

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA TEMPORAL PARA SER UTILIZADO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN AÉREA.**

Prof. Guía: Ing. Nerio Ojeda  
Tutor Industrial: Ing. Jorge Da Silva.

Presentado Ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Escalona C. José R.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2005.

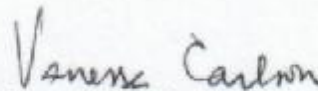
## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

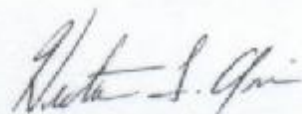
Caracas, 18 de enero de 2006

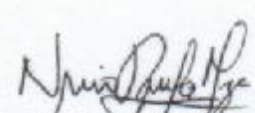
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller José R. Escalona C., titulado:

### **“DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA TEMPORAL PARA SER UTILIZADO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN AÉREA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

  
Prof. Vanessa Carlson  
Jurado

  
Prof. Héctor Arcia  
Jurado

  
Prof. Nerio Ojeda  
Prof. Guía



## DEDICATORIA

*A mis padres **Omar** y **Sonia** por haberme apoyado en todo momento. A mi esposa **Enyi** por luchar cada día y cada instante a mi lado. A mis hijos **Ramsés** y **José Alejandro** por haber servido de inspiración para culminar mi carrera. A mis compañeros **Andreina** y **Victor** por darme los mejores momentos que se pueden vivir durante una carrera universitaria.*

## **RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS**

Principalmente quiero agradecer a Dios, que me dio la oportunidad de cumplir mi sueño y sobre todo la fuerza para levantarme en aquellos momentos en los que me sentía derrotado.

Quiero agradecer a mi familia, por su apoyo, consideración y sacrificio a lo largo de mi carrera. A mi madre por darme el impulso de comenzar y mantenerme firme en mis estudios. A mi padre por haberme servido de modelo de humildad, sencillez y ser pieza fundamental en el núcleo familiar. A mis tres hermanos por brindarme su colaboración y estar siempre presentes. A mi esposa por ser mi inspiración de vida y apoyo emocional. A mis dos hijos que han sido lo más bello que me ha ocurrido en la vida y han incrementado mis deseos de superación. También quiero agradecer a mi prima Ana María, por no negarme su ayuda en los momentos que más la necesite.

Agradezco al Lic. Vicente Barreto, por haberme dado su apoyo, comprensión, tiempo, conocimientos y ayuda incondicional para el desarrollo del proyecto. Al Ing. Humberto Castellano, por su preocupación y dedicación hacia este proyecto. A mis compañeros de laboratorio Francisco, Jobani, Erica y Mónica por su aceptación y ayuda en mis labores dentro del laboratorio de pruebas de equipos y materiales de seguridad de la C.A. “La Electricidad de Caracas”. Al Ing. Jorge Da Silva y a la Lic. Nancy Montezuma, por permitirme desarrollar este proyecto y ofrecer soluciones inmediatas a los problemas presentados.

Al Ing. Nerio Ojeda y a la Señora Ligia Medrano, por estar siempre pendiente del avance del proyecto y la culminación del trabajo especial de grado.

Finalmente quiero agradecer a otras personas que influyeron directamente en la dirección de la investigación brindando una ayuda importante como: el Lic.

Zambrano, Lic. Uzcategui, Ing. Joaquín Pérez, Ing. Lizet Silva y el Ing. Elías Parra, Ing. Xavier de Boricón, Señor Darío Medina, Ing. Alejandro Rovario e Ing. Oscar Palacios.

**Escalona C., José R.**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA TEMPORAL  
PARA SER UTILIZADO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN AÉREA**

**Profesor Guía:** Nerio Ojeda. **Tutor Industrial:** Ing. Jorge Da Silva. **Tesis.** Caracas. U.C.V. **Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución:** C.A. “La Electricidad de Caracas”. 2005. 99 h. + anexos.

**Palabras Claves:** Sistema de puesta a tierra temporal; Red de distribución aérea; Seguridad; Protección colectiva; Protección personal, Prototipo en dos partes.

**Resumen.** Se plantea el diseño, evaluación y optimización de un sistema de puesta a tierra temporal para la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, con el propósito de verificar la validez del uso del sistema actual y proponer la utilización de un prototipo, que brinde mayor ergonomía y cumpla con todas las normas de seguridad necesarias. Para ello, se determinaron las características que debe tener un sistema de puesta a tierra temporal, se adaptaron a las condiciones de la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, se diseñó un prototipo que cumpliera con las mismas y mejorará las características de peso, instalación y fabricación del sistema actual y por último se sometió a prueba el mismo. El resultado de todo esto, es un prototipo que mejora el peso del sistema actual en un 41%, ensamblado totalmente en Venezuela, con la mayoría de sus piezas de fabricación nacional y que brinda seguridad a los usuarios.

## ÍNDICE GENERAL

|                                                             | <b>Pág.</b> |
|-------------------------------------------------------------|-------------|
| CONSTANCIA DE APROBACIÓN                                    | ii          |
| DEDICATORIA                                                 | iii         |
| RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS                           | iv          |
| RESUMEN                                                     | vi          |
| ÍNDICE GENERAL                                              | vii         |
| ÍNDICE DE TABLAS                                            | xi          |
| ÍNDICE DE FIGURAS                                           | xiii        |
| INTRODUCCIÓN                                                | 1           |
| <b>CAPÍTULO I</b>                                           |             |
| <b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>                           | 3           |
| 1.1.- Red de distribución aérea                             | 3           |
| 1.2.- Importancia y justificación del trabajo de grado      | 4           |
| 1.3.- Objetivo general                                      | 5           |
| 1.4.- Objetivos específicos                                 | 5           |
| 1.5.- Limitaciones del trabajo especial de grado            | 5           |
| <b>CAPÍTULO II</b>                                          |             |
| <b>SISTEMA DE PUESTA A TIERRA TEMPORAL</b>                  | 7           |
| 2.1.- Generalidades                                         | 7           |
| 2.2.- Tipos de puesta a tierra                              | 8           |
| 2.3.- Puesta a tierra temporal                              | 8           |
| 2.4.- Sistema de puesta a tierra temporal de la A.B. CHANCE | 9           |
| <b>CAPÍTULO III</b>                                         |             |
| <b>MARCO TEÓRICO</b>                                        | 13          |
| 3.1.- Electrofisiología                                     | 13          |
| 3.1.1.- Generalidades                                       | 13          |

|                                                                        |    |
|------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.1.2.- Repartición de la corriente por el cuerpo humano               | 14 |
| 3.1.3.- Efectos fisiológicos de la corriente eléctrica                 | 15 |
| 3.1.3.1.- Hormigueo                                                    | 15 |
| 3.1.3.2.- Tetanización                                                 | 15 |
| 3.1.3.3.- Paro respiratorio                                            | 15 |
| 3.1.3.4.- Fibrilación ventricular                                      | 16 |
| 3.1.3.5.- Calentamiento corporal                                       | 16 |
| 3.2.- Límite de corriente tolerable                                    | 17 |
| 3.3.- Descarga atmosférica                                             | 18 |
| 3.4.- Resistencia del cuerpo humano                                    | 18 |
| 3.4.1.- Variación de la resistencia en función de la tensión           | 18 |
| 3.4.2.- Variación de la resistencia con la trayectoria de la corriente | 19 |
| 3.4.3.- Variación en función de las condiciones físicas                | 19 |
| 3.4.4.- Influencia de los elementos de protección personal             | 20 |
| 3.5.- Naturaleza del terreno                                           | 23 |
| 3.5.1.- Generalidades                                                  | 23 |
| 3.5.2.- Resistividad                                                   | 24 |
| 3.5.2.1.- Variación con la humedad y la temperatura                    | 24 |
| 3.5.2.2.- Variación con la composición del terreno                     | 24 |
| 3.6.- Conceptos básicos                                                | 26 |
| <b>CAPÍTULO IV</b>                                                     |    |
| <b>RED DE DISTRIBUCIÓN AÉREA</b>                                       | 29 |
| 4.1.- Niveles de tensión                                               | 29 |
| 4.2.- Tipos de subestaciones                                           | 30 |
| 4.3.- Protección de circuito                                           | 32 |
| 4.3.1.- Interruptores                                                  | 32 |
| 4.3.2.- Relés de fase y tierra                                         | 33 |
| 4.4.3.- Reconectadores                                                 | 34 |
| 4.4.- Niveles de cortocircuito                                         | 36 |
| 4.4.1.- Niveles de cortocircuito en la barra de las subestaciones      | 37 |

|                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.4.1.1.- Niveles de cortocircuitos actuales                                    | 37 |
| 4.4.1.2.- Niveles de cortocircuito año horizonte                                | 38 |
| 4.5.- Estructuras de distribución                                               | 38 |
| 4.5.1.- Altura de los postes de distribución                                    | 39 |
| 4.5.2.- Tipos de configuraciones                                                | 39 |
| 4.5.3.- Distancias entre fases                                                  | 42 |
| 4.5.4- Distancias entre fase y neutro                                           | 43 |
| 4.6.- Ubicación de las conexiones a tierra en las líneas de distribución aéreas | 43 |
| 4.7.- Conexión a tierra y valor de la resistencia de puesta a tierra            | 44 |
| <b>CAPÍTULO V</b>                                                               |    |
| <b>PROTOTIPO</b>                                                                | 45 |
| 5.1.- Características del sistema de puesta a tierra temporal, según “ASTM”     | 45 |
| 5.1.2.- Definición del conductor                                                | 45 |
| 5.1.3.- Definición de la grapa                                                  | 46 |
| 5.1.3.- Definición de los terminales (Ferrules)                                 | 48 |
| 5.2.- Características del sistema de puesta a tierra temporal, según “IEC”      | 48 |
| 5.2.1.- Conductor                                                               | 48 |
| 5.2.2.- Conexiones                                                              | 49 |
| 5.2.3.- Grapas                                                                  | 49 |
| 5.2.4.- Identificación                                                          | 49 |
| 5.2.5.- Sistema de puesta a tierra completo                                     | 50 |
| 5.3.- Prototipo compacto                                                        | 50 |
| 5.4.- Avances de la investigación                                               | 56 |
| 5.5.- Prototipo del poste                                                       | 57 |
| 5.6.- Prototipo en dos partes                                                   | 59 |
| 5.7.- Variación de los niveles de cortocircuito                                 | 65 |
| 5.7.1.- Límite de uso del prototipo en dos partes                               | 66 |
| 5.7.2- Simulación                                                               | 68 |

## **CAPÍTULO VI**

|                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------|----|
| <b>PRUEBAS</b>                                                    | 75 |
| 6.1.- Pruebas de configuración                                    | 75 |
| 6.2.- Prueba de continuidad y medición de resistencia             | 79 |
| 6.2.1.- Prueba realizada al puente de la A.B. CHANCE              | 80 |
| 6.2.2.- Prueba realizada a la configuración en cruz del prototipo | 81 |
| 6.3.- Prueba de agarre de grapas en puntos de conexión            | 82 |
| 6.4.- Prueba de confort                                           | 82 |
| 6.5.- Pruebas de cortocircuito para puentes                       | 83 |

## **CAPÍTULO VII**

|                                                                                                   |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>ANÁLISIS DE COSTO</b>                                                                          | 88  |
| 7.1.- Sistema fabricado por CATU                                                                  | 88  |
| 7.2.- Sistema fabricado por A.B. CHANCE                                                           | 89  |
| 7.3.- Prototipo en dos partes                                                                     | 89  |
| <b>CONCLUSIONES</b>                                                                               | 92  |
| <b>RECOMENDACIONES</b>                                                                            | 94  |
| <b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>                                                                 | 95  |
| <b>BIBLIOGRAFÍA</b>                                                                               | 97  |
| ANEXO I [Postes de Distribución]                                                                  | 100 |
| ANEXO II [Estructuras de Distribución]                                                            | 103 |
| ANEXO III [Cotización de CATU]                                                                    | 118 |
| ANEXO IV [Procedimiento para el uso del Sistema de Puesta a Tierra Temporal]                      | 121 |
| ANEXO V [Variación de los Niveles de Cortocircuito con Respecto a la Distancia de la Subestación] | 136 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|                                                                                                                   | <b>Pág.</b> |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Tabla 2.1. Distribución del peso del sistema de protección colectivo de la A.B. CHANCE                            | 11          |
| Tabla 2.2. Distribución del peso del sistema de protección personal de la A.B. CHANCE                             | 11          |
| Tabla 3.1. Sensibilidad al paso de electricidad entre las manos                                                   | 16          |
| Tabla 3.2. Resistencia del cuerpo humano en $\Omega$                                                              | 20          |
| Tabla 3.3. Prueba de guantes de goma                                                                              | 21          |
| Tabla 3.4. Resistividad en función del tipo de terreno                                                            | 25          |
| Tabla 5.1. Capacidades de conductores de tierra                                                                   | 46          |
| Tabla 5.2. Capacidades de grapas de puesta a tierra                                                               | 47          |
| Tabla 5.3. Peso del sistema de protección colectivo del prototipo compacto                                        | 55          |
| Tabla 5.4. Peso del sistema de protección personal del prototipo compacto                                         | 55          |
| Tabla 5.5. Peso del sistema de protección colectivo del prototipo en dos partes                                   | 64          |
| Tabla 5.6. Peso del sistema de protección personal del prototipo en dos partes                                    | 65          |
| Tabla 5.7. Extracto de la tabla 5 de la norma ASTM con sección y peso del conductor                               | 67          |
| Tabla 5.8. Capacidad de conductores de tierra según evaluación de la ecuación N° 40 del Std. 80 – 2000 de la IEEE | 68          |
| Tabla 6.1. Resistencia medida sobre el puente de 4 m de la A.B. CHANCE                                            | 80          |
| Tabla 6.2. Resistencia medida sobre la configuración en cruz del prototipo                                        | 81          |

|                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 6.3. Resultados de la prueba de cortocircuito sobre el conductor “A”       | 85 |
| Tabla 6.4. Resultados de la prueba de cortocircuito sobre el conductor “B”       | 86 |
| Tabla 6.5. Resultados de la prueba de cortocircuito sobre el conductor “C”       | 86 |
| Tabla 7.1. Costo del sistema de protección colectivo de CATU                     | 88 |
| Tabla 7.2. Costo del sistema de protección personal de CATU                      | 89 |
| Tabla 7.3. Costo del sistema de protección colectivo del prototipo en dos partes | 90 |
| Tabla 7.4. Costo del sistema de protección personal del prototipo en dos partes  | 90 |
| Tabla 7.5. Comparación de costos entre los tres sistemas                         | 91 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|                                                                                 | <b>Pág.</b> |
|---------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Figura 2.1. Ubicación de los sistemas de protección                             | 9           |
| Figura 2.2. Sistema de protección colectivo de la A.B. CHANCE                   | 10          |
| Figura 2.3. Sistema de protección personal de la A.B. CHANCE                    | 10          |
| Figura 3.1. Circuito equivalente formado al contacto con un elemento energizado | 22          |
| Figura 4.1. Subestación de barra simple a máxima expansión                      | 30          |
| Figura 4.2. Subestación en condición de máximo nivel de cortocircuito           | 31          |
| Figura 4.3. Dispositivo reconectador VR – S3                                    | 35          |
| Figura 4.4. Dispositivo de control automático de potencia PCD - 2000            | 36          |
| Figura 4.5. Configuración en “U”                                                | 40          |
| Figura 4.6. Configuración en “R”                                                | 40          |
| Figura 4.7. Configuración en “Q”                                                | 40          |
| Figura 4.8. Estructura en “Q” dobleposteadada                                   | 42          |
| Figura 4.9. Estructura en “Q” doble bandera                                     | 42          |
| Figura 5.1. Sistema de protección colectiva del prototipo compacto              | 51          |
| Figura 5.2. Sistema de puesta a tierra antiguo                                  | 51          |
| Figura 5.3. Conexión empalmada                                                  | 52          |
| Figura 5.4. Grapa de sujeción sencilla                                          | 53          |
| Figura 5.5. Grapa de sujeción rápida                                            | 53          |
| Figura 5.6. Utilización del poste como bajante                                  | 57          |
| Figura 5.7. Sistema de protección colectivo del prototipo en dos partes         | 61          |
| Figura 5.8. Posición del termocontraible en el conductor                        | 62          |
| Figura 5.9. Pieza de conexión en cruz (Vista superior)                          | 63          |
| Figura 5.10. Pieza de conexión en cruz (Vista inferior)                         | 63          |
| Figura 5.11. Pieza de conexión en cruz (Vista lateral)                          | 63          |
| Figura 5.12. Lista de circuitos disponibles por el ASPV7A                       | 69          |

|              |                                                                                                                           |    |
|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 5.13. | Tramo del circuito simulado                                                                                               | 69 |
| Figura 5.14. | Barra de selección del voltaje de la subestación                                                                          | 70 |
| Figura 5.15. | Barra de selección del tipo de conductor                                                                                  | 70 |
| Figura 5.16. | Barra de selección de longitud del segundo tramo                                                                          | 71 |
| Figura 5.17. | Decaimiento del nivel de cortocircuito con la distancia a la subestación                                                  | 72 |
| Figura 6.1.  | Prueba de configuración                                                                                                   | 76 |
| Figura 6.2.  | Configuración conectando a tierra en sitio de trabajo                                                                     | 77 |
| Figura 6.3.  | Configuración conectando a tierra a ambos lados del sitio de trabajo                                                      | 77 |
| Figura 6.4.  | Configuración conectando a tierra a ambos lados del sitio de trabajo y creando una zona equipotencial para el trabajador. | 78 |
| Figura 6.5.  | Equipo probador de puesta a tierra                                                                                        | 79 |
| Figura 6.6.  | Prueba de medición de resistencia sobre el puente de la A.B. CHANCE                                                       | 80 |
| Figura 6.7.  | Prueba de medición de resistencia sobre el prototipo                                                                      | 81 |

## INTRODUCCIÓN

La seguridad es una de las principales prioridades de cualquier empresa de servicio eléctrico, de allí deriva la importancia que tienen los sistemas de puesta a tierra temporal, ya que sin ellos, no se podrían realizar labores en los circuitos desenergizados de forma segura; estos sistemas protegen al trabajador de descargas eléctricas naturales (rayos), energización accidental y contactos accidentales con líneas energizadas mientras se realizan labores de construcción, mantenimiento, reemplazo de partes, accesorios y pruebas de rutina en red de energía eléctrica.

Las razones por las cuales surge la necesidad de evaluar el sistema de puesta a tierra temporal actualmente en uso, es en principio para verificar la validez del mismo, ya que la red de distribución aérea es muy cambiante y compleja. Además éste presenta actualmente algunas características desventajosas para su traslado e instalación.

Mediante este estudio, se logra diseñar un sistema de puesta a tierra temporal para la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, que cumple con todas las normas de seguridad necesarias y además mejora al utilizado actualmente en algunos aspectos como el traslado, la instalación y el costo. La forma en que se lograron estos resultados, fue cumpliendo con una serie de pasos de investigación, análisis, ejecución e interpretación de pruebas, que conllevaron a que este informe quedara estructurado de la siguiente forma:

- § Capítulo I: Se expone el objeto de la investigación.
- § Capítulo II: Se establece una diferencia entre la puesta a tierra tradicional y la puesta a tierra temporal, caracterizando y evaluando el sistema actual.
- § Capítulo III: Se describen los riesgos de estar en contacto con la corriente eléctrica evaluándose el valor de la resistencia del cuerpo humano asociado a

la corriente tolerable por el mismo, para así definir un valor de tensión máximo al cual puede estar expuesto una persona. También se presenta una lista de conceptos que son fundamentales para el buen entendimiento de la tesis.

- § Capítulo IV: Se caracteriza la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, para poder adaptar el sistema de puesta a tierra temporal a las condiciones de esta.
- § Capítulo V: Se diseña el prototipo siguiendo las pautas de las normativas nacionales e internacionales.
- § Capítulo VI: Se indican las pruebas que se realizaron para validar el prototipo, y se muestran los resultados obtenidos.
- § Capítulo VII: Se presentan los costos asociados a la fabricación del prototipo y a dos tecnologías similares a la utilizada por éste, así como también se realiza una comparación entre ellos.

Por último se presentan los elementos finales del trabajo de grado como lo son: las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas, bibliografía y anexos.

## **CAPÍTULO I**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **1.1 Red de distribución aérea.**

La C.A. “La Electricidad de Caracas” y sus empresas filiales distribuyen energía eléctrica a sus clientes desde 94 subestaciones, a través de líneas aéreas y subterráneas. Los circuitos aéreos suman un total de 3330 kilómetros, los cuales están continuamente en operación, supervisión, construcción y mantenimiento.

Algunas de las labores realizadas en el área de distribución, son las siguientes:

- § Construcción, mantenimiento y adecuación de las líneas aéreas y subterráneas.
- § Instalación y mantenimiento de transformadores, cables, líneas, interruptores y equipos de seccionamiento.
- § Instalación y mantenimiento de la red en baja tensión, acometidas y medidores de electricidad.
- § Operación y mantenimiento del alumbrado público de la zona surtida.

La operación eficiente de la extensa red de distribución, que además tiene como característica principal su complejidad, debido a las diversas tecnologías y equipamiento utilizado y a la topografía del terreno, depende directamente de que lo mencionado anteriormente, se cumpla a cabalidad y con el mayor nivel de seguridad posible. La utilización del sistema de puesta a tierra temporal es fundamental para garantizar la seguridad de los trabajadores que realizan este tipo de labores.

## **1.2 Importancia y justificación del trabajo especial de grado.**

El sistema de puesta a tierra temporal utilizado en la red de distribución aérea es de suma importancia, ya que protege al trabajador de descargas eléctricas naturales (rayos), energización accidental y contactos accidentales con líneas energizadas mientras se realizan labores de construcción, mantenimiento, reemplazo de partes, accesorios y pruebas de rutina en el sistema de distribución aéreo.

Algunas de las características del sistema de puesta a tierra empleado actualmente son las siguientes:

- § Se fabrica totalmente en el extranjero.
- § Su estructura se basa en una serie de puentes separados de diferentes medidas de longitud.
- § Su peso es de 46 kg, sin incluir las barras de puesta a tierra temporal y los bolsos para el traslado.

Su estructura incrementa el tiempo de instalación y propicia el extravío de los puentes. En las zonas donde no se tiene acceso con los vehículos de la compañía, se dificulta el traslado debido al peso del mismo. Una forma de minimizar los tiempos de entrega, es buscar que la mayoría de las piezas con que se ensamble el sistema sean de fabricación nacional.

Dado que la C.A. “La Electricidad de Caracas” esta continuamente en un proceso de mejora de la seguridad y ergonomía de sus equipos y procedimientos, es necesario el diseño de un nuevo sistema de puesta a tierra temporal que mejore los aspectos anteriormente descritos, así como también presente un procedimiento actualizado de utilización sin dejar de considerar la parte económica.

### **1.3 Objetivo general.**

Este trabajo de investigación busca diseñar, evaluar y optimizar un sistema de puesta a tierra temporal para ser utilizado en la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas” y sus empresas filiales; que cumpla con las normas de seguridad necesarias y que además mejore el actual.

### **1.4 Objetivos específicos.**

- § Caracterización del sistema de puesta a tierra temporal normalizado por la C.A. “La Electricidad de Caracas” y sus empresas filiales, para ser usado en la red de distribución aérea.
- § Determinación del tipo de grapa, conductor y uniones a utilizar en el sistema de puesta a tierra temporal.
- § Realización de pruebas y ensayos que determinen la efectividad del prototipo.
- § Desarrollo del modelo que supere el sistema de puesta a tierra temporal usado actualmente por la C.A. “La Electricidad de Caracas” y sus empresas filiales, en la red de distribución aérea, basado en el prototipo.
- § Realización de pruebas y ensayos que validen el modelo.
- § Realización del procedimiento para el uso del sistema de puesta a tierra temporal desarrollado para la C.A. La “Electricidad de Caracas” y sus empresas filiales, en la red de distribución aérea.
- § Determinación de los costos asociados a la fabricación del prototipo y comparación de estos con sistemas similares.

### **1.5 Limitaciones del trabajo especial de grado.**

Durante la realización de este trabajo, se planteó la posibilidad de que todos los componentes del sistema fueran fabricados en Venezuela; para lograrlo, se

enfocaron los esfuerzos en el diseño de nuevas piezas y la reemplazo de algunas ya existentes que pudieran ser fabricadas en el país, como lo fueron los ferrules, la cinta termocontraíble y la pieza de conexión.

En el caso específico de la grapa no se logró conseguir un fabricante nacional, a pesar de haber realizado esfuerzos enfocados en ese objetivo, esto se debió básicamente al desconocimiento del proceso que se emplea para su fabricación. Las empresas fabricantes de conductores, se mostraron interesadas en fabricarlo de acuerdo a las especificaciones determinadas en este proyecto y exigidas por las normas internacionales, pero sólo se iniciaría el proceso de fabricación, si se realizaba un pedido lo suficientemente grande y se garantizaban compras futuras. Por lo anteriormente expuesto, para la fecha de culminación de éste trabajo no se logró que el sistema fuera totalmente de fabricación nacional.

## **CAPÍTULO II**

### **SISTEMA DE PUESTA A TIERRA TEMPORAL**

#### **2.1 Generalidades.**

El término puesta a tierra comprende a cualquier conexión metálica directa, sin fusible ni protección alguna, de sección suficiente, entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos, enterrados en el suelo con el objeto de conseguir que en el conjunto de elementos no existan diferencias de potencial peligrosas y que al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falla y descarga de origen atmosférico.

Las puestas a tierra tienen como objeto, limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, así como garantizar la actuación de las protecciones.

Cuando se produce una falla a tierra en una instalación de alta o baja tensión, se provoca un aumento del potencial del electrodo a través del cual circula la corriente de falla. Asimismo, al drenarse dicha corriente por tierra, aparecen en el terreno gradientes de potencial que pudieran ser peligrosos; por lo tanto, la instalación de puesta a tierra debe diseñarse de forma que se garantice lo siguiente:

- § Seguridad de las personas en relación con las elevaciones de potencial.
- § Ausencia de sobretensiones peligrosas para las instalaciones.
- § Actuación de las protecciones con el valor de la corriente de falla.

## **2.2 Tipos de puesta a tierra.**

Por lo general, se utilizan dos tipos de puesta a tierra, una de protección y otra de servicio. La puesta a tierra de protección se utiliza para prevenir accidentes personales que se puedan dar por el contacto con partes metálicas de una instalación que no se encuentren normalmente energizadas pero que puedan estarlo a causa de averías, accidentes, etc. Por tal motivo se conectan a tierra elementos como chasis, estructuras, armaduras de edificios, carcasas de transformadores, generadores, motores y otras máquinas. La puesta a tierra de servicio es la que pertenece al circuito de corriente de trabajo, como lo son: el neutro de los transformadores, los circuitos de baja tensión de transformadores de medida y los circuitos de tierra de pararrayos entre otros.

## **2.3 Puesta a tierra temporal.**

Los dos tipos de puesta a tierra mencionados anteriormente, son conectados a tierra de forma permanente al momento de su instalación y así permanecen durante su período de vida útil, es decir, son fijos. Cuando nos referimos a un sistema de puesta a tierra temporal, estamos hablando de una protección que se conecta al momento de realizar labores en circuitos desenergizados y se desconecta cuando se culminan estas labores.

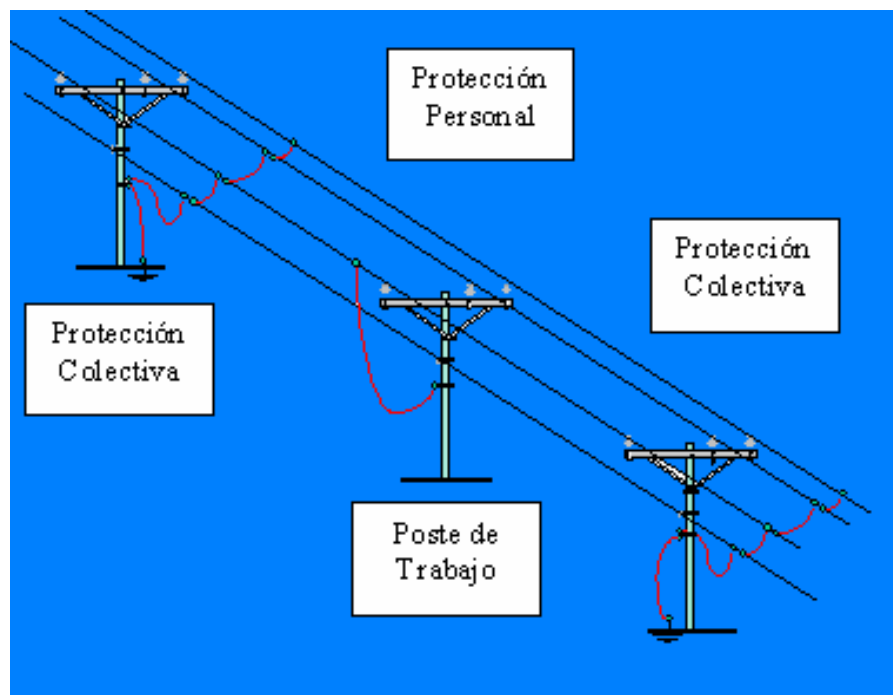
La colocación de equipos de puesta a tierra temporal durante trabajos de mantenimiento, sobre instalaciones desenergizadas, es una práctica común para las empresas de distribución de energía eléctrica.

La reglamentación OSHA en los Estados Unidos asume dos premisas básicas para los equipos de puesta a tierra (además de la fusión del cable de conexión). Primero, si se establece una zona equipotencial, la protección de tierra en paralelo con el trabajador no debe desarrollar una tensión mayor que la permitida por

la empresa de distribución a la que el trabajador pertenece. La segunda implica que los equipos de puesta a tierra deben probarse periódicamente para asegurar que siempre se cumplan los requisitos de protección.

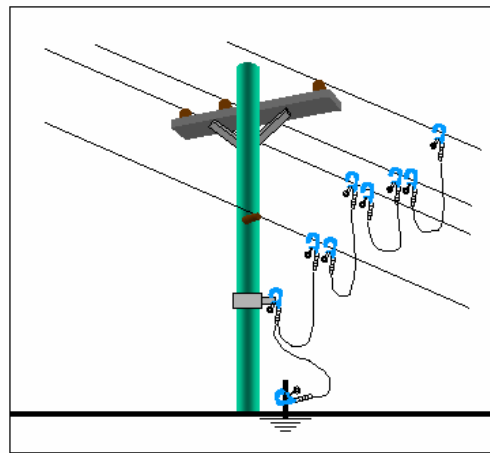
#### **2.4 Sistema de puesta a tierra temporal de la A. B. CHANCE.**

El sistema de puesta a tierra temporal normalizado por la C.A “La Electricidad de Caracas”, es fabricado en los Estados Unidos por la A. B. CHANCE. El mismo está compuesto por puentes y se basa en la creación de una zona equipotencial como diseño de protección personal. La forma en que se instala, es colocando un sistema de protección colectivo a cada lado del tramo de circuito donde se van a realizar las labores y un sistema de protección personal en el sitio que este ubicado el trabajador, como se muestra en la figura 2.1.

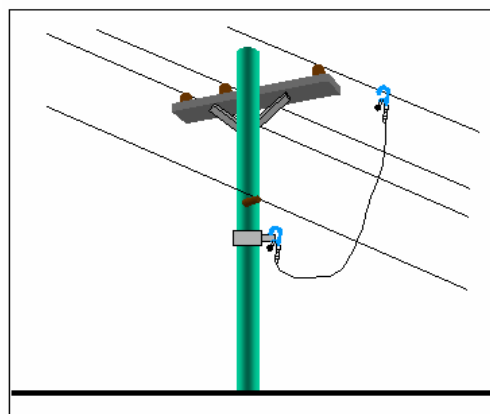


**Figura 2.1.** Ubicación de los sistemas de protección.

Cada sistema de puesta a tierra colectiva consta de dos puentes de 1,5 m, un puente de 1,8 m, un puente de 4 m, un puente de 11 m, una ménsula y una barra de puesta a tierra temporal. El conductor utilizado es No. 2 AWG con chaqueta de PVC transparente. La forma en que se cortocircuitan y se conectan a tierra las líneas se pueden observar en la figura 2.2. El sistema de protección personal esta compuesto de un puente de 4 m y una ménsula, este puente se conecta desde la ménsula hasta cualquiera de las tres fases pero se recomienda conectarlo en la fase donde se estén realizando labores, una conexión tipo se puede observar en la figura 2.3.



**Figura 2.2** Sistema de protección colectivo de la A. B. CHANCE.



**Figura 2.3** Sistema de protección personal de la A. B. CHANCE.

El sistema de protección colectivo esta compuesto de dos unidades exactamente iguales y que se conectan a ambos lados del lugar de trabajo; cada uno de ellos tiene un peso distribuido según tabla 2.1.

**Tabla 2.1.** Distribución del peso del sistema de protección colectivo de la A. B. CHANCE.

| <b>Cantidad</b> | <b>Material</b>                            | <b>g /unidad</b> | <b>Peso (g)</b> |
|-----------------|--------------------------------------------|------------------|-----------------|
| 19,8            | Metros de conductor de cobre calibre 2 AWG | 443              | 8771,4          |
| 10              | Ferrules                                   | 130              | 1300            |
| 1               | Mensula Tipo Cadena                        | 3200             | 3200            |
| 4               | Grapas con pieza de soporte                | 760              | 3040            |
| 6               | Grapa sin soporte                          | 550              | 3300            |
|                 |                                            |                  | 19611,4         |

Cada sistema colectivo tiene un peso de 19,61 kg. Dado que se utilizan dos de estos, el sistema total de protección colectivo tiene un peso de 39,22 kg, sin incluir la barra de puesta a tierra temporal (barra helicoidal de 3,2 kg). En la protección personal se distribuye el peso según tabla 2.2.

**Tabla 2.2.** Distribución del peso del sistema de protección personal de la A. B. CHANCE.

| <b>Cantidad</b> | <b>Material</b>                            | <b>g /unidad</b> | <b>Peso (g)</b> |
|-----------------|--------------------------------------------|------------------|-----------------|
| 4               | Metros de conductor de cobre calibre 2 AWG | 443              | 1772            |
| 2               | Ferrules                                   | 130              | 260             |
| 1               | Mensula tipo cadena                        | 3200             | 3200            |
| 1               | Grapas con pieza de soporte                | 760              | 760             |
| 1               | Grapa sin soporte                          | 550              | 550             |
|                 |                                            |                  | 6542            |

El sistema de la A.B. CHANCE tiene un peso total de 46 kg aproximadamente, sin incluir las barras de puesta a tierra temporal. Además este puede soportar 23194 A durante 10 ciclos (0,167 s) debido a su característica y tipo de conductor.

Realizando un análisis de las características descritas anteriormente, se determinó que el sistema de puesta a tierra temporal comprado por la C.A. “La Electricidad de Caracas” a la A.B CHANCE tiene algunas ventajas y otras desventajas.

Ventajas:

- § Se adapta a casi todos los niveles de cortocircuitos de la red de distribución aérea.
- § Si se usa correctamente es confiable ya que logra crear la zona equipotencial.
- § Sus grapas se adaptan perfectamente a todas las líneas de la red de distribución aérea.
- § Se puede conectar en casi todas las estructuras de distribución aéreas de la Compañía.

Desventajas:

- § No se adecua al mayor nivel de cortocircuito que puede existir en la salida de una subestación.
- § Su estructura de puentes separados incrementa la probabilidad de pérdida de piezas y propicia la confusión al momento de la instalación.
- § Su peso de 46 kg dificulta el traslado del equipo a las zonas intrincadas.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO TEÓRICO**

La razón fundamental del uso del sistema de puesta a tierra temporal, es la de brindar seguridad al personal que realiza labores en líneas desenergizadas. Para diseñar un prototipo que proteja a los trabajadores, es necesario entender los riesgos que implica estar expuesto a una corriente eléctrica, este capítulo describe cada uno de ellos, comenzando por la electrofisiología determina la corriente peligrosa para el cuerpo humano; con este valor y el de la resistencia del mismo, se evalúa el límite de tensión accesible. Cumplidos los pasos anteriores, es posible escoger un tipo de protección personal adecuada que brinde la suficiente seguridad a los trabajadores.

El estudio realizado con respecto a la naturaleza del terreno, nos da los indicadores necesarios para determinar el arreglo de puesta a tierra a utilizar, de forma tal que se adapte a los requerimientos exigidos por las normas internas de la compañía.

Adicionalmente se presentan algunos conceptos importantes para proporcionar una correlación entre la terminología utilizada en este trabajo y sus sinónimos en la industria.

#### **3.1 Electrofisiología. [1] y [3]**

##### **3.1.1 Generalidades.**

La electrofisiología, es un campo de la medicina que estudia el comportamiento de cada uno de los tejidos y órganos del cuerpo humano cuando por

ellos circula una corriente eléctrica, esta corriente eléctrica puede ser: directa, alterna de baja frecuencia, alterna de alta frecuencia, impulsos de onda de corrientes, etcétera; además se clasifica según sea el nivel de tensión (alto o bajo). Las manifestaciones eléctricas son algo normal dentro de los órganos que componen el cuerpo humano, ya que esta es la forma en que ellos ejecutan sus funciones; pero cuando el cuerpo humano es recorrido por una corriente eléctrica se producen reacciones fisiológicas no comunes.

El estudio de la electrofisiología y sus aplicaciones se puede dividir en dos partes: la acción de la corriente eléctrica en los tejidos y órganos y la producción de electricidad por los órganos vivos. Los problemas que presenta el primer punto son los siguientes:

- § Excitación eléctrica de los nervios y músculos.
- § Paso de la corriente eléctrica a través del organismo; resistencia del cuerpo humano.
- § Efectos térmicos como quemaduras y evaporación de los líquidos de los tejidos.
- § Electroculión y electrochoque.

### **3.1.2 Repartición de la corriente por el cuerpo humano.**

La manera en que se distribuye la corriente por el cuerpo humano, depende directamente de la forma en que se realice el contacto con las superficies conductoras, ya que esta determina el recorrido que tendrá la corriente eléctrica a través del cuerpo. La magnitud de la corriente eléctrica, será distinta para diferentes recorridos a través del cuerpo humano, esto es debido a que la resistencia que presenta el cuerpo tendrá diferente valor, dependiendo del recorrido. Se clasifica como recorrido de mayor peligrosidad el que afecta directamente al corazón, es decir, el que pase por el tórax.[3]

### **3.1.3 Efectos fisiológicos de la corriente eléctrica.**

#### **3.1.3.1 Hormigueo.**

El umbral de percepción de la corriente eléctrica puede variar dependiendo de: la intensidad de la misma, la diferencia de tensión aplicada y la conductividad de la zona donde se está aplicando esta tensión. Por ejemplo, “la retina se caracteriza por ser la parte más sensible del cuerpo humano ya que con solo 0,02 mA se produce una sensación luminosa” [2]. En cuanto a la piel se establece un umbral de percepción entre 1 mA y 3 mA, en el cual la persona sentirá un ligero hormigueo, absolutamente inofensivo.

#### **3.1.3.2 Tetanización**

Para que se produzca el inicio de la contracción muscular se requieren valores de corriente superiores a los 5 mA. Las contracciones musculares, puede llegar a ser tan fuertes, como para imposibilitar a la persona a soltar la superficie de contacto, esta reacción a la corriente eléctrica recibe el nombre de tetanización y se produce cuando los niveles de corriente superan los 16 mA.

#### **3.1.3.3 Paro respiratorio.**

A medida que la corriente eléctrica, toma valores superiores a los 16 mA, la tetanización se pudiera extender a los músculos de la caja torácica, ocasionando así el paro respiratorio. En el cuerpo humano este efecto se produce cuando el tórax es atravesado con una intensidad de corriente superior a los 50 mA.

#### 3.1.3.4 Fibrilación ventricular.

Cuando la corriente eléctrica atraviesa el tórax, pudieran presentarse ciertas contracciones independientes e incontrolables de las fibras del músculo cardíaco, afectando directamente el correcto funcionamiento del corazón, este efecto de la corriente eléctrica se conoce como fibrilación ventricular y dependiendo del tiempo de duración del mismo, puede producir la muerte. El umbral de corriente para que se produzca la fibrilación ventricular, se establece en 100 mA . El riesgo de que se produzca una fibrilación ventricular disminuye si la corriente que atraviesa el tórax, es superior los 3 mA. A continuación se muestra un cuadro en el que se observan los efectos que la corriente produce en el cuerpo humano.

**Tabla 3.1.** Sensibilidad al paso de electricidad entre las manos. Según [2]. Pág 395.

| Corriente (mA) | Efecto sobre el cuerpo humano.                                         |
|----------------|------------------------------------------------------------------------|
| 1              | Moderado temblor o sacudimiento de los músculos.                       |
| 2 a 4          | Temblor de los nervios en los dedos hasta el antebrazo.                |
| 5 a 7          | Ligera convulsión o contracción en el brazo.                           |
| 10 a 15        | Sensación desagradable pero todavía es posible soltar los electrodos.  |
| 19 a 22        | Fuertes dolores en el brazo. (ya no es posible soltar los electrodos). |
| ± 30           | Manos paralizadas, el dolor es insoportable.                           |
| 50             | Inicio del paro del aparato respiratorio.                              |
| 100            | Inicio de la fibrilación ventricular.                                  |
| 50 a 100       | ¡¡Peligro de muerte!!                                                  |

#### 3.1.3.5 Calentamiento corporal.

En el caso, en que el cuerpo humano sea sometido a elevadas corrientes eléctricas, una de las variables de mayor peligrosidad, es el calor que se produce en el cuerpo al transformar la energía eléctrica. Esta transformación queda definida por la siguiente ecuación:

$$W = R \int i^2 dt, \text{ en Joule} \quad (3.1)$$

En donde  $i$  = la corriente que atraviesa el cuerpo humano y  $R$  = Resistencia del cuerpo humano.

El calentamiento, puede producir quemaduras de diferente gravedad, las cuales dependen directamente de la magnitud, trayectoria y frecuencia de la corriente eléctrica que atraviesa el cuerpo humano.

### 3.2 Límite de corriente tolerable.

La magnitud y duración de la corriente conducida a través del cuerpo humano debe ser menor que el valor que puede causar la fibrilación ventricular. La intensidad que puede soportar el cuerpo se incrementa a medida que el tiempo de aplicación se reduce, Charles Dalziel [4], concluyó que 99,5 % de personas soportarían sin entrar en el estado de fibrilación ventricular, corrientes determinadas según la siguiente ecuación:

$$I^2 \bullet t = 0,0135 \quad (3.2)$$

$$I = \frac{0,116}{\sqrt{t}} \quad (3.3)$$

$I$  = corriente (rms) a través del cuerpo humano en mA,  $t$  = tiempo de aplicación en segundos, estipulándose que esta en el rango de 8,3 ms a 3 s, 0,0135= “constante de energía”, la constante 0,116 puede ser cambiada por 0,157, en el caso de tratarse de trabajadores que pesen no menos de 70 kg. De la ecuación (3.3) se desprende que el cuerpo puede permitir corrientes superiores a

los 100 mA siempre que los dispositivos de protección operen de forma rápida y limiten la duración de la falla.

### **3.3 Descargas atmosféricas.**

Como consecuencia de la caída de una descarga atmosférica cerca o sobre una línea de distribución, se presenta una onda de sobretensión que viaja sobre la línea ambas direcciones. Esta onda se va atenuando a medida que se desplaza sobre la línea, a pesar de esto el voltaje remanente en el conductor, puede ser peligroso. La intensidad de corriente de un rayo esta entre 10 kA y 50 kA, el tiempo de descarga del mismo puede variar entre 10  $\mu$ s y 50  $\mu$ s.

### **3.4 Resistencia del cuerpo humano.**

Para determinar la corriente que atraviesa el cuerpo humano, se puede utilizar la ley de Ohm,  $I_c = V_c / R_c$ , con  $I_c$  = corriente que atraviesa el cuerpo,  $V_c$  = tensión a la que esta sometido el cuerpo y  $R_c$  = Resistencia del cuerpo humano. Esta resistencia depende de muchos factores, entre los que destacan: la trayectoria que sigue la corriente, el nivel de tensión aplicado, las condiciones físicas de la persona, la humedad, la temperatura, el tipo y la frecuencia de la corriente aplicada entre otros. A continuación se describe la forma en que varía la resistencia del cuerpo humano con algunos de estos factores.

#### **3.4.1 Variación de la resistencia en función de la tensión.**

Según [3] y [1], el cuerpo humano cuando es atravesado por una corriente eléctrica se comporta como un semiconductor, es decir, su resistencia varía con la tensión aplicada. Esta demostrado que cuando la tensión aumenta, la resistencia eléctrica del cuerpo humano va disminuyendo, mientras que para pequeñas tensiones puede alcanzar valores altos. La explicación a este cambio se debe a que a mayor

tensión hay mayor número de puntos en la piel que pueden servir de canal para la corriente eléctrica.

Dependiendo si las manos de la persona se encuentran secas, húmedas o impregnadas con solución salina, entonces el comportamiento de la resistencia del cuerpo humano entre las manos, será diferente (véase apéndice 3 de la referencia [2]).

### **3.4.2 Variación de la resistencia con la trayectoria de la corriente[2].**

Dada la forma en que se realice el contacto con las superficies conductoras, varía la resistencia del cuerpo humano como se describe a continuación:

- § Trayectoria longitudinal: Mano a pie  $\cong 1000 \Omega$ , mano a pies  $\cong 750 \Omega$  y manos a pies  $\cong 500 \Omega$ .
- § Trayectoria transversal: Mano a mano  $\cong 1000 \Omega$ .
- § Trayectorias parciales: Pie al otro pie  $\cong 1000 \Omega$ , mano a tronco  $\cong 500 \Omega$  y manos a tronco  $\cong 250 \Omega$ .

### **3.4.3 Variación en función de las condiciones físicas [5].**

La resistencia del cuerpo humano consiste en dos resistencias en serie: la resistencia interna del cuerpo y la resistencia de la piel. Estas dos resistencias son altamente variables de una persona a otra y se pueden ver reducidas debido a diversos factores como por ejemplo, una piel mojada brinda menor resistencia que una piel seca. En la siguiente tabla se dan algunos valores típicos de la resistencia total del cuerpo.

**Tabla 3.2.** Resistencia del cuerpo humano en  $\Omega$ . [5]

| Sujeto   | Mano a Mano |        | Mano a Pie |
|----------|-------------|--------|------------|
|          | Seco        | húmedo | Húmedo     |
| Máximo   | 13500       | 1260   | 1950       |
| Mínimo   | 1500        | 610    | 820        |
| Promedio | 4838        | 865    | 1221       |

Debido a todo lo anteriormente expuesto es difícil definir un valor normalizado con el cual se pueda evaluar la seguridad de las personas contra el contacto de las corrientes peligrosas. Una de las soluciones propuestas para tal fin, es aceptar que una vez que la corriente perfora la piel, el tejido ofrece una resistencia mínima de **1000  $\Omega$** . Este valor es adoptado, considerando una trayectoria de una mano a ambos pies o de un pie a otro pie, según [6].

#### **3.4.4 Influencia de los elementos de protección personal.**

Los trabajadores electricistas cuentan con elementos de protección personal que le brindan cierto grado de seguridad al momento de realizar sus labores. Entre estos elementos figuran los siguientes: guantes de gomas, casco, calzado de seguridad, pértigas y elevadores.

Según datos suministrados por el laboratorio de pruebas de materiales y equipos de seguridad de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, las pértigas son probadas con una tensión de 100 kV/pie y para superar la prueba la corriente de fuga no debe exceder 1 mA; por lo que podemos decir que el valor de resistencia mínima de las mismas es de 100 M $\Omega$ /pie.

En cuanto a los cascos, se ensayan durante tres minutos a una tensión de 20 kV y no deben de tener una corriente de fuga mayor a 9 mA; por lo que representan una resistencia de 2,22 MΩ.

Los elevadores se ensayan dependiendo del nivel de tensión en los que van a ser usados. Para 13,2 kV existe un límite de corriente de fuga de 200 μA, para los de 34,5 kV el límite es de 500 μA y para los de 69 kV el límite de corriente de fuga es de 1 mA, todos estos valores son medidos entre el habitáculo del elevador y tierra. De lo anterior se puede deducir que los elevadores brindan seguridad a sus ocupantes desde el punto de vista de la oposición al paso de la corriente.

El calzado es probado antes de ser asignado a los trabajadores, mediante una prueba de muestreo. Se garantiza que el calzado tenga una resistencia mínima de 100 kΩ ya que se prueba con una tensión de 20 kV y la máxima corriente de fuga permisible es de 200 mA.

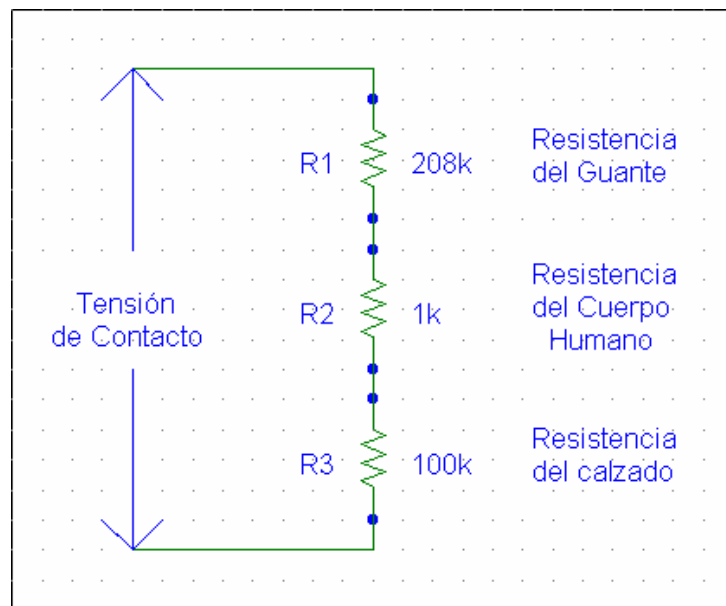
Los guantes de goma que son fundamentales en el trabajo de todo electricista en las líneas de distribución, son probados de acuerdo a la clase de los mismos.

**Tabla 3.3.** Prueba de guantes de goma.

| Clase | Tensión de Prueba (kV) | Tensión de uso (kV) | Máxima Corriente de Fuga Permisible (mA) |
|-------|------------------------|---------------------|------------------------------------------|
| 00    | 2,5                    | 0,5                 | 12                                       |
| 0     | 5                      | 1                   | 8                                        |
| 1     | 10                     | 7                   | 16                                       |
| 2     | 20                     | 17                  | 18                                       |
| 3     | 30                     | 20                  | 20                                       |
| 4     | 40                     | 36                  | 24                                       |

De la tabla anterior se determina que la resistencia proporcionada por los guantes de goma, varía entre 208,3 k $\Omega$  y 1,66 M $\Omega$ . Aunque la resistencia de los equipos de protección personal pueden ser bastante elevadas, generalmente se desprecian.

Los trabajadores que se encargan de instalar el sistema de puesta a tierra temporal deben llevar colocados equipos de protección personal tales como: casco, guantes de goma, anteojos de seguridad y calzado de seguridad; además de utilizar los equipos especializados para tal fin (arnés, pértigas, detectores de ausencia de tensión, etc.), por tal motivo si un trabajador tiene colocados sus equipos de protección personal y entra en contacto con un elemento energizado, se crea un circuito aproximado al mostrado en la figura 3.1.



**Figura 3.1.** Circuito equivalente formado al contacto con un elemento energizado.

Según lo estudiado anteriormente en este capítulo el valor de 100 mA durante un tiempo menor a 3 s, es el límite de corriente al cual puede estar expuesta

una persona sin que se produzca una fibrilación ventricular, es por ello que tomaremos este valor como corriente máxima de este circuito; siendo así la tensión de contacto no puede superar los 30900 V.

El sistema de puesta a tierra temporal debe proporcionar una resistencia de puesta a tierra con un valor máximo de  $25\ \Omega$ , según las normas de diseño de la compañía (IID5) y en condiciones normales de funcionamiento, el nivel de cortocircuito máximo para la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas” es de aproximadamente 18000 A, por lo que un trabajador en contacto con una línea puesta a tierra que se energice accidentalmente, esta expuesto a tensiones de contacto de aproximadamente 450000 V; valor que supera por mucho a la máxima permisible calculada anteriormente (30900 V).

En las referencias [5] y [6], se recomienda que al momento de evaluar la seguridad de las personas, se debe calcular el valor de la tensión de contacto sólo con la resistencia del cuerpo y no con los equipos de protección personal; por lo que se reduce aun más el valor de la tensión de contacto permisible sin riesgo de muerte a 100 V. Entonces si la persona sólo debe en el peor de los casos estar expuesta a 100 V y en la realidad puede estar expuesta a 450000 V, es absolutamente necesario crear una protección personal que limite esta tensión sobre el trabajador a valores inferiores a 100 V.

### **3.5 Naturaleza del terreno.**

#### **3.5.1 Generalidades.**

El suelo, puede ser utilizado de varias formas, aprovechando su cualidad de conducir corriente eléctrica, gracias a su conductividad natural ( $g$ ), se puede desempeñar como: circuito de retorno de corrientes eléctricas; polo eléctrico y disipadora de corrientes eléctricas hacia el seno de la tierra. El suelo tiene por lo

general, características eléctricas muy variantes, dependiendo de las condiciones geológicas que presente el mismo, una de las más importantes para los sistemas de puesta a tierra se describe a continuación.

### **3.5.2 Resistividad ( $r$ ).**

La conductividad eléctrica es la propiedad de los cuerpos de transportar electricidad y se designa con el símbolo  $g$  (gamma), sus unidades son Siemens por metro ( $S/m$ ). Por lo general la conductividad se expresa por el valor de su inversa que es la resistividad, esta representa la resistencia de una muestra de materia considerada, cuyas dimensiones son la unidad, designada con el símbolo  $r$ , su expresión matemática es:  $r = Rq/l$  ( $\Omega \cdot m$ ), en la cual  $R$  = Resistencia eléctrica en  $\Omega$ ,  $l$  = Longitud del conductor y  $q$  = Sección transversal del conductor. Por lo tanto, la resistividad del terreno, depende de la naturaleza del mismo, de la humedad, de la temperatura, de las sustancias ácidas y básicas que contenga, etc.

#### **3.5.2.1 Variación con la humedad y la temperatura.**

La resistividad del terreno disminuye a medida que aumenta la temperatura del mismo o cuando el grado de humedad se incrementa. Es por esta razón que las mediciones de resistividad del terreno se deben realizar por lo general en temporadas secas.

#### **3.5.2.2 Variación con la composición del terreno.**

Dependiendo de los estratos contenidos en el terreno, este puede tener distintos valores de resistividad, los terrenos rocosos son los que generalmente tienen el valor más elevado. A continuación se presenta una tabla en la que se dan algunos valores típicos de resistividad del terreno en función del tipo de terreno.

**Tabla 3.4.** Resistividad en función de tipo de terreno. Según [7]. Pág. 42.

| <b>Resistividad (W*m)</b> | <b>Tipo de terreno</b>     |
|---------------------------|----------------------------|
| 10 a 100                  | Terreno orgánico húmedo    |
| 100 a 200                 | Terreno orgánico no húmedo |
| 400 a 800                 | Terreno rocoso húmedo      |
| 1000 ó más                | Terreno rocoso             |

El valor de la resistencia de puesta a tierra para sistemas de distribución de electricidad debe ser menor de  $25 \Omega$  según las normas de diseño de la compañía (IID5). Es por esta razón que la resistividad del terreno es muy importante en el diseño del sistema de puesta a tierra temporal si el terreno tiene un valor elevado de resistividad entonces necesitará un arreglo de electrodos de tierra que logre disipar con eficiencia la corriente eléctrica y así disminuya el valor de la resistencia de puesta a tierra.

La C.A. “La Electricidad de Caracas” utiliza un sistema de distribución aéreo en el cual el neutro se encuentra aterrado cada cuatro (4) postes mediante una barra tipo “COPPERWELD” de 5/8” de diámetro y 8 pies de longitud. Las barras se entierran a una distancia mínima de 60 cm del poste. Este tipo de arreglo de electrodo, es efectivo sólo para suelos donde la resistividad de los mismos no supere los  $70 \Omega.m$  ya que para valores superiores la resistencia de puesta a tierra superaría el valor de  $25 \Omega$ . Existen otros arreglos que pudieran minimizar el valor de la resistencia de puesta a tierra y así ser efectivos en terrenos con resistividades superiores a lo  $70 \Omega.m$ , como el arreglo de varios electrodos en paralelo, el del conductor enterrado horizontalmente en anillo, la combinación de ambos o hasta el tratamiento químico con sales que disminuye el valor de la resistividad.

Todos estos métodos pudieran ser usados para solucionar el problema de reducir el valor de resistencia de puesta a tierra a un valor menor de  $25\ \Omega$ ; pero cabe destacar que la C.A. “ La electricidad de Caracas” posee instalado actualmente en el 100% de su red de distribución aérea el arreglo de electrodo simple y que no es una labor sencilla ni rápida cambiar a una solución adecuada dependiendo de las características del terreno en cada sitio donde se requiere conectar a tierra el neutro.

Basado en lo anteriormente expresado, se realiza un primer diseño del sistema de puesta a tierra sólo tomando en cuenta las características que pudieran ser cambiadas de forma real a corto plazo como lo son: el tipo de configuración, el conductor, los elementos de unión, las grapas a utilizar, etc.

### 3.6 Conceptos básicos [5] y [8].

**Diferencia de potencial accesible:** Es la diferencia de potencial que existe entre dos puntos cuales quiera a los cuales un trabajador puede acceder en el sitio de trabajo.

**Interconectado:** Interconexión mecánica entre las partes conductoras para mantener un potencial eléctrica común.

**Grapa:** Dispositivo utilizado para hacer la conexión entre los aparatos o conductores eléctricos y la barra o electrodo de tierra.

**Desenergizado:** Libre de cualquier conexión eléctrica a una fuente de tensión y de carga eléctrica; que no tiene un potencial diferente al de la tierra.

**Equipotencial:** Estado de potencial eléctrico idéntico para dos a más puntos.

**Falla de corriente:** Corriente que fluye de un conductor a tierra o a otro conductor debido a una conexión anormal entre los dos.

**Conexión a tierra:** Conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por medio del cual un circuito o equipo eléctrico se conecta a tierra, o algún cuerpo conductor de tamaño relativamente grande que sirve en lugar de la tierra.

**Barra de tierra:** Barra que se entierra en el suelo para servir como terminal de conexión de tierra.

**Tiempo de cierre del interruptor:** El intervalo de tiempo desde la energización del sistema de cierre del interruptor hasta el momento en que los contactos principales establecen el circuito primario.

**Tiempo de apertura del interruptor:** El intervalo de tiempo desde la energización del sistema de apertura del interruptor hasta el momento en que se extingue el arco.

**Barra de agrupamiento, ménsula:** Un dispositivo que tiene previsiones para conectarse temporalmente para alojar dos o más grapas de aterramiento y conducir toda la corriente de falla.

**Capacidad de conducción de corriente:** Los valores de corriente máximos que el dispositivo es capaz de conducir continuamente o durante un periodo específico de tiempo.

**Tiempo de liberación de falla:** El intervalo de tiempo acumulado de todos los tiempos de operación de los relevadores y los tiempos de operación de los interruptores necesarios para desenergizar una línea o equipo energizado.

**Ferrul:** Un tubo o boquilla conductora usada para reforzar y mantener una conexión de baja resistencia entre el cable de tierra trenzado y la grapa.

**Recierre:** El cierre automático de un circuito por un dispositivo de interrupción después de un disparo automático.

**Tensión de contacto:** Es la diferencia de potencial que puede resultar aplicada durante una falla, entre la mano y el pie de la persona que toque con aquella a un elemento metálico o masa normalmente sin tensión.

**Tensión de paso:** Es aquella diferencia de potencial que puede resultar aplicada entre los pies de una persona situados a una distancia de un paso (1 metro), cuando en el terreno donde esté caminando, o parado, circula una corriente de tierra.

## **CAPÍTULO IV**

### **RED DE DISTRIBUCIÓN AÉREA**

Para poder adaptar las características que debe tener el sistema de puesta a tierra temporal, a las condiciones de la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, es necesario conocerla; es por ello que a continuación se presenta una descripción de sus componentes y la forma en que esta se comporta ante circunstancias específicas, basados en las normas de diseño de la C.A. “La Electricidad de Caracas”.

#### **4.1 Niveles de tensión.**

Por lo general, las compañías eléctricas generan energía a un nivel de tensión que posteriormente es elevado mediante transformadores para brindar una mayor eficiencia al momento de la transmisión de la misma desde el sitio de la generación hasta lugares cercanos a donde es requerida, viajando por líneas de grandes longitudes. Luego para comercializar la misma, esta debe ser llevada a niveles de tensión menores.

La C.A. “La Electricidad de Caracas”, realiza el proceso de transmisión de energía en los siguientes niveles de tensión: 230 kV, 69 kV y 30 kV. Para realizar la distribución se utilizan subestaciones que transforman los niveles de 30 kV a 4,8 kV y de 69 kV a 8,3 kV y 12,47 kV. Por lo tanto las líneas de distribución aéreas de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, sólo tienen tres niveles de tensión: 4,8 kV, 8,3 kV y 12,47 kV, el sistema de puesta a tierra debe ser capaz de ser usado en los tres niveles de tensión.

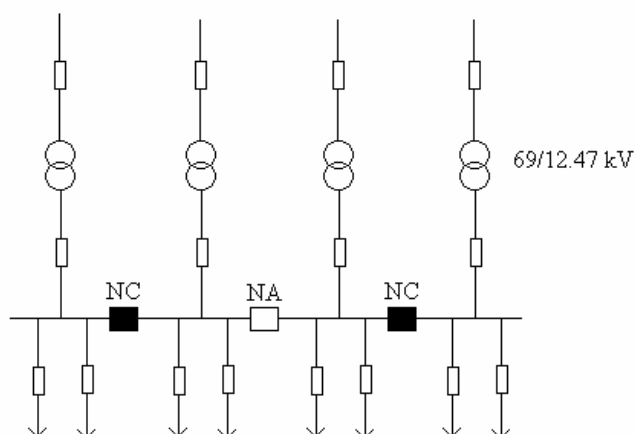
## 4.2 Tipos de subestaciones.

Actualmente existe una variedad de subestaciones de potencia entre las que podemos destacar las siguientes:

- § Barra simple, barra simple con enlace, barra simple con enlace e interruptor de transferencia.
- § Barra doble con interruptor de acoplamiento.
- § Anillo.
- § Interruptor y medio.
- § Doble interruptor.

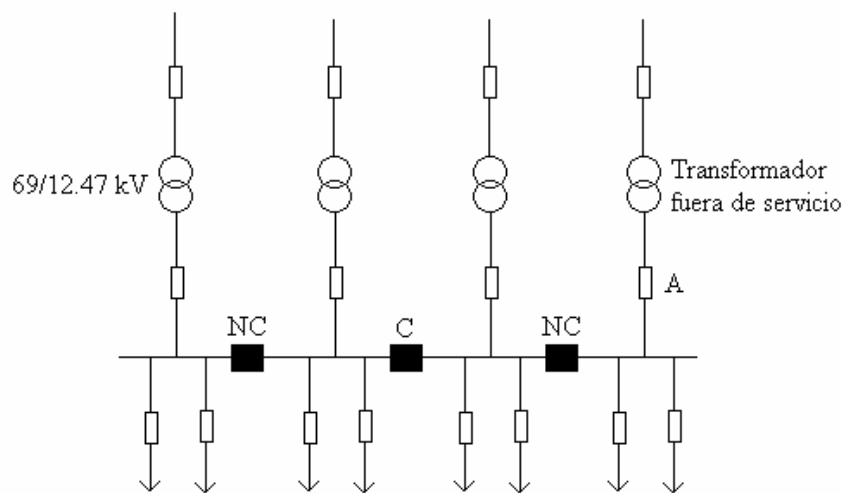
Dependiendo de la disponibilidad económica, la importancia de los clientes, la confiabilidad deseada, la flexibilidad operativa, la necesidad de expansiones futuras, la seguridad personal, el espacio físico y las condiciones ambientales, se determina que tipo de subestación que se debe construir.

Mediante la caracterización de la subestación de barra simple, se puede entender fácilmente la forma en la que trabajan la mayoría de las subestaciones de distribución de la C.A. “La Electricidad de Caracas”.



**Figura 4.1.** Subestación de barra simple a máxima expansión.

Una subestación de distribución a máximo nivel de expansión, está compuesta de dos transformadores unidos por una unión de barra normalmente cerrada y otro grupo como este unido al anterior con una unión de barra normalmente abierta, tal y como se ve en la figura 4.1. La única forma en que estén conectados más de dos transformadores en paralelo, es que uno de los transformadores este en mantenimiento o fuera de servicio y el otro no pueda con la carga de los dos; por lo que la unión normalmente abierta pasa a estar cerrada. Es en este caso cuando tendremos el mayor nivel de cortocircuito asociado a la barra, ya que en una misma barra tendremos tres transformadores en paralelo (ver figura 4.2).



**Figura 4.2.** Subestación en condición de máximo nivel de cortocircuito.

El máximo nivel de cortocircuito que podemos encontrar en la red de distribución aérea, lo podemos ubicar físicamente a la salida de la subestación de distribución, debido a que en este punto tenemos una menor impedancia ya que no se ha incluido la impedancia de la línea. Este nivel de cortocircuito en condiciones normales de operación esta asociado a la tensión del sistema y a la impedancia de a lo sumo dos transformadores en paralelo.

En el caso que una subestación se encuentre operando en condiciones normales y se presente una falla franca a tierra a la salida de la misma el máximo nivel de cortocircuito que se puede dar es de aproximadamente 18000 A; tomando en cuenta el mayor nivel de tensión y la impedancia equivalente de dos transformadores en paralelo. El peor de los casos al cual puede estar expuesto el sistema de puesta a tierra temporal es uno muy poco probable, pero posible; para que este se de deben conjugarse las siguientes circunstancias:

- § Necesidad de realizar labores en líneas aéreas a la salida de la subestación.
- § Que la subestación sea de 12470 V.
- § Que la subestación se encuentre a máximo nivel de expansión, es decir, con cuatro (4) transformadores instalados.
- § Que uno de los transformadores este fuera de servicio.
- § Que se necesite conectar los tres (3) transformadores en paralelo para suplir la carga.
- § Que por alguna razón la línea (desenergizada) en la que se están realizando las labores se energice.

En el supuesto caso de que todos los eventos antes mencionados tuvieran lugar en un mismo intervalo de tiempo, se produciría el cortocircuito de mayor magnitud que se pueda dar en la red de distribución aérea de la C. A. “ La Electricidad de Caracas”. Los valores asociados a los niveles de cortocircuito se pueden observar en el ítem 4.4 de este capítulo.

### **4.3 Protección de circuito.**

#### **4.3.1 Interruptores.**

Las funciones básicas del interruptor son las de conectar y desconectar la corriente de régimen permanente y de interrumpir las corrientes de falla del circuito,

la magnitud de las corrientes de interrupción varía desde unos pocos amperes hasta altos valores de las corrientes de corto circuito para los cuales el interruptor está diseñado; además los interruptores están en capacidad de cerrar una corriente de magnitud similar a la corriente de corto circuito y permanecer completamente cerrados hasta recibir la orden de disparo dada por el sistema de protección.

Entre los principales interruptores de potencia tenemos interruptores en aire, de pequeño volumen de aceite, en SF<sub>6</sub>, de gran volumen de aceite, etc. Esta clasificación es basada directamente en el tipo de medio que utiliza el interruptor para realizar la extinción.

Los interruptores utilizados por la C.A. “La Electricidad de Caracas” están en la capacidad de realizar una apertura en un intervalo de tiempo entre 50ms y 80 ms (de 3 a 5 ciclos).

#### **4.3.2 Relés de fase y tierra.**

Todo sistema de protección cuenta con relés que pueden detectar si las variables asociadas al sistema (tensión, corriente, etc), están dentro de los rangos permisibles por el mismo.

Un circuito de distribución cuenta con una gran cantidad de sistema de protección diseñados para brindar seguridad en general. Entre los dispositivos que cumplen esta función tenemos los relés instantáneos de sobrecorriente de fase y de tierra, comúnmente denominados 50 y 50N respectivamente y los relés temporizados de sobrecorriente de fase y de tierra (51 y 51N).

En caso de que ocurriese un corto circuito en alguno de los circuitos asociados a una subestación, la forma en que normalmente actúan las protecciones del circuito es la siguiente:

- § Actúan los relés instantáneos de sobrecorriente que protegen a dicho circuito.
- § Actúan los relés temporizados de sobrecorriente que protegen a dicho circuito.
- § Actúan las protecciones asociadas a la barra que protegen al sistema.
- § Actúan las protecciones asociadas a los transformadores.

El tiempo asociado a la operación de la protección instantánea del circuito (relés 50 y 50N), es de tres a cinco ciclos (de 50 ms a 80 ms), mientras que el de la protección temporizada del circuito puede llegar a ser hasta de 0.55 s. El tiempo de actuación de la protección temporizada principal, puede llegar a ser hasta de 1.25 s.

Sumando el tiempo de actuación del relé más el del interruptor, una subestación puede disipar una falla en un intervalo de tiempo de 100 ms a 160 ms (6 a 10 ciclos).

#### **4.3.3 Reconectadores.**

Para realizar maniobras de apertura y cierre de tramos de circuitos de forma remota se han instalados en puntos específicos de los circuitos unos elementos de interrupción llamados reconectadores. La C.A. “La Electricidad de Caracas”, esta utilizando un equipo reconectador con interrupción en vacío encapsulado en poliuretano tipo VR-3S, trifásico de 15 kV , 560 A y caja de control de potencia PCD-2000.

Los sensores de corriente por fase, incorporados en cada interruptor de vacío, detectan cualquier sobrecarga o falla en el circuito, abriendo automáticamente los contactos principales. Luego, después de haber transcurrido el tiempo establecido para recierre, el reconectador cierra sus contactos. Si la condición de falla persiste, el

equipo volverá a abrir y cerrar hasta llegar a la condición de LOCKOUT (bloqueado en posición abierto).

La caja de control permite un máximo de cuatro (4) operaciones de recierre antes de quedar definitivamente bloqueada en la posición OPEN (abierto), tras lo cual la falla debe ser reparada antes de poder restaurar la condición normal de operación del equipo.

El equipo está conformado por tres elementos Principales:

- § El dispositivo reconectador VR-3S que realiza las operaciones de apertura y cierre (Fig. 4.3).
- § El dispositivo de control automático de potencia PCD-2000, formado por un microprocesador digital, los controles electrónicos y las baterías de respaldo (Fig. 4.4).
- § El cable de control, que conecta el dispositivo de control con el reconectador.



**Figura 4.3.** Dispositivo reconectador VR-S3.



**Figura 4.4.** Dispositivo de control automático de potencia PCD-2000.

Las características técnicas mas resaltantes del equipo son las siguientes:

- § Máxima corriente de interrupción de 12 kA.
- § Tiempo máximo de interrupción de 0,04 s.
- § Tiempo máximo de cierre de 0,048 s.
- § Sensores de corriente con precisión de 0,3%.

#### **4.4 Niveles de cortocircuito.**

Para determinar las características que debe tener el sistema de puesta a tierra, es de suma importancia conocer los niveles de cortocircuito a los que este va ha ser sometido durante su periodo de vida; es por ello que a continuación se determinan cuales son las peores condiciones de corriente que el mismo debe soportar.

Todos los datos utilizados para determinar los niveles de cortocircuitos fueron suministrados por el departamento de Normas de Ingeniería y el departamento de Protecciones de líneas de Transmisión.

#### **4.4.1 Niveles de cortocircuito en la barra de las subestaciones.**

Mientras el cortocircuito se produzca más cerca de la subestación, mayor será el valor de la corriente de falla ya que la impedancia asociada al mismo será menor.

##### **4.4.1.1 Niveles de cortocircuito actuales.**

En la C.A. “La Electricidad de Caracas” los máximos niveles de cortocircuito actual en barra, para los tres niveles de tensión normalizados en distribución, los tienen las subestaciones Caobos, Hoyo de las Tapias y Castellana; a continuación se presentan los mismos:

##### **§ S/E Caobos 4,8 kV.**

- o Nivel de cortocircuito trifásico 19843 A.

##### **§ S/E Hoyo de las tapias 8,3 kV.**

- o Nivel de cortocircuito monofásico 6830 A.
- o Nivel de cortocircuito trifásico 6590 A.

##### **§ S/E Castellana 12,47 kV.**

- o Nivel de cortocircuito monofásico 17119 A.
- o Nivel de cortocircuito trifásico 16308 A.

#### **4.4.1.2 Niveles de cortocircuito año horizonte.**

Dado que la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, está constantemente cambiando su topología eléctrica, debido fundamentalmente a expansiones de la red por diversos motivos, los niveles de cortocircuito en barra pueden incrementarse si se coloca otro transformador en paralelo a la barra. Por esta razón no se debe diseñar un sistema de puesta a tierra con los niveles de cortocircuito actual, ya que en un futuro el prototipo no tendría validez.

Una de las formas de dar solución a esto, es utilizando los niveles de cortocircuito año horizonte, es decir, los niveles que tendrían las subestaciones en un tiempo de aproximadamente veinte (20) años, tomando en cuenta la demanda estimada. Cabe destacar que para este entonces (20 años en el futuro), la mayoría de las subestaciones de distribución de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, se encontrarán a máxima expansión, lo que implicaría cuatro (4) transformadores conectados como en figura 4.1.

La subestación Castellana es la que cuenta con mayor nivel de cortocircuito año horizonte. Su nivel de cortocircuito trifásico es de 29620 A y tiene un nivel de cortocircuito monofásico de 31449 A.

#### **4.5 Estructuras de distribución.**

La mayor parte de la red de distribución de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, es transportada mediante líneas aéreas, estas líneas se apoyan en estructuras conformadas por aisladores, crucetas, postes y demás elementos diseñados para tal fin.

Dependiendo del nivel de tensión la configuración de la línea puede variar, en delta para circuitos de 4,8 kV y estrella para circuitos de 8,3 kV y 12,47 kV. Además dentro de esta configuración se encuentra también la variación en subcircuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos, dadas las distintas necesidades de los clientes.

Los aspectos a tomar en cuenta en las estructuras de este análisis, son los siguientes:

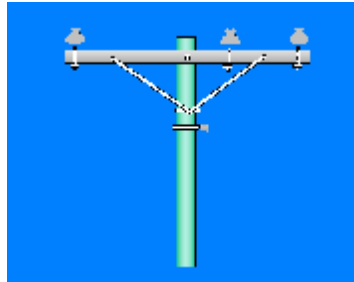
- § Altura de los postes de distribución.
- § Tipos de configuraciones.
- § Distancia entre fases.
- § Distancia entre fase y neutro.

#### **4.5.1 Altura de los postes de distribución.**

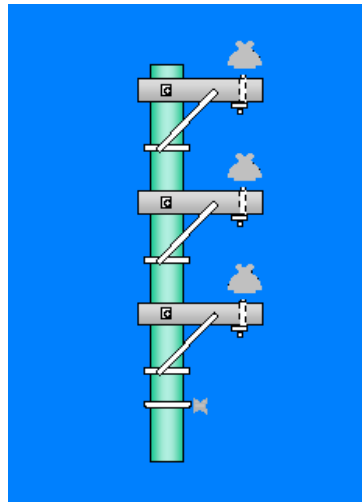
Los postes de distribución pueden estar contruidos en concreto, hierro y acero. Los de hierro y acero pueden ser de dos o tres secciones dependiendo de la altura que se le quiera dar a la línea. Los postes de 10 m, 12 m y 14 m son los más utilizados en la red de distribución de la C.A. “La Electricidad de Caracas”. En algunos casos los postes pueden llegar a medir hasta 24 m, esto se logra mediante suplementos especiales. (Mayor información acerca de la construcción de los postes, la forma de instalación en los terrenos y el diámetro de cada sección o botella, ver anexo I).

#### **4.5.2 Tipos de configuraciones.**

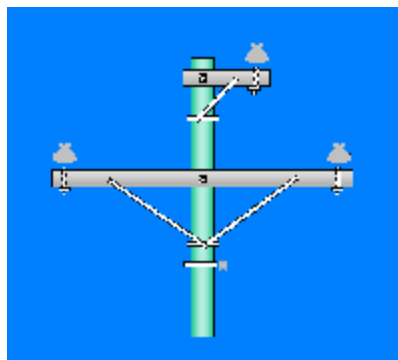
La C.A. “La Electricidad de Caracas”, cuenta con tres opciones básicas de configuraciones: en U (estructura horizontal), en R (estructura vertical) y en Q (estructura triangular).



**Figura 4.5.** Configuración en “U”.



**Figura 4.6.** Configuración en “R”.



**Figura 4.7.** Configuración en “Q”.

Algunas de las estructuras en U son:

- § Cruceta sencilla de paso.
- § Cruceta sencilla de paso en bandera.
- § Cruceta sencilla para ángulo.
- § Cruceta sencilla para ángulo en bandera.
- § Cruceta doble terminal.
- § Cruceta sencilla de línea recta.
- § Cruceta sencilla de línea recta en bandera.

Algunas de las estructuras en R son:

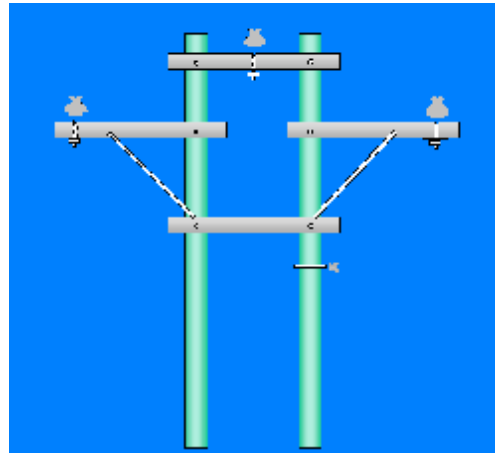
- § De paso.
- § A cañón de poste.
- § De paso en ángulo.
- § A cañón de poste en ángulo.
- § En alineación recta.

Algunas de las estructuras en Q son:

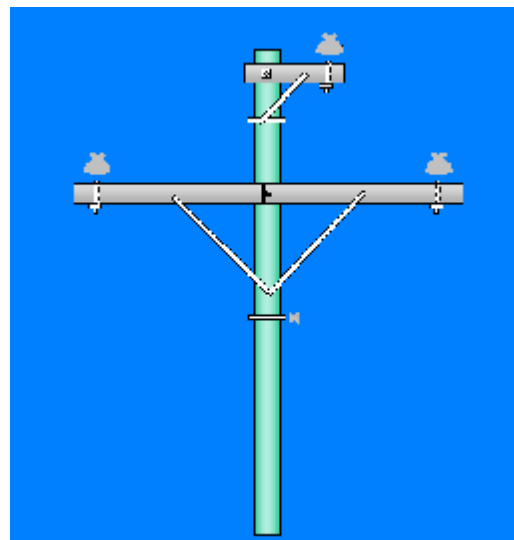
- § De paso.
- § Sencilla.
- § En bandera.
- § De paso en ángulo.
- § Sencilla en ángulo
- § En bandera en ángulo

Existen otros tipos de estructuras no convencionales como la estructura en “Q” doble posteaada y la estructura en “U” de doble bandera, las cuales son usadas por la C.A. “La Electricidad de Caracas”, cuando se tienen largos vanos y es necesario

distanciar más las fases en el circuito. (Las figuras asociadas a todas las configuraciones con vista superior y lateral, se pueden observar en el anexo II).



**Figura 4.8.** Estructura en “Q” dobleposteada.



**Figura 4.9.** Estructura en “Q” con doble bandera.

#### 4.5.3 Distancias entre fases.

En las configuraciones regulares las distancias entre fase pueden variar desde 0,7 m hasta 2 m, mientras que en las configuraciones especiales como la de

doble bandera se pueden tener distancias entre fases de hasta 4 m. Para la configuración doble postea las distancias entre fases pueden llegar a ser hasta de 6 m.

#### **4.5.4 Distancia entre fase y neutro.**

La distancia entre el neutro y la fase más cercana para las configuraciones regulares, esta entre 0,7 m y 1,5 m. Esta distancia comúnmente se incrementa en la práctica, debido a la cantidad de equipos instalados en el poste como los fusibles limitadores, las cuchillas, etc. Mediante una inspecciones realizadas en campo se determinó que esta distancia puede variar hasta 3,8 m.

#### **4.6 Ubicación de las conexiones a tierra en las líneas de distribución aéreas.**

Según las normas de aplicación de tierras en el sistema de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, específicamente la (IID)5, deben ser conectados a tierra los siguientes componentes:

- § Todos los puntos de transformación ubicados en postes. En este caso la conexión a tierra es común al neutro del transformador y a los pararrayos primarios.
- § Los reconectores, seccionadores, autotransformadores, reguladores, capacitores y cualquier otro equipo para el cual se prevea la conexión a tierra.
- § En los equipos de seccionamiento o interrupción con posibilidad de maniobra manual se conectará a tierra la palanca de accionamiento.
- § En líneas primarias aéreas de 8,3 kV, 4,8 kV y 12,47 kV que operan en el sistema multiterrado con neutro común, se harán conexiones del neutro a

tierra al menos cada cuatro (4) postes, en caso de que las tierras instaladas en los equipos conectados a la línea resulten espaciadas en longitudes mayores.

#### **4.7 Conexión a tierra y valor de la resistencia de puesta a tierra.**

Según las normas de diseño de la C.A. “La Electricidad de Caracas”:

- § La conexión a tierra se realiza por medio de electrodos artificiales los cuales consisten en una o varias barras tipo “COPPERWELD” de 5/8” de diámetro y 8 pies de longitud. Las barras se entierran a una distancia mínima de 60 cm del poste.
- § El valor de la resistencia óhmica de la conexión a tierra debe ser menor a 25  $\Omega$ .
- § El valor de la conexión a tierra debe ser verificado periódicamente, preferiblemente en la época seca del año.

## **CAPÍTULO V**

### **PROTOTIPO**

Todo Sistema de Puesta a Tierra Temporal (SPTT), debe cumplir con ciertos requisitos basados en dos normas internacionales como lo son la American Society for Testing and Materials (ASTM) [9] y la International Electrotechnical Commission (IEC) [10].

#### **5.1 Características del SPTT, según ASTM . [9]**

La norma ASTM F 855 consiste en tres especificaciones, que se refieren a los componentes del sistema, como grapas, conductores y terminales, a continuación se definen cada uno de ellos.

##### **5.1.1 Definición del conductor.**

Para definir el cable adecuado lo primero es determinar la máxima corriente de cortocircuito de la red eléctrica, en cada parte típica de aterramiento. Con esta corriente máxima y los tiempos típicos de operación de las protecciones, se selecciona el cable de aterramiento adecuado, utilizando la tabla 5 de la norma en cuestión.

Cada usuario debe determinar sus propios factores de seguridad basados en el conocimiento de las características de despeje de fallas de su sistema eléctrico y de sus propios niveles de cortocircuitos.

**Tabla 5.1.** Capacidades de conductores de tierra.

| ASTM F 855, Tabla 5 - Capacidades de Conductores de Tierra, 60 Hz |                                     |                     |                                        |                     |                     |                  |                        |
|-------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|---------------------|----------------------------------------|---------------------|---------------------|------------------|------------------------|
|                                                                   | Propiedades de Cortocircuito        |                     |                                        |                     |                     |                  |                        |
|                                                                   | I (kA RMS<br>Simétricos Soportados) |                     | I (kA RMS<br>Simétricos Límite Máximo) |                     |                     |                  |                        |
| Cable Cu<br>AWG, MCM                                              | 15 ciclos<br>250 ms                 | 30 ciclos<br>500 ms | 6 ciclos<br>100 ms                     | 15 ciclos<br>250 ms | 30 ciclos<br>500 ms | 60 ciclos<br>1 s | I (A RMS<br>Continuos) |
| 2                                                                 | 14,5                                | 10                  | 29                                     | 18                  | 13                  | 9                | 200                    |
| 1/0                                                               | 21                                  | 15                  | 47                                     | 29                  | 21                  | 14               | 250                    |
| 2/0                                                               | 27                                  | 20                  | 59                                     | 37                  | 26                  | 18               | 300                    |
| 3/0                                                               | 36                                  | 25                  | 74                                     | 47                  | 33                  | 23               | 350                    |
| 4/0                                                               | 43                                  | 30                  | 94                                     | 59                  | 42                  | 29               | 400                    |
| 250                                                               | 54                                  | 39                  | 111                                    | 70                  | 49                  | 35               | 450                    |
| 350                                                               | 74                                  | 54                  | 155                                    | 98                  | 69                  | 49               | 550                    |

I (kA RMS simétricos soportados): Representa la corriente que puede conducir el conductor sin dañarse. Los conductores deben ser capaces de soportar una segunda prueba con esta corriente después de enfriarse a temperatura ambiente.

I (kA RMS simétricos límite máximo): Representa una corriente calculada como la que un conductor es capaz de conducir por un tiempo específico. Estas corrientes están basadas en los valores de corriente – tiempo de fusión para el cobre.

### 5.1.2 Definición de la grapa.

- § Tipo I: Grapas con tornillo - ojo, para instalación por medio de pértigas de gatillo ó con pértigas universales y adaptadores automáticos, usualmente se usan para aterramiento de conductores aéreos.
- § Tipo II: Grapas con pértigas incluidas.

- § Tipo III: Grapas con tornillos tipo “T”, tornillos con hexágonos ó cuadrados para apriete con la mano o con llaves, usualmente se usan cuando parte del sistema son estructuras.
- § Grado: Se refiere a las propiedades de corto circuito de las grapas y tamaños de cables.
- § Clase A: Grapas con mandíbulas de superficie lisa y suave, usualmente se usan en conductores de alto voltaje (transmisión) no energizados.
- § Clase B: Grapas con mandíbulas de superficie dentada, usualmente se usan en conductores de bajo y medio voltaje (distribución) no energizados, requieren menos atención a la limpieza del conductor que las clase A, pero en redes de muy alto voltaje no se recomiendan porque producen pequeños arañazos al conductor.

De acuerdo a las clasificaciones dadas y con ayuda de la tabla 5.2, se seleccionan las grapas adecuadas a la corriente, tipo de conductor ó estructura a aterrizar y tiempos de despeje de fallas del sistema eléctrico.

**Tabla 5.2.** Capacidades de grapas de puesta a tierra.

| ASTM F – 855, Tabla 1 – Grapas de Aterramiento, 60 Hz |               |            |                                  |                  |              |                                      |                  |                  |               |                   |                     |
|-------------------------------------------------------|---------------|------------|----------------------------------|------------------|--------------|--------------------------------------|------------------|------------------|---------------|-------------------|---------------------|
| Torque Grapa                                          |               |            | Propiedades de Cortocircuito     |                  |              |                                      |                  |                  |               |                   |                     |
| Grado ASTM                                            | Soportado N-m | Límite N-m | I (kA RMS Simétricos Soportados) |                  |              | I ( kA RMS Simétricos Límite Máximo) |                  |                  |               |                   | I (A RMS Continuos) |
|                                                       |               |            | 15 ciclos 250 ms                 | 30 ciclos 500 ms | Cable Cu AWG | 6 ciclos 100 ms                      | 15 ciclos 250 ms | 30 ciclos 500 ms | 60 ciclos 1 s | Máx Test Cable Cu |                     |
| 1                                                     | 32            | 37         | 14,5                             | 10               | 2            | 29                                   | 18               | 13               | 9             | 2/0               | 200                 |
| 2                                                     | 32            | 37         | 21                               | 15               | 1/0          | 47                                   | 29               | 21               | 14            | 4/0               | 250                 |
| 3                                                     | 32            | 37         | 27                               | 20               | 2/0          | 59                                   | 37               | 26               | 18            | 4/0               | 300                 |
| 4                                                     | 37            | 45         | 36                               | 25               | 3/0          | 74                                   | 47               | 33               | 23            | 250               | 350                 |
| 5                                                     | 37            | 45         | 43                               | 30               | 4/0          | 94                                   | 59               | 42               | 29            | 250               | 400                 |
| 6                                                     | 37            | 45         | 54                               | 39               | 250          | 111                                  | 70               | 49               | 35            | 350               | 450                 |
| 7                                                     | 37            | 45         | 74                               | 54               | 350          | 155                                  | 98               | 69               | 49            | 550               | 550                 |

### **5.1.3 Definición de los terminales (Ferrules).**

Los ferrules, si se usan, deben ser los adecuados para ensamblar la sección y material del cable con el material y tipo de conexión de la grapa. Se deben usar ferrules de aluminio ó cobre estañado para cables de cobre y grapas de aluminio.

La unión de los ferrules a la grapa puede ser de presión o atomillada. En general las fábricas sólo especifican los ferrules ASTM tipo VI, que indudablemente son los mejores, pero a un mayor costo.

Cualquiera que sea el tipo de unión del ferrul a la grapa, se recomienda el uso de tubos elastoméricos para el control del esfuerzo de doblado del cable a la salida del ferrul. Estos tubos de sección decreciente evitan que el conductor a la salida de la grapa se doble en exceso, lo que amplía la vida útil del sistema de aterramiento.

## **5.2 Características del SPTT, según IEC. [10]**

La norma IEC 1230, plantea ciertos requisitos generales que debe cumplir un SPTT, para soportar las corrientes de cortocircuito sin causar daños eléctricos, mecánicos, químicos o térmicos a las personas.

### **5.2.1 Conductor.**

Los conductores para SPTT, deben tener un bajo peso, flexibilidad sobre una amplia variación de temperatura, cubierta aislante para protección contra daños químicos y mecánicos. Esta puede tener un color brillante, como naranja o rojo, para aumentar la visibilidad del aparato o puede ser transparente para permitir la inspección del conductor.

Los conductores deben ser seleccionados de forma tal que soporten la máxima corriente de cortocircuito durante todo el tiempo que dure la falla. En sistemas sólidamente aterrados se debe utilizar conductores de la misma sección para todo el SPTT.

#### **5.2.2 Conexiones.**

Las conexiones dentro del SPTT, deben tener una excelente resistencia a la fatiga mecánica, la cual es requerida para las conexiones de cables a partes rígidas (ferrules, etc). Las conexiones soldadas no están permitidas. Las grapas o tuercas sencillas deben ser siempre combinadas con un dispositivo de seguridad como por ejemplo arandelas de presión.

#### **5.2.3 Grapas.**

Las grapas deben proveer un funcionamiento confiable de instalación y de contacto, además deben soportar las tensiones mecánicas y térmicas producidas por la corriente de cortocircuito. La fuerza de ajuste no debe causar daños a las mismas o a los puntos de conexión. La grapa debe ser conveniente para la superficie y forma del conductor en el punto de conexión, por lo que se evaluarán aspectos tales como tamaño, forma y libertad de movimiento.

#### **5.2.4 Identificación.**

Las letras de identificación deben ser de por lo menos 3 mm de alto, ser claramente legibles y perdurar en el tiempo. Las identificaciones obligatorias son las siguientes:

- § Nombre del fabricante o marca comercial.
- § Modelo o tipo de referencia del dispositivo.

- § Sección en  $mm^2$ , material y símbolo de doble triángulo a intervalos de metro de cada cable.
- § Año de fabricación.

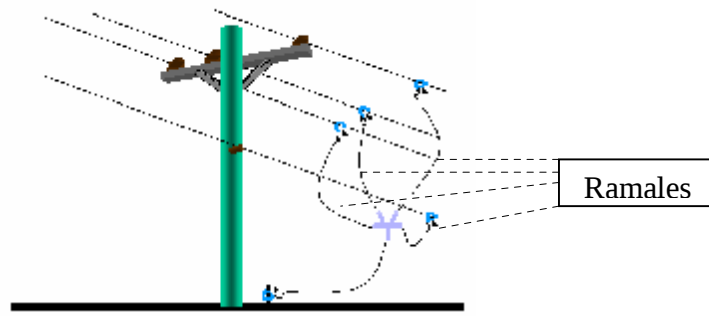
#### **5.2.5 Sistema de puesta a tierra temporal completo.**

El SPTT, debe ofrecer protección contra voltajes peligrosos y arcos eléctricos causados por energización accidental. Todos los conductores y conexiones del dispositivo deben soportar las tensiones térmicas y mecánicas combinadas, causadas por aumento de corriente momentáneos de cortocircuito. Los grupos de conexiones de extensión conductiva se aislarán dependiendo al riesgo de contactos temporales.

Basado en los criterios anteriormente expuestos, se procedió a realizar el diseño del prototipo de un SPTT, para ser utilizado en la red de distribución aérea de la C. A. “La Electricidad de Caracas”. Este prototipo fue modificado tres veces, en base a datos obtenidos durante la investigación, a continuación se describe la forma en la cual fue evolucionando el prototipo hasta convertirse en el modelo.

#### **5.3 Prototipo compacto.**

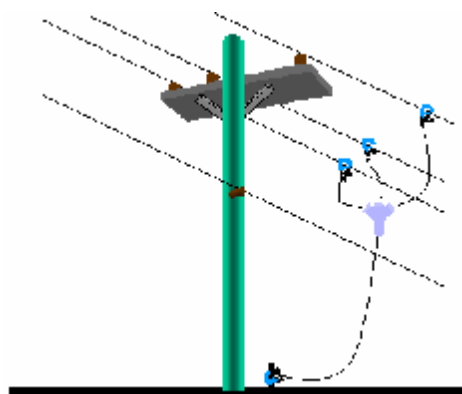
Con la finalidad de reducir el peso del Sistema de Puesta a Tierra Temporal (SPTT), se pensó en la utilización de un prototipo más compacto (ver figura 5.1), que sustituyera al sistema de puentes de la A.B. CHANCE (ver figura 2.2).



**Figura 5.1.** Sistema de protección colectiva del prototipo compacto.

El mismo presenta como característica principal, una disminución de diez (10) grapas, lo que se transforma en una reducción de 5,5 kg, ya que cada grapa pesa 0,55 kg, cabe destacar que en años anteriores la C.A “La Electricidad de Caracas” utilizó un SPTT muy parecido a este (ver figura 5.2), el cual presentaba algunas desventajas que lo llevaron a ser desincorporado, algunas de estas son:

- § Conexiones deficientes en las cuales se creaban puntos calientes (ver figura 5.3).
- § Grapas no acordes a los niveles de cortocircuito.
- § Tipo y calibre de conductor no adecuado.
- § No se conectaba a tierra el neutro del sistema.



**Figura 5.2.** Sistema de puesta a tierra antiguo.



**Figura 5.3.** Conexión empalmada.

Inicialmente se planteó realizar modificaciones al SPTT de la figura 5.2, para convertirlo en un sistema que brindara suficiente grado de seguridad a los trabajadores. Para ello se modificaron las siguientes características:

#### **§ Conexiones.**

Normalmente, las conexiones se realizaban entorchadas y luego eran forradas con cinta plástica (figura 5.3), esto generaba en principio una alta resistencia y también la posibilidad de que con el tiempo se desprendiera uno de los conductores. Para solventar esto, se propuso que esta conexión fuera realizada con una soldadura tipo CADWELD.

La soldadura CADWELD se realiza con un molde en el cual se colocan los conductores que se quieren unir, luego se le agregan ciertos componentes químicos que al ser encendidos, reaccionan produciendo así un efecto exotérmico que une los conductores dentro del molde, quedando una conexión fuerte, resistente, uniforme, sin fisuras ni huecos y lo más importante, de mayor o igual ampacidad que la del conductor.

#### **§ Grapa**

Dadas las características de los conductores utilizados por la C.A. “La Electricidad de Caracas”, se determinó que la grapa que se adaptaba a las distintas

secciones de conductor, a los niveles de cortocircuito y a la manipulación con pértigas, es según la norma ASTM F 855, la grapa tipo I y grado 1 de cuerpo de aluminio y con tornillo de ojal de bronce. De esta hay dos (2) tipos básicos, una que se sujeta a medida que se va enroscando el tornillo (ver figura 5.4), la cual puede ser de mandíbula lisa (clase A según ASTM F 855) o dentada (clase B según ASTM F 855) y otra de sujeción rápida que se sujeta a la línea con un simple movimiento y luego se ajusta a medida que se va enroscando el tornillo (ver figura 5.5) que también puede ser de mandíbula lisa (clase A) o dentada (clase B).



**Figura 5.4.** Grapa de sujeción sencilla.



**Figura 5.5.** Grapa de sujeción rápida.

Estos dos tipos de grapas ofrecen una solución segura en lo que tiene que ver con la conexión a las líneas de distribución, evitándose así los problemas de agarre, alta resistencia y baja capacidad de conducción de corriente de falla producidos por el uso de conectores vivos. [8] y [9].

## **§ Conductores.**

Para el momento de la propuesta del prototipo compacto, la investigación no estaba tan avanzada y se desconocían los niveles de cortocircuito a los que sería sometido el SPTT; por lo que se tomó como referencia el conductor de cobre No. 2 AWG, utilizado por el sistema de la A.B. CHANCE.

Dado que en Venezuela es muy común el robo de conductor o tramo de línea, por su valor económico (frecuentemente el neutro), es posible encontrar tensiones inducidas en el neutro del sistema. Por tal razón se consideró que el SPTT debería conectar a tierra tanto a las fases como al neutro. Esto se logra haciendo ramales de cinco conductores, tres de ellos para las fases, uno para el neutro y otro para realizar la conexión a tierra.

Dada la configuración de las estructuras de distribución aéreas de la C.A “La Electricidad de Caracas”, se diseñaron los ramales con distintas medidas de longitud, las cuales se adaptaban a la mayoría de estas estructuras. Esta idea traía como ventaja otra disminución en el peso del SPTT. Luego de algunas entrevistas con personal experimentado de la C.A “La Electricidad de Caracas”, se cambiaron las medidas de los ramales de fase y neutro a una misma medida, este cambio se realizó para evitar confusiones por parte de los trabajadores al momento de la instalación del sistema. La distancia de los ramales quedó establecida en 3 m basándose en el estudio de las estructuras de distribución realizadas en el capítulo IV.

El prototipo compacto está compuesto de dos sistemas de protección colectivos y un sistema de protección personal, cada sistema colectivo cuenta con un bajante de 11 m, tres ramales de 3 m (ramales de fase) y un ramal de 2 m (ramal de neutro), todo agrupado según la figura 5.1. El sistema de protección personal está compuesto de un puente de 4 m y una mensula que se sujeta al poste tal y como se muestra en la figura 2.3.

El peso de este sistema queda distribuido como se muestra en la tabla 5.3.

**Tabla 5.3.** Peso del sistema de protección colectivo del prototipo compacto.

| <b>Cantidad</b> | <b>Material</b>                            | <b>g /unidad</b> | <b>Peso (g)</b> |
|-----------------|--------------------------------------------|------------------|-----------------|
| 22              | Metros de conductor de cobre calibre 2 AWG | 443              | 9746            |
| 5               | Ferrules                                   | 130              | 650             |
| 1               | Conexión soldada o a presión               | 260              | 260             |
| 4               | Grapas con pieza de soporte                | 760              | 3040            |
| 1               | Grapa sin soporte                          | 550              | 550             |
|                 |                                            |                  | 14246           |

Cada sistema colectivo tiene un peso de 14,246 kg. Dado que se utilizan dos de estos, el sistema total de protección colectivo tiene un peso de 28,5 kg aproximadamente, sin incluir la barra de puesta a tierra temporal (barra helicoidal de 3,2 kg). En la protección personal se distribuye el peso según tabla 5.4.

**Tabla 5.4.** Peso del sistema de protección personal del prototipo compacto.

| <b>Cantidad</b> | <b>Material</b>                            | <b>g /unidad</b> | <b>Peso (g)</b> |
|-----------------|--------------------------------------------|------------------|-----------------|
| 4               | Metros de conductor de cobre calibre 2 AWG | 443              | 1772            |
| 2               | Ferrules                                   | 130              | 260             |
| 1               | Mensula                                    | 3200             | 3200            |
| 1               | Grapas con pieza de soporte                | 760              | 760             |

|   |                   |     |      |
|---|-------------------|-----|------|
| 1 | Grapa sin soporte | 550 | 550  |
|   |                   |     | 6542 |

El prototipo compacto tiene un peso de 35 kg sin incluir las barras de puesta a tierra temporal, esto representa una disminución de 24 % en cuanto al peso del sistema de la A.B. CHANCE.

A continuación se describen las ventajas y desventajas que presentó el desarrollo del prototipo compacto.

#### **Ventajas:**

- § Se eliminaron todas las condiciones de riesgo que llevaron a la desincorporación de este sistema en un pasado.
- § Se evitaba la pérdida de elementos del sistema debido a su diseño compacto.
- § Se disminuye el peso del sistema en un 24 %.

#### **Desventajas**

- § Presenta cierta dificultad de maniobrabilidad al momento de la instalación.

#### **5.4 Avances de la investigación.**

Avanzando en la investigación se determinó que los niveles de cortocircuito actuales de la red de distribución aérea de la C.A “La Electricidad de Caracas”, estaban por el orden de los 17.000 A y los niveles de cortocircuito año horizonte (20 años en el futuro), alcanzaban los 30.000 A.

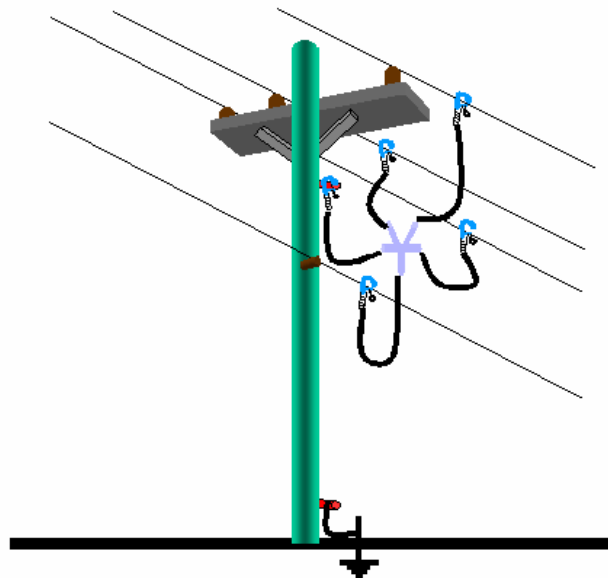
Tomando en cuenta que los sistemas de protección instantáneos de fase y neutro de los circuitos actúan en un tiempo de 3 a 5 ciclos (entre 50 ms y 80 ms) y

que la apertura de contactos en el interruptor puede tardar entre 3 y 5 ciclos, tendremos un tiempo máximo de duración de la falla de 160 ms.

Si se combina máximo nivel de cortocircuito con máximo tiempo de despeje de falla, entonces se necesitará un SPTT con conductor de cobre # 1/0 AWG, basados en la tabla No. 5 de la norma ASTM F 855. Este conductor es más pesado que el #2 AWG, por lo que se vería incrementado el peso del SPTT en una cantidad inaceptable para este diseño. Por tal motivo se planteó el diseño de un segundo prototipo que solucionará esta problemática.

### 5.5 Prototipo del poste.

El prototipo propuesto, plantea utilizar los postes que soportan las líneas de distribución, como conductor bajante de puesta a tierra, tal y como se muestra en la siguiente figura.



**Figura 5.6.** Utilización del poste como bajante.

Esto hizo que el sistema que se va a trasladar e instalar, sea de una sola pieza, aligerando el peso del mismo considerablemente, dado que el conductor necesario para que el sistema pudiera ser utilizado en toda la red se había incrementado a uno N° 1/0 AWG.

Las líneas se aterrarían mediante cinco ramales, de los cuales tres serían para las fases, uno sería para el neutro y el restante se conectaría a un perno previamente instalado en la parte superior del poste mediante un disparo realizado con una pistola especial que perfora el poste con pernos de acero y brinda una buena conexión tanto mecánica como eléctrica.

En caso de ocurrir una falla la corriente circularía por el ramal superior hasta el poste y luego bajaría a través de este circulando por un conductor que lo lleva directamente a la barra de tierra del sistema, conectada al poste en la base del mismo.

La idea de utilizar este sistema fue desechada por las siguientes razones:

1. Se necesitaba modificar las conexiones a tierra ya instaladas en el sistema. Lo que representaba una gran carga laboral.
2. Las uniones de los postes de varias secciones se oxidan con el tiempo presentándose así puntos de alta resistencia. [11]
3. Se complicaban las labores de instalación del sistema debido a lo robusto del conductor (1/0 AWG).
4. Era posible, pero poco probable, que se den las condiciones para que exista el máximo nivel de cortocircuito.

Como otra alternativa, se estudió la utilización del poste como electrodo de puesta a tierra [12]. Esta idea fue descartada para los circuitos ya instalados, debido a

que para su implementación había que eliminar la brea que recubre la base del poste, por lo que se convertía en un propuesta únicamente viable para la instalación de líneas nuevas, a excepción de aquellas en donde los suelos tuvieran características de resistividad mayores a los  $70 \Omega.m$ , ya que para valores superiores la resistencia de puesta a tierra superaría los  $25 \Omega$  que se establecen en las referencias [13] y [6].

Dado que era fundamental obtener una solución inmediata y que además funcionara tanto para las líneas ya instaladas como para cualquier expansión que realizara la compañía, se propuso un tercer prototipo que tomara en cuenta las características de los anteriores y que mejorara las desventajas que estos presentaban.

### **5.6 Prototipo en dos partes.**

El diseñar un prototipo en dos partes nace de dos ideas fundamentales, la primera es que el SPTT fuese más liviano y manejable al momento de su instalación y la segunda es que se pudieran utilizar dos SPTT en paralelo al momento de realizar labores cerca de una subestación con la finalidad de disipar toda la corriente de falla durante el tiempo que esta pueda durar. Antes de presentar las características de este prototipo, es necesario definir cual sería una situación normal a la que estaría expuesto el SPTT y cual sería la peor situación, basándose en el estudio de la red de distribución aérea presentado en el capítulo IV.

#### **Situación normal de uso de un SPTT:**

- § SPTT conectado en un tramo del circuito alejado de la Subestación.
- § Niveles de cortocircuito por debajo de los 15 kA.
- § Tiempos máximos de despeje de falla por debajo de 7 ciclos (0,117 s).

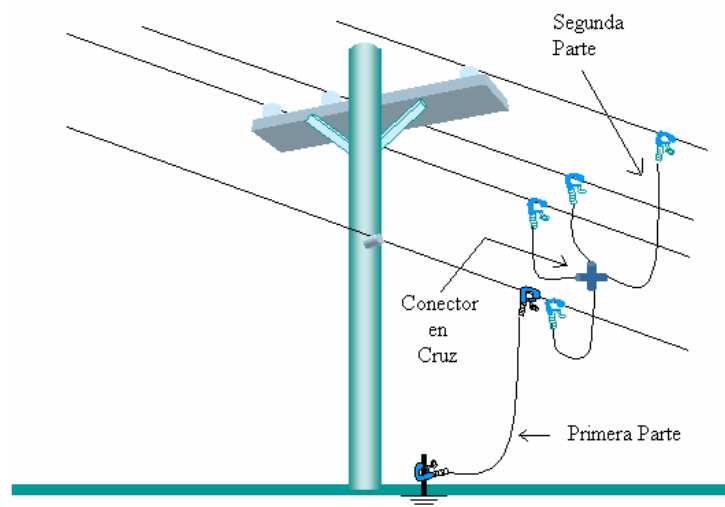
### **Situación crítica de uso de un SPTT:**

- § SPTT conectado en un tramo del circuito a la salida de la Subestación.
- § Subestación en máxima expansión (4 transformadores).
- § Subestación con uno de los transformadores en reparación o mantenimiento (3 transformadores en paralelo en una misma barra).
- § Niveles de cortocircuito de 31,5 kA.
- § Tiempos máximos de despeje de falla de 10 ciclos (0,167 s).

Un SPTT diseñado con un conductor de cobre que posea una sección de  $25\text{ mm}^2$ , es suficiente para manejar adecuadamente una situación normal de uso como la descrita anteriormente, ya que este puede conducir la corriente de falla durante el tiempo que esta dura.

El sistema se denominó prototipo en dos partes, ya que así se divide cada uno de los sistemas de protección colectivos. La primera parte es un puente de 13 m que va conectado desde la barra de tierra hasta el neutro del circuito y la segunda parte es una configuración en cruz, donde de los extremos van conectados a las fases y al neutro cortocircuitándose y al mismo tiempo conectándose a tierra como se puede observar en la figura 5.7. Cada ramal tiene una longitud de 2 m y esta unido mediante una pieza de conexión denominada conector en cruz.

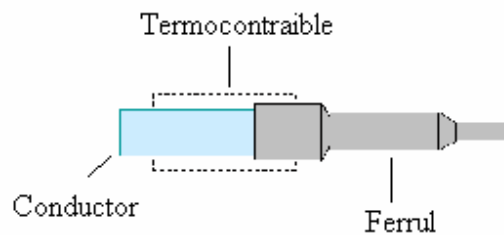
Todas las medidas de longitud fueron tomadas de forma tal que el prototipo se adaptara a la mayoría de las estructuras de distribución estudiadas en el capítulo IV. La razón por la cual se fijó la medida de los ramales de la configuración en cruz en 2 m fue para crear facilidad al momento de la instalación y para evitar confusiones en este proceso.



**Figura 5.7.** Sistema de protección colectivo del prototipo en dos partes.

El prototipo cuenta con un conductor extraflexible y multifilar envuelto en un forro transparente, liso, resistente a la abrasión, la intemperie y el aceite, que permite inspeccionar visualmente la condición de los hilos y lo protege de los rayos ultravioletas. Su sección transversal de  $25 \text{ mm}^2$ , lo hace capaz de soportar 20 kA durante 0,12 s (poco más de 7 ciclos).

Los ferrules se fabrican de cobre, con la misma geometría de los descritos en la norma ASTM F 855. Los mismos están compuestos por dos diámetros internos diferentes que admiten a los hilos en la primera sección y a la chaqueta protectora en la segunda sección, con la finalidad de aliviar la tensión mecánica ejercida sobre el conductor. La forma en que se conectan los ferrules al conductor es mediante un prensado circular uniforme, garantizándose un excelente contacto eléctrico entre el conductor y el ferrul. Para evitar que penetre humedad dentro del ferrul se le coloca una cinta de material termocontraible que abarca parte del conductor y parte del ferrul.



**Figura 5.8.** Posición del termocontraíble en el conductor.

La grapa utilizada para este prototipo según las normas ASTM F 855, es la tipo 1, grado 1 y clase B con tornillo de ojal de bronce y cuerpo de aluminio. Esta se puede sujetar a una línea con variedad de conductores desde un # 8 sólido hasta un 750 MCM, posee un peso de 0,55 kg y se recomienda un par de ajuste de 250 pulgadas por libras. La misma es capaz de soportar 28,5 kA durante 15 ciclos que es equivalente a 0,25 s.

Para poder ensamblar los ramales de la configuración en cruz, se necesitaba una pieza de unión que no existía en el mercado, por lo que se procedió a diseñar la pieza de unión en cruz basándose en características de piezas similares fabricadas por CATU y SALISBURY. La pieza sujeta a presión los ferrules que son la terminación de los conductores de  $25\text{ mm}^2$  de sección. Para lograr esto, se duplicó la parte de la grapa fabricada por la A.B. CHANCE que sujeta a los ferrules. Primero se hizo un prototipo de madera que sujetara un solo ferrul (un solo ramal) y se probó el agarre mejorando la forma del diseño, luego se hizo una pieza de madera en cruz, donde cada uno de los lados tuviera una terminación como la descrita anteriormente, la pieza simulaba perfectamente la forma en que se sujetaba el conductor a la grapa de la A.B. CHANCE. Finalmente se fundió la pieza en aluminio, se limó, lijó y pulió de forma que tuviera un acabado estilizado. El resultado de este diseño se puede observar en las siguientes figuras.



**Figura 5.9.** Pieza de conexión en cruz (Vista superior).



**Figura 5.10.** Pieza de conexión en cruz (Vista inferior).



**Figura 5.11.** Pieza de conexión en cruz (Vista lateral).

Para el diseño del sistema de protección personal (crear equipotencialidad), se realizó un cambio significativo al sustituir la ménsula tipo cadena por una abrazadera universal de acero galvanizado en caliente a la cual se le fijó un gancho de acero galvanizado que se usa generalmente para soportar acometidas. Este cambio presenta las siguientes ventajas:

1. Las piezas son de fabricación nacional.
2. Son ampliamente conocidas y manipuladas por cualquier trabajador de la empresa.
3. Se reduce el peso de esta pieza en un 40 % en comparación con la mensula tipo cadena.

El peso del prototipo en dos partes, queda distribuido de la siguiente manera:

**Tabla 5.5.** Peso del sistema de protección colectivo del prototipo en dos partes.

| <b>Cantidad</b> | <b>Material</b>                           | <b>g /unidad</b> | <b>Peso (g)</b> |
|-----------------|-------------------------------------------|------------------|-----------------|
| 21              | Metros de conductor de cobre de 25 $mm^2$ | 273              | 5733            |
| 10              | Ferrules                                  | 130              | 1300            |
| 1               | Conexión a presión                        | 260              | 260             |
| 3               | Grapas con pieza de soporte               | 760              | 2280            |
| 3               | Grapa sin soporte                         | 550              | 1650            |
|                 |                                           |                  | 11223           |

Cada sistema colectivo tiene un peso de 11,223 kg, sin incluir la barra de puesta a tierra temporal. Dado que se utilizan dos de estos, el sistema total de protección colectivo tiene un peso de 22,4 kg. En la protección personal se distribuye el peso de la siguiente manera:

**Tabla 5.6.** Peso del sistema de protección personal del prototipo en dos partes.

| Cantidad | Material                                  | g /unidad | Peso (g) |
|----------|-------------------------------------------|-----------|----------|
| 4        | Metros de conductor de cobre de 25 $mm^2$ | 273       | 1092     |
| 2        | Ferrules                                  | 130       | 260      |
| 1        | Abrazadera de acero con gancho            | 1900      | 1900     |
| 1        | Grapa con pieza de soporte                | 760       | 760      |
| 1        | Grapa sin soporte                         | 550       | 550      |
|          |                                           |           | 4562     |

El prototipo en dos partes tiene un peso de 27 kg sin incluir las barras de puesta a tierra temporal, esto representa una disminución de 41 % en cuanto al peso del sistema de la A.B. CHANCE, además, la configuración en cruz que debe ser instalada por el trabajador desde el poste sólo pesa 6,3 kg.

Este prototipo brinda facilidad al momento de trasladarlo y conectarlo, además es posible utilizarlo en una estructura de distribución en donde el sistema de la A.B. CHANCE no podía ser usado.

### 5.7 Variación de los niveles de cortocircuitos.

Debido a que los niveles de cortocircuito año horizonte, de las subestaciones de distribución en la “C.A. La Electricidad de Caracas”, están alrededor de 30 kA, resulta difícil diseñar un SPTT que pueda conducir toda la corriente de falla sin que se vean afectados de manera desfavorable, el costo del mismo y la ergonomía para el trabajador al momento de trasladar e instalar el sistema.

Por tal motivo se tomó la decisión de instalar dos sistemas de puesta a tierra temporal en paralelo, **únicamente al momento de realizar labores en circuitos desenergizados que se encuentren muy cerca de una subestación con tres transformadores conectados en paralelo.**

Para definir con exactitud el tramo de línea al cual se debe aplicar este procedimiento, se procedió a simular la forma en que varían los niveles de cortocircuito a medida que aumenta el tramo de línea a la salida de la S/E.

### 5.7.1 Límite de uso del prototipo en dos partes.

Con la Finalidad de definir el valor máximo de corriente que soporta el prototipo en dos partes, se evaluó en Mathcad, la ecuación (5.1), que es la misma ecuación (40) de la referencia [6]; tomando como tiempo de despeje de falla el determinado en el capítulo IV.

$$I := A \cdot \sqrt{\left[ \frac{(TCAP \cdot 10^{-4})}{tc \cdot \alpha_r \cdot \rho_r} \right] \cdot \ln \left[ \frac{(Ko + T_m)}{Ko + Ta} \right]} \quad (5.1)$$

Donde:

A: Sección del conductor en  $mm^2$ .

TCAP: Capacidad térmica por unidad de volumen en  $J/(cm^3 \cdot ^\circ C)$ .

tc: Duración de la corriente en s.

$\alpha_r$ : Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia  $T_r$  en  $1/^\circ C$ .

$\rho_r$ : Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia  $T_r$  en  $m\Omega \cdot cm$ .

$\alpha_o$ : Coeficiente térmico de resistividad a los  $0^\circ C$  en  $1/^\circ C$ .

Ko:  $1/\alpha_o$ .

$T_m$ : temperatura máxima permitida en  $^\circ C$ .

$T_a$ : Temperatura ambiente en  $^\circ C$ .

### Ejemplo de evaluación:

A := 25

TCAP := 3.42

c := 60

tc := 0.167

X := 10

$\alpha_r$  := 0.00393

$\rho_r$  := 1.72

seg :=  $\frac{X}{60}$

Ko := 234

Tm := 1083

seg = 0.167

Ta := 40

$$I := A \cdot \sqrt{\left[ \frac{(TCAP \cdot 10^{-4})}{tc \cdot \alpha_r \cdot \rho_r} \right] \cdot \ln \left[ \frac{(Ko + Tm)}{Ko + Ta} \right]}$$

I = 17.242

El conductor del prototipo en dos partes, con una sección transversal de  $25 \text{ mm}^2$ , es capaz de conducir 17,242 kA en un periodo de 10 ciclos (0,167s) y con temperatura ambiente de 40 °C. Por tal motivo se define este valor como límite de uso del prototipo.

A continuación se presentan dos tablas comparativas con características importantes entre la norma ASTM F-855 y la ecuación del Std. 80 – 2000.

**Tabla 5.7.** Extracto de la tabla 5 de la norma ASTM con sección y peso del conductor.

| Cables de cobre |                               | Peso<br>Aproximado<br>(g/m) | ASTM F 855 Capacidades de conductores de tierra,<br>kA RMS simétricos límite máximo |                       |                      |                    |
|-----------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|
| Calibre<br>AWG  | Sección<br>en mm <sup>2</sup> |                             | 6 ciclos<br>(0,1 s)                                                                 | 15 ciclos<br>(0,25 s) | 30 ciclos<br>(0,5 s) | 60 ciclos<br>(1 s) |
| 2               | 33,6                          | 443                         | 29                                                                                  | 18                    | 13                   | 9                  |
| 1/0             | 53,5                          | 573                         | 47                                                                                  | 29                    | 21                   | 14                 |

**Tabla 5.8.** Capacidad de conductores de tierra según evaluación de la ecuación N° 40 del Std. 80 – 2000 de la IEEE.

| Cables de cobre |                               | Capacidad de conductores de tierra según evaluación de la ecuación 40 del Std. 80 - 2000 |                     |                       |                      |                    |
|-----------------|-------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|
| Calibre<br>AWG  | Sección<br>en mm <sup>2</sup> | Peso<br>Aproximado<br>(g/m)                                                              | 6 ciclos<br>(0,1 s) | 15 ciclos<br>(0,25 s) | 30 ciclos<br>(0,5 s) | 60 ciclos<br>(1 s) |
| 4               | 21,15                         | 188                                                                                      | 18,85               | 11,92                 | 8,43                 | 5,96               |
|                 | 25                            | 273                                                                                      | 22,28               | 14,09                 | 9,96                 | 7,04               |
| 2               | 33,6                          | 443                                                                                      | 29,9                | 18,94                 | 13,39                | 9,47               |
| 1/0             | 53,5                          | 573                                                                                      | 47,68               | 30,15                 | 21,32                | 15,07              |

### 5.7.2 Simulación.

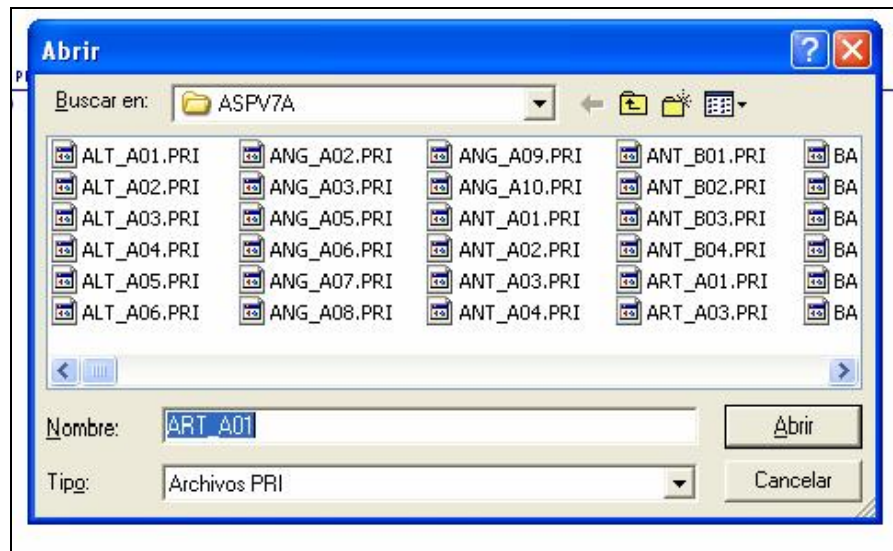
La simulación se realizó con el programa “**Análisis y Simulación de Redes Primarias**”, desarrollado por el Dr. Alberto Naranjo. La versión utilizada fue la ASPV7A, en la misma se pueden hacer:

- § Análisis de redes primarias.
- § Edición gráfica interactiva.
- § Simulación del crecimiento.
- § Operación.
- § Aplicación de capacitores.
- § Configuración óptima.
- § Simulación de contingencias.

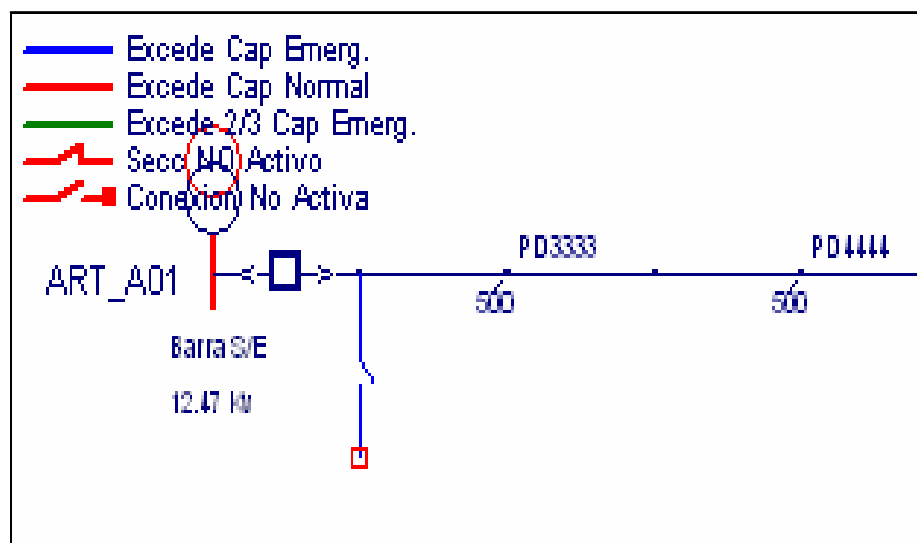
A continuación se describe la metodología utilizada para realizar la simulación y se complementa con algunas figuras explicativas.

Pasos realizados para determinar la variación en los niveles de cortocircuito:

- a) Se seleccionó un circuito de una subestación de distribución.



**Figura 5.12.** Lista de circuitos disponibles por el ASPV7A.



**Figura 5.13.** Tramo del circuito simulado.

b) Se cambió el voltaje del sistema.



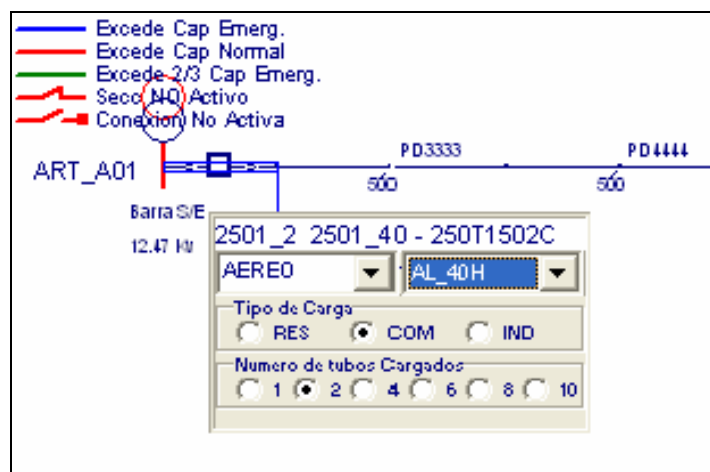
**Figura 5.14.** Barra de selección del voltaje de la subestación.

c) Se cambiaron los datos de la subestación.

c.1. Nivel de cortocircuito 1F y 3F.

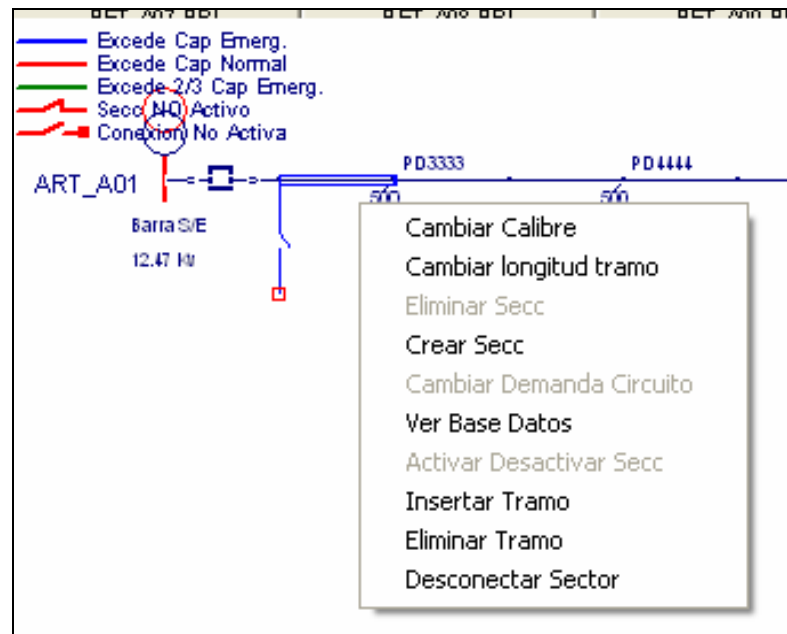
c.2. Impedancia de falla a tierra.

d) Se seleccionó el tipo y la longitud del conductor del primer tramo (desde la barra hasta la salida aérea).



**Figura 5.15.** Barra de selección del tipo de conductor.

- e) Se seleccionó el tipo y la longitud del conductor del segundo tramo.



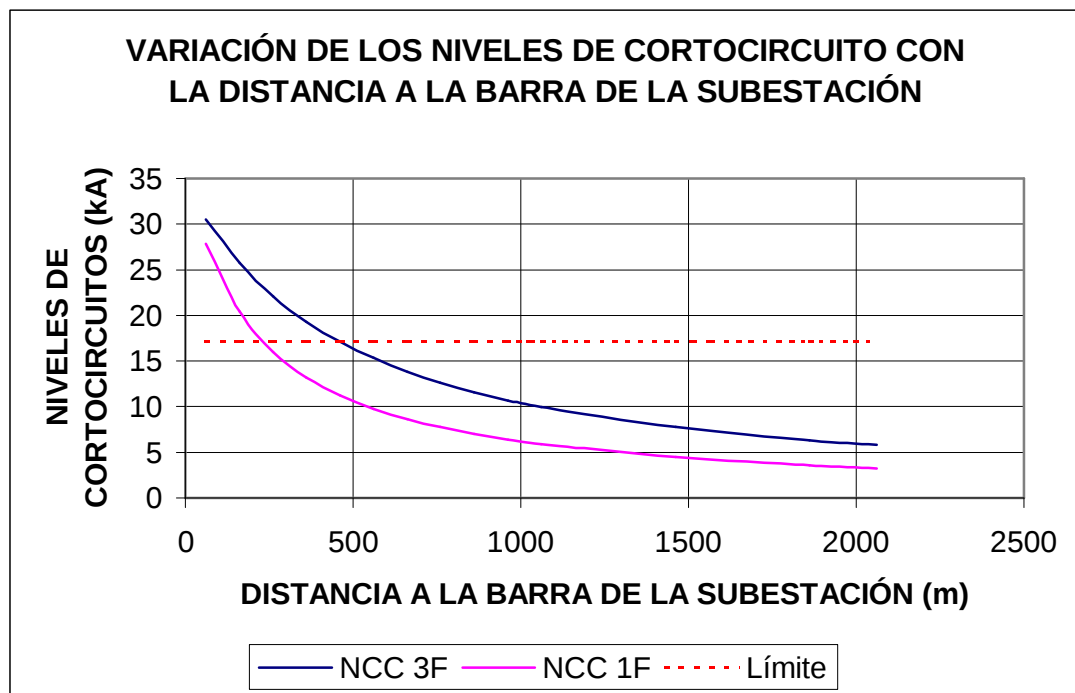
**Figura 5.16.** Barra de selección de longitud del segundo tramo.

- f) Se corrió el programa mediante la opción “Información: resumen L. Flow”.
- g) Se solicitó el flujo de carga del resumen del caso, con el cual se obtuvieron los valores del nivel de cortocircuito 1F y 3F.
- h) Se varió la longitud del conductor del segundo tramo.
- i) Se repitieron los pasos f, g y h hasta que se obtuvieron los datos necesarios para realizar la gráfica.

Se realizaron nueve simulaciones distintas, en las que se cambió, el nivel de tensión de la subestación, el nivel de cortocircuito tanto monofásico como trifásico, el tipo de conductor, el arreglo de conductores y la longitud entre tramos. El caso más crítico en las condiciones más comunes es presentado en este capítulo y el resto de las simulaciones pueden ser observadas en el anexo V.

Caso con el máximo nivel de cortocircuito año horizonte.

- § Nivel de tensión: 12,47 kV.
- § Nivel de Cortocircuito 1F: 29619 A.
- § Nivel de cortocircuito 3F: 31449 A.
- § Impedancia de falla a tierra:  $0\Omega$ .
- § Longitud del primer tramo: 61 m.
- § Tipo de conductor del primer tramo: 500T1506C.
- § Longitud del segundo tramo: Variable.
- § Tipo de conductor del segundo tramo: De Aluminio 4/0 AWG en disposición horizontal (Al 40H).



**Figura 5.17.** Decaimiento del nivel de cortocircuito con la distancia a la subestación.

De esta simulación se determinó, que se deben conectar en paralelo dos sistemas de puesta a tierra temporal, si se esta trabajando a una distancia menor de 400 m de una subestación cuya configuración posea tres transformadores conectados en una misma barra.

En resumen, el prototipo en dos partes pesa en total 27 kg, la parte superior o configuración en cruz pesa 6,3 kg, puede soportar una corriente de 17,2 kA durante 0.167 s (10 ciclos), disminuye la posibilidad de confusión al momento de su instalación, se adapta a la gran mayoría de las estructuras de distribución y cumple con la mayoría de las características descritas por las normas internacionales ASTM F-855 y la IEC 1230.

Adicionalmente se elaboró un procedimiento para realizar la instalación de la puesta a tierra temporal en la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, tomando como modelo el prototipo en dos partes. Para ello se realizaron las siguientes labores:

- § Estudio del procedimiento actual aprobado en el año de 1998 y diseñado para el sistema de la A.B. CHANCE.
- § Entrevistas con los supervisores de campo para determinar las posibles formas de instalación.
- § Entrevistas con el personal del Centro de Control de Operaciones para obtener la secuencia lógica de pasos a seguir, según los procedimientos internos de la compañía.
- § Elaboración de un borrador del procedimiento en el que se adecuan los pasos al uso del prototipo en dos Partes.
- § Elaboración del instructivo de uso de los nuevos equipos de detección de ausencia de tensión, para ser incluidos en el procedimiento.
- § Ensayos de instalación del prototipo en dos partes, siguiendo el borrador elaborado para así determinar posibles fallas en el mismo.

**§** Adecuación del borrador basado en los ensayos y en la opinión de los cablistas linieros que realizaron los mismos.

Basándose en los resultados de las labores antes mencionadas, se logró elaborar un procedimiento que se adapta a las características del prototipo en dos partes y a los requerimientos actuales de la compañía; el mismo puede ser observado en el anexo IV.

## **CAPÍTULO VI**

### **PRUEBAS**

#### **6.1 Pruebas de configuración.**

Existen en la actualidad diversos sistemas de puesta a tierra temporal los cuales se pueden diferenciar por el tipo de configuración utilizada, algunos únicamente conectan a tierra el sitio de trabajo, otros lo hacen a ambos lados del tramo a trabajar, y también se encuentran configuraciones en donde se conecta a tierra ambos lados del tramo a trabajar y además se crea una zona equipotencial en el sitio de trabajo. Dada la disyuntiva creada por la variedad de configuraciones, se planteó averiguar cual de las anteriormente mencionadas era la que brindaba mayor protección desde el punto de vista de la seguridad personal.

Para lograr este objetivo se utilizó un simulador de puesta a tierra fabricado por la A.B CHANCE, este equipo es un modelo funcional de un circuito de sistema trifásico, el mismo simula una línea aérea desenergizada con un trabajador realizando labores en una de las fases.

El simulador esta alimentado por un transformador reductor, que inyecta corriente al circuito inicialmente desenergizado cada vez que se oprime el conmutador del mismo. Una unidad especial que simula un trabajador realizando labores de mantenimiento en una línea, emite una señal luminosa y sonora al momento de ser atravesada por una corriente eléctrica. Cables aislados con pinzas en los extremos sirven como cables de puesta a tierra y juegos de grapas. Un resorte en espiral funciona como barra agrupadora de puesta a tierra para montaje en postes. El simulador armado se puede observar en la figura 6.1.

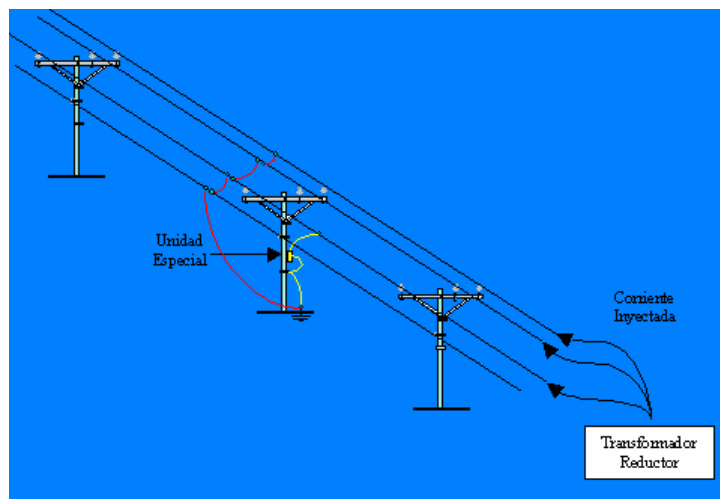


**Figura 6.1.** Prueba de configuración.

El procedimiento a seguir para utilizar el simulador es el siguiente:

- § Armar el simulador.
- § Conectar la configuración a estudiar.
- § Instalar la unidad especial que simula al liniero.
- § Oprimir el conmutador del transformador, para simular una falla en el sistema.
- § Si la luz se enciende y el timbre suena en la unidad especial, significa que la configuración utilizada no ofrece protección al trabajador.
- § Si la luz no enciende y no se produce un sonido en la unidad especial, significa que el trabajador esta protegido.

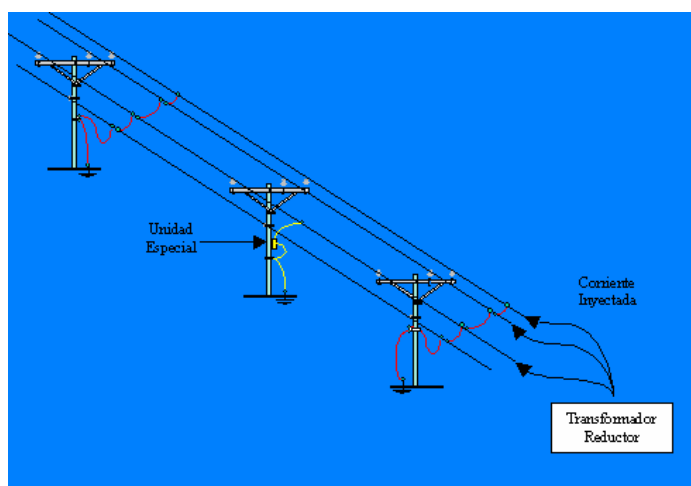
Configuración 1: Conectando a tierra en el sitio de trabajo.



**Figura 6.2.** Configuración conectando a tierra en el sitio de trabajo.

Esta configuración al ser sometida a prueba según el procedimiento descrito anteriormente, dió como resultado la activación de las señal luminosa y sonora de la unidad especial que simula al trabajador.

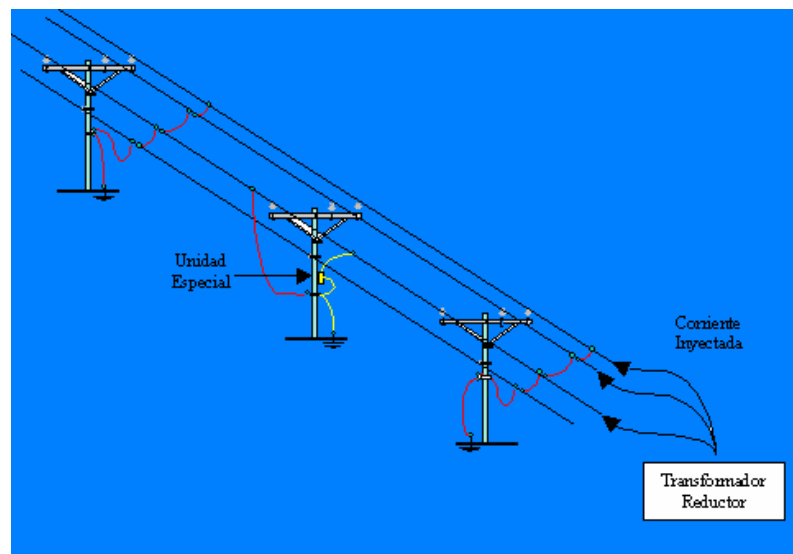
Configuración 2: Conectando a tierra ambos lados del sitio de trabajo.



**Figura 6.3.** Configuración conectando a tierra ambos lados del sitio de trabajo.

Para esta configuración también se encendió la señal luminosa y se escuchó el sonido emitido por la unidad especial que simula al trabajador.

Configuración 3: Conectando a tierra ambos lados del sitio de trabajo y creando una zona equipotencial para el trabajador.



**Figura 6.4.** Configuración conectando a tierra ambos lados del sitio de trabajo y creando una zona equipotencial para el trabajador.

Al realizar la prueba para esta configuración no se activaron las señales de la unidad especial (luz y sonido).

Del resultado de las pruebas realizadas se concluyó que la configuración 3 brinda mayor seguridad que las estudiadas anteriormente, ya que es evidente que por la unidad especial en las configuraciones 1 y 2 circuló una mayor cantidad de corriente que la que pudiera haber circulado en la misma unidad especial por la configuración 3.

## 6.2 Prueba de continuidad y medición de resistencia.

Para asegurar que las puestas a tierra de protección estén siempre en buenas condiciones para cumplir su función, es necesario probarlas periódicamente; hay varios sistemas desarrollados para realizar estas pruebas como lo son: mediante caídas de potencial en corriente alterna, mediante caídas de potencial en corriente continua, mediante ensayos de calentamiento, etc.

A.B. CHANCE desarrolló un equipo portátil de corriente continua, que tiene la ventaja de poder probar los carretes de cable enrollados, directamente sobre el camión de la cuadrilla, sin sufrir errores de medición por inductancia en corriente alterna. Consta de una fuente ajustable que entrega una corriente de 10 A, y un instrumento con puntas de prueba que mide la caída de potencial entre extremos del puente o entre componentes del mismo (grapa-cable, etc). El instrumento está graduado directamente en  $m\Omega$  (para 10 A) y con él se detectan rápidamente puentes con alta resistencia por efectos de corrosión, contactos flojos, hilos cortados, etc. El modelo con el que dispone la C.A “La Electricidad de Caracas”, tiene fuente regulada de control electrónico automático, indicación digital y un panel de control que permite introducir datos de manera que se encienda adicionalmente en cada medición una luz roja cuando el puente no pasa la prueba y una luz verde cuando la pasa.



**Figura 6.5.** Equipo probador de puesta a tierra.

Con la finalidad de realizar una comparación entre el sistema utilizado actualmente y el prototipo en dos partes se procedió a realizar una prueba de medición de continuidad y resistencia a un puente de 4 m de la A.B. CHANCE y a una configuración en cruz del prototipo en dos partes, con la diferencia de que este estuviera ensamblado con conductor número 2 AWG, para que la comparación fuera válida.

#### 6.2.1 Prueba realizada al puente de la A.B. CHANCE.



**Figura 6.6.** Prueba de medición de resistencia sobre el puente de la A.B. CHANCE.

**Tabla 6.1.** Resistencia medida sobre el puente de 4 m de la A.B. CHANCE.

| Lugar de Medición          | Resistencia (mW) |
|----------------------------|------------------|
| Entre la grapa y el ferrul | 0,058 y 0,076    |
| De extremo a extremo       | 2,074            |

### 6.2.2 Prueba realizada a la configuración en cruz del prototipo.



**Figura 6.7.** Prueba de medición de resistencia sobre el prototipo.

**Tabla 6.2.** Resistencia medida sobre la configuración en cruz del prototipo.

| Lugar de Medición                     | Resistencia (mW) |
|---------------------------------------|------------------|
| Entre el conector en cruz y el ferrul | 0,039 y 0,033    |
| De extremo a extremo                  | 1,994            |

De los resultados anteriores se concluye que existe una buena conexión eléctrica entre el conductor con terminal de ferrul y el conector en cruz, siendo esta menor a la que existe entre el conductor con terminal de ferrul y la grapa. Además la resistencia de la configuración en cruz compuesta por 2 grapas conectadas en serie con 4 m de conductor y el conector en cruz, esta en el mismo orden que la del puente de la CHANCE, compuesto por 2 grapas y 4 m de conductor .

### **6.3 Prueba de agarre de grapas en puntos de conexión.**

La grapa utilizada por el prototipo en dos partes (tipo 1, grado 1 y clase B, según ASTM F 855), fue instalada en un conductor # 8 sólido y en uno 750 mcm, con una pértiga para conductores vivos, de forma tal que esta estuviera lo más apretada posible. Esto se hizo con la finalidad de comprobar que la misma era capaz de sujetarse a la gama de conductores existentes en las líneas aéreas de la C.A. “La Electricidad de Caracas” y de verificar que aun realizando un ajuste excesivo, la misma no ocasionaría daños que puedan perjudicar el uso continuo de los conductores. La prueba se considero exitosa debido a que supero las dos condiciones.

### **6.4 Prueba de confort.**

Esta prueba consistió en la instalación de tres sistemas diferentes de puesta a tierra temporal, en un circuito de pruebas ubicado en la escuela de adiestramiento de cablistas linieros, ubicada en el Centro de Servicios Chacao de la C. A. “La Electricidad de Caracas”. Esta determinó cual de los tres sistemas era más sencillo de instalar; basándose en la opinión experta del instalador, en el tiempo de instalación y en las observaciones apreciadas durante la misma. Los sistemas probados fueron:

- § El de puentes de la A.B. CHANCE.
- § El prototipo compacto.
- § El prototipo en dos partes.

Luego de realizar la prueba con los tres sistemas, se determinó que el tiempo de instalación era bastante similar para los tres (entre 20 y 25 min.), por lo que no se tomó como un factor determinante para la prueba.

El sistema compacto resultó ser pesado y esto dificultó muchísimo la maniobrabilidad al momento de su instalación desde el poste.

En cuanto al prototipo en dos partes, no se observan ventajas de maniobrabilidad desde el poste en comparación con el sistema de puentes de la A.B. CHANCE.

La única ventaja para esta prueba entre el sistema de puentes y el prototipo en dos partes, fue la observada por el instalador, el cual manifestó que no existía forma de que un trabajador por muy inexperto que fuese, se confundiera al momento de la instalar el prototipo en dos partes, ya que todos los ramales tenían la misma longitud, en cambio en el sistema de puentes el trabajador debe tomarse un tiempo en determinar cual de los puentes debe conectar en cada conexión ya que son de distintas longitudes.

### **6.5 Pruebas de cortocircuito para puentes.**

El objetivo de esta prueba fue determinar el comportamiento de los conductores cuando se encuentran sometidos a corrientes de cortocircuito. Para cumplir con el mismo se utilizó un inyector de corriente ubicado en el taller de transformadores del centro de servicios Chacao.

El equipo utilizado para realizar la prueba fue un inyector de corriente AVO MULTI AMP con capacidad de 20 kA. El mismo tiene la capacidad de medir la corriente que inyecta y el tiempo que esta dura, presentando estos valores en una pantalla en forma digital. El operador tiene la libertad de escoger tanto la cantidad de corriente a inyectar y el tiempo que desea que dure esta corriente, todas estas características lo hacen un equipo verdaderamente ventajoso para realizar simulaciones de cortocircuitos.

Se realizaron tres pruebas con conductores de diferentes calibres e inyectando variedad de corrientes en intervalos de tiempo distintos para determinar

los límites de uso de los conductores en relación con los establecidos en la tabla 5.1 y la ecuación 5.1 del capítulo anterior, referencias [6] y [9] respectivamente.

En la tabla 5.1 se establecen los niveles de cortocircuito que pueden soportar los conductores de cobre para tiempos típicos en segundos (0,1; 0,25; 0,5 y 1). Para que la prueba se realizara con mayor seguridad se decidió utilizar niveles de cortocircuito más bajos y aumentar el tiempo de duración de los mismos. Si se utiliza la ecuación 5.1 se determina que un conductor de  $25\text{mm}^2$  soporta una corriente límite de 2600 A durante 7 segundos, este valor fue tomado como referencia para las pruebas realizadas.

Las medidas de precaución tomadas para realizar las pruebas fueron las siguientes:

- § Todos los involucrados en la prueba utilizaron equipos de protección personal (casco, guantes, calzado de seguridad y lentes de seguridad).
- § Se verificó el buen funcionamiento del inyector de corriente.
- § Todas las conexiones fueron debidamente ajustadas.
- § Se verificó que no existieran equipos u objetos ajenos a la prueba en el sitio de ensayo.
- § Se delimitó el sitio de ensayo.
- § Fue colocada una persona con un extintor de incendios para utilizarlo en caso de ser necesario.
- § Se colocaron equipos de ventilación para evitar la inhalación de gases tóxicos.
- § Se verificó que los dispositivos de protección del equipo estuvieran funcionando.

La primera prueba se realizó con un conductor # 2 AWG ( $33,63 \text{ mm}^2$ ), de longitud 1,38 m, a este conductor se le inyectó corriente de forma sucesiva tomando como tiempo de descanso entre una inyección y otra 2 s. Las mediciones registradas se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla 6.3.** Resultados de la prueba de cortocircuito sobre el conductor “A”.

| <b>Conductor A</b>                    |            |
|---------------------------------------|------------|
| # 2 ( $33,63 \text{ mm}^2$ ) y 1,38 m |            |
| Corriente (A)                         | Tiempo (s) |
| 5000                                  | 0,26       |
| 5000                                  | 0,12       |
| 5000                                  | 0,15       |
| 5000                                  | 0,49       |
| 3700                                  | 0,43       |
| 4000                                  | 0,9        |
| 5000                                  | 0,19       |
| 5000                                  | 0,19       |
| 5000                                  | 0,19       |
| 5000                                  | 0,19       |
| 5000                                  | 0,19       |
| 5000                                  | 2,34       |

En esta prueba se observó que el conductor es capaz de soportar cortocircuitos consecutivos de un valor típico al existente en la red de distribución de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, sufriendo algunos daños pero conduciendo corriente que es lo importante de esta prueba.

La segunda prueba se realizó con un conductor de  $25\text{ mm}^2$  y de 1,38 m de longitud, incrementando el valor de la corriente inyectada hasta que el conductor perdió su chaqueta protectora.

**Tabla 6.4.** Resultados de la prueba de cortocircuito sobre el conductor “B”.

| <b>Conductor B</b>        |            |
|---------------------------|------------|
| 25 $\text{mm}^2$ y 1,38 m |            |
| Corriente (A)             | Tiempo (s) |
| 1000                      | 10         |
| 3000                      | 0,15       |
| 3200                      | 5,33       |

Las pruebas realizadas al conductor “B”, simulan un cortocircuito en el cual se realizan reconexiones automáticas. El resultado de esta prueba es tomado como satisfactorio, debido a que el conductor soporta múltiples cortocircuitos durante tiempos mayores a los que actuarían los sistemas de protección de los reconectores.

La última prueba se realizó con un conductor de  $25\text{ mm}^2$  y de 1,2 m de longitud, simulando un elevado nivel de cortocircuito durante un tiempo largo, es decir, las peores condiciones a las que puede estar sometido un conductor.

**Tabla 6.5.** Resultados de la prueba de cortocircuito sobre el conductor “C”.

| <b>Conductor C</b>       |            |
|--------------------------|------------|
| 25 $\text{mm}^2$ y 1,2 m |            |
| Corriente (A)            | Tiempo (s) |
| 5000                     | 7          |

La prueba realizada al conductor “C”, simula una falla de gran magnitud durante un tiempo de despeje promedio. Ya que el esfuerzo al que se ve sometido el conductor es una relación entre corriente y tiempo de duración.

Al someterlo a una corriente de 5000 A durante 7 s, se prueba que pueden soportar más de lo establecido mediante la ecuación de Onderdonk que impone un límite de 2600 A durante 7 s. Otra observación importante es que durante las pruebas, ningún conductor sufrió daños que impidiera o limitara la conducción de corriente por el mismo.

En conclusión se considera que los resultados obtenidos son satisfactorios y que los conductores superan las condiciones descritas por las referencias [6] y [9].

## CAPÍTULO VII

### ANÁLISIS DE COSTO

En este capítulo se presentan los costos asociados de tecnologías similares a la utilizada por el prototipo en dos partes así como también se describen los costos de fabricación y ensamblaje del diseño realizado. La comparación se realizó con tres sistemas de puesta a tierra diferentes que se adaptan a las condiciones de la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas”. La moneda utilizada es el Euro y se aplica el tipo de cambio vigente para noviembre del 2004 ya que las cotizaciones obtenidas datan de esta fecha.

#### **7.1 Sistema fabricado por CATU.**

El costo de un sistema de puesta a tierra, para ser utilizado en las líneas de distribución aérea hasta 17.5 kV, marca CATU, fabricado en Francia Paris, bajo la norma internacional IEC 1230, es el siguiente:

**Tabla 7.1. Costo del sistema de protección colectivo de CATU.**

| <b>Cantidad</b>                                                                             | <b>Descripción</b>                               | <b>Precio Unit.<br/>en Euro</b> | <b>Precio Total<br/>en Euro</b> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 4                                                                                           | Pinzas Automáticas tipo MT613                    | 61,48                           | 245,92                          |
| 1                                                                                           | Plato porta - pinzas, para 4 pinzas tipo MT 634K | 74,77                           | 74,77                           |
| 1                                                                                           | Grapa Torno de tierra MT 840/1                   | 30,34                           | 30,34                           |
| 3                                                                                           | Puentes de dos metros de conductor               | 47,84                           | 143,52                          |
| 1                                                                                           | Bajante a tierra de 13 metros                    | 205,34                          | 205,34                          |
| Total sistema Colectivo de Puesta a Tierra marca CATU con entrega en Planta de CATU en Euro |                                                  |                                 | <b>699,89</b>                   |

Dado que este sistema se instala a ambos lados del sitio de trabajo, el costo de la protección colectiva fabricado por CATU y colocado en sus almacenes en Francia es de 1399,78 Euros.

**Tabla 7.2. Costo del sistema de protección personal de CATU.**

| <b>Cantidad</b>                                                                            | <b>Descripción</b>                    | <b>Precio Unit.<br/>en Euro</b> | <b>Precio Total<br/>en Euro</b> |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 1                                                                                          | Pinzas Automáticas tipo MT613         | 61,48                           | 61,48                           |
| 1                                                                                          | Soporte de poste intermedio FE – 1199 | 34,73                           | 34,73                           |
| 1                                                                                          | Grapa Torno de tierra MT 840/1        | 30,34                           | 30,34                           |
| 1                                                                                          | Puente de cuatro metros de conductor  | 76,84                           | 76,84                           |
| Total sistema Personal de Puesta a Tierra marca CATU con entrega en Planta de CATU en Euro |                                       |                                 | <b>203,39</b>                   |

El sistema de puesta a tierra de CATU, adaptado a las condiciones y especificaciones de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, tiene un costo total de 1603,17 Euros. (mayor información con respecto a la cotización se puede observar en el anexo III).

## **7.2 Sistema fabricado por A.B. CHANCE.**

El equipo para puesta a tierra temporal en sistemas aéreos de distribución, fabricado por la compañía A.B. CHANCE está compuesto de dos sistemas de protección colectivos y uno de protección personal. Según datos suministrados por el departamento de aprovisionamiento de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, cada sistema de protección colectivo tiene un costo de 855 Dólares en los almacenes de la A.B. CHANCE ubicados en Miami, lo que equivale a 653,46 Euros y el de protección personal tiene un costo de 90 Dólares (117,75 Euros). En total tomando en cuenta que se utilizan dos sistemas de protección colectivos y uno personal, el sistema completo de puesta a tierra tiene un costo total de 1424,67 Euros.

### 7.3 Prototipo en dos partes.

El prototipo en dos partes posee dos sistemas de protección colectivos y un sistema de protección personal. El mismo utiliza un conductor de 25  $mm^2$ , pero debido a que los sistemas con los que será comparado utilizan un conductor # 2 (33,6  $mm^2$ ), se presentan los cálculos correspondientes al prototipo como si estuviera fabricado con un conductor # 2, para que la comparación entre los tres sistemas sea válida. En las tablas 7.3 y 7.4 se detallan los costos asociados al prototipo.

**Tabla 7.3. Costo del sistema de protección colectivo del prototipo en dos partes.**

| <b>Cantidad</b>                                                             | <b>Descripción</b>           | <b>Precio Unit. en Euro</b> | <b>Precio Total en Euro</b> |
|-----------------------------------------------------------------------------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 6                                                                           | Grapas                       | 15,07                       | 90,42                       |
| 21                                                                          | Metros de Conductor # 2 AGW. | 10,72                       | 225,12                      |
| 10                                                                          | Ferrules                     | 8,12                        | 81,20                       |
| 1                                                                           | Conector en Cruz             | 28,59                       | 28,59                       |
| Costo Total del Sistema de Protección Colectivo del Prototipo en dos Partes |                              |                             | <b>425,33</b>               |

El costo de los dos sistemas de protección colectiva usados por el prototipo en dos partes es de 850,66 Euros.

**Tabla 7.4. Costo del sistema de protección personal del prototipo en dos partes.**

| <b>Cantidad</b>                                                            | <b>Descripción</b>                                    | <b>Precio Unit. en Euro</b> | <b>Precio Total en Euro</b> |
|----------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 2                                                                          | Grapas                                                | 15,07                       | 30,14                       |
| 4                                                                          | Metros de Conductor # 2 AGW.                          | 10,72                       | 42,88                       |
| 2                                                                          | Ferrules                                              | 8,12                        | 16,24                       |
| 1                                                                          | Abrazadera universal Ø 4" y espesor de ¼"             | 5,00                        | 5,00                        |
| 1                                                                          | Gancho de acero galvanizado para soporte de acometida | 3,57                        | 3,57                        |
| Costo Total del Sistema de Protección Personal del Prototipo en dos Partes |                                                       |                             | <b>97,83</b>                |

El costo de la protección personal es de 97,83 Euros y el costo total del prototipo en dos partes es de 948,49 Euros.

**Tabla 7.5. Comparación de costos entre los tres sistemas.**

| <b>Fabricante</b> | <b>Precio de la Protección Colectiva en Euros</b> | <b>Precio de la Protección Personal en Euros</b> | <b>Precio Total del Sistema en Euros</b> |
|-------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------------------|
| CATU              | 1399,78                                           | 203,39                                           | 1603,17                                  |
| A.B. CHANCE       | 1306,92                                           | 117,75                                           | 1424,67                                  |
| PROTOTIPO         | 850,66                                            | 97,83                                            | 948,49                                   |

El prototipo en dos partes es 476 Euros más barato que el sistema de la A.B. CHANCE y 654 Euros más económico que el de CATU, sin tomar en cuenta que a los costos de los sistemas con los que fue comparado hay que agregarle los gastos de traslado y nacionalización.

## CONCLUSIONES

- § La caracterización de la Red de Distribución Aérea, permitió evidenciar que el sistema utilizado actualmente (fabricado por A.B. CHANCE), no es capaz de conducir la corriente de falla en todos los casos posibles.
- § El diseño del Prototipo en dos Partes permitió reducir el peso del Sistema de Puesta a Tierra Temporal en un 41% con respecto al de la A.B. CHANCE, facilitando así su traslado. Además el hecho de que el prototipo tenga todos sus ramales unidos y de la misma longitud, disminuye la posibilidad de que se pierdan piezas y evita confusiones al momento de su instalación.
- § El prototipo fabricado con conductor de cobre de sección  $25 \text{ mm}^2$ , es capaz de conducir 17,2 kA durante 10 ciclos, por lo que debe ser usado en paralelo con otro, cuando se realicen labores a menos de 400 m de una subestación cuya configuración posea 3 transformadores conectados en la misma barra.
- § Las pruebas de cortocircuito, permitieron observar el comportamiento real de los conductores, durante una situación de falla. Por ejemplo, el efecto látigo no resultó ser tan fuerte como se pensó en un principio, pudiéndose en la mayoría de los casos despreciar o limitar; además los conductores probados superaron por mucho los valores predeterminados de corriente tolerable.
- § El prototipo en dos partes es 476 Euros más económico que el sistema utilizado actualmente por la C.A. “La Electricidad de Caracas”.

**§** En fin se concluye que la alternativa presentada cumple con los requisitos de seguridad, ergonomía y economía planteados como objetivos. Incluyendo además un procedimiento para uso del prototipo.

## RECOMENDACIONES

Con la finalidad de mejorar el prototipo, facilitar su instalación y garantizar el funcionamiento del mismo; se recomienda:

- § Supervisar y hacer cumplir la norma de aplicación de tierra en el sistema (norma: (II D) 5), con el propósito de minimizar el uso de la barra de puesta a tierra temporal, y de garantizar un camino de baja resistencia a tierra.
- § Estudiar la posibilidad de colocar la barra de tierra en los cimientos del poste y hacer que el bajante pase por dentro del poste hasta la parte superior del mismo, para así evitar el hurto de conductor, facilitar la conexión a tierra y tratar de conseguir valores menores de resistividad.
- § Efectuar otras pruebas al prototipo que complementen la investigación, como lo son la de extracción en cables con grapa y la prueba de fatiga de cables con terminales propios, especificadas en CEI - 1230. [10]
- § Realizar pruebas periódicas de inspección, continuidad y medición cada seis meses a los sistemas de puesta a tierra temporal, para garantizar su uso continuo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Boisselier, Jackie. **Trabajo de Higiene y Seguridad en el Trabajo**, (Libro). -- Madrid: España: Ed. Limusa, 1976. Pág. 35 – 42.
- [2] De la Vega O., Miguel. **Ingeniería de Puesta a Tierra**, (Libro). -- Madrid: España: Ed. Limusa, 1998. Pág.126 – 131.
- [3] Ruiz V., Francisco. **Manual de Puesta a Tierra de Equipos Eléctricos**, (Libro). -- Barcelona: España: Ed. CEAC, S. A., 1973. Pág. 7, 8, 17 – 20, 28 – 32, 52 – 54, 153 – 161.
- [4] Charles, F. Dalziel, **Threshold 60 – Cycle Fibrillating Currents**, (1960), Pág. 667 – 673.
- [5] IEEE Std. 1048 - 1990, **IEEE Guide for Protective Grounding of Power Lines**.
- [6] IEEE Std. 80 - 2000, **IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding**.
- [7] Vittorio Re, **Instalación de puesta a Tierra**, (Libro). – Barcelona España: Ed. Boixareu Editores, 1979. Pág. 7 – 13, 16 – 27, 92 – 96.
- [8] IEEE Transsctions on Power Delivery - 1995, **Factors Sizing Protective Grounds**
- [9] ASTM F 855 – 96, **Standard Specifications for Temporary Protective**

**Grounds to Be Used on De-energized Electric Power Lines and Equipment.**

- [10] CEI/IEC Std. 1230 – 1993, **Live Working – Portable Equipment for Earthing or Earthing and Short – Cricuiting.**
- [11] Adrian Erick, **Estudio de un Sistema de Puesta a Tierra Temporal para Estructuras Subterranas de la C.A. “La Electricidad de Caracas”** (2001), (Tesis). -- Caracas : Universidad Simón Bolívar.
- [12] García G., Delgado M., Abreu A., Fonseca J., **“Evaluación del Uso de los Postes de Acero que Soportan las Línea de Distribución como Sistema de Puesta a Tierra”,** Cuarto Congreso Venezolano de Ingeniería Eléctrica (IV CVIE), Venezuela, 2004.

## **BIBLIOGRAFÍAS**

- § Checa, Luis María. Líneas de Transporte de Energía, Barcelona – México: Editorial Boixareu Editores, 1988.
  
- § C.A. “La Electricidad de Caracas”, Manual de Unidades de Construcción de la EDC.- Caracas – Venezuela: Normas de Ingeniería.
  
- § C.A. “La Electricidad de Caracas”, Normas de Diseño de la EDC, de la Norma (I)3, pág. 3, 4 y 25. De la Norma (I)4, pág. Todas. De la Norma (IIB)3, pág. 3 y 4. De la Norma (IID)1, pág. 2,15 y 13. De la norma (IID)5 pág. 1 y 2. Caracas Venezuela.
  
- § C.A. De Administración y Fomento Eléctrico, (1965), Reglamento y Normas Generales para Redes de Distribución y Líneas de Alimentación, Pág. 15, 21 – 25, Caracas Venezuela.
  
- § Said, David. Análisis y Comparación de Diferentes Modelos para la Selección del Conductor en Líneas Aéreas de Alta Tensión / Said David Said (Tesis). – Caracas: Universidad Central de Venezuela, 1979.
  
- § IEEE Std. 142, (1993), IEEE Recommended Practice for Grounding of Distribución for Industrial Plants.
  
- § IEEE Std. 81, (1983), IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity.
  
- § Díaz, Francisco. Riesgos Eléctricos, Caraballeda: III Congreso Venezolano de Ingeniería Eléctrica y Mecánica, 1996.

- § López, Regulo. Peligro de la Corrientes Eléctricas, Caracas: C.A. “La Electricidad de Caracas”, 1983.
- § Martín, José Raúl. Diseño de Subestaciones Eléctricas, México: Mc Graw – Hill, 1987.
- § II Jornadas Nacionales de Distribución de Energía Eléctrica, Puerto la Cruz: Tomo II, 1975.
- § Comisión de Integración Eléctrica Regional, Tomo II. Criterios Aplicados en el Proyecto de Mayas de Tierra, Buenos Aires: Sub comité de Ingeniería de Sistemas Eléctricos, 1974.
- § V Congreso de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica. Tecnología y Equipos, Porlamar – Isla de Margarita, 1989.
- § Vázquez, R. Estaciones de Transformación y Distribución, Barcelona – España: Ediciones CEAC, S.A., 1972.
- § Isaaccura P., Gabriel U., Determinación de la Distribución de la Corriente de Falla en el Sistema de Transmisión de la C.A. “La Electricidad de Caracas”. (Informe de Pasantías), 1993.
- § Penissi, Oswaldo A. Canalizaciones Eléctricas Residenciales, Valencia: Ediciones de Consejo de Desarrollo Científico y Humanístico, 1987.
- § C.A. de Administración y Fomento Eléctrico, Reglamento y Normas Generales para Redes de Distribución y líneas de Alimentación, Caracas: I edición, 1965.

§ C.A. “La Electricidad de Caracas”, Procedimiento para Puesta a Tierra Temporal en Línea Aéreas de Distribución.- Caracas – Venezuela: Normas de Ingeniería.

# **ANEXO I**

**[POSTES DE DISTRIBUCIÓN]**

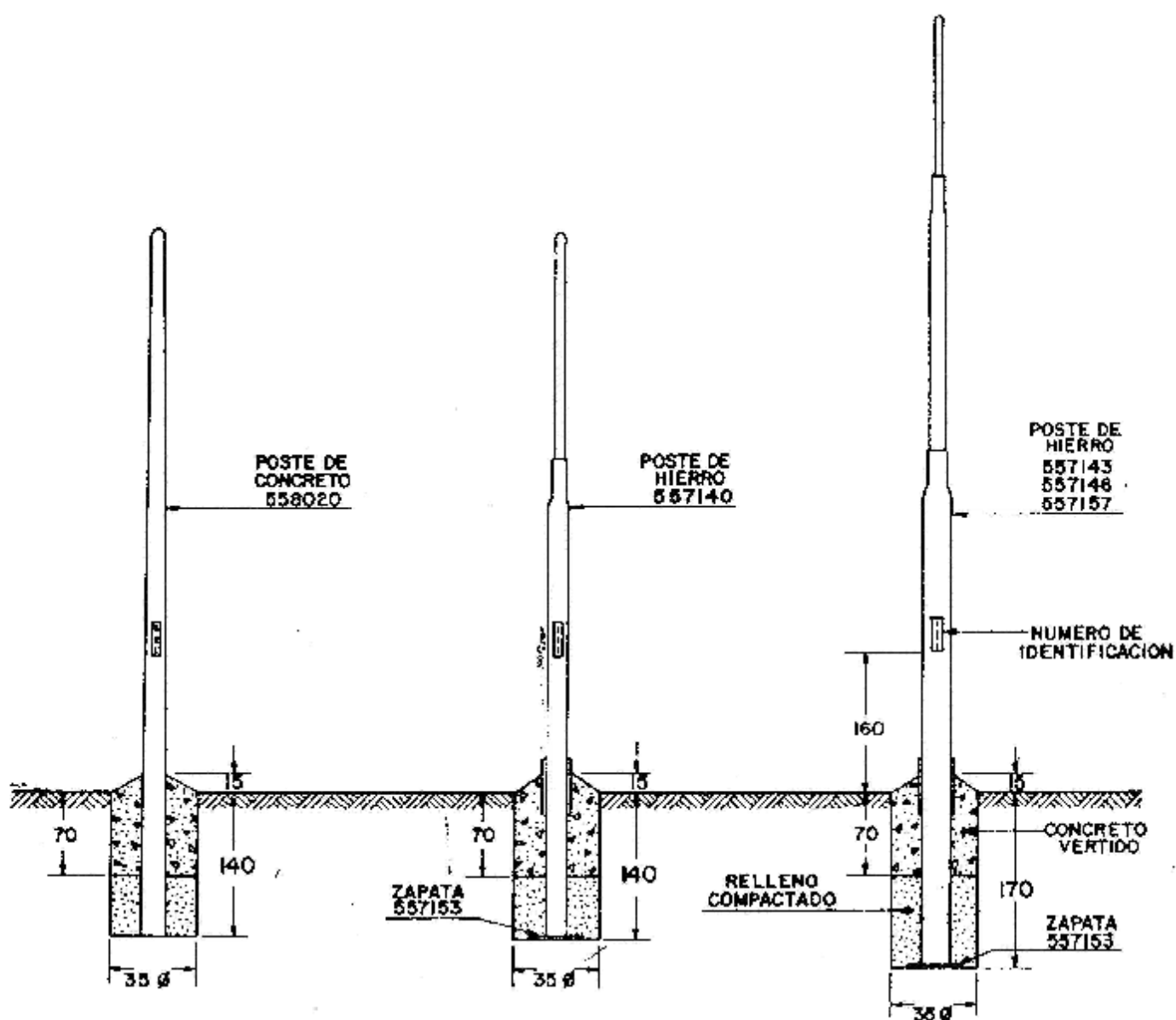
| NOMEN-<br>CLA-<br>TURA | DESCRIPCION                                              |
|------------------------|----------------------------------------------------------|
|                        | POSTEADURA (POSTE, BASE, PINTURA Y M. DE O. COLOCACION)  |
| B206A                  | POSTE DE HIERRO 6.50M LINEA B.T. (DISTRIBUCION)          |
| B208A                  | POSTE DE HIERRO 8.60M LINEA B.T. (DISTRIBUCION)          |
| B210A                  | POSTE DE HIERRO 10M LINEA A.T. (DISTRIBUCION)            |
| B212A                  | POSTE DE HIERRO 12M LINEA A.T. (DISTRIBUCION)            |
| B214A                  | POSTE DE HIERRO 14M LINEA A.T. (DISTRIBUCION)            |
| B109A                  | POSTE DE CONCRETO 9M LINEA B.T. (DISTRIBUCION)           |
|                        | BASE, PINTURA Y M. DE O. COLOC. DE POSTES MAYORES DE 14  |
| B020A                  | BASE - PINTURA Y M. DE O. DE COLOCACION DE POSTE DE 15M. |
| B020B                  | BASE - PINTURA Y M. DE O. DE COLOCACION DE POSTE DE 16M. |
| B020C                  | BASE - PINTURA Y M. DE O. DE COLOCACION DE POSTE DE 17M. |
| B020D                  | BASE - PINTURA Y M. DE O. DE COLOCACION DE POSTE DE 18M. |
| B020E                  | BASE - PINTURA Y M. DE O. DE COLOCACION DE POSTE DE 19M. |
| B020F                  | BASE - PINTURA Y M. DE O. DE COLOCACION DE POSTE DE 20M. |
| B020G                  | BASE - PINTURA Y M. DE O. DE COLOCACION DE POSTE DE 21M. |
| B020H                  | BASE - PINTURA Y M. DE O. DE COLOCACION DE POSTE DE 22M. |
| B020I                  | BASE - PINTURA Y M. DE O. DE COLOCACION DE POSTE DE 23M. |
| B020J                  | BASE - PINTURA Y M. DE O. DE COLOCACION DE POSTE DE 24M. |
|                        | SUPLEMENTO PARA POSTE DE HIERRO                          |
| B900A                  | SUPLEMENTO PARA POSTE DE HIERRO                          |

POSTEADURA

BASE - PINTURA Y MANO DE OBRA

COLOCACION DE POSTES MAYORES DE 14 m

|             |
|-------------|
| 701015      |
| B           |
| Pág. 1 de 1 |



NOTA: MEDIDAS EN CM.

|        |        |        |         |
|--------|--------|--------|---------|
| PROY.  |        | S.M.E. |         |
| DIB.   | SENGES | S.N.C. | 12/4/92 |
| ESC.   |        | D.M.A. | C.V.    |
| S.M.T. |        | GER.   | H.M.    |

SUSTITUYE AL: No. 780412

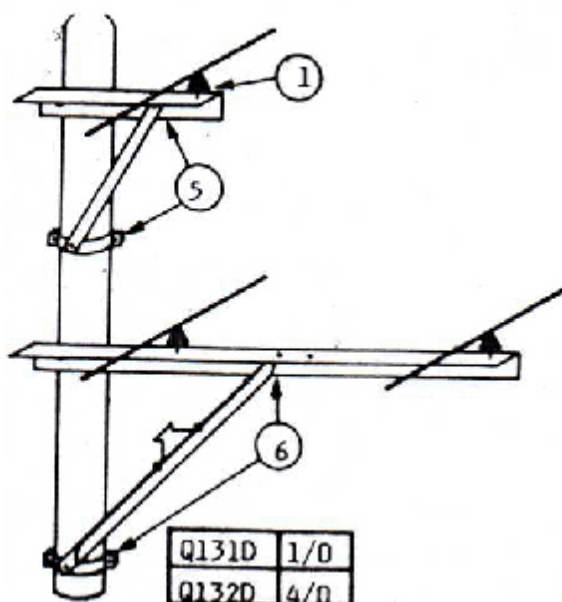
## POSTES DE DISTRIBUCION

780412

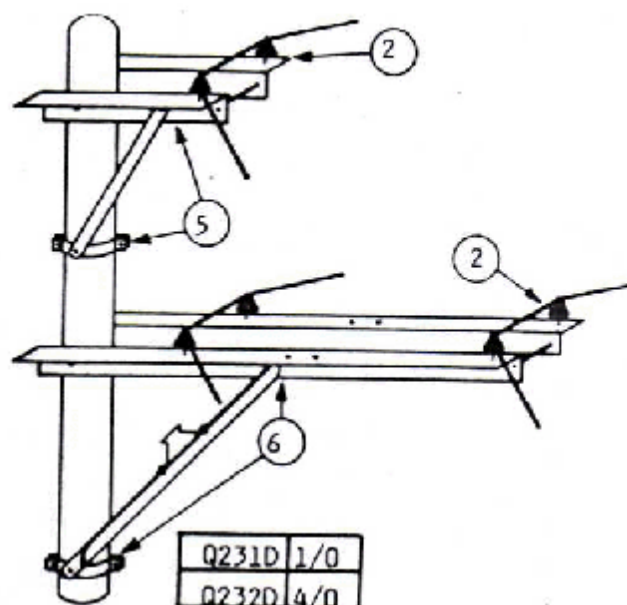
B 109 A  
208 A  
210 A  
212 A  
214 A

# **ANEXO II**

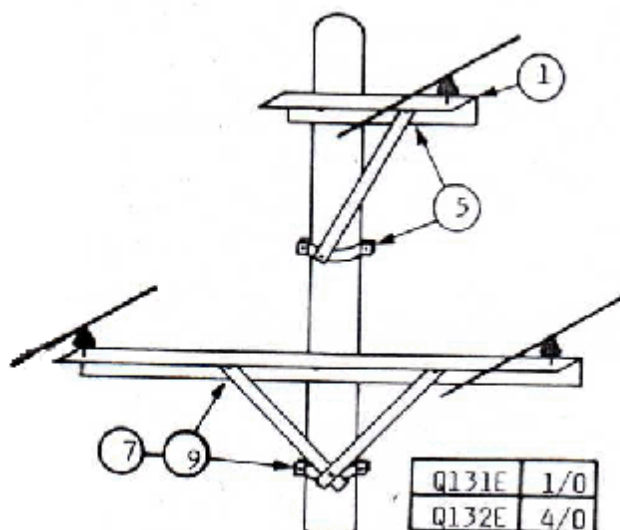
**[Estructuras de Distribución]**



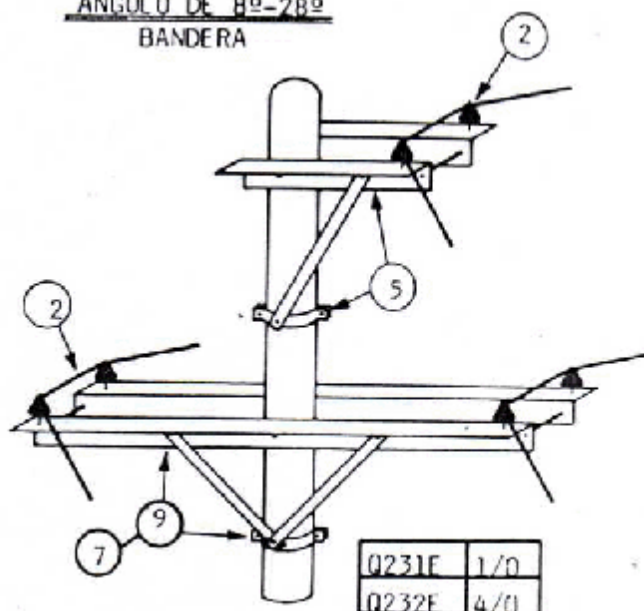
ANGULO DE 0°-8°  
BANDERA



ANGULO DE 8°-28°  
BANDERA



ANGULO DE 0°-8°



ANGULO DE 8°-28°

Nota:

- 1.- Para líneas de distribución de 8,314 KV ó 12,470 KV proyectar la estructura para neutro, según el calibre y el ángulo de la línea.
- 2.- Para líneas calibre 4/0 ó mayor se utilizarán paralelos angulares (Q131E, Q132E, Q231E, Q232E).
- 3.- Los detalles de las estructuras están dados en las normas complementarias de líneas aéreas.
- 4.- Los números encerrados en círculos indican el detalle correspondiente.

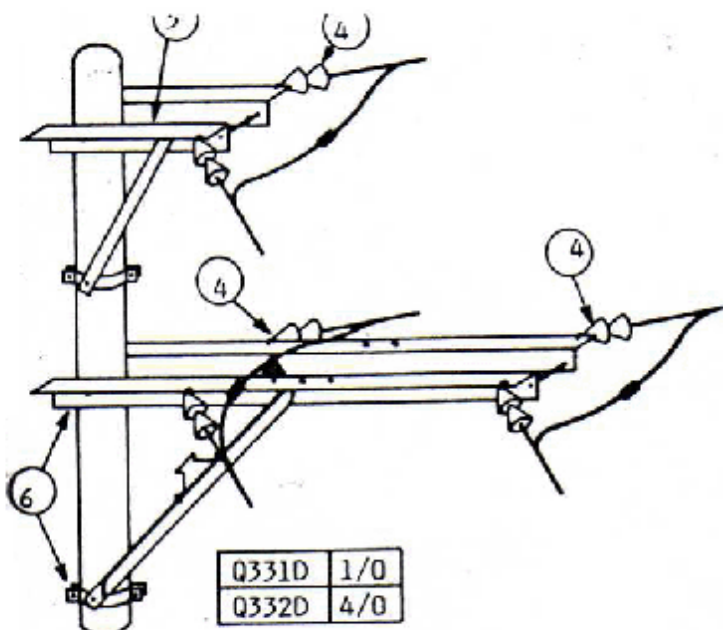
| ESTRUCTURA DE NEUTRO |        |        |
|----------------------|--------|--------|
| Calibre              | Angulo |        |
|                      | 0°-8°  | 8°-28° |
| 1/0                  | J101A  | J201A  |
| 4/0                  | J102A  | J202A  |

|                  |        |
|------------------|--------|
| PROY.            | S.M.E. |
| DIB.             | S.M.C. |
| ESC.             | D.M.A. |
| S.M.T.           | GER.   |
| SUSTITUYE AL No. |        |

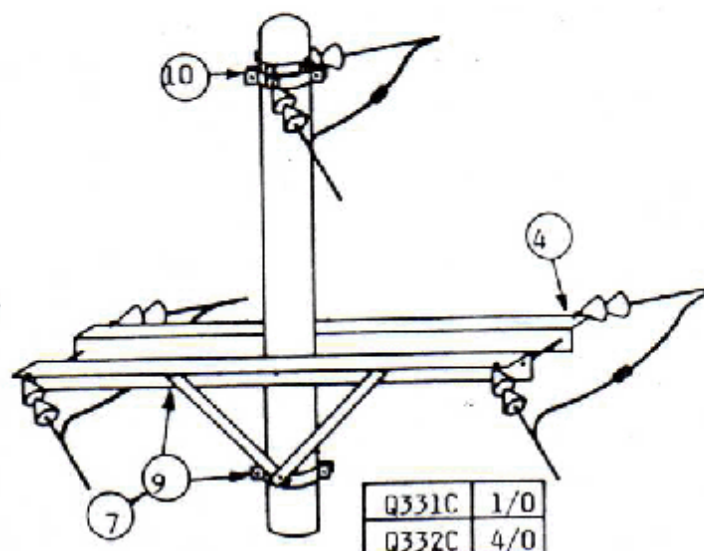
ESTRUCTURA TRIANGULO  
PARA TRES ACTIVOS HASTA 4/0 A1  
EN LINEAS DE DISTRIBUCION HASTA 12,47 KV.  
LINEAS AEREAS.

840513

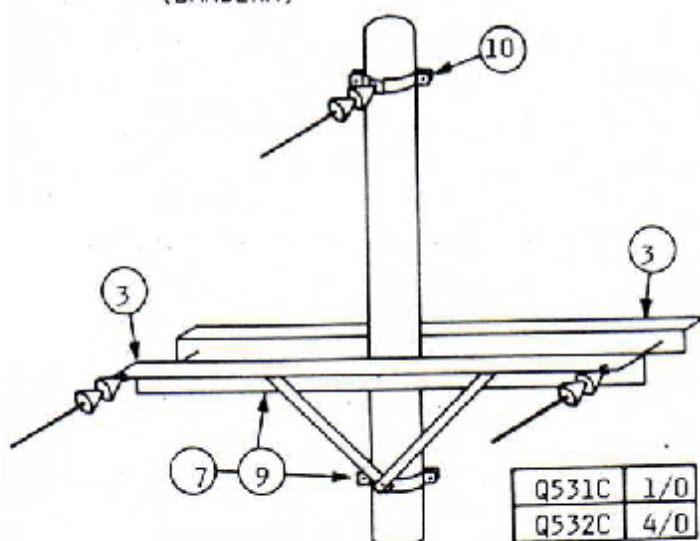
|   |   |    |   |
|---|---|----|---|
| Q | 1 | 31 | D |
|   | 2 | 32 | E |



ANGULOS DE 28° a 60°  
(BANDERA)



ANGULOS DE 28° a 60°



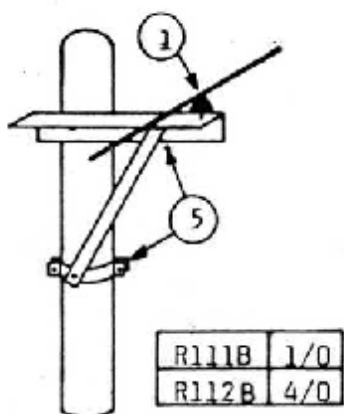
ESTRUCTURA TERMINAL

Notas:

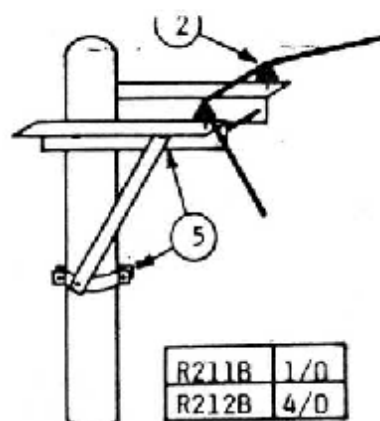
- 1.- Para líneas de 8,314 ó 12,47 KV. proyectar la estructura para neutros según el calibre y el ángulo de la línea.
- 2.- Para las líneas de calibre 4/0 ó mayor usar parales angulares.
- 3.- Los detalles de las estructuras estarán dados en las normas de construcción de líneas aéreas complementarias.
- 4.- Los números encerrados en círculos indican el detalle correspondiente.

| ESTRUCTURAS PARA NEUTROS |         |          |
|--------------------------|---------|----------|
| CALIBRE                  | ANGULOS |          |
|                          | 28°-60° | TERMINAL |
| 1/0                      | J401A   | J501A    |
| 4/0                      | J402A   | J502A    |

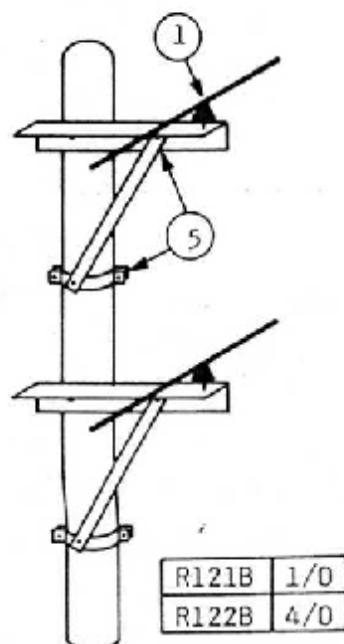
|                      |                      |        |                                                                                                                                |        |
|----------------------|----------------------|--------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| FORM. No. 102 (2-72) | PROY.                | S.M.E. | <b>ESTRUCTURAS TRIANGULARES</b><br>PARA TRES ACTIVOS HASTA 4/0 AL<br>EN LINEAS DE DISTRIBUCION HASTA 12.47KV<br>LINEAS AEREAS. | 840514 |
|                      | DIB.                 | S.M.C. |                                                                                                                                | SERIE  |
|                      | ESC.                 | D.H.L. |                                                                                                                                | Q 331B |
|                      | S.M.T.               | OER.   |                                                                                                                                | Q 531C |
|                      | SUSTITUYE AL No. 102 |        |                                                                                                                                |        |



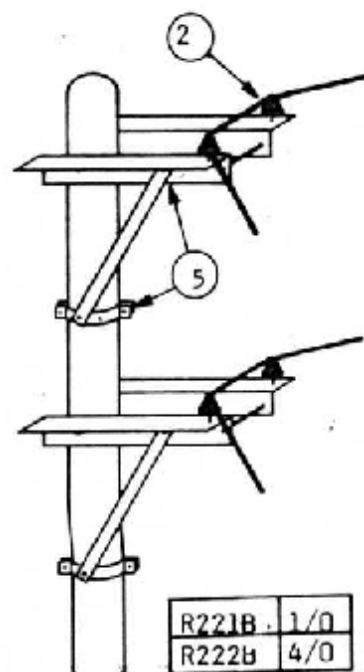
ANGULO DE 0°-8°



ANGULO DE 8°-28°



ANGULO DE 0°-8°



ANGULO DE 8°-28°

Notas:

1.- Para líneas de 8,314 Kv ó 12,47 Kv. proyectar la estructura para neutro según el calibre y el ángulo de la línea.

2.- Los detalles de las estructuras están dados en las normas de Construcción complementarias de líneas aéreas.

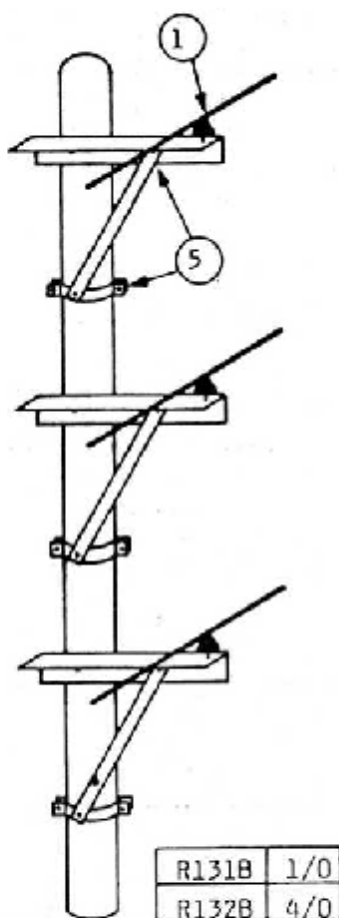
3.- Los números encerrados en círculos indican el detalle correspondiente.

| ESTRUCTURAS PARA NEUTRO |       |        |
|-------------------------|-------|--------|
| ANGULO<br>CALIBRE       | 0°-8° | 8°-28° |
|                         | J101A | J201A  |
| 4/0                     | J102A | J202A  |

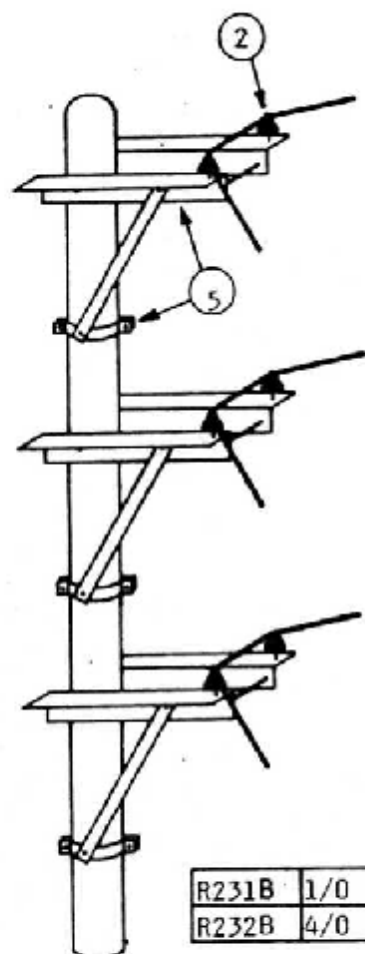
|                  |        |  |
|------------------|--------|--|
| PROY.            | S.M.E. |  |
| DIB.             | S.N.C. |  |
| ESC.             | D.H.J. |  |
| S.N.T.           | GER.   |  |
| SUSTITUYE AL No. |        |  |

ESTRUCTURAS VERTICALES  
PARA UNO Y DOS ACTIVOS HASTA 4/0 AL  
EN LINEAS DE DISTRIBUCION HASTA 12,47KV  
LINEAS AEREAS

|        |     |
|--------|-----|
| 840511 |     |
|        | 11B |
|        | 12B |
| 1      | 21B |
| 2      | 22B |



ANGULO DE 0°-8°



ANGULO DE 8°-28°

Notas:

- 1.- Para líneas de 8,314 Kvó 12,47 Kv. proyectar la estructura para neutro según el calibre y el ángulo de la línea.
- 2- Los detalles de las estructuras estan dados en las normas complementarias de líneas aéreas.
- 3- Los números encerrados en círculos indican el detalle correspondiente.

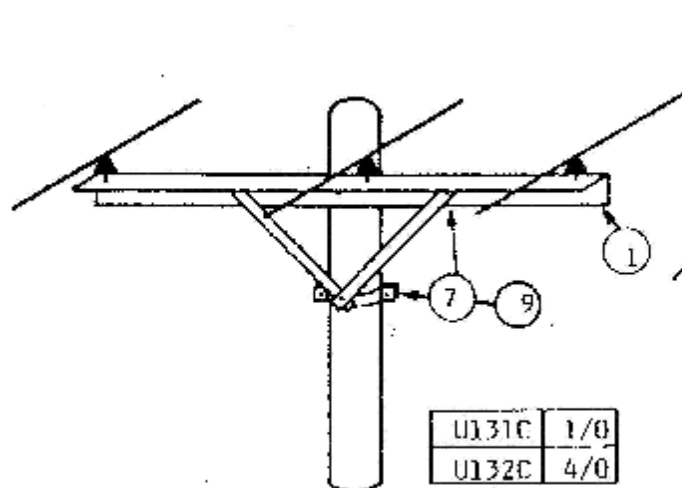
| ESTRUCTURA PARA NEUTRO |       |        |
|------------------------|-------|--------|
| ANGULO                 | 0°-8° | 8°-28° |
| 1/0                    | J101A | J201A  |
| 4/0                    | J102A | J202A  |

|                  |  |        |         |
|------------------|--|--------|---------|
| PROY.            |  | S.M.E. |         |
| DIB.             |  | S.N.C. | 1/22/14 |
| ESC.             |  | D.N.I. | 2/2/14  |
| S.M.T.           |  | GER.   | 11/1/14 |
| SUSTITUYE AL No. |  |        |         |

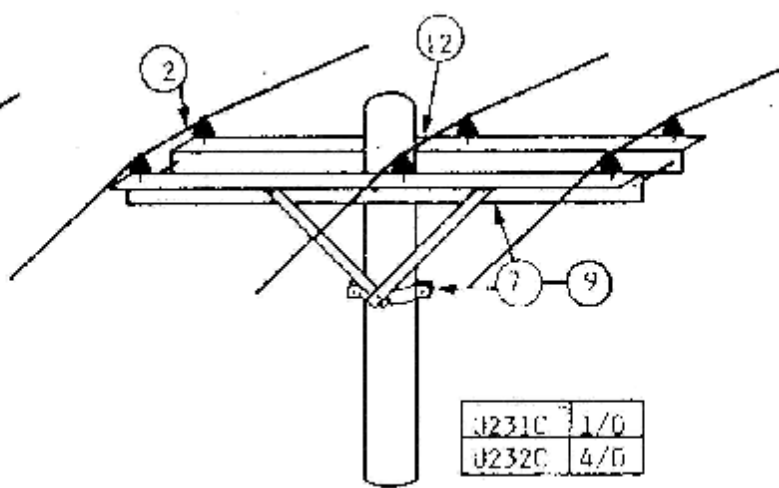
ESTRUCTURAS VERTICALES  
PARA TRES ACTIVOS HASTA 4/0 AL  
EN LINEAS DE DISTRIBUCION HASTA 12,47KV  
LINEAS AEREAS.

840512

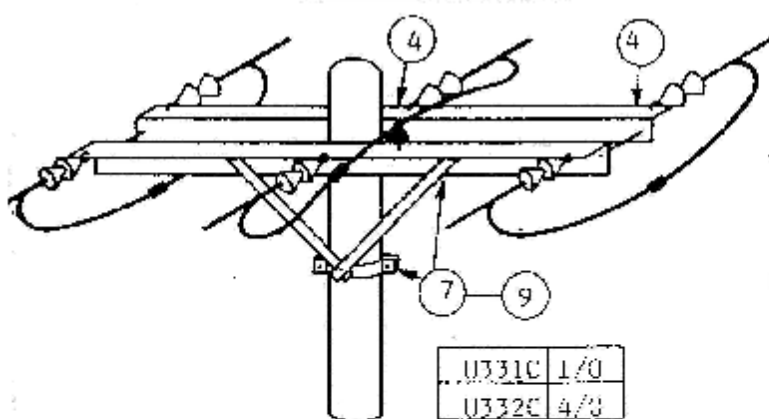
|   |   |     |
|---|---|-----|
| R | 1 | 31B |
|   | 2 | 32B |



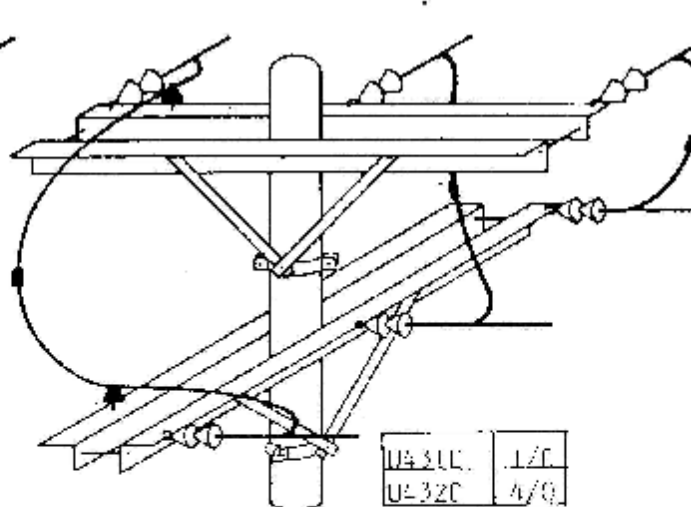
ANGULO DE 0° a 8°



ANGULO DE 8° a 28°



ANGULO DE 28° a 60°



ANGULO MAYOR DE 60°

Notas:

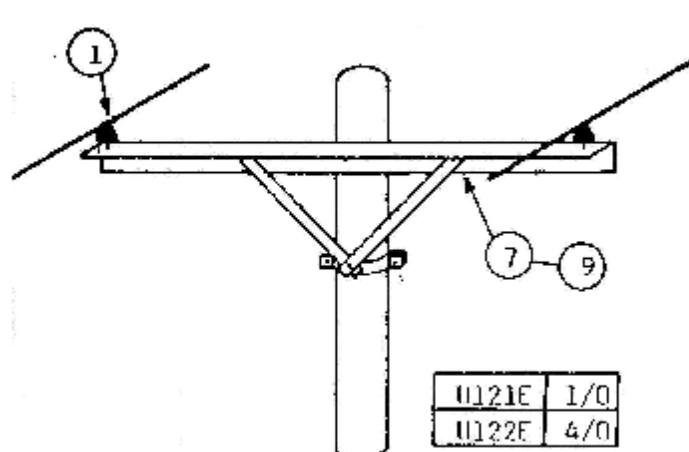
- 1.- Para líneas de 8,314 KV o 12,47 KV proyectar las estructuras para neutro según el calibre y el ángulo de la línea.
- 2.- Para líneas de calibre 4/0 o mayor se utilizarán paralelos angulares.
- 3.- Los detalles de las estructuras están dados de las normas de construcción de líneas aéreas complementarias.
- 4.- Los números encerrados en círculos indican el detalle correspondiente.

| ESTRUCTURAS PARA NEUTRO |       |        |         |       |
|-------------------------|-------|--------|---------|-------|
| ANGULO                  |       |        |         |       |
| CALIBRE                 | 0°-8° | 8°-28° | 28°-60° | >60°  |
| 1/0                     | J102A | J201A  | J401A   | J401A |
| 4/0                     | J102A | J202A  | J402A   | J402A |

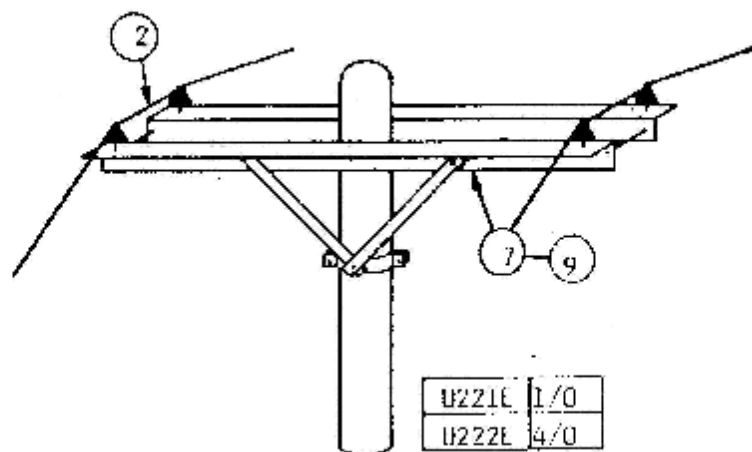
|                  |  |        |          |
|------------------|--|--------|----------|
| PROY.            |  | S.M.E. |          |
| DIA.             |  | S.N.C. | 1201/124 |
| ESC.             |  | O.N.A. | 1201/124 |
| S.N.T.           |  | GER.   |          |
| SUSTITUYE AL No. |  |        |          |

ESTRUCTURAS HORIZONTALES  
PARA TRES ACTIVOS HASTA 4/0 AL  
EN LINEAS DE DISTRIBUCION HASTA 12,47KV  
LINEAS AEREAS.

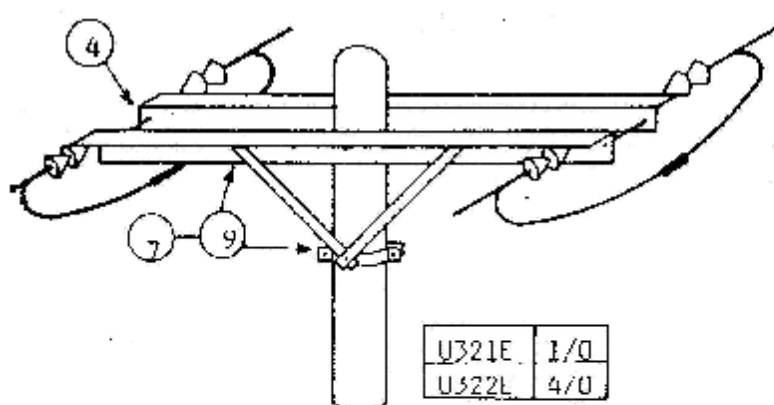
|        |     |  |
|--------|-----|--|
| 90°/0° |     |  |
| 1      |     |  |
| 2      | 31C |  |
| 3      | 52C |  |
| 4      |     |  |



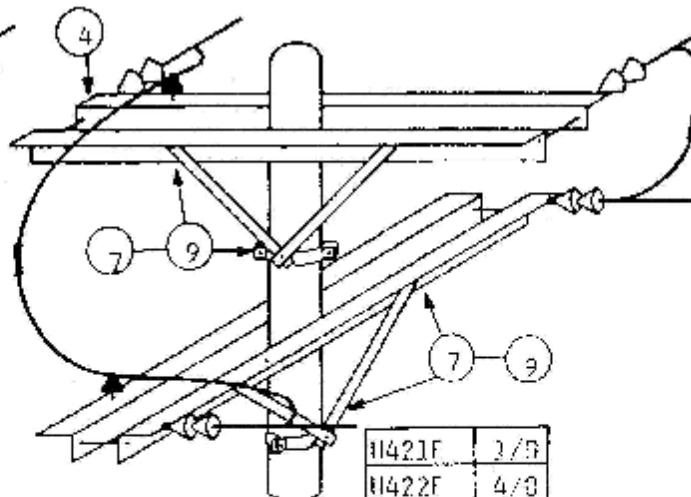
ANGULO DE 0° a 8°



ANGULO DE 8° a 28°



ANGULO DE 28° a 60°



ANGULO MAYOR DE 60°

Notas:

- 1.- Para líneas de 8,314 KV a 12,47 KV proyectar la estructura para neutro, según el calibre y el ángulo de la línea.
- 2.- Para líneas de calibre 4/0 ó mayor se utilizan pargues angulares.
- 3.- Los detalles de las estructuras están dados en las normas complementarias de líneas aéreas.
- 4.- Los números encerrados en círculos indican los detalles correspondientes.

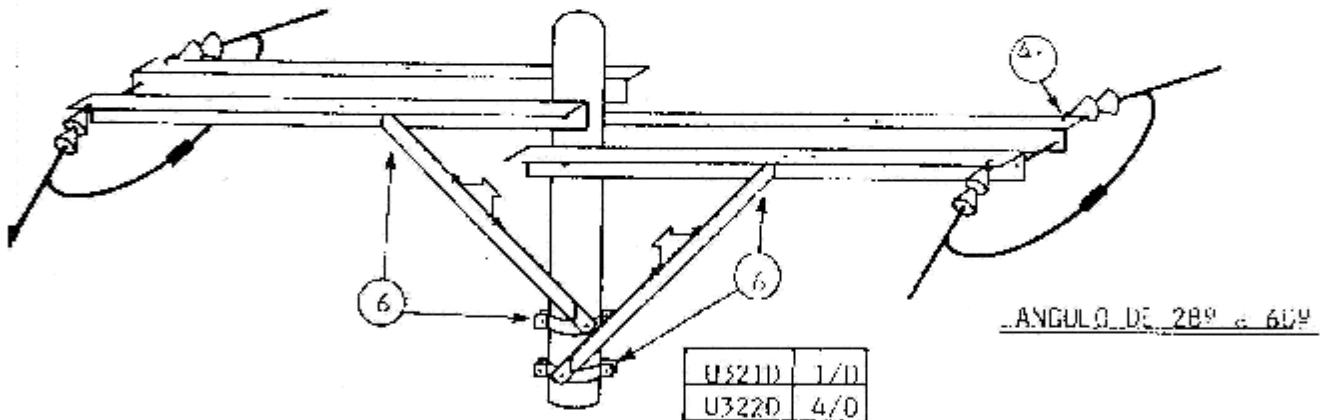
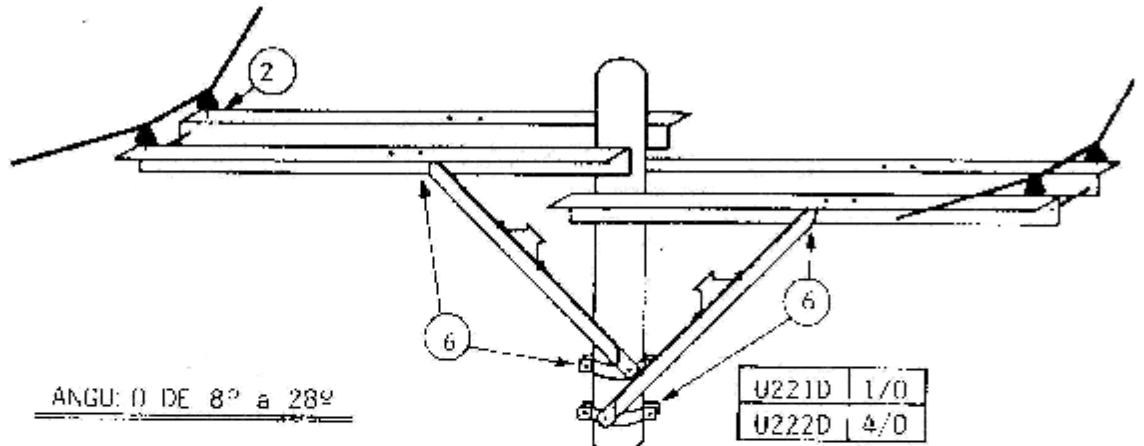
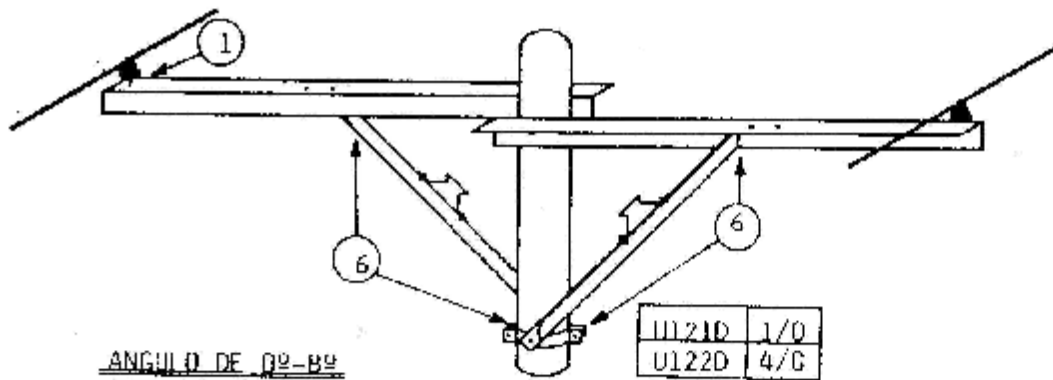
| ESTRUCTURAS PARA NEUTROS |       |        |         |       |
|--------------------------|-------|--------|---------|-------|
| ANGULO                   | 0°-8° | 8°-28° | 28°-60° | > 60° |
| 1/0                      | J101A | J201A  | J401A   | J401A |
| 4/0                      | J102A | J202A  | J402A   | J402A |

|        |        |
|--------|--------|
| PROY.  | S.M.E. |
| DIB.   | S.M.C. |
| ESC.   | D.M.I. |
| S.M.T. | GER.   |

ESTRUCTURAS HORIZONTALES.  
PARA DOS ACTIVOS HASTA 4/0 AL  
EN LINEAS DE DISTRIBUCION HASTA 12,47KV

840506

1  
2 21E  
3 22E



Notas:

- 1.- Para líneas aéreas de 8,314 KV ó 12,47 KV proyectar la estructura para neutro según el calibre y el ángulo de la línea.
- 2.- Los detalles de las estructuras están dados en las normas complementarias de líneas aéreas.
- 3.- Los números encerrados en círculos indican el detalle correspondiente.

| ESTRUCTURAS PARA NEUTRO |       |        |         |
|-------------------------|-------|--------|---------|
| ANGULOS                 | 0°-8° | 8°-28° | 28°-60° |
| CALIBRE                 |       |        |         |
| 1/0                     | J101A | J201A  | J401A   |
| 4/0                     | J102A | J202A  | J402A   |

|                  |  |        |         |
|------------------|--|--------|---------|
| PROY.            |  | S.M.E. |         |
| DIB.             |  | S.M.C. | JECI    |
| ESC.             |  | D.N.L. | 4/0/8/0 |
| S.N.T.           |  | GER.   |         |
| SUSTITUYE AL N.º |  |        |         |

ESTRUCTURAS HORIZONTALES  
PARA DOS ACTIVOS HASTA 4/0 AI  
EN LINEAS DE DISTRIBUCION HASTA 12,47KV  
LINEAS AEREAS.

|        |   |     |
|--------|---|-----|
| 840519 |   |     |
| U      | 1 |     |
|        | 2 | 21D |
|        | 3 | 22D |

# **ANEXO III**

**[Cotización de CATU]**

Caracas, 10 de Noviembre de 2004



Señores.

C.A. La Electricidad de Caracas  
Calle Adrián Rodríguez, Chacao  
Caracas, Venezuela.  
Presente.

Atn. Lic. Vicente Barreto

Estimado Lic. Barreto

Para su información y fines consiguientes, adjunto encontrará nuestros PRECIOS ESTIMADOS, de un sistema de puesta a tierra, para ser utilizados en redes de líneas de distribución hasta 17.5Kv de nuestra representada CATU de Francia-Paris.

La selección y los precios de estos productos son solamente estimados, y los presentamos de acuerdo a nuestra última reunión sostenida el pasado Jueves 4 de los corrientes, en sus oficinas en Chacao.

Al momento de la presentación de nuestra propuesta formal, la cual seria DDP. (incluyendo la entrega hasta sus almacenes en Chacao) le estaremos incluyendo:

- Gastos de Nacionalización + Transporte Marítimo y Terrestre (Francia-Venezuela) + Gastos Administrativos y Utilidad.

El Impuesto al I.V.A. Será cargado al momento de la facturación correspondiente.

Una Oferta formal de esta propuesta, estaría formada por:

- Precio C.I.F. en Euros: Pagadera a través de una Carta de Crédito en Euro
- Gastos de Nacionalización: Pagadero de Bolívares al cambio existente para el momento de la cancelación contra factura de Veinca C.A., con pago, a los 45 días de su vencimiento.

En caso de requerir mayor información referente a los costos de Nacionalización y los otros gastos en Bolívares, muy gustosamente se lo indicaremos

Sin mas por los momentos, esperando que nuestra información sea de su total interés, queda de ustedes.

Por. Venezolana de Equipos Industriales Vein C.A. (VEINCA).

ING. CARLOS G. AVILA  
DIRECTOR

**PROPUESTA ESTIMADA DE PRECIO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA, PARA SER UTILIZADOS  
EN REDES DE LINEAS DE DISTRIBUCION HASTA 17.5kv  
MARCA CATU. FABRICADOS EN FRANCIA PARIS, BAJO LA NORMA INTERNACIONAL IEC 1230**

| Item                                                                                                    | Can. | Descripción                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | Precio Unit. Fabrica de Catu en Euro | Precio Total Fabrica de Catu en Euro |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 1                                                                                                       | 9    | Pinzas Automáticas tipo MT613                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 61.48                                | 553.30                               |
|                                                                                                         | 1    | Plato Porta -pinza, para las 4 pinzas de tipo MT634K (para pértiga Universal K), incluyendo una colita de Cerdo para una mejor retirada de las pinzas una vez el Servicio este terminado                                                                                                                                                                                | 74.77                                | 74.77                                |
|                                                                                                         | 3    | Grapa Torno de tierra de Bronce cupro-aluminio MT 640/1                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 30.34                                | 91.02                                |
|                                                                                                         | 6    | Puentes de 2 metros de cable de cobre Extraflexible siliconado y con terminales minales bi-metálicos puestos en sus extremidades para una excelente conexión de la pinza, conforme IEC 1230. Compuesto por:<br>12 metro de cable M24-35-S<br>6 Juegos de conexiones con sus grapas MCC35 y FM-DIRECTE<br>Se utiliza el mismo concepto de los puentes conforme IEC 1230. | 47.84                                | 287.05                               |
|                                                                                                         | 1    | Puente de 4 metros                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 76.48                                | 76.48                                |
|                                                                                                         | 4    | Metros de cobre Extraflexible siliconado M24-35-S                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                      |                                      |
|                                                                                                         | 1    | Juegos de conexiones con sus grapas MCC35 y FM-DIRECTE<br>Se utiliza el mismo concepto de los puentes conforme IEC 1230.                                                                                                                                                                                                                                                |                                      |                                      |
|                                                                                                         | 2    | Bajante a tierra de 13 metros                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 205.34                               | 410.68                               |
|                                                                                                         | 25   | Metros de cables M24-35-S                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                                      |                                      |
|                                                                                                         | 2    | Juegos de conexiones con sus grapas MCC35 y FM-DIRECTE<br>Se utiliza el mismo concepto de los puentes conforme IEC 1230.                                                                                                                                                                                                                                                |                                      |                                      |
| <b>Total Suministro Sistema de Puesta a Tierra<br/>Marca Catu con entrega en planta de Catu en Euro</b> |      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                      | <b>1493.30</b>                       |

| Item                                                                                                                               | Can. | Descripción                                                    | Precio Unit. Fabrica de Brasil en US\$ | Precio Total. FOB en US\$ |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|----------------------------------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------|
| 1.1                                                                                                                                | 2    | Barra de aterramiento Cooperweld de 2.4 Metros 5/8 de Diametro | 22.73                                  | 45.45                     |
|                                                                                                                                    | 2    | Bolso tipo FE-536, para transportar un equipo.                 | 22.73                                  | 45.45                     |
|                                                                                                                                    | 1    | Soporte de poste intermedio "Parking bar" Estribo, FE-1199     | 45.45                                  | 45.45                     |
| <b>Total Suministro Adicional del Sistema de Puesta A Tierra<br/>Marca FESP de Brasil, con entrega en planta de brasil en US\$</b> |      |                                                                |                                        | <b>136.36</b>             |

**Condiciones Generales:**

- \*\* Lugar de Entrega: Renglon Nro. 1. Ex-Work, planta Catu Francia-Paris  
Renglon Adicional Nro. 1.1 Ex-Work, Planta en Brasil
- \*\* Validez de nuestro estimado de precio: 30 dias
- \*\* Tiempo de Entrega: 12 Semanas
- \*\* Forma de Pago: Mediante Carta de Credito

# **ANEXO IV**

**[ Procedimiento para el uso del Sistema de Puesta a  
Tierra Temporal ]**

**PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA INSTALACIÓN DE LA PUESTA  
A TIERRA TEMPORAL EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN AÉREA DE LA  
C.A. “La Electricidad de Caracas”.**

**1 OBJETIVO**

Establecer los criterios para realizar en forma segura y adecuada, la instalación de la puesta a tierra temporal en la red de distribución aérea, mientras se realizan labores de construcción, mantenimiento, reemplazo de partes, accesorios y pruebas de rutina que se lleven a cabo en el sistema de distribución aéreo.

**2 ALCANCE**

Este procedimiento está dirigido a todo el personal calificado, que realiza la conexión y desconexión del sistema de puesta a tierra temporal, utilizado en la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas”.

**3 RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD**

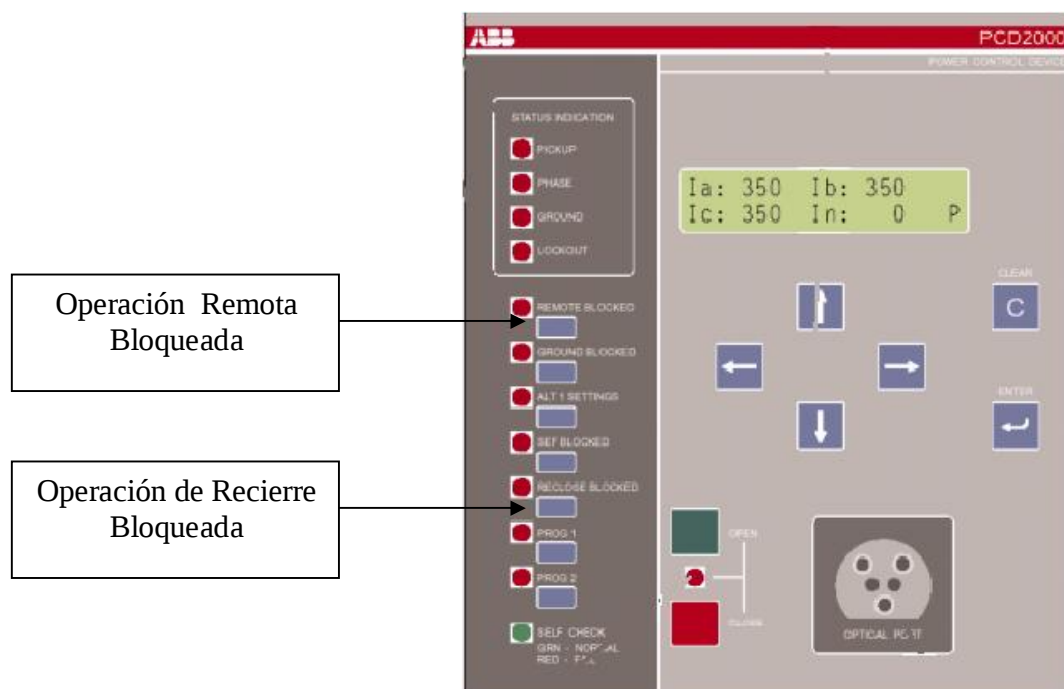
3.1 Todo trabajo a realizarse en líneas aéreas de distribución desenergizadas, deberá estar acompañado por una solicitud de trabajo sin tensión, aprobada por el Centro de Control de Operaciones (CCO), esta solicitud deberá ser tramitada a través de la forma No. 1124. El Centro de Control de Operaciones es el único autorizado para dirigir el proceso de desenergización.

3.2 La persona responsable del trabajo será el único con la autoridad de solicitar la desenergización del circuito.

3.3 La persona responsable del trabajo, debe especificar por radio y de forma explícita al CCO la solicitud de desconexión de los recierres automáticos de los interruptores y reconectadores, que puedan de alguna forma inyectar energía al circuito o tramo del circuito en el que se va a trabajar.

3.4 No se realizará el procedimiento de conexión del Sistema de Puesta a Tierra Temporal, sin la previa autorización del Centro de Control de Operaciones.

3.5 El operador debe inhibir en campo de forma manual, la operación remota así como también los recierres automáticos de los reconectadores que puedan de alguna forma inyectar energía al circuito o tramo del circuito en el que se va a trabajar.



**Figura 1.** Bloqueo en Campo de los Recierres y la Operación Remota del Reconectador.

3.6 Los Interruptores que puedan de alguna forma inyectar energía al circuito o tramo del circuito en el cual se va a trabajar, deben llevarse a su forma de operación manual y colocarse en la posición de desconexión.

3.7 En el caso de que se esté trabajando en el primer tramo del circuito, es decir, que único seccionamiento entre la barra de la subestación y el lugar donde se va a conectar el sistema de puesta a tierra, sea el interruptor principal del circuito, éste debe aparte de llevarse a su forma de operación manual y colocarse en la posición de desconexión, también extraerse de la celda.

3.8 Es absolutamente obligatorio, la colocación de una tarjeta de identificación de trabajo en todos los postes en donde se realicen maniobras de transferencias de carga, desconexión o reconexión de equipos y/o circuitos de la red de distribución aérea.

3.9 En el caso de existir condensadores o cualquier elemento de almacenamiento de energía, conectado en el circuito o tramo del circuito a trabajar, se deberán descargar, según procedimiento diseñado para tal fin.

3.10 El uso de pértigas, arnés de posicionamiento para linieros, eslinga con cancamo de doble seguro, casco dieléctrico de seguridad, guantes de alta tensión con sus respectivos protectores, calzado de seguridad, lentes de seguridad, uniforme y carnet de identificación de la empresa, es absolutamente obligatorio en el momento de la conexión y desconexión del Sistema de Puesta a Tierra Temporal.



**Figura 2.** Equipos de protección personal que deben utilizar los linieros para realizar sus labores.

3.11 En todo momento, se respetarán las distancias mínimas de seguridad (61cm) que se deben tener con partes energizadas.

3.12 En caso de tener líneas cruzadas o en paralelo, se deberá tener cuidado con los posibles contactos con la línea de trabajo. De ser posible use cubiertas protectoras.



**Figura 3.** Protectores de Línea.

3.13 No se considerará bajo ninguna circunstancia un circuito como desenergizado, hasta tanto no se haya conectado por completo el sistema de puesta a tierra temporal.

3.14 Se verificará ausencia de tensión con cualquiera de los equipos normalizados por ejemplo: marca TIF, modelo TIF300hv o marca CATU, modelo CC-63, antes de iniciar el proceso de conexión del Sistema de Puesta a Tierra Temporal.

3.15 El funcionamiento correcto del verificador de ausencia de tensión, deberá ser probado obligatoriamente, antes y después de su uso.

3.16 Antes de proceder a la instalación del Sistema de Puesta a Tierra Temporal, se demarcará el área de trabajo con cintas, colocando las señales de peligro indicadas por las normas de seguridad.

3.17 Colocar siempre la demarcación de seguridad alrededor de los postes con Sistema de Protección Colectiva, ubicándola en un radio de 1.5 m, ya que en caso de una energización accidental, circularán corrientes por la superficie del terreno, desde la barra de tierra hacia afuera en forma radial, creándose así altos potenciales de paso y toque, peligrosos para las personas que circulen por esta área. A demás del efecto látigo que pudiera presentarse.

3.18 El supervisor, deberá velar que se cumpla el procedimiento para puesta a tierra temporal en líneas de distribución aéreas, el uso de los equipos normalizados, así como también revisar periódicamente la disponibilidad y buenas condiciones de los mismos.

3.19 En el caso de estar trabajando en puntos troncales, en donde el circuito o tramo del circuito pudiera ser energizado por más de dos direcciones, se deben

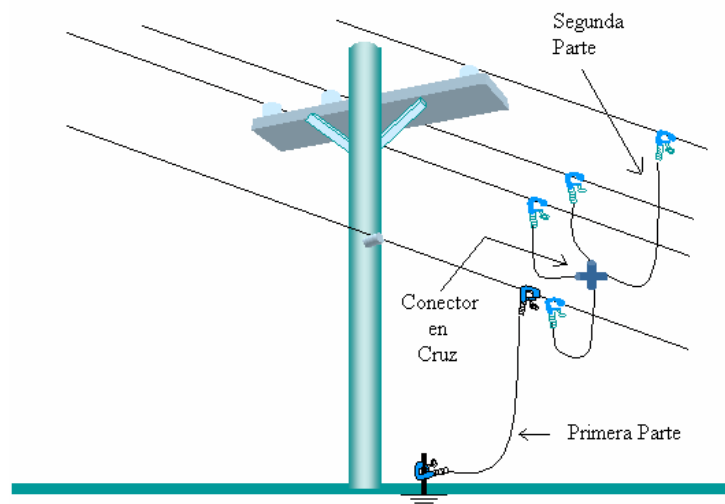
tomar las previsiones, de forma tal de conectar otros juegos de puesta a tierra temporal en todas las direcciones por donde se pueda energizar el circuito.

3.20 En el caso de lluvias o de posibles tormentas eléctricas no se realizará este procedimiento.

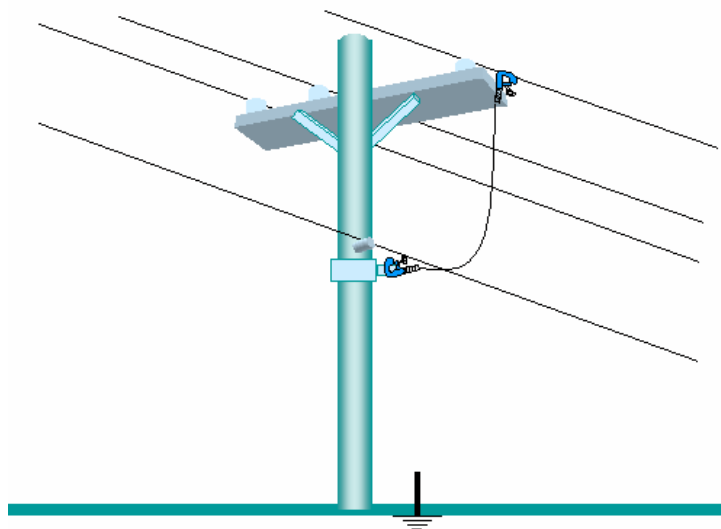
#### 4 RECOMENDACIONES PRÁCTICAS

4.1 No se empezará el trabajo destinado, hasta que la desenergización haya sido efectuada, se haya verificado ausencia de tensión y este conectado totalmente el Sistema de Puesta a Tierra Temporal.

4.2 El Sistema de Puesta a Tierra Temporal, está compuesto de dos (02) Sistemas de Protección Colectivos y un (01) Sistema de Protección Personal.



**Figura 4.** Sistema de Protección Colectivo.



**Figura 5.** Sistema de Protección Personal.

4.3 Es muy importante que el Sistema de Puesta a Tierra Temporal, esté debidamente probado por el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales de Seguridad.

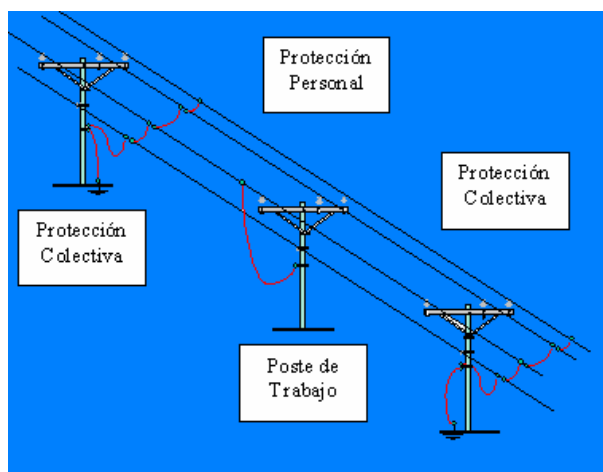
4.4 El Sistema de Puesta a Tierra Temporal debe ser llevado al Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales de Seguridad cada seis (6) meses para realizarle las pruebas pertinentes.

4.5 Los equipos de Puesta a Tierra Temporal deberán mantenerse protegidos y en perfectas condiciones y bajo ninguna circunstancia deberán retirarse sus componentes (grapas, cables, conectores y otros) para ser utilizados con otros propósitos.

4.6 Antes de conectar el sistema de puesta a tierra temporal, se debe revisar el conductor y cerciorarse de que no presenta hilos rotos o puntos negros que pongan en duda su capacidad de conducción de corriente. También deben revisarse

todas las conexiones, con el fin de determinar si se encuentran flojas, en cuyo caso se procederá a ajustarlas.

4.7 Los Sistemas de Puesta a Tierra Colectivos se conectan en los postes más cercanos al poste o área en donde se va a desarrollar el trabajo y el Sistema de Protección personal se conecta en el poste donde se dispone a realizar el trabajo.



**Figura 6.** Ubicación de los Sistemas de Protección.

4.8 Para conectar el Sistema de Protección Colectivo, de forma segura y sistemática, se debe colocar la parte superior del mismo, tal como y como se muestra en el siguiente arreglo:



**Figura 7.** Arreglo en Cascada de la Parte Superior del Sistema de Protección Colectivo.

Este arreglo en “Cascada”, permite realizar la conexión y desconexión de la parte superior del Sistema de Protección Colectiva con una pértiga y sin entrar en contacto directo con ninguno de los elementos a conectar.



**Figura 8.** Forma de instalación desde el suelo o el poste del arreglo en cascada.

4.9 Los puntos de conexión deben mantenerse limpios. Aquellas superficies de contacto en donde exista corrosión, suciedad o contaminación, deberán ser limpiadas con un cepillo de hebras metálicas. Esta práctica, mejora la conexión eléctrica del equipo y evita puntos de alta resistencia.

4.10 El Sistema de Puesta a Tierra Temporal se instalará desde el poste, con la utilización de una pértiga para conectores vivos.

4.11 Las grapas del Sistema de Puesta a Tierra Temporal, sólo deberán ser conectadas directamente sobre los conductores o en la ménsula, según sea el caso (nunca sobre amarres preformados).

4.12 Evite que entre los Sistemas de Protección Colectivos, se encuentren interruptores o fusibles; y de existir seccionadores, deberán estar en la posición de cerrado.

## **5 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA VERIFICACIÓN DE AUSENCIA DE TENSIÓN EN LÍNEAS AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN**

### **5.1 Recomendaciones generales:**

5.1.1 Antes de cada uso, revise la condición física del verificador. Algunas de las razones para rechazar el uso del verificador son:

- ü Si se encuentra golpeado, de tal forma que pueda entorpecer su correcto funcionamiento.
- ü Si el precinto de seguridad colocado en el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales de Seguridad, esta roto.
- ü Si la fecha de validez de la prueba periódica esta vencida. Estos equipos deben ser probados por el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales de Seguridad, cada seis (6) meses.

5.1.2 Si se observa alguna de las condiciones anteriores, se debe verificar tensión con otro equipo que no presente estas irregularidades.

5.1.3 Si el equipo presenta irregularidades de funcionamiento en campo, no intente repararlo, ya que única y exclusivamente, el personal del Laboratorio de

Pruebas de Equipos y Materiales de Seguridad, es el que está autorizado para revisar, reparar y validar el uso del equipo.

5.2 Si se tiene un verificador de ausencia de tensión marca TIF, modelo TIF300hv (de alta y baja), con escalas de tensión entre 30 V y 1500 V para “BAJA” y para alta entre 1500 V y 122000 V, se deberá realizar la verificación mediante los siguientes pasos:



**Figura 9.** Verificador de Ausencia de Tensión modelo TIF300hv.

5.2.1 Deslice el interruptor hacia abajo a la posición de “BAJA”.

5.2.2 Se escuchará aproximadamente una nota sonora por segundo, indicando que la unidad está encendida y en operación, además, el indicador visual “LED” se encenderá y apagará en forma intermitente al unísono con la frecuencia de la nota sonora. Si no se perciben estas señales, no utilice el verificador ya que podría estar dañado.

5.2.3 Conecte el verificador a una pértiga telescópica, acoplable o fija universal.

5.2.4 Coloque la punta de la sonda del instrumento, cerca del conductor del circuito o tramo de circuito que se va a probar.

5.2.5 Si aumenta la frecuencia de la nota sonora a un sonido rápido o sirena, es indicativo de que hay tensión.

5.2.6 Si no se escucha un aumento de la frecuencia en la nota sonora es que no hay tensión de corriente alterna en el conductor probado.

5.2.7 Repita este proceso con las fases restantes y el neutro.

5.2.8 Verifique nuevamente el funcionamiento del equipo, repitiendo los pasos 5.2.1 y 5.2.2. Si el equipo no funciona correctamente, es posible que los resultados de la verificación no sean reales, por lo que se recomienda utilizar otro equipo y repetir la verificación.

5.3 Si se tiene un verificador de ausencia de tensión marca CATU, modelo CC-363, se deberá realizar la verificación mediante los siguientes pasos:



**Figura 10.** Verificador de Ausencia de Tensión marca CATU, modelo cc363.

5.3.1 Presione el botón de prueba del equipo, color naranja, colocado en la parte posterior del mismo y manténgalo presionado.

5.3.2 Mientras lo mantiene presionado, se escuchará una nota sonora aproximadamente cada segundo, indicando que la unidad está encendida y en operación, a demás, el indicador visual “LED ROJO” se encenderá y apagará en forma intermitente al unísono con la frecuencia de la nota sonora.

5.3.3 Al soltar el botón de prueba, cesará tanto el sonido así como también la indicación visual “LED ROJO” y se encenderá un indicador visual “LED VERDE”, el cual estará encendido aproximadamente 2 min.

5.3.4 Si no se perciben las señales descritas en los puntos 5.3.2 y 5.3.3, es posible que el verificador esta dañado y se recomienda no usarlo.

5.3.5 Conecte el verificador a una pértiga telescópica, acoplable o fija universal.

5.3.6 Establezca un contacto directo entre la punta del instrumento y el conductor a ser verificado.

5.3.7 Si la señal visual cambia de “LED VERDE” a “LED ROJO” o se escucha la nota sonora, es indicativo de que el circuito está energizado.

5.3.8 Si la señal visual se mantiene en “LED VERDE” y no se escucha ninguna nota sonora. Es indicativo de que no hay tensión en el conductor probado.

5.3.9 Repita este proceso con las fases restantes y el neutro.

5.3.10 Verifique nuevamente el funcionamiento del equipo, repitiendo los pasos 5.3.1, 5.3.2 y 5.3.3. Si el equipo no funciona correctamente, es posible que los resultados de la verificación no sean reales, por lo que se recomienda utilizar otro equipo y repetir la verificación.

## **6 PROCEDIMIENTO PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA TEMPORAL EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN AÉREA**

6.1 El responsable del trabajo, solicitará la desenergización del circuito al Centro de Control de Operaciones (CCO), mediante comunicación por radio. Indicando el número de solicitud de la parada programada.

6.2 El responsable del trabajo, esperará la confirmación por parte del CCO de que el circuito fue desenergizado.

6.3 Se procederá a verificar ausencia de tensión, en las tres fases y el neutro, del tramo de circuito supuestamente desenergizado. La forma de realizar la verificación, dependerá del instrumento aprobado para tal fin. Ver procedimiento para realizar la verificación de ausencia de tensión en líneas aéreas de distribución (punto 5).

6.4 Verificar si existen equipos de almacenamiento de energía, conectados al tramo de circuito supuestamente desenergizado y en caso afirmativo, proceder a descargarlos.

6.5 Ubique un poste fuera de la zona del área de trabajo y que pertenezca al tramo de circuito desenergizado. Verifique que la conexión entre el conductor desnudo # 2 de cobre y la barra de puesta a tierra fija del sistema, exista y que este bien ajustada. En caso contrario, tome una de las siguientes medidas:

- ü Repare esta conexión.
- ü Ubique otro poste fuera de la zona del área de trabajo y que pertenezca al tramo de circuito desenergizado, que cumpla con las condiciones necesarias.

6.6 Conecte un extremo del puente de 13 m, a la sección desnuda # 2 de cobre, perteneciente al bajante de puesta a tierra (del sistema o de los equipos), trate que la grapa quede lo más cercana posible a la barra de puesta a tierra y luego conecte el otro extremo del puente al neutro del sistema. En caso de no existir neutro del sistema, conéctelo directamente a la fase más cercana.

6.7 Acople la configuración en cruz, en un arreglo en cascada como el mostrado en la figura 7.

6.8 Conecte el arreglo en cascada, al neutro del sistema. En caso de no existir neutro del sistema, conéctelo directamente a la fase más cercana.

6.9 Desconecte una grapa del arreglo y conéctela a la fase más cercana al neutro del sistema. En caso de no existir neutro, se desconectará una grapa del arreglo y se conectará a la fase más cercana al mismo.

6.10 Desconecte otra grapa del arreglo y conéctela a otra de las fases del circuito, teniendo como premisa, siempre conectar a la fase más cercana del sistema ya conectado a tierra.

6.11 Desconecte la última grapa del arreglo y conéctela a la fase que queda por llevar a tierra.

6.12 Conectar a tierra el otro extremo del circuito, con el segundo Sistema de Protección Colectivo, siguiendo los paso del 6.5 al 6.11.

6.13 Instalar la ménsula al poste en donde se van ha efectuar los trabajos, de manera que la misma quede a medio metro por debajo de lo que será la posición de trabajo del liniero.

6.14 Conecte un extremo del conductor de 4 m (el cual brindará equipotencialidad), a la ménsula y el otro extremo a la fase en la que trabajará el liniero. Si el liniero va a trabajar en otra fase, es recomendable, más no necesario, que cambie la conexión del extremo del conductor de 4 m de la fase ya trabajada a la fase a trabajar.

6.15 Verificar si en el sitio de trabajo se encuentran transformadores. En caso afirmativo, proceda a cortocircuitar los terminales del lado de baja tensión de cada uno de ellos con cinta de cobre estañado de ½" de ancho, equivalente a calibre AGW # 6. Esto se hará con el fin de proteger al trabajador de energizaciones por baja tensión, con la conexión indebida de las plantas de generación, por parte de los usuarios.

6.16 Una vez concluidas las labores, se procederá a retirar el sistema de puesta a tierra temporal, de forma inversa a como se instaló, es decir, primero se retirarán los puentes colocados a los terminales de baja de los transformadores, luego se retirará el Sistema de Protección Personal, desconectándolo primero de la línea y después de la ménsula y por último se procederá a quitar el Sistema de Protección Colectivo, también de forma inversa a como fue conectado.

# **ANEXO V**

**[ Variación de los Niveles de Cortocircuito con  
Respecto a la Distancia de la Subestación ]**

## **VARIACIÓN DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO CON RESPECTO A LA DISTANCIA DE LA BARRA DE LA SUBESTACIÓN**

El prototipo diseñado en este trabajo especial de grado, es capaz de conducir, una corriente de 17,2 kA, durante un tiempo de 10 ciclos (0,167 s) que representa el tiempo máximo que tardarían las protecciones en actuar, en caso de producirse una falla en uno de los circuitos. Esta amplitud es suficiente en la mayoría de los casos que se presentan en la red de distribución aérea de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, pero para los casos en que los niveles de cortocircuito, superen el valor límite (17,2 kA) y los tiempos de despeje de falla son mayores de 10 ciclos, es necesario conectar dos sistemas de puesta a tierra en paralelo.

A continuación, se caracteriza la forma en que los niveles de cortocircuito decaen a medida que la falla tiene lugar en un tramo de línea más alejado de la subestación. La finalidad principal de esta simulación, es definir cuando y bajo que condiciones se deben utilizar dos sistemas de puesta a tierra en paralelo.

La simulación se realizó con el programa “**Análisis y Simulación de Redes Primarias**”, desarrollado por el Dr. Alberto Naranjo. La versión utilizada fue la ASPV7A, en la misma se pueden hacer:

- § Análisis.
- § Edición gráfica interactiva.
- § Simulación del crecimiento.
- § Operación.
- § Aplicación de capacitores.
- § Configuración optima.
- § Simulación de contingencias.

El circuito utilizado para realizar la simulación fue el siguiente:

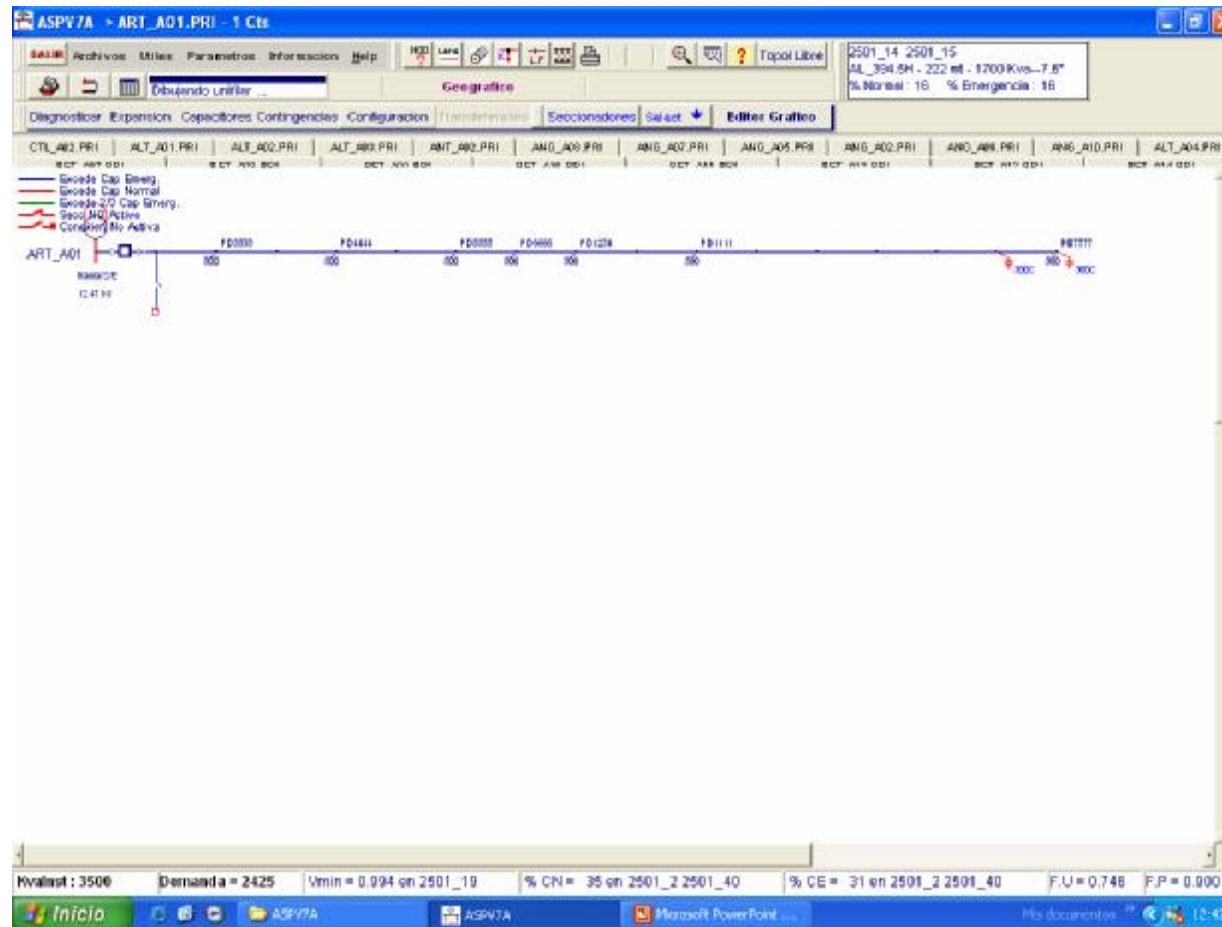


Figura 1. Circuito utilizado para realizar las simulaciones.

El procedimiento utilizado para realizar la simulación fue el siguiente:

- 1 Se seleccionó un circuito de una S/E de distribución.
- 2 Se cambió el voltaje del sistema.
- 3 Se cambiaron los datos de la S/E.
  - 3.1 Nivel de cortocircuito 1F y 3F.
  - 3.2 Impedancia de falla a tierra.
- 4 Se seleccionó el tipo y la longitud del conductor del primer tramo (desde la barra hasta la salida aérea).
- 5 Se seleccionó el tipo y la longitud del conductor del segundo tramo.
- 6 Se corrió el programa mediante la opción “Información: resumen L. Flow”.
- 7 Se solicitó el flujo de carga del resumen del caso, con el cual se obtuvieron los valores del nivel de cortocircuito 1F y 3F.
- 8 Se varió la longitud del conductor del segundo tramo.
- 9 Se repitieron los pasos 6, 7 y 8 hasta que se obtuvieron los datos necesarios para realizar la gráfica.

## **CASOS SIMULADOS**

Se simularon las subestaciones con mayor nivel de cortocircuito de la red de distribución de la C.A. “La Electricidad de Caracas”, en cada uno de los niveles de tensión (4,8 kV, 8,3 kV y 12,47 kV).

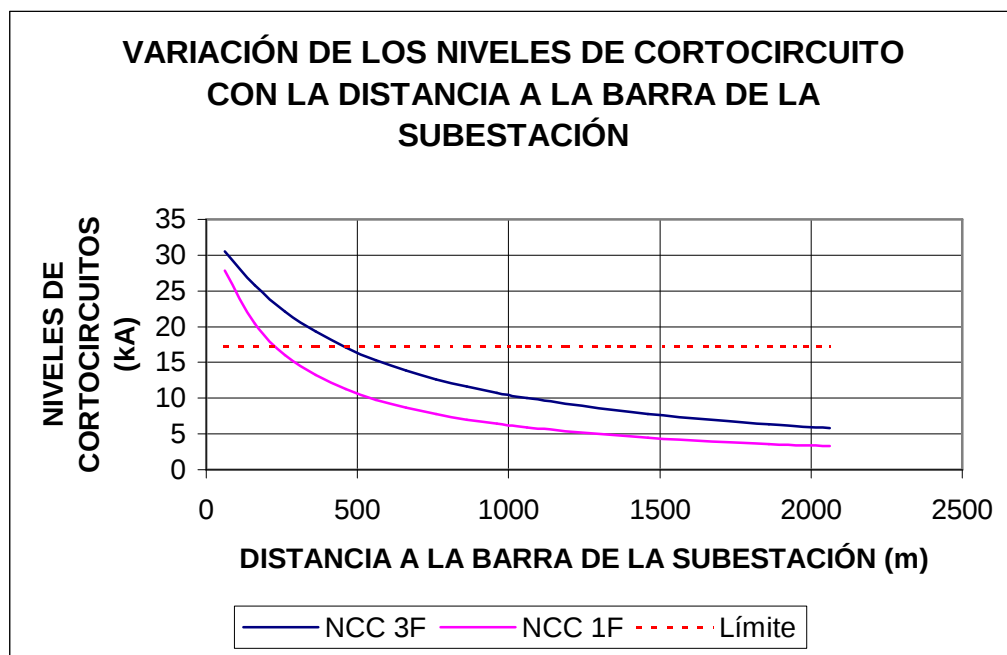
Caso 1: Con el máximo nivel de cortocircuito año horizonte y con los conductores normalmente usados por la C.A. “La Electricidad de Caracas” a la salida de una subestación.

- § Nivel de tensión: 12,47 kV.
- § Nivel de Cortocircuito 1F: 29619 A.
- § Nivel de cortocircuito 3F: 31449 A.

- § Impedancia de falla a tierra:  $0\Omega$ .
- § Longitud del primer tramo: 61 m.
- § Tipo de conductor del primer tramo: 500T1506C.
- § Longitud del segundo tramo: Variable.
- § Tipo de conductor del segundo tramo: De Aluminio 4/0 AWG en disposición horizontal (Al 40H).

**Tabla 1.** Resultados de la Simulación del caso 1.

| Distancia (m) | Nivel de cortocircuito 3F (A) | Nivel de cortocircuito 1F (A) |
|---------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 361           | 19338                         | 13235                         |
| 461           | 17113                         | 11249                         |
| 561           | 15323                         | 9779                          |
| 661           | 13858                         | 8647                          |
| 761           | 12640                         | 7749                          |
| 861           | 11613                         | 7020                          |
| 961           | 10737                         | 6416                          |
| 1061          | 9982                          | 5908                          |
| 1461          | 7779                          | 4486                          |
| 1861          | 6366                          | 3615                          |
| 2061          | 5835                          | 3295                          |



**Gráfico 1.** Caso 1.

CASO 2:

- § Nivel de tensión: 12,47 kV.
- § Nivel de Cortocircuito 1F: 29619 A.
- § Nivel de cortocircuito 3F: 31449 A.
- § Impedancia de falla a tierra:  $0\Omega$ .
- § Longitud del primer tramo: 61 m.
- § Tipo de conductor del primer tramo: # 6 de cobre AWG en disposición horizontal (CU6H).
- § Longitud del segundo tramo: Variable.
- § Tipo de conductor del segundo tramo: # 6 de cobre AWG en disposición horizontal (CU6H).

**Tabla 2.** Resultados de la Simulación del Caso 2.

| Distancia (m) | Nivel de cortocircuito 3F (A) | Nivel de cortocircuito 1F (A) |
|---------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 61            | 24720                         | 23393                         |
| 100           | 17171                         | 15094                         |
| 200           | 12591                         | 10865                         |
| 300           | 9813                          | 8429                          |
| 400           | 8001                          | 6869                          |
| 500           | 6739                          | 5789                          |
| 600           | 5814                          | 5000                          |
| 700           | 5110                          | 4398                          |
| 800           | 4556                          | 3925                          |
| 900           | 4109                          | 3544                          |
| 1000          | 3742                          | 3230                          |
| 1100          | 3434                          | 2966                          |
| 1200          | 3173                          | 2743                          |
| 1300          | 2949                          | 2550                          |
| 1400          | 2754                          | 2383                          |
| 1500          | 2583                          | 2236                          |
| 1600          | 2432                          | 2107                          |

|      |      |      |
|------|------|------|
| 1700 | 2298 | 1991 |
| 1800 | 2178 | 1888 |
| 1900 | 2069 | 1794 |
| 2000 | 1971 | 1710 |

**CASO 3:**

- § Nivel de tensión: 12,47 kV.
- § Nivel de Cortocircuito 1F: 29619 A.
- § Nivel de cortocircuito 3F: 31449 A.
- § Impedancia de falla a tierra:  $0\Omega$ .
- § Longitud del primer tramo: 61 m.
- § Tipo de conductor del primer tramo: 500T1506C.
- § Longitud del segundo tramo: Variable.
- § Tipo de conductor del segundo tramo: De cobre 4/0 AWG en disposición horizontal (CU40H).

**Tabla 3.** Resultados de la Simulación del Caso 3.

| Distancia (m) | Nivel de cortocircuito 3F (A) | Nivel de cortocircuito 1F (A) |
|---------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 61            | 28778                         | 29433                         |
| 100           | 24644                         | 21305                         |
| 200           | 21484                         | 16675                         |
| 300           | 19009                         | 13692                         |
| 400           | 17027                         | 11611                         |
| 500           | 15409                         | 10079                         |
| 800           | 11965                         | 7218                          |
| 1000          | 10404                         | 6069                          |
| 1300          | 8696                          | 4899                          |
| 1500          | 7836                          | 4340                          |
| 1700          | 7130                          | 3896                          |
| 2000          | 6280                          | 3378                          |
| 3000          | 4492                          | 2340                          |

|       |      |      |
|-------|------|------|
| 5000  | 2860 | 1449 |
| 7000  | 2097 | 1050 |
| 15000 | 1014 | 499  |

**CASO 4:**

- § Nivel de tensión: 12,47 kV.
- § Nivel de Cortocircuito 1F: 29619 A.
- § Nivel de cortocircuito 3F: 31449 A.
- § Impedancia de falla a tierra:  $0\Omega$ .
- § Longitud del primer tramo: 61 m.
- § Tipo de conductor del primer tramo: 500T1506C.
- § Longitud del segundo tramo: Variable.
- § Tipo de conductor del segundo tramo: 795AlCTR.

**Tabla 4.** Resultados de la Simulación del Caso 4.

| Distancia (m) | Nivel de cortocircuito 3F (A) | Nivel de cortocircuito 1F (A) |
|---------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 61            | 28778                         | 29443                         |
| 100           | 26127                         | 27211                         |
| 500           | 19020                         | 20835                         |
| 1000          | 14150                         | 16068                         |
| 1500          | 11252                         | 13059                         |
| 2000          | 9335                          | 10429                         |
| 5000          | 4608                          | 5628                          |
| 7000          | 3444                          | 4244                          |
| 15000         | 1712                          | 2138                          |

**CASO 5:**

- § Nivel de tensión: 12,47 kV.
- § Nivel de Cortocircuito 1F: 16308 A.
- § Nivel de cortocircuito 3F: 17119 A.
- § Impedancia de falla a tierra:  $0\Omega$ .

- § Longitud del primer tramo: 61 m.
- § Tipo de conductor del primer tramo: 500T1506C.
- § Longitud del segundo tramo: Variable.
- § Tipo de conductor del segundo tramo: De cobre 4/0 AWG en disposición horizontal (CU40H).

**Tabla 5.** Resultados de la Simulación del Caso 5.

| Distancia (m) | Nivel de cortocircuito 3F (A) | Nivel de cortocircuito 1F (A) |
|---------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 61            | 16051                         | 16523                         |
| 100           | 14691                         | 13630                         |
| 200           | 13526                         | 11588                         |
| 300           | 12520                         | 10073                         |
| 400           | 11645                         | 8906                          |
| 500           | 10879                         | 7979                          |
| 800           | 9068                          | 6078                          |
| 1000          | 8154                          | 5244                          |
| 1300          | 7077                          | 4348                          |
| 1500          | 6502                          | 3803                          |
| 1700          | 6012                          | 3504                          |
| 2000          | 5400                          | 3108                          |
| 3000          | 4028                          | 2207                          |
| 5000          | 2667                          | 1397                          |
| 7000          | 1992                          | 1022                          |
| 15000         | 990                           | 493                           |

CASO 6:

- § Nivel de tensión: 4,8 kV.
- § Nivel de cortocircuito 3F: 28914 A.
- § Impedancia de falla a tierra:  $0\Omega$ .
- § Longitud del primer tramo: 28 m.
- § Tipo de conductor del primer tramo: 500T1506I.
- § Longitud del segundo tramo: Variable.

§ Tipo de conductor del segundo tramo: 40P506I.

**Tabla 6.** Resultados de la Simulación del Caso 6.

| Distancia (m) | Nivel de cortocircuito 3F (A) |
|---------------|-------------------------------|
| 28            | 27962                         |
| 100           | 25102                         |
| 200           | 22203                         |
| 300           | 19597                         |
| 400           | 17375                         |
| 500           | 15514                         |
| 800           | 11559                         |
| 1000          | 9819                          |
| 1300          | 7980                          |
| 1500          | 7084                          |
| 1700          | 6365                          |
| 2000          | 5519                          |
| 3000          | 3817                          |
| 5000          | 2354                          |
| 7000          | 1701                          |
| 15000         | 805                           |

CASO 7:

- § Nivel de tensión: 4,8 kV.
- § Nivel de cortocircuito 3F: 19843 A.
- § Impedancia de falla a tierra:  $0\Omega$ .
- § Longitud del primer tramo: 28 m.
- § Tipo de conductor del primer tramo: 500T1506I.
- § Longitud del segundo tramo: Variable.
- § Tipo de conductor del segundo tramo: 40P506I.

**Tabla 7.** Resultados de la Simulación del Caso 7.

| Distancia (m) | Nivel de cortocircuito 3F (A) |
|---------------|-------------------------------|
| 28            | 19391                         |
| 100           | 18054                         |
| 200           | 16644                         |
| 300           | 15276                         |
| 400           | 14010                         |
| 500           | 12870                         |
| 800           | 10170                         |
| 1000          | 8854                          |
| 1300          | 7374                          |
| 1500          | 6620                          |
| 1700          | 6000                          |
| 2000          | 5255                          |
| 3000          | 3700                          |
| 5000          | 2314                          |
| 7000          | 1681                          |

**CASO 8:**

- § Nivel de tensión: 4,8 kV.
- § Nivel de cortocircuito 3F: 28914 A.
- § Impedancia de falla a tierra:  $0\Omega$ .
- § Longitud del primer tramo: 28 m.
- § Tipo de conductor del primer tramo: 500T1506I.
- § Longitud del segundo tramo: Variable.
- § Tipo de conductor del segundo tramo: De cobre 4/0 AWG en disposición horizontal (CU40H).

**Tabla 8.** Resultados de la Simulación del Caso 8.

| Distancia (m) | Nivel de cortocircuito 3F (A) |
|---------------|-------------------------------|
| 28            | 27962                         |

|       |       |
|-------|-------|
| 100   | 19538 |
| 200   | 14897 |
| 300   | 12005 |
| 400   | 10042 |
| 500   | 8625  |
| 800   | 6053  |
| 1000  | 5047  |
| 1300  | 4039  |
| 1500  | 3564  |
| 1700  | 3189  |
| 2000  | 2754  |
| 3000  | 1893  |
| 5000  | 1164  |
| 7000  | 841   |
| 15000 | 389   |

**CASO 9:**

- § Nivel de tensión: 4,8 kV.
- § Nivel de cortocircuito 3F: 19843 A.
- § Impedancia de falla a tierra:  $0\Omega$ .
- § Longitud del primer tramo: 28 m.
- § Tipo de conductor del primer tramo: 500T1506I.
- § Longitud del segundo tramo: Variable.
- § Tipo de conductor del segundo tramo: De cobre 4/0 AWG en disposición horizontal (CU40H).

**Tabla 9.** Resultados de la Simulación del Caso 9.

| Distancia (m) | Nivel de cortocircuito 3F (A) |
|---------------|-------------------------------|
| 28            | 19382                         |
| 100           | 14958                         |
| 200           | 12107                         |

|       |       |
|-------|-------|
| 300   | 10142 |
| 400   | 8715  |
| 500   | 7634  |
| 800   | 5555  |
| 1000  | 4698  |
| 1300  | 3814  |
| 1500  | 3388  |
| 1700  | 3048  |
| 2000  | 2649  |
| 3000  | 1843  |
| 5000  | 1145  |
| 7000  | 831   |
| 15000 | 396   |

**CASO 10:**

- § Nivel de tensión: 8,3 kV.
- § Nivel de cortocircuito 3F: 6830A.
- § Nivel de cortocircuito 1F: 6590A.
- § Impedancia de falla a tierra:  $0\Omega$ .
- § Longitud del primer tramo: 28 m.
- § Tipo de conductor del primer tramo: 500T1506I.
- § Longitud del segundo tramo: Variable.
- § Tipo de conductor del segundo tramo: De cobre 4/0 AWG en disposición horizontal (CU40H).

**Tabla 10.** Resultados de la Simulación del Caso 10.

| Distancia (m) | Nivel de cortocircuito 3F (A) | Nivel de cortocircuito 1F (A) |
|---------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 28            | 6798                          | 6529                          |
| 100           | 6423                          | 5805                          |
| 200           | 6083                          | 5223                          |
| 300           | 5774                          | 4744                          |

|       |      |      |
|-------|------|------|
| 400   | 5492 | 4345 |
| 500   | 5235 | 4006 |
| 800   | 4584 | 3245 |
| 1000  | 4230 | 2880 |
| 1300  | 3787 | 2462 |
| 1500  | 3538 | 2245 |
| 1700  | 3320 | 2063 |
| 2000  | 3037 | 1839 |
| 3000  | 2362 | 1350 |
| 5000  | 1632 | 881  |
| 7000  | 1245 | 654  |
| 15000 | 638  | 321  |

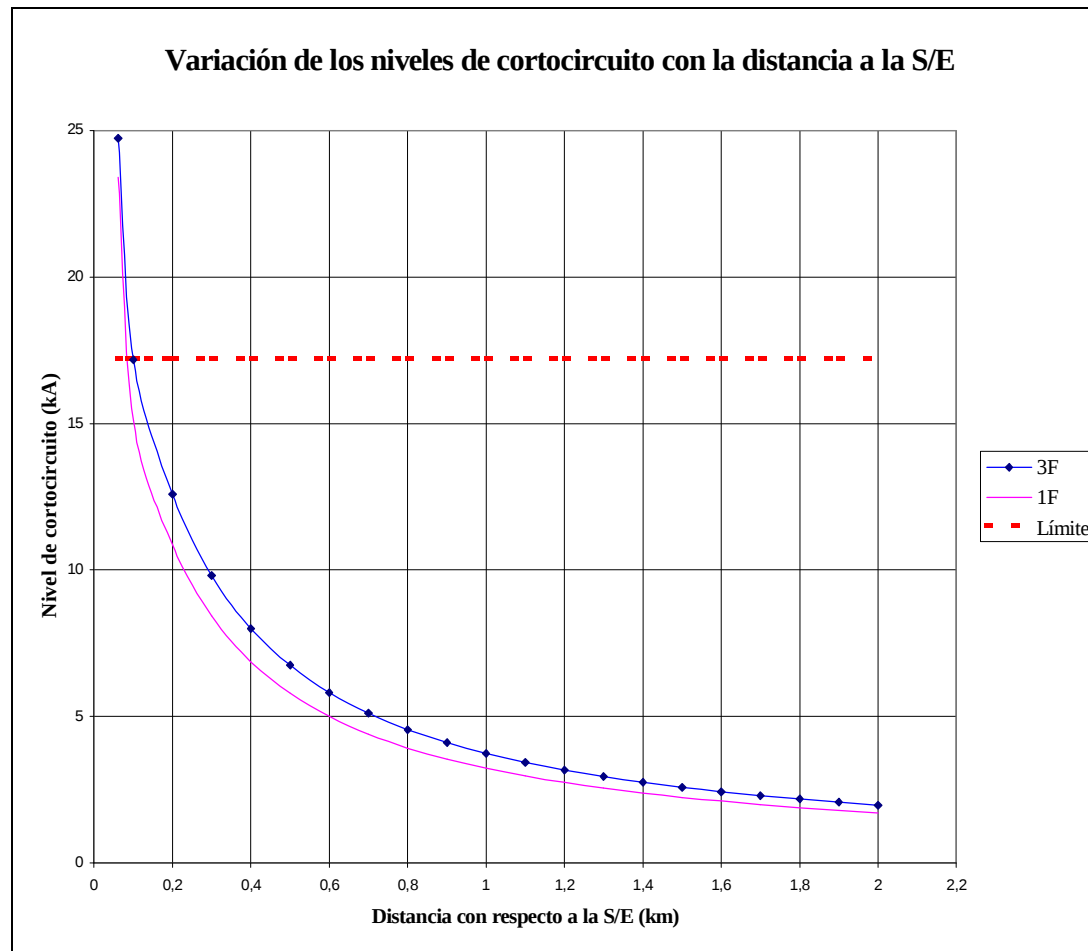


Gráfico 2. Caso 2.

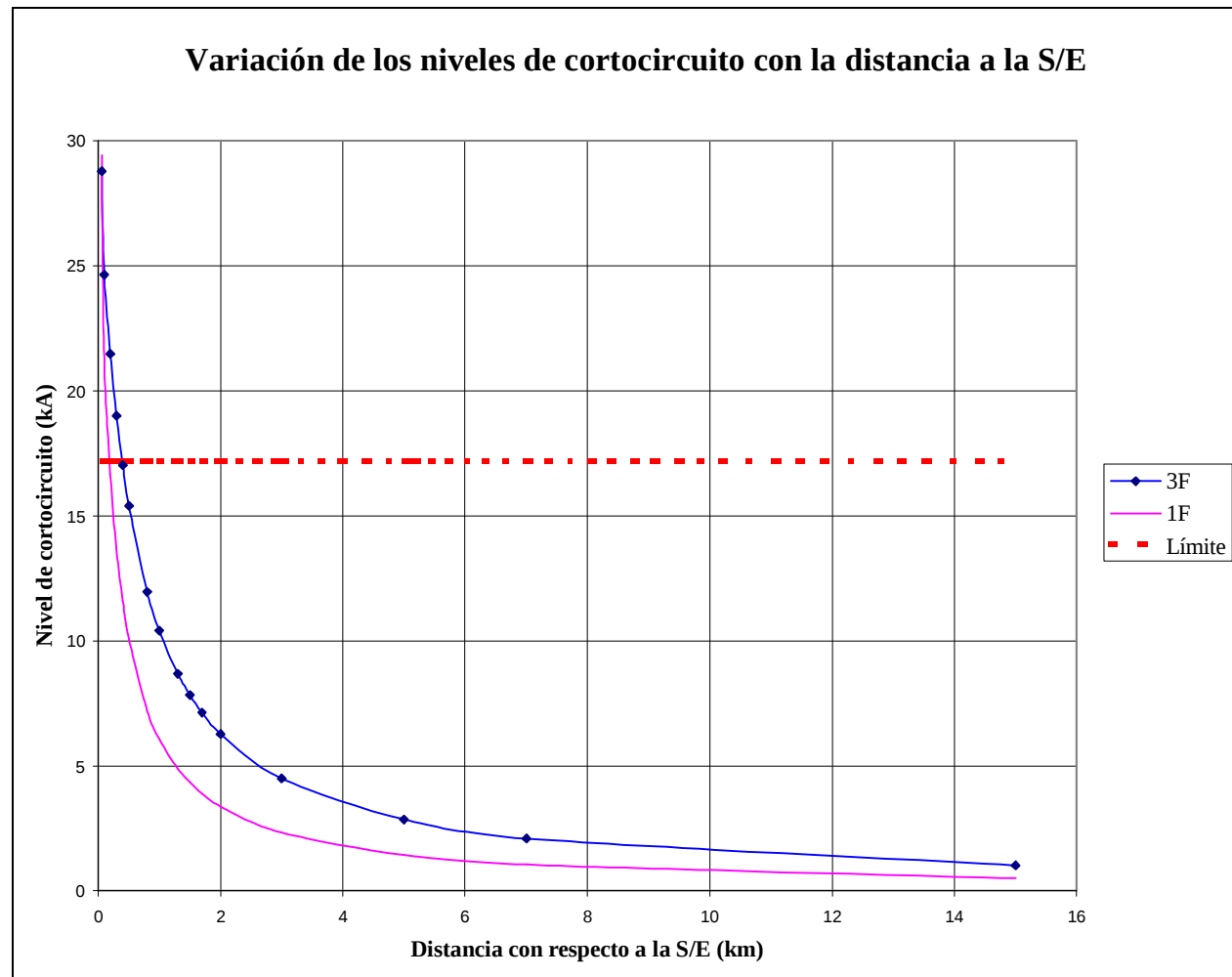
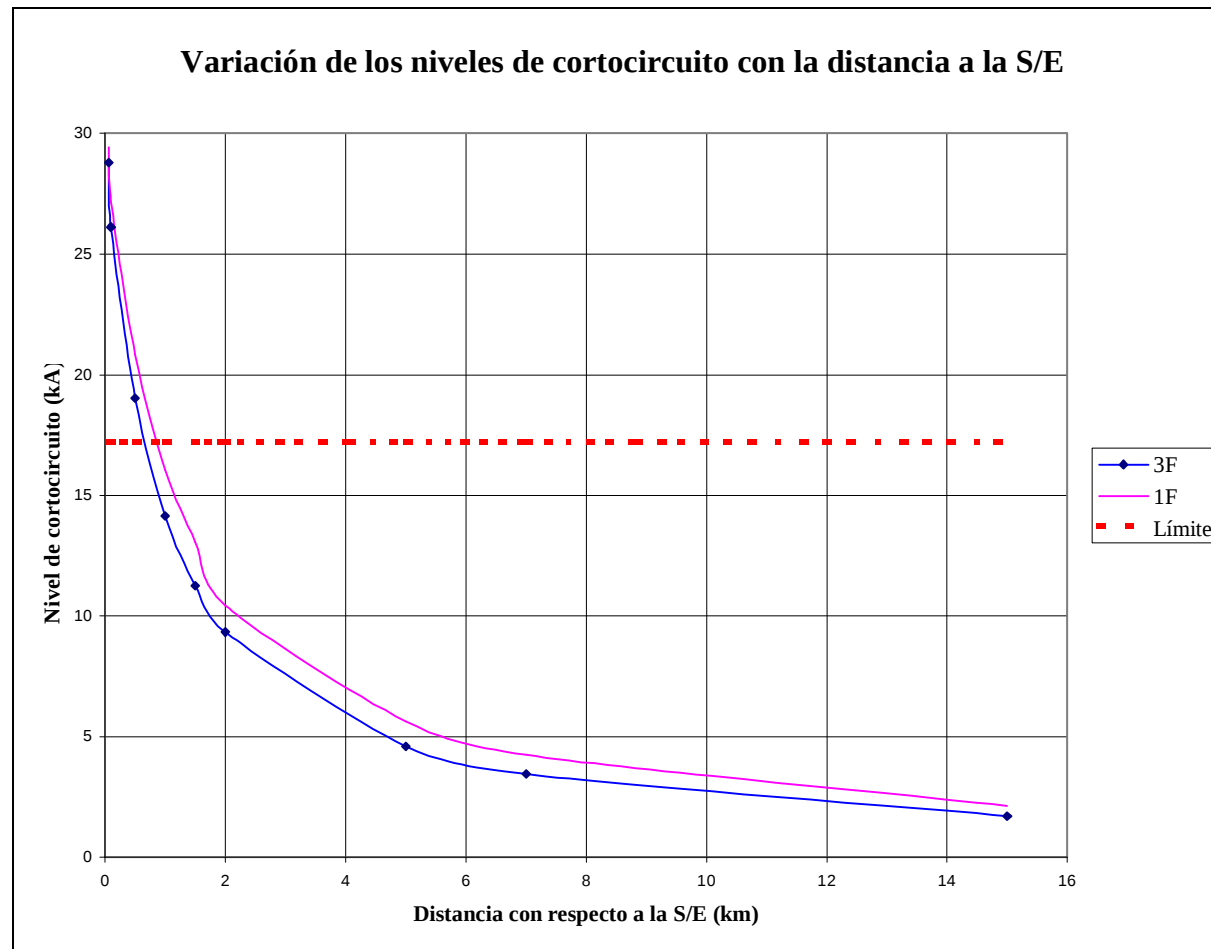
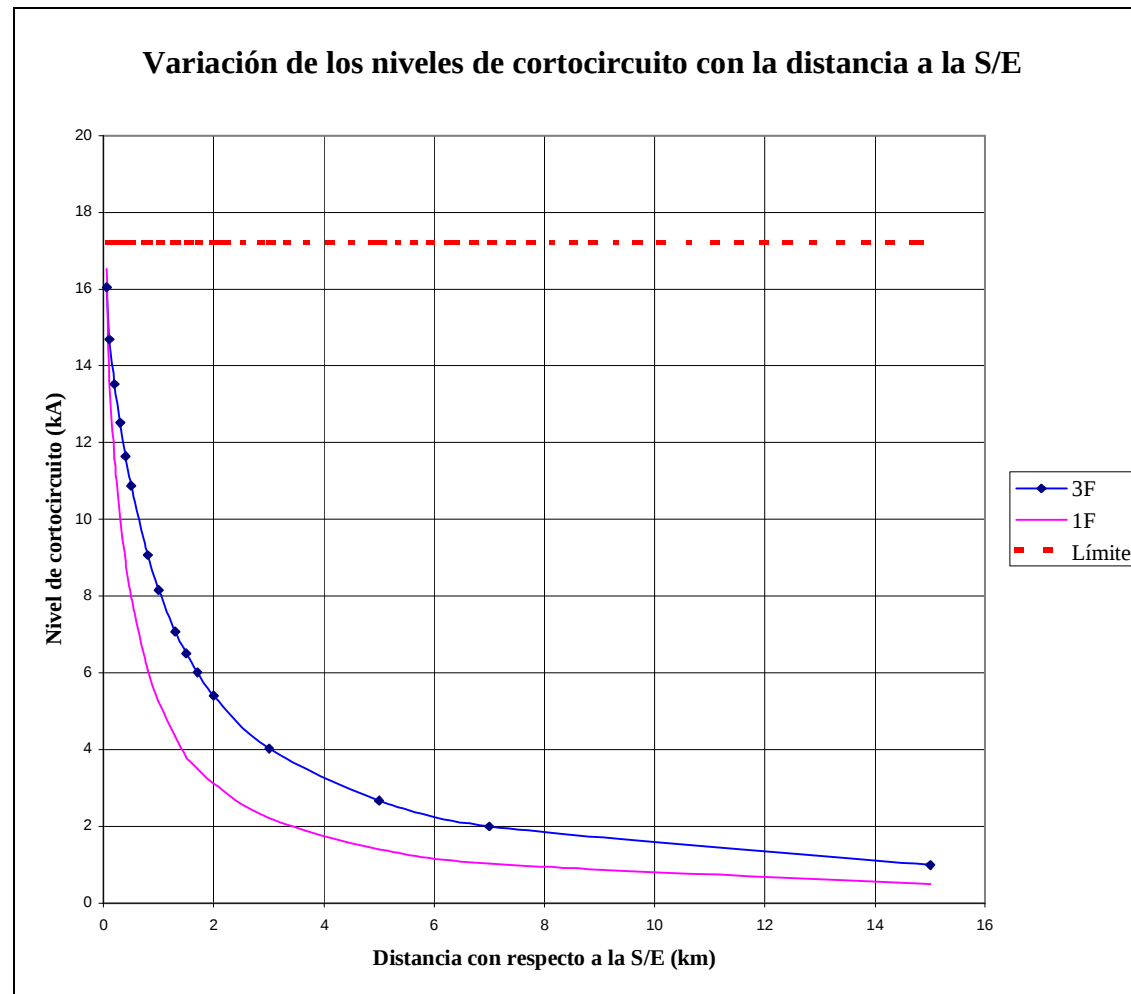


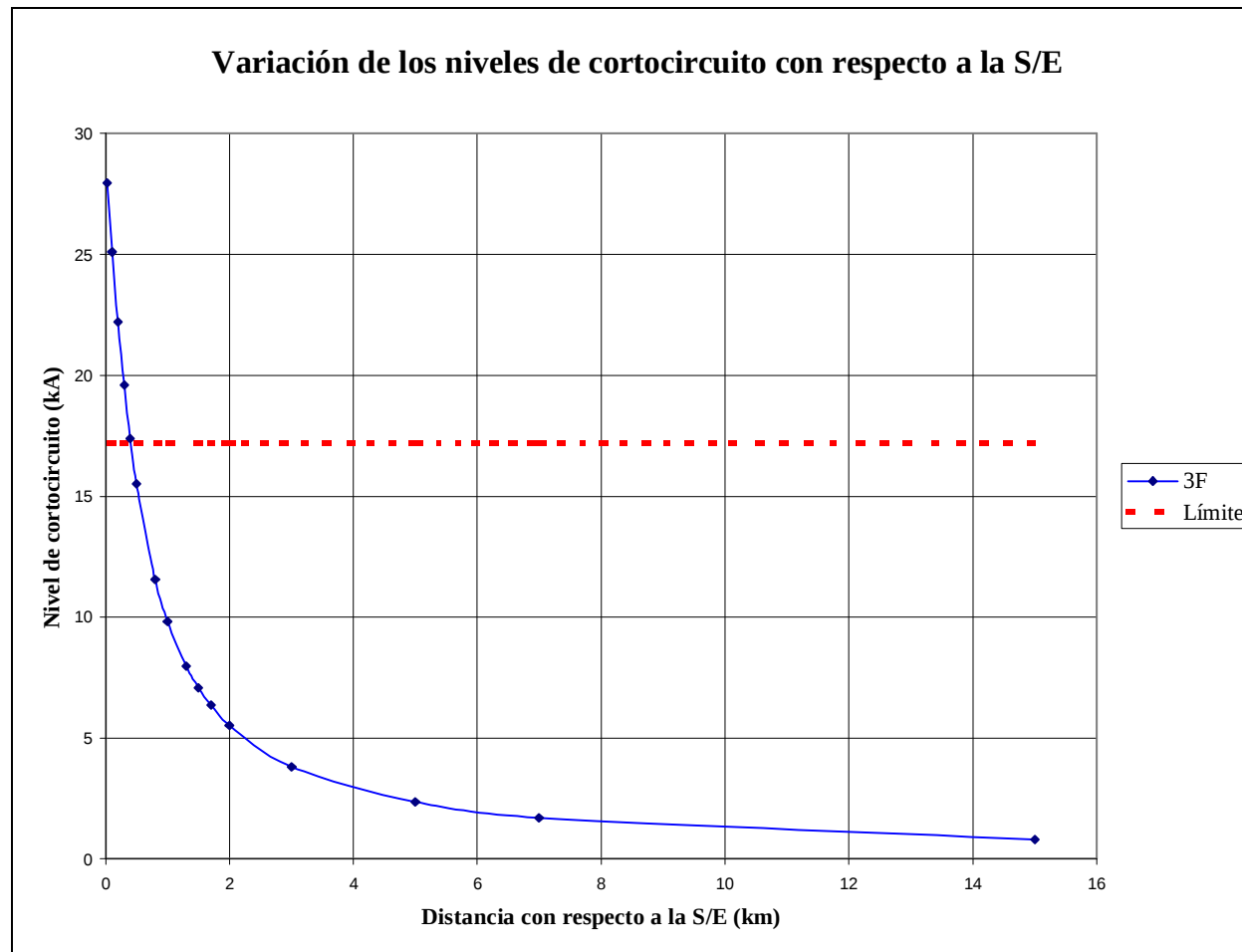
Gráfico 3. Caso 3.



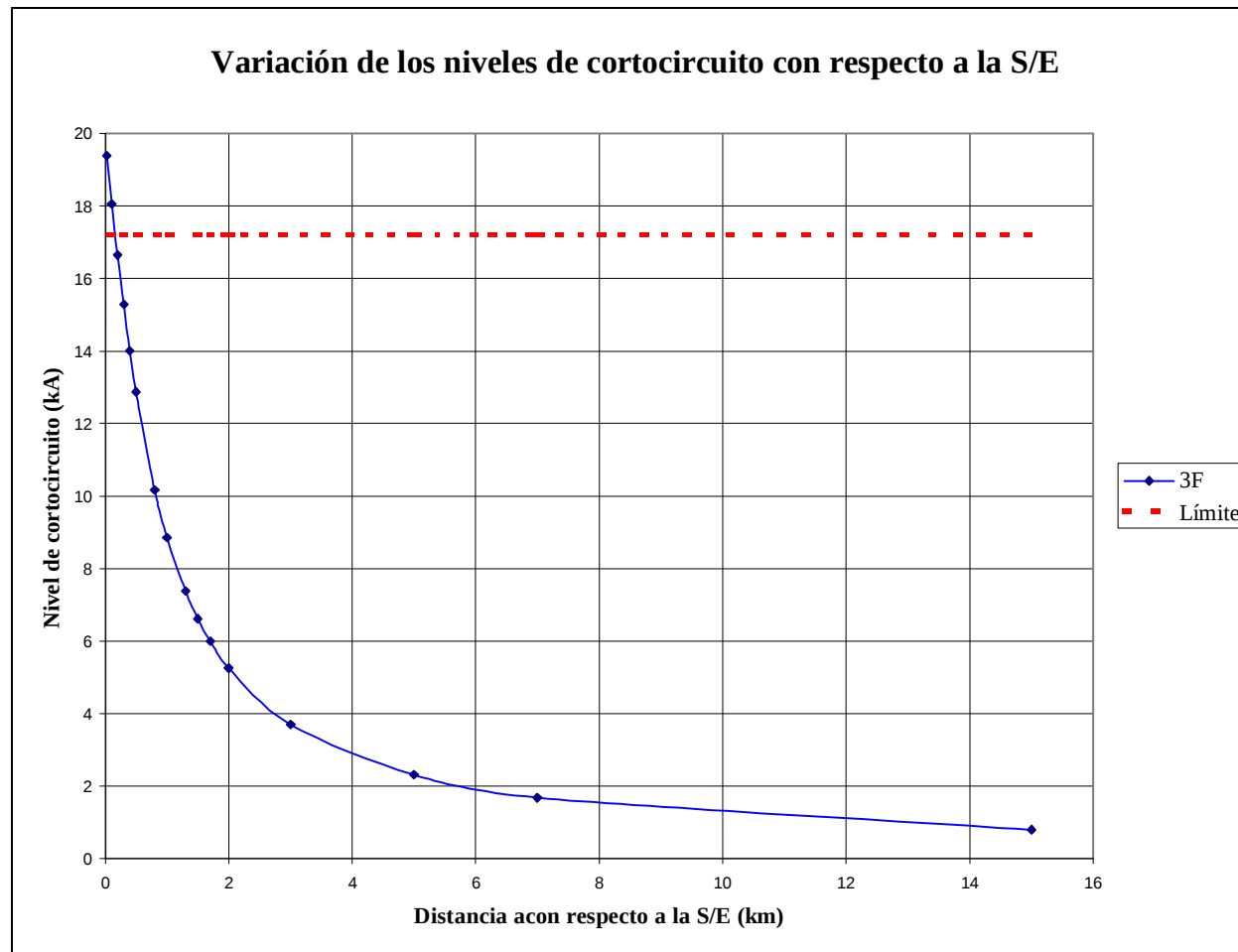
**Gráfico 4.** Caso 4.



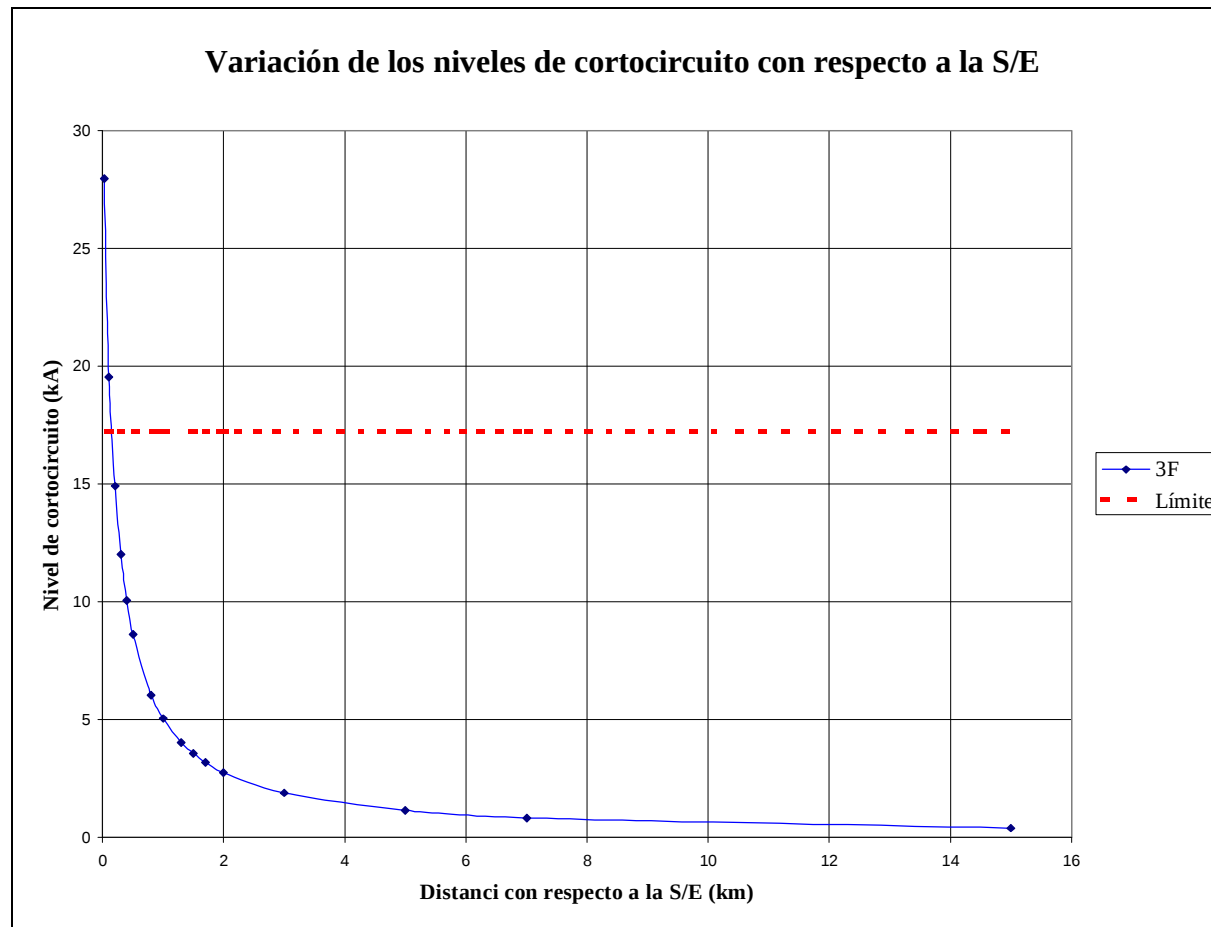
**Gráfico 5.** Caso 5.



**Gráfico 6.** Caso 6.

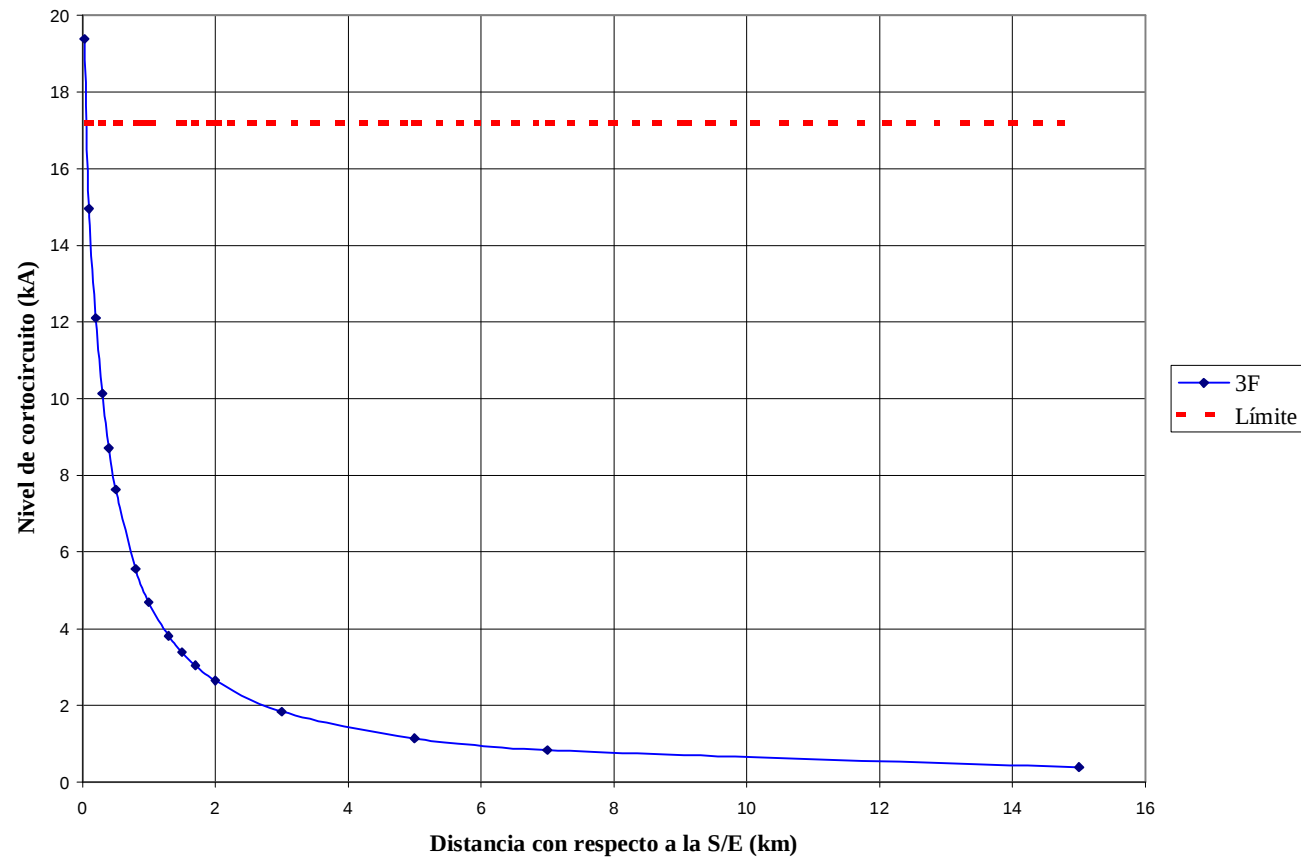


**Gráfico 7.** Caso 7.

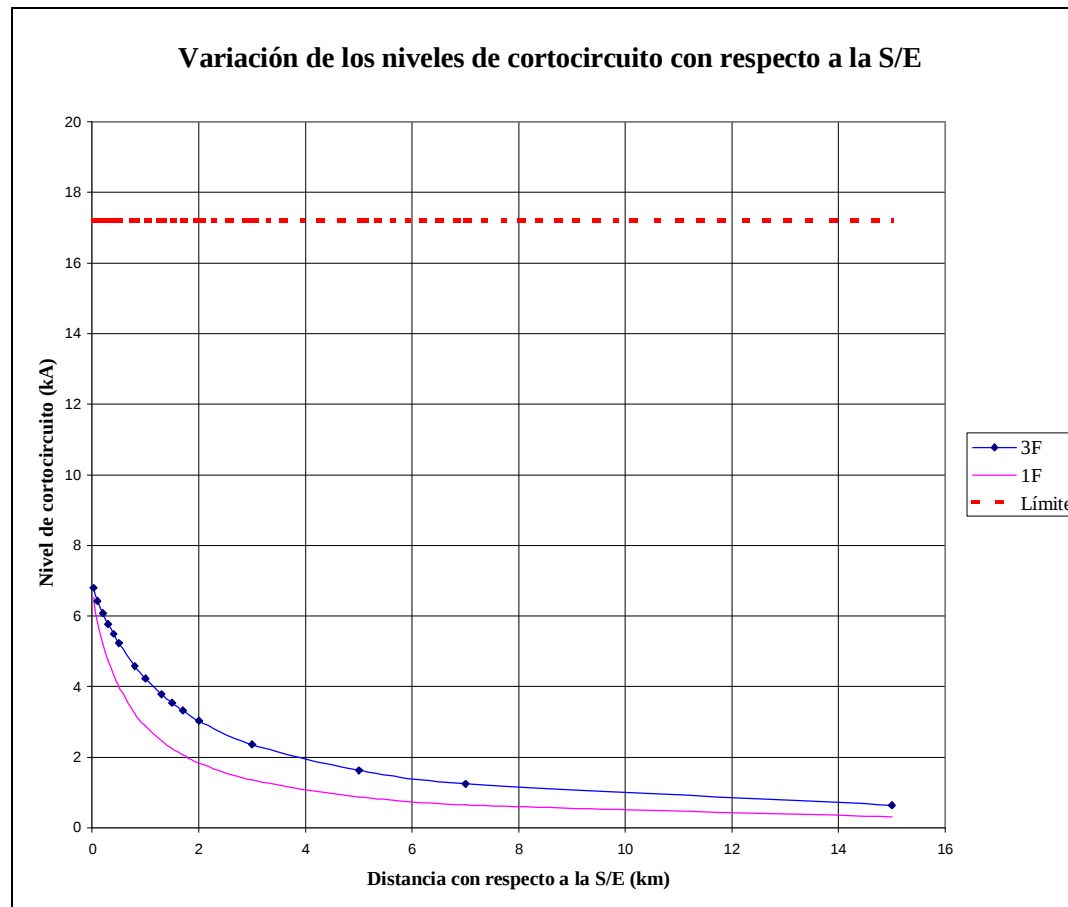


**Gráfico 8.** Caso 8.

**Variación de los niveles de cortocircuito con respecto a la S/E**



**Gráfico 9. Caso 9.**



**Gráfico 10. Caso 10.**

De todos los casos simulados se puede concluir que para el caso en el que se tenga mayor nivel de cortocircuito, que no es otro que el de cortocircuito a la salida aérea de una subestación que se encuentra con tres transformadores conectados en una misma barra; se deben utilizar dos sistemas de puesta a tierra en paralelo, solo si se esta a menos de 400 m de la subestación ya que más alejado un solo sistema de puesta a tierra sería suficiente.