ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL Y PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA CIUDAD DE CORONEL OVIEDO

Juan Fernando Godoy Ortega

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2018

ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL Y PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA CIUDAD DE CORONEL OVIEDO

Elaborado por

Juan Fernando Godoy Ortega

Tutor

Ing. Cesar Ramón Rotela

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, como requisito para la obtención del título de Ingeniero en Electricidad

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay
Año 2018

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Dedicado a:

Dios por guiarme siempre por el buen camino y brindarme fortaleza para seguir adelante a pesar de los obstáculos que se presentan en la vida.

Mi padre Isidoro por su confianza, orientación y apoyo incondicional para mi formación personal e intelectual.

Mi madre Mirta por su confianza, apoyo incondicional y por brindarme su cariño en todo momento.

Mi hermana Nadia por apoyarme siempre.

Mis compañeros y amigos por sus palabras de aliento.

Agradecimientos:

Al Ing. Cesar Rotela, por sus orientaciones académicas, motivación y apoyo desinteresado en la elaboración de este proyecto.

Al Ing. Cesar Ferreira, por su dirección para la corrección del proyecto final de grado.

Al Ing. Humberto Berni, por su orientación y ayuda desinteresada.

A todos los docentes de la carrera que han contribuido en mi formación académica en esta prestigiosa casa de estudio.

ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL Y PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA CIUDAD DE CORONEL OVIEDO

JUAN FERNANDO GODOY ORTEGA

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo general analizar el estado actual del sistema de puesta a tierra de los elementos que componen la red de distribución de la ciudad de Coronel Oviedo Dpto. de Caaguazú y elaborar propuestas de mejoramiento.

Mediante el estudio de campo y el correspondiente relevamiento muestral se logró obtener toda la información necesaria del estado actual del sistema de puesta a tierra de los puestos de distribución y de la red de baja tensión. Esta información fue evaluada a la luz de Normas nacionales e internacionales de referencia y de la ANDE, identificándose las falencias que influyen en la deficiencia del sistema de puesta a tierra. Entre ellas, las más relevantes corresponden; a los valores de la resistencia de puesta a tierra deficientes teniendo como una de las causantes la elevada resistividad del terreno. Estos datos fueron obtenidos mediante instrumentos de medida y métodos adecuados.

Se elaboraron propuestas de mejoramiento, consistentes en técnicas de mejoramiento y un plan de mantenimiento con acciones correctivas y preventivas, a partir de criterios técnicos de instalación de cada componente del sistema de puesta a tierra, basadas en Normas que rigen la materia. También se realizaron diversas configuraciones de puesta a tierra en función a la resistividad del terreno, demostradas mediante simulaciones a través del Software Etap (con módulo de puesta a tierra activado), encontrándose que la configuración de puesta a tierra más adecuada es la de electrodos instalados en línea con contrapesos. Se realizó además un análisis por el cual se demostró la importancia de tener puesto a tierra el conductor neutro de la red de baja tensión. Finalmente, se realizó un cálculo económico de la propuesta planteada.

Se concluye que el sistema de puesta a tierra de la red de distribución requiere de un mantenimiento inmediato y periódico atendiendo a todas las exigencias normativas.

Palabras claves: Desplazamiento del neutro, resistencia de puesta a tierra, resistividad del suelo, sistema de puesta a tierra.

CURRENT STATE ANALYSIS AND PROPOSALS FOR IMPROVEMENT OF THE EARTHING SYSTEM OF THE DISTRIBUTION NETWORK OF CORONEL OVIEDO CITY

JUAN FERNANDO GODOY ORTEGA

ABSTRACT

The present work objective is to analyze the present state of the earthing system of the elements that compose the distribution network of the Coronel Oviedo city located in the Dpto. Of Caaguazú, and elaborating proposals for improvement.

By means of the field study and the corresponding sample survey, it was possible to obtain all the necessary information of the current status of the grounding system of the distribution posts and the low voltage network. This information was evaluated in light of the national and international norms of reference and of the ANDE, identifying the shortcomings that influence the deficiency of the grounding system. Among them, the most relevant correspond; to the values of the deficient earthing resistance having as one of the causes the high resistivity of the ground. These data were obtained by measuring instruments and appropriate methods.

Improvement proposals were prepared, consisting of improvement techniques and a maintenance plan with corrective and preventive actions, based on technical criteria for the installation of each component of the grounding system based on Standards that govern the subject. Various earthing configurations were also made based on the resistivity of the ground, demonstrated by simulations through the Software Etap (with grounding module activated), finding that the most appropriate grounding configuration is that of installed electrodes in line with counterweights. An analysis was also carried out, which showed the importance of having the neutral conductor of the low voltage network grounded. Finally, an economic calculation of the proposed proposal was made.

It is concluded that the system of grounding of the distribution network requires an immediate and periodic maintenance in order to meet all the regulatory normative requirements.

Key Words: Displacement of the neutral, grounding resistance, soil resistivity, grounding system.

CONTENIDO

PÁGINA DE APROBACIÓN 1
Dedicado a: 2
Agradecimientos: 3
RESUMEN 4
ABSTRACT 5
CONTENIDO 6
LISTA DE FIGURAS 14
LISTA DE TABLAS 18
LISTA DE ABREVIATURAS 20
I. INTRODUCCIÓN 21
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA 23
CAPÍTULO 1 23
1. CONCEPTOS GENERALES 23
1.1. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS 23
1.2. Definición de Sistema de Puesta a Tierra 25
1.2.1. Sistema de puesta a tierra 25
1.2.1.1. Puesta a tierra 25
1.2.1.2. Red equipotencial 25
1.3. Aspectos generales de un sistema de puesta a tierra 26
1.3.1. Requisitos mínimos 26
1.3.2. Tipos de puesta a tierra 26
1.3.3. Componentes básicos de un sistema de puesta a tierra 27
1.4. Funciones de un sistema de puesta a tierra 27
1.5. Mitos y realidades sobre el sistema de puesta a tierra. 29
1.6. Electropatología 30
1.6.1. Umbrales de soportabilidad normalizados 30
1.6.2. Tensiones de seguridad 31
1.6.2.1. Tensión de contacto 32
1.6.2.2. Tensión de paso 33
1.6.2.3. Tensión Transferida 33

1.7. Propiedades del suelo que influyen en la puesta a tierra 34
1.7.1. Algunos de sus materiales afectan fuertemente el comportamiento de su resistividad 34
1.8. Corrosión 35
1.8.1. Evaluación de la agresividad de los suelos 35
1.8.2. Corrosión en puestas a tierra 36
1.9. Comportamiento transitorio de las puestas a tierra 36
CAPITULO 2 38
2. CARACTERISTICAS DE LA RED DE DISTRIBUCION 38
2.1. Configuración del sistema ANDE 38
2.2. Impacto del corte del Neutro en redes de distribución en baja tensión (BT) 38
2.2.1. Tensiones en el transformador 39
2.2.1.1. Desplazamiento del neutro 39
2.2.2. Condición Normal vs. Condición de Neutro Flotante (Desplazamiento del neutro) 42
2.2.2.1. Condición Normal: 42
2.2.2.2. Condición de neutro flotante o desplazamiento del neutro: 42
2.2.3. Criterios respecto al desplazamiento del neutro 42
CAPÍTULO 3 44
3. MEDICIONES 44
3.1. Medición de la resistividad aparente del terreno 44
3.1.1. Métodos de medición de resistividad 44
3.1.1.1. Método de Wenner 45
3.1.1.2. Por medida de resistencia 47
3.1.2. Valores típicos de resistividad de suelos 49
3.1.3. Estudio de resistividad del terreno 49
3.2. Medición de resistencia de puesta a tierra 50
3.2.1. Métodos de medición de resistencia de puesta a tierra 50
3.2.1.1. Medida de la resistencia de puesta a tierra mediante medidor tipo pinza 50
3.2.1.2. Método de la regla de 62% 52
CAPÍTULO 4 55
4. NORMAS PARA SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA 55
4.1. Norma Paraguaya RMT-ANDE 55

4.1.1. Conductor de tierra 55
4.1.2. Criterios generales 55
4.1.3. Tierra en puesto de transformación 56
4.1.4. Tierra en líneas aéreas 56
4.1.5. Disposición de la puesta a tierra para MT y BT 57
4.2. RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-Colombia) 57
4.2.1. ARTÍCULO 15º. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA 57
4.2.1.1. Requisitos Generales 57
4.2.1.2. Diseño del sistema de puesta a tierra según la RETIE 58
4.2.1.3. Materiales de los sistemas de puesta a tierra 58
4.2.1.3.1. Electrodos de Puesta a Tierra 58
4.2.1.3.2. Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra o Conductor a Tierra 60
4.2.1.3.3. Conductor de Protección o de Puesta a Tierra de Equipos 60
4.2.1.4. Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra 61
4.2.1.5. REGISTROS 61
4.3. Norma Técnica LAR400- CODENSA 62
4.3.1. Instalación de puestas a tierra 62
4.4. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA 2050 NTC 2050 62
4.4.1. Conductor del electrodo de puesta a tierra. 62
4.4.2. Conexiones de los conductores de puesta a tierra 63
4.4.2.1. Al electrodo de puesta a tierra. 63
4.4.2.2. Conexión a los electrodos. 63
4.5. NORMA IEEE 80 - 14.5 63
4.5.1. Tratamiento del suelo para reducir la resistividad 63
4.6. Norma NEC 250(Código Eléctrico Nacional) 64
4.6.1. Conexión del conductor del electrodo de puesta a tierra y del puente de unión a los electrodos de puesta a tierra. 64
4.6.2. Métodos de puesta a tierra y unión del conductor de la conexión a los electrodos. 65
4.7. Norma Técnica ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas): 65
4.7.1. Norma NTC-60 66
4.7.2. Norma CEMIG 66
4.7.3. Manual de Instrucciones Técnicas MIT-COPEL 66
CAPÍTULO 5 67

5. Construcción, Mejoramiento y mantenimiento 67
5.1. Técnicas de mejoramiento de puestas a tierra 67
5.1.1. Instalar contrapesos 68
5.1.2. Hacer anillos alrededor de las torres 68
5.1.3. Utilizar electrodos químicos 68
5.1.4. Hacer rellenos 69
5.1.4.1. Tratamiento del terreno 70
5.2. Plan de mantenimiento 70
5.3. Materiales utilizados en los sistemas de puestas a tierra 71
5.3.1. Conductores 71
5.3.1.1. Selección del conductor y las conexiones 71
5.3.1.2. Selección del material para el conductor y los problemas relacionados con la corrosión 72
5.3.2. Soldadura exotérmica 72
5.3.2.1. Conexiones exotérmicas 73
5.3.2.2. Ventajas y desventajas de la soldadura exotérmica. 73
5.3.2.3. Aplicaciones de la soldadura exotérmica 75
5.3.2.4. Moldes para soldaduras exotérmicas 76
5.3.3. Comparación entre sistemas de conexión 77
5.3.4. Barras, electrodos o jabalinas 78
5.3.4.1. Número de electrodos. 79
5.3.4.2. Uso de electrodos múltiples. 79
5.3.4.3. Efecto del tamaño del electrodo. 80
5.3.4.4. Disposición de electrodos 82
5.3.5. Formulario básico para el cálculo de las configuraciones más utilizadas en pequeñas instalaciones 85
5.4. Sistema tradicional y nueva tecnología de puesta a tierra 86
5.4.1. Sistema tradicional de puesta a tierra 86
5.4.2. Puesta a tierra de tecnología (Electrodo unidireccional). 86
5.5. Cajas de registro 87
5.6. Interconexión de las Tierras 88
5.6.1. Puesta a Tierra de Protección 88
5.6.2. Puesta a Tierra de Servicio 88
5.6.3. Importancia de la interconexión de tierras 88
5.6.4. Efectos producidos a causa de una corriente de rayo 88

5.6.4.1. Lazos inductivos ... 89
CAPÍTULO 6 ... 93
6. El Muestreo ... 93
6.1. El Muestreo o selección de muestra ... 93
CAPÍTULO 7 ... 96
7. Software para simulación ... 96
7.1. Software ETAP ... 96
7.1.1. Módulo de Análisis de Redes de Puesta a Tierra ... 96
7.1.1.1. Atributos y Características Principales: ... 96
7.1.1.2. Normas y Métodos: ... 97
7.1.1.3. Gráficos / Reportes: ... 97
7.1.1.4. Cálculos: ... 98
7.1.1.5. Visualización instantánea de gráficos 3-D ... 98
7.1.1.6. Opciones de Gráficos: ... 98
7.2. Software para simulación de rotura del neutro ... 100
III. RESUMEN EJECUTIVO ... 101
CAPITULO 8 ... 101
8.1. Descripción del trabajo ... 101
8.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas ... 102
8.1.1.1. Tipo de investigación ... 102
8.1.1.1.1. Investigación de campo ... 102
8.1.1.1.2. Investigación descriptiva ... 102
8.1.1.2. Técnicas e instrumentos de recolección de datos ... 103
8.1.1.2.1. Las técnicas de recolección aplicadas en este proyecto se describirán a continuación: ... 103
8.1.1.2.2. Instrumentos de recolección de datos ... 103
8.1.1.3. Metodología utilizada ... 105
8.1.1.3.1. Fase I ... 105
8.1.1.3.2. Fase II ... 105
8.1.1.3.3. Fase III ... 106
8.2. Justificación ... 106
8.3. Finalidad del proyecto ... 107
8.4. Metas ... 108
8.5. Objetivos ... 108

8.5.1. Objetivos generales 108
8.5.2. Objetivos específicos 108
8.6. Beneficiarios 109
8.7. Producto 109
8.8. Localización física y cobertura espacial 110
8.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas 110
8.10. Factibilidad técnica 111
8.11. Factibilidad económica 111
8.11.1. Beneficios 111
IV. INGENIERÍA DE DISEÑO 116
CAPÍTULO 9 116
9. Estado actual del sistema de puesta a tierra de la red de distribución de Coronel Oviedo 116
9.1. Determinación del tamaño muestral para el relevamiento y posterior análisis del SPT en los puestos de distribución. 116
9.2. Puestos de distribución instalados en la red de distribución de Coronel Oviedo 118
9.3. Relevamiento de datos 119
9.3.1. Estado del SPT en puestos de distribución 119
9.3.2. Resistividad del suelo 120
9.3.3. SPT instalada en la red secundaria de distribución 122
9.4. Evaluación del sistema de puesta a tierra en los puestos de distribución 122
9.4.1. Diseño del sistema de puesta a tierra aplicada por la ANDE en los puestos de distribución 123
9.4.2. Evaluación del valor de resistencia de puesta a tierra 124
9.4.2.1. Resultado de las mediciones 124
9.4.3. Calidad de los Electrodos 126
9.4.4. Calidad de las conexiones 127
9.4.5. Profundidad del electrodo 128
9.4.6. Separación del poste 128
9.4.7. Sección del bajante 128
9.4.8. Calidad del bajante 129
9.4.9. Técnica de mejoramiento de suelo 129
9.4.10. Registro para inspección 130

9.4.11. Resumen de la evaluación del sistema de puesta a tierra en los puestos de distribución ... 130
9.5. Mejoramiento del sistema de puesta a tierra en los puestos de distribución ... 133
9.5.1. Mejoramiento del diseño del sistema de puesta a tierra ... 133
9.5.2. Mejoramiento de la resistencia de puesta a tierra ... 136
9.5.2.1. Instalar contrapesos a puestas a tierras ... 136
9.5.2.2. Instalar anillos alrededor de los postes ... 140
9.5.2.3. Aumento del número de electrodos ... 141
9.5.2.4. Aumento de las dimensiones del electrodo ... 146
9.5.2.5. Mejoramiento del suelo ... 148
9.5.2.6. Utilizar electrodos especiales ... 148
9.5.3. Mejoramiento de las conexiones ... 150
9.5.4. Instalación del electrodo de puesta a tierra ... 151
9.5.5. Instalación del conductor bajante ... 152
9.5.6. Implementar registro para inspección y mantenimiento ... 154
9.5.7. Propuesta de configuraciones de puesta a tierra según la resistividad del terreno ... 155
9.5.8. Propuesta de Plan de Mantenimiento al SPT ... 158
9.6. Sistema de puesta a tierra de la red secundaria ... 159
9.6.1. Verificación de los sectores en donde el neutro es puesto a tierra ... 159
9.6.1.1. Resumen de la verificación ... 160
9.6.2. Importancia del SPT en el conductor neutro de la red secundaria ... 161
9.6.2.1. Condición normal: ... 161
9.6.2.2. Condición anormal (desplazamiento del neutro) ... 164
9.6.2.3. Efecto del conductor neutro puesto a tierra ... 167
9.6.3. Propuesta de mejoramiento del SPT de la red de baja tensión ... 171
V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN ... 172
VI. CONCLUSIONES ... 174
VII. RECOMENDACIONES ... 175
VIII. APÉNDICE ... 176
Apéndice A: Ingeniería de diseño ... 176
Apéndice A.1: Relevamiento de datos ... 177
Apéndice A.2: Simulación de configuraciones de puesta a tierra según la resistividad del terreno ... 189

Apéndice B: Resumen ejecutivo 200

Apéndice B.1: Costos inicial en insumos para construcción de un SPT..... 201

Apéndice B.2: Costo de construcción de una PAT según la resistividad del terreno 203

IX. Anexo..... 210

X. Bibliografía..... 219

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 1

Figura 1.1: Sistema de Puesta a Tierra. 25
Figura 1.2: Umbrales de soportabilidad. 31
Figura 1.3: Valores máximos normalizados de tensión de contacto. 32
Figura 1.4: Tensión de contacto. 32
Figura 1.5: Tensión de contacto. 33
Figura 1.6: Tensión transferida. 34

CAPITULO 2

Figura 2.1 Redes equivalentes de una línea de distribución trifásica de tres hilos y de cuatro hilos 40

CAPITULO 3

Figura 3.1: Medición de resistividad del terreno según metodo de Wenner 46
Figura 3.2: Medición de la resistencia de puesta a tierra utilizando medidor tipo pinza. 51
Figura 3.3: Principio de operación del medidor tipo pinza. 52
Figura 3.4: Medición de la resistencia de puesta a tierra por el método de regla del 62% [7]. 54

CAPITULO 4

Figura 4.1: Disposición de la puesta a tierra para MT y BT 57

CAPITULO 5

Figura 5.1: Molde para soldadura exotérmica 76
Figura 5.2: Barra, electrodos o jabalinas para puesta a tierra 78
Figura 5.3: Resultados obtenidos del uso de electrodos múltiples 80
Figura 5.4: Variación de la resistencia en función del diámetro del electrodo 81
Figura 5.5: Separación Mínima entre Electrodos. 82
Figura 5.6: Incidencia de la separación de electrodos. 83
Figura 5.7: Incidencia de la profundidad de un electrodo vertical. 83
Figura 5.8: Distribución de corrientes en el terreno. 84
Figura 5.9: Superficies equipotenciales en un electrodo tipo de varilla. 84
Figura 5.10: Formulario básico para el cálculo de puesta a tierra [1]. 85
Figura 5.11: Electrodo unidireccional. 87
Figura 5.12: Caja de inspección o registro. 87
Figura 5.13: Lazo inductivo. 90

Figura 5.14: Lazo Inductivo en transformador de poste. 90
Figura 5.15: Lazos Inductivos para estructura tipo H. 91
Figura 5.16: Cambio propuesto de la filosofía de montaje. 91
Figura 5.17: Lazos Inductivos indeseables en el montaje con tierras separadas. 92

CAPITULO 7

Figura 7.1: Software Etap, módulo de sistema de puesta a tierra. 99
Figura 7.2: Software para simulación de rotura del neutro. 100

CAPITULO 8

Figura 8.1: Transformadores averiados por motivo de descarga eléctrica atmosférica 107
Figura 8.2: Ciudad de Coronel Oviedo-Dpto. de Caaguazú. 110

CAPITULO 9

Figura 9.1: Plano parte de la red de distribución de Cnel. Oviedo 119
Figura 9.2: Resistividad del suelo en algunas zonas 121
Figura 9.3 Frecuencia de valores de la resistencia de puesta a tierra 125
Figura 9.4: Canales de descargas eléctricas atmosféricas en el territorio paraguayo [30]. 134
Figura 9.5: DPS para baja tensión. 135
Figura 9.6: Ubicación óptima de DPS-MT según RETIE. 135
Figura 9.7: Contrapesos instalados al electrodo de puesta a tierra. 137
Figura 9.8: Simulación de puesta a tierra con un electrodo simple 138
Figura 9.9: Simulación de puesta a tierra compuesta por un electrodo y un contrapeso de 10 metros 139
Figura 9.10: Anillo alrededor del poste 140
Figura 9.11: Área de superposición entre electrodos 141
Figura 9.12: Área de influencia de un electrodo de puesta a tierra 142
Figura 9.13: Separación mínima entre electrodos 142
Figura 9.14: Simulación de puesta a tierra con dos electrodos separados a 3 metros 144
Figura 9.15: Simulación de puesta a tierra con dos electrodos separados a “2L” 145
Figura 9.16: Efecto del diámetro del electrodo en la resistencia de puesta a tierra [12]. 146
Figura 9.17: Efecto de la longitud del electrodo en la resistencia de puesta a tierra [12]. 147
Figura 9.18: Electrodos especiales para puesta a tierra [13]. 149
Figura 9.19: Conexión exotérmica en el Bajante [33] 151
Figura 9.20: Conexión exotérmica conductor-electrodo [33] 151
Figura 9.21: Influencia de la separación entre el electrodo-poste en la resistencia de puesta a tierra [28] 152
Figura 9.22: Registro para inspección y mantenimiento. 154

Figura 9.23: Representación de una red trifásica-cuatro hilos en condición normal ... 162
Figura 9.24: Representación en software de una red trifásica-cuatro hilos en condición normal ... 163
Figura 9.25: Representación de una red trifásica-cuatro hilos en condición anormal . 164
Figura 9.26: Representación en software de una red trifásica-cuatro hilos en condición anormal ... 166

APENDICE A

Figura A.1: Resultado obtenido de la configuración 1E-H (para resistividad de hasta 24Ωm). ... 190
Figura A.2: Resultado obtenido de la configuración 1E-H (para resistividad de hasta 29Ωm). ... 190
Figura A.3: Resultado obtenido de la configuración 1E-V (para resistividad de hasta 26Ωm). ... 191
Figura A.4: Resultado obtenido de la configuración 1E-V (para resistividad de hasta 32Ωm). ... 191
Figura A.5: Resultado obtenido de la configuración 2E-V (para resistividad de hasta 67Ωm). ... 192
Figura A.6: Resultado obtenido de la configuración 2E-V (para resistividad de hasta 81Ωm). ... 192
Figura A.7: Resultado obtenido de la configuración 3E-V (para resistividad de hasta 100Ωm) ... 193
Figura A.8: Resultado obtenido de la configuración 3E-V (para resistividad de hasta 123Ωm) ... 193
Figura A.9: Resultado obtenido de la configuración 1E-V/2C (para resistividad de hasta 76Ωm). ... 194
Figura A.10: Resultado obtenido de la configuración 1E-V/2C (para resistividad de hasta 80Ωm). ... 194
Figura A.11: Resultado obtenido de la configuración 2E-V/2C (para resistividad de hasta 107Ωm). ... 195
Figura A.12: Resultado obtenido de la configuración 2E-V/2C (para resistividad de hasta 121Ωm). ... 195
Figura A.13: Resultado obtenido de la configuración 3E-V/2C (para resistividad de hasta 138Ωm). ... 196
Figura A.14: Resultado obtenido de la configuración 3E-V/2C (para resistividad de hasta 158Ωm). ... 196
Figura A.15: Resultado obtenido de la configuración 3E-Δ (para resistividad de hasta 135Ωm) ... 197
Figura A.16: Resultado obtenido de la configuración 3E-Δ (para resistividad de hasta 110Ωm) ... 197
Figura A.17: Resultado obtenido de la configuración 4E-□ (para resistividad de hasta 131Ωm) ... 198
Figura A.18: Resultado obtenido de la configuración 4E-□ (para resistividad de hasta 158Ωm) ... 198
Figura A.19: Resultado obtenido de la configuración 4E-V (para resistividad de hasta 160Ωm) ... 199

ANEXO

Figura C.1: Telurómetro UNI-T 276A. 211
Figura C.2 Telurómetro UNI-T 521. 213
Figura C.3: Telurómetro CIRCUTOR TL-5. 214
Figura C.4: Momento de la medición de RPT, previo al cálculo de la resistividad en suelo húmedo, método de variación de profundidad. 215
Figura C.5: Momento de la medición de RPT, previo al cálculo de la resistividad en suelo seco, método de variación de profundidad. 215
Figura C.6: Medición de la resistencia de puesta a tierra en puesto de distribución... 216
Figura C.7: Momento de la medición de la resistencia de puesta a tierra..... 216
Figura C.8: Conector obsoleto, profundidad y separación del electrodo fuera de Norma. 217
Figura C.9: Empalme en bajada fuera de Norma. 217

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 1

Tabla 1.1: Mitos y realidades sobre el sistema de puesta a tierra. 29
Tabla 1.2: Corrosividad de suelos naturales según la resistividad. 36

CAPITULO 3

Tabla 3.1: Valores de resistividad orientativos de diferentes tipos de terrenos [2]. 49

CAPITULO 4

Tabla 4.1: Electrodos normalizados para puesta a tierra. 59
Tabla 4.2: Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra. 61

CAPITULO 5

Tabla 5.1: Plan de mantenimiento de un sistema de puesta a tierra [1]. 70

CAPITULO 6

Tabla 6.1: Valores de Z más utilizados y sus niveles de confianza [17]. 94

CAPITULO 8

Tabla 8.1: Costo de inversión para relevamiento de datos. 112
Tabla 8.2: Costo inicial en insumos para construcción de un SPT. 113
Tabla 8.3: Resumen del costo de construcción de una PAT con electrodos de 5/8”. 113
Tabla 8.4: Resumen del costo de construcción de una PAT con electrodos de 3/4”. 114
Tabla 8.5: Costo de mejoras del SPT para el escenario 1. 115
Tabla 8.6: Costo de mejoras del SPT para el escenario 2. 115

CAPITULO 9

Tabla 9.1: Cantidad de transformadores instalados en la red de distribución de Cnel. Oviedo 118
Tabla 9.2: Resumen de las mediciones de resistividad. 121
Tabla 9.3: Normas externas de referencia utilizadas para la evaluación del sistema de puesta a tierra. 123
Tabla 9.4: Resumen de las mediciones de resistencia de puesta a tierra. 124
Tabla 9.5: Resumen general de la evaluación del SPT en los puestos de distribución. 132
Tabla 9.6: Propuesta de configuraciones de puesta a tierra. 156
Tabla 9.7: Propuesta de plan de mantenimiento al SPT. 158
Tabla 9.8: Resumen de la verificación del SPT en la red de BT. 160

APENDICE A

Tabla A.1: Estado del Sistema de Puesta a Tierra en puestos de distribución. 180
Tabla A.2: Sistema de Puesta a Tierra instalada en la red secundaria de distribución. 183
Tabla A.3: Resistividad promedio zona Barrio San Pablo. 184
Tabla A.4: Resistividad promedio zona Barrio Maristas. 185
Tabla A.5: Resistividad promedio zona Barrio Asucena. 186
Tabla A.6: Resistividad promedio zona Barrio 12 de junio. 187
Tabla A.7: Resistividad promedio zona Barrio 1° de Marzo. 188

APENDICE B

Tabla B.1: Costo inicial en insumos necesarios para construcción de un SPT 202
Tabla B.2: Costo de construcción de una puesta a tierra con electrodos de 5/8”. 206
Tabla B.3: Costo de construcción de una puesta a tierra con electrodos de 3/4”. 209

ANEXO

Tabla C.1: Especificaciones técnicas del telurómetro UNI-T 276A. 212
Tabla C.2: Especificaciones técnicas del telurómetro UNI-T 521. 213
Tabla C.3: Especificaciones técnicas del telurómetro CIRCUTOR TL-5 214
Tabla C.4: Lista de precios vigente de materiales para sistema de puesta a tierra proveída por la empresa TECNIC ELECTRIC S.R.L. 218

LISTA DE ABREVIATURAS

SPT: Sistema de Puesta a Tierra.

PAT: Puesta a Tierra.

RPT: Resistencia de puesta a tierra.

ANDE: Administración Nacional de Electricidad.

IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

NTC: Norma Técnica Colombiana.

NEC: Código Eléctrico Nacional.

MT: Media Tensión.

RMT: Reglamento de Media Tensión.

ABNT: Asociación Brasilera de Normas Técnicas..

BT: Baja tensión.

PD: Puesto de Distribución.

NTC-60: Norma Técnica Celg.

I. INTRODUCCIÓN

El presente proyecto consiste en el análisis del estado actual del sistema de puesta a tierra (SPT) de la red de distribución de la ciudad de Coronel Oviedo, y la elaboración de las propuestas para su mejoramiento.

Mediante un relevamiento muestral se ha encontrado varias falencias que según las Normas influyen en la deficiencia del sistema de puesta a tierra y a consecuencia podría impedir el correcto funcionamiento del mismo. Esto podría ocasionar daños a equipos de la red de ANDE y a sus usuarios. Por este motivo se ve la necesidad de este proyecto para identificar las falencias y posterior evaluación basadas en las Normas, a partir de la cual elaborar las propuestas de mejoramiento y así contar con un sistema de puesta a tierra confiable garantizando el buen funcionamiento del sistema, la protección de equipos y de los usuarios.

El presente trabajo se desarrolló en 9 capítulos, de tal forma que quede mejor estructurada, a continuación se describe brevemente los contenidos por cada capítulo:

En el capítulo 1 contiene primeramente las definiciones de los términos básicos que se utilizaron en el proyecto, luego todos los conceptos y aspectos generales referente al sistema de puesta a tierra.

En el capítulo 2 se presentan las características básicas del sistema de distribución de la Ande, seguidamente se detalla el impacto del corte del conductor neutro de la red de baja tensión, además comparaciones entre una condición normal y anormal de la misma.

Para el capítulo 3 se señalan las mediciones realizadas en un sistema de puesta a tierra y los métodos disponibles.

En el capítulo 4 se seleccionan las Normas, que se utilizan para las evaluaciones del SPT.

En el capítulo 5 se exponen las técnicas sobre construcción, mejoramiento y mantenimiento de un sistema de puesta a tierra.

En los capítulos 6 y 7, refieren a la teoría del muestreo o selección de muestras y la descripción del software utilizado para las simulaciones, respectivamente.

El octavo capítulo contiene el resumen ejecutivo del proyecto, luego en el noveno capítulo, se realiza toda la parte de ingeniería de diseño para el análisis del sistema de puesta a tierra y las propuestas de mejoramiento.

Finalmente se exponen los resultados obtenidos, las conclusiones y recomendaciones generadas por este trabajo.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

1. CONCEPTOS GENERALES

1.1. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS

Red de distribución urbana: Parte del sistema de distribución de energía eléctrica implantada dentro del perímetro urbano de ciudades, distritos y pueblos.
Red primaria: Parte de una red de distribución que alimenta transformadores de distribución y/o puntos de entrega en tensión primaria de distribución.
Red secundaria: Componente de la red de distribución energizada por los secundarios de los transformadores de distribución.
Puesto de distribución: Conjunto de instalaciones que sirve para transformar la energía eléctrica de media tensión a baja tensión.
Bajante: El conductor que se utiliza para establecer una tierra y que conecta un equipo, pieza, sistema de alambrado, o a otro conductor (usualmente el conductor neutro) con el o los electrodos de aterramiento.
Equipotencialización: Concepto que debe ser aplicado ampliamente en sistemas de puesta a tierra. Indica que todos los puntos deben estar aproximadamente al mismo potencial.

Lazo de tierra: Trayectoria formado por dos o más equipos interconectados a un mismo sistema de puesta a atierra, con probabilidad de causar interferencia, cuando dos más puntos que deberían estar al potencial de tierra no lo están.

Suelo artificial: Compuesto preparado industrialmente, de baja resistividad, para potenciar la conductividad de un electrodo enterrado.
Telurómetro: Es un equipo que mide la resistencia de puesta a tierra y la resistividad por algún método especificado.

Rayo: La descarga eléctrica atmosférica o más comúnmente conocida como rayo, es un fenómeno físico que se caracteriza por una transferencia descarga eléctrica de una nube hacia la tierra, de la tierra hacia la nube, entre dos nubes, en el interior de una nube o de la nube hacia la ionosfera.

1.2. Definición de Sistema de Puesta a Tierra

1.2.1. Sistema de puesta a tierra

Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico especifico, sin dispositivos de interrupción, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la *puesta a tierra y la red equipotencial.* Figura 1.1 [1].

1.2.1.1. Puesta a tierra

Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

1.2.1.2. Red equipotencial

Conjunto de conductores del sistema de puesta a tierra que no están en contacto con el suelo o terreno, que conectan sistemas eléctricos, equipos o instalaciones con la puesta a tierra.

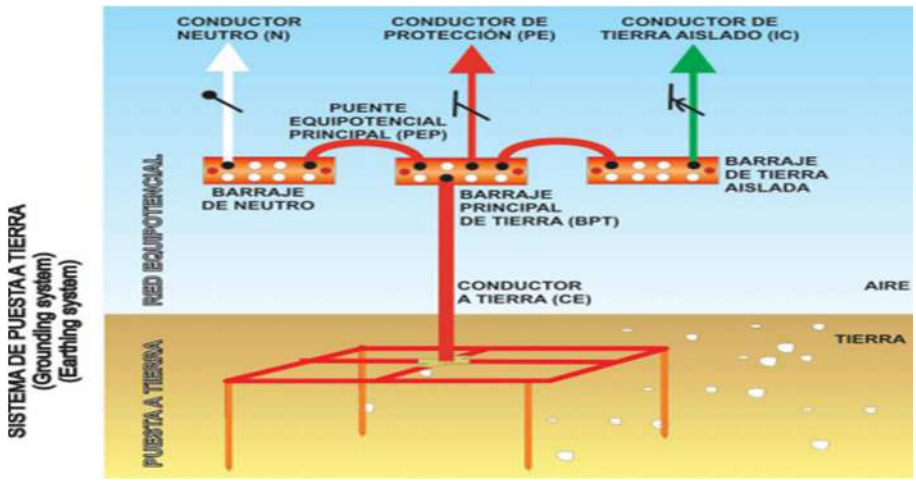


Figura 1.1: Sistema de Puesta a Tierra.

1.3. Aspectos generales de un sistema de puesta a tierra

1.3.1. Requisitos mínimos

- El valor de la resistencia debe ser adecuado para cada tipo de instalación
- La variación de la resistencia debida a cambios ambientales debe ser mínima
- Su vida útil debe ser mayor a 20 años
- Debe ser resistente a la corrosión
- Su costo debe ser el más bajo posible, sin que se comprometa la seguridad
- Debe permitir su mantenimiento periódico
- Debe cumplir los requerimientos de las Normas y especificaciones

1.3.2. Tipos de puesta a tierra

- Permanentes (para sistemas eléctricos)
- De alta frecuencia
- De corriente continua
- De equipos de comunicaciones
- De equipos de cómputos
- De estática
- De pararrayos
- De protección catódica
- De subestación
- Temporales (para trabajos de mantenimientos)
- De baja tensión
- De media tensión
- De alta tensión
- De electricidad estática (en tensión) [1].

1.3.3. Componentes básicos de un sistema de puesta a tierra

- **Conductor de puesta a tierra de equipo o tierra de protección**

Conductor que es intencionalmente conectado a una puesta a tierra, generalmente el punto neutro.

- **Conexión de puesta a tierra**

Conexión especialmente diseñada, para asegurar dos o más componentes de un sistema de puesta a tierra, como: soldadura exotérmica, lengüeta certificada, conductor a presión o de cuña certificados o abrazadera certificada.

- **Electrodo de puesta a tierra**

Conductor o grupo de ellos en contacto con el suelo, para proporcionar una conexión eléctrica con el suelo. Puede ser una varilla, un tubo, una placa o un cable resistente a la humedad y la acción química del terreno.

- **Puente de conexión equipotencial**

Conductor confiable que asegura la conductividad eléctrica necesaria entre las partes metálicas que deben estar eléctricamente conectadas entre sí [1].

1.4. Funciones de un sistema de puesta a tierra

La función del sistema de puesta a tierra de una instalación eléctrica es la de forzar la derivación, al terreno, de las intensidades de corriente, de cualquier naturaleza que se puedan originar, ya se trate de corrientes de defecto, bajo frecuencia industrial, o debidas a descargas atmosféricas, de carácter impulsional. Con ello, se logra:

- Limitar la diferencia de potencial que, en un momento dado, puede presentarse entre estructuras metálicas y tierra.

- Posibilitar la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones, eliminando o disminuyendo, así, el riesgo que supone una avería para el material utilizado y las personas.
- Limitar las sobretensiones internas (de maniobra -transitorias- y temporales) que puedan aparecer en la red eléctrica, en determinadas condiciones de explotación.
- Evitar que las tensiones de frente escarpado que originan las descargas de los rayos provoquen "cebados inversos", en el caso de instalaciones de exterior y, particularmente, en líneas aéreas.

La circulación de las intensidades mencionadas por la instalación de puesta a tierra puede originar la aparición de diferencias de potencial entre ciertos puntos, por ejemplo, entre la instalación de PAT y el terreno que la rodea o entre dos puntos del mismo, por cuya razón debe concebirse la instalación de puesta a tierra para que, incluso con la aparición de las diferencias de potencial aludidas se cubran los siguientes objetivos:

- Seguridad de las personas.
- Protección de las instalaciones.
- Mejora de la calidad de servicio.
- Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia [2].

1.5. Mitos y realidades sobre el sistema de puesta a tierra.

La palabra MITO viene del griego μϑυος (fábula), explicación pre lógica, simplista e incompatible con la ciencia; la palabra REALIDAD del latín realis (la desinencia de abstracción), modo de ser de las cosas, en cuanto existen independientemente de la mente humana; contra posición de lo fantástico e iluso. Teniendo en mente estos conceptos, se han recopilado algunos mitos sobre las puestas a tierra que se muestran en la tabla 1.1 [1].

MITO	***REALIDAD***
El tema de las "tierras" es sencillo, por lo tanto, todo electricista está graduado en tierras	Intervienen al menos 20 ciencias.
Ground es diferente de earth	Según la norma IEC 60050-195 son términos equivalentes. Por tanto, puesta a tierra = grounding = earthing.
Sistema de puesta a tierra es igual a puesta a tierra	El sistema de puesta a tierra comprende además de la puesta a tierra, la red equipotencial.
Copperweld es un nombre genérico de electrodos tipo varilla	El proceso Copper Clading fue patentado desde 1915 por la empresa Copperweld
Las interpretaciones personales están por encima de las leyes físicas	Los electrones no saben leer, no distinguen jerarquía, ni compromisos contractuales, ni cargos; es decir, los ingenieros deben aplicar su profesión con criterios técnicos
Unión metálica es sinónimo de equipotencialidad	En un fenómeno de frecuencia alta, unos centímetros son una distancia que puede superar ampliamente su longitud de onda y, por lo tanto, no se puede asumir como unión al mismo potencial
Iguales puestas a tierra para regiones diferentes	La resistividad varía de acuerdo al tipo de terreno, por tanto, no se deben reproducir diseños sin estudios previos.

Tabla 1.1: Mitos y realidades sobre el sistema de puesta a tierra.

1.6. Electropatología

Esta disciplina estudia los efectos de corriente eléctrica, potencialmente peligrosa, que puede producir lesiones en el organismo, así como el tipo de accidente que causa. Las consecuencias del paso de la corriente por el cuerpo humano pueden ocasionar desde una simple molestia hasta la muerte, dependiendo del tipo de contacto; es bueno recordar que en general la muerte no es súbita.

Los accidentes con origen eléctrico pueden ser producidos por: contactos directos (bipolar o fase-fase, fase- neutro, fase- tierras), contactos indirectos (inducción, contacto con masa energizada, tensión de paso, tensión de contacto, tensión transferida), impactos de rayos, fulguración, explosiones, incendios, sobre corrientes y sobretensiones [1].

1.6.1. Umbrales de soportabilidad normalizados

Debido a que los umbrales de soportabilidad de los seres humanos, tales como el de paso de corriente (1,1 mA), de reacción a soltarse (10 mA) y de rigidez muscular o de fibrilación (25 mA) son valores de corriente muy bajos; la superación de dichos valores puede tener consecuencias como la muerte, la pérdida de algún miembro o una función del cuerpo humano.

La figura 1.2 muestra las curvas de soportabilidad para seres humanos a 50-60 Hz, normalizadas por la IEC y la recta hallada por Dalziel para 50 kg.

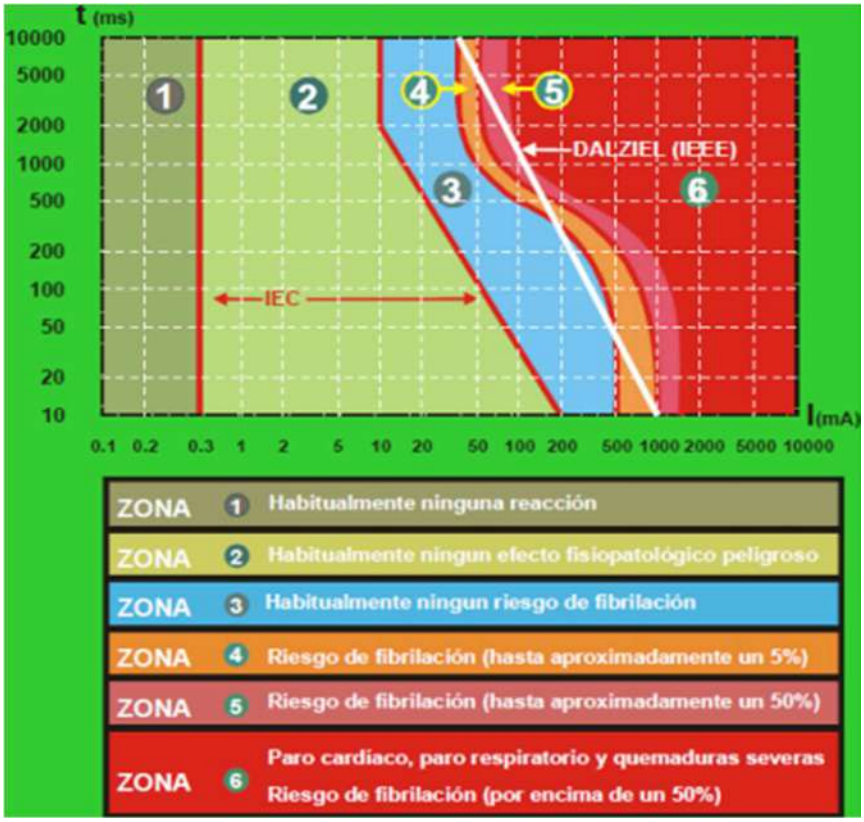


Figura 1.2: Umbrales de soportabilidad.

1.6.2. Tensiones de seguridad

En el estudio de factores de riesgo eléctrico existen tres condiciones que definen el diseño de una puesta a tierra, llamadas tensiones de paso, de contacto y transferidas (véase Figuras 1.4, 1.5 y 1.6). Las dos primeras se constituyen en las limitantes fundamentales para garantizar la seguridad de los seres humanos y animales.

La tensión máxima de contacto, aceptable en cualquier punto de una instalación, está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla. Los umbrales de tensión de contacto o de toque aplicados a un ser humano (o a su resistencia equivalente) no deben superar los valores dados en la figura 1.3

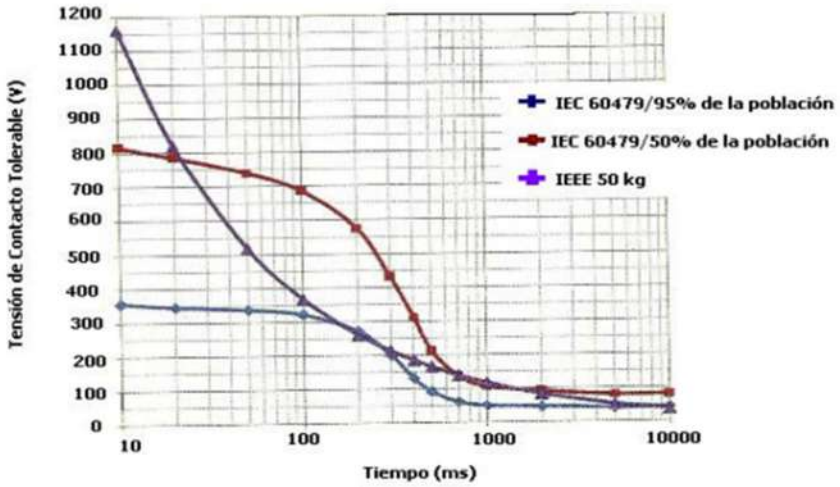


Figura 1.3: Valores máximos normalizados de tensión de contacto.

1.6.2.1. Tensión de contacto

Diferencia de potencial que, durante una falla, se presenta entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro. Esta distancia horizontal es equivalente a la máxima que se puede alcanzar al extender un brazo.

Figura 1.4: Tensión de contacto.

1.6.2.2. Tensión de paso

Diferencia de potencial que durante una falla, se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por un paso (aproximadamente un metro), en la dirección del gradiente de tensión máximo.

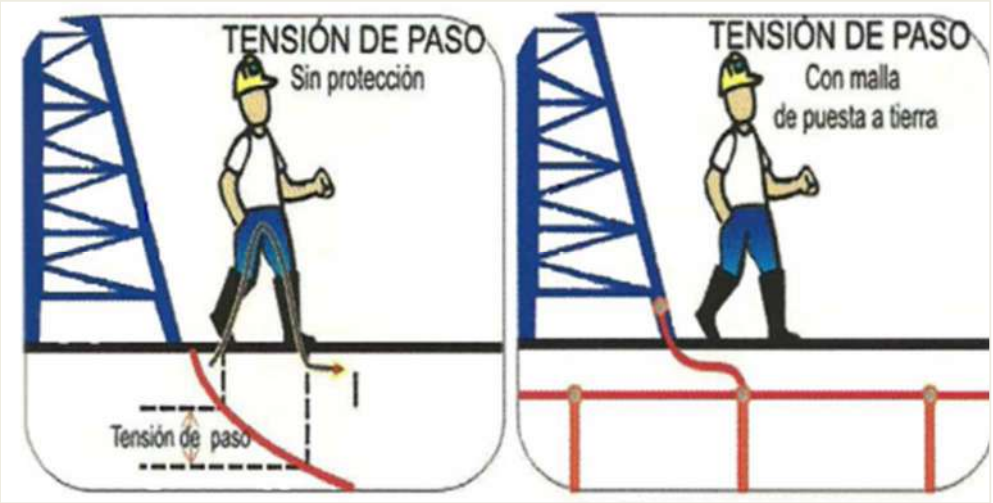


Figura 1.5: Tensión de contacto.

1.6.2.3. Tensión Transferida

Son tensiones de contacto que aparecen en puntos alejados del sistema de puesta a tierra, debido a una transferencia del GPR (Ground Potencial Rise)a través de un medio conductor, como tuberías metálicas, cables de control, neutros de baja tensión, etc.

Durante fallas, las estructuras puestas a tierra son elevadas a un voltaje relativamente alto, el cual puede exceder los niveles de voltaje tolerable para los humanos que se encuentren en contacto con el equipo puesto a tierra. Una situación típica se ilustra en la figura 1.6 la cual muestra una falla fase–neutro ocurriendo en el sistema de distribución. El neutro es elevado al voltaje GPR. La mayoría de este voltaje es transferido a la puesta a tierra de la instalación a la cual está conectado un panel que no se encuentra debidamente aterrizado. Una persona tocando el panel puede ser sujeta a una tensión de toque transferida [3].

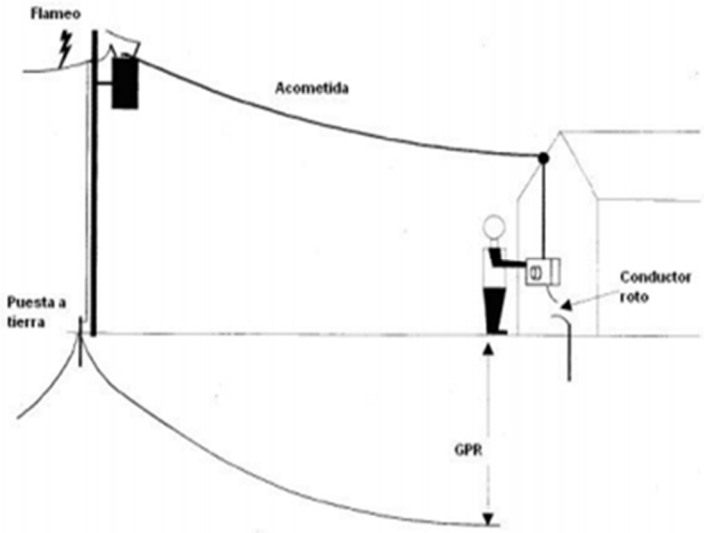


Figura 1.6: Tensión transferida.

1.7. Propiedades del suelo que influyen en la puesta a tierra

El suelo en su estado normal es un mal conductor de electricidad y totalmente seco se comporta como un material semiconductor o un aislante. El valor de la resistividad fluctúa para distintas rocas en límites muy amplios, dependiendo de la composición de las mismas, de la conductividad de sus partículas, de su estructura, de la presencia de agua, de las sales y otros parámetros. Por ello, se han recopilado las propiedades de los suelos que más inciden en el comportamiento de una puesta a tierra.

1.7.1. Algunos de sus materiales afectan fuertemente el comportamiento de su resistividad

- **Compactación y presión del suelo:** Un suelo más compacto presenta una mayor continuidad física, lo que en principio facilita una mejor conductividad, siempre y cuando se llegue a las capas de menor resistividad.
- **Composición del terreno:** Los rangos de resistividad, según la composición del terreno son muy amplios. En un sitio determinado, no

es posible dar valores de resistividad hasta no hacer la medición. Sucede, incluso, que para una misma clase de terreno, situada en distintas regiones, la resistividad puede ser sensiblemente diferente.

- **Estratificación del suelo:** La composición del suelo es generalmente estratificada en varias capas o formaciones diferentes (consecuentemente de resistividades diferentes).
- **Granulometría del suelo:** La resistividad del suelo está influenciada por la dimensión y la presencia de granos de diversos tamaños. Se consideran dos aspectos: La capacidad de retención de agua en las capas del suelo y la continuidad física del suelo.
- **Humedad del suelo:** La resistividad del suelo disminuye en la medida que aumente la humedad del suelo.
- **Temperatura del suelo:** Este factor influye sobre la velocidad del movimiento de los iones. Una temperatura elevada (cerca de los 100ºC) provoca evaporación, disminuye la humedad del suelo y aumenta la resistividad [1].

1.8. Corrosión

El estudio de corrosión consiste en la investigación del deterioro de los materiales según el medio en que son usados. Considerando la atmosfera, la mayoría de los metales en contacto con el medio ambiente forman un sistema termodinámicamente inestable. Con la única excepción de unos pocos metales, llamados nobles (oro, platino), todos los demás metales en contacto con el aire reaccionan rápidamente y se transforman en óxidos.

1.8.1. Evaluación de la agresividad de los suelos

Un suelo de baja resistividad normalmente es muy corrosivo como se muestra en la tabla Para evaluar los parámetros críticos y conocer la agresividad de los suelos de una forma más detallada se propone aplicar la metodología de la tabla 1.2

RESISTIVIDAD DE SUELOS NATURALES	CORROSIVIDAD
0-5 Ω.m	Severa
5-10 Ω.m	Alta
10-30 Ω.m	Significativa
30-100 Ω.m	Moderada
100-250 Ω.m	Leve
Más de 250 Ω.m	Baja

Tabla 1.2: Corrosividad de suelos naturales según la resistividad.

1.8.2. Corrosión en puestas a tierra

Se designa químicamente corrosión por suelos, a los procesos de degradación que son observados en estructuras enterradas. La intensidad dependerá de varios factores tales como el contenido de humedad, composición química, pH del suelo, etc. En la práctica suele utilizarse comúnmente el valor de la resistividad eléctrica del suelo como índice de su agresividad; por ejemplo, un terreno muy agresivo, caracterizado por presencia de iones tales como cloruros, tendrá resistividades bajas [1].

1.9. Comportamiento transitorio de las puestas a tierra

Frecuentemente percibimos fenómenos relacionados con estados transitorios de un sistema. Un ejemplo típico es el que se presenta al golpear transversalmente una cuerda tensa entre dos soportes fijos, lo que produce una propagación de oscilaciones por la cuerda en uno u otro sentido. Cada golpe genera un estado transitorio en relación del movimiento de las partículas de la cuerda.

En forma similar se presenta en un sistema eléctrico, cuando pasa de un estado a otro se genera, un transitorio que se manifiesta como una sobretensión o una sobrecorriente, que se propaga a través d las redes eléctricas y puede llegar a

ocasionar daños. Los transitorios electromagnéticos más comunes son aquellos que tiene origen en las maniobras, en las fallas a tierra y sobre todo en los rayos.

Las señales físicas que más inciden en las puestas a tierra son las corrientes provenientes de fallas en el sistema de potencia (frecuencia industrial) y las corrientes tipo impulso con origen en los rayos. El rayo puede ser considerado como una fuente de corriente ideal. Típicamente, con promedio de 5.6 µs y duración total de 12.8 ms.

Cuando el rayo se enlaza con una estructura o una línea de transmisión, se produce un impulso de corriente que causa una sobretensión, que depende de las características de la estructura o línea.

Una corriente de impulso que es inyectada a un electrodo de puesta a tierra, percibe oposición a su circulación debido a las características físicas del electrodo y electromagnéticas del medio. El terreno circundante alrededor del electrodo, por ser un material con conductividad finita, permite que se manifieste la constante dieléctrica. La resistividad del terreno establece una corriente de conducción y la permitividad asociada al cambio de tensión, una de desplazamiento. Además, la corriente que fluye por el electrodo establece un campo magnético, cuya intensidad es alta en su vecindad [1].

CAPITULO 2

2. CARACTERISTICAS DE LA RED DE DISTRIBUCION

2.1. Configuración del sistema ANDE

- **Media Tensión:**
  - **Trifásico trifilar,** conectado en Estrella, neutro puesto a tierra sólidamente en el Centro de Distribución (Estación o Subestación)
  - **Trifásico trifilar,** conectado en triangulo, neutro puesto a tierra mediante transformador zigzag en el centro de Distribución (Estación o Subestación).
- **Baja Tensión:**
  - **Trifásico tetrafilar,** conectado en Estrella, neutro puesto a tierra sólidamente en el secundario del transformador de distribución, en las acometidas y en la red.
  - **Monofásico bifilar/trifilar,** neutro puesto sólidamente en el secundario del transformador de distribución, en las acometidas y en la red [4].

2.2. Impacto del corte del Neutro en redes de distribución en baja tensión (BT)

En ocasiones se achacan a la interrupción del neutro ciertas averías que se producen en las instalaciones eléctricas. Para contribuir a aclarar las consecuencias que sobre la carga provoca el corte del conductor neutro de las líneas de distribución, se cuantifican en este artículo las sobretensiones producidas por esta causa.

La energía eléctrica se distribuye por medio de líneas trifásicas de cuatro conductores: las fases R, S y T, y el conductor neutro N. Habitualmente los receptores monofásicos se conectan entre las fases y el neutro. La recomendación de distribuir la carga por igual entre las fases debería entenderse en el sentido de procurar que, en todo momento, las intensidades de las fases estuvieran equilibradas. Esto es lo que llamaremos equilibrio real. Sin embargo lo habitual es que la carga se distribuya sin tener en cuenta la simultaneidad de funcionamiento de los receptores, por lo que, aunque se tienda a igualar las potencias instaladas en las tres fases, las intensidades pueden resultar fuertemente desequilibradas si no se ha procurado repartir los receptores que funcionan simultáneamente.

2.2.1. Tensiones en el transformador

Las tensiones permanecen aproximadamente equilibradas en la salida de los transformadores de la última etapa de la distribución, cuyo secundario está conectado en estrella; por eso, en los cálculos que siguen, el centro de esa estrella será el punto neutro N de referencia de potenciales, que llamaremos punto neutro del transformador o punto neutro de la fuente.

2.2.1.1. Desplazamiento del neutro

Con las hipótesis expresadas, en la figura (2.1 a), se representa una línea trifásica de tres hilos que alimenta receptores pasivos en estrella. Esta es la situación que se crea cuando se interrumpe la conexión con el punto neutro del transformador. Designaremos el centro de la estrella en la parte de los receptores con la letra n. Llamaremos a *n punto neutro de la carga*. Materialmente *n* es la porción de conductor neutro al que quedan conectados todos los receptores cuando se interrumpe el conductor neutro común. Entonces *n* y N no están unidas directamente por ningún conductor.

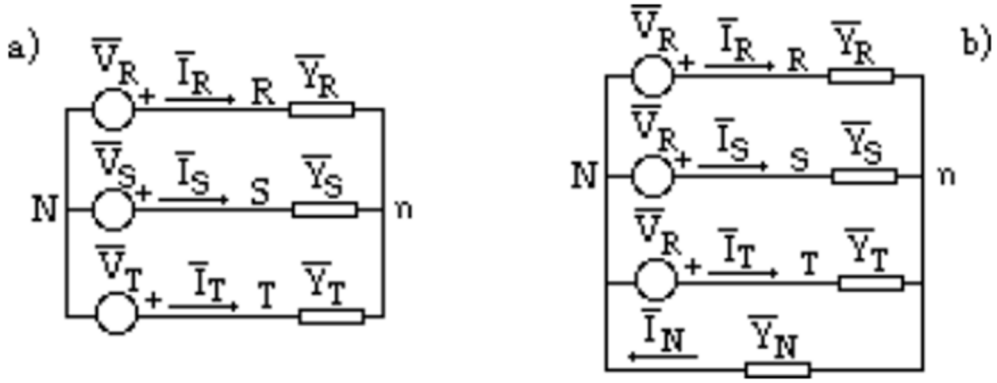


Figura 2.1 Redes equivalentes de una línea de distribución trifásica de tres hilos y de cuatro hilos

Se llama *desplazamiento del neutro* a V_{nN}, es decir, al fasor de la tensión entre el punto neutro de la carga y el neutro del transformador. Conocido el desplazamiento del neutro, se ve en la figura (2.1 a) que los fasores de las tensiones de los receptores de las fases son respectivamente

$$\bar{V}_{Rn} = \bar{V}_R - \bar{V}_{nN}$$

$$\bar{V}_{Sn} = \bar{V}_S - \bar{V}_{nN} \qquad (1)$$

$$\bar{V}_{Tn} = \bar{V}_T - \bar{V}_{nN}$$

Por eso, para estudiar los desequilibrios de las tensiones, lo mejor es hallar el desplazamiento del neutro. Se ve de inmediato en (1) que si el desplazamiento del neutro es cero, las tensiones de los receptores permanecen equilibradas si lo están en el secundario del transformador.

En cualquier caso, conocidas las admitancias complejas de los receptores, el desplazamiento del neutro se halla muy fácilmente aplicando el método de los nudos con referencia de potenciales en N. Del único nudo restante, n, se obtiene la ecuación:

$$(\bar{Y}_R + \bar{Y}_S + \bar{Y}_T)\bar{V}_{nN} = \bar{V}_R\bar{Y}_R + \bar{V}_S\bar{Y}_S + \bar{V}_T\bar{Y}_T$$

$$\bar{V}_{nN} = \frac{\bar{V}_R\bar{Y}_R + \bar{V}_S\bar{Y}_S + \bar{V}_T\bar{Y}_T}{\bar{Y}_R + \bar{Y}_S + \bar{Y}_T} \qquad (2)$$

Con las (1) y este valor hallado de V_{nN} se pueden hallar ya las tensiones de los receptores. Dependiendo de las admitancias, o sea, de la distribución de los receptores en las fases, estas tensiones pueden resultar muy alejadas de las tensiones nominales.

Efecto equilibrador del conductor neutro

En la figura (2.1b) se representa la misma línea, pero ahora con el punto neutro n de la carga conectado al punto neutro N del transformador. Si Y_N es la admitancia del conductor neutro, tomando N como referencia para aplicar el método de los nudos, puede hallarse el nuevo desplazamiento del neutro: la ecuación de la red de la figura (2.1b) resulta ahora

$$(\bar{Y}_R + \bar{Y}_S + \bar{Y}_T + \bar{Y}_N)\bar{V}_{nN} = \bar{V}_R\bar{Y}_R + \bar{V}_S\bar{Y}_S + \bar{V}_T\bar{Y}_T$$

$$\bar{V}_{nN} = \frac{\bar{V}_R\bar{Y}_R + \bar{V}_S\bar{Y}_S + \bar{V}_T\bar{Y}_T}{\bar{Y}_R + \bar{Y}_S + \bar{Y}_T + \bar{Y}_N} \qquad (3)$$

La puesta a tierra de los puntos N y n contribuye a disminuir aún más el desplazamiento del neutro, pues disminuye el módulo de la impedancia del neutro o, lo que es equivalente, aumenta el de la admitancia Y_N. En este caso, en (3) Y_N es la admitancia resultante del conductor neutro y tierra, que es siempre mayor que la del conductor neutro propiamente dicho. Como consecuencia, la puesta a tierra de los dos puntos neutros favorece el equilibrio de las tensiones de los receptores [5].

2.2.2. Condición Normal vs. Condición de Neutro Flotante (Desplazamiento del neutro)

2.2.2.1. Condición Normal:

- En sistemas trifásicos hay tendencia sistema estrella aterrizado sólidamente lo que ayuda al balanceo de las fases; el punto de la estrella estará cercano a 0 voltios dependiendo de la distribución de la carga.
- Los sistemas trifásicos pueden o no tener conductor neutro. Un neutro permite usar tensiones más altos (fase-fase) y menores (fase-neutro) para aparatos a baja tensión. En tensiones mayores es común no tener cable neutro ya que sus cargas se conectan fase-fase.

2.2.2.2. Condición de neutro flotante o desplazamiento del neutro:

La potencia fluye hacia o desde los usuarios, esta es la premisa en un circuito de distribución, entrando vía la fase y saliendo vía neutro. Sí hay una ruptura del neutro las trayectorias de retorno de corriente pueden tomar otros rumbos. El flujo de potencia entrando en una fase retorna a través de las otras dos fases. El punto neutro no está a nivel de tierra y flotaría hacia el voltaje de línea. Esta situación puede ser muy peligrosa y el usuario puede sufrir fuertes choques eléctricos si llegara a tocar algo que esté bajo tensión, igualmente los equipos podrían sufrir daños [6].

2.2.3. Criterios respecto al desplazamiento del neutro

- Si permanecen las fases de una línea de distribución trifásica conectadas al transformador, el corte del conductor neutro origina siempre sobretensión en los receptores de la fase menos cargada y subtensión en los de la más cargada. En los receptores de la otra fase puede producirse sobretensión, subtensión o mantenerse la tensión en su valor nominal, dependiendo del reparto efectivo dela carga. Estos valores de la tensión se mantienen mientras el neutro esté interrumpido y las fases conectadas.

En líneas con un reparto real equilibrado de la carga las tensiones permanecen equilibradas aunque se interrumpa el neutro.

- Si, a causa del desequilibrio de la carga, la sobretensión es grande en la fase menos cargada, puede existir riesgo de avería de los receptores. Si la avería de un receptor de esa fase lo desconecta, disminuye la carga de esa fase aún más y aumenta por ello la tensión en sus receptores y, por tanto, se incrementa la posibilidad de daño. Es decir, el riesgo de avería por corte del neutro en la fase menos cargada aumenta progresivamente a medida que el daño que produce la sobretensión inicial va desconectando sus receptores.
- La interrupción de una o más fases nunca provoca sobretensiones si está el neutro conectado [5].

CAPÍTULO 3

3. MEDICIONES

Las mediciones realizadas en un sistema de puesta a tierra son la resistividad del terreno y la resistencia de puesta a tierra [1].

Resistividad vs. Resistencia

Aun cuando pudiesen confundirse estos dos términos, tienen significados diferentes. La eficiencia de un sistema de un electrodo enterrado (barra, jabalina, malla, plato, etc.) es evaluado en términos de resistencia. Es una medida de cuán bien el electrodo puede dispersar corriente en el suelo circundante. Las propiedades eléctricas del suelo son descritas en términos de resistividad. Al hacer una medición de resistencia, se está probando un sistema particular de tierra. Al hacer una medición de resistividad se está haciendo una prueba al propio suelo [7].

3.1. Medición de la resistividad aparente del terreno

El diseñador que no mida la resistividad de un terreno donde se va a construir una puesta a tierra, está dando palos de ciego, es decir puede que sirva o no sirva. Como el suelo es otro de los componentes involucrados en la puesta a tierra, su medición se vuelve determinante para un diseño correcto [1].

3.1.1. Métodos de medición de resistividad

En la norma IEEE 81-1983 se describe en detalle una serie de técnicas o métodos de medición de resistividad del suelo, dentro de las cuales, el método

de los cuatros electrodos es el más usado. El número de lecturas debe ser mayor donde se presenten fuertes variaciones de resistividad tantos verticales como horizontales. Es aconsejable realizar mediciones en varios puntos del área bajo estudio y en diferentes direcciones (normalmente en direcciones perpendiculares) con el fin de comparar mediciones y poder verificar medidas erróneas por la presencia de objetos metálicos enterrados. Por otro lado los potenciales en la superficie, dependen principalmente de la capa superficial de terreno que se seleccione, mientras que la resistencia de puesta a tierra no depende de ella.

Algunas de las técnicas o métodos de medición de resistividad del suelo son:

- De Wenner
- Por medida de resistencia (método de variación de profundidad o 3 puntos).
- Método de medición de resistencia de electrodos ya enterrados
- De Schlumberger
- Por toma de muestras.

3.1.1.1. Método de Wenner

Es el más útil para diseños eléctricos. En este método todos los electrodos están espaciados uniformemente. Se trata de un caso particular del método de los cuatro electrodos o Schlumberger, solo que, aquí se disponen en línea recta y equidistante una distancia “a”, simétricamente respecto al punto en el que se desea medir la resistividad. El equipo de medida es un telurómetro clásico con cuatro terminales: Los dos electrodos extremos son de inyección de la corriente de medida (I) y los dos centrales son los electrodos de medida del potencial (P). La tensión (V) entre los dos electrodos más cercanos se dividen por la corriente (I) que circulan entre los dos electrodos más lejanos para obtener un valor de resistencia (R).

En la práctica se puede admitir que la resistividad aparente es básicamente, la de las capas comprendidas entre el nivel del suelo y la profundidad a la cual la densidad de corriente se ha reducido a la mitad del valor en superficie, es decir,

la profundidad de investigación es “0,75a”. El eje del sondeo eléctrico vertical y en consecuencia, de medida de resistividad, se encuentra en el medio del sistema simétrico compuesto por los cuatro electrodos, entre los dos de potencial.

Para obtener la resistividad, se aplica la siguiente ecuación, que puede ser simplificada solo si la profundidad de enterramiento es 1/20 de la separación de electrodos:

$$\rho = \frac{2\pi R}{\frac{1}{a} - \frac{1}{2a} - \frac{1}{2a} + \frac{1}{a}} \cong 2\pi aR$$

Donde ρ es la resistividad aparente del terreno en Ω.m; R es la resistencia medida por el telurómetro y a es la distancia entre electrodos en metros.

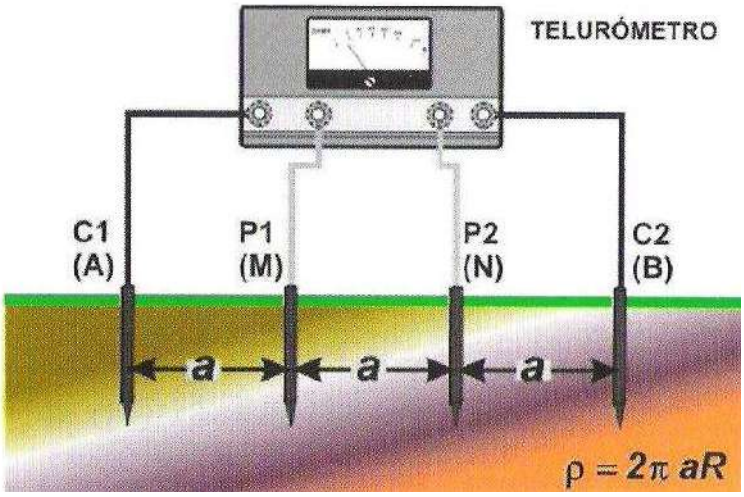


Figura 3.1: Medición de resistividad del terreno según metodo de Wenner

En relación con este método, deben tenerse presente los siguientes aspectos:

- Es el más empleado debido a su fácil implementación y formulación matemática y en algunas aplicaciones los equipos de medida traen incorporada la ecuación para el cálculo de resistividad
- Se recomienda efectuar dos juegos de mediciones, perpendiculares entre sí, teniendo como eje el mismo punto que se está evaluando. Estas mediciones se deben realizar con las mismas distancias de separación entre los electrodos para poder hacer la comparación. En la práctica se recomienda promediar las dos mediciones de una misma distancia de separación y de esta forma tener un solo valor a una distancia entre electrodos
- Si la resistividad varía considerablemente con la profundidad, es aconsejable aumentar las mediciones, con el fin de obtener los valores de resistividad de las capas más profundas. Debido, a que la fuente de corriente del equipo penetra más capaz de suelo tanto de forma vertical como horizontal
- Los objetos conductivos en contacto con el suelo pueden invalidar las lecturas si están lo suficientemente cerca para alterar el flujo de corriente del equipo de prueba, esto se aplica para objetos de grandes dimensiones (tubería). Por esta razón, las medidas de resistividad se distorsionan donde existan conductores ya instalados [1].

3.1.1.2. Por medida de resistencia

También conocido en la Norma ANSI/IEEE Std 81-1983 como el Método de la Variación de Profundidad (variation of depth method), consiste en medir la resistencia de puesta a tierra de un electrodo tipo varilla y, basados en la ecuación de resistencia a tierra de un electrodo vertical en un suelo homogéneo y los datos geométricos de la varilla, derivar la resistividad del suelo. Se asume como en los métodos anteriores, que el terreno es homogéneo.

$$\rho = \frac{2\pi LR}{ln\left(\frac{4L}{a}\right) - 1}$$

Dónde:

ρ: Resistividad del terreno

L: longitud del electrodo

a: radio del electrodo

R: valor de resistencia leído por el equipo

El procedimiento comúnmente aplicado es el de disponer una varilla metálica con marcaciones cada 20 o 30 cm, y cuya longitud debe ser la suficiente como para obtener la mayor información posible de la variaciones de la resistencia leída a medida que penetra la varilla en la tierra (lo que originó el nombre de Método de la Variación de Profundidad), es decir por cada marca se lee un valor de resistencia y con la fórmula anterior se calcula la resistividad [8].

Este método solo se debe aplicar cuando no se disponga del espacio suficiente para utilizar los métodos de Wenner o de Schlumberger-Palmer, pues la prospección es mucho menor, o en el caso de solo poder disponer de un telurómetro de tres electrodos.

La variación del método de profundidad o de tres puntos da información útil acerca de la naturaleza del suelo en las inmediaciones de la varilla (5 a 10 veces la longitud de la varilla). Si una cantidad mayor de suelo debe ser investigado, es preferible usar el método de 4 puntos [9].

3.1.2. Valores típicos de resistividad de suelos

Naturaleza del terreno	Resistividad en Ohm
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000

Tabla 3.1: Valores de resistividad orientativos de diferentes tipos de terrenos *[2]*.

3.1.3. Estudio de resistividad del terreno

En todas las instalaciones donde se vaya a construir un sistema de puesta a tierra, se realizará previamente un estudio de la resistividad del terreno por cualquiera de estos métodos, generalmente es el método Wenner.
Se sugiere adoptar la siguiente clasificación de terrenos para efectos de mejoramientos [1] .

- Suelo clase A: suelos blandos ácidos, con resistividad menor de 200Ω.m
- Suelo clase B1: suelos arenosos semisecos , con resistividad entre 500 Ω.m y 1000 Ω.m
- Suelo clase B2: suelos arenosos secos, con resistividad entre 1000 Ω.m y 2000 Ω.m
- Suelo clase C1: suelos rocosos con resistividad menor de 1000 Ω.m
- Suelo clase C2: suelo rocosos con resistividad mayor de 1000 Ω.m

3.2. Medición de resistencia de puesta a tierra

La tecnología actual establece claramente que no existe artificio o medición indirecta alguna que sustituya la medición directa de la resistencia de puesta a tierra.

Estas mediciones, además de ser muy importantes para verificar la efectividad de una puesta a tierra recientemente construida o para detectar cambios como parte de una rutina de mantenimiento, requieren un conocimiento especializado por parte del responsable, para no tener un accidente o dañar el equipo.

Por otro lado, es conveniente confrontar lo medido con valores normalizados o en su defecto puede acudirse a los valores de la tabla de valores máximos de resistencia de puesta a tierra [1].

3.2.1. Métodos de medición de resistencia de puesta a tierra

- De curva de caída de potencial
- De la regla del 62%
- De la pendiente
- De los cuatro potenciales o de tagg
- De intersección de curvas
- De triangulación o de Nippold
- Estrella Triángulo
- Por corriente inyectada
- Por tensión Inducida
- Con referencia Natural
- Selectivo

3.2.1.1. Medida de la resistencia de puesta a tierra mediante medidor tipo pinza

Este es un método práctico que viene siendo ampliamente usado para medir la puesta a tierra en sitios donde es imposible usar el método convencional de caída

de potencial, como es el caso de lugares densamente poblados, celdas subterráneas, centros de grandes ciudades, etc.

El medidor tipo pinza, mide la resistencia de puesta a tierra de una varilla o de una puesta a tierra de dimensiones pequeñas, simplemente abrazando el conductor de puesta a tierra o bajante como lo ilustra la figura 3.2

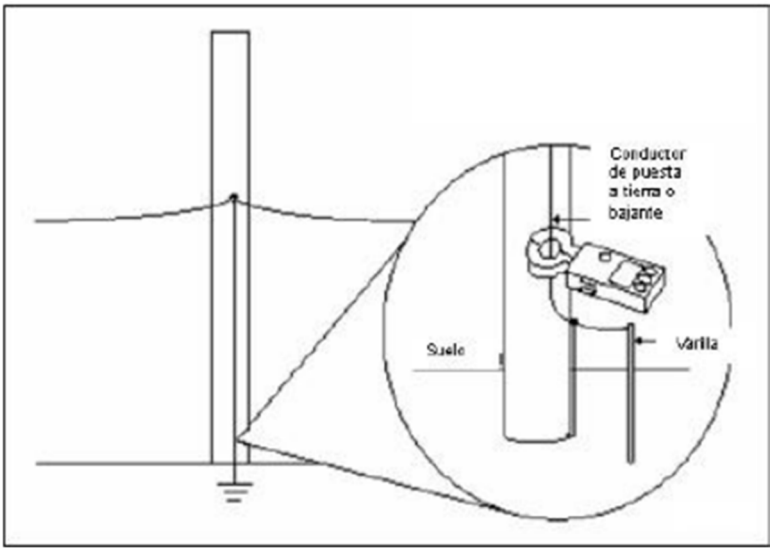


Figura 3.2: Medición de la resistencia de puesta a tierra utilizando medidor tipo pinza.

El principio de operación es el siguiente:

El neutro de un sistema puesto a tierra en más de un punto, puede ser representado como un circuito simple de resistencias de puesta a tierra en paralelo (figura 3.3). Si una tensión “E” es aplicada al electrodo o sistema de puesta a tierra Rx, la corriente “I” resultante f luirá a través del circuito.

Típicamente los instrumentos poseen un oscilador de tensión a una frecuencia de 1.6 kHz, y la corriente a la frecuencia generada es recolectada por un receptor de corriente. Un filtro interno elimina las corrientes de tierra y ruido de alta frecuencia.

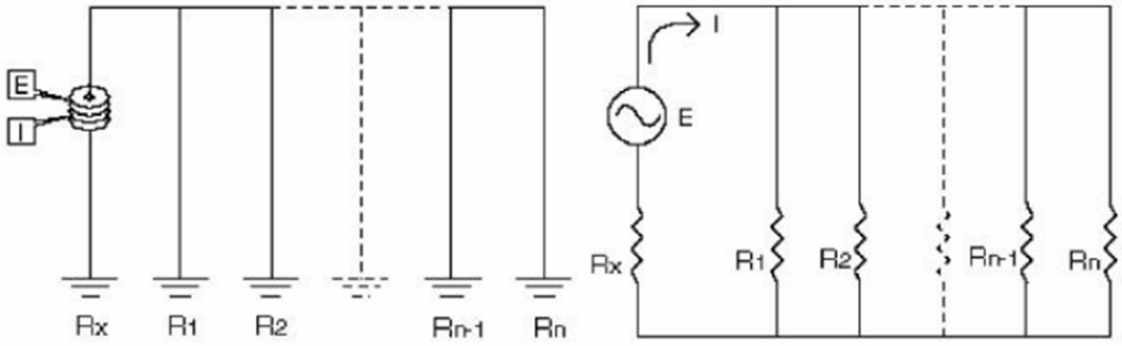


Figura 3.3: Principio de operación del medidor tipo pinza.

La relación entre la tensión y la corriente es determinada por el instrumento y desplegada en forma digital. El método está basado en la suposición de que la impedancia del neutro del sistema puesto a tierra en más de un punto, excluyendo el electrodo bajo medida, es muy pequeña y puede ser asumida igual a cero. Con esta suposición, la lectura indicada representa la resistencia de puesta a tierra del electrodo que se está midiendo [10].

Resumen del método

- *Sitio de aplicación:* Exclusivo para redes de distribución de energía eléctrica con sistema múltiplemente puesto a tierra.
- *Ventaja:* No es necesario realizar la desconexión del electrodo bajo estudio de la barra de principal de tierra del sistema con lo que se ahorra tiempo, se disminuyen los riesgos (una descarga atmosférica podría ocurrir en ese preciso momento y afectar al personal) y se obtiene un valor de resistencia de puesta a tierra del electrodo más real, ya que en condiciones normales éste está conectado al sistema y no aislado [11].

3.2.1.2. Método de la regla de 62%

Desarrollado por G.F.Tagg y publicado en el "Proceeding of the IEEE volumen III N°. 12 de diciembre de 1964". El autor menciona que las zonas de influencia de puesta a tierra pueden ser tan grandes que para evitar la superposición de

estas áreas, quien va a medir debe tomar distancias considerables entre el electrodo de corriente y la puesta a tierra por evaluar. Es fundamental para el método, que las áreas de influencia no se superpongan entre sí. Se basa en tomar la puesta a tierra como semiesfera, con la que se obtiene el valor de:

$$\frac{\sqrt{5-1}}{2} = 0,618033$$

Este método requiere las mismas distancias para los electrodos de corriente y tensión. La distancia entre el electrodo de corriente y la puesta a tierra por evaluar debe ser entre 3 y 5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra o el diámetro equivalente. La diferencia se encuentra entre que el punto donde se debe tomar el valor verdadero de la resistencia de puesta a tierra, es con el electrodo de tensión a 0,618 de C el desarrollo de este valor no viene al caso pero es demostrado considerando electrodos puntuales.

El método, como se aplica actualmente recomienda hacer tres mediciones, siendo la primera con el electrodo de tensión al 62% de la distancia del electrodo de corriente y las otras dos a +/-10 % de ese punto. El valor verdadero de las resistencias es el obtenido en el punto de 62% y no el obtenido como promedio [1].

Resumen del método

- *Sitio de aplicación:* Para puestas a tierras pequeñas, medianas y grandes.
- *Ventaja:* Simple y rápido de aplicar.
- *Desventaja:* Requiere conocer el centro eléctrico. Exige distancias grandes
- *Observaciones:* Es el más aplicado. Cuando el valor hallado no satisface, se debe verificar la resistividad del terreno y las zonas de influencia a respetar.

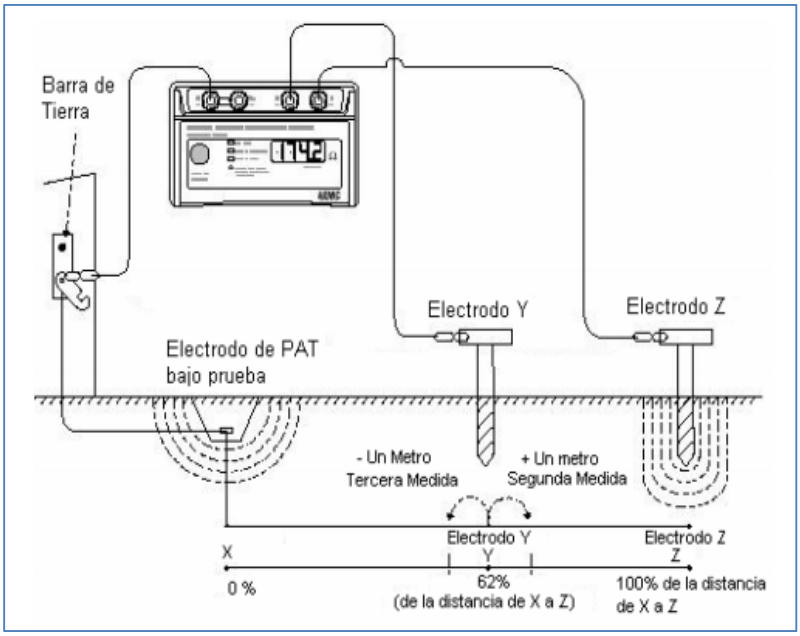


Figura 3.4: Medición de la resistencia de puesta a tierra por el método de regla del 62% *[7]*.

CAPÍTULO 4

4. NORMAS PARA SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

4.1. Norma Paraguaya RMT-ANDE

4.1.1. Conductor de tierra

- El conductor de tierra será continuo, sin tener en serie ninguna otra parte metálica de la instalación, y será lo más corto posible.
- Será de cobre, aluminio u otros metales o aleaciones de metales suficientemente protegidos contra corrosión, y de conductancia equivalente a la del conductor de cobre de 25mm2 de sección, como minimo, de acuerdo a las tablas 1 y 2 del Anexo N° 7 del reglamento MT.
- Se lo instalara, de ser posible, usando preferiblemente conductor desnudo, a salvo de averías, utilizando alguna protección mecánica si fuere necesario, sin que por ello se omita la identificación del numeral 12.1

4.1.2. Criterios generales

- Toda toma de tierra deberá poseer una resistencia no superior a 5 ohmios en cualquier época del año, medida por métodos y aparatos adecuados.
- Si con un solo electrodo no se obtiene el valor indicado anteriormente, deberán instalarse otros, a una distancia mínima de 3 metros, interconectándolos con cables de igual sección que el conductor de tierra. Si se usaren planchuelas u otros elementos similar dispuestas radialmente, deberán formar un ángulo de 60° entre sí.

- El conductor de tierra se conectara firmemente a los electrodos por medio de conectores a presión, de material y tipo adecuado, e instalados de manera a facilitar las mediciones de control
- El conductor neutro cuando esté conectado a tierra, no deberá tener incluido ningún equipo o elemento de operación que pueda interrumpir su continuidad eléctrica.
- En principio, las tierras de protección y de servicio deben ser sistemas separados, con electrodos independientes. En algunos casos, como en puestos de transformación, se puede utilizar una tierra unificada

4.1.3. Tierra en puesto de transformación

En los puestos de transformación aéreos, especialmente cuando el neutro del secundario esta tierra, se podrá tener una tierra única de protección y de servicio. No obstante, si de este puesto parten líneas aéreas de baja tensión, se recomienda conectar en el puesto de transformación la cuba del transformador y las estructuras metálicas de los elementos de operación al sistema de tierra de protección y en los postes vecinos la tierra de servicio.

4.1.4. Tierra en líneas aéreas

Si la línea tiene un neutro físico, deberá conectarse a tierra en más de un punto, uno en el puesto de transformación y otros en los extremos y/o derivaciones.

4.1.5. Disposición de la puesta a tierra para MT y BT

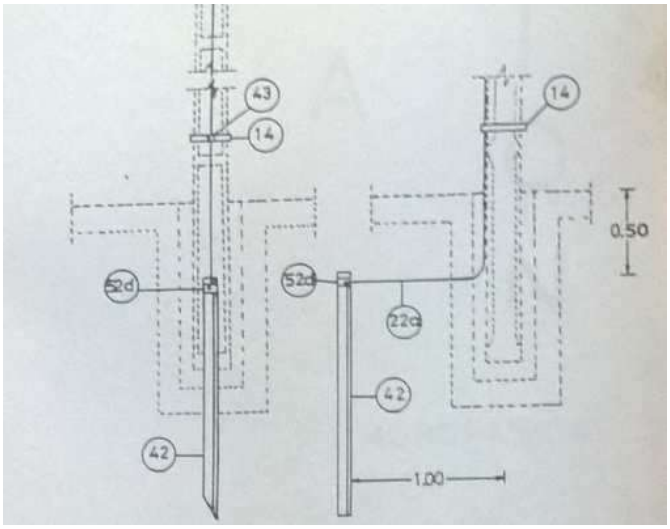


Figura 4.1: Disposición de la puesta a tierra para MT y BT

4.2. RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-Colombia)

4.2.1. ARTÍCULO 15º. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

4.2.1.1. Requisitos Generales

- Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.
- Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para tal uso.
- No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

4.2.1.2. Diseño del sistema de puesta a tierra según la RETIE

El procedimiento básico sugerido es el siguiente:

- Investigar las características del suelo, especialmente la resistividad.
- Calcular de forma preliminar la resistencia de puesta a tierra.
- Calcular de forma preliminar las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación.
- Evaluar el valor de las tensiones de paso, contacto y transferidas calculadas con respecto a la soportabilidad del ser humano.
- Ajustar y corregir el diseño inicial hasta que se cumpla los requerimientos de seguridad.

En instalaciones de uso final con subestación tipo poste, el diseño de la puesta a tierra puede simplificarse, pero deben tenerse en cuenta los parámetros de resistividad del terreno, corrientes de falla que se puedan presentar y los tipos de cargas a instalar. En todo caso se deben controlar las tensiones de paso y contacto.

4.2.1.3. Materiales de los sistemas de puesta a tierra

Los materiales para sistemas de puesta a tierra deben ser certificados y cumplir los siguientes requisitos:

4.2.1.3.1. Electrodos de Puesta a Tierra

Para efectos del presente reglamento, los electrodos de puesta a tierra, deben cumplir los requisitos:

- La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, tubos, placas, flejes, alambres o cables desnudos.
- No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

- El recubrimiento exigido en la Tabla 4.1, en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.
- El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud.
- Los electrodos deben cumplir las dimensiones y valores de la Tabla 15.2, los cuales son adaptados de las normas IEC 62305-3, IEC 60364, BS 7430, AS 1768, UL 467, UNESA 6501F, NTC 4552, NTC 2206, NTC 2050, ASTM F 1136 y DIN ISO 10683.

TIPODE ELECTRODO	MATERIALES	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		Diámetro mm	Área mm^2	Espesor mm	Recubrimiento µm
Varilla	Cobre	12,7			
	Aleaciones de cobre	12.7			
	Acero inoxidable	15			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14			250
	Acero con recubrimiento total en cobre	15			2000
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
Fleje o cinta sólida	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		100	3	
	Cobre cincado		50	2	40
Cable trenzado	Cobre o cobre estañado	1,8 para cada hilo	50		
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para cada hilo	70		
Alambre redondo	Cobre	8	50		
	Acero galvanizado	10	78,5		70
	Acero inoxidable	10			
	Acero recubierto de cobre	10			250
Placa sólida	Cobre		250000	1,5	
	Acero inoxidable		360000	6	

Tabla 4.1: Electrodos normalizados para puesta a tierra.

Para la instalación de los electrodos se deben considerar los siguientes requisitos:

- La unión entre el electrodo y el conductor a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo.
- Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.

- El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie.

4.2.1.3.2. Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra o Conductor a Tierra

Es el conductor que une el electrodo o malla de la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra. Para baja tensión, se debe seleccionar con la Tabla 250-94 de la NTC2050 o con la siguiente ecuación de la IEC 60364-5-54.
Para el conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o aleación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.
El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado con la siguiente ecuación, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80.

$$A_{mm2} = \frac{I.K_f.\sqrt{t_c}}{1{,}9737}$$

Nota 1: De acuerdo con las disposiciones del presente reglamento no se debe utilizar aluminio enterrado.

4.2.1.3.3. Conductor de Protección o de Puesta a Tierra de Equipos

El conductor de protección, también llamado conductor de puesta a tierra de equipos, debe cumplir los siguientes requisitos:

- Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen,

deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.

4.2.1.4. Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial, pueden tomarse como referencia los valores máximos de la Tabla 15.4, adoptados de las normas técnicas **IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552.** El cumplimiento de estos valores, no exonera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra, no superen las máximas permitidas.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión	10 Ω

Tabla 4.2: Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra.

4.2.1.5. REGISTROS

La inspección del SPT debe documentar y evidenciar mediante registros, como mínimo la siguiente información:

- Condiciones generales de los conductores del sistema.
- Nivel de corrosión.

- Estado de las uniones de los conductores y componentes.
- Valores de resistencia.
- Desviaciones de los requisitos respecto del RETIE.
- Documentar todos los cambios frente a la última inspección.
- Resultados de las pruebas realizadas.
- Registro fotográfico
- Rediseño o propuesta de mejoras del SPT si se requieren

4.3. Norma Técnica LAR400- CODENSA

4.3.1. Instalación de puestas a tierra

Para la instalación de las puestas a tierra de los circuitos de distribución en M.T., B.T. y equipos conectados del sistema, se deben tener en cuenta los siguientes casos:

- En los pararrayos, los puntos de tierra de cada uno de ellos, se deben conectar entre si mediante alambre de cobre o cobrizado (copperweld) N° 4 AWG, éste se lleva a tierra evitando dobleces agudos en el alambre , hasta la varilla previamente enterrada utilizando para la unión a la varilla un conector apropiado o soldadura exotérmica .
- En los transformadores de distribución se deben conectar entre sí el neutro y la carcasa, mediante alambre de cobre o cobrizado (copperweld) No 4 AWG y desde allí hasta la varilla de puesta a tierra. Se realiza una sola bajante para puesta a tierra de los pararrayos y del transformador.

4.4. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA 2050 NTC 2050

4.4.1. Conductor del electrodo de puesta a tierra.

El conductor del electrodo de puesta a tierra debe ser de cobre o aluminio. El material elegido debe ser resistente a la corrosión que se pueda producir en la instalación, y debe estar adecuadamente protegido contra la corrosión. El

conductor debe ser macizo o cableado, aislado, forrado o desnudo, y debe ser de un solo tramo continuo, sin empalmes ni uniones.

4.4.2. Conexiones de los conductores de puesta a tierra

4.4.2.1. Al electrodo de puesta a tierra.

La conexión de un conductor del electrodo de puesta a tierra con el electrodo correspondiente, debe ser accesible y estar hecha de tal manera que asegure una puesta a tierra eficaz y permanente. Cuando sea necesario asegurar esta conexión a una instalación de tubería metálica utilizada como electrodo de puesta a tierra, se debe hacer un puente de unión efectivo alrededor de las juntas y secciones aisladas y alrededor de cualquier equipo que se pueda desconectar para su reparación y sustitución. Los conductores del puente de unión deben ser lo suficientemente largos como para permitir el desmontaje de dichos equipos, manteniendo la integridad de la conexión.

4.4.2.2. Conexión a los electrodos.

El conductor de puesta a tierra de equipo se debe conectar al electrodo de puesta a tierra mediante soldadura exotérmica, zapatas, conectadores a presión, abrazaderas u otros medios aprobados y listados.

4.5. NORMA IEEE 80 - 14.5

4.5.1. Tratamiento del suelo para reducir la resistividad

A menudo es imposible lograr la deseada reducción de la resistencia de tierra mediante la adición de más conductores a la cuadrícula o más barras de tierra. Una solución alternativa es aumentar la eficacia del diámetro del electrodo mediante la modificación del suelo que rodea el electrodo. La cubierta interna de los suelos más cercanos al electrodo suele estar compuesto por el grueso de la resistencia a tierra del electrodo a la tierra remota. Este fenómeno se utiliza a menudo como una ventaja, de la siguiente manera:

- Usando cloruro de sodio, magnesio y sulfatos de cobre, o cloruro de calcio, para incrementar la conductividad del suelo que rodea un electrodo. El estado o las autoridades federales pueden no permitir el uso de este método debido a la lixiviación (lavado o filtrado del suelo) posible a las áreas circundantes. Además, el tratamiento con sal debe ser renovada periódicamente.
- Usando bentonita, una arcilla natural que contiene los minerales montmorillionite, que se formó hace unos años por la acción volcánica. No es corrosivo, estable y tiene una resistividad de 2,5 Ω · m y una humedad del 300%.
- Usando electrodos del tipo químico que consiste en un tubo de cobre lleno de una sal. Los agujeros en el tubo permiten que la humedad entre, las sales se disuelvan, y la solución de sales se filtre en el suelo. Estos electrodos se instalan en un agujero predicho y, normalmente, relleno de tierra, con el tratamiento del suelo.
- Los materiales de mejora de tierra, algunos con una resistencia de menos de 0,12 Ω · m (alrededor del 5% de la resistividad de la bentonita), normalmente se colocan alrededor de la varilla en un agujero predicho o alrededor de los conductores a tierra en una zanja, ya sea en forma seca o premezclado. Algunos de estos materiales de mejora son permanentes y no se filtrará ningún producto químico en el suelo. Otros materiales disponibles se mezclan con el suelo en cantidades variables y poco a poco se filtrarán en el suelo circundante, disminuyendo la resistividad del terreno.

4.6. Norma NEC 250(Código Eléctrico Nacional)

4.6.1. Conexión del conductor del electrodo de puesta a tierra y del puente de unión a los electrodos de puesta a tierra.

La conexión del conductor del electrodo de puesta a tierra en la acometida, en cada edificio o estructura alimentada por alimentadores o circuitos ramales o en

un sistema derivado separadamente y el(os) puente(s) de unión asociado(s), se debe hacer como se especifica en las secciones 250.68 (A) y (B).

(A) Accesibilidad. Todos los elementos mecánicos usados para terminar un conductor del electrodo de puesta a tierra o un puente de unión a un electrodo de puesta a tierra deben ser accesibles.

> Excepción No. 1: No se exigirá que una conexión, encerrada o enterrada, a un electrodo de puesta a tierra encerrado en concreto, encerrado o hincado, sea accesible.

(B) Trayectoria eficaz de puesta a tierra. La conexión de un conductor del electrodo de puesta a tierra o de un puente de unión hasta un electrodo de puesta a tierra se debe hacer de una manera que asegure una trayectoria eficaz de puesta a tierra.

4.6.2. Métodos de puesta a tierra y unión del conductor de la conexión a los electrodos.

El conductor de puesta a tierra o de unión se debe conectar al electrodo de puesta a tierra mediante soldadura exotérmica, lengüetas de conexión listadas, conectores de presión listados, abrazaderas listadas u otros medios listados. No se deben usar conexiones que dependan de soldadura blanda.

4.7. Norma Técnica ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas):

- Norma NTC-60
- Norma CEMIG
- Manual de Instrucciones Técnicas MIT-COPEL

4.7.1. Norma NTC-60

- El conductor neutro debe conectarse a tierra aproximadamente cada 300 metros y no estar interrumpida.
- Cada extremo de la red primaria y secundaria debe tener el neutro conectado a tierra.
- La conexión a tierra de tanques de los transformadores, descargadores y el neutro debe ser común.

4.7.2. Norma CEMIG

- El conductor neutro debe conectarse a tierra cada 200 metros aproximadamente de la red con tierra normal, tal como se define en la normativa de servicios básicos.

4.7.3. Manual de Instrucciones Técnicas MIT-COPEL

- La puesta a tierra del neutro de baja tensión debe ser continuo y conectado a lo largo de la red cada 150 m, con un solo electrodo, de forma sólida y permanente.
- El neutro siempre debe estar conectado a tierra en cada fin de la red secundaria.

CAPÍTULO 5

5. Construcción, Mejoramiento y mantenimiento

Para el mejoramiento y mantenimiento en un SPT es importante mencionar que a veces, es imposible lograr la reducción deseada en la impedancia o resistencia de puesta a tierra por adición de más conductores o varilla. Partes de las soluciones utilizadas consisten en incrementar el diámetro equivalente de los conductores o electrodos, por modificaciones del suelo que rodea a los conductores (a través de tratamientos físicos o químicos), puesto que el volumen de suelo más cercano al electrodo comprende la mayor parte de la resistencia de puesta a tierra. De acuerdo con lo establecido en la IEEE 142, la resistencia de puesta a tierra podrá ser reducida con tratamientos desde el 15% hasta el 90% dependiendo del tipo y textura del suelo artificial utilizado. Hoy en día existen grandes cantidades de medios físicos y químicos para ello.

Los componentes del SPT tienden a perder su efectividad después de unos años, debido a la corrosión, daños relacionados con fallas a tierra, efectos mecánicos e impactos de rayos. El mantenimiento de un SPT es importante incluso cuando el diseñador haya tomado precauciones adicionales a los requisitos de la norma, tales como protección contra la corrosión y sobredimensionamiento de los componentes.

El programa de mantenimiento debe garantizar una continua actualización del SPT para el cumplimiento de las normas mediante inspecciones periódicas. Si una inspección muestra que las reparaciones son necesarias, estas deben ser realizadas sin retrasos y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento [1].

5.1. Técnicas de mejoramiento de puestas a tierra

Al contar con valores reducidos de resistencia de puesta a tierra se tienen varias ventajas, entre ellas una mejor protección a las personas y equipos, por ello se debe [1]:

5.1.1. Instalar contrapesos

Los contrapesos; es una técnica muy efectiva para reducir la resistencia de puesta a tierra, además de ser la más económica, la instalación es sencilla siempre y cuando se añada al electrodo o malla de una forma correcta (con soldadura exotérmica o conectores certificado).

En sistemas de puesta a tierra de subestaciones, torres de transmisión, etc. Los contrapesos no requieren longitudes extensas y son un procedimiento excelente porque pueden dispersar hasta el 80% de la corriente de un rayo. No obstante dejan de ser efectivos si la verdadera conexión eléctrica con el terreno no es duradera o si son demasiado largos (100 m).

5.1.2. Hacer anillos alrededor de las torres

Es una práctica muy remendada por el sector de comunicaciones pero con una mínima respuesta ante altas frecuencias. Estos anillos en cables o alambre se hacen normalmente como complemento a los contrapesos y su efectividad sigue estando ligada a la conexión efectiva con la tierra.
A este anillo deberá conectarse electrodos verticalmente enterrados cuando se prevea la necesidad de disminuir la resistencia de tierra que pueda presentar el conductor del anillo.

5.1.3. Utilizar electrodos químicos

Este tipo de electrodos se usa desde 1987. Son tubos perforados rellenos de sales, que han demostrado su gran efectividad inicial pero tienen una muy corta vida útil.

5.1.4. Hacer rellenos

- Con tierra negra: bajo la falsa creencia de que el color del suelo determina la resistividad, se emplea este artificio sin garantía alguna. Además, es difícil de mantener donde no hay una capa de suelo vegetal natural (terrenos rocosos).
- Con sales: tiene corta duración por su lixiviación rápida (migración) y contaminación con otros elementos.
- Con carbón vegetal o mineral: no permite bajar sustancialmente la resistencia de puesta a tierra, sobre todo por el tamaño de partícula. Un carbón de partículas muy finas tiene una resistividad de 1,8 Ω.m.
- Con grafito: es un relleno técnicamente válido, pero muy costoso, ha mostrado un buen comportamiento mientras no se presenten fallas ya que se torna hidrofóbica. h5. Sus dos mayores inconvenientes lo constituyen la necesidad de hidratarla con agitación mecánica y que luego de una falla se seca, sin retomar la humedad por sí sola. Su resistividad con el 300% de humedad es de 2,5 Ω.m
- Con bentonita sódica: Ha mostrado un buen comportamiento mientras no se presenten fallas ya que se tornan hidrofóbica. Sus dos mayores inconvenientes lo constituyen la necesidad de hidratarla con agitación mecánica y que luego de una falla se seca, sin retomar la humedad por sí sola. Su resistividad con el 300% de humedad es de 2,5Ω.m
- Con suelos artificiales: es la respuesta de la industria a la necesidad de obtener bajas resistencias de puesta a tierra. Existen varios productos en diferentes países con diversos nombres comerciales, como: Amelioterre, Aterragel, Backfill, Chem-rod, Conducrete, Earthron, Electrofill, Elprex, Erico-gel, Exogel, Favigel®, H2Ohm-gaf, Gap, Graf, Gem-25, Kam, Laborgel, Marconita, etc. Al respecto es importante aclarar que aún no se tiene una normalización internacional para especificar un suelo artificial.

5.1.4.1. Tratamiento del terreno

Se hace tratamiento del terreno si la resistividad supera los 100Ωm. En los suelos clase B1, B2, C1 y C2.

5.2. Plan de mantenimiento

El mantenimiento, requiere actividades de análisis para conocer las fallas y sus medidas de solución, el planeamiento para determinar los recursos necesarios y una programación para determinar la época de su realización.

En la tabla 5.1 se presentan las acciones de mantenimiento que se deben realizar en el sistema de puesta a tierra.

Tabla Mantenimiento de un SPT

Ítem	REALIZAR A:	ACCIÓN PREVENTIVA
1	Seis meses	Revisión, aprietes y ajustes necesarios.Revisión de estructuras de anclaje, aisladores y conectores.
2	Cada año	Medición de resistencia de puesta a tierra.Medición de Equipotencialidad.Revisión y ajustes necesarios Revisión de estructuras de anclaje, aisladores y conectores.
3	Cinco años	Evaluación de la resistencia de cada puesta a tierraMedición de la equipotencialización de cada SPT.Medición de resistencia de puesta a tierra de todo el SPT interconectado.
4	Diez años	Exploración de conexiones del electrodo de tierra. (una muestra)Las actividades propias de cada año.
5	Veinte años	Diagnosticar, evaluarRediseñar, proyectar acciones correctivas.

Tabla 5.1: Plan de mantenimiento de un sistema de puesta a tierra *[1]*.

5.3. Materiales utilizados en los sistemas de puestas a tierra

5.3.1. Conductores

La elección de conductores para SPT se centra en los circulares y los rectangulares. Para fenómenos de baja frecuencia, no es relevante su forma, pero a altas frecuencias un conductor hueco y uno solido tienen la misma resistencia, aunque tengan diferente inductancia por su construcción. Es importante resaltar el hecho de que la corriente directa es transportada por la sección transversal del elemento y la corriente alterna superficie de este, en virtud del efecto piel.

Todo fenómeno electromagnético posee una característica punzante, por lo cual nunca se lo podrá asignar un comportamiento estático y presentan mayores ventajas los conductores multifilares en los SPT. Siempre hay que considerar que los conductores sólidos ofrecen una mayor resistencia a la corrosión; sin embargo, la dificultad en su manejo y su baja capacidad de transportar corriente los limita. Esto significa que para los conductores que van a ir enterrados se debe preferir los de pocos hilos (siete por ejemplo) [1].

5.3.1.1. Selección del conductor y las conexiones

En la evaluación del material y tamaño del conductor o lo que limite la temperatura máxima admisible para las necesidades que deben aplicarse en situaciones de proyectos individuales. La decisión final siempre debe reflejar las siguientes consideraciones:

Requisitos básicos

Cada elemento del sistema de puesta a tierra, incluidos los conductores de la malla, las conexiones verticales, y todos los electrodos primarios deben estar diseñados para la vida útil prevista de la instalación, los elementos deben:

- Tener una conductividad suficiente de manera a no contribuir sustancialmente a las diferencias de voltaje local
- Resistir la fusión y el deterioro mecánico bajo la adversa combinación de la magnitud y la duración de la falla

- Debe ser mecánicamente fiable y con un alto grado de robustez
- Deben ser capaz de mantener sus funciones inclusive expuestos a la corrosión y esfuerzo físico.

5.3.1.2. Selección del material para el conductor y los problemas relacionados con la corrosión

- *Cobre:* El cobre es un material usado comúnmente para la conexión a tierra. Conductores de cobre, además de su alta conductividad, tienen la ventaja de ser resistentes a la mayoría de las corrosiones bajo tierra ya que este es catódico con respecto a la mayoría de los otros metales que puedan ser enterrados en las cercanías.
- *Acero con revestimiento de cobre:* El acero con revestimiento de cobre se utiliza generalmente para los electrodos de tierra y en ocasiones para las mallas de tierra, especialmente en los lugares donde el robo es un problema. El uso del cobre, y en un menor grado de acero con revestimiento de cobre asegura que la integridad de la malla de tierra se mantendrá durante años, siempre y cuando los conductores sean de tamaño adecuado, no estropeados y las condiciones del suelo no sean corrosivas para el material utilizado.

5.3.2. Soldadura exotérmica

Uno de los principales problemas de los sistemas de puesta a tierra, ha sido siempre el incremento de la resistencia de contacto por causa de empalmes defectuosos que se dan entre conductores, conductores y barras, o entre conductores y superficies.

El incremento de la resistencia por estas uniones se acrecienta en sólo pocos meses (5 ó 6), en un 60% o más debido a las sulfataciones que se produce por el paso de corriente a través de estos empalmes.

Para estos problemas de conexiones se han investigado distintas soluciones, siendo la más óptima las soldaduras exotérmicas con un sin número de ventajas que demostraremos más adelante [12].

5.3.2.1. Conexiones exotérmicas

Las conexiones eléctricas por soldado exotérmico es un proceso en el que se hace un empalme eléctrico al verter una aleación súper calentada de cobre fundido en el interior de un recinto en el cual se encuentran alojados los conductores a ser unidos.

Esta aleación de cobre fundido, contenida y controlada dentro de un molde de grafito especialmente diseñado para este fin, hace que los conductores se fundan.

Una vez enfriados, los conductores se encuentran empalmados mediante una soldadura de fusión.

5.3.2.2. Ventajas y desventajas de la soldadura exotérmica.

Las conexiones eléctricas mediante la soldadura exotérmica, presentan propiedades eléctricas muy similares a las conexiones soldadas. Debido a que este proceso es una soldadura molecular cuyo material utilizado tiene el mismo punto de fusión del cobre y cuando la soldadura está terminada su sección transversal es dos veces mayor que la de los conductores que están siendo empalmados, esto nos ofrece grandes ventajas tanto económicas así como técnicas.

5.3.2.2.1. Ventajas económicas

- Bajos costos en los materiales requeridos para una conexión exotérmica en comparación con otros medios de conexión.
- La reacción es realizada dentro de un molde de grafito, que generalmente permite la realización de más de 50 conexiones.
- Las conexiones exotérmicas proporcionan mayor seguridad por lo tanto menos supervisión.
- No requieren de mantenimiento asociado al bajo costo del material utilizado.
- El material utilizado para la realización de la conexión tiene una durabilidad igual o mayor a los otros materiales conectados.

- Las conexiones son permanentes debido a que son soldadas, alcanzando que no se deterioren con el tiempo.
- Se requiere un entrenamiento mínimo para hacer una conexión, lo que evita mano de obra especializada.
- Las herramientas y materiales para efectuar la conexión es ligera y portátil.
- La calidad de las conexiones se puede revisar por simple inspección visual, sin requerir de ningún instrumento.

5.3.2.2.2. Ventajas técnicas

- Las conexiones exotérmicas poseen “ampacidad” (capacidad de conducción de corriente) mayor o igual a los conductores que la integran.
- La capacidad de corriente de la conexión es equivalente a la del cable o conductor.
- Las conexiones no son dañadas cuando se producen altas irrupciones o picos de corriente. (Pruebas realizadas demostraron que corrientes elevadas como las de cortocircuito fundieron el conductor y no la conexión exotérmica)
- Las conexiones no se deshacen ni sufren corrosión en la parte de la soldadura, independientemente del ambiente en que se destinan.
- La conexión no se puede aflojar o desajustar debido a que es una unión molecular permanente.
- Como la conexión exotérmica se transforma en una parte integrante del conductor, esto evita que se presentan problemas por insuficiencia de superficie de contacto o puntos de concentración de presiones.
- Las conexiones son permanentes debido a que son soldadas alcanzando que no se deterioren con el tiempo.
- Las conexiones exotérmicas no son afectadas por la corrosión de la misma forma que el cobre.
- No se requiere de una fuente de energía externa o generación de calor para forjar la conexión.

- Las soldaduras exotérmicas se pueden utilizar para empalmar materiales de cobre, aleaciones de cobre, acero revestido con cobre, acero de diferentes aleaciones incluyendo el inoxidable entre otros.
- Como la reacción se consume en pocos segundos, la cantidad de calor aplicada a los conductores o superficie es inferior a aquella aplicada con otros métodos de soldadura. (Este aspecto es importante, en conexiones de conductores aislados o tubos de pared fina).

5.3.2.2.3. Desventajas de la conexión exotérmica

En la mayoría de los casos, el costo asociado de las conexiones exotérmicas es mayor que otros medios similares de conexión debido a lo largo del proceso, a los diversos requerimientos moldes y a la potencial paralización ocasionada por lo impredecible del clima o por las condiciones de humedad imperantes en el área de trabajo.

Otras desventajas se relacionan a las herramientas requeridas para completar un soldado exotérmico. No obstante, todos los métodos para efectuar conexiones eléctricas requieren de herramientas específicas y sus correspondientes accesorios, así como el cumplimiento de condiciones propias para poder realzar una conexión adecuada. Es la confiabilidad de la conexión lo que se debe medir en una relación de costo beneficio.

5.3.2.3. Aplicaciones de la soldadura exotérmica

La soldadura exotérmica tiene gran variedad de usos y aplicaciones tanto en el área eléctrica así como en otras actividades. En el área eléctrica su principal aplicación está en la interconexión de conductores y se circunscribe a las conexiones entre:

- Cable a cable
- Cable a barra para puesta a tierra
- Cable a barras rectangulares de cobre o aluminio
- Cable a superficies metálicas
- Cable a rieles ferroviarios
- Cable a cabillas utilizadas en la construcción

- Barra a barra rectangular de cobre o aluminio
- Barra a barra
- Barra rectangular a superficie metálica
- Las conexiones mediante soldadura exotérmica también se utilizan para conexiones subterráneas aisladas de alto voltaje.
- Las conexiones mediante soldadura exotérmica también se emplean en aplicaciones industriales para soldar barras de cobre o de aluminio

5.3.2.4. Moldes para soldaduras exotérmicas

La reacción exotérmica de cobre, se lleva a cabo en un molde especialmente diseñado y fabricado en grafito de alta calidad, en la figura 5.1 se pueden observar las partes que conforman este molde

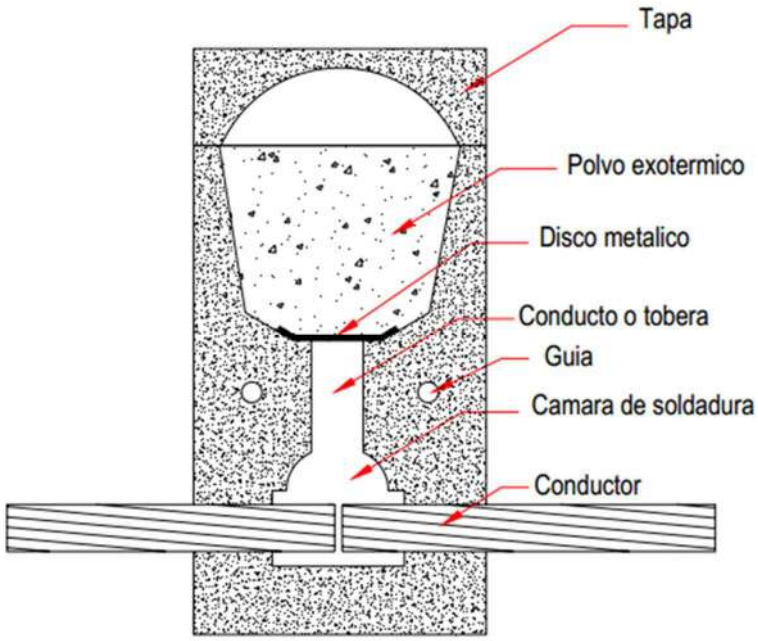


Figura 5.1: Molde para soldadura exotérmica

5.3.2.4.1. El molde está compuesto por las siguientes partes:

- Placa de características e identificación fabricante
- Tapa del molde
- Crisol o cámara de reacción para almacenar los materiales que reaccionan.
- Conducto o tobera de colada que conecta el crisol o cámara de reacción con la cavidad de soldado.
- Cavidad de soldado o cámara de soldadura donde se alojaran los conductores o materiales a soldar.
- Orificios para la colocación de los alicates de manipulación del molde.

5.3.3. Comparación entre sistemas de conexión

Cuando comparamos los sistemas existentes para realizar conexiones eléctricas debemos realizar el análisis desde un punto de vista técnico, es importante destacar que el sistema de soldadura exotérmica surge como necesidad de mejorar los distintos tipos de conexiones existentes, como ya hemos tratado la soldadura exotérmica produce una unión o conexión, de rendimiento superior a la de los conectores mecánicos a presión y contacto, conexiones de superficie a superficie, o a las conexiones mediante abrazaderas. Debido a su unión molecular, la conexión mediante soldadura exotérmica no se aflojará, desajustara o se corroerá, aportando así que no se incremente la resistencia del empalme, durante toda la vida útil de la misma, aún bajo las peores condiciones de operación.

Gracias a las múltiples ventajas que presentan los empalmes mediante soldadura exotérmica, la tendencia de hoy en día es hacia el reemplazo de los métodos alternativos que proveen menor calidad y por lo general mayor precio

Entre los métodos alternativos existentes para realizar conexiones eléctricas a la soldadura exotérmica se encuentran:

- Método por abrazaderas.
- Conectores atornillados.

- Conectores sujetos con pernos.
- Conectores sujetos por engarce.
- Conectores a compresión.

5.3.4. Barras, electrodos o jabalinas

Las barras de los sistemas para aterramiento son de acero y la capa de cobre que poseen en su superficie la protegen contra la corrosión. Por su composición, estas barras aseguran un buen desempeño durante el proceso de instalación, evitando que la barra se doble o agriete al ser sometida al esfuerzo mecánico de enterramiento.

Normalmente se comercializan en combinaciones de roscadas o no, en longitudes desde 2,4 metros y están provistas de accesorios que facilitan su instalación, tales como acoples, soportes, sistemas de anclaje, etc (véase Figura 7.5).Para puestas a tierra de sistemas eléctricos, las barras de acero con revestimiento de cobre para enterrado directo han reemplazado prácticamente a todos los otros métodos y materiales hasta ahora conocidos

Figura 5.2: Barra, electrodos o jabalinas para puesta a tierra

Tienen como ventaja, disminuir fácilmente la resistencia eléctrica a tierra; mediante la adición de más barras en paralelo, el empleo de barras acopladas o en última instancia, el tratamiento químico del terreno.

Los electrodos de cobre macizo no son adecuados para ser clavados profundamente, o incluso a una pequeña en terrenos duros sin que se produzcan

deformaciones o torceduras. Ante estos inconvenientes surge como solución el desarrollo de los electrodos con núcleo de acero revestidos de cobre.

Estos electrodos pueden enterrarse a profundidad. No obstante, dependiendo la calidad del electrodo la cubierta de estos puede presentar desgaste o deslizarse durante el enterrado. Una vez dañada la capa de cobre, la integridad del electrodo queda afectada [12].

5.3.4.1. Número de electrodos.

El electrodo deberá estar a una distancia mínima de 1 m del poste y preferiblemente en suelo no removido. Si el pavimento u otro inconveniente del terreno no lo permite, se podrá en el caso del electrodo de varilla, enterrarlo inclinado; esto es de importancia ya que el valor de la resistencia varía considerablemente por la presencia del poste.

Normalmente, un solo electrodo resulta insuficiente para lograr valores de resistencia admisibles, esto obliga a incrementar su número.

5.3.4.2. Uso de electrodos múltiples.

Cuando enterramos dos electrodos bien espaciados en la tierra, estos proporcionan caminos paralelos. Son en efecto, dos resistencias en paralelo. No obstante, la regla para dos resistencias en la paralelo no se aplica exactamente; esto significa que la resistencia resultante no es la mitad de la resistencia de un electrodo individual, esto suponiendo que sean del mismo diámetro y largo. Realmente, la reducción de dos electrodos de igual resistencia es próxima al 40%. Si se emplean tres electrodos la reducción es cercana al 60%, y si se utilizan cuatro será alrededor del 66%.

Como se puede apreciar en la Figura 5.3 Resultados obtenidos del uso de electrodos múltiples en la medida en que vamos adicionando barras copperweld al terreno la resistencia disminuye en los porcentajes que se indican.

Cuando se emplean múltiples electrodos, estos deben espaciarse más que la longitud de su inmersión.

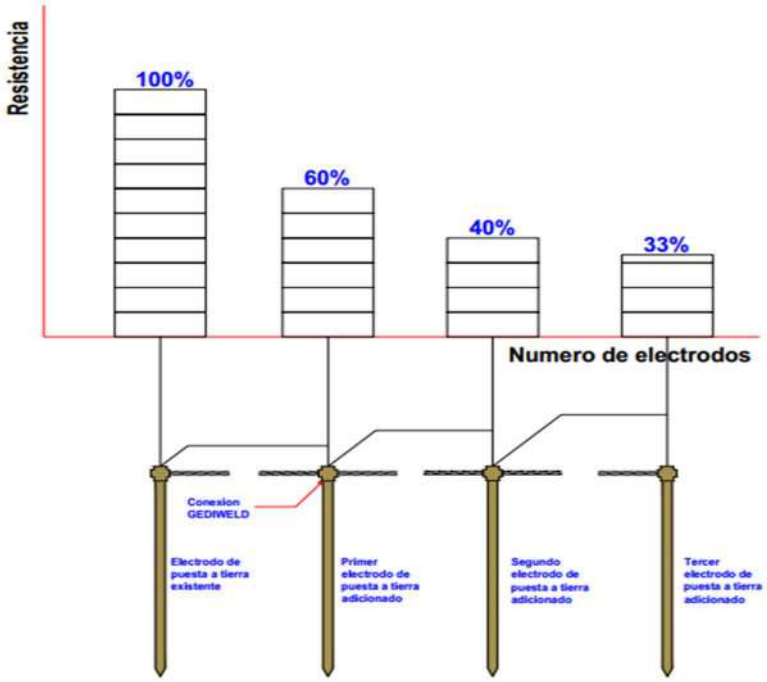


Figura 5.3: Resultados obtenidos del uso de electrodos múltiples

5.3.4.3. Efecto del tamaño del electrodo.

5.3.4.3.1. Efectos por el largo del electrodo.

Como se puede sospechar, enterrando un eléctrodo largo más dentro de la tierra, decrece materialmente su resistencia. En general, doblar la longitud de la varilla reduce la resistencia aproximadamente en un 40%.

5.3.4.3.2. Efecto del diámetro del electrodo

El aumento del diámetro del electrodo, que es lo que comúnmente se hace, no disminuye proporcionalmente la resistencia eléctrica.

Tal como lo analizamos anteriormente, las condiciones del suelo que rodea el electrodo es el que determina la resistencia. Los ensayos y pruebas han demostrado que las discrepancias de las resistencias obtenidas entre electrodos de diferentes diámetros disponibles comercialmente son despreciables.

En la figura 5.4, se puede apreciar la disminución de la resistencia con el diámetro del electrodo. Tomando como base 100% a la resistencia de una barra

(electrodo) de 1/2" en la gráfica se observa que para electrodos de 3/4" la resis tencia disminuye aproximadamente en un 10% y el costo que determina su precio es del doble.

Por esta razón, normalmente solo considere incrementar el diámetro de la varilla si tiene que enterarla en terrenos duros.

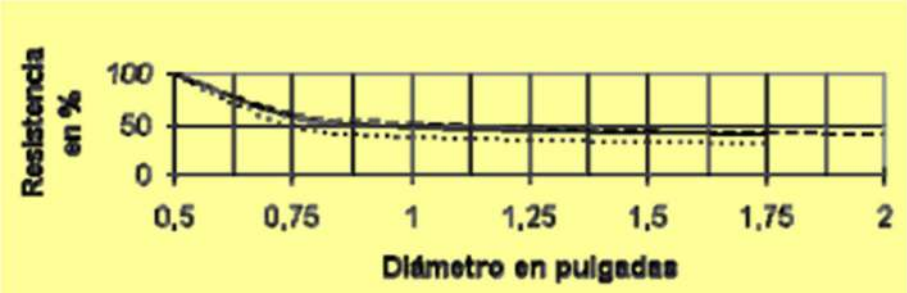


Figura 5.4: Variación de la resistencia en función del diámetro del electrodo

Adicionalmente, si consideramos las variaciones en la resistencia que pueden resultar durante un período de tiempo como resultado de las variaciones en el clima, condiciones del suelo, etc., se puede concluir que las variaciones de la resistencia por el diámetro son insignificantes.

De lo anterior se puede concluir que, para la determinación del diámetro de un electrodo o barra, depende exclusivamente de la resistencia mecánica del terreno.

Es importante que la barra posea una buena resistencia mecánica para lograr un fácil enterrado, sin que se produzcan problemas de pandeo o deformaciones y una eficaz protección contra la corrosión para tener una gran duración [12].

5.3.4.4. Disposición de electrodos

La situación más común a la que se enfrenta quien construye una puesta a tierra es instalar un electrodo tipo varilla. Si el suelo es blando y ácido puede presentar una acción corrosiva. Cuando el suelo es arenoso seco, fácil de trabajar, con resistividad media, se recomienda instalar electrodos profundos.

Para el cálculo de resistencia de puesta a tierra de un electrodo vertical profundo se sugiere aplicar la siguiente ecuación obtenida experimentalmente.

$$R = \frac{\rho}{2\pi l}[Ln(4l/D) - 1][\Omega]$$

Donde l= longitud del electrodo en metros

En cuanto al diámetro, separación y profundidad de electrodos, es de suma importancia tener en cuenta la configuración que se dé a los electrodos de puesta a tierra. En las figuras 5.6 y 5.7 se aprecia la incidencia sobre la resistencia de puesta a tierra que da tanto la separación como la profundidad de los electrodos tipo varilla.

De esto se concluye una regla útil: “la separación entre dos electrodos, debe ser al menos dos veces su longitud” (ver Figura 5.5) [1].

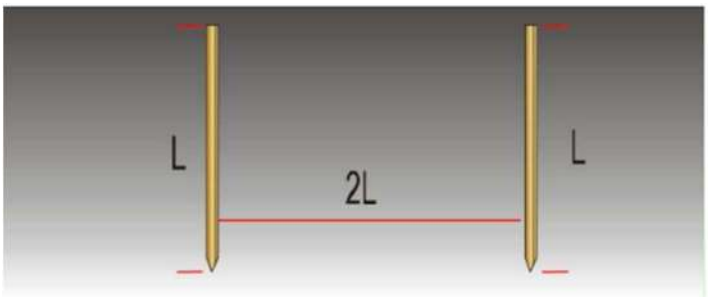


Figura 5.5: Separación Mínima entre Electrodos.

Incidencia de la separación de electrodos

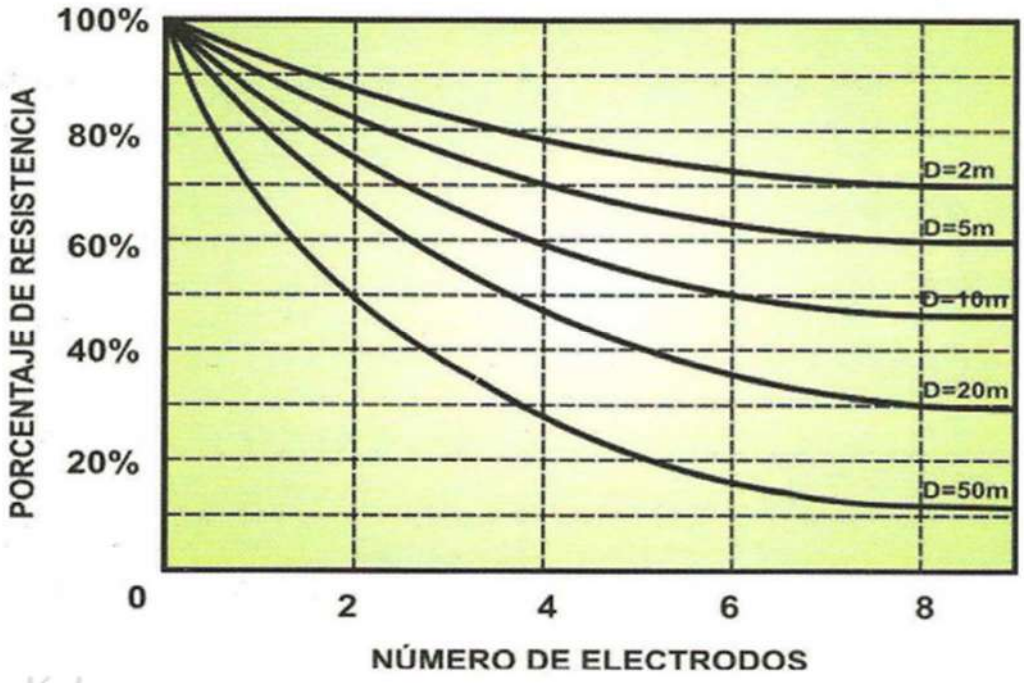


Figura 5.6: Incidencia de la separación de electrodos.

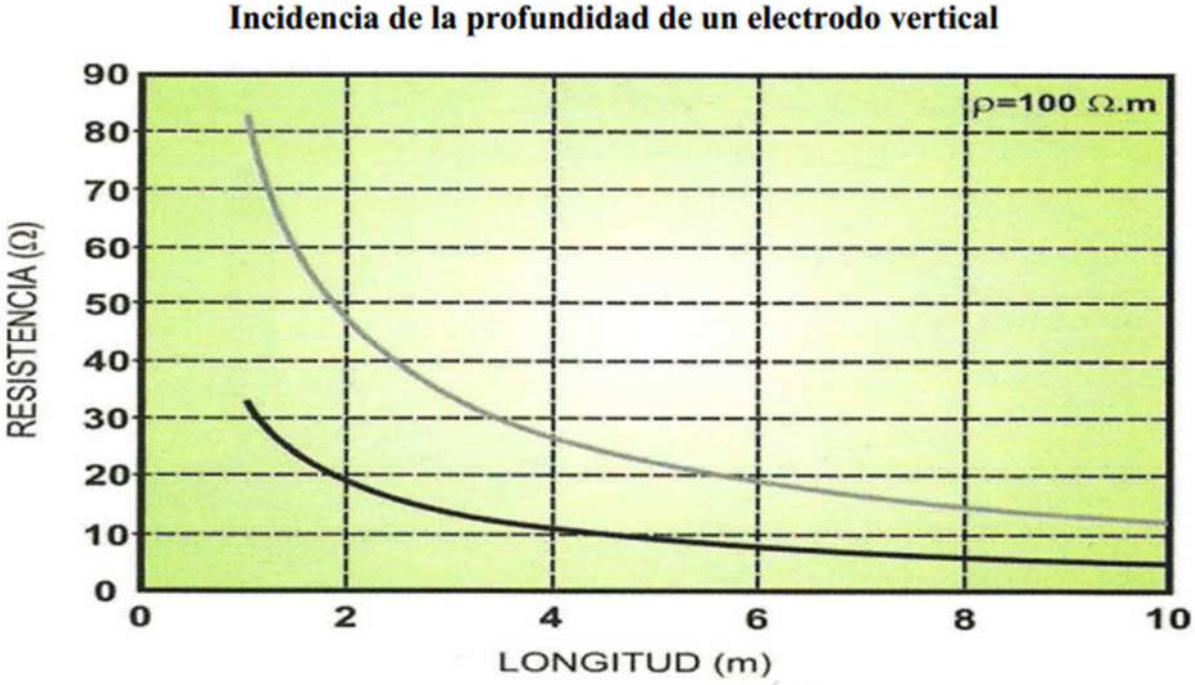


Figura 5.7: Incidencia de la profundidad de un electrodo vertical.

5.3.4.4.1. Distribución de potenciales y corrientes en el suelo

Como se observan en las figuras 5.8 y 5.9, la forma en que se distribuyen en el suelo las corrientes de falla, presentan variaciones. Se tiene desde la condición ideal, hasta la interferencia que se produce cuando tenemos dos electrodos muy próximos [1].

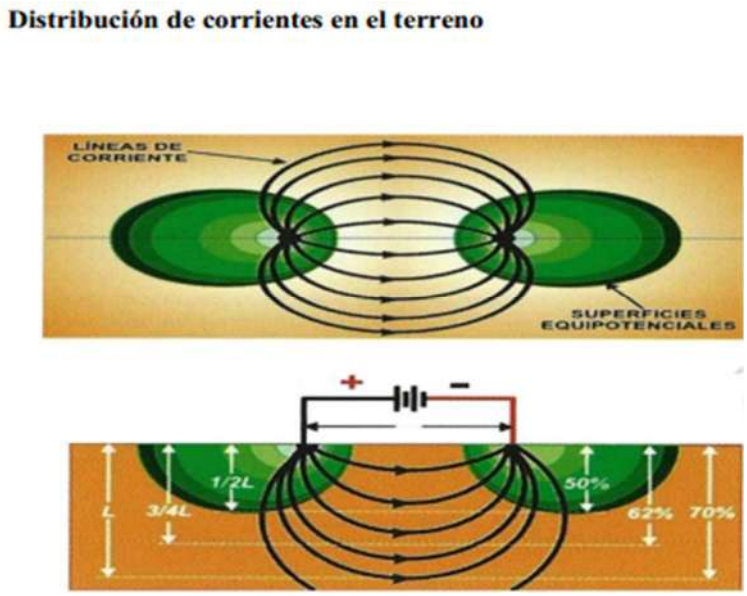


Figura 5.8: Distribución de corrientes en el terreno.

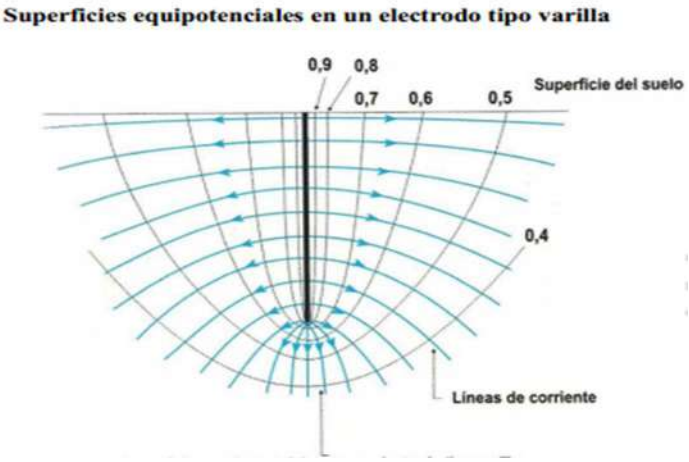


Figura 5.9: Superficies equipotenciales en un electrodo tipo de varilla.

5.3.5. Formulario básico para el cálculo de las configuraciones más utilizadas en pequeñas instalaciones

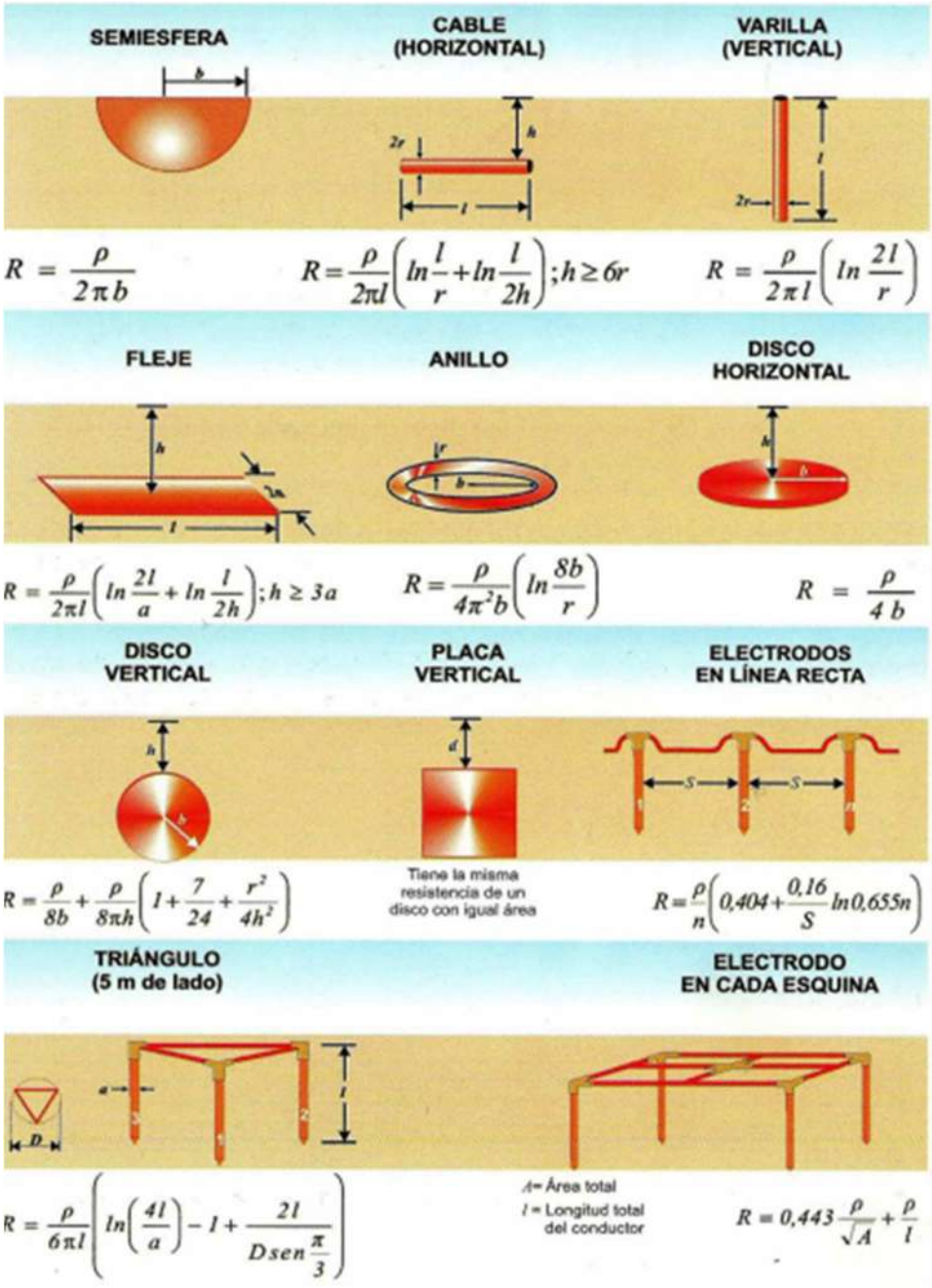


Figura 5.10: Formulario básico para el cálculo de puesta a tierra *[1]*.

5.4. Sistema tradicional y nueva tecnología de puesta a tierra

5.4.1. Sistema tradicional de puesta a tierra

Un Sistema tradicional de Puesta a tierra se instala utilizando una varilla de acero con un recubrimiento de cobre mejor conocida como “varilla copperweld”, este elemento ha quedado hoy en día obsoleto por las muchas desventajas que éste representa las cuales se describen a continuación, entre otros:

- Material de fabricación (Disímbolos, generan par galvánico, ocasionando una vida útil corta entre tres y cinco años).
- Proceso de Instalación (a Golpes, disminuyendo su vida útil) Método de instalación (Aditivos adicional, efecto electrolítico, lo que implica un mantenimiento frecuente cada seis meses).
- Tipo de terreno donde se instala: Arenoso, rocoso, pantanoso, etc. (Dependen 100% del tipo de terreno). Humedad del terreno y época del año. Son factores fundamentales para el diseño de una red de tierras con varillas copperweld.
- Mantenimiento frecuente cada seis meses Bi-direccionalidad (Logra disipar corrientes de falla pero así mismo recibe impulsos Electromagnéticos del subsuelo).
- Forma de disipación (en forma de ondas concéntricas, aumenta el riesgo de corriente por la tensión de paso y tensión de toque.

5.4.2. Puesta a tierra de tecnología (Electrodo unidireccional).

El electrodo unidireccional se aplica a toda instalación eléctrica que requiera adecuarse al uso de las nuevas tecnologías; se instala también para reforzar nuevos o depreciados sistemas de tierra, tanto en la subestación de potencia como en su red de distribución y baja tensión eléctrica; lográndose importantes resultados en ahorro y calidad de energía eléctrica. Este sistema es un electrodo de cobre con un dispositivo RLC lo que proporciona la trayectoria más admisible para que las descargas sean disipadas hacia el subsuelo y no regresen a la referencia a tierra de los equipos [13].

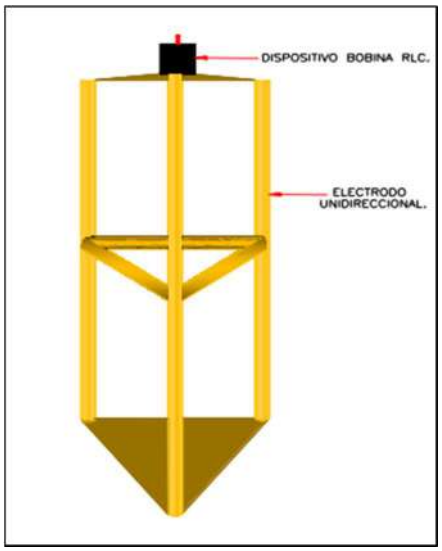


Figura 5.11: Electrodo unidireccional.

5.5. Cajas de registro

Todos los sistemas de puesta a tierra deben tener la posibilidad de ser inspeccionados. El punto de unión de la toma de tierra y la línea de enlace se conoce como punto de puesta a tierra, y deberá ser un elemento fácilmente visitable o accesible como se observa en la figura 7.10 para poder comprobar, periódicamente, la resistencia de difusión de la toma de tierra y la continuidad eléctrica de la línea de enlace, así como cualquier otra actividad de mantenimiento requerida [12].

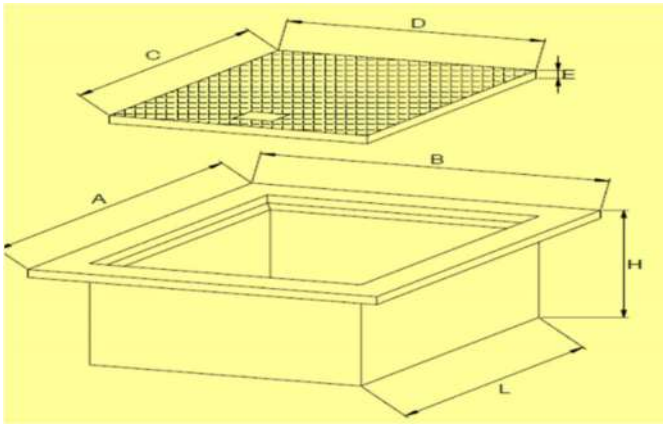


Figura 5.12: Caja de inspección o registro.

5.6. Interconexión de las Tierras

La interconexión de las diversas tomas de tierra –de servicio y protección–de una instalación permite obtener, con el mínimo costo, la resistencia global más pequeña así como reducir las diferencias de tensión locales entre las partes de la instalación a su mínima expresión [2].

5.6.1. Puesta a Tierra de Protección

Es la conexión directa a tierra de las partes conductoras de los elementos de una instalación no sometidos normalmente a tensión eléctrica, pero que pudieran ser puestos en tensión por averías o contactos accidentales, a fin de proteger a las personas contra contactos con tensiones peligrosas.

5.6.2. Puesta a Tierra de Servicio

Es la conexión que tiene por objeto unir a tierra temporalmente parte de las instalaciones que están normalmente bajo tensión o permanentemente ciertos puntos de los circuitos eléctricos de servicio.

5.6.3. Importancia de la interconexión de tierras

En instalaciones como en puestos de distribución se tiene los descargadores, cuba y partes metálicas (tierra de protección) y centro estrella del transformador (tierra de servicio) [14]. Las tierras respectivas deben instalarse atendiendo ciertos criterios en base a normas y a estudios realizados para su funcionamiento óptimo ofreciendo protección ante corrientes de fallas originas principalmente por descargas eléctricas atmosféricas

5.6.4. Efectos producidos a causa de una corriente de rayo

Existen dos fuentes principales de corrientes escarpadas que pueden llegar a los transformadores de distribución:

-Los rayos negativos nube-tierra, que son en general más frecuentes en la naturaleza de acuerdo a las mediciones hasta ahora realizadas en diferentes partes del mundo

-Las sobretensiones inducidas por rayos que caen en cercanías de la línea, formando un ángulo pequeño con el eje de la misma. Estos valores de pendiente

de la corriente podrían aumentar con incrementos de la resistividad del terreno y con los cambios de impedancia [15].

5.6.4.1. Lazos inductivos

En los conductores de conexión a tierra de los pararrayos tipo Franklin que protegen las edificaciones y que dejan lazos abiertos, se presentan sobretensiones inducidas que tienen su origen en el di/dt de la corriente del rayo. Este parámetro, sin embargo, no había sido tenido en cuenta en las instalaciones de los transformadores de distribución, ya que su efecto parecía no ser importante.

Es necesario demostrar su importancia como fuente de sobretensiones peligrosas para el transformador y el usuario.

En cualquier espira ubicada en las cercanías de un conductor que lleva una corriente variable en el tiempo, se induce una tensión que es proporcional al valor de la inductancia (L) de la espira y la variación de la corriente en el tiempo (di/dt), como puede apreciarse en la Figura 5.13. Sabiendo que la inductancia L, es la razón del total de enlaces del flujo magnético a la corriente que enlazan y que el voltaje inducido V (t) es de la forma:

$V(t) = L\, di/dt$ [V, H, A, s]

En la instalación en poste y estructura H, se están dejando lazos de inducción, que son los que se muestran en las Figuras 5.14 y 5.15.

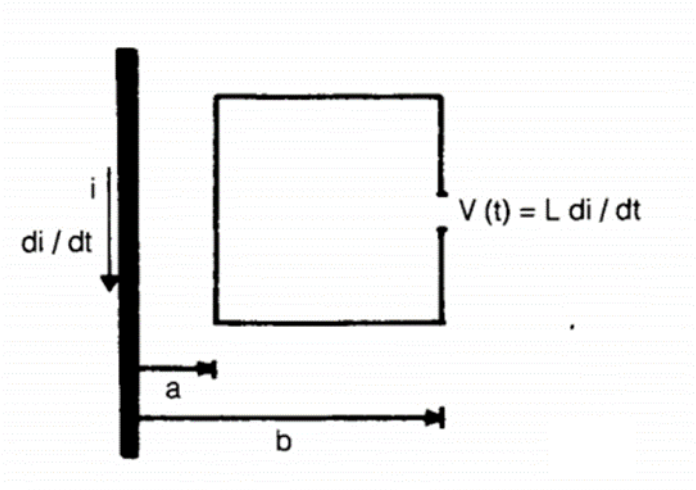


Figura 5.13: Lazo inductivo.

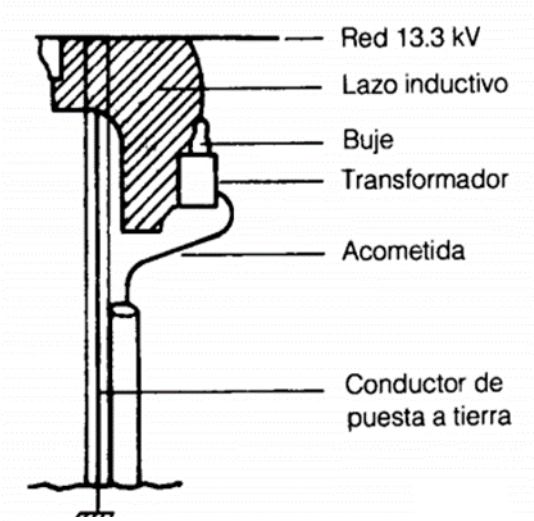


Figura 5.14: Lazo Inductivo en transformador de poste.

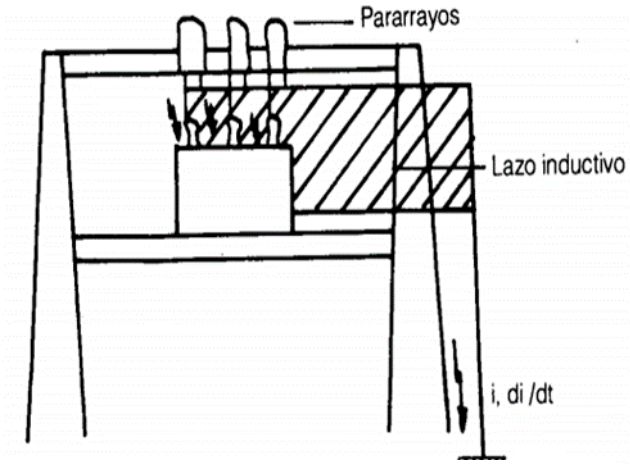


Figura 5.15: Lazos Inductivos para estructura tipo H.

- Para reducir los lazos inductivos debe ubicarse el pararrayos tan cerca como sea posible, al transformador, es decir, después de los cortacircuitos.

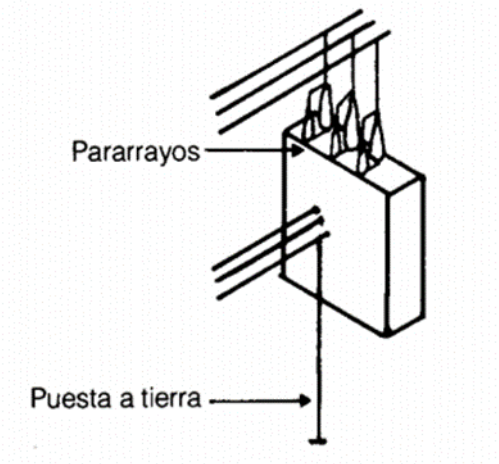


Figura 5.16: Cambio propuesto de la filosofía de montaje.

- Como recomendación adicional, basada en la teoría de los lazos inductivos, estaría el no aterrizar en el poste el pararrayos independientemente del transformador, tal como lo muestra la figura 5.17, ya que el enorme lazo inductivo de cerca de 12µH haría fallar los transformadores con apenas 8 kA/ µs.

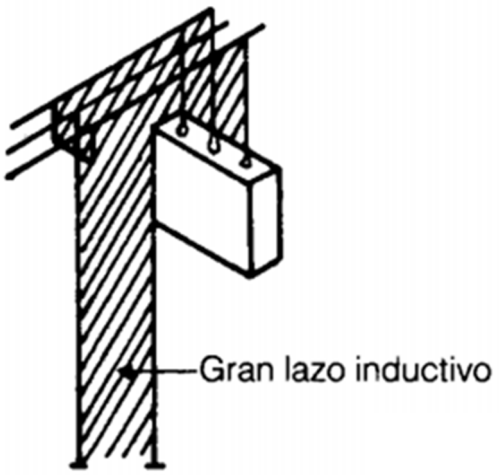


Figura 5.17: Lazos Inductivos indeseables en el montaje con tierras separadas.

CAPÍTULO 6

6. El Muestreo

6.1. El Muestreo o selección de muestra

En ocasiones en que no es posible o conveniente realizar un censo (analizar a todos los elementos de una población), se selecciona una muestra, entendiendo por tal una parte representativa de la población.

El muestreo es por lo tanto una herramienta de la investigación científica, cuya función básica es determinar que parte de una población debe examinarse, con la finalidad de hacer inferencias sobre dicha población.

La muestra debe lograr una representación adecuada de la población, en la que se reproduzca de la mejor manera los rasgos esenciales de dicha población que son importantes para la investigación. Para que una muestra sea representativa, y por lo tanto útil, debe de reflejar las similitudes y diferencias encontradas en la población, es decir ejemplificar las características de ésta [16].

Los errores más comunes que se pueden cometer son:

1.- Hacer conclusiones muy generales a partir de la observación de sólo una parte de la Población, se denomina error de muestreo.

2.- Hacer conclusiones hacia una Población mucho más grandes de la que originalmente se tomó la muestra. Error de Inferencia.

En la estadística se usa la palabra población para referirse no sólo a personas sino a todos los elementos que han sido escogidos para su estudio y el término muestra se usa para describir una porción escogida de la población.

El tipo de muestreo seleccionado es el muestreo aleatorio simple el mismo que de una población dada escoge una muestra para el propósito de inferencia estadística.

El cálculo del tamaño de la muestra es uno de los aspectos a concretar en las fases previas de una investigación y determina el grado de credibilidad que concederemos a los resultados obtenidos.

La fórmula para el cálculo del tamaño de la muestra es la siguiente [17]:

Cuando la población es finita

$$n = \frac{N.Z^2.p.q}{(N-1)E^2 + Z^2.p.q}$$

Dónde:

N: Es el tamaño de la población o universo.

Z: Es una constante que depende del nivel de confianza que asignemos. El nivel de confianza indica la probabilidad de que los resultados de nuestra investigación sean ciertos

Valores de **Z** más utilizados y sus niveles de confianza

Z	**1,15**	**1,28**	**1,44**	**1,65**	**1,96**	**2**	**2,58**
Nivel de confianza	**75%**	**80%**	**85%**	**90%**	**95%**	**95,5%**	**99%**

Tabla 6.1: Valores de Z más utilizados y sus niveles de confianza *[17]*.

E: Es el error muestral deseado. El error muestral es la diferencia que puede haber entre el resultado que obtenemos preguntando a una muestra de la población y el que obtendríamos si preguntáramos al total de ella.

Ejemplo: Si hacemos una encuesta de satisfacción a los empleados con un error muestral del 3% y el 60% de los encuestados se muestran satisfechos significa que entre el 57% y el 63% (60% +/- 3%) del total de los empleados de la empresa lo estarán.

p: Es la proporción esperada de individuos que poseen en la población la característica de estudio.

q: Es la proporción de individuos que no poseen esa característica, es decir, es 1- p.

n: Es el tamaño de la muestra.

CAPÍTULO 7

7. Software para simulación

7.1. Software ETAP

ETAP es la herramienta más completa de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de generación, distribución e industriales.

7.1.1. Módulo de Análisis de Redes de Puesta a Tierra

El módulo de última generación para redes de tierra permite diseñar y analizar de forma rápida y eficiente los sistemas de puesta a tierra. La avanzada tecnología basada en diseño 3-D se integra con la representación unifilar logrando una visualización virtual del diseño y la verificación de resultados por la aplicación de intensidades de cortocircuito previamente calculadas. El usuario puede construir en forma flexible diversas implantaciones de redes de tierra por la aplicación de esquemas pre-diseñados o modelos con gran nivel de detalle. Desde el punto de vista de diseño, la herramienta ofrece una gran ventaja ya que permite la visualización de resultados gráficos 3-D codificados en colores [18].

7.1.1.1. Atributos y Características Principales:

- Simulación estática y dinámica de arranque de motores
- Metodología basada en la guía IEEE 80 y 665
- Cálculo por métodos de elementos finitos
- Aplicación automática de resultados de cálculos de cortocircuito para validar el diseño
- Diseño flexible por la ubicación de picas y conductores en cualquier dirección 3-D

- Optimización del número de picas y conductores en base al coste de suministro
- Verificación de la intensidad máxima permisible en los conductores
- Modelo de suelo de dos estratos incluyendo material en la superficie
- Tabla de resultados de las tensiones en la superficie incluso fuera de los límites modelados
- Manipulación de redes con configuraciones regulares e irregulares donde pueden la ubicación de picas / conductores visualizarse en gráficos 3-D.
- Opción de considerar pesos variables de personas y temperatura ambiente.
- Aplicación de diversos tipos de conductores disponibles en la librería de datos.

7.1.1.2. Normas y Métodos:

- IEEE 80-1986.
- IEEE 80-2000.
- IEEE 665-1995.
- Cálculo de elementos finitos.

7.1.1.3. Gráficos / Reportes:

- Gráficos de colores en 3-D de tensiones de contacto y paso, y potencial absoluto (GPR)
- Visualización gráfica de los límites tolerables de potencial
- Gráficos de orientación 3-D de conductores
- Resultados en formato para bases de datos Microsoft Access
- Reportes configurables a todo color utilizando Use Crystal Reports®

- Exportar reporte de resultados en formato reconocible por software de edición

7.1.1.4. Cálculos:

- Factor de Reflexión (K).
- Factor Decremental (Df).
- Potencial absoluto de la red de tierras (GPR).
- Resistencia de puesta a tierra (Rg).
- Factor de ajuste de superficie (Cs).
- Comparación de potenciales calculados con los límites tolerables.
- Potencial de paso/contacto interna al área de la red de tierra y en el exterior.

7.1.1.5. Visualización instantánea de gráficos 3-D

- Sin límites en la cantidad de picas y consuctores
- Simulación de múltiples sistemas interconectados
- Interacción con datos del esquema unifilar
- Formatos de resultados gráficos configurables (tipo y tamaño de letra, estilos y colores)
- Verificación automática de errores
- Visualización gráfica de áreas con potenciales excedidos ajustable en forma dinámica.

7.1.1.6. Opciones de Gráficos:

- Rotación animada y detallada del modelo 3-D con incrementos (+/-15º)
- Visualización monocromática o en colores
- Ajuste del estilo y tamaño de letra

- Ajuste de precisión numérica de resultados (0, 1, 2, 3 decimales)
- Grilla en los ejes X / Y / Z
- Gráficos de contorno 2-D.

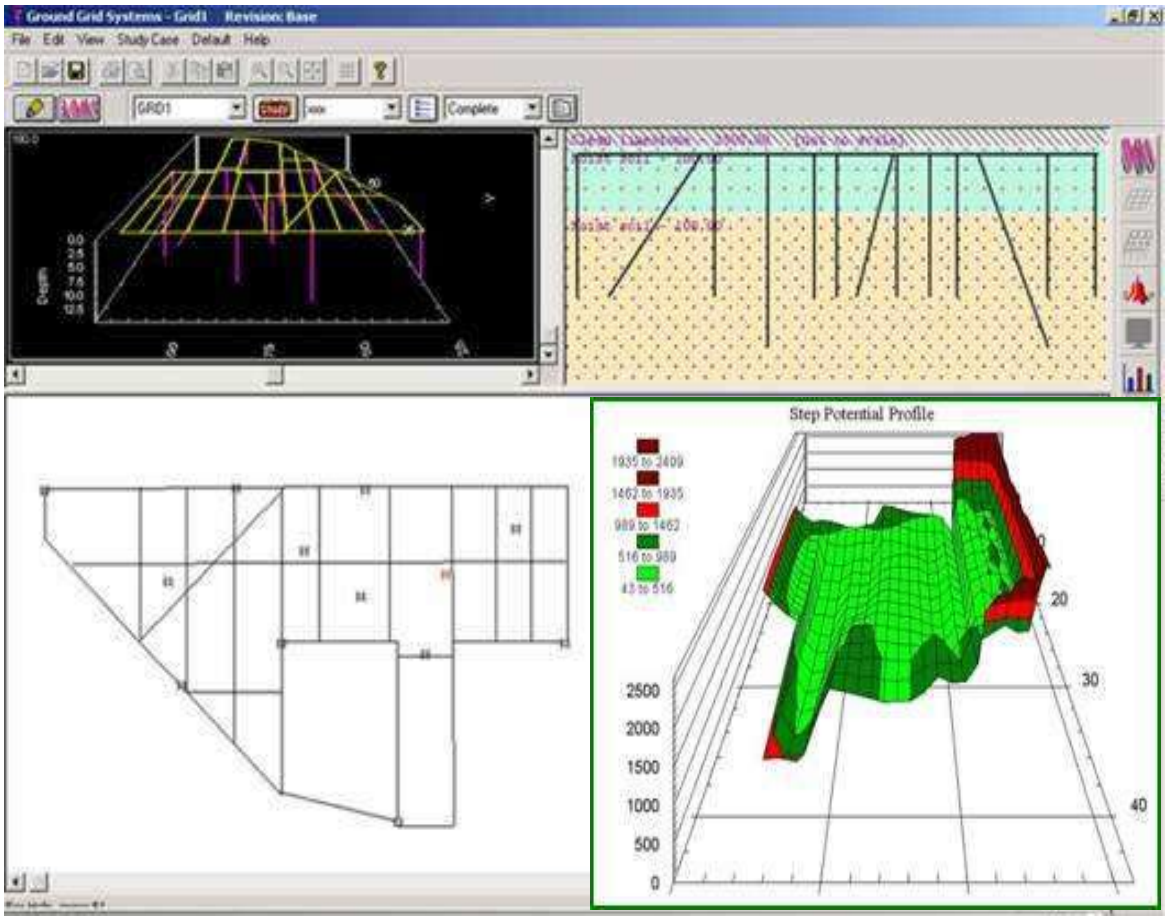


Figura 7.1: Software Etap, módulo de sistema de puesta a tierra.

7.2. Software para simulación de rotura del neutro

Programa de simulación diseñada en el departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Valladolid (UVA) España. Para el análisis de la sobretensión y subtensión que se origina por la rotura del neutro en instalaciones trifásicas cuando la carga está desequilibrada. El programa permite la modificación de la carga trifásica y determina todas las magnitudes eléctricas (tensiones, corrientes y potencias) con el neutro conectado y desconectado a la estrella de la carga eléctrica, también es posible visualizar los diagramas fasoriales [19].

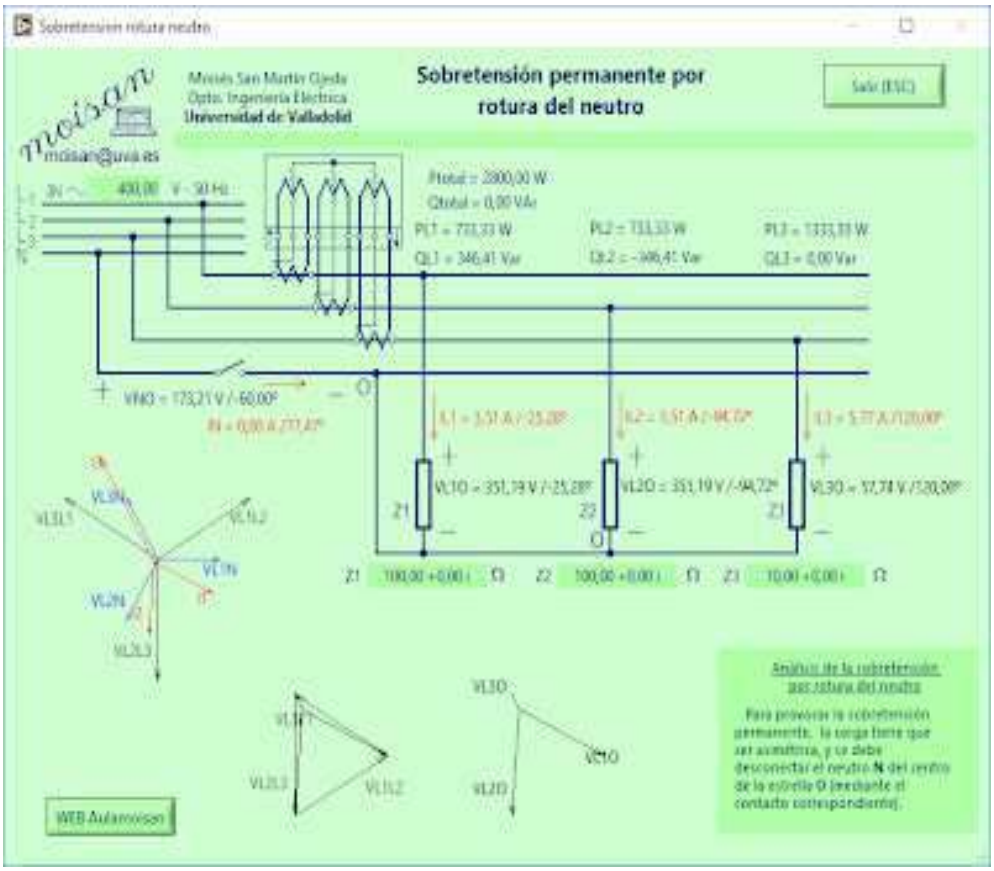


Figura 7.2: Software para simulación de rotura del neutro.

III. RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 8

8.1. Descripción del trabajo

Este trabajo consiste en el análisis del estado actual del sistema de puesta a tierra de la red de distribución de Coronel Oviedo y la posterior elaboración de propuestas de mejoramiento.

Para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos planteados, se llevaron a cabo tres fases con sus correspondientes metodologías; la primera fase consiste en diagnosticar la situación actual del sistema de puesta a tierra, la misma comprende actividades que permiten conocer las condiciones actuales del sistema de puesta a tierra como; levantamiento de datos para la muestra, el respectivo análisis de las falencias encontradas según las Normas utilizadas, en la segunda se determinaron los factores que intervienen en la deficiencia del sistema de puesta a tierra para establecer las bases en la que se fundamente la solución propuesta, el cual comprende actividades como; evaluación de las condiciones de instalación del sistema de puesta a tierra, medición de la resistividad del terreno, evaluación de los resultados según las Normas y en la última fase se plantearon las acciones preventivas y correctivas atendiendo las Normas nacionales e internacionales.

8.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas

8.1.1.1. Tipo de investigación

8.1.1.1.1. Investigación de campo

Se entiende por Investigación de Campo, el análisis sistemático de problemas en la realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos, o predecir su ocurrencia, haciendo uso de métodos característicos de cualquiera de los paradigmas o enfoques de investigación conocidos o en desarrollo. Los datos de interés son recogidos en forma directa de la realidad; en este sentido se trata de investigaciones a partir de datos originales o primarios [20].

8.1.1.1.2. Investigación descriptiva

Mediante este tipo de investigación, que utiliza el método de análisis, se logra caracterizar un objeto de estudio o una situación concreta, señalar sus características y propiedades.

Combinada con ciertos criterios de clasificación sirve para ordenar, agrupar o sistematizar los objetos involucrados en el trabajo indagatorio [21].

Entonces este proyecto final de grado tuvo como marco de referencia la Investigación de Campo de carácter descriptivo, ya que en la primera etapa se reunió información directa del sector en estudio, con la finalidad de constatar la realidad existente, plantear la verdadera problemática para luego determinar las posibles soluciones. Posteriormente se describió al sistema de puesta a tierra con mayor exactitud, especificando propiedades importantes actuales del sistema de puesta a tierra de la red de distribución caso estudio y obteniendo un diagnóstico de la situación actual del mismo; tornándose la investigación al tipo descriptivo.

8.1.1.2. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Son las distintas formas o maneras empleadas para obtener la información [22].

8.1.1.2.1. Las técnicas de recolección aplicadas en este proyecto se describirán a continuación:

- **Recopilación documental:** Esta técnica permite la recolección de información bibliográfica [22], en el presente estudio se efectuaron mediante la revisión de textos, trabajos de investigación, revistas, páginas web, Normas y Reglamentos relacionados al tema de investigación.
- **La entrevista no estructurada:** Es un acto de comunicación no planeado con el cual se obtiene información clara, real y objetiva del tema en estudio [22]. Se aplica al personal técnico e ingenieros relacionados al área de estudio y permite ampliar la información acerca del funcionamiento del sistema y sus elementos, junto a las condiciones operativas del mismo.
- **La observación:** Esta técnica se caracteriza por la visualización directa del entorno físico objeto de la investigación lo cual permite obtener información general y específica [22], esta técnica se llevó a cabo en las redes de distribución.

8.1.1.2.2. Instrumentos de recolección de datos

Un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso del que se vale el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información. Los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información, por ejemplo: fichas, formatos de cuestionarios, tablas, etc. [22].

Para este proyecto se diseñaron diferentes tablas elaboradas en Excel en las cuales se recogieron las informaciones necesarias durante el levantamiento.

Se utilizaron los siguientes instrumentos de medición:

- Un Telurómetro tipo pinza de Uni-Trend Instruments, Ground Tester Clamp UNI-T 276A (Anexo-Fig.C.1) que efectúa el método de medición directo sin desconectar la puesta a tierra bajo prueba y no se utilizan electrodos auxiliares. Las especificaciones técnicas se pueden ver en la tabla C.1 del anexo.

  El método es aplicado por la Norma EPM (Colombia) y también especifican algunos fabricantes como AEMC instruments, Fluke, MEGABRAS, etc.

  Obs.: La marca UNI-T posee certificado de verificación de Calidad ISO:9001 y obtuvo reconocidas certificaciones que incluyen CE Europea, UL Americana, CMC China, etc.

  Seguridad: Cumple con los requerimientos de IEC1010-1 Categoría III 300V.
- Un Telurómetro de Uni-Trend Instruments, DIGITAL EARTH TESTER UT521 (Anexo-Fig. C.2) que efectúa el método (convencional) de la Regla del 62% mediante dos electrodos auxiliares de potencial(p) y corriente(c), especificaciones técnicas en la tabla C.2 del anexo.

- Un Telurómetro marca CIRCUTOR, Digital earth tester TL-5 (Anexo-Fig. C.3) que efectúa el método (convencional) de la Regla del 62% mediante dos electrodos auxiliares de potencial(p) y corriente(c), especificaciones técnicas en la tabla C.3 del anexo.
- Un multímetro de Uni-Trend Instruments, Digital Clamp Multimeters UT202, utilizado para la medición de corriente en ciertos puntos de la línea de baja tensión.

8.1.1.3. Metodología utilizada

Para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos planteados, se llevaron a cabo las siguientes fases con sus correspondientes metodologías.

8.1.1.3.1. Fase I

Se Diagnosticó la situación actual del sistema de puesta a tierra.

Esta etapa comprendió actividades que permitieron conocer las condiciones actuales de funcionamiento del sistema de puesta a tierra.

Actividades:

- Se verificó la Norma utilizada por ANDE para el diseño del sistema de puesta a tierra.
- Se determinó el tamaño muestral. Obteniendo como resultado 112 números de muestra.
- Se realizó el levantamiento de datos para la muestra.
- Se realizaron mediciones de la resistencia de puesta a tierra.
- Se realizó el análisis de las falencias encontradas.

8.1.1.3.2. Fase II

Se determinaron los factores que intervienen en la deficiencia del sistema de puesta a tierra, para establecer las bases en la que se fundamente la solución propuesta.

En esta fase se evaluó al sistema de puesta a tierra con el fin de definir los factores que inciden en la deficiencia del sistema de puesta a tierra actual.

- Se evaluaron las condiciones de instalación del sistema de puesta a tierra.
- Se realizaron mediciones de resistividad del terreno.
- Se evaluaron los resultados según las Normas.

Observación: Para la obtención de valores de resistividad del terreno en ciertos sectores se empleó el método de Variación de Profundidad establecido por la Norma ANSI/IEEE Std 81-1983. Para dicha acción se utilizó también el método de la regla del 62% (Anexo-fig.C.4) para la obtención de valores de resistencia de puesta a tierra, dato necesario para el cálculo de resistividad.

8.1.1.3.3. Fase III

Se plantearon las acciones preventivas y correctivas.

En esta etapa se expuso las bases para el planteamiento de una posible solución que corrija la problemática actual y además se propuso la aplicación de una acción preventiva que evite la reaparición de la problemática en un futuro.

8.2. Justificación

El diagnóstico del estado actual del sistema de puesta a tierra de las redes de distribución es fundamental para identificar las falencias de las mismas, ya que el sistema de puesta cumple un rango amplio de funciones en un sistema de distribución de energía eléctrica. Estas funciones son fundamentales tanto para la seguridad de las personas como para la mejora de la calidad del servicio y para la operación apropiada del sistema eléctrico y de los equipos [23].

Una de las causas de averías de los transformadores es debido a las descargas eléctricas atmosféricas [24], que muchas veces no son disipadas y afectan a los equipos, alcanzando a algunos usuarios, ya que en la actualidad la mayoría de los usuarios no cuentan con un sistema de puesta a tierra en el ámbito residencial o comercial lo que hace totalmente dependiente de la red. Se puede ver en la figura la cantidad de transformadores averiados correspondientes solo a los años 2015 y 2016, con un total de 545 en dos años.

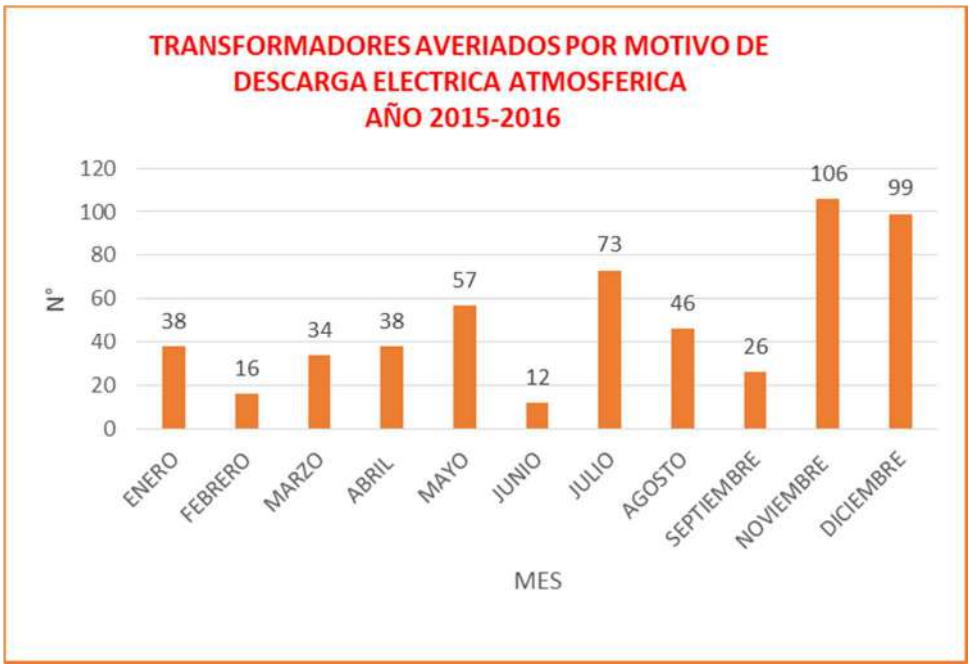


Figura 8.1: Transformadores averiados por motivo de descarga eléctrica atmosférica

Fuente: ANDE

Al contar con las propuestas de mejoramiento de este proyecto, su posterior ejecución beneficiará a la ANDE y a sus usuarios en general, garantizando que el sistema de puesta a tierra ante una descarga eléctrica atmosférica o ante cualquier falla en el sistema cumpla con su función especificada, no afectándose de esa manera a los usuarios del servicio. Así mismo la ANDE podrá disminuir los costos de inversión por cambios de los equipos averiados de los puestos de distribución [25], al mejorar el sistema de puesta a tierra de los mismos.

8.3. Finalidad del proyecto

Mediante la realización de este proyecto se busca:

- Mejorar el desempeño del sistema de puesta a tierra evitando así averías de los equipos de la red de distribución, principalmente los transformadores a causa de las descargas eléctricas atmosféricas y así reducir las interrupciones del servicio eléctrico.
- Ofrecer una propuesta alternativa de solución eficiente a la ANDE.
- Ofrecer calidad y seguridad a los usuarios.

8.4. Metas

Elaborar al menos una propuesta de mejoramiento integral del sistema de puesta a tierra del sistema de distribución de energía eléctrica de la ciudad de Coronel Oviedo.

8.5. Objetivos

8.5.1. Objetivos generales

Analizar el estado actual del sistema de puesta a tierra de la red de distribución de Coronel Oviedo y proponer alternativas de mejoramiento.

8.5.2. Objetivos específicos

- Diagnosticar la situación actual del SPT del sistema de distribución de la ciudad de Coronel Oviedo.
- Verificar el cumplimiento de Normas internacionales o nacionales por parte de la ANDE para el diseño del sistema de puesta a tierra.
- Identificar las falencias que tiene el sistema de puesta a tierra del sistema de distribución de la ciudad de Coronel Oviedo.
- Reconocer los factores que intervienen en la deficiencia del sistema de puesta a tierra.
- Verificar cumplimiento de los valores de resistencia de puesta a tierra con las Normas.
- Plantear las alternativas para las acciones preventivas y correctivas del SPT.

8.6. Beneficiarios

Con el análisis del Sistema de Puesta a Tierra actual será beneficiada la ANDE, tendrán a disposición una muestra valida del estado en que se encuentran sus instalaciones y con la ejecución de las propuestas de mejoramiento descritas en este trabajo podrán adecuarse a las exigencias normativas obteniendo como resultado la reducción de averías de los equipos en épocas de tormentas eléctricas, así también serán beneficiados los usuarios teniendo una mejor calidad de servicio.

8.7. Producto

Los productos obtenidos con este proyecto son:

-La información completa y detallada acerca del estado actual del SPT.

-Las técnicas para la construcción de un sistema de puesta a tierra eficiente.

-Propuesta de configuraciones de PAT para valores determinados de resistividad del terreno.

-Un programa de mantenimiento para el sistema de puesta a tierra.

8.8. Localización física y cobertura espacial

El relevamiento muestral fue realizado a la red de distribución urbana correspondiente a la Estación de la ANDE, situada en la ciudad de Coronel Oviedo.

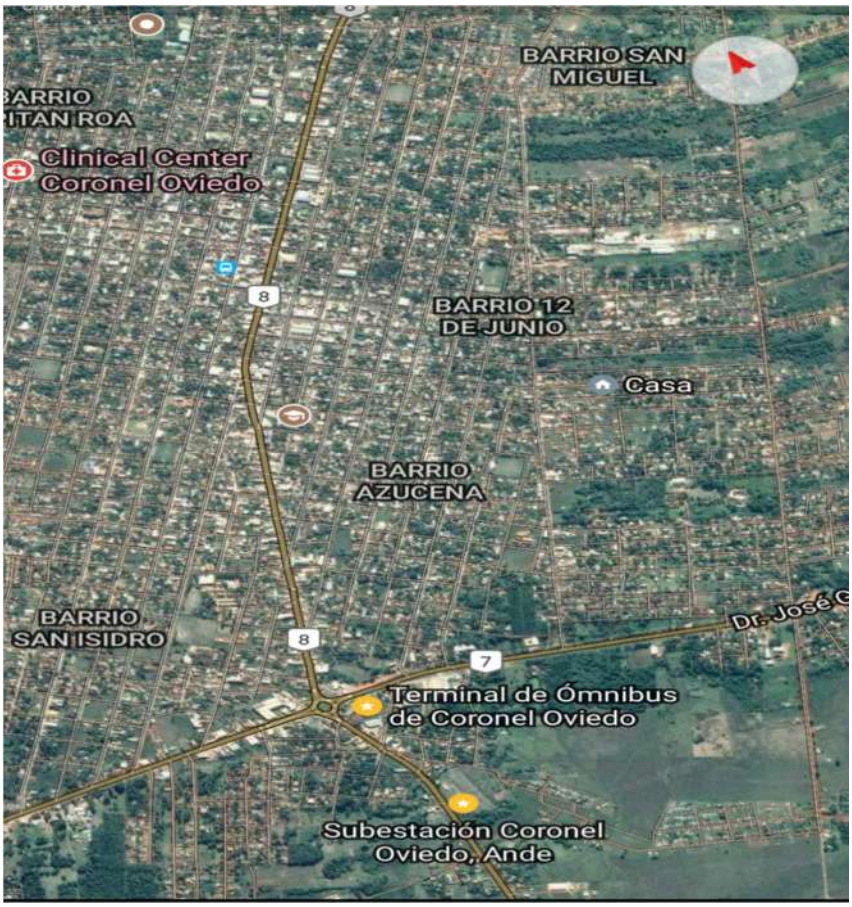


Figura 8.2: Ciudad de Coronel Oviedo-Dpto. de Caaguazú.

8.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

- Selección de textos bibliográficos y Normas sobre Sistemas de Puesta a Tierra.
- Entrevistas técnicas con Ingenieros expertos en el tema.
- Recolección de datos necesarios de la Ande.
- Calculo del tamaño muestral.

- Relevamiento de datos: Inspección de las condiciones del SPT, registro fotográfico, medición de resistencia de puesta a tierra.
- Medición de resistividad del terreno en algunas zonas.
- Medición de corriente en ciertos tramos de la red de baja tensión.
- Carga de todos los datos relevados en las planillas.
- Evaluación de los datos relevados con las Normas.
- Simulación del sistema de puesta a tierra mediante software.
- Elaboración de las propuestas de mejoramiento del SPT.

8.10. Factibilidad técnica

Con el diseño, la construcción del sistema de puesta a tierra basada en Normas y el debido mantenimiento se obtiene un sistema eficiente logrando así disipar correctamente las corrientes de rayo u otra falla, mantener la estabilidad de las tensiones en BT, también se reducen los gradientes de potenciales que pueden originarse en la puesta a tierra evitando así tensiones de paso y de contacto peligrosas.

8.11. Factibilidad económica

8.11.1. Beneficios

Con la ejecución de las propuestas de mejoramiento del sistema de puesta a tierra presentada, se espera la reducción de costos de inversión por cambio o reparación de los equipos averiados, principalmente de los transformadores de distribución [25].

8.11.2. Costos

8.11.2.1. Costo de inversión realizada para el relevamiento de datos

En la tabla 8.1 siguiente se puede observar la inversión realizada para el relevamiento de datos.

DESCRIPCION	COSTO
Telurómetro	3.000.000
Transporte	500.000
Ayudante	500.000
Amperímetro	200.000
Gastos varios	500.000
TOTAL(Gs.)	**4.700.000**

Tabla 8.1: Costo de inversión para relevamiento de datos.

8.11.2.2. Costos de las propuestas de configuraciones de puesta a tierra

A fin de facilitar la construcción del SPT y obtener valores de resistencia recomendados por las Normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NBR 5419 y NTC 4552. Se propuso configuraciones de puesta a tierra en función a la resistividad del terreno, una vez conocida esta, se podrá optar por la más adecuada.

En la tabla 8.2 se muestra el resumen del costo inicial en insumos, en la tabla B.1.1 del apéndice se puede observar los detalles.

Resumen del costo inicial en insumos para construcción de un SPT	
Total (Gs.)	**3.751.500**

Tabla 8.2: Costo inicial en insumos para construcción de un SPT

A continuación se muestran en las tablas 8.3 y 8.4 los costos de las configuraciones de puesta a tierra utilizando electrodos con dimensiones normalizadas, en la tabla B.2.1 y B.2.2 del apéndice se puede observar los detalles.

Resumen del costo de construcción de una PAT			
Item	**Configuración de PAT (5/8"X2,40m)**	**Resistividad máxima [Ωm]**	**Total (Gs.)**
1	1E-V	26	1.271.250
2	2E-V	67	1.492.450
3	3E-V	100	1.713.650
4	1E-V/2C	76	1.586.250
5	2E-V/2C	107	1.807.450
6	3E-V/2C	138	2.028.650
7	3E-Δ	110	1.864.850
8	4E-□	131	2.086.050

Tabla 8.3: Resumen del costo de construcción de una PAT con electrodos de 5/8”.

Resumen del costo de construcción de una PAT			
Item	Configuración de PAT (3/4"X3,00m)	Resistividad máxima [Ωm]	Total (Gs.)
1	1E-V	32	1.408.250
2	2E-V	81	1.766.450
3	3E-V	123	2.124.650
4	1E-V/2C	80	1.723.250
5	2E-V/2C	121	2.081.450
6	3E-V/2C	158	2.439.650
7	3E-Δ	135	2.275.850
8	4E-□	158	2.634.050
9	4E-V	160	2.482.850

Tabla 8.4: Resumen del costo de construcción de una PAT con electrodos de 3/4".

Una vez seleccionada la configuración adecuada, cuyo costo se deberá adicionar al costo inicial presentada anteriormente, también se incluirá el 5% para los imprevistos que puedan surgir durante el desarrollo del trabajo.

A continuación en las tablas 8.5 y 8.6 se presentan los costos estimativos de las mejoras del sistema de puesta a tierra para dos escenarios posibles. Realizando una inferencia con el 90% de confianza se tuvo los siguientes costos para:

- El 71% de la puesta a tierra.
- 62% de los conductores bajantes.
- 26,78% Protección de los conductores bajantes.

Escenario 1: Suelos húmedos (baja resistividad).

DESCRIPCION	COSTO
Herramientas p/ construcción de la PAT	3.751.500
Puesta a tierra con alternativa 1	1.203.963.750
Reemplazar bajantes	154.269.000
Protección p/ bajante	8.977.600
Subtotal (Gs.)	**1.370.961.850**
Imprevistos 5%	68.548.093
TOTAL (Gs.)	**1.439.509.943**

Tabla 8.5: Costo de mejoras del SPT para el escenario 1.

Escenario 2: Suelos secos (alta resistividad)

DESCRIPCION	COSTO
Herramientas p/ construcción de la PAT	3.751.500
Puesta a tierra con alternativa 2	1.579.820.550
Reemplazar bajantes	154.269.000
Protección p/ bajante	8.977.600
Subtotal(Gs.)	**1.746.818.650**
Imprevistos 5%	87.340.933
TOTAL (Gs.)	**1.834.159.583**

Tabla 8.6: Costo de mejoras del SPT para el escenario 2.

IV. INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPÍTULO 9

9. Estado actual del sistema de puesta a tierra de la red de distribución de Coronel Oviedo

Para que el sistema de puesta a tierra cumpla con las funciones asignadas debe tener valores permisibles de resistencia de puesta a tierra establecida por Norma e instaladas en los lugares claves como en puestos de distribución con la disposición de conductor común a tierra del transformador y del descargador, postes de ambos lados del transformador, finales de línea de baja tensión, descargadores de media tensión, etc. [14]. Además deben estar puesto a tierra las carcasas de los reguladores de tensión, reconectadores, llaves tripolares, condensadores, mensajeros de red compacta y a lo largo del conductor neutro [26].

Para el análisis del estado actual del SPT se dividió en dos partes la primera corresponde los equipos instalados a la red primaria, y la otra la red secundaria de distribución.

Para la primera parte se tomó para el análisis solo a los transformadores de distribución, debido a que no se pudo realizar relevamiento a los demás elementos (SPT inaccesible o elemento inexistente durante el relevamiento).

Antes de realizar el análisis fue necesario determinar la muestra necesaria de la población.

9.1. Determinación del tamaño muestral para el relevamiento y posterior análisis del SPT en los puestos de distribución.

La muestra se realizó del total de transformadores de distribución alimentadas por la estación Coronel Oviedo, dando un total de 1349, dato facilitado por la ANDE. (Ver tabla 9.1).

Luego se definieron los parámetros necesarios para realizar el cálculo del tamaño de la muestra según la ecuación.

N = Número de transformadores 1349.

Z = Depende del nivel de confianza, para este estudio se seleccionó un nivel de confianza de 90% valor recomendado por expertos en estadística; y según la tabla la constante Z es igual a 1,65.

e = El error muestral deseado para este estudio es de 7,45% (valor adoptado de estudios similares).

p = La proporción esperada del SPT cumpla la Norma, para este estudio será de 0,5 = 50%.

q = La proporción esperada del SPT no cumpla la Norma, para este estudio será de 0,5 = 50%

Obs.: Ya que no hay algún estudio anterior de las proporciones para los valores de **p** y **q** fueron asignadas de tal manera.

AL desarrollar la ecuación tenemos:

$$n = \frac{1349 \,.1{,}65^2.0{,}5.0{,}5}{(1349-1)0{,}075^2 + 1{,}65^2.0{,}5.0{,}5} = 112$$

Con el valor obtenido n = 112; es decir el número mínimo de levantamiento realizarse será en 112 PD para obtener conclusiones con un 90% de confianza y un error de 7,45%, valores adecuados para este tipo de estudio.

9.2. Puestos de distribución instalados en la red de distribución de Coronel Oviedo

Para realizar el relevamiento se solicitó a la ANDE algunos datos como: tablas, planos etc.

En la figura 9.1 se puede apreciar los alimentadores y los transformadores instalados en la misma así como también la ubicación, cuya salida es de la estación COV, información necesaria para el relevamiento.

En una tabla facilitado por ANDE se detalla el número total de transformadores de distribución.

SISTEMA	ALIM.	TOTAL
CENTRO	COV1	123
CENTRO	COV2	133
CENTRO	COV3	135
CENTRO	COV4	5
CENTRO	COV5	388
CENTRO	COV6	206
CENTRO	COV7	359
TOTAL		1349

.

Tabla 9.1: Cantidad de transformadores instalados en la red de distribución de Cnel. Oviedo

Plano parte de la red de distribución de Coronel Oviedo.

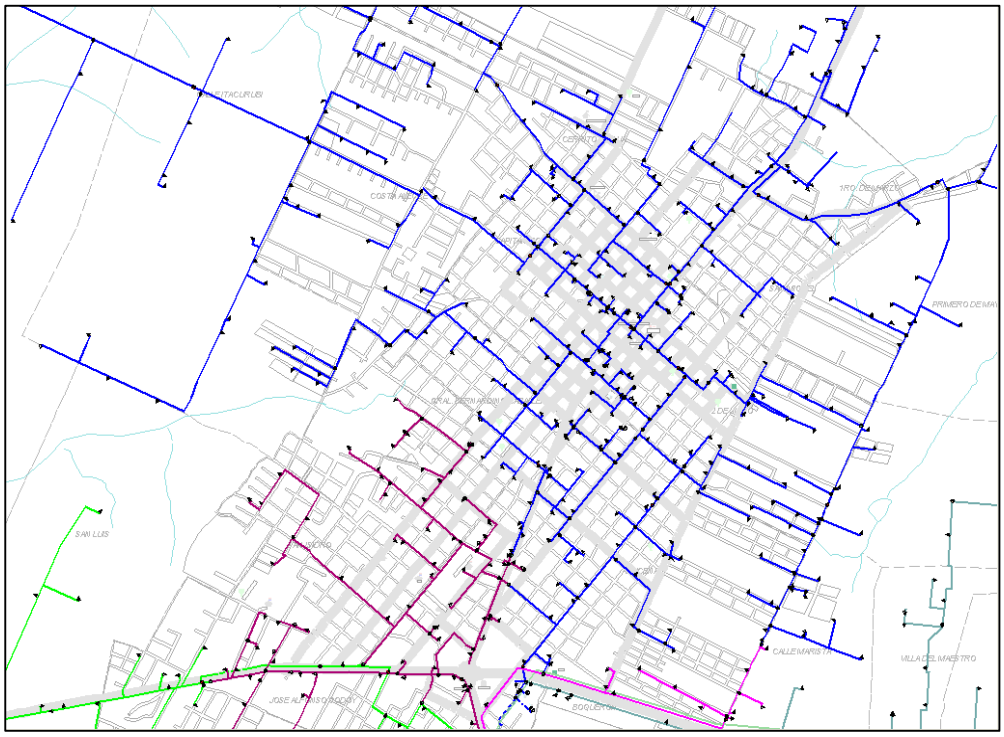


Figura 9.1: Plano parte de la red de distribución de Cnel. Oviedo

9.3. Relevamiento de datos

9.3.1. Estado del SPT en puestos de distribución

Para el relevamiento muestral de las condiciones físicas y el registro de las mediciones de resistencia de puesta a tierra se diseñó una tabla en el cual se puede observar cada atributo que se recolectó como muestra para posteriormente ser evaluadas respectivamente, en la tabla A.1.1 del apéndice se muestra detalladamente el relevamiento realizado.

A continuación se detalla los puntos de la tabla A.1.1 para el relevamiento:

- Resistencia de puesta a tierra (RPT): Esta columna contiene los valores de resistencia de puesta a tierra.
- Bajante: Aquí se detallan todas las condiciones físicas en las que se encuentran los bajantes en cada puesto de distribución.
- Conexión bajante-electro (B-E): Se especifica el tipo de conexionado que existe entre el bajante y el conector.
- Puesta a tierra: Se especifica la configuración (C) actual de las puestas a tierra, la profundidad (P) del electrodo y la separación (S) que tiene este del poste.
- Observaciones: En esta columna se especifica algún detalle adicional.

9.3.2. Resistividad del suelo

Es de mucha importancia conocer las características de los terrenos en donde serán instalados los sistemas de puesta a tierra, en este proyecto se realizó la medición de resistividad, ya que con los datos obtenidos nos permitieron realizar un análisis sobre la incidencia del suelo en la resistencia de puesta a tierra.

A continuación se presenta en la tabla 9.2 los valores de resistividad obtenidos utilizando el método de la variación de profundidad según la Norma ANSI/IEEE Std 81-1983. En la tabla A.1.3 del apéndice se puede observar las mediciones realizadas.

ZONA		RESISTIVIDAD [Ω.m]
1	Barrio Maristas	386
2	Barrio San Pablo	62
3	Barrio San Isidro	81
4	Barrio Azucena	75
5	Barrio 12 de junio	123
6	Barrio 1° de Marzo	92

Tabla 9.2: Resumen de las mediciones de resistividad.

Figura 9.2: Resistividad del suelo en algunas zonas

9.3.3. SPT instalada en la red secundaria de distribución

Para esta parte del relevamiento se diseñó una tabla que indica según las Normas aquellos sectores de la red en donde el conductor neutro debe ser puesto a tierra y además se especifica información acerca del bajante. Los puntos incluidos en la tabla para el relevamiento son:

- Ambos lados del PD
- Trayecto de la línea
- Finales de líneas

En la tabla A.1.2 del apéndice se puede observar el resultado de las verificaciones.

9.4. Evaluación del sistema de puesta a tierra en los puestos de distribución

Las Normas nacionales e internacionales que se tomaron como principales referencias para la evaluación del sistema de puesta a tierra son las siguientes:

- RMT-ANDE
- RETIE
- LAR400- CODENSA
- EPM
- NTC 2050
- IEEE 80
- IEC 60364
- NEC 250
- ABNT

De cada Norma se tuvo en cuenta puntos específicos para la construcción de un sistema de puesta a tierra para posterior evaluación con el relevamiento realizado como se puede observar en la siguiente tabla 9.3.

Item	Puntos a Evaluar	Normas externas de referencia
1	Diseño del SPT	RETIE, ABNT
2	Resistencia de Puesta a tierra	IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NBR5419, NTC4552
3	Calidad de los Electrodos	RETIE-15.3.1
4	Calidad de las conexiones	NTC-250.112,115, NEC 250
5	Sección del Bajante	LAR400- CODENSA , RETIE-15.3.2, ABNT
6	Profundidad del Electrodo	RETIE-15.3.1
7	Separacion del Poste	EPM, ABNT
8	Calidad del bajante	NTC-250.91, RETIE-15.3.2-3
9	Técnica de mejoramiento delsuelo	IEEE 80 - 14.5 / 2000
10	Registro para inspección	NEC-250.68, RETIE15.2, RETIE 15.6.2

Tabla 9.3: Normas externas de referencia utilizadas para la evaluación del sistema de puesta a tierra.

9.4.1. Diseño del sistema de puesta a tierra aplicada por la ANDE en los puestos de distribución

Según fuente obtenida de la ANDE y consultando el RMT respectivo, el diseño es la siguiente:

- La tierra de protección (banco de descargadores y cuba) y de servicio (neutro de BT) están unificadas.

Resultados:

- Durante el relevamiento se pudo observar que en la totalidad de los puestos de distribución se cumple con el criterio de tierra de protección y de servicio común.
- Se utiliza un solo bajante para ambas funciones; servicio y protección.

La RETIE y la ABNT presentan el mismo criterio de unificar las tierras y la utilización de un solo bajante.

9.4.2. Evaluación del valor de resistencia de puesta a tierra

9.4.2.1. Resultado de las mediciones

Durante el recorrido realizado del total de la muestra se pudo medir el 79,46% (Anexo-fig. C.6) mientras que el 20,54% restante la medición no fue posible por los siguientes motivos; inexistencia o rotura de los bajantes que corresponde al 10,71% y los bajantes instalados dentro de los postes el 9,82%, este último debido a que no se tuvo acceso al sistema de puesta a tierra, a continuación se detalla la clase y la frecuencia de los datos relevados.

Resistencia de puesta a tierra [Ω]	**Frecuencia**
0-10	26
10,01-25	34
25,01-40	16
40,01-80	5
80,01-150	1
150,01-500	3
500,01-1000	4
Subtotal Medidos	89
∞	12
No medidos	11
Total	112

Tabla 9.4: Resumen de las mediciones de resistencia de puesta a tierra.

En la figura 9.3 se puede observar la frecuencia de valores de resistencia de puesta a tierra en porcentaje, de las mediciones realizadas en los puestos de distribución.

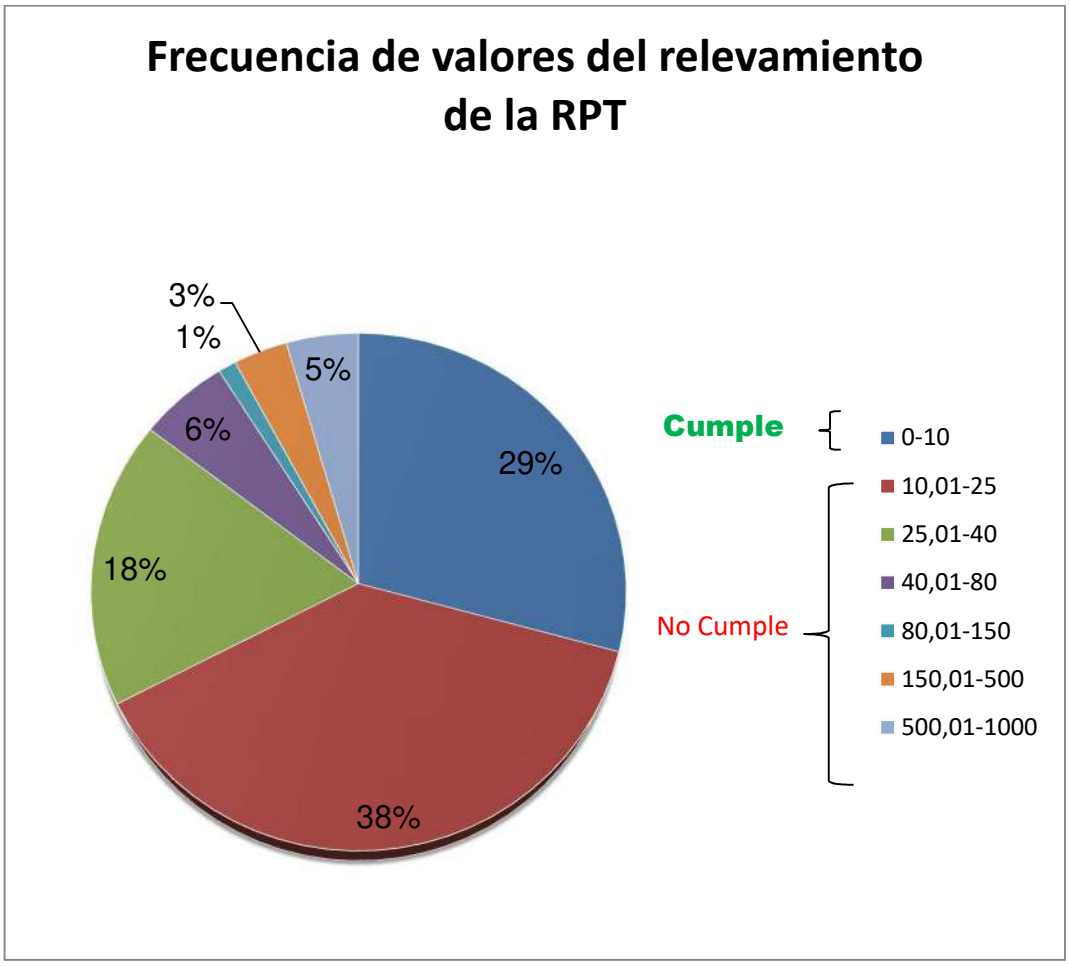


Figura 9.3 Frecuencia de valores de la resistencia de puesta a tierra

Se puede apreciar en la figura anterior de las mediciones realizadas existe un 29% de frecuencia hasta los valores de 10 Ω, un 38% entre los valores 10.01 y 25 Ω, entre 25.01 y 40Ω 18% y así sucesivamente. Cabe mencionar que los valores de resistencia mayores a 150Ω normalmente se debe a dos factores, el elevado valor de resistividad del terreno y la deficiencia de la conexión entre el bajante y el electrodo de puesta tierra, o el único contacto con el suelo es por medio del bajante estos casos se dan cuando se deteriora la conexión entre bajante-electrodo.

En la tabla 9.4 una de las filas contiene ¨ ∞ ¨ (Infinito) se llama así a los sistemas sin conexión a tierra estos por motivos mencionados anteriormente.

El valor máximo de resistencia de puesta a tierra establecido por las Normas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC4552 es de “10Ω” y los valores de resistencias medidos que cumplen con estas Normas corresponden al 29%, dentro de este rango de valores no se encontró ni un solo valor de 5Ω el cual está establecido en criterios generales del RMT- ANDE.

El tener un valor alto de resistencia de puesta a tierra (mayor a 10Ω) trae efectos significativos a la red de distribución como son; daño en transformadores, electrocución de personas y animales por elevados gradientes de potencial [27] [28].

La calidad de la protección contra sobre tensiones está muy ligada al sistema de puesta a tierra, un camino de resistencia elevada puede exponer en mayor medida a los equipos ya que los descargadores perderían totalmente su eficacia [29].

9.4.3. Calidad de los Electrodos

Según las especificaciones técnicas de la ANDE el tipo de electrodo o jabalina de puesta a tierra es del tipo varilla de acero cobreada cuyo espesor de cobre es de:

a. 250 micrones.
b. La sección correspondiente es de 5/8¨ y 3/4¨.
c. Con longitudes de 2 y 3 metros.

La RETIE en su sección 15.3.1 específica para la jabalina el mismo valor del espesor o recubrimiento de cobre de 250µm y una longitud mínima de 2,4 metros.

Las especificaciones tales como longitud y espesor no se pudo observar durante el relevamiento, pero suponiendo el cumplimiento de las especificaciones

técnicas de la ANDE para el caso del punto ¨c¨ la longitud de 2 metros no cumple con la RETIE el cual establece una longitud mínima de 2,4m.

Se pudo observar el 10,71% de los electrodos de puesta a tierra, ya que estos sobresalen del suelo, el punto observado es; el mal estado del electrodo, esto es recubrimiento de cobre muy desgastado (Anexo-Fig. C.8) por lo que se supone lo mismo en la totalidad del electrodo y por lo tanto se vuelven obsoletas, en ese estado la conexión eléctrica con el suelo ya no es efectiva.

Obs.: EL 89,29% restante no pudo ser observado debido a que están enterrados totalmente.

9.4.4. Calidad de las conexiones

Las Normas NTC-250 y NEC-250 establecen que la conexión del bajante con el electrodo de puesta a tierra debe ser principalmente con soldadura exotérmica o como segunda opción los conectores mecánicos certificados.

Las especificaciones técnicas de la ANDE también establecen la utilización de la soldadura exotérmica y conectores mecánicos para las conexiones.

De las 112 conexiones de puesta a tierra ha sido posible observar el 10,71% de las conexiones, estas son hechas con conectores tipo prensa y están en mal estado

(Anexo-Fig. C.8), algunas próximas a deteriorarse, esto hace suponer la gravedad de las demás conexiones aquellas que no pudieron ser observadas.

Obs.: EL 89,29% restante no pudo ser observado debido a que están enterrados totalmente.

9.4.5. Profundidad del electrodo

La RETIE en su artículo 15.3.1 establece que la parte superior del electrodo enterrado debe quedar como mínimo a 15 cm de la superficie, mientras que en el libro de estructuras de la ANDE especifica una profundidad de 50 cm.

De los datos relevados el 10,71% de los electrodos sobresalen del suelo (Anexo-Fig. C.8). Entonces no cumplen con la profundidad mínima que establecen las Normas mencionadas anteriormente.

Obs.: EL 89,29% restante no pudo ser observado debido a que están enterrados totalmente.

9.4.6. Separación del poste

Las Normas que establecen la instalación del electrodo de puesta a tierra a una separación mínima del poste son:

- Norma EPM: separación 1 metro.
- ABNT: 1 metro.
- Norma ANDE: 1 metro.

En la tabla A.1.1 se puede observar las distancias existentes entre los postes y los electrodos, estas son muy cortas y en algunos casos están pegadas al poste, entonces no cumple con lo establecido por las Normas.

9.4.7. Sección del bajante

Las Normas CODENSA, RETIE y ABNT establecen que la sección mínima del bajante debe ser del calibre N° 4AWG (equivalente a 21,14 mm^2) o 25mm^2, y el RMT ANDE la sección de 25 mm^2.

Del relevamiento realizado el 27,68% no cumple con las Normas.

9.4.8. Calidad del bajante

Las Normas NTC y RETIE especifican que el bajante debe ser de cobre, aluminio u otros materiales conductores o aleación de ellos, siempre que garantice su protección contra la corrosión y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra. Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medio de desconexión, sin empalmes ni uniones, y en casos donde requieran ser empalmadas deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso. Según el RMT ANDE, aparte de lo mencionado anteriormente debe instalarse, de ser posible, en forma bien visible, usando preferiblemente conductor desnudo.

Durante el relevamiento se detectó siguientes casos:

- Empalmes 16,07%(Anexo-Fig. C.9).
- Conductores desilachados 8,92%.
- Conductores corroídos 18,75%.
- Sueltos 10.71%
- Conductor sin protección (tubo de pvc) 26,78%.

En la tabla A.1.1 del apéndice se detallan las observaciones realizadas.

9.4.9. Técnica de mejoramiento de suelo

La Norma IEEE 80-14.5 especifica algunas técnicas para el mejoramiento del suelo especialmente para terrenos con altos valores de resistividad. Esta técnica aun es poco utilizada ya que generalmente no se realizan las mediciones necesarias para la instalación de una puesta a tierra en la red de distribución.

Actualmente no es utilizada por la ANDE durante la construcción de una puesta a tierra.

9.4.10. Registro para inspección

Según las Normas NEC, NTC y RETIE, un sistema de puesta a tierra debe ser accesible para fines de inspección y mantenimiento.

El SPT de los puestos de distribución de la red de ANDE no cuenta con ningún registro para inspección, ya que le punto de unión entre el bajante y el electrodo está directamente enterrado.

9.4.11. Resumen de la evaluación del sistema de puesta a tierra en los puestos de distribución

En la tabla 9.5 se muestra el resumen de las verificaciones realizadas, está dividida en cuatro partes descritas a continuación:

- Puntos evaluados: Esta columna contiene los puntos importantes del SPT que fueron verificados durante el relevamiento.
- Resultados: Aquí están los resultados de las verificaciones realizadas, acompañado del grado de cumplimiento con las Normas.
- Normas externas de referencia: Corresponde a las Normas externas que se tuvieron en cuenta para evaluación de los resultados.
- Norma ANDE: Comprende reglamentos y especificaciones técnicas de la ANDE.

RESUMEN GENERAL DE LA EVALUACIÓN						
ITEM	**PUNTOS EVALUADOS**	**RESULTADOS DEL RELEVAMIENTO**		**NORMAS EXTERNAS DE REFERENCIA (NER)**		**NORMA ANDE**
1	Diseño del SPT	Tierra de proteccion y servicio unificadas	**CUMPLE**	Tierra de protección y servicio unidas	RETIE, ABNT	Tierra de protección y servicio unidas
2	Valor de la Resistencia de Puesta a tierra	RPT mayor que 5Ω	**NO CUMPLE**			5Ω
		RPT mayor que 10Ω	**NO CUMPLE: 71%**	10Ω	IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80 , NTC4552	
3	Calidad de los Electrodos	Recubrimiento de cobre desgastado	--	250µm	RETIE-15.3.1	250µm
		Long. Mín. según EETT.: 2m	**NO CUMPLE: Longitud Minima de (NER)**	2.40m - 3.00m		2.00m 3.00m
4	Calidad de las conexiones	Conectores mecánicos en mal estado	**NO CUMPLE: 10,71%** Desconocido: 89,29%	Soldadura exotérmica	NTC-250.112-115, NEC 250	Soldadura exotérmica
5	Profundidad de hincado del Electrodo	Sobresalen del suelo	**NO CUMPLE: 10,71%** Desconocido: 89,29%	Minimo 15cm	RETIE-15.3.1	50cm
6	Separación del Poste	Mucho menor que 1m	**NO CUMPLE**	1m	EPM, ABNT	1m

7	Sección del Bajante	Distinta a sección mínima	**NO CUMPLE: 27,68%**	4AWG	LAR400-CODENSA , RETIE-15.3.2, ABNT	25mm2
8	Calidad del bajante	Empalmes: 16,07% Desilachados: 8,92% Sueltos: 10,71% Corroidos: 18,75%	**NO CUMPLE: 54,45%**	Continuos, sin empalmes	NTC-250.91, RETIE-15.3.2-3	Continuos, sin empalmes
9	Técnica de mejoramiento del suelo	No se utiliza	**NO CUMPLE**	Alternativa para la reducción de la RPT	IEEE 80 - 14.5 / 2000	No especifica
10	Registro para inspección y mantenimiento	No hay	**NO CUMPLE**	Visible y accesible	NEC-250.68, NTC-4552.5.3, RETIE 15.6.2	No especifica

Tabla 9.5: Resumen general de la evaluación del SPT en los puestos de distribución.

9.5. Mejoramiento del sistema de puesta a tierra en los puestos de distribución

De acuerdo a lo analizado en la sección 9.4, y con los resultados obtenidos se elaboraron propuestas de mejoramiento mediante acciones preventivas y correctivas.

9.5.1. Mejoramiento del diseño del sistema de puesta a tierra

Para esta sección se tuvo en cuenta la condición más desfavorable del ambiente que corresponde a la época de tormentas ya que es el momento en donde ocurren las descargas eléctricas atmosféricas y en donde los equipos están expuestos a los rayos.

Según estudios meteorológicos en el territorio Paraguayo se ha detectado canales de descargas eléctricas atmosféricas, específicamente dos canales principales de descarga y cuatro secundarios (Fig. 9.4). Se puede notar que el Dpto. de Caaguazú se encuentra entre uno de los canales de descargas, por ende en la ciudad de Coronel Oviedo existen altas probabilidades de descargas eléctricas atmosféricas en épocas de tormentas. Esta información obliga mejorar los niveles de protección de los equipos instalados en la zona ante efectos de las descargas atmosféricas.

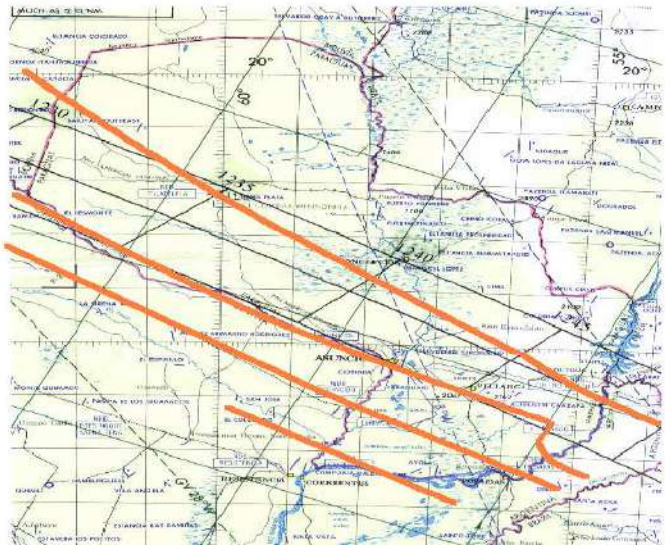


Figura 9.4: Canales de descargas eléctricas atmosféricas en el territorio paraguayo *[30]*.

El diseño actual del SPT en los puestos de distribución consiste en la unión de la tierra de protección y servicio utilizando un solo bajante para los descargadores de MT, cuba y neutro del PD, el cual cumple con las Normas de referencia externa y la Norma Ande. Sin embargo, para que el sistema de puesta a tierra sea más eficiente y brinde mayor seguridad al equipo ante descargas eléctricas atmosféricas se debería evaluar la necesidad del uso de algunos aspectos técnicos recomendados por la RETIE como; la utilización de dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) para baja tensión (Figura 9.5) y la ubicación optima de los descargadores de MT, estos deben estar lo más cerca posible del equipo a proteger (figura 9.6).

Debido a que el alcance de este proyecto solo abarca al sistema de puesta a tierra, por ende la implementación de los DPS para el lado de baja tensión y el criterio de la ubicación de los descargadores de MT de quedan abiertos para próximas investigaciones en donde traten exclusivamente a los sistemas de protección de equipos.

Figura 9.5: DPS para baja tensión.

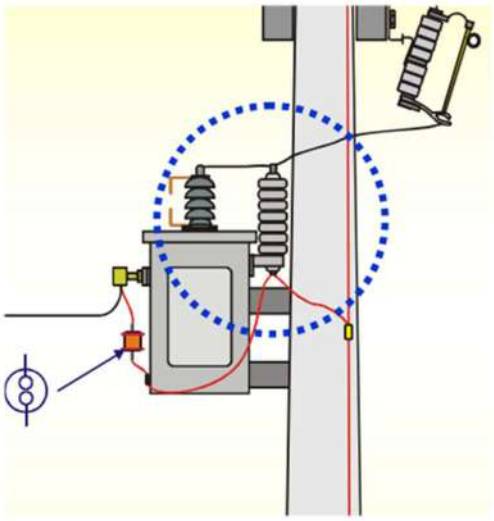


Figura 9.6: Ubicación óptima de DPS-MT según RETIE.

9.5.2. Mejoramiento de la resistencia de puesta a tierra

Cada parte que compone el sistema de puesta a tierra influye en el valor de la resistencia, estos componentes pierden su efectividad al paso del tiempo debido a esto necesitan mantenimiento, para ello existen técnicas de mejoramiento para mantener la RPT lo más bajo posible o dentro de los límites establecidos por las Normas.

9.5.2.1. Instalar contrapesos a puestas a tierras

Es un método simple y muy utilizado en otros países, ya que reducen la resistencia de puesta a tierra y pueden dispersar hasta el 80% de la corriente de un rayo. La instalación es sencilla se anexa uno o varios conductores al electrodo ya enterrado, para sistemas de distribución no es necesario longitudes extensas como requieren en sistemas de transmisión.

Los contrapesos ofrecen muy buena respuesta ante corrientes de impulsos por ende pueden resultar ser una de las mejores configuraciones de puesta a tierra de protección contra rayos [1]. Además, posee la ventaja que cuando no se dispone de la cantidad de electrodos necesarios o cuando las condiciones del terreno impiden el fácil hincado de los mismos, se pueden utilizar simplemente conductores e instalar la cantidad necesaria hasta obtener el valor objetivo de RPT.

Esta técnica es especialmente para puestas a tierras existentes. Según la Norma EPM recomienda utilización de contrapesos comprendida entre 5 a 10 metros.

En la figura 9.7 se puede observar el diseño de esta propuesta de reducción de resistencia de puesta a tierra.

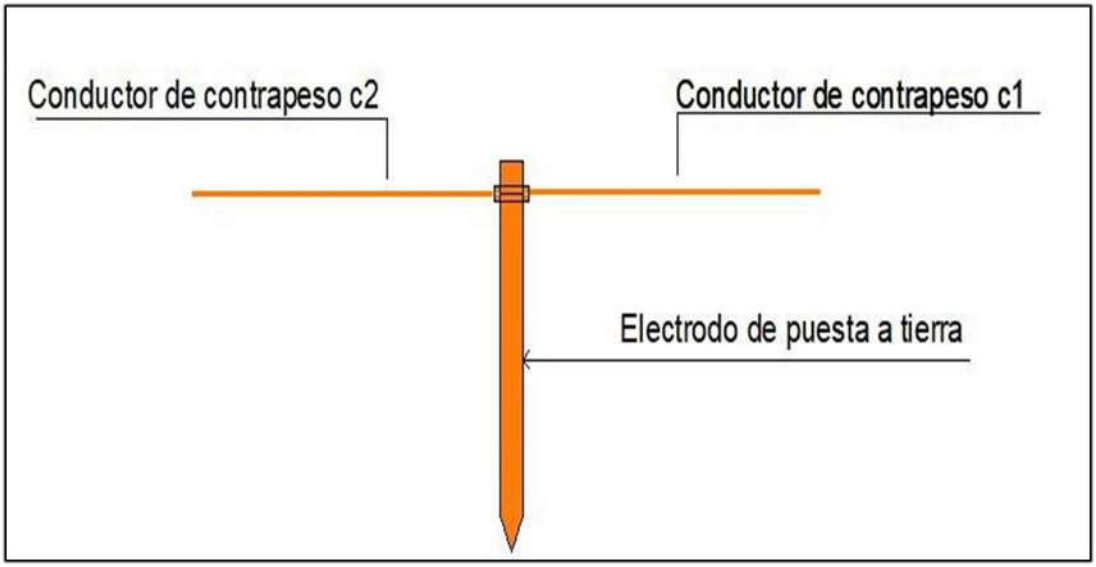


Figura 9.7: Contrapesos instalados al electrodo de puesta a tierra.

Para demostrar esta propuesta se realizó dos simulaciones mediante el software ETAP, la primera corresponde a una puesta a tierra con un electrodo simple normalizado obteniendo como resultado 38,275 Ω para un valor determinado de resistividad del suelo, en la figura 9.8 se pueda observar este primer caso.

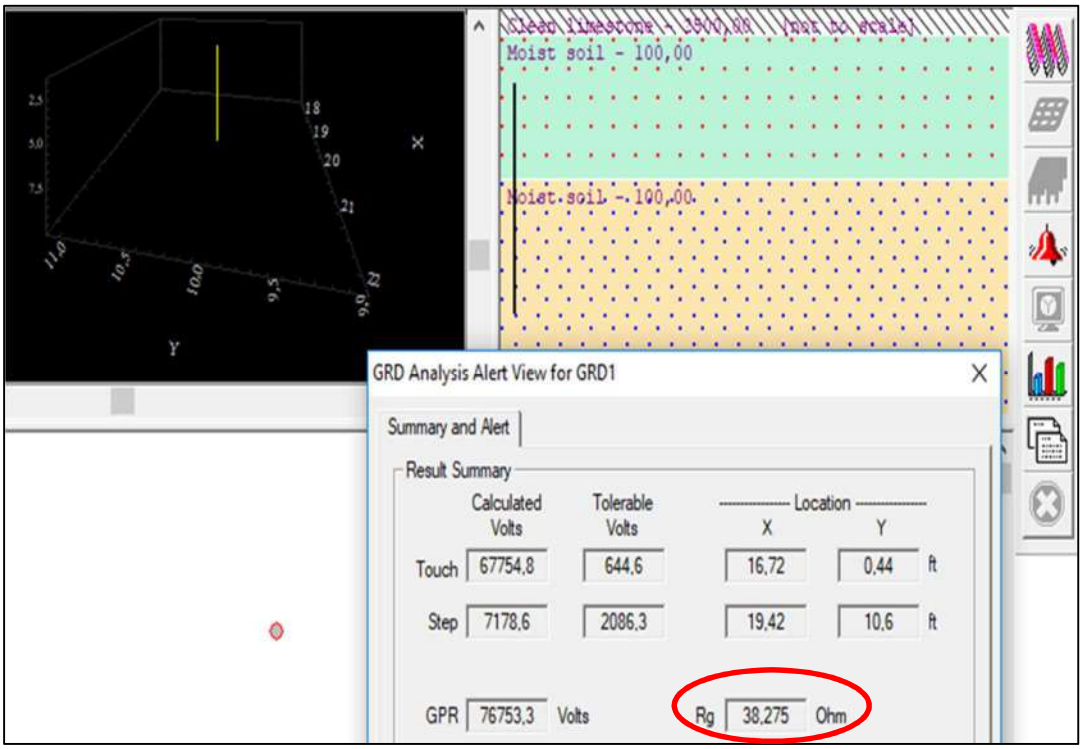


Figura 9.8: Simulación de puesta a tierra con un electrodo simple

La segunda simulación que se realizó corresponde a la misma puesta a tierra mencionada anteriormente pero añadiéndole un contrapeso de 10 metros, se puede observar en la figura 9.9 que el valor de la resistencia se redujo el 67,19%.

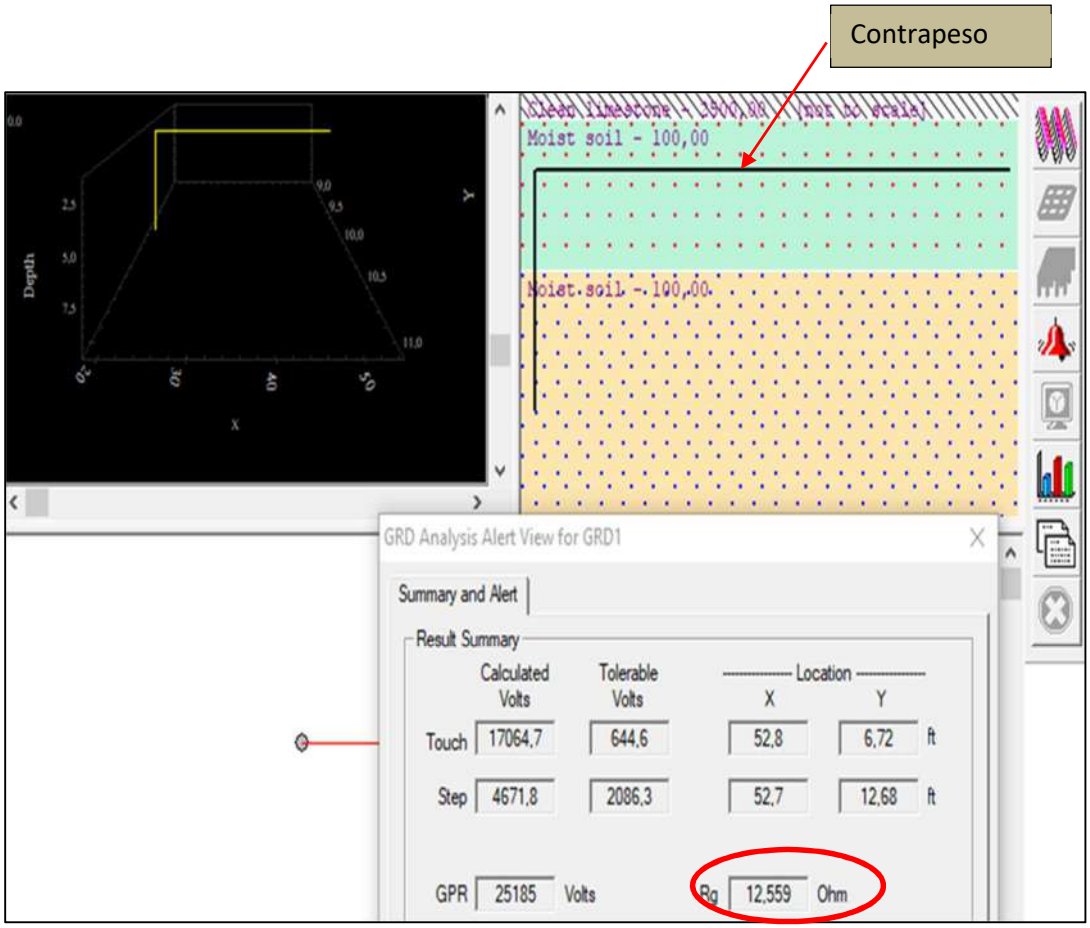


Figura 9.9: Simulación de puesta a tierra compuesta por un electrodo y un contrapeso de 10 metros

Se recomienda la utilización de esta propuesta como método de reducción del valor de la RPT en sistemas de puesta a tierra donde sea factible la instalación de contrapesos.

9.5.2.2. Instalar anillos alrededor de los postes

Es una técnica utilizada actualmente y se hacen como complemento a los contrapesos, en la figura 9.10 se puede observar el diseño de esta técnica consiste en hacer anillos del conductor de puesta a tierra alrededor de los postes. Su efectividad está ligada a la conexión efectiva con el electrodo y con la tierra.

Como se demostró en la sección anterior, los conductores enterrados y anexados al electrodo de puesta a tierra contribuyen en la reducción del valor de la RPT, los anillos pueden resultar muy útiles cuando por la condición del terreno no se disponga del espacio suficiente para los contrapesos y cuando el valor de la resistencia este próximo al valor objetivo.

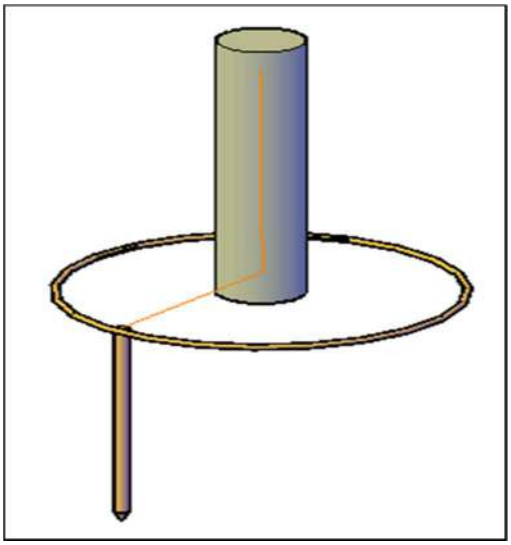


Figura 9.10: Anillo alrededor del poste

9.5.2.3. Aumento del número de electrodos

Cuando con un solo electrodo no se logra obtener el valor de la RPT establecido por Norma se puede añadir más electrodos, esta técnica resulta muy efectiva para disminuir significativamente la resistencia de puesta a tierra. Se debe considerar que los electrodos enterrados no queden cercanos entre sí, ya que cada electrodo origina gradientes de potencial eléctrico que pueden interferir entre si formando áreas "overlap" o superposición (Figura 9.11) [31] y en consecuencia el aumento de numero de electrodo para reducir la resistencia ya no sería efectivo o tal vez nulo.

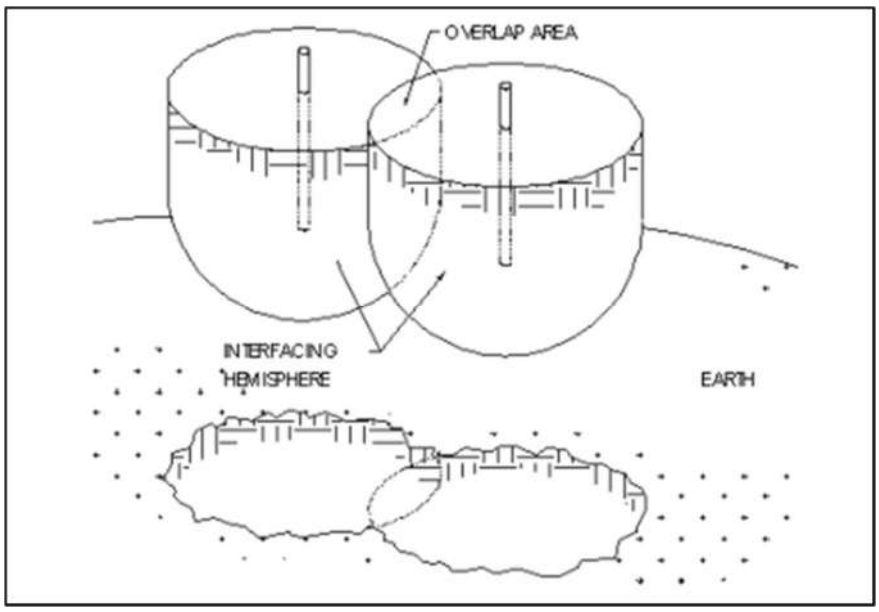


Figura 9.11: Área de superposición entre electrodos

El análisis para la determinación de la distancia mínima de separación entre electrodos fue demostrado por *Roy B. Carpenter, Jr. Y Joseph A. Lanzoni,* demostraron que aproximadamente a partir de 1.1 veces la longitud del electrodo los efectos del overlap se vuelve insignificante como se muestra en la figura 9.12 [31], a esta longitud, se ha completado aproximadamente el 94% de la conexión eléctrica con el terreno.

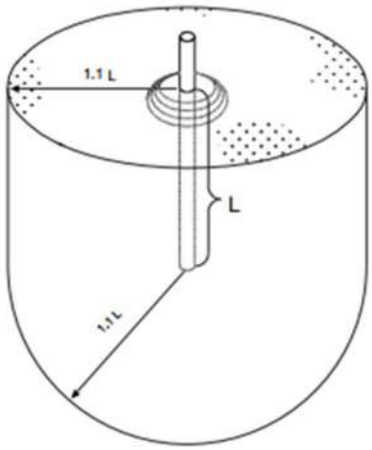


Figura 9.12: Área de influencia de un electrodo de puesta a tierra

Concluyeron que cuando se requiere más de un electrodo, deben espaciarse a una distancia no menor de 2,2 veces la longitud de ese electrodo en cualquier dirección.

También el autor Favio Casas en su libro TIERRAS recomienda que la separación entre electrodos, debe ser al menos dos veces su longitud. En la figura 9.13 se muestra dos electrodos separados una distancia de “2L”

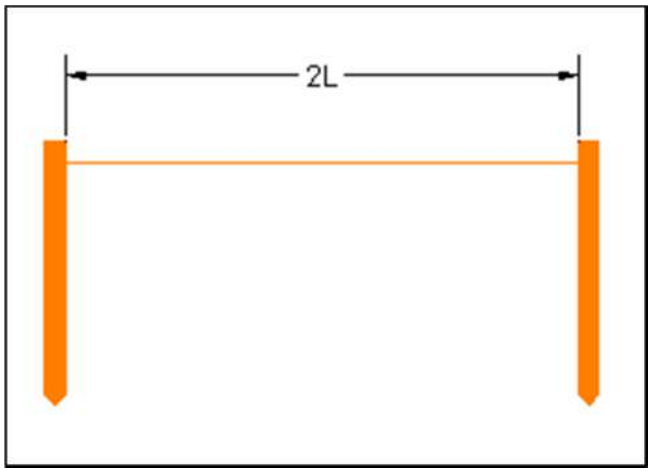


Figura 9.13: Separación mínima entre electrodos

La Norma ANDE prescribe que si con un solo electrodo no se obtiene el valor indicado de RPT, deberán instalarse otros electrodos a una distancia mínima de 3 metros (no se especifica la longitud dichos electrodos) [14], el cual es menor a lo mencionado anteriormente de por lo menos dos veces la longitud del electrodo. Para efectos demostrativos se realiza la simulación de una puesta tierra con dos electrodos de longitud mínima de 2 metros comúnmente usado en ANDE según lo prescripto en su EE.TT., separados a 3 metros y otra puesta a tierra con dos electrodos separadas a “2L”

En la figura 9.14 se muestra el primer caso

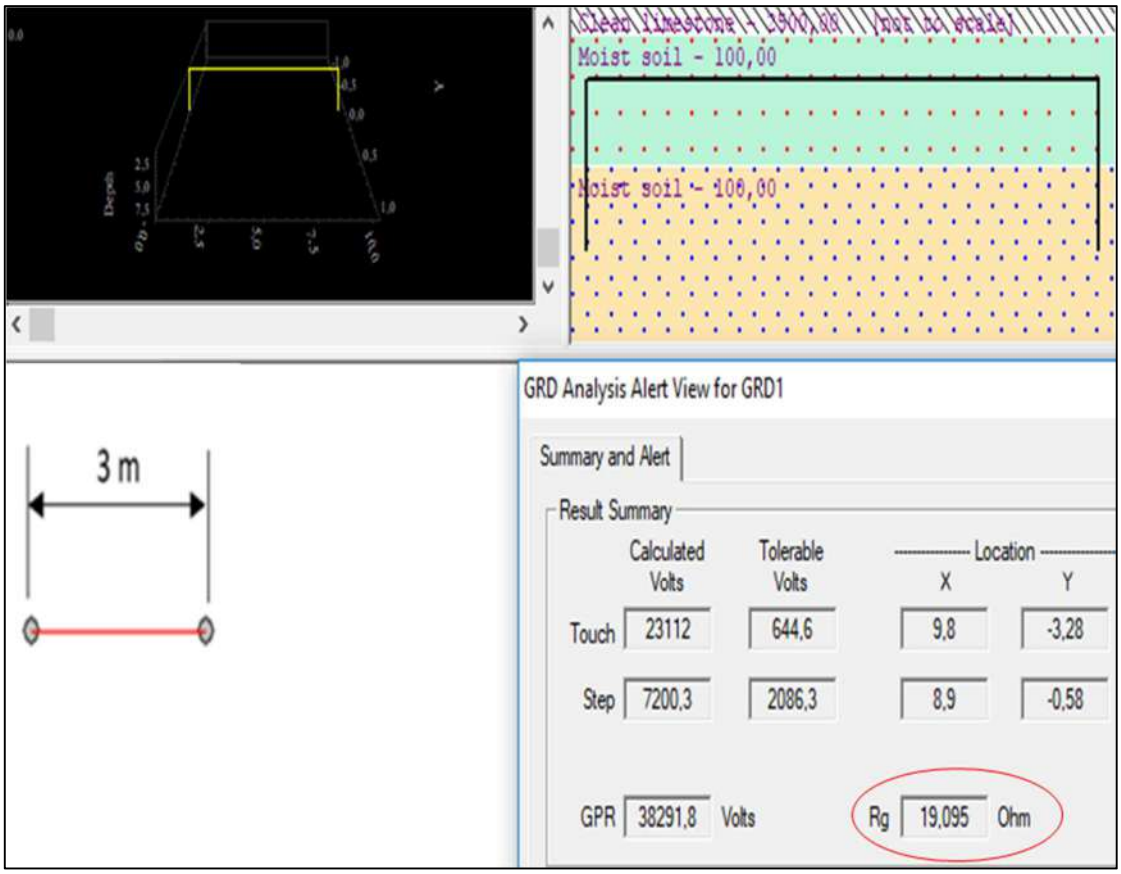


Figura 9.14: Simulación de puesta a tierra con dos electrodos separados a 3 metros

En el segundo caso, utilizando la distancia mínima 2L se tiene como resultado una disminución de la resistencia. Se puede observar en las figura 9.15 que la resistencia se redujo un 9,42% al aumentar la distancia entre electrodos.

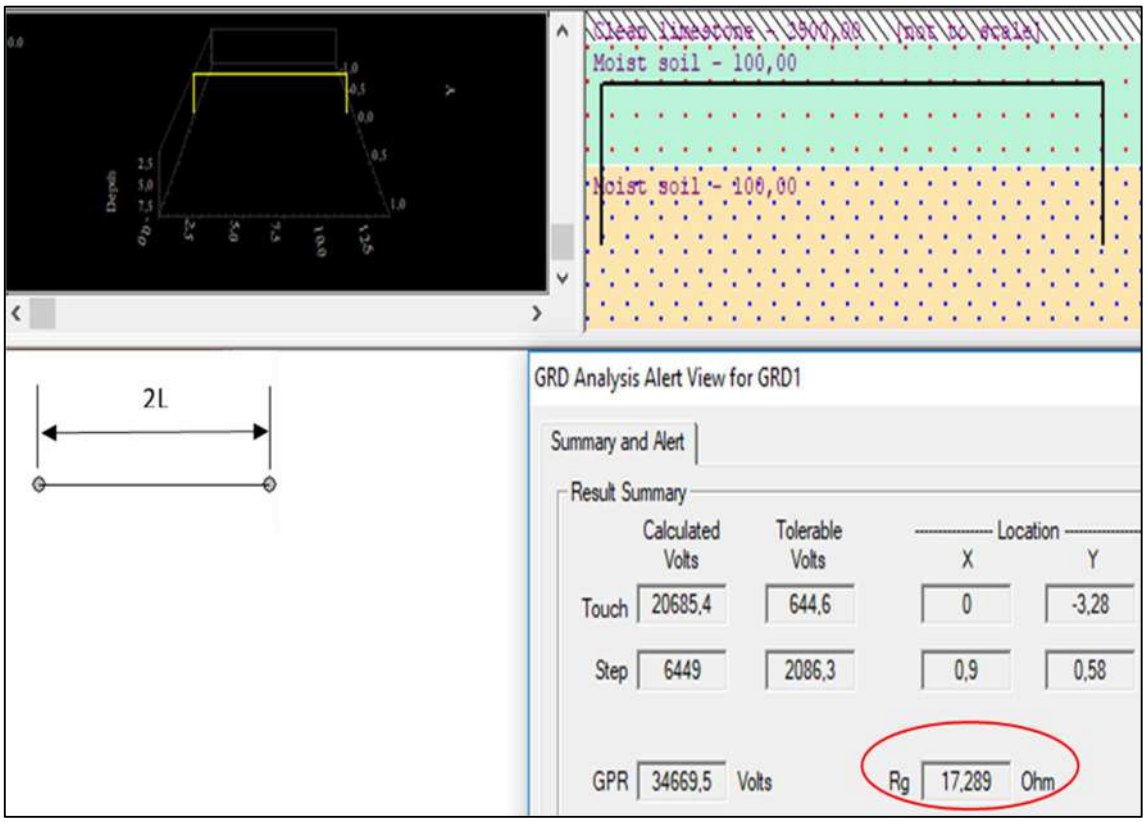


Figura 9.15: Simulación de puesta a tierra con dos electrodos separados a “2L”

El aumento del número de electrodo puede realizarse a través de configuraciones como electrodos en paralelo, en triangulo, malla rectangular, etc., se recomienda para todos los casos considerar la distancia mínima de 2L para la separación entre electrodos.

9.5.2.4. Aumento de las dimensiones del electrodo

9.5.2.4.1. Aumento del diámetro del electrodo

La resistencia se puede reducir aumentando el diámetro del electrodo pero sin embargo es limitado y por lo tanto ya no es recomendable aumentarlo, algunos ensayos demostraron que a pesar de que se aumente el diámetro del electrodo la resistencia disminuye aproximadamente solo el 10% y luego permanece prácticamente constante (ver figura 9.16).

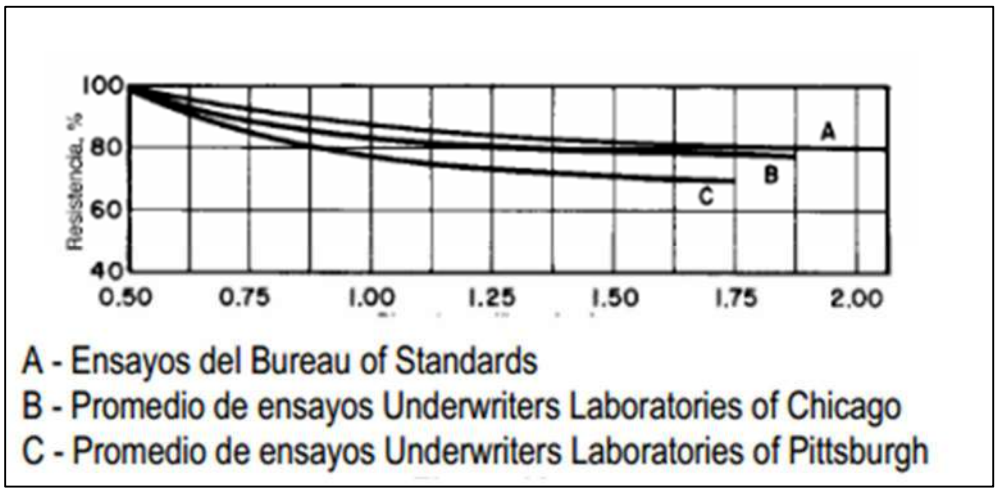


Figura 9.16: Efecto del diámetro del electrodo en la resistencia de puesta a tierra *[12]*.

Es importante que los electrodos presenten buena resistencia mecánica en el momento de hincarlos y una eficaz protección contra la corrosión, para tal efecto se recomienda la instalación de electrodos con dimensiones normalizadas como la de 5/8” y 3/4”.

9.5.2.4.2. Aumento de la longitud del electrodo

Al utilizar electrodos más largos generalmente la resistencia se reduce, según estudios realizados al doblar la longitud del electrodo la disminución es aproximadamente del 40%, en la figura 9.17 se puede observar que la RPT decrece a medida que se aumente la longitud del electrodo

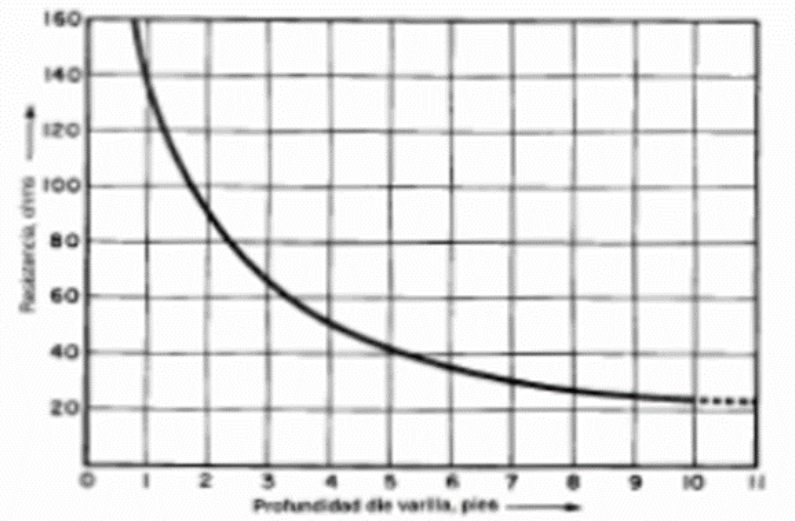


Figura 9.17: Efecto de la longitud del electrodo en la resistencia de puesta a tierra *[12]*.

A pesar de que sea una buena práctica en ocasiones puede presentar desventajas cuando el terreno no es homogéneo, debido a esto se recomienda utilizar electrodos normalizados como la de 2,40 metros y 3 metros.

9.5.2.5. Mejoramiento del suelo

Cuando con los métodos mencionados anteriormente no se logra reducir la resistencia de puesta a tierra al valor objetivo, o las condiciones del terreno impiden la aplicación de dichos métodos, se puede mejorar el suelo con el fin de obtener bajos valores de resistividad y así mejorar la resistencia.

Este método consiste en hacer rellenos alrededor del electrodo con los siguientes compuestos:

- Tierra negra
- Relleno a base de sales
- Carbón vegetal o mineral
- Grafito
- Bentonita

El relleno ideal para el mejoramiento del suelo debe tener la capacidad de reducir la resistividad y a la vez no ser corrosivo, actualmente existen compuestos químicos denominados suelos artificiales como por ejemplo; Elprex, Exogel, Favigel, etc. ,estos presentan ventajas respecto a los mencionados anteriormente. Según [1] se recomienda hacer el tratamiento del terreno si la resistividad supera los 100Ωm.

9.5.2.6. Utilizar electrodos especiales

En la actualidad existen nuevas tecnologías que pueden implementarse para el mejoramiento de la puesta a tierra. Entre ellas se encuentran los electrodos unidireccionales los cuales presentan varias ventajas respecto a los convencionales.

Una marca reconocida y que cumple con las Normas internacionales es “MASS@TIERRA” (ver figura 9.18), es un sistema de tipo estructural construido 100% en cobre, de alta eficiencia de disipación y baja impedancia permanente. El sistema está soportado por leyes de la física, normativas y lineamientos internacionales. A continuación se describen algunas ventajas:

- Vida útil de veinte (20) años.
- Libre de mantenimiento.
- Gran capacidad de disipación de corrientes a tierra.
- Impedancia menor a 2 Ohms de manera constante.
- Trampa magneto-activa evitando las corrientes de retorno.
- Una terminación en punta para disipar las descargas a mayor profundidad.
- Ahorro de espacio para la instalación.
- Ahorro en tiempo de instalación.
- Ahorro en costo de implementación.
- No requiere aditivos adicionales.
- No daña las capas freáticas, cumple la norma ISO 14000

Considerando todo lo anterior, se puede decir que el sistema MASS@TIERRA tiene un periodo de vida útil superior a los 20 años, y considerando que su costo de mantenimiento es cero, resultaría una buena opción para seleccionar este producto como una alternativa de mejoramiento.

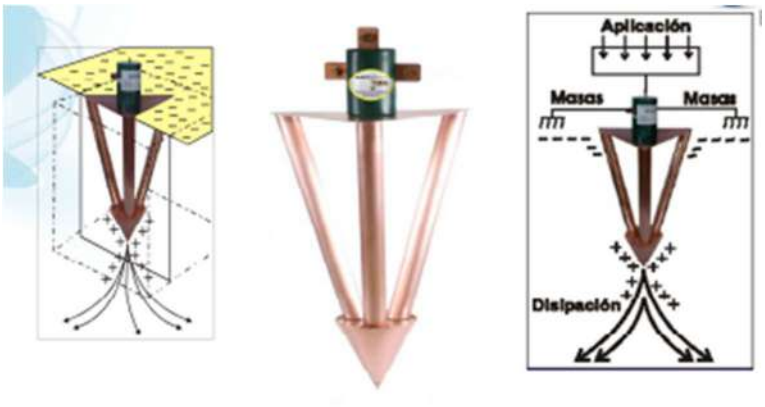


Figura 9.18: Electrodos especiales para puesta a tierra *[13]*.

9.5.3. Mejoramiento de las conexiones

Uno de los problemas más comunes de los sistemas de puesta a tierra son las conexiones, ya sea entre conductor-conductor o conductor-electrodo, según el resultado del relevamiento de la sección anterior se encontraron varias conexiones en mal estado, esto debido a que fueron realizadas con conectores mecánicos o en algunos casos simplemente fueron empalmadas.

La ANDE actualmente dispone de una especificación técnica, en el cual prescribe que la soldadura exotérmica se utilizará principalmente en las puestas a tierra de transformadores, equipos y líneas de la red de distribución. Es recomendable aplicar esta prescripción para el reemplazo de los conectores mecánicos y/o empalmes de las instalaciones existentes.

Es de suma importancia destacar las principales ventajas que ofrece la conexión hecha con la soldadura exotérmica respecto a los demás métodos:

- La conexión entre el conductor-electrodo es permanente debido a que está soldada y no se deteriora con el tiempo, además no se dañan cuando se producen altas irrupciones o picos de corrientes.
- Las conexiones exotérmicas poseen ampacidad mayor o igual a los conductores que la integran, permitiendo así la conducción efectiva de la corriente.
- No se aflojan o desajustan, la conexión es segura y efectiva.
- En rutinas de mantenimiento la calidad de las conexiones pueden ser verificadas por simple inspección visual.

Se tomaron algunos ejemplos de conexiones hechas con la soldadura exotérmica a transformadores exclusivos. En las figuras 9.19 y 9.20 se pueden observar los resultados de dicha aplicación.

Figura 9.19: Conexión exotérmica en el Bajante *[33]*

Figura 9.20: Conexión exotérmica conductor-electrodo *[33]*

9.5.4. Instalación del electrodo de puesta a tierra

Para la instalación del electrodo se debe considerar la separación del poste y la profundidad. En la tabla A.1.1 Relevamiento se puede observar que la distancia entre el poste y el electrodo es mucho menor a lo que establece la Norma.

Se realizaron ensayos hincando el electrodo a una distancia de 30 cm y luego el mismo a una distancia de 1 metro, esto para tener una zona de influencia mínima de resistencia mutua con la estructura de hierro del poste, el resultado fue que disminuye un 15% el valor de la resistencia de puesta a tierra.

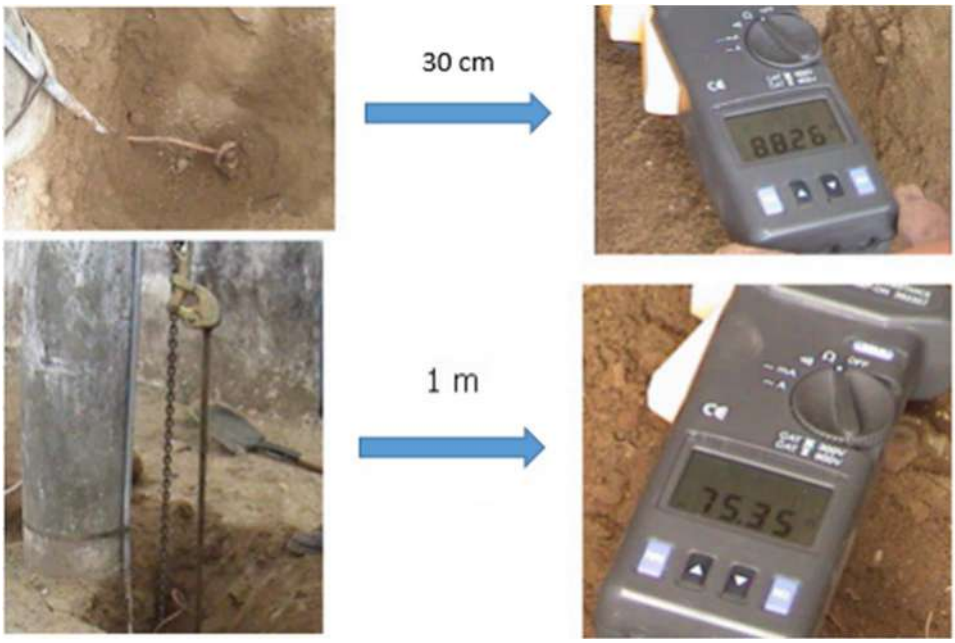


Figura 9.21: Influencia de la separación entre el electrodo-poste en la resistencia de puesta a tierra *[28]*

Con este dato se concluye que se debería preferentemente hincar el primer electrodo a 1 metro del poste y a una profundidad de 50 cm así como establece la Norma.

Observación: Es importante mencionar que se encontraron cambios de redes y transformadores antiguos por nuevos e instalan nuevas puestas a tierra sin antes retirar los electrodo antiguos, a consecuencia esto generaría el mismo efecto mencionado anteriormente.

9.5.5. Instalación del conductor bajante

El conductor bajante es uno de los componentes más importantes que posee el sistema de puesta a tierra, por lo que es fundamental garantizar su existencia y efectividad. Actualmente los bajantes del SPT de la red de distribución están

instalados de dos maneras; fuera de los postes y dentro de ellos. Se supone que la segunda se implementó para evitar hurtos, pero no se ha considerado algunos criterios técnicos. Por esta razón a continuación se describirá las ventajas y desventajas que poseen cada caso.

- **Bajante instalado dentro del poste:**
  - Ventajas
    - Se evitan hurtos de los conductores.
  - Desventajas
    - Se desconoce estado del bajante luego de un periodo de tiempo a partir de la fecha de la instalación.
    - Dificultad para realizar mantenimiento
    - Requiere equipotencializar [3].
    - Al estar inmerso dentro del armazón de hierro del poste de concreto y durante alguna falla como una descarga eléctrica atmosférica el bajante tiende disminuir se capacidad de conducción, debido a esto se requiere mayor sección de conductor [32].
- **Bajante instalado fuera del poste:**
  - Ventajas
    - Posibilidad de inspección
    - Posibilidad de mantenimiento
  - Desventajas
    - Es propenso al hurto

Si bien al estar instalado fuera del poste posee una desventaja esto se puede paliar protegiendo al bajante con un tubo de PVC rígido de 32mm de diámetro y hasta una altura necesaria con respecto al suelo. También se puede utilizar como bajante en reemplazo del conductor de cobre puro otras aleaciones como el conductor de acero recubierto en cobre de 50mm^2, el cual no es comercializable en las recicladoras y como efecto será menos propenso al robo.

9.5.6. Implementar registro para inspección y mantenimiento

Con el sistema actual de la ANDE es imposible conocer el estado y realizar mantenimiento alguno.

En algunas aplicaciones como transformadores exclusivos se han colocados cajas de registros, los cuales ofrecen ventajas como la posibilidad de inspeccionar y de realizar mantenimiento en caso de ser necesario, a la vez se cumplen con algunas Normas generales para SPT.

Se recomienda como una propuesta de mejoramiento la implementación de registros para el sistema de puesta a tierra en los puestos de distribución. Las dimensiones normalizadas son de 40x40 cm (interior) y una profundidad mínima de 50 cm con su respectiva tapa. Para fines demostrativos en la figura 9.22 se puede observar una puesta a tierra con su respectivo registro.

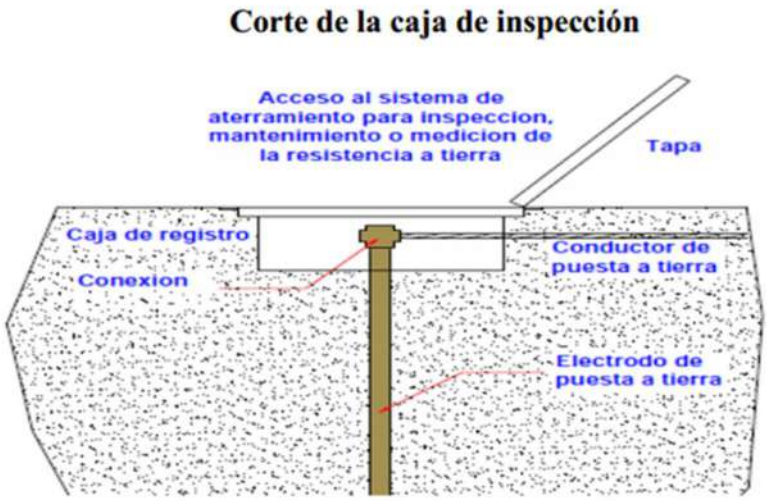


Figura 9.22: Registro para inspección y mantenimiento.

9.5.7. Propuesta de configuraciones de puesta a tierra según la resistividad del terreno

Se diseñó una tabla con configuraciones básicas según valores de resistividad del terreno de tal manera a cumplir con el valor de resistencia de puesta a tierra exigido por la Normas (10Ω). Para tal efecto se utilizó el software ETAP mediante el cual es posible realizar las simulaciones necesarias.

Los materiales a utilizar fueron seleccionados de acuerdo a las dimensiones mínimas normalizadas:

- Electrodo de puesta a tierra: 5/8" X 2.40m, con recubrimiento de cobre de 254µm.
- Electrodo de puesta a tierra: 3/4" X 3.00m, con recubrimiento de cobre de 254µm.
- Conductor de puesta a tierra: Cobre desnudo 50 mm² o 1/0 AWG (para interconexión de electrodos).

Los requisitos para la elección de alguna configuración propuesta son:

- Medir la resistividad del terreno en donde se instalará el SPT.
- El espacio disponible del terreno
- Disponibilidad de los materiales para puesta a tierra; electrodos, conexiones y conductores.

Se realizó varias simulaciones con distintos arreglos de electrodos hasta encontrar la más óptima que permita llegar al valor de resistencia objetivo, en las figuras del apéndice A.2 se muestran los resultados.

A continuación la tabla 9.6 propuesta de configuración de puesta a tierra según la resistividad del terreno.

Configuración de PAT	Resistividad Máxima [Ω.m]	
	5/8" X 2.40 m	*3/4" X 3.00 m*
1E-H	24	29
1E-V	26	32
2E-V	67	81
3E-V	100	123
1E-V/2C	76	80
2E-V/2C	107	121
3E-V/2C	138	158
3E-Δ	110	135
4E-□	131	158
4E-V	-	160

Tabla 9.6: Propuesta de configuraciones de puesta a tierra.

Notas:

Numero + E: Corresponde a la cantidad de electrodo.

Numero + C: Corresponde a la cantidad de contrapeso.

Letra H: Posición horizontal

Letra V: Posición vertical

C: Contrapeso de 5m

Δ: Electrodos en triangulo

□: Electrodos en forma cuadrangular

La separación entre electrodos es de 2L y a una profundidad de 50cm.

Para resistividades mayores que 160Ω.m se requiere el tratamiento del terreno aplicando algunas de las opciones mencionadas anteriormente, ya que por el

espacio limitado no es factible la construcción de puestas a tierras más complejas.

Para el mejoramiento del 71% de la puesta a tierra de los puestos de distribución se optó por dos alternativas descritas a continuación:

- Alternativa 1 (Terrenos húmedos, resistividad relativamente baja): Utilizar configuración “1E-V/2C” con electrodos de 5/8" X 2.40m, con recubrimiento de cobre de 254µm.
- Alternativa 2 (Terrenos secos, resistividad relativamente alta): Utilizar configuración “2E-V/2C” con electrodos de 3/4" X 3.00m, con recubrimiento de cobre de 254µm.

9.5.8. Propuesta de Plan de Mantenimiento al SPT

Con todas las informaciones obtenidas anteriormente, en la tabla 9.7 siguiente se propuso un programa de mantenimiento el cual contiene acciones preventivas y correctivas basadas en recomendaciones hechas por las Normas.

Mantenimiento del SPT		**Realizar a:**
Acciones correctivas	Reemplazar bajantes	Las veces que sea necesario
	Reemplazar conexiones	
	Reemplazar electrodos	
Acciones preventivas	Medir la resistividad del suelo	Nuevas instalaciones
	Hincar electrodos a 1 m del poste	
	utilizar electrodos con dimensiones como minimo: 5/8"x2.40m, con recubrimiento de cobre de 254µm	
	Colocar registros	
	Relizar conexiones permanentes	
	Retirar electrodos antiguos antes de instalar los nuevos	
	Utilizar conuctor de cobre de 50 mm² para interconexión de electrodos	
	Mejorar el suelo*	
	Inspeccionar condiciones fisicas	Seis meses
	Realizar ajustes necesarios: Conetores, abrazaderas, etc.	
	Realizar medición de resistencia de puesta a tierra	Cada 1 año
Diagnosticar, evaluar, rediseñar y proyectar acciones correctivas		cada 20 años
** En caso de que los valores de resistividad sean muy elevados*		

Tabla 9.7: Propuesta de plan de mantenimiento al SPT.

9.6. Sistema de puesta a tierra de la red secundaria

9.6.1. Verificación de los sectores en donde el neutro es puesto a tierra

- **El RMT-ANDE especifica algunos sectores como:**
  - En postes de ambos lados del PD
  - Finales de líneas
- **Según los Procedimientos para la elaboración de proyectos de líneas de distribución de media y baja tensión de la ANDE:**
  - Para líneas de baja tensión en general se debe colocar puesta a tierra cada 200m
- **Las Normas de la ABNT especifican los puntos citados a continuación:**
  - En postes de ambos lados del PD
  - Finales de líneas
  - NTC-60; el neutro debe conectarse a tierra aproximadamente cada 300 metros.
  - Cemig; el neutro debe conectarse a tierra aproximadamente cada 200 metros.
  - Copel; el neutro debe conectarse a tierra aproximadamente cada 150 metros.

En la tabla 9.8 se puede observar el resumen de la verificación realizada en la red secundaria del área abarcada por este proyecto teniendo en cuenta los criterios mencionados anteriormente, se tuvo los siguientes resultados:

- En postes de ambos lados del PD se ha encontrado que el 21,42% está sin el bajante.
- Los postes finales de líneas que están sin el bajante corresponde al 12,50%
- En el trayecto de línea no se ha encontrado otro punto en donde el neutro es puesto a tierra.

9.6.1.1. Resumen de la verificación

ITEM	PUNTOS VERIFICADOS	RESULTADOS DEL RELEVAMIENTO		NORMAS EXTERNAS DE REFERENCIA		NORMA ANDE
1	SPT en postes contiguos al del PD	Sin el SPT: 21,42%	NO CUMPLE: 21,42%	En postes de ambos lados del PD	NTC-60, CEMIG, COPEL	En postes de ambos lados del PD
2	SPT en el trayecto de la linea de BT	No hay SPT	NO CUMPLE	Cada 150, 200 o 300m		Cada 200m
3	SPT en postes finales de linea de BT	Sin el SPT: 12,50%	NO CUMPLE: 12,50%	En postes finales de linea de BT		En postes finales de linea de BT

Tabla 9.8: Resumen de la verificación del SPT en la red de BT.

9.6.2. Importancia del SPT en el conductor neutro de la red secundaria

La importancia de que el neutro cuente con el sistema de puesta a tierra en más de un punto radica a que ante una situación de corte del neutro, el sistema no quede sin un punto de referencia o de retorno y así evitar o aminorar los efectos del desplazamiento del neutro especialmente para aquellas cargas monofásicas conectadas a la red. A continuación haremos unas simulaciones de cálculo para fines de demostración de lo mencionado.

9.6.2.1. Condición normal:

En una red trifásica con cuatro hilos, el neutro permite al sistema suministrar un nivel de tensión requerida para las cargas monofásicas y también ayuda a mantener las tensiones de los receptores próximas a las de equilibrio.

En esta condición la red posee las siguientes características:

- Tensión entre fases: 380V
- Tensión entre fase-neutro: 220V

En la figura 9.23 se puede observar la condición normal

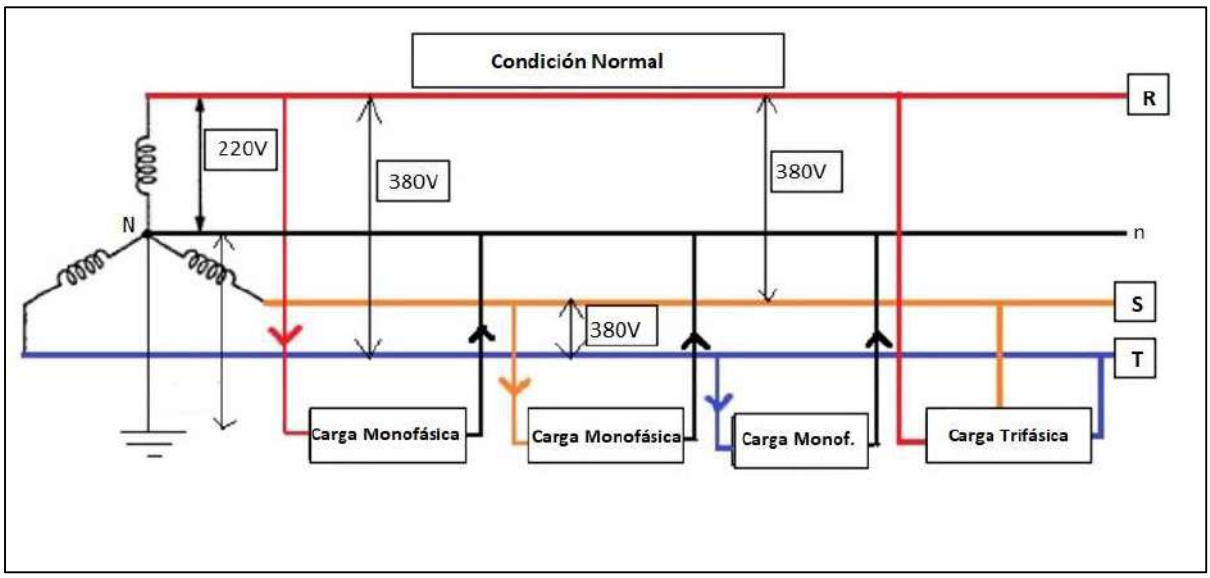


Figura 9.23: Representación de una red trifásica-cuatro hilos en condición normal

Para fines demostrativos se realizaron mediciones de corriente a cierto tramo de la red de baja tensión Durante un momento circula por cada fase las siguientes corrientes:

$$\mathbf{I_R} = \mathrm{IL1} = 18.8\mathrm{A}.$$

$$\mathbf{I_S} = \mathrm{IL2} = 75.3\mathrm{A}.$$

$$\mathbf{I_T} = \mathrm{IL3} = 52.4\mathrm{A}.$$

En condiciones normales la tensión de desplazamiento del neutro es 0 voltios.

A continuación en la figura 9.24 se muestra como ejemplo mediante un software la condición normal, se puede observar el diagrama fasorial de las tensiones y corrientes.

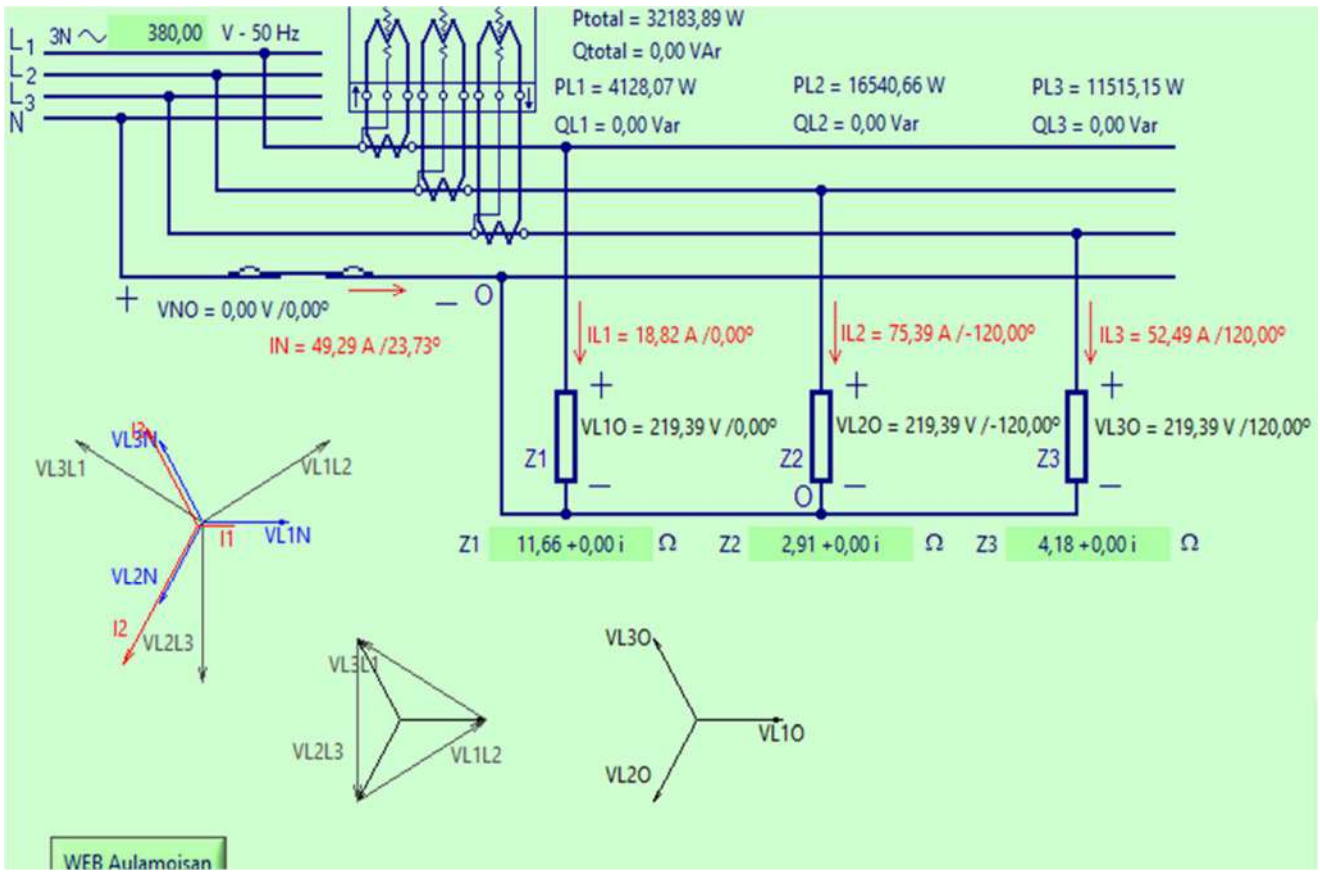


Figura 9.24: Representación en software de una red trifásica-cuatro hilos en condición normal

9.6.2.2. Condición anormal (desplazamiento del neutro)

Esta situación se presenta cuando el conductor neutro de la red sufre una ruptura y todas las cargas monofásicas que están aguas abajo del corte quedan expuestas a otros niveles de tensiones alejadas de las nominales.

Esta condición presenta las siguientes características:

- Tensión entre fases: 380V (no hay efectos en cargas trifásicas).
- Tensión entre fase-neutro: Desde un valor mínimo hasta el máximo 380V dependiendo de la carga.

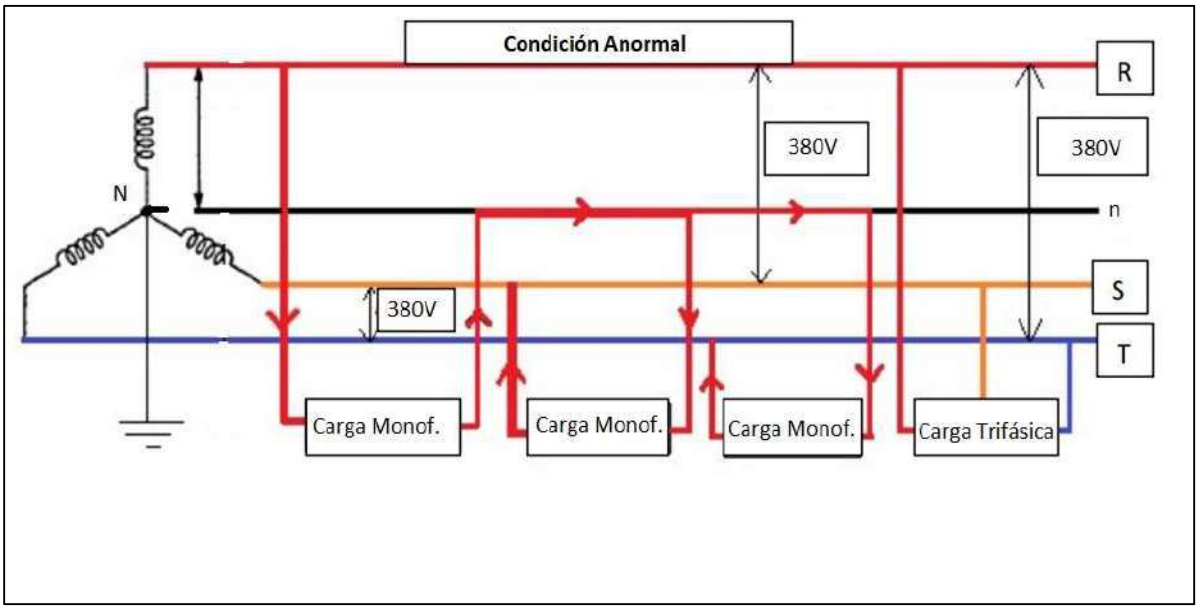


Figura 9.25: Representación de una red trifásica-cuatro hilos en condición anormal

Mediante un cálculo puede hallarse el valor de la tensión de desplazamiento del neutro teniendo las corrientes de cada fase.

9.6.2.2.1. Calculo de la tensión de desplazamiento del neutro (V_{nN})

La ecuación para hallar V_{nN} :

$$\mathbf{V_{nN}} = \frac{\mathrm{I_R} + \mathrm{I_S} + \mathrm{I_T}}{\mathrm{Y_R} + \mathrm{Y_S} + \mathrm{Y_T}}$$

- $\mathrm{I} = Corriente\ en\ cada\ fase\ [A]$
- $Y = Admitancia\ en\ cada\ fase\ [S]$

Aplicando la fórmula con los datos respectivos.

$$\mathbf{V_{nN}} = \frac{18{,}8\angle 0° + 75{,}3\angle -120° + 52{,}4\angle 120°}{0.085 + 0.324 + 0.238}$$

$$\mathbf{V_{nN}} = 76.07\angle -156.24° \text{ V}$$

Las tensiones quedan

$\mathbf{V_{Rn}} = \mathrm{V_R} - \mathrm{V_{nN}} = 220\angle 0° - 76.07\angle -156.24 = \mathbf{291.21\angle 6°}\ \boldsymbol{V}$

$\mathbf{V_{Sn}} = \mathrm{V_S} - \mathrm{V_{nN}} = 220\angle -120° - 76.07\angle -156.24 = \mathbf{164.90\angle -104.17°}\ \boldsymbol{V}$

$\mathbf{V_{Tn=}}\mathrm{V_T} - \mathrm{V_{nN}} = 220\angle 120° - 76.07\angle -156.24 = \mathbf{224.82\angle 100.35°}\ \boldsymbol{V}$

En la figura 9.26 se puede observar cómo quedan las tensiones luego del corte del neutro. La sobretensión se produce en la fase R, que es la menos cargada, la fase S se produce una subtensión que corresponde a la fase con mayor carga respecto a las demás, mientras que en la fase T no se presenta variaciones considerables.

En la simulación el efecto producido se puede observar que la interrupción del neutro provoca sobretensiones en los receptores con menor carga y subtensiones en aquellas con mayor carga.

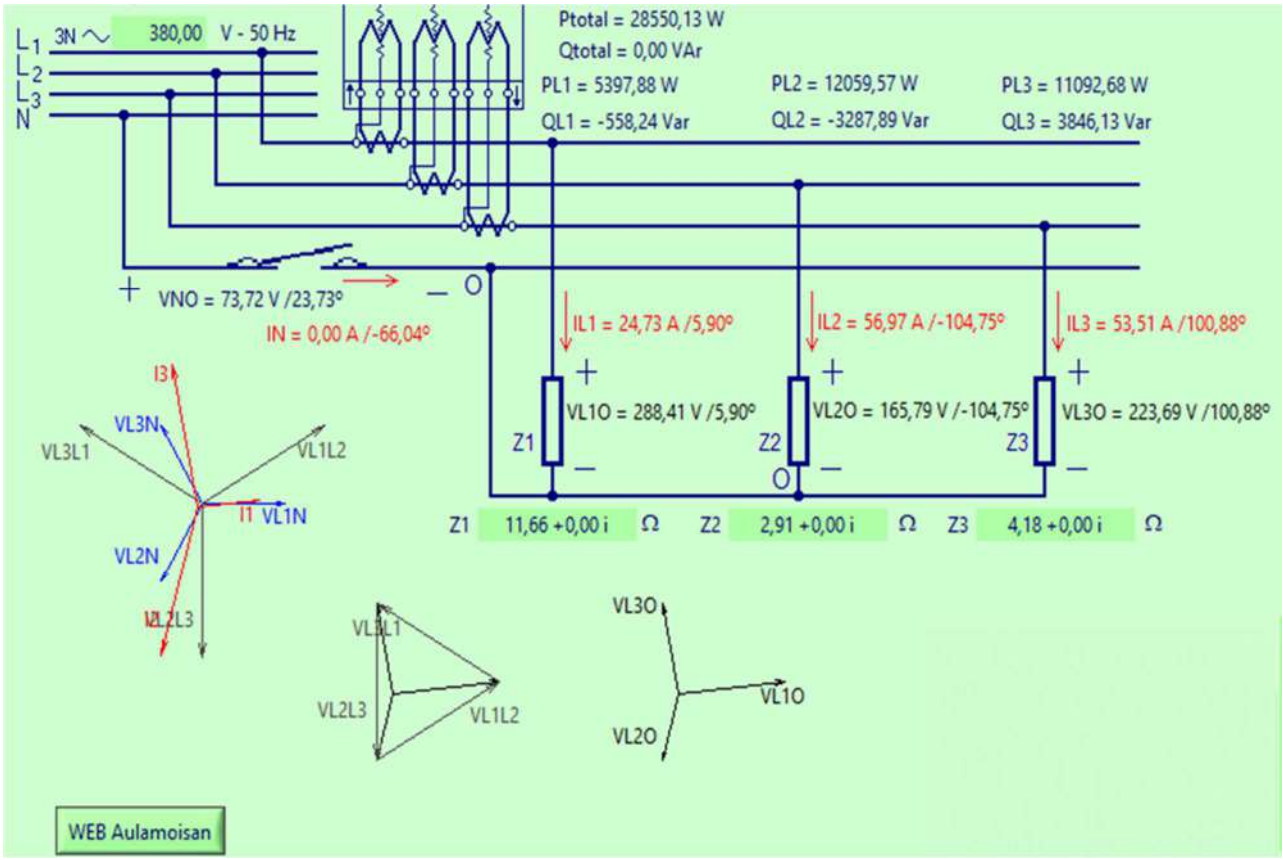


Figura 9.26: Representación en software de una red trifásica-cuatro hilos en condición anormal

9.6.2.3. Efecto del conductor neutro puesto a tierra

La sola existencia del conductor neutro hace disminuir considerablemente el modulo del desplazamiento del neutro, y mantiene las tensiones muy próximas a la de equilibrio.

En la ecuación de la tensión de desplazamiento del neutro ahora aparece la admitancia del neutro:

$$\mathbf{V_{nN}} = \frac{I_R + I_S + I_T}{Y_R + Y_S + Y_T + Y_N}$$

El efecto es

$$\downarrow \mathbf{V_{nN}} = \frac{I_R + I_S + I_T}{(Y_R + Y_S + Y_T + Y_N) \uparrow}$$

Entonces la existencia del sistema de puesta a tierra en el conductor neutro en varios puntos de la red contribuye a disminuir aún más el desplazamiento, pues aumenta la admitancia del neutro, en este caso Y_N sería la resultante de la admitancia del neutro y tierra, esta será siempre mayor que la del conductor neutro sin el SPT. Esto favorece el equilibrio de las tensiones en los receptores.

Si se produjera el corte del conductor neutro en algún punto de la red pero si este permaneciera conectado a tierra, Y_N no se anularía, ya que sería la admitancia de la puesta a tierra y supliría a la del neutro, limitándose así el desplazamiento del neutro. Sin embargo esta limitación dependerá mucho de la calidad del sistema de puesta a tierra y en los puntos que son instalados.

Si a la ecuación se le agrega la admitancia del sistema de puesta a tierra, la tensión de desplazamiento del neutro VnN disminuye con respecto a la anterior, esto significa que las variaciones de tensiones tenderían a alcanzar valores

tolerables, esto dependerá de la efectividad del SPT individual como global, es decir cuanto mayor sean los puntos de aterramiento del neutro mayor será la confiabilidad de la red de baja tensión.

Para efectos demostrativos se calculará $\mathbf{V_{nN}}$ para tres casos con tres valores de admitancias $\mathrm{Y_N}$ posibles; 0.1, 0.2 y 1.

- **Para una admitancia $\mathbf{Y_N}$: 0.1** ,el valor de VnN quedaría:

$$\mathbf{V_{nN}} = \frac{18{,}8\angle 0° + 75{,}3\angle -120° + 52{,}4\angle 120°}{0.085 + 0.324 + 0.238 + 0.1}$$

$$\mathbf{V_{nN}} = 63.21\angle -156.24° \text{ V}$$

Y los nuevos valores de tensiones son:

$\mathbf{V_{Rn}} = \mathrm{V_R} - \mathrm{V_{nN}} = 220\angle 0° - 63.21\angle -156.24 = \mathbf{279.85\angle 6°}\ \boldsymbol{V}$

$\mathbf{V_{Sn}} = \mathrm{V_S} - \mathrm{V_{nN}} = 220\angle -120° - 63.21\angle -156.24 = \mathbf{173.09\angle -107.53°}\ \boldsymbol{V}$

$\mathbf{V_{Tn=}}\mathrm{V_T} - \mathrm{V_{nN}} = 220\angle 120° - 63.21\angle -156.24 = \mathbf{222.19\angle 103.37°}\ \boldsymbol{V}$

- **Para una admitancia $\mathbf{Y_N}$: 0.2**

$$\mathbf{V_{nN}} = \frac{18{,}8\angle 0° + 75{,}3\angle -120° + 52{,}4\angle 120°}{0.085 + 0.324 + 0.238 + 0.2}$$

$$\mathbf{V_{nN}} = 58.11\angle -156.24° \text{ V}$$

$\mathbf{V_{Rn}} = \mathrm{V_R} - \mathrm{V_{nN}} = 220\angle 0° - 58.11\angle -156.24 = \mathbf{274.15\angle 4.89°}\ \boldsymbol{V}$

$\mathbf{V_{Sn}} = \mathrm{V_S} - \mathrm{V_{nN}} = 220\angle -120° - 58.11\angle -156.24 = \mathbf{176.50\angle -109°}\ \boldsymbol{V}$

$\mathbf{V_{Tn=}}\mathrm{V_T} - \mathrm{V_{nN}} = 220\angle 120° - 58.11\angle -156.24 = \mathbf{221.36\angle 104.87°}\ \boldsymbol{V}$

- **Para una admitancia $\mathbf{Y_N}$:1**

$$\mathbf{V_{nN}} = \frac{18{,}8\angle 0° + 75{,}3\angle -120° + 52{,}4\angle 120°}{0.085 + 0.324 + 0.238 + 1}$$

$$\mathbf{V_{nN}} = 29.88\angle -156.24° \text{ V}$$

$\mathbf{V_{Rn}} = \text{V}_\text{R} - \text{V}_\text{nN} = 220\angle 0° - 29.88\angle -156.24 = \mathbf{247.64\angle 2.78°}\ \boldsymbol{V}$

$\mathbf{V_{Sn}} = \text{V}_S - \text{V}_\text{nN} = 220\angle -120° - 29.88\angle -156.24 = \mathbf{196.70\angle -114.85°}\ \boldsymbol{V}$

$\mathbf{V_{Tn=}}\text{V}_\text{T} - \text{V}_\text{nN} = 220\angle 120° - 29.88\angle -156.24 = \mathbf{218.77\angle 112.20°}\ \boldsymbol{V}$

<u>Se realizaron los mismos pasos para los siguientes valores de corriente medidas en otra red:</u>

$$\mathbf{I_R} = \text{IL1} = 13.3\text{A}.$$

$$\mathbf{I_S} = \text{IL2} = 33.2\text{A}.$$

$$\mathbf{I_T} = \text{IL3} = 8.4\text{A}.$$

Aplicando la ecuación

$$\mathbf{V_{nN}} = \frac{13.3\angle 0° + 33.2\angle -120° + 8.4\angle 120°}{0.0604 + 0.1509 + 0.0381}$$

$$\mathbf{V_{nN}} = 91.21\angle -109.24° \text{ V}$$

$\mathbf{V_{Rn}} = \text{V}_\text{R} - \text{V}_\text{nN} = 220\angle 0° - 91.21\angle -109.24° = \mathbf{264.47\angle 19°}\ \boldsymbol{V}$

$\mathbf{V_{Sn}} = \text{V}_S - \text{V}_\text{nN} = 220\angle -120° - 91.21\angle -109.24° = \mathbf{131.50\angle -127.43°}\ \boldsymbol{V}$

$\mathbf{V_{Tn=}}\text{V}_\text{T} - \text{V}_\text{nN} = 220\angle 120° - 91.21\angle -109.24° = \mathbf{287.96\angle 106.4°}\ \boldsymbol{V}$

- **Para una admitancia $\mathbf{Y_N}$: 0.1** ,el valor de VnN quedaría:

$$\mathbf{V_{nN}} = \frac{13.3\angle 0° + 33.2\angle -120° + 8.4\angle 120°}{0.0604 + 0.1509 + 0.0381 + 0.1}$$

$$\mathbf{V_{nN}} = 65.11\angle -109.24° \text{ V}$$

Y los nuevos valores de tensiones son:

$\mathbf{V_{Rn}} = \text{V}_\text{R} - \text{V}_\text{nN} = 220\angle 0° - 65.11\angle -109.24° = \boldsymbol{249.15\angle 14.28°\ V}$

$\mathbf{V_{Sn}} = \text{V}_S - \text{V}_\text{nN} = 220\angle -120° - 65.11\angle -109.24° = \boldsymbol{156.50\angle -124.45°\ V}$

$\mathbf{V_{Tn=}}\text{V}_\text{T} - \text{V}_\text{nN} = 220\angle 120° - 65.11\angle -109.24° = \boldsymbol{267.10\angle 109.35°\ V}$

- **Para una admitancia $\mathbf{Y_N}$: 0.2**

$$\mathbf{V_{nN}} = \frac{13.3\angle 0° + 33.2\angle -120° + 8.4\angle 120°}{0.0604 + 0.1509 + 0.0381 + 0.2}$$

$$\mathbf{V_{nN}} = 50.62\angle -109.24° \text{ V}$$

$\mathbf{V_{Rn}} = \text{V}_\text{R} - \text{V}_\text{nN} = 220\angle 0° - 50.62\angle -109.24° = \boldsymbol{241.4\angle 11.41°\ V}$

$\mathbf{V_{Sn}} = \text{V}_S - \text{V}_\text{nN} = 220\angle -120° - 50.62\angle -109.24° = \boldsymbol{170.53\angle -123.17°\ V}$

$\mathbf{V_{Tn=}}\text{V}_\text{T} - \text{V}_\text{nN} = 220\angle 120° - 50.62\angle -109.24° = \boldsymbol{255.93\angle 111.38°\ V}$

- **Para una admitancia $\mathbf{Y_N}$:1**

$$\mathbf{V_{nN}} = \frac{13.3\angle 0° + 33.2\angle -120° + 8.4\angle 120°}{0.0604 + 0.1509 + 0.0381 + 1}$$

$$\mathbf{V_{nN}} = 18.20\angle -109.24° \text{ V}$$

$\mathbf{V_{Rn}} = \text{V}_\text{R} - \text{V}_\text{nN} = 220\angle 0° - 18.20\angle -109.24° \text{ V} = \boldsymbol{226.65\angle 4.34°\ V}$

$\mathbf{V_{Sn}} = \text{V}_S - \text{V}_\text{nN} = 220\angle -120° - 18.20\angle -109.24° \text{ V} = \boldsymbol{202.14\angle -120.96°\ V}$

$$\mathbf{V_{Tn=}}\mathrm{V_T} - \mathrm{V_{nN}} = 220\angle 120° - 18.20\angle -109.24° \mathrm{V} = \boldsymbol{232.29\angle 116.59° V}$$

Se pueden ver los resultados de las tensiones luego de aumentar los valores de la admitancia del neutro, entonces al tener puesto a tierra el neutro en más puntos de la red se podría disminuir la tensión de desplazamiento y mantener estabilizadas las tensiones cercanas a los rangos permitidos.

Según el resultado del relevamiento realizado en el área de influencia del proyecto, es escaso los puntos en donde es puesto a tierra el conductor neutro de la red de baja tensión, a consecuencia podría quedar con riesgos de sobretensiones o subtensiones ante un eventual corte del neutro.

9.6.3. Propuesta de mejoramiento del SPT de la red de baja tensión

Una vez demostrado la importancia del sistema de puesta a tierra en la red de baja tensión se recomienda lo siguiente:

- La realización de un mantenimiento inmediato a los sistemas de puesta a tierra ubicados en postes de baja tensión de ambos lados del PD y finales de líneas.
- Se debería realizar la instalación del SPT en varios puntos a lo largo de la red, debido a que actualmente el neutro solo es puesto a tierra en los sectores mencionados anteriormente.
- El SPT debe estar compuesto por:
    - Un bajante
    - Un electrodo con dimensiones mínimas de 5/8” x 2,40m.
    - La conexión entre bajante-electrodo debe ser permanente (soldadura exotérmica).
    - El electrodo debe estar separado a 1 metro del poste e hincado a una profundidad de 50cm, este puede estar directamente enterrado.

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

- El SPT de protección y servicio en los puestos de distribución están unificados, con este diseño se logra la equipotencialidad, se evita lazos de tierra y se disminuye los lazos inductivos “Ldi/dt”, este diseño cumple con las Normas.
- Los resultados de las mediciones de resistencia de puesta a tierra fueron que el 71% de los puestos de distribución no cumplen con el valor (10Ω) establecido por las Normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NBR 5419 y NTC 4552. Al tener valores muy altos o por encima de los límites permitidos podrían presentarse elevados gradientes de potencial en el momento en que ocurren las fallas y a consecuencia tensiones de paso y contacto peligrosas para las personas si se encontrasen en cercanías al PD. Además tales valores altos de resistencia de puesta tierra puede hacer inefectivas a los descargadores en su función de proteger los equipos contra sobretensiones del tipo transitorio.
- En algunos puestos de distribución no se pudo realizar las mediciones debido a que no se tuvo acceso a la puesta a tierra por lo tanto se desconoce el valor de RPT y estado de los mismos.
- Las falencias encontradas con más frecuencia fueron el mal estado de las conexiones entre el bajante y electrodo, bajantes deteriorados y algunos con empalmes. Todo esto ofrecería resistencia al paso de la corriente de falla y además adiciona resistencia extra al de la puesta a tierra, estas condiciones no cumplen con las Normas.
- La configuración actual de la puesta a tierra consiste en un electrodo en la disposición vertical, esta no es apropiada para los valores de resistividad del terreno medido.
- La red de distribución en baja tensión es múltiplemente puesto a tierra, en este tipo de sistema el neutro debe estar puesto a tierra en los siguientes puntos; postes de ambos lados del PD, finales de línea y en varios puntos a lo largo de la red. Los resultados del relevamiento fueron que

respectivamente el 21,42%, 12,50% y el 100% de las muestras no cumplen con las Normas.

Para que el SPT contribuya a la estabilidad del sistema durante un corte del neutro, y para la efectiva atenuación de las ondas propagadas de las descargas eléctricas atmosféricas hacia la red, debe instalarse en todos los puntos mencionados anteriormente. Cuanto mayor sean los puntos de aterramiento menor será la resistencia global.

- La puesta a tierra deficiente; dimensiones de electrodos, separación entre ellos, distancia de hincado con respecto al poste, conexiones, calibres de conductores y resistividad del terreno inadecuados influyen en el valor de la resistencia de puesta a tierra.
- La configuración de la puesta a tierra más adecuada en comparación a otras para un valor determinado de resistividad para puestos de distribución corresponde a la de electrodos verticales en línea, la cantidad y la utilización de contrapesos se determinara de acuerdo a la resistividad del terreno para llegar al valor objetivo de la RPT.

VI. CONCLUSIONES

Con el análisis se evidenció el mal estado en que se encuentra el sistema de puesta a tierra de la red de distribución del área de estudio. Principalmente de los transformadores de distribución y de la red de baja tensión. Durante la verificación se observó, que no existe un procedimiento para la construcción de un sistema de puesta a tierra efectiva y la falta de ejecución de algún plan de mantenimiento de las mismas.

La creencia de que la cuestión del sistema de puesta a tierra es un tema irrelevante hace que no se le dé la importancia necesaria llevando así al no cumplimiento de las Normas. Esto puede estar dando como resultado averías de los transformadores de distribución y riesgos para los usuarios de la ANDE ante eventuales fallas, principalmente descargas eléctricas atmosféricas y cortes del conductor neutro de la red de baja tensión.

El procedimiento para la construcción de un sistema de puesta a tierra debe ser, a través de un plan de trabajos realizados aplicando todos los criterios de diseño, medición, construcción y ensayos del SPT en obras, todo esto debe ser realizado por etapas y fiscalizado por el responsable del proyecto. Este tiene la misión de acompañar en todas las etapas del avance del SPT.

Se debe considerar cada componente y criterios de instalación recomendados por las Normas, las mediciones de resistividad del terreno son esenciales ya que esta influye considerablemente en el valor de la resistencia de puesta a tierra.

La configuración de puesta a tierra más adecuada para los puestos de distribución es la de electrodos instalados en línea con contrapesos, esta disposición ofrece buenos resultados y no requiere mucho espacio en comparación a otras configuraciones.

VII. RECOMENDACIONES

De acuerdo al análisis realizado en este proyecto se recomienda:

- ✓ La realización inmediata de mantenimiento correctivo y preventivo al sistema de puesta a tierra de la red de distribución.
- ✓ Un estudio para la implementación de descargadores de baja tensión para los puestos de distribución y así complementar al SPT.
- ✓ Un estudio para la ubicación optima de los descargadores de media tensión en los puestos de distribución.
- ✓ Realizar una Norma Paraguaya para sistemas de puesta a tierra en la cual especifique los criterios mínimos que se deben cumplir en la red de distribución.
- ✓ Realizar una factibilidad económica para la construcción de un sistema de puesta a tierra, en comparación a lo que se paga por daños de equipos y consecuencias debido a no tener un SPT eficiente.
- ✓ Considerar aspectos técnicos sugeridos por las Normas en el momento de adquirir los materiales para el SPT.
- ✓ Implementar registros o cajas de inspección para realizar; mediciones de resistencia de puesta a tierra e inspecciones, según un plan de mantenimiento.
- ✓ Realizar mediciones de resistividad en el sector en que será instalado la puesta a tierra y optar por alguna configuración de PAT propuesta en este trabajo.
- ✓ Para mantener la resistencia de puesta a tierra al valor objetivo, se pueden implementar los contrapesos o tratamiento del suelo de acuerdo con un estudio técnico-económico previo.

VIII. APÉNDICE

Apéndice A: Ingeniería de diseño

Apéndice A.1: Relevamiento de datos

A.1.1. Estado del Sistema de Puesta a Tierra en puestos de distribución

ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN LOS PUESTOS DE DISTRIBUCION															
ITEM	PD	BAJANTE		ESTADO						CONEXIÓN	PUESTA A TIERRA			RPT	Observaciones
	código	(SI-NO)	Sección mm^2	Empalmado	Dentro	Fuera	Suelto	Desilachado	Corroido	B - E	C	P (cm)	S (cm)	Ω	
1	C091	SI	25			X			X				10	7	
2	--	SI	25			X							10	7	
3	C0112	SI	25	X		X				Prensa	1	2	20	12	
4	--	SI	25	X		X		X	X					8	sin ducto pvc
5	--	NO				X	X			Prensa	1	2	10	∞	
6	--	SI	25	X		X		X		Prensa	1	2	10	12,6	sin ducto pvc
7	--	SI	35			X							7	5,3	
8	--	NO				X	X			Prensa	1	2	7	∞	
9	--	SI	25			X		X	X	Prensa	1	2	10	22,1	
10	--	SI	25			X							5	68	sin ducto pvc
11	--	SI	25			X							5	6	sin ducto pvc
12	--	NO				X	X							∞	
13	--	SI	25	X		X				Prensa	1	5	7	500	sin ducto pvc
14	--	NO				X	X							∞	
15	--	SI	16			X		X		Prensa	1	5	10	61,5	sin ducto pvc
16	--	SI	25			X							10	12	sin ducto pvc
17	--	SI	25			X							10	11	
18	--	SI	25			X							10	22	sin ducto pvc
19	--	SI	25			X			X				10	13,2	
20	--	SI	25			X							7	9	
21	--	SI	25			X							10	7	sin ducto pvc
22	--	SI	25			X							10	10	sin ducto pvc
23	CO307	SI	25			X							10	7	sin ducto pvc
24	--	SI	25			X							10	8	
25	CO252	SI	25			X			X				10	33	sin ducto pvc
26	CO325	SI	25			X							10	8	
27	--	SI	25			X							10	9	
28	--	NO				X	X							∞	
29	CO77	SI	25			X							5	9	sin ducto pvc
30	CO72	SI	16			X							10	11	sin ducto pvc
31	CO418	SI	25			X							10	32	
32	--	SI	25			X		X	X				10	12	sin ducto pvc
33	--	SI	25			X			X				5	18,4	
34	--	SI	25			X				Prensa	1	5	10	32	
35	--	SI	25			X							5	15,7	sin ducto pvc
36	--	SI	--	X		X		X	X				10	23	sin ducto pvc
37	--	SI	--	X		X							10	22,5	
38	CO335	SI	25			X							5	7	

39	--	SI	--	X		X			X				10	740	sin ducto pvc
40	--	SI	--	X		X			X				10	660	
41	--	SI	25	X		X		X	X				5	25	sin ducto pvc
42	--	SI	--			X							5	37	
43	--	SI	25			X				Prensa	1	2	2	44	
44	--	SI	16			X							2	15	
45	--	SI	25			X							5	78	sin ducto pvc
46	CO504	NO					X							∞	
47	--	NO					X							∞	
48	CO76	SI	35			X							10	7	sin ducto pvc
49	--	SI	25	X		X			X				10	27,8	
50	--	SI	25			X							5	7	sin ducto pvc
51	--	SI	25			X							5	15	sin ducto pvc
52	--	NO					X							∞	
53	--	SI	35			X							10	16,5	
54	CO291	SI	25			X							5	10,5	
55	--	SI	35			X			X				5	17	
56	CO124	SI	25			X							10	20	
57	--	SI	25			X							10	6	
58	CO102	SI	35			X							10	7	
59	--	SI	25			X							2	17,4	
60	--	SI	25			X							2	22,8	
61	--	SI	25	X		X							5	500	sin ducto pvc
62	--	SI	25			X		X	X				5	18,5	sin ducto pvc
63	--	SI	25	X		X			X	Prensa	1	2	10	11,3	
64	--	SI	25	X		X							2	31	
65	--	SI	25			X							2	31,7	
66	--	SI	25			X							5	32	
67	--	SI	35			X							5	7	sin ducto pvc
68	CO415	SI	25			X			X				10	15	
69	--	SI	25	X		X							5	32	sin ducto pvc
70	--	SI	25	X		X			X				5	1000	sin ducto pvc
71	--	SI	35	X		X							5	80	
72	--	SI	35			X			X	Prensa	1	5	10	39	
73	--	SI	25			X							5	7	
74	--	SI	25			X							5	8	sin ducto pvc
75	--	SI	25			X							5	169	
76	--	SI	25			X							10	5	

77	--	SI	25			X							5	22,7	
78	CO104	SI	25			X							5	6	
79	--	SI	25			X							10	8,4	
80	--	SI	25			X							5	27	
81	--	SI	25			X							5	31	
82	--	SI	25			X							5	23	
83	--	NO					X	X						∞	
84	--	SI	25			X							5	8	
85	CO278	SI	25			X							5	11	
86	--	SI	25			X							5	13,8	
87	--	SI	25			X							5	23	
88	--	NO					X	X		Prensa	1	5	10	∞	
89	--	NO					X							∞	
90	--	SI	25			X							10	28,7	sin ducto pvc
91	--	SI	25			X							5	12	
92	--	SI	35	X		X							10	29,2	
93	--	SI	35			X			X				5	87	
94	CO297	SI	16			X							5	11	
95	--	SI	25			X							5	12	
96	--	SI	35			X			X				5	37	
97	CO544	SI	25			X							5	16	
98	--	SI	25			X							10	34	
99	--	SI	25	X		X			X				10	600	
100	--	SI	25			X							10	10	
101	--	NO					X							∞	
102	--	SI	25		X									--	
103	--	SI	25		X									--	
104	--	SI	25		X									--	
105	--	SI	25		X									--	
106	--	SI	25		X									--	
107	--	SI	25		X									--	
108	--	SI	25		X									--	
109	--	SI	25		X									--	
110	--	SI	25		X									--	
111	--	SI	25		X									--	
112	--	SI	25		X									--	

Tabla A.1: Estado del Sistema de Puesta a Tierra en puestos de distribución.

A.1.2. Sistema de Puesta a Tierra instalada en la red secundaria de distribución

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN RED DE BAJA TENSION							
ITEM	AMBOS LADOS DEL PD	TRAYECTO DE LINEA	FINALES DE LINEA	BAJANTE			Observación
				Dentro	fuera	suelto	
1	SI	NO	SI		X		
2	SI	NO	SI		X		
3	SI	NO	SI		X		
4	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
5	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
6	SI	NO	SI		X		
7	SI	NO	SI		X		
8	SI	NO	SI		X		
9	SI	NO	SI		X		
10	NO	NO	SI		X		Solo un lado del PD
11	SI	NO	SI		X		
12	SI	NO	SI		X		
13	SI	NO	NO		X	X	
14	SI	NO	SI		X		
15	SI	NO	SI		X		
16	SI	NO	SI		X		
17	SI	NO	SI		X		
18	SI	NO	SI		X		
19	SI	NO	SI		X		
20	SI	NO	SI		X		
21	SI	NO	SI		X		
22	SI	NO	SI		X		
23	SI	NO	NO		X	X	
24	SI	NO	SI		X		
25	SI	NO	SI		X		
26	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
27	SI	NO	SI		X		
28	SI	NO	SI		X		
29	SI	NO	NO		X	X	
30	SI	NO	SI		X		
31	SI	NO	SI		X		
32	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
33	SI	NO	SI	X			
34	SI	NO	SI		X		
35	SI	NO	NO		X	X	
36	SI	NO	SI	X			
37	SI	NO	SI		X		
38	NO	NO	SI		X	x	Solo un lado del PD

39	SI	NO	SI		X		
40	SI	NO	SI	X			
41	SI	NO	SI		X		
42	SI	NO	NO		X	X	
43	SI	NO	SI		X		
44	SI	NO	SI		X		
45	NO	NO	SI		X		Solo un lado del PD
46	SI	NO	SI		X		
47	SI	NO	SI		X		
48	SI	NO	NO		X	X	
49	SI	NO	SI		X		
50	SI	NO	SI		X		
51	SI	NO	SI		X		
52	NO	NO	SI		X		Solo un lado del PD
53	SI	NO	SI		X		
54	SI	NO	NO		X	X	
55	SI	NO	SI		X		
56	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
57	SI	NO	SI		X		
58	SI	NO	NO		X	X	
59	SI	NO	SI		X		
60	SI	NO	SI		X		
61	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
62	SI	NO	SI		X		
63	SI	NO	NO		X	X	
64	SI	NO	SI	X			
65	SI	NO	SI	X			
66	NO	NO	SI	X			Solo un lado del PD
67	SI	NO	SI	X			
68	SI	NO	NO		X	X	
69	SI	NO	SI		X		
70	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
71	SI	NO	SI	X			
72	SI	NO	SI	X			
73	SI	NO	SI	X			
74	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
75	SI	NO	SI	X			
76	SI	NO	SI	X			

77	SI	NO	SI		X		
78	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
79	SI	NO	SI		X		
80	SI	NO	SI		X		
81	SI	NO	SI		X		
82	SI	NO	SI		X		
83	SI	NO	SI		X		
84	SI	NO	NO		X	X	
85	SI	NO	SI	X			
86	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
87	SI	NO	SI		X		
88	SI	NO	SI		X		
89	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
90	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
91	SI	NO	SI		X		
92	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
93	SI	NO	SI	X			
94	SI	NO	SI	X			
95	SI	NO	SI	X			
96	SI	NO	SI		X		
97	SI	NO	SI		X		
98	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
99	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
100	SI	NO	SI		X		
101	SI	NO	NO		X	X	
102	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
103	SI	NO	SI		X		
104	SI	NO	SI		X		
105	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
106	SI	NO	SI		X		
107	SI	NO	NO		X	X	
108	SI	NO	SI		X		
109	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
110	NO	NO	SI		X	X	Solo un lado del PD
111	SI	NO	NO		X	X	
112	SI	NO	SI		X		

Tabla A.2: Sistema de Puesta a Tierra instalada en la red secundaria de distribución.

A.1.3. Valores de resistividad del terreno en algunos sectores

Estudio de Resistividad del Suelo			
Zona	Barrio San Pablo	**Estado del terreno**	Húmedo
Ciudad	Cnel. Oviedo	**Método de medición**	Variación de profundidad
Profundidad de exploración [m]	**Resistencia [Ω]**		**Resistividad [Ωm]**
0,3	131,7		57,75
0,6	74,4		56,19
0,9	66,3		69,46
1,2	53,8		71,36
1,5	41,9		66,84
1,8	32		59,42
2	27,6		55,98
Resistividad promedio			**62,43**
Observaciones			
Suelo clase: A			
Corrosividad: moderada			

Tabla A.3: Resistividad promedio zona Barrio San Pablo.

Estudio de Resistividad del Suelo			
Zona	Barrio Maristas	**Estado del terreno**	Seco
Ciudad	Cnel. Oviedo	**Método de medición**	Variación de profundidad
Profundidad de exploración [m]	**Resistencia [Ω]**	**Resistividad [Ωm]**	
0,3	436	191	
0,6	286	216	
0,9	254	266	
1,2	219	290	
1,5	210	335	
1,8	344	638	
2	380	770	
Resistividad promedio		**386,57**	
Observaciones			
Suelo clase: B1			
Corrosividad: Baja			

Tabla A.4: Resistividad promedio zona Barrio Maristas.

Estudio de Resistividad del Suelo			
Zona	Barrio Asucena	**Estado del terreno**	Semiseco
Ciudad	Cnel. Oviedo	**Método de medición**	Variación de profundidad
Profundidad de exploración [m]	**Resistencia [Ω]**	**Resistividad [Ωm]**	
0,3	140	61	
0,6	80	60,4	
0,9	71	74	
1,2	63	83,56	
1,5	51	81,3	
1,8	46	85,42	
2	40	81,13	
Resistividad promedio		**75,26**	
Observaciones			
Suelo clase: A			
Corrosividad: Moderada			

Tabla A.5: Resistividad promedio zona Barrio Asucena.

Estudio de Resistividad del Suelo			
Zona	Barrio 12 de junio	**Estado del terreno**	seco
Ciudad	Cnel. Oviedo	**Método de medición**	Variación de profundidad
Profundidad de exploración [m]	**Resistencia [Ω]**	**Resistividad [Ωm]**	
0,3	200	87,71	
0,6	180	135,94	
0,9	150	157,16	
1,2	89	118	
1,5	74	118	
1,8	68	126,28	
2	58	117,64	
Resistividad promedio		**122,96**	
Observaciones			
Suelo clase: A			
Corrosividad: Leve			

Tabla A.6: Resistividad promedio zona Barrio 12 de junio.

Estudio de Resistividad del Suelo			
Zona	Barrio 1° de Marzo	**Estado del terreno**	Semiseco
Ciudad	Cnel. Oviedo	**Método de medición**	Variación de profundidad
Profundidad de exploración [m]	**Resistencia [Ω]**	**Resistividad [Ωm]**	
0,3	150	78	
0,6	131	98,94	
0,9	100	104,78	
1,2	85	112,74	
1,5	66	105,29	
1,8	42	78	
2	31	62,87	
Resistividad promedio		**91,52**	
Observaciones			
Suelo clase: A			
Corrosividad: Moderada			

Tabla A.7: Resistividad promedio zona Barrio 1° de Marzo.

Apéndice A.2: Simulación de configuraciones de puesta a tierra según la resistividad del terreno

A.2.1. Configuración 1E-H

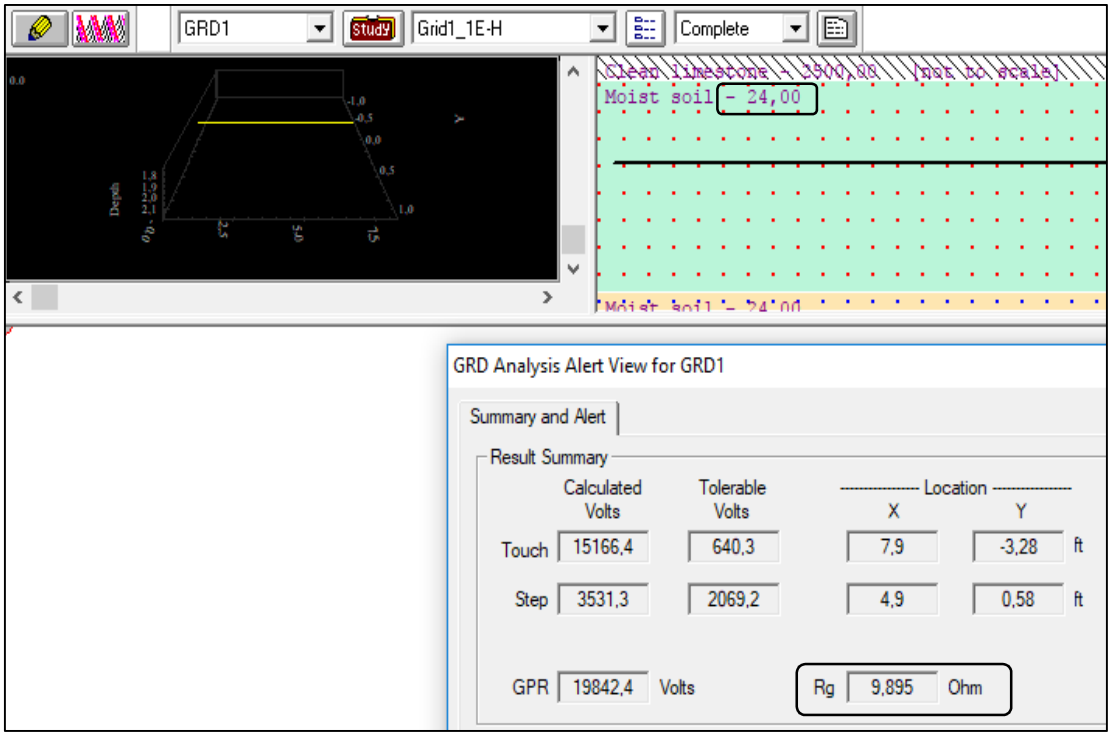


Figura A.1: Resultado obtenido de la configuración 1E-H (para resistividad de hasta 24Ωm).

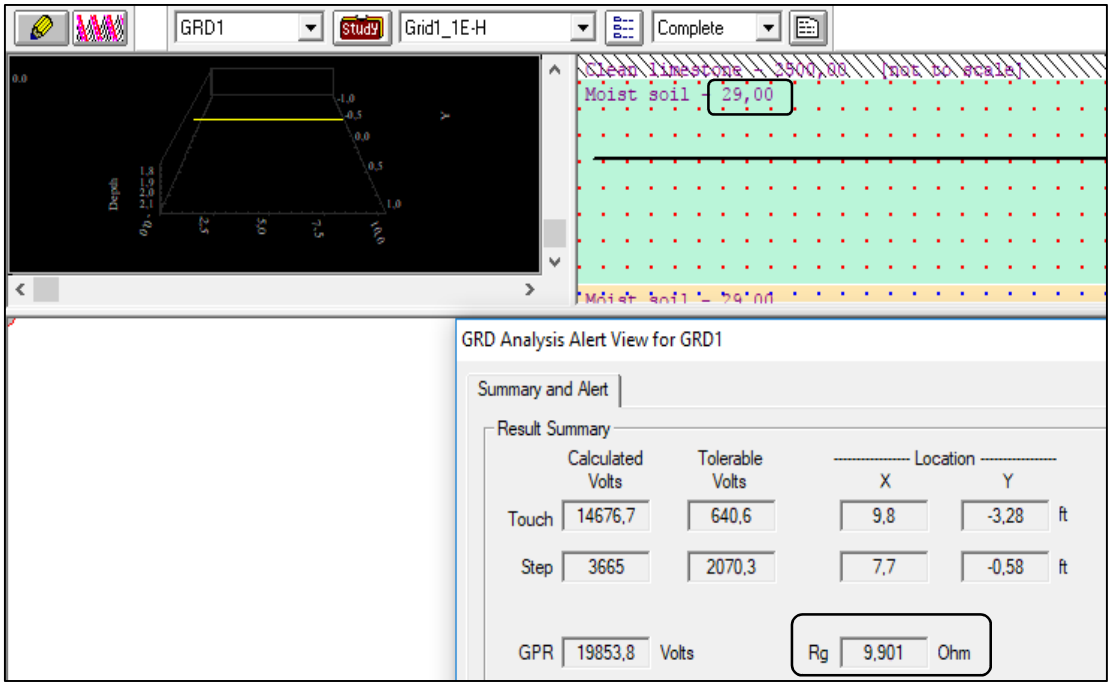


Figura A.2: Resultado obtenido de la configuración 1E-H (para resistividad de hasta 29Ωm).

A.2.2. Configuración 1E-V

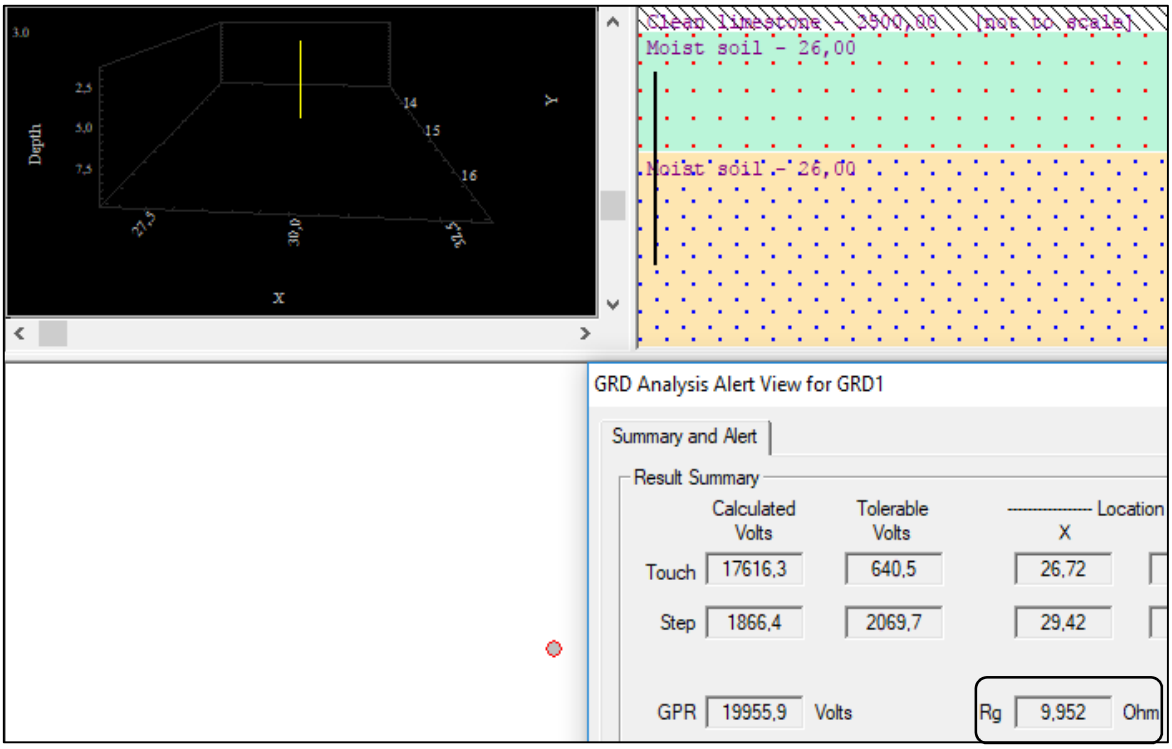


Figura A.3: Resultado obtenido de la configuración 1E-V (para resistividad de hasta 26Ωm).

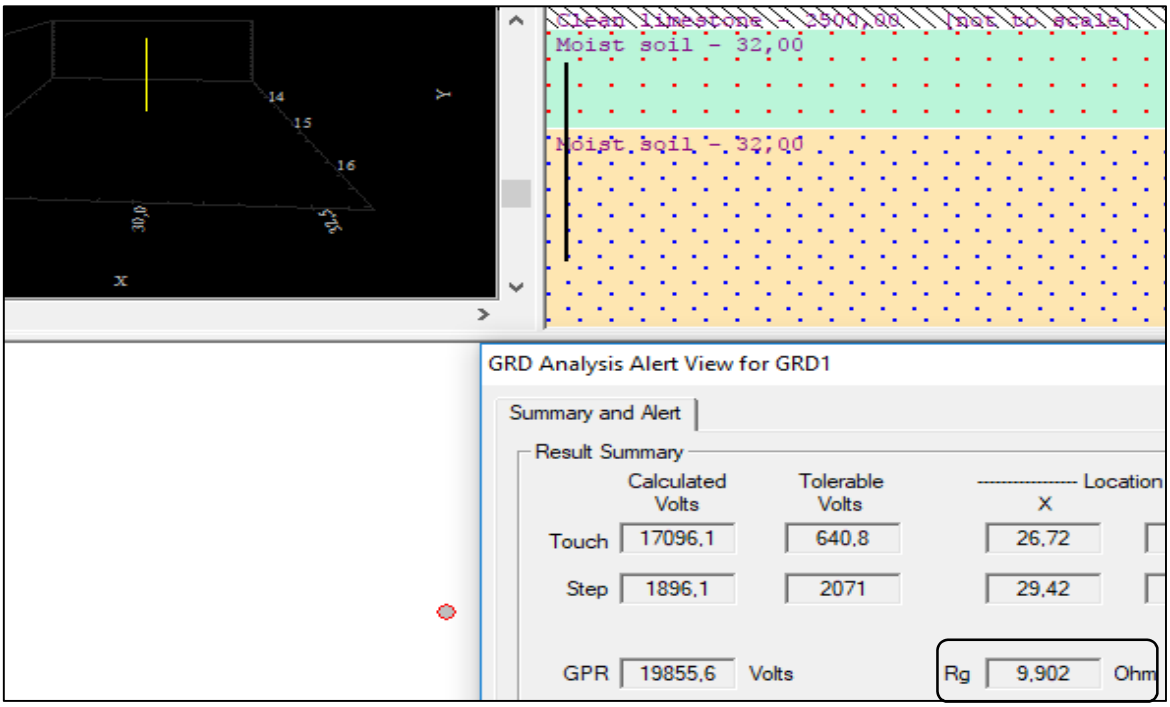


Figura A.4: Resultado obtenido de la configuración 1E-V (para resistividad de hasta 32Ωm).

A.2.3. Configuración 2E-V

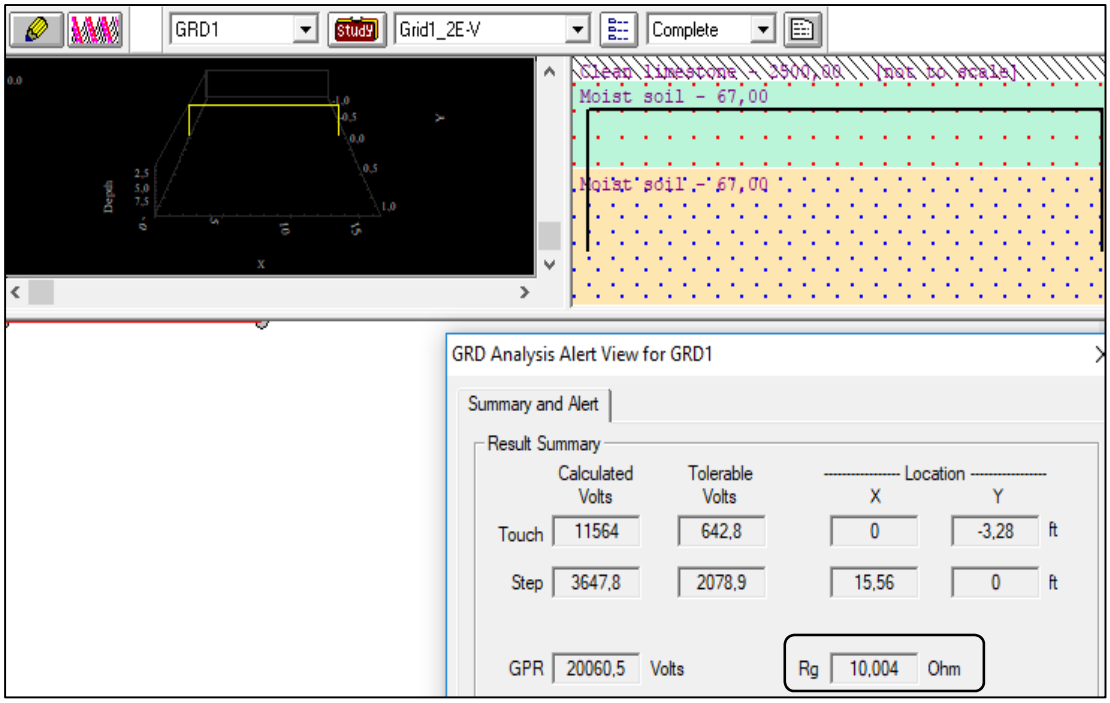


Figura A.5: Resultado obtenido de la configuración 2E-V (para resistividad de hasta 67Ωm).

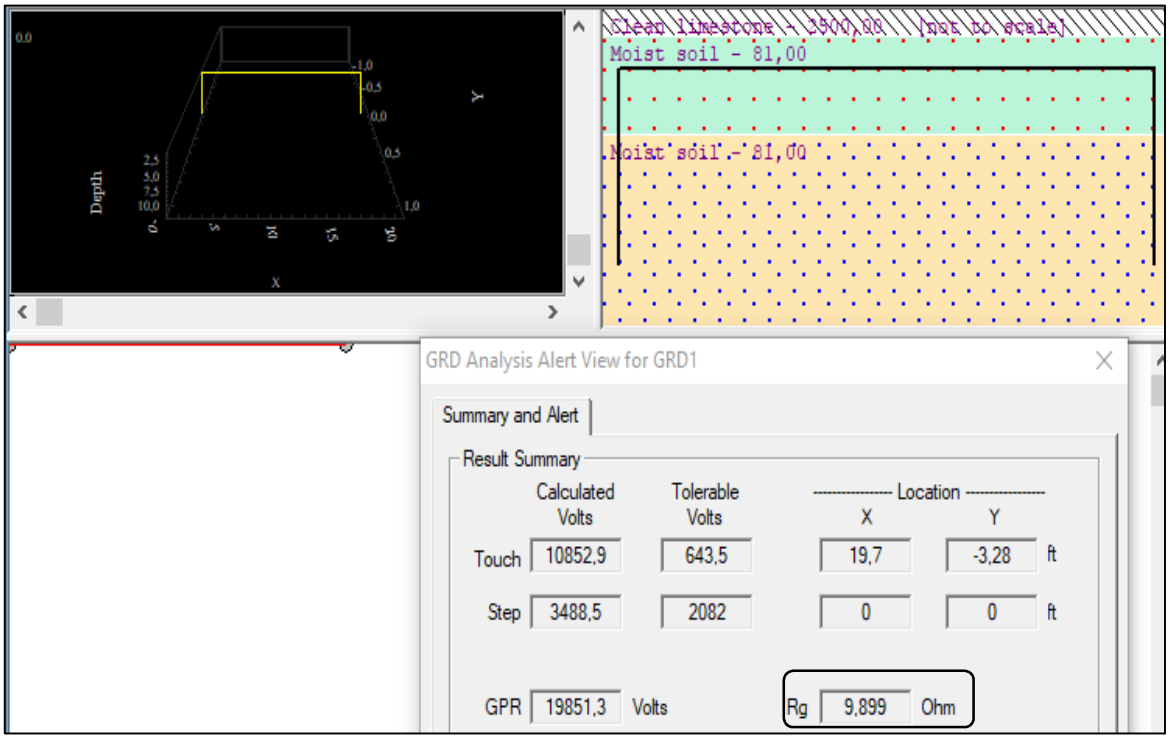


Figura A.6: Resultado obtenido de la configuración 2E-V (para resistividad de hasta 81Ωm).

A.2.4. Configuración 3E-V

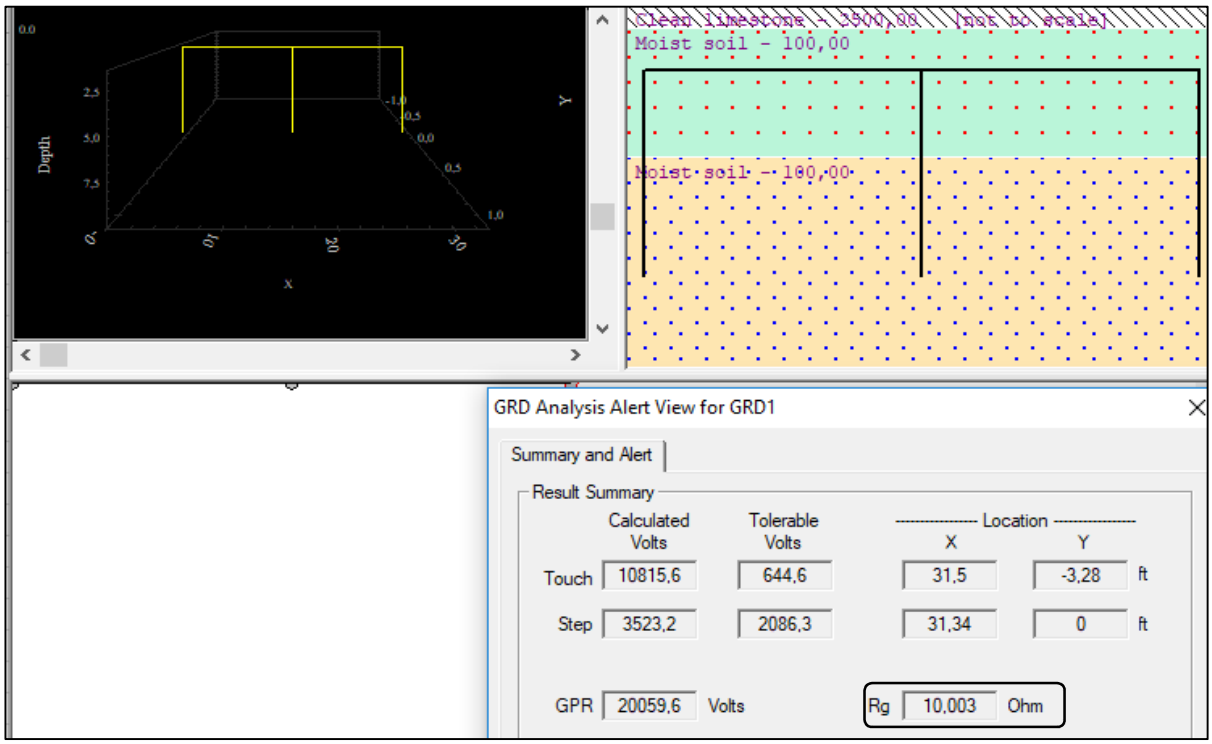


Figura A.7: Resultado obtenido de la configuración 3E-V (para resistividad de hasta 100Ωm).

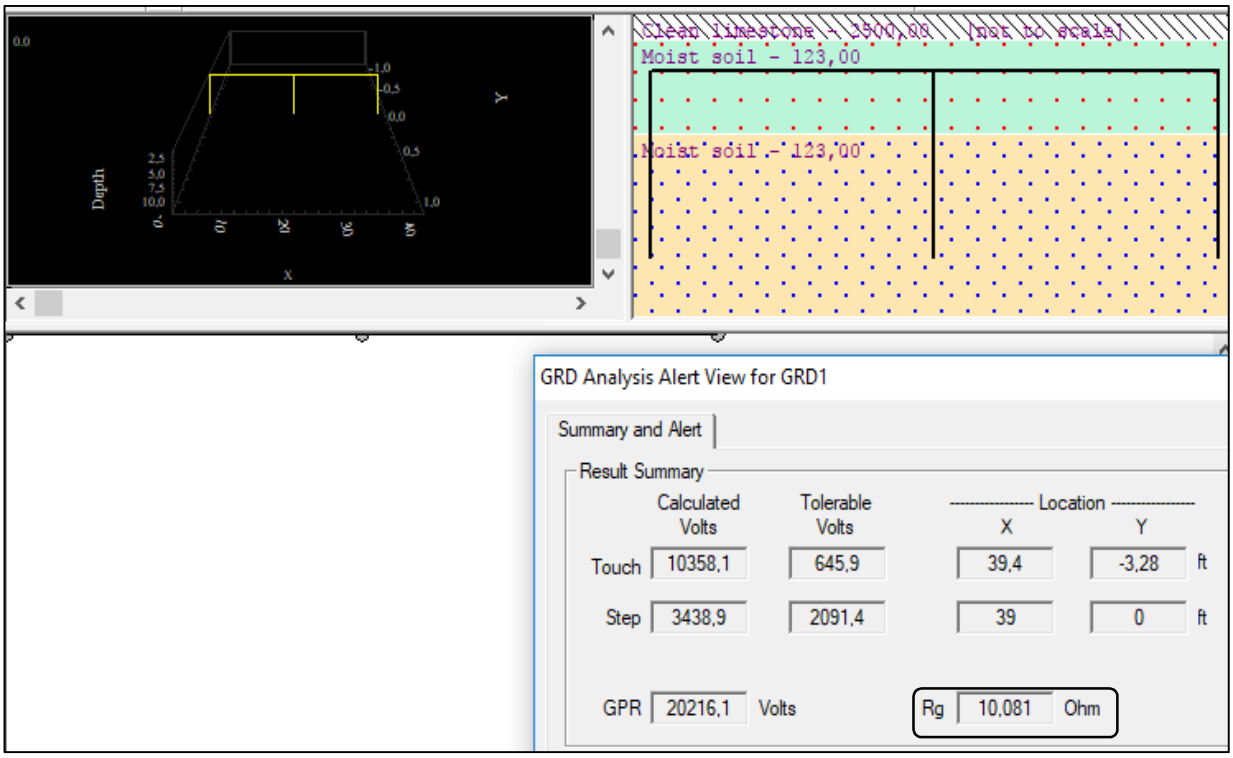


Figura A.8: Resultado obtenido de la configuración 3E-V (para resistividad de hasta 123Ωm).

A.2.5. Configuración 1E-V/2C

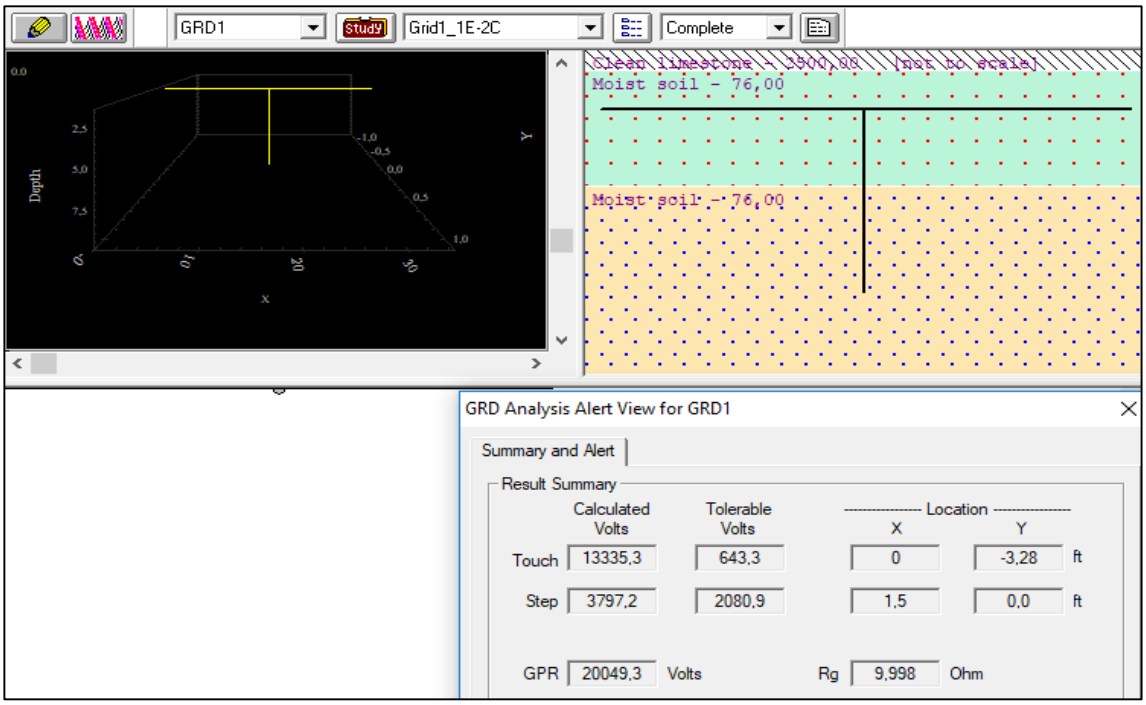


Figura A.9: Resultado obtenido de la configuración 1E-V/2C (para resistividad de hasta 76Ωm).

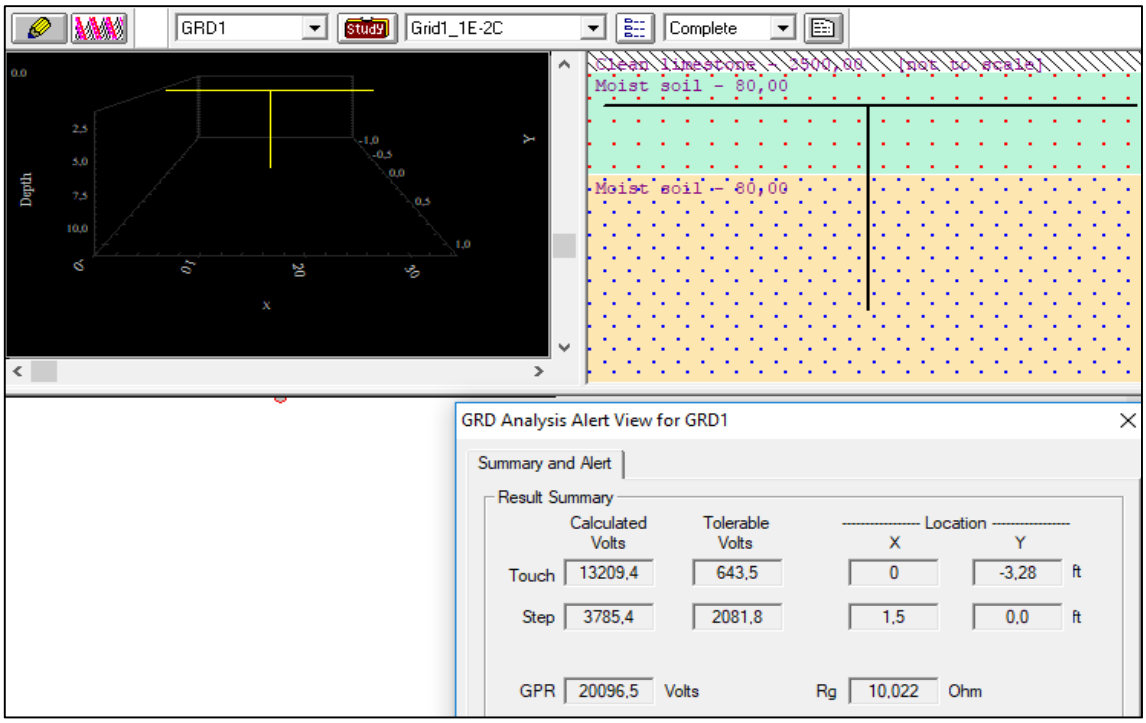


Figura A.10: Resultado obtenido de la configuración 1E-V/2C (para resistividad de hasta 80Ωm).

A.2.6. Configuración 2E-V/2C

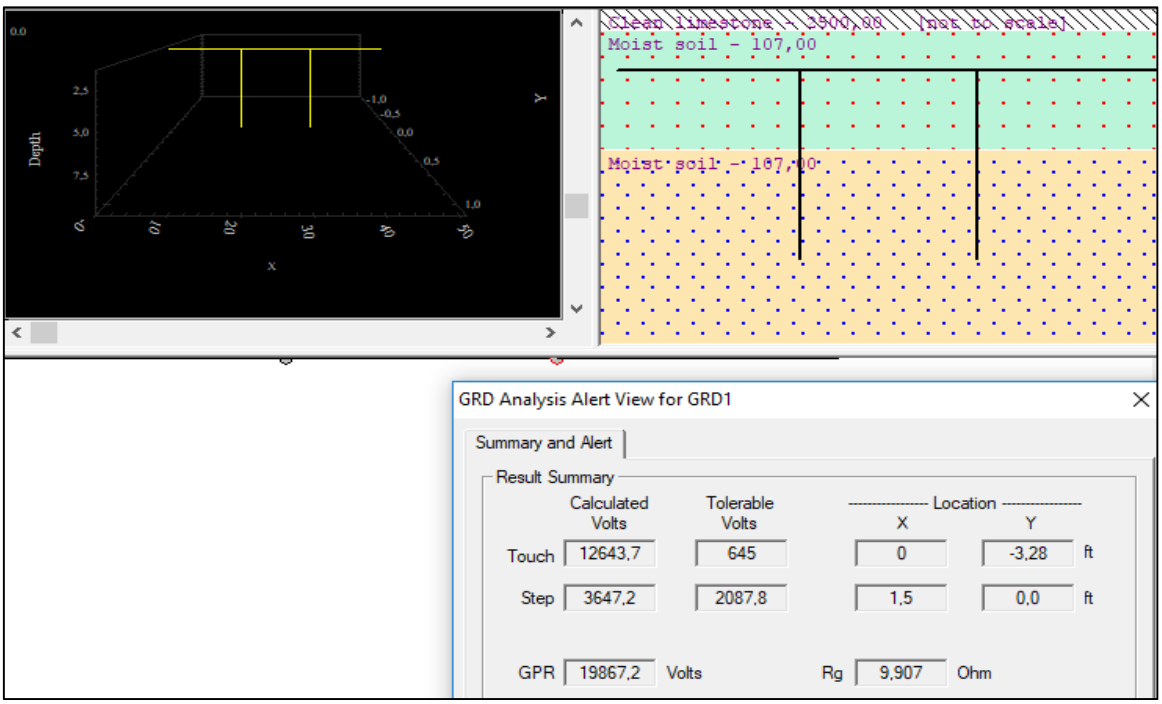


Figura A.11: Resultado obtenido de la configuración 2E-V/2C (para resistividad de hasta 107Ωm).

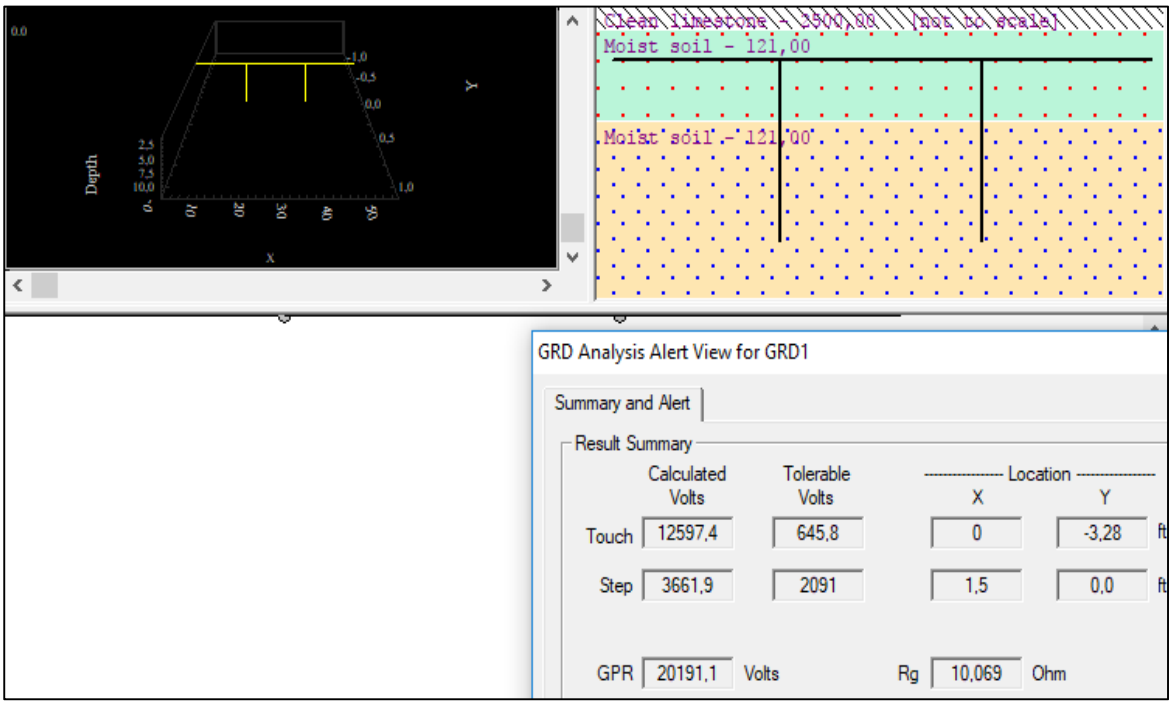


Figura A.12: Resultado obtenido de la configuración 2E-V/2C (para resistividad de hasta 121Ωm).

A.2.7. Configuración 3E-V/2C

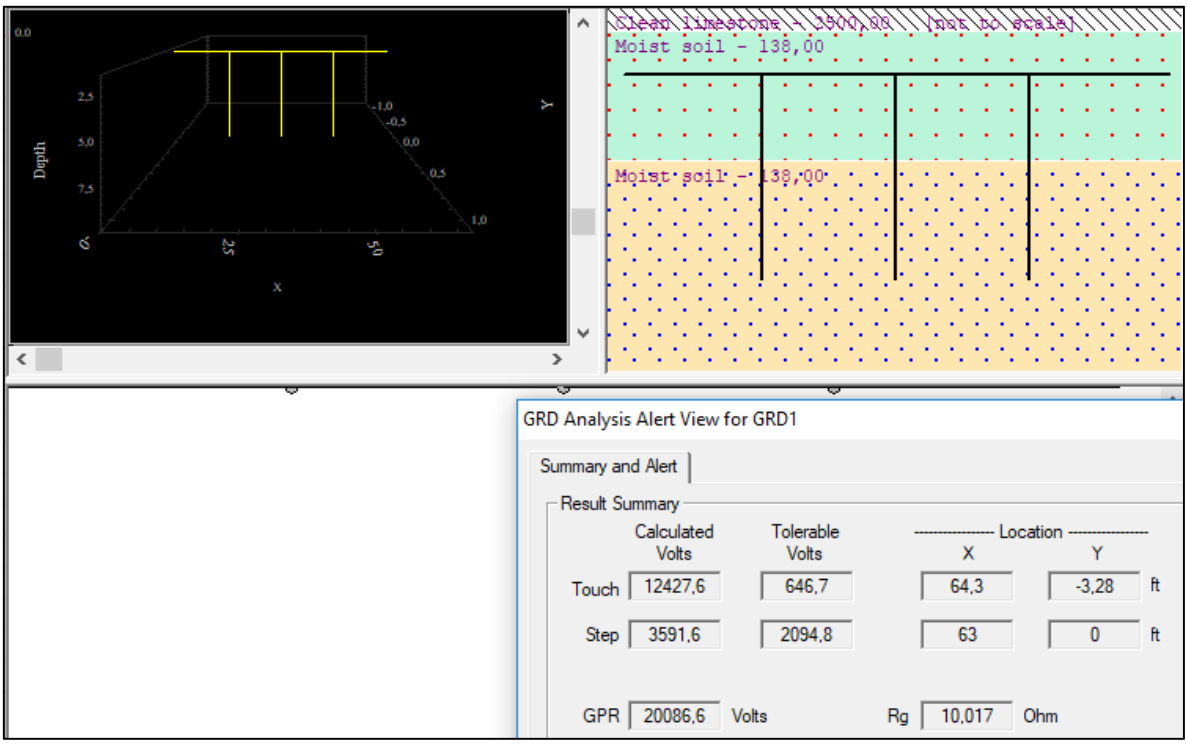


Figura A.13: Resultado obtenido de la configuración 3E-V/2C (para resistividad de hasta 138Ωm).

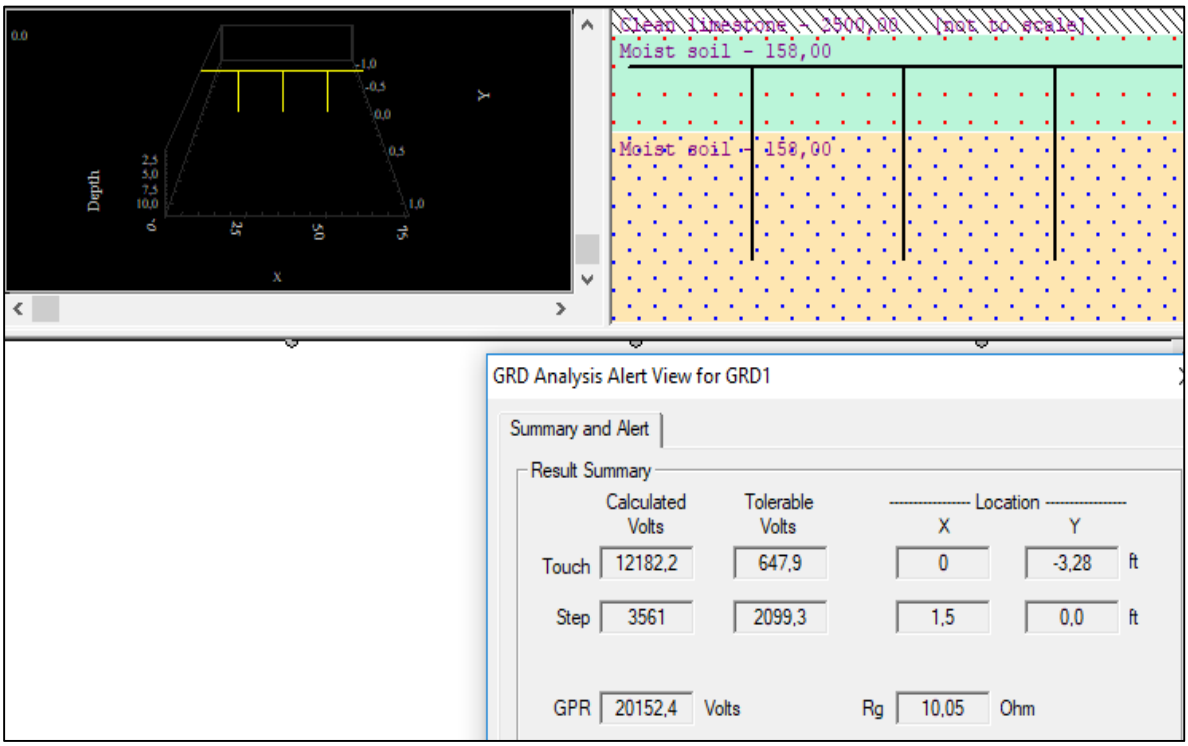


Figura A.14: Resultado obtenido de la configuración 3E-V/2C (para resistividad de hasta 158Ωm).

A.2.8. Configuración 3E-Δ

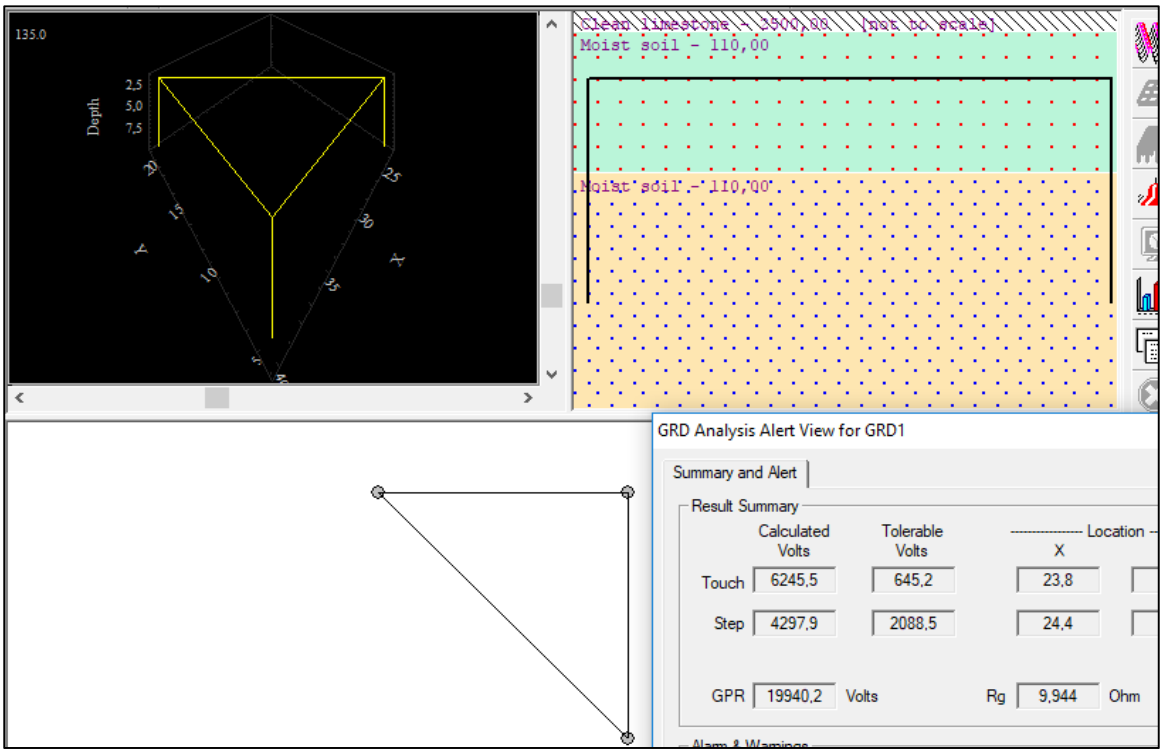


Figura A.16: Resultado obtenido de la configuración 3E-Δ (para resistividad de hasta 110Ωm).

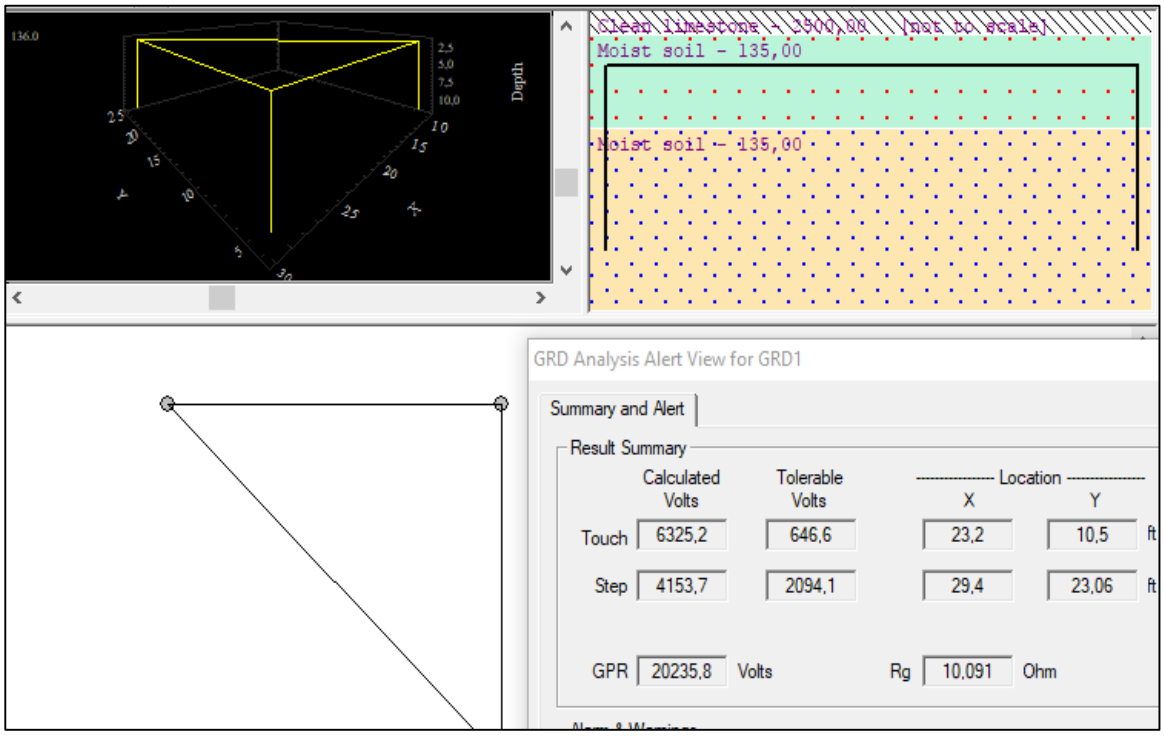


Figura A.15: Resultado obtenido de la configuración 3E-Δ (para resistividad de hasta 135Ωm).

A.2.9. Configuración 4E-□

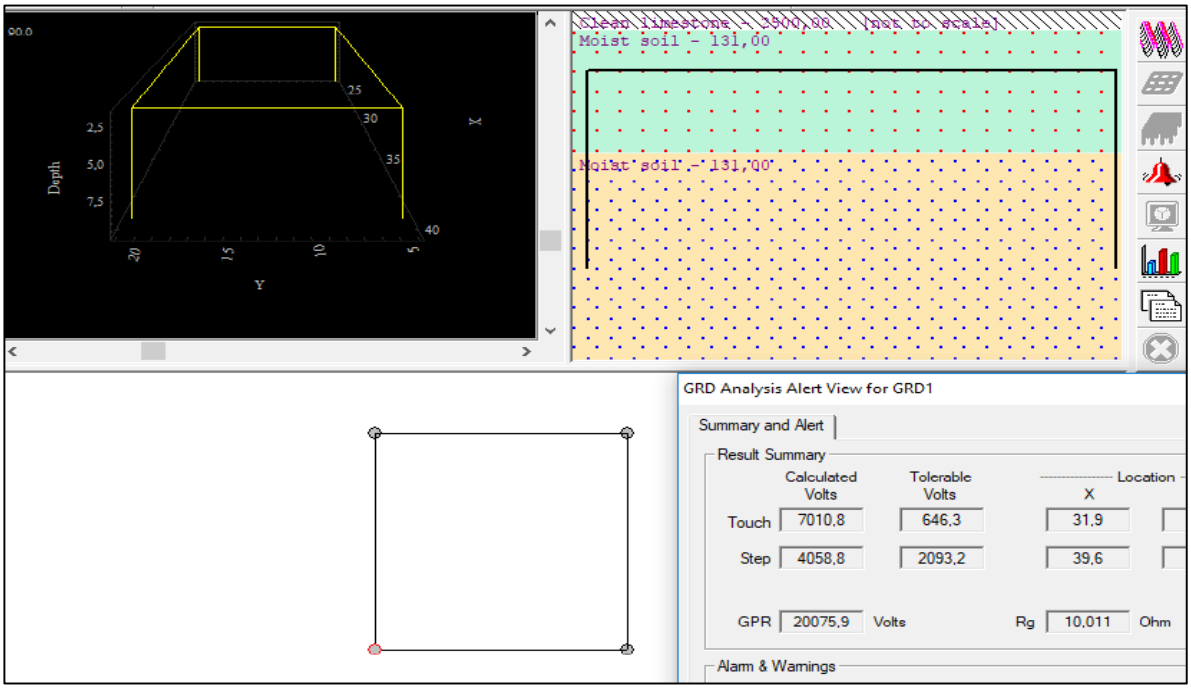


Figura A.17: Resultado obtenido de la configuración 4E-□ (para resistividad de hasta 131Ωm).

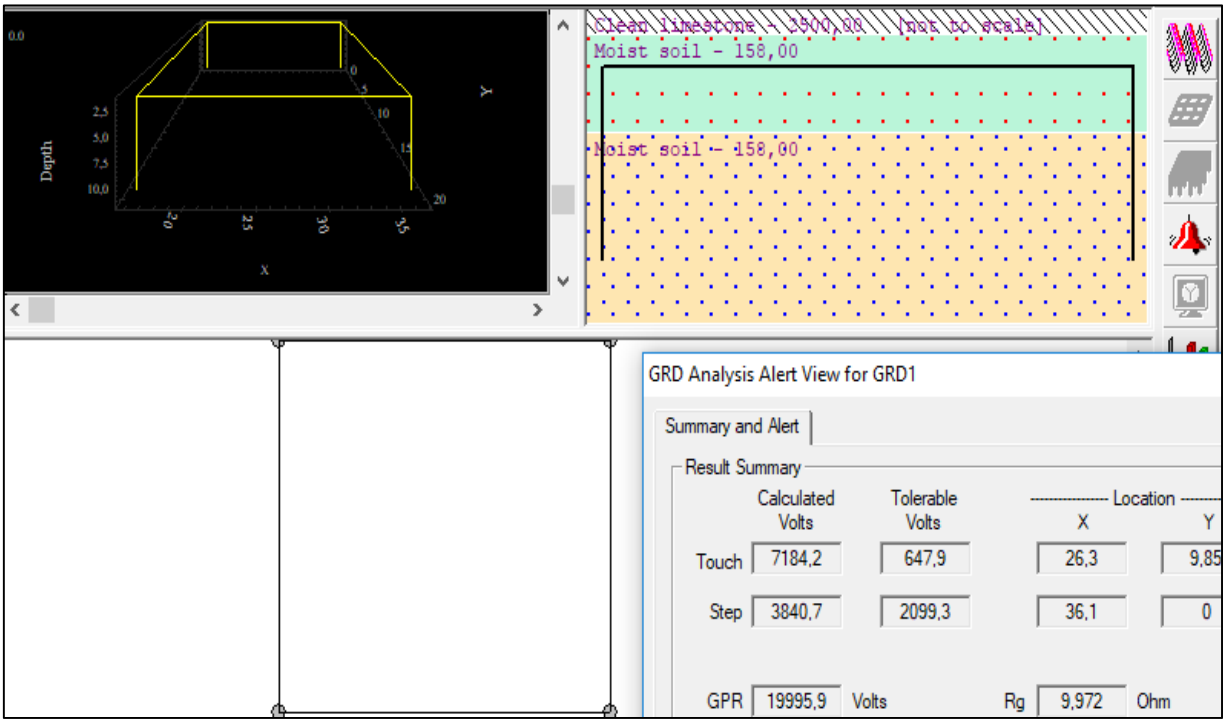


Figura A.18: Resultado obtenido de la configuración 4E-□ (para resistividad de hasta 158Ωm).

A.2.10. Configuración 4E-V

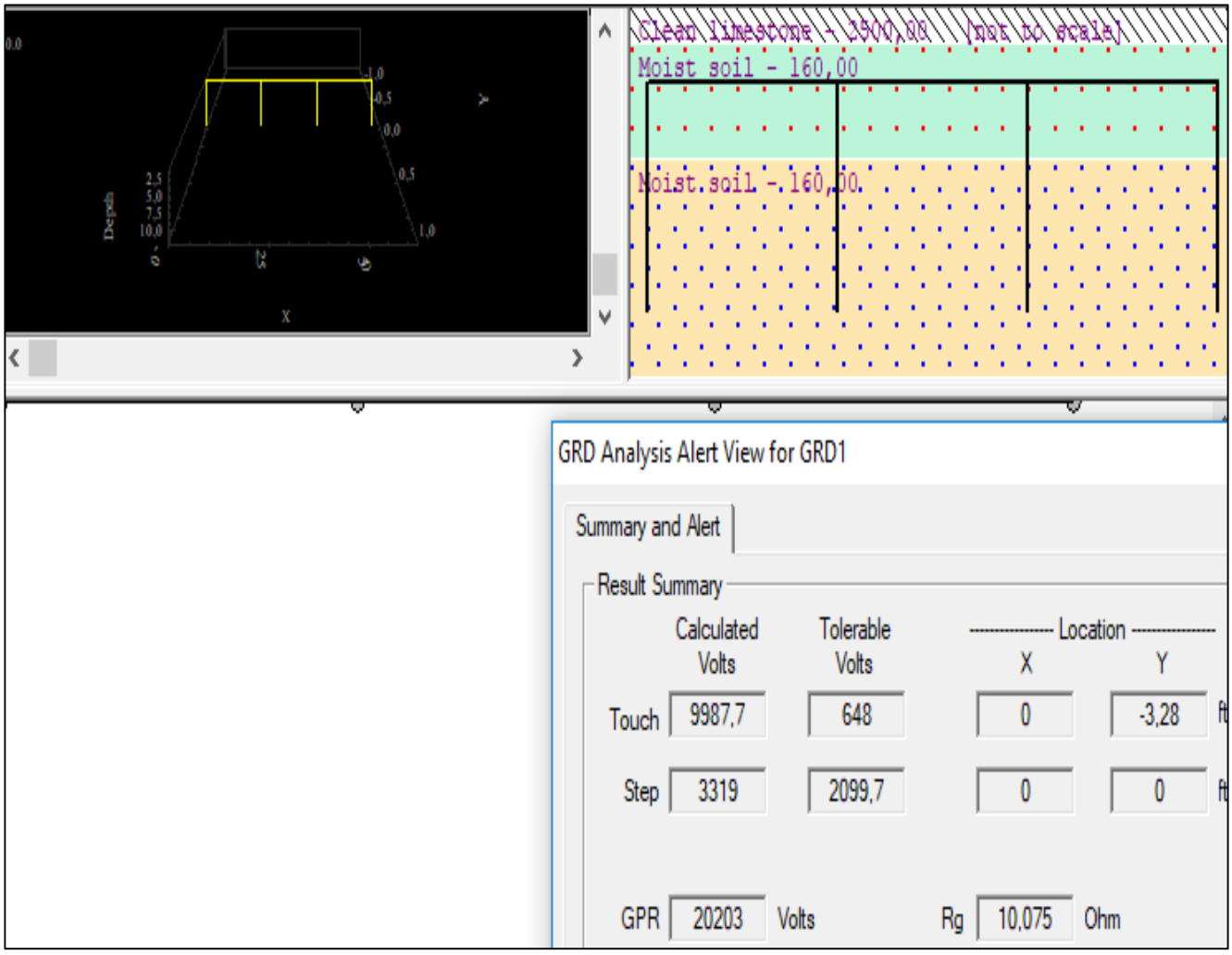


Figura A.19: Resultado obtenido de la configuración 4E-V (para resistividad de hasta 160Ωm).

Apéndice B: Resumen ejecutivo

Apéndice B.1: Costos inicial en insumos para construcción de un SPT

B.1.1 Costo inicial en insumos para construcción de un SPT

Costo inicial en insumos para construcción de un SPT					
Ítem	**Descripción**	**Unidad**	**Cantidad**	**Precio unitario**	**Precio total**
1	Exosolda molde exotérmica T 3/4.50mm jabalina-cable	Ud.	1	540.000	540.000
2	Exosolda molde exotérmica unión L 3/4.50mm jabalina-cable	Ud.	1	417.000	417.000
3	Exosolda molde exotérmica X 3/4.50mm jabalina-cable	Ud.	1	465.000	465.000
4	Exosolda molde exotérmica T 5/8.50mm jabalina-cable	Ud.	1	540.000	540.000
5	Exosolda molde exotérmica unión L 5/8.50mm jabalina-cable	Ud.	1	417.000	417.000
6	Exosolda molde exotérmica X 5/8.50mm jabalina cable-cable	Ud.	1	465.000	465.000
7	Exosolda limpiador de moldes mediano	Ud.	1	13.500	13.500
8	Exosolda Pinza de agarre para maniobrar molde del grupo	Ud.	1	220.000	220.000
9	Exosolda compuesto correctivo de suelo 12kg	Ud.	1	96.000	96.000
10	Conduspar Cable desnudo de cobre 50mm2 (bajante)	M.	12	31.500	378.000
11	Accesorios menores	Gl.	1	200.000	200.000
Total (Gs.)					**3.751.500**

Tabla B.1: Costo inicial en insumos necesarios para construcción de un SPT

Apéndice B.2: Costo de construcción de una PAT según la resistividad del terreno

B.2.1 Configuración de PAT (5/8"X2,40m)

Costo de construcción de una PAT según la resistividad del terreno						
Item	Descripción		Unidad	Cantidad	Precio unitario	Precio total
	Configuración de PAT (5/8"X2,40m)	Resistividad maxima [Ωm]				
1,00	**1E-V**	**26**				
1,01	Jabalina 5/8"x2,40mts 254 micrones		Ud.	1	70.000	70.000
1,02	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
1,03	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
1,04	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
1,05	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
1,06	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**1.271.250**
2,00	**2E-V**	**67**				
2,01	Jabalina 5/8"x2,40mts 254 micrones		Ud.	2	70.000	140.000
2,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	4,8	31.500	151.200
2,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
2,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
2,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
2,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
2,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**1.492.450**
3,00	**3E-V**	**100**				
3,01	Jabalina 5/8"x2,40mts 254 micrones		Ud.	3	70.000	210.000
3,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	9,6	31.500	302.400
3,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
3,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
3,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
3,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
3,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**1.713.650**

4,00	**1E-V/2C**	**76**				
4,01	Jabalina 5/8"x2,40mts 254 micrones		Ud.	1	70.000	70.000
4,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	10	31.500	315.000
4,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
4,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
4,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
4,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
4,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**1.586.250**

5,00	**2E-V/2C**	**107**				
5,01	Jabalina 5/8"x2,40mts 254 micrones		Ud.	2	70.000	140.000
5,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	14,8	31.500	466.200
5,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
5,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
5,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
5,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
5,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**1.807.450**

6,00	**3E-V/2C**	**138**				
6,01	Jabalina 5/8"x2,40mts 254 micrones		Ud.	3	70.000	210.000
6,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	19,6	31.500	617.400
6,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
6,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
6,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
6,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
6,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**2.028.650**

7,00	**3E-Δ**	**110**				
7,01	Jabalina 5/8"x2,40mts 254 micrones		Ud.	3	70.000	210.000
7,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	14,4	31.500	453.600
7,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
7,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
7,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
7,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
7,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**1.864.850**
8,00	**4E-□**	**131**				
8,01	Jabalina 5/8"x2,40mts 254 micrones		Ud.	4	70.000	280.000
8,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	19,2	31.500	604.800
8,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
8,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
8,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
8,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
8,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**2.086.050**

Tabla B.2: Costo de construcción de una puesta a tierra con electrodos de 5/8".

B.2.2 Configuración de PAT (3/4"X3,00m)

Costo de construcción de una PAT según la resistividad del terreno						
Item	Descripción		Unidad	Cantidad	Precio unitario	Precio total
	Configuración de PAT (3/4"X3,00m)	Resistividad maxima [Ωm]				
1,00	**1E-V**	**32**				
1,01	Jabalina 3/4"x3,00mts 254 micrones		Ud.	1	207.000	207.000
1,02	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
1,03	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
1,04	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
1,05	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
1,06	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**1.408.250**
2,00	**2E-V**	**81**				
2,01	Jabalina 3/4"x3,00mts 254 micrones		Ud.	2	207.000	414.000
2,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	4,8	31.500	151.200
2,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
2,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
2,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
2,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
2,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**1.766.450**
3,00	**3E-V**	**123**				
3,01	Jabalina 3/4"x3,00mts 254 micrones		Ud.	3	207.000	621.000
3,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	9,6	31.500	302.400
3,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl	1	125.000	125.000
3,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
3,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
3,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
3,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**2.124.650**
4,00	**1E-V/2C**	**80**				
4,01	Jabalina 3/4"x3,00mts 254 micrones		Ud.	1	207.000	207.000
4,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	10	31.500	315.000
4,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
4,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
4,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
4,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
4,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**1.723.250**

5,00	**2E-V/2C**	**121**				
5,01	Jabalina 3/4"x3,00mts 254 micrones		Ud.	2	207.000	414.000
5,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	14,8	31.500	466.200
5,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
5,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
5,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
5,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
5,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**2.081.450**
6,00	**3E-V/2C**	**158**				
6,01	Jabalina 3/4"x3,00mts 254 micrones		Ud.	3	207.000	621.000
6,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	19,6	31.500	617.400
6,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
6,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
6,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
6,07	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
6,08	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**2.439.650**
7,00	**3E-Δ**	**135**				
7,01	Jabalina 3/4"x3,00mts 254 micrones		Ud.	3	207.000	621.000
7,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	14,4	31.500	453.600
7,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
7,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
7,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
7,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
7,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**2.275.850**

8,00	**4E-□**	**158**				
8,01	Jabalina 3/4"x3,00mts 254 micrones		Ud.	4	207.000	828.000
8,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	19,2	31.500	604.800
8,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
8,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
8,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
8,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
8,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**2.634.050**
9,00	**4E-V**	**160**				
9,01	Jabalina 3/4"x3,00mts 254 micrones		Ud.	4	207.000	828.000
9,02	Cable desnudo de cobre 50mm2		M.	14,4	31.500	453.600
9,03	Insumos para soldadura(polvora y masa)		gl.	1	125.000	125.000
9,04	registro de mamposteria (Materiales)		Ud.	1	166.250	166.250
9,05	Mano de obra PAT		boca	8	60.000	480.000
9,06	Mano de obra registro		boca	3	60.000	180.000
9,07	mediciones e informes de PAT		gl.	1	250.000	250.000
Total (Gs.)						**2.482.850**

Tabla B.3: Costo de construcción de una puesta a tierra con electrodos de 3/4".

IX. Anexo

Figura C.1: Telurómetro UNI-T 276A.

Measurement mode	Measurement Scope	Resolution	Accuracy
Resistance	0.010Ω-0.099Ω	0.001Ω	±(1%+0.01Ω)
	0.10Ω-0.99Ω	0.01Ω	±(1%+0.01Ω)
	1.0Ω-49.9Ω	0.1Ω	±(1%+0.1Ω)
	50.0Ω-99.5Ω	0.5Ω	±(1.5%+0.5Ω)
	100Ω-199Ω	1Ω	±(2%+1Ω)
	200Ω-395Ω	5Ω	±(5%+5Ω)
	400-590Ω	10Ω	±(10%+10Ω)
	600Ω-880Ω	20Ω	±(20%+20Ω)
	900Ω-1200Ω	30Ω	±(25%+30Ω)

Resistance range	0.01Ω-1200Ω
*Current range	0.00mA-30.0A
Resistance resolution	0.001Ω
*Current resolution	0.05mA
Data storage	99groups
RS232 port	To upload stored data into the computer for data analysis.
Communication wire	RS232communication wire with 1.8m long.
Sound-light alarm	"beep--beep--beep--" alarm, press AL key to control the on-off status.
Scope of alarm critical value setting	Resistance : 1-199Ω; *current : 1-499mA
Power	6VDC (4 AA dry alkaline batteries)
Working temperature and humidity	0℃-55℃; 10%RH-90%RH
LCD	4bit LCD digit display, dimension (47mm×28.5mm)
Clamp jaw dimension	65mm×32mm
Clamp jaw stretch size	28mm
Clamp surface mass	1160g (inclusive of battery)
Clamp surface dimension	Length, width and height 285mm×85mm×56mm
Protection rate	Double insulation
Structural characteristic	Clamp CT
Shift	Full automatic shift
Outside magnetic field and electric field	<40A/m; <1V/m
Single measurement time	0.5s
Resistance measurement frequency	>1KHz
*Frequency of the current being measured	50/60Hz (automatic)

Tabla C.1: Especificaciones técnicas del telurómetro UNI-T 276A.

Figura C.2 Telurómetro UNI-T 521.

Specifications	Range	Best Accuracy	
Model		UT521	UT522
Earth Resistance (Ω)	0~20Ω	±(2%+10)	
	0~200Ω	±(2%+3)	
	0~2000Ω	±(2%+3)	
	0~40Ω		±(2%+20)
	0~400Ω		±(2%+3)
	0~4000Ω		±(2%+3)
AC Earth Voltage (V)	0~200V	±(1%+4)	
	0~400V		±(1%+6)
	Frequency: 50Hz/60Hz	√	√
Features			
Display Count		2000	4000
Manual Range		√	√
Auto Power Off	Around 10 Minutes	√	√
Low Battery Indication		√	√
Data Hold		√	√
Data Logging		20	20
LCD Backlight		√	√
Full Icon Display		√	√
Double Insulation Protection		√	√
Contact Badness Display	Port C or Port E No contact Display"——Ω"	√	√
Over-Range Display	Display "OL"	√	√
Simple 2-Wires Testing		√	√
Precision 3-Wires Testing		√	√

GENERAL CHARACTERISTICS	
Power	1.5V Alkaline Batteries (LR6) ×6
LCD Size	70.6mm × 34mm
Product Color	Red and Grey
Product Net Weight	560 g
Product Size	160mm × 100mm × 70.5mm
Standard Accessories	Batteries, Carrying Bag, Test Lead, Simple Test Lead, Test Probe
Standard Individual Packing	Gift Box

Tabla C.2: Especificaciones técnicas del telurómetro UNI-T 521.

Figura C.3: Telurómetro CIRCUTOR TL-5.

Aplicación	Medición de resistencias de puesta a tierra (con 3 bornes), resistividad específica del suelo (con 4 bornes) y tensiones presentes en el terreno.
Rangos de medición	Resistencia: 0-20Ω; 0-200Ω; 0-2000Ωy 0-20kΩ(autorango), Resistividad: 0- 50kΩm (auto-ango)
Exactitud	Medición de resistencia y resistividad: ± (2% del valor medido ± 2 dígitos)
Resolución de lectura	0.01Ωen la medición de resistencia. 0.01Ωm en la medición de resistividad.
Frecuencias de operación	270 Hz ± 1 Hz o 1470 Hz ± 1 Hz
Cálculo de resistividad del terreno	Durante la medición de Resistividad, permite que el operador pueda introducir la distancia entre las jabalinas auxiliares al TL-5 para mostrar en el display directamente el valor de rexpresado en [Ωm].
Seguridad	Cumple los requerimientos de la norma IEC 61010-1/1990, IEC 61010 1/1992 anexo 2
Temperatura de operación	-10°C a 50°C
Dimensiones	274 x 250 x 124 mm
Alimentación	A través de batería recargable interna, sellada de 12V 2,3Ah.

Tabla C.3: Especificaciones técnicas del telurómetro CIRCUTOR TL-5

Figura C.4: Momento de la medición de RPT, previo al cálculo de la resistividad en suelo húmedo, método de variación de profundidad.

Figura C.5: Momento de la medición de RPT, previo al cálculo de la resistividad en suelo seco, método de variación de profundidad.

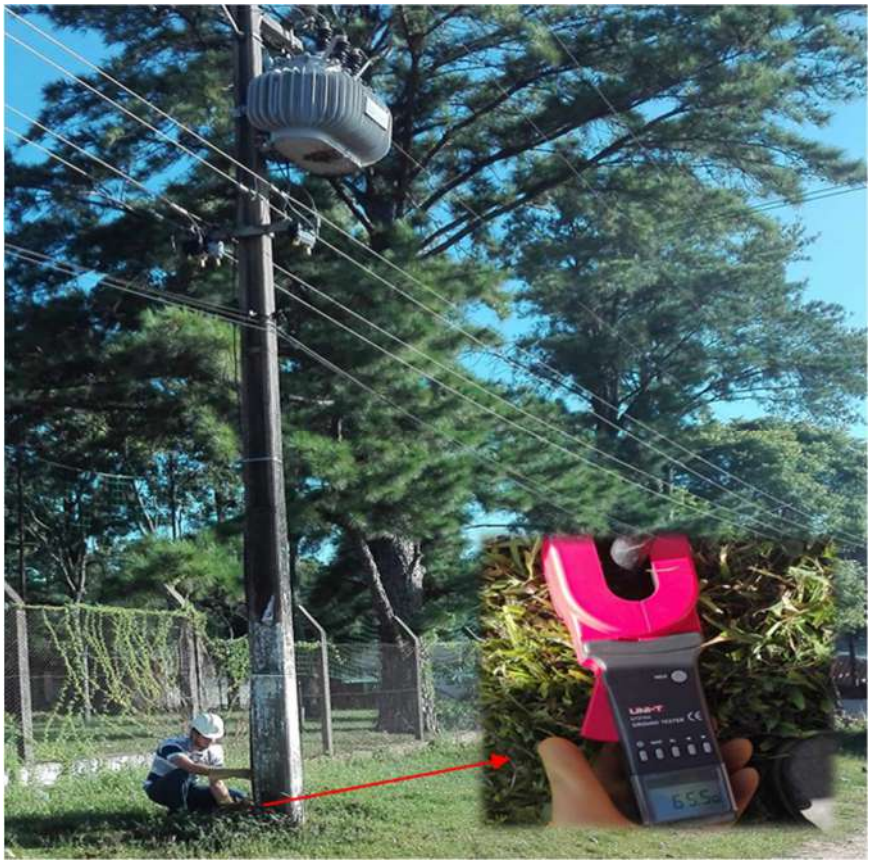
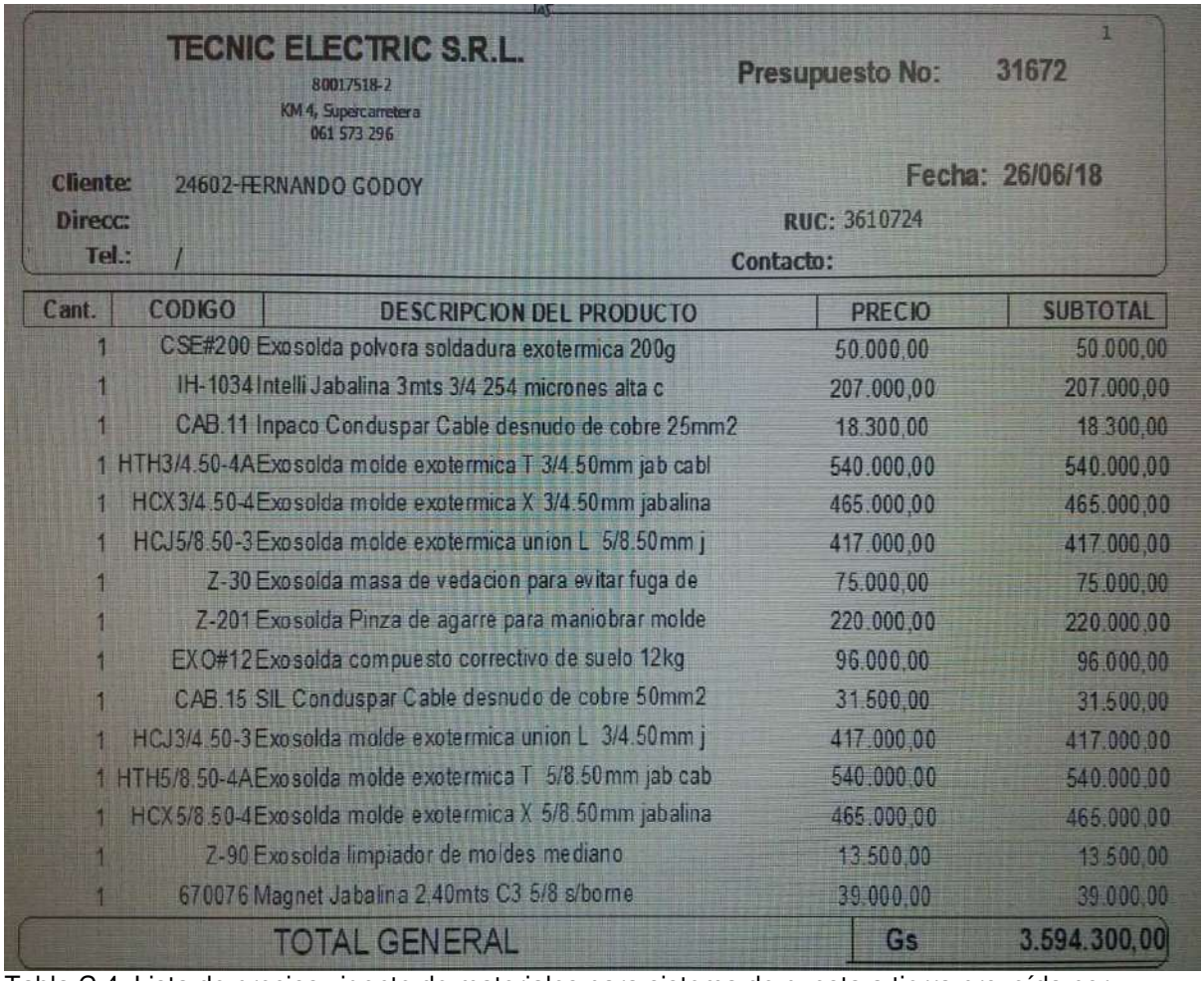


Figura C.6: Medición de la resistencia de puesta a tierra en puesto de distribución.

Figura C.7: Momento de la medición de la resistencia de puesta a tierra.

Figura C.8: Conector obsoleto, profundidad y separación del electrodo fuera de Norma.

Figura C.9: Empalme en bajada fuera de Norma.



TECNIC ELECTRIC S.R.L.
80017518-2
KM 4, Supercarretera
061 573 296

1

Presupuesto No: 31672

Cliente: 24602-FERNANDO GODOY
Direcc:
Tel.: /

Fecha: 26/06/18
RUC: 3610724
Contacto:

Cant.	CODIGO	DESCRIPCION DEL PRODUCTO	PRECIO	SUBTOTAL
1	CSE#200	Exosolda polvora soldadura exotermica 200g	50.000,00	50.000,00
1	IH-1034	Intelli Jabalina 3mts 3/4 254 micrones alta c	207.000,00	207.000,00
1	CAB.11	Inpaco Conduspar Cable desnudo de cobre 25mm2	18.300,00	18.300,00
1	HTH3/4.50-4A	Exosolda molde exotermica T 3/4.50mm jab cabl	540.000,00	540.000,00
1	HCX3/4.50-4	Exosolda molde exotermica X 3/4.50mm jabalina	465.000,00	465.000,00
1	HCJ5/8.50-3	Exosolda molde exotermica union L 5/8.50mm j	417.000,00	417.000,00
1	Z-30	Exosolda masa de vedacion para evitar fuga de	75.000,00	75.000,00
1	Z-201	Exosolda Pinza de agarre para maniobrar molde	220.000,00	220.000,00
1	EXO#12	Exosolda compuesto correctivo de suelo 12kg	96.000,00	96.000,00
1	CAB.15 SIL	Conduspar Cable desnudo de cobre 50mm2	31.500,00	31.500,00
1	HCJ3/4.50-3	Exosolda molde exotermica union L 3/4.50mm j	417.000,00	417.000,00
1	HTH5/8.50-4A	Exosolda molde exotermica T 5/8.50mm jab cab	540.000,00	540.000,00
1	HCX5/8.50-4	Exosolda molde exotermica X 5/8.50mm jabalina	465.000,00	465.000,00
1	Z-90	Exosolda limpiador de moldes mediano	13.500,00	13.500,00
1	670076	Magnet Jabalina 2.40mts C3 5/8 s/borne	39.000,00	39.000,00
		TOTAL GENERAL	Gs	3.594.300,00

Tabla C.4: Lista de precios vigente de materiales para sistema de puesta a tierra proveída por la empresa TECNIC ELECTRIC S.R.L.

X. Bibliografía

[1] F. CASAS OSPINA, TIERRAS. Soporte de la Seguridad Eléctrica, Cuarta edición, Bogotá D. C.: ICONTEC, 2008.

[2] R. Márquez García, La puesta a tierra de las instalaciones eléctricas, Barcelona: Marcombo, S. A., 1999.

[3] RA6-010, Normas Ténicas Epm, Puesta a tierra de redes de distribución eléctrica, Medellin, 2011.

[4] ANDE, Especificaciones técnicas. Jabalina de acero recubierta de cobre, Asunción, 2012.

[5] Félix Redondo Quintela, Norberto Redondo Melchor, Juan Manuel García Arévalo, Roberto Carlos Redondo Melchor., Sobretensiones por corte del neutro. Disponible en: http://electricidad.usal.es/Principal/Circuitos/Descargas /SobretensCorteNeutro.pdf, Universidad de Salamanca.

[6] Certificamos S. A., Impacto del neutro flotante en redes de distribución. Disponible en: http://certificamossa.com/wp-content/uploads/2016/04/Impacto-del-neutro-flotante-en-redes-de-distribución.pdf.

[7] Ignacio Agulleiro, Miguel Martínez Lozano, MSc , Técnicas modernas para la medición de sistemas de puesta a tierra en zonas urbanas. Disponible en: http://ingeborda.com.ar/biblioteca/Biblioteca%20Internet/Articulos%20Tecnicos %20de%20Consulta/Puesta%20a%20Tierra%20y%20Pararrayos/PAT/Tecnicas%20para%20Me.

[8] RA6-014, Normas Ténicas Epm, Medida de resistividad eléctrica del suelo, Medellin, 2008.

[9] IEEE, NORMA ANSI/IEEE 81-1983, Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground, New York, 1983.

[10] N. T. E. RA6-015, Medida de resistencia de puesta a tierra, Medellin, 2008.

[11] Miño Marcillo William Hernan, Freire Martinez Luigi Orlando., ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA TIERRA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL ALIMENTADOR 01CV13B1S1-ORIENTAL DE LA SUBESTACIÓN 01CV EL CALVARIO DE ELEPCO S.A., 2011, Trabajo Especial de Grado.

[12] G. Rojas, Manual de Sistemas de Puesta a Tierra, 2007. Disponible en: http://www.gedisa.com.ve/recientes_aun/catalogos/electricos/libreria_gediweld/librería /00%20MANUAL%20GEDIWELD%202007%20COMPLETO%20B.pdf.

[13] CEEESA, MASS@TIERRA, ABC de los Sistemas de Puesta a Tierra y Pararrayos. Disponible en: http://massatierra.net/download/ABC_Sistemas_PuestaTierra_y_Pararrayos_v03-03-12.pdf..

[14] ANDE, Reglamento para Instalaciones Eléctricas de Media Tensión, Asunción, 1975.

[15] F. R. Ocampos, Análisis de las fallas en transformadores causadas por la operación del pararrayos ante sobretensiones externas, Universidad Nacional de Colombia, 1991.

[16] El muestreo-Estadistica. Disponible en: http://www.estadistica.mat.uson.mx/Material/ elmuestreo.pdf.

[17] Tamaño de la Muestra. Disponible en: http://cursos.aiu.edu/METODOS%20CUANTITATIVOS%20DE%20INVESTIGACION/9/Sesi%C3%B3n%209.pdf.

[18] ETAP. Módulo-Análisis de Redes de Puesta a Tierra. Disponible en: http://etapven.com/puesta_a_tierra.htm.

[19] Aula Moisan, Software de simulación para Análisis de la sobretensión producida por la rotura del neutro. Disponible en: https://www.aulamoisan.com/software-moisan/sobretension-rotura-neutro.

[20] Normas UPEL 2006, Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales. Disponible en: http://neutron.ing.ucv.ve/NormasUPEL2006.pdf.

[21] M. L. Soto Vásquez, Investigación y tipos de investigación. [En linea]. Disponible en: http://es.slideshare.net/lili369/investigacin-y-tipos-de-investigacin. [Ultimo acceso: 4 agosto 2015].

[22] F. G. Arias, El Proyecto de Investigación-Guía para su elaboración (3ra. Edición), Caracas: Episteme, 1999.

[23] Edwin Rivas Trujillo, Carlos Eduardo Olaya Marulanda, Javier Guacaneme, La puesta a tierra según el código eléctrico colombiano norma Icontec NTC 2050. [En linea]. Disponible en: http://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/reving/article/view/2705/3903. [Último acceso:5 agosto 2015].

[24] Comité Nacional Paraguayo-Cigré, «Mantenimiento de Transformadores de Distribución Plan de Gestión de Transformadores de Distribución Averiados. [En linea]. Disponible en: http://doczz.es/doc/6439683/ce-18---cigr%C3%A9-paraguay. [Último acceso: 4 agosto 2015]».

[25] «Reparar transformadores le costará caro a la ANDE. [En linea]. Disponible en: http://www.abc.com.py/edicion-impresa/economia/reparar-transformadores-le-costara-caro-a-la-ande-647219.html. [Último acceso: 3 agosto 2015]».

[26] CELG, Norma Técnica. NTC-60, 2008.

[27] ABNT, Norma Técnica NBR-5419, 2001.

[28] M. P. S. Bravo, Evaluación y Analisis de Puestas a Tierra en Redes de Distribución, 2006.

[29] CPT, cirprotec, Importancia del sistema de puesta a tierra. [En linea]. Disponible en: http://www.cirprotec.com/es/Solutions/Safeground/Importancia-del-sistema-de-puesta-a-tierra..

[30] Cigré, Corredores de descargas atmósfericas en el Paraguay. Disponible en: https://www.cigre.org.py/index.php/2014-03-19-13-47-38/blog/category/102-3-trabajos-vi-sesep-2004.

[31] Roy B. Carpenter, Jr. ,Joseph A. Lanzoni, DESIGNING FOR A LOW RESISTANCE EARTH INTERFACE (GROUNDING), USA: LEC, 2007.

[32] H. Berni, Criterios para instalación del bajante de puesta a tierra para Puestos de Distribución. [Entrevista]. 7 Septiembre 2017.

[33] H. Berni, SISTEMA INTEGRAL DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS IMPLEMENTADO EN UN SISTEMA DE REGADÍO ARTIFICIAL,IEC 62305 Y NTC 4552, 2007.