



**Análisis de los sistemas de puesta a tierra de las Subestaciones Eléctricas  
Portoviejo 1°, Manta 3° y Montecristi 1° de 69/13.8 kV pertenecientes a la  
Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Manabí para establecer  
un plan de mantenimiento preventivo y correctivo.**

Saltos González, Joan Manuel

Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de titulación, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico

Ing. Quispe Toapanta, Vicente Javier

20 de julio del 2020



**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**  
**CERTIFICACIÓN**

Certifico que el trabajo de titulación, “**Análisis de los sistemas de puesta a tierra de las Subestaciones Eléctricas Portoviejo 1°, Manta 3° y Montecristi 1° de 69/13.8 kV pertenecientes a la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Manabí para establecer un plan de mantenimiento preventivo y correctivo**” fue realizado por el señor **Saltos González, Joan Manuel** el cual ha sido revisado y analizado en su totalidad por la herramienta de verificación de similitud de contenido; por lo tanto cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que lo sustente públicamente.

Latacunga, 20 de julio del 2020

Firma:

.....

**Quispe Toapanta, Vicente Javier**

C. C 0502918014



## Urkund Analysis Result

Analysed Document: Análisis del SPT en Subestaciones  
pertencientes a CNEL UN Manabí para establecer un plan de  
mantenimiento.docx (D75321505)

Submitted: 6/19/2020 9:10:00 PM

Submitted By: mgutierrez@difusion.com.mx

Significance: 5%

### Sources included in the report:

Análisis de los sistemas de puesta a tierra de las Subestaciones Eléctricas Portoviejo 1°, Manta 3° y Montecristi 1° de 69/13.8 kV pertenecientes a la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Manabí para establecer un plan de mantenimiento preventivo y correctivo.

Firma:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Vicente Toapanta', written over a horizontal line.

.....  
**Quispe Toapanta, Vicente Javier**

**DIRECTOR**



**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

**RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA**

Yo, **Saltos González, Joan Manuel**, con cédula de ciudadanía n° 1313149971, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **Análisis de los sistemas de puesta a tierra de las Subestaciones Eléctricas Portoviejo 1°, Manta 3° y Montecristi 1° de 69/13.8 kV pertenecientes a la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Manabí para establecer un plan de mantenimiento preventivo y correctivo** es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

**Portoviejo, 20 de julio del 2020**

Firma

.....

**Saltos González, Joan Manuel**

C.C.: 131314997-1



**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

**AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN**

Yo **Saltos González, Joan Manuel**, con cédula de ciudadanía n° 131314997-1, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: **Análisis de los sistemas de puesta a tierra de las Subestaciones Eléctricas Portoviejo 1°, Manta 3° y Montecristi 1° de 69/13.8 kV pertenecientes a la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Manabí para establecer un plan de mantenimiento preventivo y correctivo** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

**Portoviejo, 20 de julio del 2020**

Firma

.....  
**Saltos González, Joan Manuel**

C.C.: 131314997-1

**DEDICATORIA**

El proyecto de investigación está dedicado a mis padres Nancy y Manuel, quienes siempre me apoyaron y me han guiado en el camino de la vida.

**Joan**

## **AGRADECIMIENTO**

A mi madre Nancy González, que con su perseverancia y amor logró sacarme adelante y me ayudó en mis momentos de mayor oscuridad, a mi padre Manuel que con su sabiduría y humor siempre estuvo ahí soportando todo el peso de la familia para sacarnos adelante, es a ellos que va dirigida mi mayor gratitud, a mi hermanita Nathaly que siempre fue el motor de inspiración para salir adelante, doy gracias a todas las personas que de alguna manera se han involucrado en mi vida y han aportado a ella, mis amigos Yostin, Harry, Jean Carlos, Juan, Carlos, Alejo, Daniel y Dalton, gracias a ustedes soy la persona que soy y agradezco que el destino nos haya puesto en el mismo camino, a mi familia que siempre estuvo pendiente de mí, la cual me sacaba sonrisas cuando estaba cerca y cuando estaba lejos también y por supuesto a mi queridísima Maye por la paciencia, sacrificio y comprensión que me tuvo, gracias por estar conmigo a todos, gracias Dios por ser mi mayor fuente de energía.

**Joan**

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>1</b>	<b>CARÁTULA</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>CERTIFICACIÓN</b> .....	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA</b> .....	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN</b> .....	<b>5</b>
<b>5</b>	<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>6</b>
<b>6</b>	<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	<b>7</b>
<b>7</b>	<b>ÍNDICE DE CONTENIDOS</b> .....	<b>8</b>
<b>8</b>	<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>12</b>
<b>9</b>	<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>15</b>
<b>10</b>	<b>RESUMEN</b> .....	<b>17</b>
<b>11</b>	<b>ABSTRACT</b> .....	<b>18</b>
<b>12</b>	<b>PROBLEMÁTICA</b> .....	<b>19</b>
12.1	Planteamiento del problema .....	19
12.2	Antecedentes .....	19
12.3	Justificación e importancia.....	20
12.4	Objetivos.....	21
12.4.1	Objetivo general .....	21
12.4.2	Objetivos específicos .....	21
<b>13</b>	<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>23</b>
13.1	Introducción .....	23
13.2	Sistema de Puesta a Tierra en Subestaciones Eléctricas.....	23
13.3	Objetivo del sistema de puesta a tierra .....	23



13.4	Partes de sistema de puesta a tierra.....	24
13.5	Malla de Tierra .....	25
13.5.1	Definición de la malla de tierra .....	25
13.5.2	Componentes de una malla a tierra .....	26
13.6	Resistividad del Terreno .....	30
13.7	Factores que influyen en la resistencia de puesta a tierra.....	30
13.7.1	Factores que varían la resistividad del terreno.....	30
13.7.2	Corrosividad del suelo en electrodos de tierra .....	35
13.8	Medición de la Resistividad del terreno .....	37
13.9	Medición de la Resistencia de Tierra en una Subestación Eléctrica. ....	39
13.9.1	Método de caída de potencial .....	39
13.9.2	Método de la pendiente .....	42
13.10	Indicador de calidad para una malla de tierra.....	44
13.11	Flujos de Potencia.....	44
13.12	Análisis de Redes de Puesta a Tierra mediante Software ETAP.....	45
13.12.1	Método de puesta a tierra de Elementos Finitos (FEM).....	47
13.12.2	Método IEEE .....	49
13.13	Mantenimiento Centrado en la Efectividad (RCM) .....	52
13.14	Tipos de Mantenimiento.....	52
13.14.1	Mantenimiento Preventivo .....	53
13.14.2	Mantenimiento Predictivo.....	56
13.14.3	Mantenimiento Detectivo .....	57
13.14.4	Mantenimiento Correctivo .....	58

<b>14</b>	<b>RECOPIACIÓN DE DATOS</b> .....	59
14.1	Subestación Eléctrica Portoviejo 1 .....	59
14.1.1	Descripción de la Subestación Portoviejo 1 .....	59
14.1.2	Condición actual del sistema de puesta a tierra .....	60
14.1.3	Medición de la Resistividad del terreno .....	60
14.1.4	Medición de la Resistencia de Puesta a Tierra .....	62
14.2	Subestación Eléctrica Manta 3 .....	64
14.2.1	Descripción de la Subestación Manta 3 .....	64
14.2.2	Condición actual del sistema de puesta a tierra .....	65
14.2.3	Medición de la Resistividad del terreno .....	66
14.2.4	Medición de la Resistencia de Puesta a Tierra .....	67
14.3	Subestación Eléctrica Montecristi 1.....	69
14.3.1	Descripción de la Subestación .....	69
14.3.2	Condición Actual del Sistema de Puesta a Tierra.....	70
14.3.3	Medición de la Resistividad del terreno .....	71
14.3.4	Medición de la Resistencia de puesta a Tierra.....	73
14.4	Parámetros técnicos de las Subestaciones Eléctricas.....	74
<b>15</b>	<b>SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE LAS</b>	
	<b>SUBESTACIONES DE CNEL UN MANABÍ EN ETAP</b> .....	80
15.1	Simulación del Flujo de Potencia mediante software ETAP 16.0.....	80
15.2	Corrientes de Cortocircuito mediante software ETAP 16.0 .....	82
15.2.1	Sistema de Subtransmisión de la Subestación Portoviejo 1 .....	82
15.2.2	Sistema de subtransmisión de la Subestación Manta 3 .....	84
15.2.3	Sistema de subtransmisión de la Subestación Montecristi 1 .....	84

15.3	Simulación del SPT mediante software ETAP 16.00.....	86
15.3.1.	Malla de la Subestación Portoviejo 1: Método IEEE. ....	86
15.3.2	Malla de la Subestación Portoviejo 1: Método FEM.....	90
15.3.3	Malla de la Subestación Manta 3: Método IEEE.....	93
15.3.4	Malla de la Subestación Manta 3: Método FEM. ....	97
15.3.5	Malla de la Subestación Montecristi 1: Método IEEE. ....	100
15.3.6	Malla de la Subestación Montecristi 1: Método FEM.....	104
<b>16</b>	<b>DETERMINACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. ....</b>	<b>108</b>
16.1	Generalidades .....	108
16.1.1	Alcance de la Propuesta.....	108
16.1.2	Objetivo de la Propuesta .....	108
16.2	Diagnóstico del SPT mediante la norma IEEE80-2000.....	108
16.3	Condiciones críticas del sistema de puesta a tierra. ....	109
16.3.1	Subestación Portoviejo 1 de 69/13,8 kV .....	109
16.3.2	Subestación Manta 3 de 69/13,8 kV .....	114
16.3.3	Subestación Montecristi 1 de 69/13,8 kV.....	115
16.4	Plan de mantenimiento en las Subestaciones de CNEL UN MANABÍ..	119
16.5	Análisis de precios unitarios para la obtención de costos. ....	124
<b>17</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>127</b>
<b>18</b>	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>131</b>
<b>19</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>132</b>
<b>20</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>136</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> <i>Partes básicas de una puesta a tierra</i> .....	24
<b>Figura 2.</b> <i>Componentes de la resistencia de la tierra en un electrodo de tierra</i> .....	27
<b>Figura 3</b> <i>Diferentes capas del suelo</i> .....	33
<b>Figura 4</b> <i>Tratamiento químico del suelo</i> .....	36
<b>Figura 5</b> <i>Variación de resistencia de tierra con los años con jabalinas de suelo tratados y no tratados</i> .....	36
<b>Figura 6.</b> <i>Método de Werner, de los cuatro puntos igualmente espaciado</i> .....	37
<b>Figura 7.</b> <i>Método de la caída de potencial</i> .....	40
<b>Figura 8.</b> <i>Resistencia aparente para varios espacios X</i> .....	40
<b>Figura 9.</b> <i>Caso de una alta impedancia de un sistema de puesta a tierra</i> .....	41
<b>Figura 10</b> <i>Ubicaciones del electrodo de potencial para uso del método de la pendiente</i> .....	43
<b>Figura 11</b> <i>Diseño y Visualización 3D</i> .....	45
<b>Figura 12</b> <i>Diagrama y Simulación de sistemas de puesta a tierra</i> .....	46
<b>Figura 13</b> <i>Modelado del elemento finito del suelo</i> .....	47
<b>Figura 14</b> <i>Tipos de Mantenimiento</i> .....	53
<b>Figura 15</b> <i>Falla relacionada con la edad</i> .....	54
<b>Figura 16</b> <i>Fallas relacionadas con la edad</i> .....	55
<b>Figura 17</b> <i>Fallas que no están relacionadas con la edad</i> .....	56
<b>Figura 18</b> <i>Intervalo P-F</i> .....	57
<b>Figura 19</b> <i>Diagrama de Flujo de Mantenimiento correctivo</i> .....	58
<b>Figura 20</b> <i>Condición del aterrizado en los diferentes equipos de la Subestación Portoviejo 1</i> .....	61
<b>Figura 21</b> <i>Distancia ocupada para realizar la medición de la resistividad del terreno en la S/E Portoviejo 1</i> .....	61
<b>Figura 22</b> <i>Resistencia obtenida por el método de la pendiente en la Subestación Portoviejo 1</i> .....	64
<b>Figura 23</b> <i>Condición del aterrizado en las torres de la Subestación Manta 3</i> .....	66
<b>Figura 24</b> <i>Medición de la Resistividad del terreno en la S/E Manta 3</i> .....	66
<b>Figura 25</b> <i>Resistencia real obtenida en Subestación Manta 3</i> .....	68

<b>Figura 26</b> <i>Condición del aterrizado en los diferentes equipos de la Subestación Montecristi 1</i> .....	71
<b>Figura 27</b> <i>Medición de la resistividad del terreno en la S/E Montecristi 1</i> .....	72
<b>Figura 28</b> <i>Resistencia de puesta a tierra de la S/E Montecristi 1</i> .....	74
<b>Figura 29</b> <i>Red Eléctrica de Subestación Portoviejo 1 en software ETAP</i> .....	83
<b>Figura 30</b> <i>Red Eléctrica de subestaciones Manta 3 y Montecristi 1</i> .....	85
<b>Figura 31</b> <i>Sistema de puesta a tierra de Portoviejo 1 con diferentes simulaciones.</i> .....	87
<b>Figura 32</b> <i>Simulación Normal</i> .....	88
<b>Figura 33</b> <i>Simulación con número optimizado de conductores.</i> .....	88
<b>Figura 34</b> <i>Configuración de la malla con número optimizado de conductores y picas</i> ...89	
<b>Figura 35</b> <i>Parámetros de salida, método FEM</i> .....	91
<b>Figura 36</b> <i>Voltaje de paso</i> .....	91
<b>Figura 37</b> <i>Voltaje de Toque</i> .....	92
<b>Figura 38</b> <i>Voltaje Absoluto</i> .....	92
<b>Figura 39</b> <i>Sistema de puesta a tierra de Manta 3 con diferentes simulaciones.</i> .....	94
<b>Figura 40</b> <i>Simulación Normal</i> .....	95
<b>Figura 41</b> <i>Simulación con número optimizado de conductores</i> .....	95
<b>Figura 42</b> <i>Simulación con número optimizado de conductores y número optimizado de electrodos</i> .....	96
<b>Figura 43</b> <i>Parámetros de salida, método FEM</i> .....	98
<b>Figura 44</b> <i>Voltaje de paso</i> .....	98
<b>Figura 45</b> <i>Voltaje de Toque</i> .....	99
<b>Figura 46</b> <i>Voltaje Absoluto</i> .....	99
<b>Figura 47</b> <i>Sistema de puesta a tierra de Montecristi 1 con diferentes simulaciones</i> ...101	
<b>Figura 48</b> <i>Simulación Normal</i> .....	102
<b>Figura 49</b> <i>Simulación con conductores optimizados</i> .....	102
<b>Figura 50</b> <i>Simulación con número optimizado de conductores y electrodos</i> .....	103
<b>Figura 51</b> <i>Parámetros de salida, método FEM</i> .....	105
<b>Figura 52</b> <i>Voltaje de paso</i> .....	105
<b>Figura 53</b> <i>Voltaje de Toque</i> .....	106
<b>Figura 54</b> <i>Voltaje Absoluto</i> .....	106
<b>Figura 55</b> <i>Método IEEE 80</i> .....	113
<b>Figura 56</b> <i>Método FEM</i> .....	114

<b>Figura 57</b> <i>Método IEEE 80</i> .....	116
<b>Figura 58</b> <i>Método FEM</i> .....	116
<b>Figura 59</b> <i>Método IEEE 80</i> .....	118
<b>Figura 60</b> <i>Método FEM</i> .....	118
<b>Figura 61</b> <i>Falla está relacionada con la edad</i> .....	119
<b>Figura 62</b> <i>Diagrama del proceso RCM de un sistema de puesta a tierra</i> .....	120

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> <i>Dimensiones de los electrodos de tierra o varillas copperweld</i> .....	28
<b>Tabla 2</b> <i>Secciones nominales para conductores de protección</i> .....	28
<b>Tabla 3</b> <i>Sección nominal para conductores de puesta a tierra a servicio</i> .....	29
<b>Tabla 4</b> <i>Resistividad según la naturaleza del suelo</i> .....	31
<b>Tabla 5</b> <i>Efecto de la humedad en la resistividad del terreno.</i> .....	32
<b>Tabla 6</b> <i>Efecto de la temperatura en la resistividad del terreno.</i> .....	33
<b>Tabla 7</b> <i>Efecto de la sal en la resistividad del terreno</i> .....	34
<b>Tabla 8</b> <i>Corrosión vs Resistividad</i> .....	35
<b>Tabla 9</b> <i>Requerimientos usuales para evaluación de resistencia de tierra</i> .....	44
<b>Tabla 10</b> <i>Líneas de subtransmisión de la Subestación Portoviejo 1</i> .....	59
<b>Tabla 11</b> <i>Equipos electromecánicos de la Subestación Portoviejo 1</i> .....	60
<b>Tabla 12</b> <i>Resistividad del suelo en la Subestación Eléctrica Portoviejo</i> .....	62
<b>Tabla 13</b> <i>Resistencia medida de la malla de tierra en la Subestación Eléctrica</i> <i>Portoviejo1</i> .....	63
<b>Tabla 14</b> <i>Líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV de la Subestación Manta 3</i> .....	65
<b>Tabla 15</b> <i>Equipos Electromecánicos en la S/E Manta 3</i> .....	65
<b>Tabla 16</b> <i>Medida de la resistividad del suelo en la subestación Manta 3</i> .....	67
<b>Tabla 17</b> <i>Resistencia de puesta a tierra en la S/E Manta 3</i> .....	68
<b>Tabla 18</b> <i>Líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV de la S/E Montecristi 1</i> .....	70
<b>Tabla 19</b> <i>Equipos electromecánicos en la S/E Manta 3</i> .....	70
<b>Tabla 20</b> <i>Resistividad del suelo en la Subestación Eléctrica Montecristi 1</i> .....	72
<b>Tabla 21</b> <i>Resistencia medida de la malla de tierra en la Subestación Eléctrica</i> <i>Montecristi 1</i> .....	73
<b>Tabla 22</b> <i>Equivalente Thevenin a nivel de 69 KV de Portoviejo SNI</i> .....	75
<b>Tabla 23</b> <i>Equivalente Thevenin a nivel de 69 KV de Montecristi SNI</i> .....	75
<b>Tabla 24</b> <i>Parámetros técnicos de las líneas asociadas a la S/E Portoviejo 1</i> .....	76
<b>Tabla 25</b> <i>Líneas de Subtransmisión de Montecristi SNI</i> .....	77
<b>Tabla 26</b> <i>Características técnicas de transformadores pertenecientes a la CNEL UN</i> <i>Manabí</i> .....	78
<b>Tabla 27</b> <i>Demanda máxima coincidente CNEL UN Manabí</i> .....	79

<b>Tabla 28</b> <i>Voltaje en barras con demanda actual, Portoviejo SNI</i> .....	81
<b>Tabla 29</b> <i>Voltaje en barras con demanda actual, Montecristi SNI</i> .....	81
<b>Tabla 30</b> <i>Arreglo de malla de tierra para simulación normal, número optimizado de conductores y número optimizado de picas y conductores</i> .....	87
<b>Tabla 31</b> <i>Parámetros de entrada método FEM</i> .....	90
<b>Tabla 32</b> <i>Arreglo de malla de tierra para simulación normal, número optimizado de conductores y número optimizado de picas y conductores</i> .....	94
<b>Tabla 33</b> <i>Parámetros de entrada, método FEM</i> .....	97
<b>Tabla 34</b> <i>Arreglo de malla de tierra para simulación normal, número optimizado de conductores y número optimizado de picas y conductores</i> .....	101
<b>Tabla 35</b> <i>Parámetros de entrada, método FEM</i> .....	104
<b>Tabla 36</b> <i>Diagnóstico de la Subestación Portoviejo 1</i> .....	110
<b>Tabla 37</b> <i>Diagnóstico de la malla de tierra de la Subestación Manta 3</i> .....	111
<b>Tabla 38</b> <i>Diagnóstico de la malla de tierra de la subestación Montecristi 1</i> .....	112
<b>Tabla 39</b> <i>Arreglo de la malla en la Subestación Portoviejo 1 69/13,8 Kv</i> .....	113
<b>Tabla 40</b> <i>Caso I, comparación de resultados</i> .....	114
<b>Tabla 41</b> <i>Datos para la malla en la Subestación Portoviejo 1 69/13,8 kV</i> .....	115
<b>Tabla 42</b> <i>Comparación de resultados</i> .....	117
<b>Tabla 43</b> <i>Datos del arreglo de la malla en la Subestación Portoviejo 1 69/13,8 kV</i> .....	117
<b>Tabla 44</b> <i>Caso I, comparación de resultados</i> .....	119
<b>Tabla 45</b> <i>Comparación entre condiciones actuales y condiciones críticas de la S/E Portoviejo 1</i> .....	120
<b>Tabla 46</b> <i>Condiciones actuales de S/E Manta 3</i> .....	121
<b>Tabla 47</b> <i>Comparación entre condiciones actuales y condiciones críticas de la S/E Montecristi 1</i> .....	121
<b>Tabla 48</b> <i>Plan de Mantenimiento de subestación Portoviejo 1 y Montecristi 1</i> .....	122
<b>Tabla 49</b> <i>Plan de Mantenimiento de subestación Manta 3</i> .....	123
<b>Tabla 50</b> <i>Gastos por Mantenimiento Predictivo</i> .....	124
<b>Tabla 51</b> <i>Gastos por Mantenimiento Preventivo</i> .....	125
<b>Tabla 52</b> <i>Gastos por mantenimiento correctivo</i> .....	126



## RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se presenta un plan de mantenimiento preventivo y correctivo para los sistemas de puesta a tierra en 3 subestaciones de subtransmisión pertenecientes a la CNEL UN Manabí. El software ETAP 16.0, fue utilizado para el análisis, se determinó las condiciones actuales y futuras condiciones críticas del sistema de puesta a tierra de las subestaciones de 69/13,8 kV obteniendo los diferentes parámetros eléctricos, como resistencia de tierra de las subestaciones y voltajes de paso y contacto, utilizando el método IEEE y Análisis de Elementos Finitos (FEM) incluidos en el software. Primero se obtuvo un flujo de potencia con la demanda actual de dichas subestaciones, se determinó la máxima corriente de cortocircuito de las subestaciones, los resultados de la simulación permitieron identificar qué plan de mantenimiento se ajusta a cada sistema de puesta a tierra, para así proceder analizar el costo que representaría la implementación del proyecto. La subestación Portoviejo y Montecristi se encuentran en buenas condiciones de resistencia de puesta a tierra con un valor menor a 1 ohmio, al contrario de la subestación Manta 3 que está por encima de los 5 ohmios, valor límite establecido por la norma.

### **PALABRAS CLAVE:**

- **PUESTA A TIERRA**
- **ETAP**
- **MANTENIMIENTO**

## **ABSTRACT**

In this titling work, a preventive and corrective maintenance plan is presented for the grounding systems in 3 sub-transmission substations belonging to the CNEL UN Manabí. The ETAP 16.0 software, was used for the analysis, determined the current and future critical conditions of the grounding system of the 69 / 13.8 kV substations, obtaining the different electrical parameters, such as ground resistance of the substations and voltages. of passage and contact, using the IEEE method and Finite Element Analysis (FEM) included in the software. First, a power flow was obtained with the current demand of various substations, the maximum short-circuit current of the substations was determined, the results of the simulation allowed identifying which maintenance plan is adjusted to each grounding system, in order to proceed analyze the cost of project implementation. The Portoviejo and Montecristi substation is in good earthing resistance conditions with a value less than 1 ohm, unlike the Manta 3 substation which is above 5 ohms, a limit value established by the standard.

### **KEYWORDS:**

- **GROUNDING**
- **ETAP**
- **MAINTENANCE.**

## CAPÍTULO I

### PROBLEMÁTICA

#### 1.1 Planteamiento del problema

El análisis de los sistemas de puesta a tierra que existen en las subestaciones de distribución eléctrica depende de gran manera del diseñador que las realizó, en consecuencia, se tiene desconcierto en su funcionamiento tanto en su estado de operación normal como de eventualidad de falla externa o interna en el sistema debido a la falta de monitoreo y seguimiento del sistema de puesta a tierra (SPT). La Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Manabí (CNEL) presenta fallas de cortocircuito en las diferentes subestaciones, siendo sus principales centros de carga las ciudades como Portoviejo con una demanda de aproximadamente 30 MW y Manta con una demanda de más de 40 MW, provocando que las corrientes de falla que circulan a tierra sean más grandes originando un gradiente de potencial más peligroso.

CNEL UN Manabí desconoce las condiciones actuales de los SPT de las subestaciones y los posibles peligros que puede representar para su personal y a los equipos asociados.

#### 1.2 Antecedentes

El crecimiento del sector eléctrico ha dado lugar a tomar una mayor concientización en prevención de accidentes y mejora de la seguridad tanto al personal como a los dispositivos eléctricos conectados.

Para prevenir dichos riesgos existen los sistemas de puesta a tierra los cuales son exigidos por las normativas nacionales e internacionales, en este sentido uno de los

principales objetivos a cumplir en las Instalaciones de puesta a tierra según la “Guía de Seguridad en la Puesta a Tierra de Subestaciones AC (IEEE 80-2000)” son el de garantizar la seguridad y protección de las personas; proteger los equipos y las instalaciones; y garantizar un camino rápido a las corrientes de defecto sin exceder los límites de operación de la red eléctrica (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000, pág. 8).

En la provincia de Loja se realizó un análisis de la malla de puesta a tierra de la subestación Obrapía, en la cual se realizó la medición de la resistencia de puesta a tierra y resistividad del terreno, al tener evaluación y diagnóstico actualizado del sistema de aterramiento se observó deterioro en las conexiones exteriores y un correcto estado de seguridad para las personas. (Cuenca, 2011)

En Ecuador, la provincia de Manabí cuenta con un total de 30 subestaciones de distribución eléctrica. (Bravo, 2016). Entre ellas la subestación eléctrica de 69 Kv Portoviejo 1°, Manta 3° y Montecristi 1°, en las cuales no se ha realizado un análisis a los sistemas de puesta a tierra bajo las condiciones de operación actuales.

### **1.3 Justificación e importancia**

La seguridad siempre será la prioridad cuando se refiere a accidentes, los constantes apagones que se dan en la provincia de Manabí generan un gradiente de potencial de tierra elevado, el cual podría afectar al personal que se encuentre operando en las subestaciones, por lo que, es necesario realizar una evaluación a los sistemas de puesta a tierra para saber si cumplen o no con las normativas de seguridad respectiva.

Los costos manejados para los equipos de alta potencia utilizados en las subestaciones eléctricas son de alto valor, el correcto funcionamiento y el tiempo de vida útil que tengan los equipos depende de gran manera de los sistemas aterrados, dando paso a orientar al desarrollo de un sistema más eficiente.

La CNEL UN Manabí no presenta estudios actualizados en referencia a los sistemas de puesta a tierra en sus diferentes subestaciones, abriendo paso a realizar una investigación de dichos sistemas, para futura toma de decisiones con respecto a un mantenimiento preventivo o correctivo dependiendo de la situación actual en la que opere la subestación.

El uso de herramientas computacionales es de gran ayuda para realizar la modelación y simulación que servirán para evaluar los datos recogidos en campo y así tener una mayor conciencia del estado actual del SPT.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo general**

Analizar los sistemas de puesta a tierra de las subestaciones Eléctricas Portoviejo N°1, Manta 3° y Montecristi de 69Kv utilizando un apropiado método de medición y el respectivo equipo que permita establecer un plan de mantenimiento a la CNEL UN Manabí.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

- Generar un diagnóstico de las condiciones actuales de los sistemas de puesta a tierra en las subestaciones.

- Realizar mediciones de campo de los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra de las subestaciones en estudio, utilizando el método de medición y el equipo apropiado.
- Evaluar el sistema de puesta a tierra y verificar si se encuentra en los estándares permitidos.
- Analizar mediante software computacional, flujo de potencia, corriente de cortocircuitos y los parámetros de entrada y salida de la malla de puesta a tierra, para determinar voltajes de paso, voltaje de toque, aumento de potencial de tierra y la resistencia de la subestación
- Proponer un plan de acción que permite mejorar los valores de resistencia de puesta a tierra a través de mantenimientos preventivos y correctivos.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Introducción

El presente capítulo presenta definiciones y terminología, la cual permitirá tener un breve conocimiento acerca del área de estudio, así como identificar el métodos y equipo apropiado para poder establecer un plan de mantenimiento preventivo o correctivo a las subestaciones de CNEL UN Manabí.

#### 2.2 Sistema de Puesta a Tierra en Subestaciones Eléctricas

El sistema de puesta a tierra es un sistema que consiste en toda la conexión a tierra interconectada de un sistema eléctrico de potencia y se define por su aislamiento desde sistemas de puesta a tierra adyacentes. El aislamiento es proporcionado por transformadores primarios y secundarios bobinados que se acoplan solo por medios magnéticos. Por lo tanto, se define el límite del sistema por la falta de una conexión física que sea metálica o a través de un nivel significativamente alto de impedancia (Institute of Electrical and Electronic Engineers, Incorporated, 2007, pág. 3)

El sistema de puesta a tierra es el conjunto de cables que salen de todos los equipos electricos y electrónicos y se interconectan en un solo sistema hacia la tierra.

#### 2.3 Objetivo del sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra es la conexión intencional a tierra de un conductor de fase o neutro a fin de:

- a) Controlar el voltaje con respecto a tierra o suelo, dentro de límites predecibles, y
- b) Proporcionar un flujo de corriente que permitirá la detección de una no deseada conexión entre conductores del sistema y la tierra. Tal detección puede entonces iniciar la operación de dispositivos automáticos para eliminar la fuente de voltaje de estos conductores.

El Código Eléctrico Nacional (NEC, siglas en inglés) prescribe ciertas conexiones a tierra del sistema que deben realizarse para estar en cumplimiento del código. El control

del voltaje a la tierra limita los sobrevoltajes del aislamiento de conductores para que el rendimiento del aislamiento pueda predecirse más fácilmente. El control de la tensión también permite reducir el riesgo de descarga eléctrica a las personas que puedan entrar contacto con conductores en vivo (Institute of Electrical and Electronic Engineers, Incorporated, 2007, págs. 4,5)

Los sistemas de puesta a tierra tienen que cumplir estos tres objetivos:

- El sistema de puesta a tierra debe brindar seguridad al personal que se encuentra trabajando en el área en caso de que ocurra una descarga eléctrica por causa del impacto de un rayo o un sobrecalentamiento ocurrido por una corriente de cortocircuito.
- El sistema de puesta a tierra debe conducir las corrientes de cortocircuito o de rayo hacia la tierra sin provocar una sobretensión en el sistema eléctrico de potencia o tensiones de contacto.
- El sistema de puesta a tierra debe proteger los circuitos electrónicos interconectados, otorgando una baja impedancia para la conducción de las sobrecorrientes, siendo la canalización, ordenamiento y apantallamiento adecuado de los cables un aspecto muy importante para evitar averías que podrían afectar al correcto funcionamiento de los equipos eléctricos.

#### **2.4 Partes de sistema de puesta a tierra**

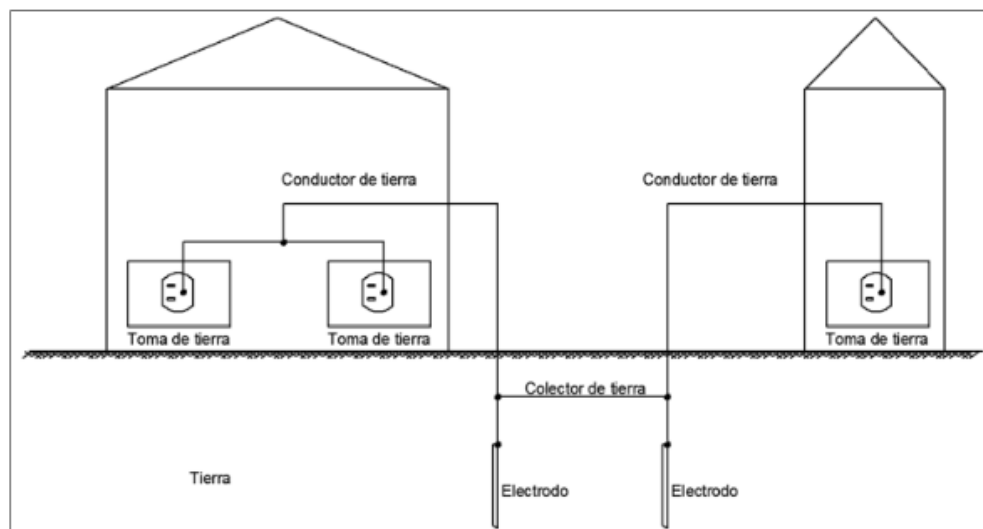
Las partes del sistema se detallan en los siguientes puntos, los conceptos de cada elemento serán explicados con mayor detalle más adelante.

- Toma de tierra
- Conductor de puesta a tierra
- Malla de Tierra
- Tierra
- Electrodo o picas



**Figura 1.**

*Partes básicas de una puesta a tierra*



*Nota:* El gráfico presenta las diferentes partes principales de un sistema de puesta a tierra Recuperado de *Diseño de sistemas de puesta a tierra y apantallamientos eléctricos para protecciones y equipos de la Universidad de las Fuerzas Armadas Espe*, Prado 2014.

## 2.5 Malla de Tierra

### 2.5.1 Definición de la malla de tierra

La norma IEEE Std. 81-1983 define a la malla a tierra como: “Un sistema de electrodos de puesta a tierra que consiste en cables desnudos interconectados enterrados en la tierra para proporcionar un terreno común para dispositivos eléctricos y estructuras metálicas.” (IEEE, 1983, pág. 3)

La malla tierra es la unión de electrodos enterrados, que forman una malla la cual proporcionará una baja impedancia que permitirá el paso de corrientes de falla y corrientes atmosféricas que ocurran en un sistema eléctrico de potencia.

La malla puede estar conectada a electrodos de tierra auxiliares para disminuir su resistencia.

### 2.5.2 Componentes de una malla a tierra

Una malla de tierra en su conjunto puede estar formada por distintos elementos entre los principales que la conforman son los siguientes: electrodos o varillas de tierra (varillas copperweld), conductor de tierra, conductores de protección, conductores de servicio, conexiones (Bustamante, 2011)

La rejilla o malla de tierra enterrada, a una profundidad que usualmente varía entre 0,3 m – 1,5 m, esto dependerá del tipo de terreno.

#### a. Electrodos de tierra

La norma IEEE 80-2000 explica la definición del electrodo de tierra: “Un conductor incrustado en la tierra y utilizado para recolectar corriente desde la tierra o disipar la corriente de tierra en la tierra” (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000, pág. 5)

Debido a que los electrodos deben conducir corrientes de falla su resistencia a la oposición de la corriente debe ser muy baja.

La resistencia de la corriente a través de un electrodo de tierra tiene las siguientes 3 componentes:

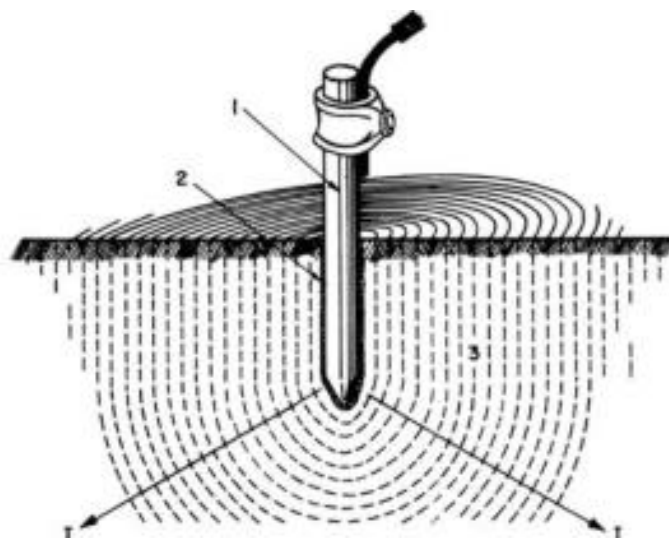
1. Resistencia del electrodo: Varillas, tubos, masas de metal, estructuras y otros dispositivos se usan comúnmente para conexiones a tierra. Estos son generalmente de tamaño o sección transversal suficiente para que su resistencia sea una parte insignificante de la resistencia total.
2. Resistencia de contacto Electrodo-Tierra: La resistencia que presenta es mínima, casi despreciable. Si el electrodo está libre de pintura o grasa, y la tierra está embalado firmemente, la resistencia de contacto es insignificante. El óxido en un electrodo de hierro tiene poco o ningún efecto.
3. Resistencia de la tierra que lo rodea: Un electrodo insertado en una tierra de resistencia uniforme irradia corriente en todas las direcciones, de modo que el electrodo está rodeado por capas de tierra de igual grosor, (vea la figura 2). La capa

más cercana al electrodo naturalmente tiene el área de superficie más pequeño y por lo tanto ofrece la mayor resistencia, la siguiente capa tiene un área de superficie mayor, de manera que ofrece una resistencia menor a la anterior. Finalmente, una distancia desde electrodo se alcanzará donde las capas adicionales de tierra no añadirán resistencia a el área de tierra circundante del electrodo (Megger, 1981).

Es este crítico volumen de suelo el que determina la efectividad del electrodo de tierra y que, por lo tanto, debe ser medido para hacer esta determinación. Generalmente la resistencia de la tierra circundante del electrodo será la mayor de los 3 componentes que forman la resistencia de conexión a tierra.

**Figura 2.**

Componentes de la resistencia de la tierra en un electrodo de tierra



*Nota:* La figura representa los componentes principales de un electrodo de tierra. Recuperado de Megger, 1981

**Tabla 1**

*Dimensiones de los electrodos de tierra o varillas copperweld.*

<b>Diámetro [mm]</b>	<b>Largo [m]</b>
15,88 (5/8")	2,44 (8 pies)
19,05 (3/4")	3,05 (10 pies)

*Nota:* Recuperado de Bustamante, 2011. La tabla 1 muestra las dimensiones de los electrodos que deben ser usados en una subestación.

### **b. Conductor de puesta a tierra**

Es el conductor que se utiliza para establecer una conexión a tierra y que conecta un equipo, dispositivo, sistema de cableado u otro conductor (generalmente el conductor neutro) con el electrodo o electrodos de conexión a tierra (IEEE, 1983, p. 3).

Para secciones iguales o superiores al número 4 AWG se puede fijar el conductor de tierra directamente sobre la superficie en la cual va colocada, sin utilizar aisladores. No necesita tener protecciones a menos que esté expuesto a fuertes daños mecánicos. Los conductores número 6 A WG, pueden tenderse sin daños mecánicos. Para todas las secciones inferiores al número 6 AWG, los conductores deben ir protegidos por conductos. Se podrá emplear la misma canalización de los conductores de alimentación del circuito para llevar el conducto de tierra (Rojas, 2007).

**Tabla 2**

*Secciones nominales para conductores de protección*

<b>Sección nominal de los conductores activos.</b> <b>[mm<sup>2</sup>]</b>	<b>Sección nominal de los Conductores de protección.</b> <b>[mm<sup>2</sup>]</b>
1.5	1.5
2.54	1.5
4	2.5
6	4
10	6
16	6
25	10
35	10
50	16

<b>Sección nominal de los conductores activos.</b> <b>[mm<sup>2</sup>]</b>	<b>Sección nominal de los Conductores de protección.</b> <b>[mm<sup>2</sup>]</b>
70	16
95-185	25
240-300	35
400 o más	50

*Nota:* La tabla muestra las diferentes secciones nominales de los conductores de protección que pueden existir en un sistema de puesta a tierra. Recuperado de *Manual de Sistema de Puesta a Tierra*, Rojas, 2007

**Tabla 3**

*Sección nominal para conductores de puesta a tierra a servicio*

<b>Sección nominal de conductor de Acometida</b> <b>[mm<sup>2</sup>]</b>	<b>Sección nominal de conductor de ducto de tierra de protección</b> <b>[mm<sup>2</sup>]</b>
Hasta 6	4
Entre 10 y 25	10
Entre 35 y 70	16
Entre 95 y 120	35
Entre 150 y 240	50
Entre 300 y 400	70

*Nota:* La tabla muestra las diferentes secciones nominales de los conductores que pueden existir en un sistema de puesta a tierra. Recuperado de *Manual de Sistema de Puesta a Tierra*, Rojas, 2007

### **c. Conectores**

Deben ser conectores aprobados de acuerdo con la IEEE que pueden ser soldables, mecánicos o a compresión. De tal manera que la temperatura de fusión de la unión no sea mayor a la temperatura de fusión del conductor que se conecte y que la unión no se deteriore por el medio ambiente en el que esté ubicado (Comisión Federal de Electricidad, 2005)

## 2.6 Resistividad del Terreno

La resistividad del terreno es “La dificultad que encuentra el paso de la corriente eléctrica un cubo de terreno de un metro de arista. Su unidad de medida es el ohmio-metro [ $\Omega \cdot m$ ]” (Toledano & Martinez, 2004, pág. 3).

La resistencia de la tierra que importa es la resistencia a la conducción de la corriente desde el electrodo a las capas de la tierra que lo rodea (Megger, 1981).

La resistividad del terreno es esencial cuando se habla de sistemas de puesta a tierra debido a que es la oposición que ofrece la tierra con respecto al paso de la corriente.

## 2.7 Factores que influyen en la resistencia de puesta a tierra

La resistividad del terreno es “La dificultad que encuentra el paso de la corriente eléctrica un cubo de terreno de un metro de arista. Su unidad de medida es el ohmio-metro [ $\Omega \cdot m$ ]” (Toledano & Martinez, 2004, pág. 3).

La resistencia de la tierra que importa es la resistencia a la conducción de la corriente desde el electrodo a las capas de la tierra que lo rodea (Megger, 1981).

La resistividad del terreno es esencial cuando se habla de sistemas de puesta a tierra debido a que es la oposición que ofrece la tierra con respecto al paso de la corriente.

### 2.7.1 Factores que varían la resistividad del terreno

#### a. Tipo de Suelo

Si un suelo es mayormente arcilloso o muy arenoso, por ejemplo, puede cambiar de gran manera la resistividad de la tierra. No es fácil definir exactamente un suelo dado; "Arcilla" puede cubrir una amplia variedad de suelos. Por lo tanto, no podemos decir que cualquier suelo tiene una resistividad de tantos ohm-cm. Las tablas II y III son tomado de dos libros de referencia diferentes y muestra la amplia gama de valores. Tenga en cuenta también la propagación de valores para los mismos tipos generales de suelo. (Megger, 1981, pág. 35)

**Tabla 4**  
*Resistividad según la naturaleza del suelo*

Naturaleza de los Suelos	Resistividad [ $\Omega \cdot m$ ]	
	Mínima	Máxima
Suelos orgánicos y pantanosos	---	30
Lodo	20	100
Húmedo	10	150
Arcillas Plásticas	---	50
Arcillas Compactas	100	200
Arena arcillosa	50	500
Arena silicosa	200	3000
Suelo con piedra	1500	3000
Suelo con piedra cubierto con hierba	300	500
Calcáreo blanco	100	400
Calcáreo compacto	100	5000
Granito y arena	100	1000

*Nota:* La tabla 4 muestra las diferentes resistencias que tienen los distintos tipos de suelo. Recuperado de (Harper, 2008).

El terreno o suelo es una combinación entre diferentes materiales orgánicos e inorgánicos influyendo en gran parte a la resistencia que vaya a tener el mismo, al momento de diseñar un sistema de puesta a tierra hay que tomar en cuenta estas características para utilizar el material correcto de acuerdo con las necesidades que se tenga.

#### **b. Humedad**

En el suelo, la conducción de corriente es en gran medida electrolítica. Por lo tanto, la cantidad de humedad y sal del suelo afecta radicalmente su resistividad. La cantidad de agua en el suelo varía, por supuesto, con el clima, el tiempo de año, naturaleza del subsuelo y profundidad de la capa freática permanente (Megger, 1981)

**Tabla 5**

*Efecto de la humedad en la resistividad del terreno.*

Contenido de Humedad % por peso	RESISTIVIDAD [ $\Omega \cdot m$ ]	
	TERRENO SUPERFICIAL	ARCILLA ARENOSA
0	10 x 10 <sup>6</sup>	10 x 10 <sup>6</sup>
2.5	2500	1500
5	1650	430
10	530	220
15	210	130
20	120	100
30	100	80

*Nota:* La tabla 5 muestra las resistencias que se tienen en dos clases de terreno de acuerdo con el porcentaje de humedad que exista en cada uno de ellos, mostrando que con contenidos bajos de humedad la resistencia es alta, mientras que contenidos altos de humedad se tienen valores de resistencia bajos. Recuperado de (Rojas, 2007).

### **c. Temperatura**

Dos hechos conducen a la conclusión lógica de que un aumento de temperatura disminuirá la resistividad: el agua presente en el suelo determina principalmente la resistividad, y un aumento en la temperatura disminuye notablemente la resistividad del agua (Megger, 1981).

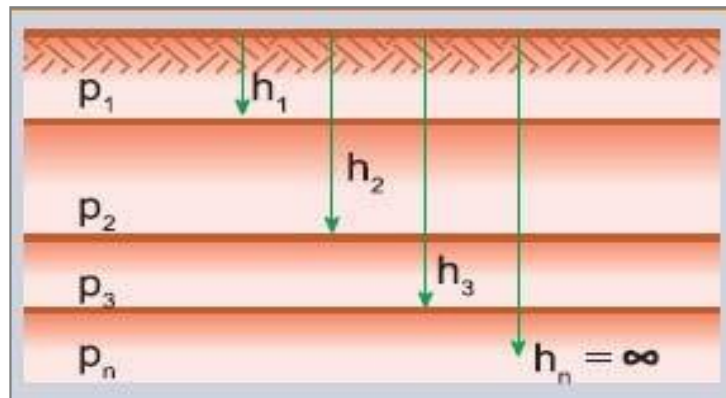
### **a. Estratigrafía**

Los terrenos están conformados por diferentes capas de agregados y por lo tanto poseen diferentes valores de resistividad (Bustamante, 2011)



**Figura 3**

Diferentes capas del suelo



*Nota:* La estratificación afecta a la medición de la resistencia del terreno. Recuperado de (Bustamante, 2011)

Cada capa proporciona un diferente tipo de resistencia debido a la naturaleza del terreno, que es como se dijo anteriormente una mezcla de rocas, arcilla entre otros materiales orgánicos e inorgánicos

**Tabla 6**

*Efecto de la temperatura en la resistividad del terreno.*

TEMPERATURA		RESISTIVIDAD
°C	°F	[ $\Omega \cdot m$ ]
20	68	72
10	50	99
0	32 agua	138
0	32 hielo	300
-5	23	790
-15	14	3300

*Nota:* cuando el agua en el suelo se congela, la resistividad salta apreciablemente; el hielo tiene un Alta resistividad. La resistividad continúa aumentando y las temperaturas van bajo cero. Recuperado de *Manual de Sistema de Puesta a Tierra*, (Rojas, 2007)

### b. Salinidad

Los efectos que causa la sal en el terreno se pueden percibir que basta con una pequeña cantidad de una sal para reducir la resistividad del terreno de manera significativa (Rojas, 2007)

**Tabla 7**

*Efecto de la sal en la resistividad del terreno*

<b>% DE SAL AGREGADA POR PESO DE HUMEDAD</b>	<b>RESISTIVIDAD [<math>\Omega \cdot m</math>]</b>
0	107
0.1	18
1	4.6
5	1.9
10	1.3
20	1

*Nota:* Bajos porcentajes de sal en el terreno se tiene resistencias elevadas, mientras que con un aproximado 5% de sal en el terreno la resistencia puede disminuir en gran cantidad. Recuperado de *Manual de Sistema de Puesta a Tierra*, (Rojas, 2007).

### c. Variaciones estacionales

Debido a que el contenido de humedad y la temperatura en el terreno provocan cambios en la resistividad, se puede concluir que las diferentes estaciones que se presenten en el año son influencia para el cambio de resistencia, en especial los terrenos que vayan a estar expuestos a inviernos fuertes y después a veranos de intenso calor.

### d. Mejoramiento de la resistividad del terreno

La resistividad del suelo puede bajarse con el uso de geles conductores o bentonitas. Los geles que se utilicen deben tener las siguientes propiedades:

- Buena hidroscofia
- No ser corrosivo
- Baja resistividad eléctrica
- Químicamente estable

- No ser tóxico
- No causa daño a la naturaleza

En las figuras 4 y 5 se muestra el comportamiento de la resistencia de una puesta a tierra en un suelo con y sin tratamiento, en función del tiempo (Anónimo, 2004).

## 2.7.2 Corrosividad del suelo en electrodos de tierra

### a. Corrosión

La corrosión es la oxidación por agentes de reacción, en donde los componentes del sistema de puesta a tierra se ven expuestos a dicha oxidación que causa deterioro y daño del material metálico. (Prado, 2014)

### b. Resistencia a la corrosión

Las aleaciones de cobre y sus aplicaciones presentan buena resistencia a la corrosión.

### c. Característica de la corrosión

Hay que tomar en cuenta la velocidad de corrosión, indicada por la pérdida de peso del material por unidad de tiempo por penetración en unidad de tiempo mm/año.

Si se suaviza el metal, presenta una muy pequeña velocidad de corrosión desde el punto termodinámico. Con lo que respecta a la resistividad y la corrosión del terreno, se presenta la siguiente tabla de cómo influye este factor. (Prado, 2014)

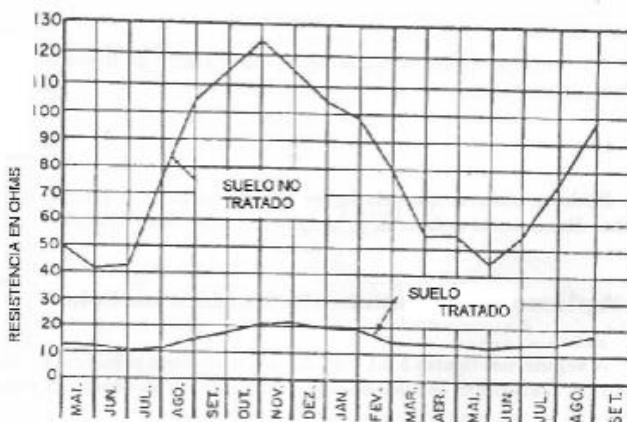
**Tabla 8**  
*Corrosión vs Resistividad*

<b>Resistividad <math>\Omega \cdot \text{cm}</math></b>	<b>Terrenos</b>
0-900	Altamente corrosivos
900-5,000	Severamente corrosivos
5,000-10,000	Moderadamente corrosivos
10,000-20,000	Ligeramente corrosivos
>20,000	Muy poco corrosivos

*Nota:* Resistividad en función de la corrosión de un terreno. Recuperado de (Prado, 2014)

**Figura 4**

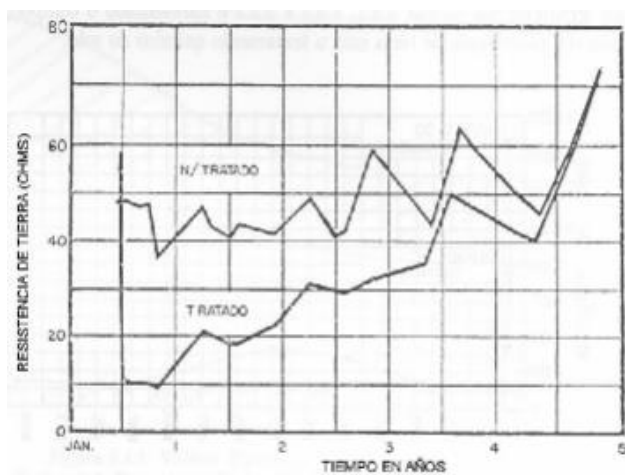
Tratamiento químico del suelo



*Nota:* Diferencias de la resistencia de puesta a tierra entre suelos tratados y no tratados.

**Figura 5**

Variación de resistencia de tierra con los años con jabalinas de suelo tratados y no tratados



*Nota:* La figura 5 muestra los valores de la resistencia de puesta a tierra entre suelos tratados y no tratados con el paso de los años.

## 2.8 Medición de la Resistividad del terreno

Se utilizan varios procedimientos para determinar la resistividad de los terrenos. El más usado es el de los “cuatro electrodos” que presenta dos métodos (Chauvin Arnoux Group, 2015):

- Método de WENNER: apropiado en el caso de querer realizar una medida en una única profundidad.
- Método de SCHLUMBERGER: apropiado para realizar medidas a distintas profundidades y crear así perfiles geológicos de los suelos.

En el proyecto de investigación se utilizó únicamente el método de Werner por lo que sólo ese método será descrito.

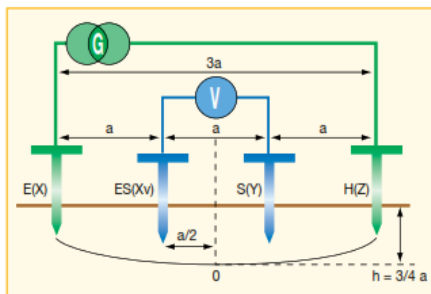
### 2.8.1 Método de Wenner

El método de los 4 puntos de Wenner es la técnica más utilizada. Consiste básicamente en 4 electrodos enterrados dentro del suelo a lo largo de una línea recta, a una distancia  $A$  de separación, enterradas a una profundidad  $B$ . La tensión entre los dos electrodos internos de potencial es medido y dividido entre la corriente que fluye a través de los otros dos electrodos exteriores para dar un valor de resistencia  $R$  en  $\Omega$  (Comisión Federal de Electricidad, 2005)

El instrumento de medida utilizado es un ohmiómetro de tierra clásico que permite la inyección de una corriente y la medida de  $\Delta V$  (Chauvin Arnoux Group, 2015, pág. 4).

#### **Figura 6.**

Método de Werner, de los cuatro puntos igualmente espaciado.



*Nota:* Diagrama utilizado para realizar la medición de resistividad del terreno. Recuperado de *Guía de la medición de Tierra*, (Chauvin Arnoux Group, 2015)

Entre los dos electrodos exteriores (E y H) se inyecta una corriente de medida  $I$ , mediante un generador; entre los dos electrodos centrales (ES, S) se mide el potencial  $\Delta V$  gracias a un voltímetro, el valor de  $R$  medido en el ohmiómetro permite calcular la resistividad del terreno.

Ahora la resistividad  $\rho$  en función de unidad de longitud en la cual  $a$  y  $b$  son medidas en m se calcula con la siguiente fórmula (IEEE, 1983):

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

Donde:

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

$a$  = Separación entre electrodos en m.

$b$  = Profundidad de los electrodos en m.

$R$  = Resistencia medida en  $\Omega$ .

Cabe señalar que esto no se aplica a las barras de tierra conducidas a la profundidad  $b$ ; se aplica solo a electrodos pequeños enterrado en la profundidad  $b$ , con cables de conexión aislados. Sin embargo, en la práctica, generalmente se colocan cuatro barras en una línea recta a intervalos  $a$ , conducida a una profundidad  $b$  que no exceda  $0.1 a$ . Entonces suponemos que  $b = 0$  y la fórmula se convierte en (IEEE, 1983):

$$\rho = 2\pi a R \quad \text{Ec. ( 2)}$$

Donde,

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

$a$  = Separación entre electrodos en m.

$R$  = Resistencia medida en  $\Omega$ .

Solo si,

$$b \leq \frac{a}{20}$$

$b$  = Profundidad de los electrodos en m.

El método más preciso en la práctica para medir la resistividad promedio de grandes volúmenes de tierra no perturbada es el método de cuatro puntos (IEEE, 1983).

## **2.9 Métodos para la medición de la Resistencia de la Malla de Tierra en una Subestación Eléctrica.**

En la presente sección se cubre el método general para la medición de la impedancia de la tierra, la resistencia de un electrodo de tierra usualmente es determinada con alternación o inversión periódica de corrientes para evitar posibles efectos de polarización cuando se utiliza corriente continua. La frecuencia de esta corriente alterna debe estar cerca del generador de frecuencia. Los métodos mostrados son los que se deben utilizar para realizar mediciones de Puesta a tierra ya instaladas y de gran dimensión.

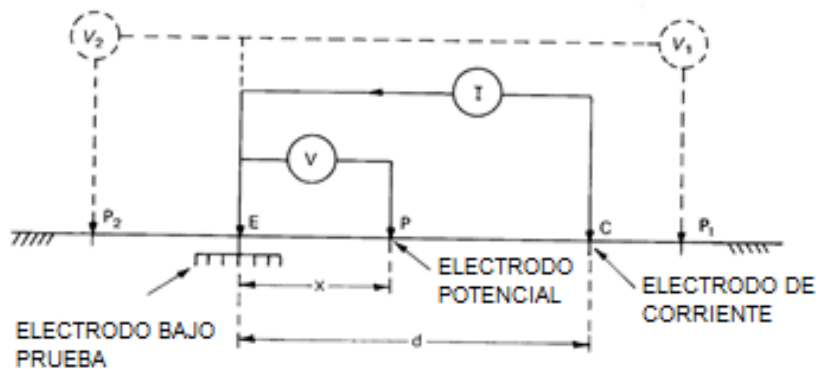
### **2.9.1 Método de caída de potencial**

Este método tiene varias variaciones y es aplicable a todos los tipos de mediciones de impedancia de tierra (IEEE, 1983).

El método implica pasar una corriente al electrodo que se va a medir y observar la influencia de esta corriente en términos de voltaje entre la tierra bajo prueba y un electrodo de prueba potencial. Se usa un electrodo de corriente de prueba para permitir pasar una corriente al electrodo a probar.

**Figura 7**

Método de la caída de potencial

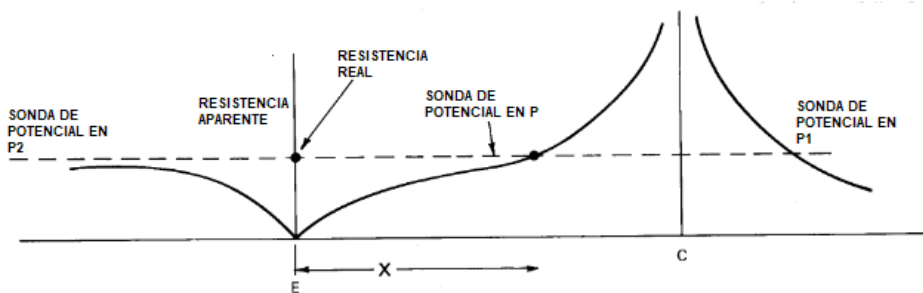


*Nota:* La corriente  $I$  que atraviesa el electrodo de prueba  $E$  y el electrodo de corriente  $C$ , produce variaciones de potencial en la superficie de la tierra. Recuperado de (IEEE, 1983).

Las variaciones del potencial a lo largo de la dirección  $C, P, E$ , se verá como en la figura 8. Los potenciales son medidos con respecto al electrodo de prueba,  $E$ , que se asume por conveniencia como potencial cero.

**Figura 8**

Resistencia aparente para varios espacios  $X$



*Nota:* El perfil de resistencia de un sistema de puesta a tierra se describe en la figura 8. Recuperado de (IEEE, 1983)



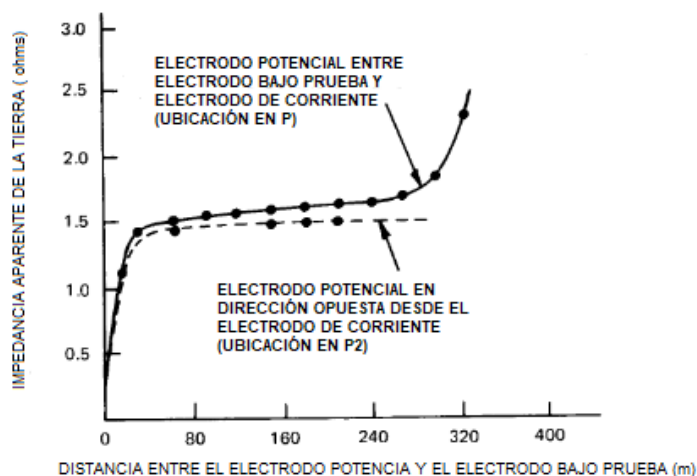
El método de caída de potencial consiste en trazar la relación de  $V / I = R$  en función del espaciado de la sonda  $x$ .

El electrodo de potencial se aleja del suelo bajo prueba, en pasos y se obtiene un valor de impedancia en cada paso.

Esta impedancia se representa en función de la distancia, y el valor en ohmios en el que esta curva representada parece nivelarse se toma como el valor de impedancia del terreno bajo prueba (Institute of Electrical and Electronic Engineers, Incorporated, 2007).

### Figura 9

Caso de una alta impedancia de un sistema de puesta a tierra.



*Nota:* Resistencia obtenida en un sistema de puesta a tierra con el método del 62 %. Recuperado de (IEEE, 1983).

El método de caída de potencial es el más efectivo para obtener el valor más cercano a la resistencia de la puesta a tierra, al momento de medir toca tomar en cuenta las distancias que tendrán los electrodos de potencial con respecto al electrodo bajo prueba, en mallas de grandes dimensiones o con formas no comunes se tiene que realizar las pruebas a mayor distancia, para que el área de influencia del electrodo bajo prueba no afecte a la influencia del electrodo potencial.

En la curva de la resistencia vs la distancia la parte plana u horizontal, nos indica la resistencia real de la red de Tierra que se ha probado por experiencia que es al 62% de la distancia total L (Comisión Federal de Electricidad, 2005).

### 2.9.2 Método de la pendiente

Se ha demostrado que la verdadera resistencia de la tierra se obtiene cuando el electrodo de potencial está posicionado a una distancia de 61.8 % desde el centro eléctrico del sistema al electrodo auxiliar de corriente. Este principio se usa en el método de la intersección de curvas, el cual resulta complejo en el sentido de que requiere de varios cálculos (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000).

El método de la pendiente implica más facilidad en su uso y muestra resultados satisfactorios.

Para aplicar el método se requiere los siguientes pasos:

1. Elija una barra de conveniencia E a la que se pueda usar el Earth Tester conectado. E es una de las muchas barras paralelas que forman el complejo sistema de tierra.
2. Inserte el electrodo de corriente a una distancia ( $D_c$ ) desde E (La distancia  $D_c$  es normalmente 2 a 3 veces la dimensión máxima del sistema).
3. Inserte el electrodo de potencial a distancias iguales al 20% de  $D_c$ , 40% $D_c$  y 60% $D_c$ .
4. Mida la resistencia de la tierra en cada posición del electrodo de potencial, se obtendrá los valores de  $R_1$ ,  $R_2$  y  $R_3$ , respectivamente.

$$R_1 = 0.2D_c \quad \text{Ec. ( 3)}$$

$$R_2 = 0.4D_c \quad \text{Ec. ( 4)}$$

$$R_3 = 0.6D_c \quad \text{Ec. ( 5)}$$

5. Calcule el valor de  $\mu$

$$\mu = \frac{R3 - R2}{R2 - R1} \tag{Ec. (6)}$$

Donde,

$\mu$ : Cambio de pendiente de la curva de Resistencia/Distancia

6. Véase la tabla en el apéndice I para encontrar el correspondiente valor de  $D_p/D_c$  para  $\mu$ .
7. Con el valor de la distancia del electrodo auxiliar de corriente conocida ( $D_c$ ), calcular una nueva distancia del electrodo potencial ( $D_p$ ) como se muestra:

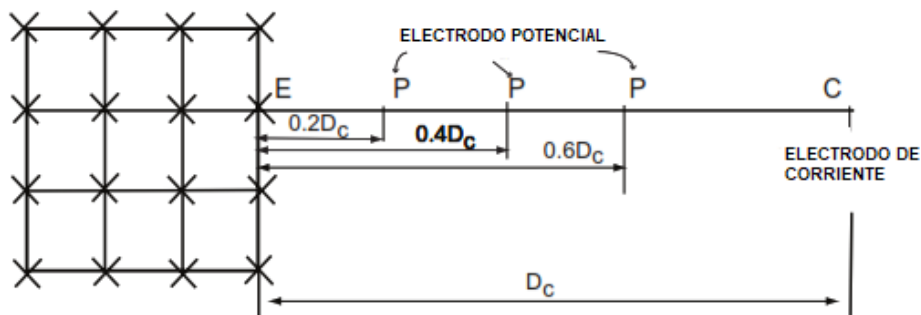
$$D_p = \frac{D_p}{D_c} * D_c \tag{Ec. (7)}$$

Insertar el electrodo de potencial con el nuevo valor de  $D_p$  y medir la resistencia de la tierra. Esta medida es conocida como la “verdadera” resistencia

8. Repetir todo el proceso para un valor más grande de  $D_c$ , Si la “verdadera” resistencia decrece, es necesario agrandar aún más la distancia del electrodo de corriente, después de hacer varias medidas la curva mostrará valores más estables, en este punto se habrá encontrado la resistencia del sistema de tierra.

**Figura 10**

Ubicaciones del electrodo de potencial para uso del método de la pendiente.



Hay que tomar en cuenta que los valores calculados de  $\mu$  estén en la tabla dada, caso contrario se deberá incrementar la distancia del electrodo de corriente, en segundo lugar, antes de aceptar los valores de R1, R2 y R3, se debe graficar las curvas de cada uno para identificar efectos localizados y eliminar lecturas erróneas de los cálculos, por último, se sugiere realizar las mediciones en diferentes direcciones y con diferente espaciado. El variar estas características mostrarán un razonable grado de satisfacción entre las medidas.

## 2.10 Indicador de calidad para una malla de tierra

Un buen sistema de puesta a tierra provee una baja resistencia hacia la tierra para minimizar el aumento de potencial a tierra.

La tabla indica los valores recomendados en subestaciones por la norma IEEE80-2000 en su cláusula 14 de evaluación de la resistencia de tierra (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000, pág. 64).

**Tabla 9**

*Requerimientos usuales para evaluación de resistencia de tierra*

Tipo de Subestación	Resistencia del sistema de puesta a tierra
Subestaciones de Transmisión y otras Subestaciones Grandes	1 $\Omega$ o menos
Subestaciones pequeñas de Distribución	1 $\Omega$ hasta 5 $\Omega$

*Nota:* La tabla 9 indica los valores límites de resistencia de tierra en subestaciones. Obtenido de *IEEE Guide for safety in AC substations grounding* (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000).

## 2.11 Flujos de Potencia

El estudio de flujo de potencia, también conocido como flujo de carga, es una herramienta importante que involucra análisis numérico aplicado a un sistema de potencia.

En el estudio del flujo de potencia usualmente se usa una notación simplificada tal como el diagrama unifilar y el sistema por unidad, y se centra en varias formas de la potencia eléctrica AC (por ejemplo, voltajes, ángulos de los voltajes, potencia activa y potencia reactiva) (Changotasig & Estrella, 2017).

El flujo de potencia analiza los sistemas eléctricos de potencia en operación estable. Estos estudios permiten plantear la expansión futura del sistema, también permite mejorar la operación de los sistemas que ya existen.

## 2.12 Análisis de Redes de Puesta a Tierra mediante Software ETAP

El módulo para redes de tierra permite diseñar y analizar de forma rápida y eficiente los sistemas de puesta a tierra. La 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 (GENIN Y GARCÉS, 2012)

Utiliza las normas y métodos de:

IEEE 80-1896

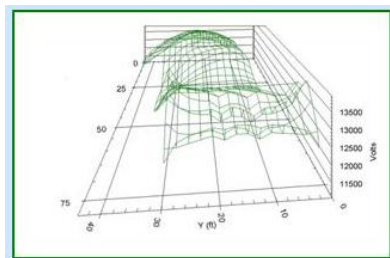
IEEE 80-2000

IEEE 665-1995

Cálculo de elementos finitos.

### **Figura 11**

Diseño y Visualización 3D.



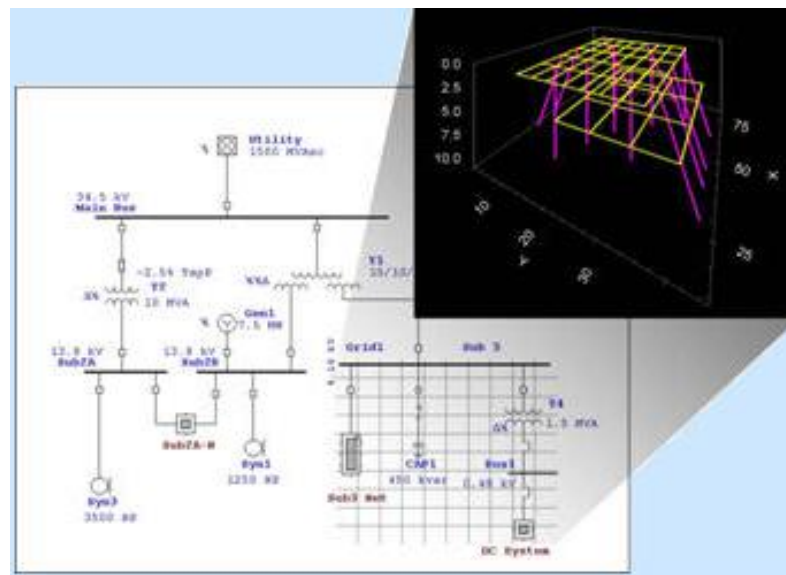
*Nota:* Representación gráfica de voltajes obtenidos del software Etap. Obtenido de (GENIN Y GARCÉS, 2012).

Presenta atributos y características principales como:

- 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.

### Figura 12

Diagrama y Simulación de sistemas de puesta a tierra



*Nota:* La figura 12 muestra un modelo de red eléctrica y su modelo de sistema de puesta a tierra, diseñado en Etap.

### 2.12.1 Método de puesta a tierra de Elementos Finitos (FEM)

Los estudios más recientes sobre análisis de puesta a tierra se basan en métodos de Elementos Finitos (FEM). Se utiliza para determinar la resistencia de puesta a tierra de un diseño o una región aterrizada.

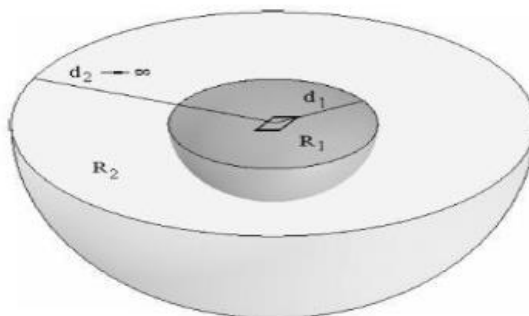
FEM es uno de los métodos más confiables para encontrar la resistencia de puesta a tierra en las mallas. La resistencia encontrada es muy cercana al valor real, comparado con el calculado usando métodos convencionales de medición.

FEM incluye el análisis de corriente, haciendo un arreglo de la malla en un área específica de la red. Después de determinar la corriente, la resistencia de la tierra es calculada dividiendo el voltaje conocido con el valor de corriente calculada en el arreglo de la malla. La principal ventaja de este método es seleccionar el tamaño del modelo de la malla, como la distancia de la tierra bajo la consideración que comienza desde la malla de tierra, ya que el análisis de cada potencial en el suelo por un punto seleccionado es considerado desde el sistema de puesta a tierra hasta el punto. El modelo FEM comienza a partir de los siguientes pasos:

- En primer lugar, se asume que la resistencia de tierra es un parámetro que no depende del potencial o la corriente en la malla.
- En segundo lugar, se asume que la toda la región es una superficie plana infinita.

**Figura 13**

Modelado del elemento finito del suelo



R1: es la resistencia dentro de una superficie semiesférica

R2: es la resistencia fuera de la superficie semiesférica

$d_2$ : es la distancia desde la malla a los puntos donde el potencial eléctrico va a cero.

$d_1$ : Es la distancia desde la malla a los puntos donde el modelo de la semiesfera de superficie equipotente se perturba.

La resistencia de la malla de tierra se calcula a partir de la ecuación:

$$R = R1 + R2 \quad \text{Ec. ( 8)}$$

La resistencia fuera de la superficie semiesférica se calcula usando la ecuación:

$$R2 = \frac{\rho}{2\pi d_1} \quad \text{Ec. ( 9)}$$

$$d_1 = \frac{D}{2} + 30 \quad \text{Ec. (10)}$$

D: Es la distancia diagonal de la malla de tierra, se calcula con la ecuación

Donde el análisis de elementos finitos toma lugar es al momento de determinar R1, el cual está dado por la ecuación:

$$R1 = \frac{V^2}{\text{Potencia Disipada}} \quad \text{Ec. (11)}$$

Reemplazando los términos:

$$R1 = \frac{(V_G - V_B)^2}{\int_V \frac{E^2}{\rho}} \quad \text{Ec. (12)}$$

$V_G$ : Potencial en la malla



$V_B$ : Potencial en el perímetro

$E$ : Energía consumida

La resistencia de la tierra se calcula con la fórmula final:

$$R_g = \frac{(V_G - V_B)^2}{\int_V \frac{E^2}{\rho}} + \frac{\rho}{2\pi d_1} \quad \text{Ec. (13)}$$

El análisis de elementos finitos puede ser utilizado para calcular el voltaje de paso y el voltaje de contacto.

$$V_{AG} = R_g I_G \quad \text{Ec. (14)}$$

$V_{AG}$ : Voltaje de paso

$I_G$ : Corriente de falla

$$V_{AB} = R_2 I_G \quad \text{Ec. (15)}$$

$V_{AG}$ : Voltaje de contacto

### 2.12.2 Método IEEE

IEEE 80-2000 describe 4 métodos diferentes para determinar la resistencia de tierra  $R_g$ . Los métodos se discutirán en la siguiente sección.

#### a. Método Laurent-Niemann

La resistencia de tierra es una función del área que cubre la subestación y la resistencia del suelo en la subestación.  $R_g$  se calcula con la siguiente ecuación:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L_T} \quad \text{Ec. (16)}$$

Donde

$R_g$ : Es la resistencia de la tierra en la subestación en  $\Omega$

$\rho$ : Es la resistividad del suelo en  $\Omega.m$

$A$ : Es el área ocupada por la malla de tierra en  $m^2$

$L_T$ : Es la longitud total de los conductores enterrados en m.

$$L_T = L_t + n_R h \quad \text{Ec. (17)}$$

$L_t$ : La longitud total de conductores en m.

$n_R$ : Numero de picas

$h$ : La profundidad de la malla en m.

#### **b. Método de Sverak**

Es una forma integrativa del método de Laurent-Niemann. La resistencia de tierra sobre la superficie del suelo está modificada para mejorar el aproximamiento de la resistencia del suelo calculada.

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad \text{Ec. (18)}$$

Donde,

$R_g$ : Es la resistencia de la tierra en la subestación en  $\Omega$

$\rho$ : Es la resistividad del suelo en  $\Omega.m$

$A$ : Es el área ocupada por la malla de tierra en  $m^2$

$L_T$ : Es la longitud total de los conductores enterrados en m.

$h$ : Es la profundidad de la malla en m.

### c. Método de Schwarz

Este método está compuesto de 3 ecuaciones y una ecuación que fusiona a las 3.

$$R = \frac{R_1 R_2 - R_m}{R_1 + R_2 - 2R_m} \quad \text{Ec. ( 19)}$$

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_t} \left[ \ln \left( \frac{2L_t}{a'} \right) + \frac{K_1 L_t}{\sqrt{A}} - K_2 \right] \quad \text{Ec. ( 20)}$$

2a: Diámetro del conductor en m.

a': es  $\sqrt{2ah}$  para conductores enterrados a una profundidad h.

$K_1$  y  $K_2$ : Son los coeficientes encontrados en ecuaciones de acuerdo con la profundidad de la malla.

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_R L_t} \left[ \ln \left( \frac{4L_r}{b} \right) - 1 + \frac{2K_1 L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_R} - 1)^2 \right] \quad \text{Ec. ( 21)}$$

$L_r$ : La longitud de cada pica en m.

b: Diámetro de la pica en m.

$n_R$ : Numero de picas

La tercera ecuación es  $R_m$  la cual es la combinación de la resistencia de tierra de la malla y las picas.

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_t} \left[ \ln \left( \frac{2L_t}{L_t} \right) + \frac{K_1 L_t}{\sqrt{A}} + 1 - K_2 \right] \quad \text{Ec. (22)}$$

### d. Método Thapar-Gerez

Esta fórmula es la versión integrada de la ecuación de Svraak. En detalle, se añade una multiplicación extra para incluir el efecto de la resistencia en las configuraciones de la malla.

$$R = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \times 1,52 \left[ 2 \ln \left( L_p \sqrt{\frac{2}{A}} \right) - 1 \right] \frac{\sqrt{A}}{L_p} \quad \text{Ec.(23)}$$

$L_p$ : Longitud periférica de la malla en m.

### 2.13 Mantenimiento Centrado en la Efectividad (RCM)

Es un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual (Moubray, 2006).

#### 2.13.1 RCM: Las siete preguntas básicas

El proceso de RCM formula siete preguntas acerca del activo que se intenta revisar:

- ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
- ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre la falla?
- ¿En qué sentido es importante cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir la falla?
- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

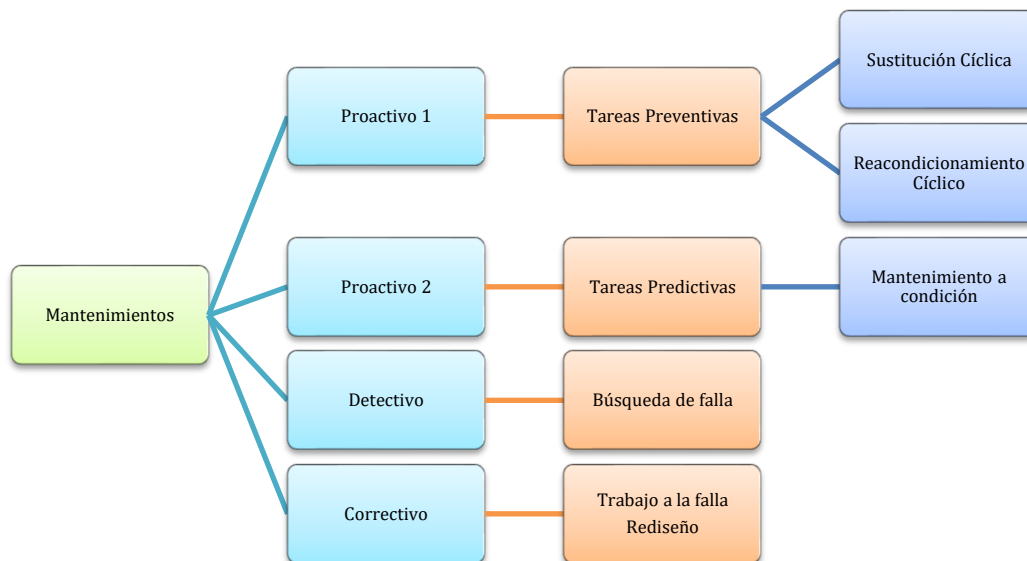
Todas estas preguntas dan a conocer todas las características a tomar en cuenta para poder plantear una metodología funcional para expandir la vida útil de los activos o sistemas a través de mantenimientos basados en la condición de la que se encuentren.

### 2.14 Tipos de Mantenimiento

El mantenimiento se divide en: Mantenimiento predictivo, preventivo, correctivo y detectivo, la figura 14 es una representación gráfica de los tipos que hay.

**Figura 14**

Tipos de Mantenimiento



### 2.14.1 Mantenimiento Preventivo

Consiste en buscar indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra.

Estas tareas se llevan a cabo antes de que ocurra una falla, con el objetivo de prevenir que el componente llegue a un estado de falla (Moubray, 2006).

Antes de considerar si merece la pena realizar una tarea, se debe determinar si es técnicamente factible realizarla. “La tarea es técnicamente factible si físicamente permite reducir las consecuencias del modo de falla asociado, a un nivel que sea aceptable al dueño o usuario del activo” (Moubray, 2006).

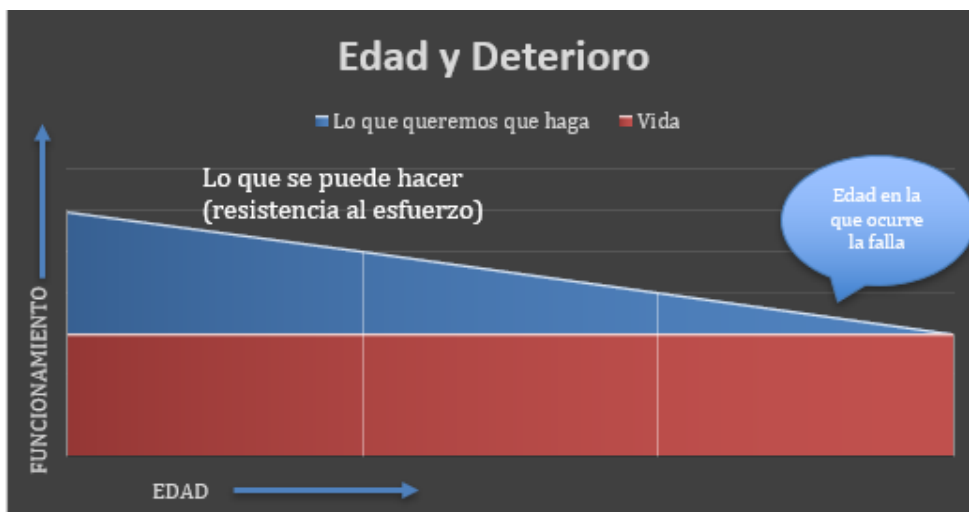
Desde el punto de vista técnico, existen dos temas específicos para la selección de tareas proactivas:

- La relación entre la edad del componente que se considera y la probabilidad de que falle.

- Que sucede una vez que ha comenzado a ocurrir la falla.

### Figura 15

Falla relacionada con la edad



Existen dos presunciones claves en la figura 15:

- El deterioro es directamente proporcional al esfuerzo aplicado.
- El esfuerzo es aplicado constantemente.

El punto de vista clásico del mantenimiento predictivo sugiere que podemos predecir la vida de los equipos con gran precisión, todo lo que necesitamos es información suficiente acerca de las fallas.

Los componentes que presentan fallas relacionadas con la edad se relacionan bajo condiciones de desgaste directo, relacionado directamente con fatiga, corrosión, oxidación y evaporación.

La fatiga afecta a los componentes-especialmente a las piezas metálica- que están sujetas a ciclos de carga que tienen una frecuencia razonablemente alta. El grado de oxidación y la corrosión afectan a un componente, depende de su composición química, del grado de protección que tenga y el medio en donde opera.

Bajo estas circunstancias, se dispone de dos acciones preventivas para reducir la incidencia de este tipo de fallas, siendo las tareas de reacondicionamiento cíclico y las tareas de sustitución cíclica (Moubray, 2006, págs. 138-139).

#### a. Tarea de Reacondicionamiento Cíclico

El reacondicionamiento cíclico consiste en reacondicionar la capacidad de un elemento o componentes antes o en el límite de edad definido, independientemente de su condición en ese momento (Moubray, 2006, pág. 138).

Estas tareas son conocidas como retrabajos cíclicos. Incluyen revisiones o cambios completos hechos a intervalos preestablecidos para prevenir modos de falla específicos relacionados con la edad.

#### b. Tarea de Sustitución Cíclica

Las tareas de sustitución cíclica consisten en descartar un elemento o componentes antes, o en el límite de edad definido, independientemente de su condición en ese momento (Moubray, 2006, pág. 139)

La diferencia entre la sustitución cíclica y reacondicionamiento cíclico se da cuando se considera un modo de falla que pueda prevenirse con cualquiera de las dos tareas proactivas, cuando se la considera al mismo nivel de análisis.

### **Figura 16**

Fallas relacionadas con la edad



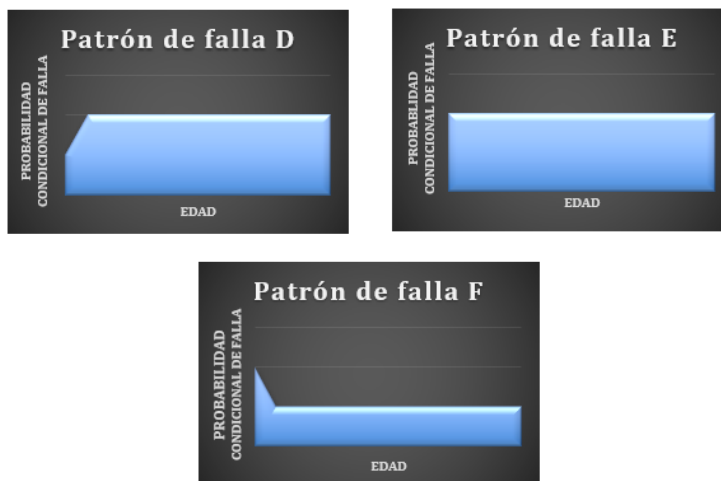
### 2.14.2 Mantenimiento Predictivo

Uno de los desarrollos más desafiantes para la administración del mantenimiento moderno ha sido el descubrimiento que en realidad muy pocos modos de falla se ajustan a algunos de los patrones de falla relacionados con la edad, esto se debe a la combinación de variaciones en el esfuerzo aplicado y complejidad creciente.

El deterioro no siempre es proporcional al esfuerzo aplicado, y el esfuerzo aplicado no siempre es aplicado consistentemente, muchas fallas son producidas por operación incorrecta, montaje incorrecto, o daños externos. En todos estos casos hay muy poca o casi ninguna relación entre cuánto tiempo el activo físico estuvo en servicio y la posibilidad de que ocurra la falla. Estas fallas son descritas como “al azar” (Moubray, 2006, págs. 146-147).

#### **Figura 17**

Fallas que no están relacionadas con la edad



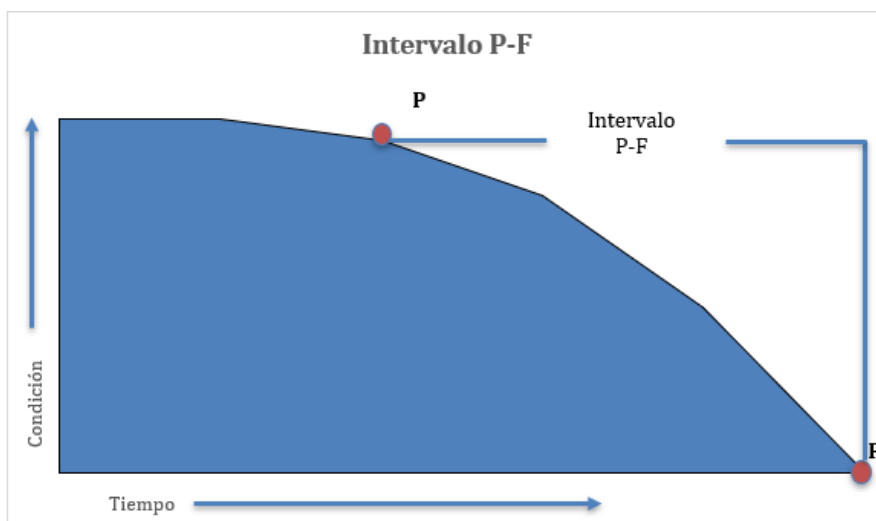
Las tareas a condición consisten en chequear si hay fallas potenciales, ara que se pueda actuar para prevenir la falla funcional o evitar las consecuencias de la falla funcional, las tareas a condición se llaman así porque los elementos que se inspeccionan se dejan en servicio a condición de que continúen cumpliendo con los parámetros de funcionamiento especificados.



Además de la falla potencial, se requiere considerar la cantidad de tiempo (o el número de ciclos de esfuerzo) que transcurre entre el punto en que ocurre una falla potencial y se hace detectable y el punto en que se deteriora llegando a la falla funcional, este intervalo se conoce como intervalo P-F.

### Figura 18

Intervalo P-F



Las tareas a condición deben ser realizadas a intervalos menores al intervalo P-F, el cual es conocido como el intervalo de advertencia. En la práctica generalmente basta con seleccionar una frecuencia de tarea igual a la mitad del intervalo P-F, esto asegura que la inspección detectará la falla potencial antes de que ocurra la falla funcional, mientras que provee una cantidad de tiempo razonable para hacer algo al respecto.

#### 2.14.3 Mantenimiento Detectivo

Son tareas diseñadas para chequear si algo todavía funciona, conocidas como las *tareas de búsqueda de fallas o chequeos funcionales*, solo se aplican a fallas ocultas o no reveladas. A su vez, las fallas ocultas solo afectan a equipos de protección, está comprobado que hasta el 80% de los modos de falla requieren búsqueda de fallas, con lo que, hasta la tercera parte de las tareas generadas por un programa comprensivo de desarrollo de estrategias de mantenimiento aplicado correctamente, son tareas de búsqueda de fallas.

La búsqueda de fallas es técnicamente factible si:

- Es posible realizar la tarea
- La tarea no incrementa el riesgo de una falla múltiple
- Es práctico realizar la tarea al intervalo requerido

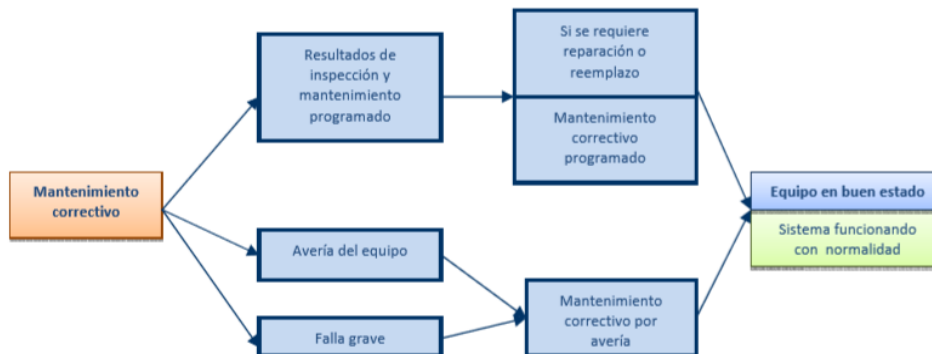
### 2.14.4 Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo tiene lugar cuando la avería o la falla ya se originó, solo actuará cuando exista una falla en el sistema. Si no ocurre una falla, el mantenimiento no será establecido, por lo que se deberá esperar hasta que presenten anomalías en el sistema para poder corregir errores. Este mantenimiento trae consigo consecuencias así:

- Paradas no previstas de un equipo determinado, disminuyendo las horas operativas.
- Afecta la continuidad del servicio.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados.
- La planificación del tiempo que estará el sistema fuera de operación no es predecible.

**Figura 19**

Diagrama de Flujo de Mantenimiento correctivo



## CAPÍTULO III

### RECOPIACIÓN DE DATOS

#### 3.1 Subestación Eléctrica Portoviejo 1

##### 3.1.1 Descripción de la Subestación Portoviejo 1

La subestación eléctrica Portoviejo 1 con niveles de tensión de 69KV//13,8KV y potencia de 52,5 MVA, pertenece a la CNEL UN Manabí, se encuentra ubicada en la ciudad de Portoviejo, provincia de Manabí, Ecuador.

Esta subestación cuenta con 2 transformadores de potencia de 16 a 20 MVA. Un transformador de 10 a 12,5 MVA.

La subestación Portoviejo tiene 8 alimentadores de distribución y parten diferentes líneas de subtransmisión que llegan a las diferentes Subestaciones de CNEL Manabí, que son:

- L/ST Portoviejo 1- 4 Esquinas de 69 KV de doble circuito, que llega a la S/E Portoviejo 138/69 KV
- L/ST Portoviejo 1-Rocafuerte, que llega a la S/E Rocafuerte de 69/13,8 KV.
- L/ST Portoviejo 1- Montecristi, que llega a la S/E Montecristi Golf de 69/13,8 Kv.
- L/ST Portoviejo 1- Río de Oro, que llega a la S/E Río de Oro de 69/13,8 Kv.
- L/ST Portoviejo 1- Playa Prieta, que llega a la S/E Playa Prieta de 69/13,8 Kv

#### Tabla 10

*Líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV de la Subestación Portoviejo 1*

<b>Línea de Subtransmisión</b>	<b>Condición Actual</b>
Portoviejo 1-4 Esquinas	Cerrada
Portoviejo 1- Rocafuerte	Cerrada
Portoviejo 1 – Montecristi	Cerrada
Portoviejo 1 – Río de Oro	Cerrada
Portoviejo 1 – Playa prieta	Abierta

Cuenta con los siguientes equipos:

**Tabla 11**

*Equipos electromecánicos de la Subestación Portoviejo 1*

<b>Equipos</b>	<b>Cantidad</b>
Interruptor SF6	9
Interruptor en vacío	3
TC	27
TP	3
Reconector en vacío	9

### **3.1.2 Condición actual del sistema de puesta a tierra**

Para el análisis del sistema actual, se realizó un recorrido por la subestación, la figura 20 muestra los componentes del sistema de puesta a tierra. El sistema de puesta a tierra de la subestación Portoviejo 1 presenta las siguientes características:

- Todos las estructuras metálicas y equipos se encuentran aterrizados
- Todas las estructuras presentan conductor de protección, uniones atornilladas
- El 60% de las uniones poseen óxido
- El calibre del conductor utilizado es # 1/0 AWG.

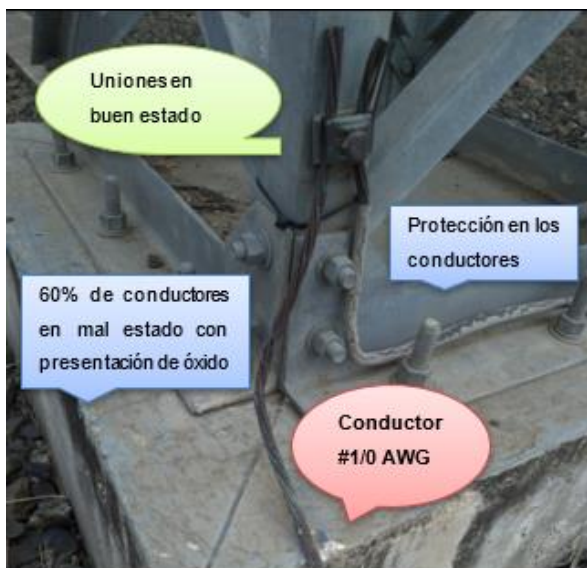
### **3.1.3 Medición de la Resistividad del terreno**

La resistividad del suelo en la subestación de Portoviejo 1 fue realizada a través del método de Werner, con la ayuda del medidor de aislación de tierras marca Metrel MI-2088, descrito en el Anexo A.

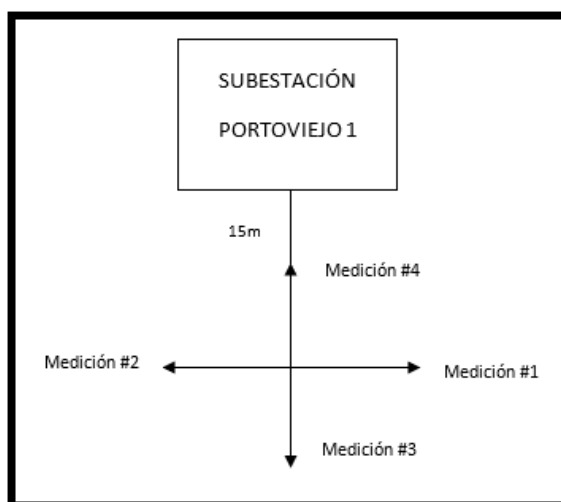
Las medidas de la resistividad del terreno se realizaron en 4 direcciones como se muestra en la figura 21, alejadas 15 m del perímetro de la malla.

**Figura 20**

Condición del aterrizado en los diferentes equipos de la Subestación Portoviejo 1

**Figura 21**

Distancia ocupada para realizar la medición de la resistividad del terreno en la S/E Portoviejo 1



Las mediciones fueron tomadas en el mes de noviembre, en un día soleado y en condiciones de humedad baja, para cada dirección tomada, se registraron 3 perfiles por medición para establecer un promedio, las picas fueron enterradas aproximadamente 25cm y separadas 4 metros entre sí, la tabla 12 muestra los valores obtenidos de resistividad del suelo.

**Tabla 12**

*Medición de la resistividad del suelo en la Subestación Eléctrica Portoviejo*

#Medición	Espacio [m]	Perfil 1		Perfil 2		Perfil 3		Resistividad Promedio
		R1 [Ω]	ρ1 [Ωm]	R2 [Ω]	ρ2 [Ωm]	R3 [Ω]	ρ3 [Ωm]	$\rho=(\rho1+\rho2+\rho3)/3$ [Ωm]
1	4	0,17	4,10	0,17	4,14	0,17	4,22	4,15
2	4	0,27	7	0,31	8	0,31	8	7,66
3	4	0,35	9	0,37	9,5	0,39	10	9,5
4	4	0,39	10	0,4	11	0,39	10	10,33
PROMEDIO								<b>7,9</b>

La resistividad del terreno en la Subestación Portoviejo 1 es de **8 Ωm**. Este valor indica una resistividad del terreno baja, debido a un cambio de tierra y mejoras al terreno con sales, que la subestación tuvo hace pocos meses por un mantenimiento realizado por la CNEL UN Manabí.

### 3.1.4 Medición de la Resistencia de Puesta a Tierra: Método de la Pendiente

Para la medición de la resistencia de puesta a tierra, se utilizó una variación del método de caída de potencial, recomendado para sistemas de tierra complejos como subestaciones, el método a ser empleado es:

- El método de la pendiente

Las mediciones de campo se realizaron con el instrumento de medida: Metrel Earth Insulation Tester MI-2088, con el cual se determinará la resistencia total de puesta a tierra de la malla (Fig. 22).

El método de la pendiente es una variación del método de caída de potencial, se acomoda a las características de la subestación y muestra resultados satisfactorios tanto en casos prácticos como teóricos.

**Tabla 13**

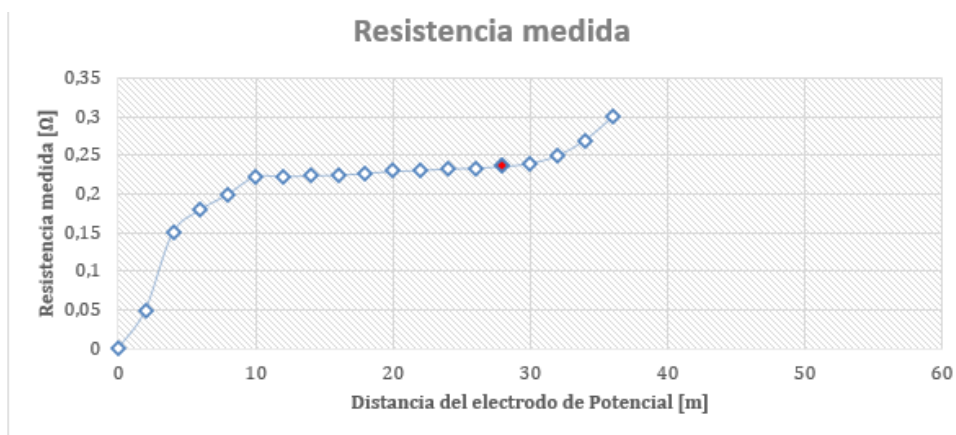
*Resistencia medida de la malla de tierra en la Subestación Eléctrica Portoviejo 1*

Resistencia de tierra	Distancia entre electrodos [m]		Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Resistencia Promedio
	DC	DP	R [Ω]	R' [Ω]	R'' [Ω]	(R+R'+R'') /3 [Ω]
	R1	50	10	0,22	0,23	0,22
R2	50	20	0,24	0,23	0,24	0,23
R3	50	30	0,23	0,25	0,26	0,24
Resistencia Real	50	29	0,22	0,23	0,24	0,23

Para obtener el valor de la resistencia se desconectó brevemente la puesta a tierra de las uniones, se logró hacer esta maniobra en un mantenimiento a las protecciones y aisladores de las líneas de transmisión que se dio a la Subestación por parte de la CNEL UN Manabí.

**Figura 22**

Resistencia obtenida por el método de la pendiente en la Subestación Portoviejo 1



El valor obtenido de la resistencia de la tierra en la subestación es de **0,23 Ω** observando claramente en la figura 22 que el valor donde la curva se mantiene estable es a los 29 metros aproximadamente.

### 3.2 Subestación Eléctrica Manta 3

#### 3.2.1 Descripción de la Subestación Manta 3

La subestación eléctrica Manta 3 con niveles de tensión de 69KV/13,8KV, se encuentra en la ciudad de Manta, provincia de Manabí, Ecuador.

Esta subestación cuenta con 1 transformador de potencia de 25 MVA.

La subestación Manta 3, tiene 4 alimentadores de distribución y parten 2 líneas de subtransmisión que llegan a las diferentes Subestaciones de CNEL Manabí, que son:

- L/ST Manta 3- Manta 4, que llega a la S/E Manta 4 de 69/13,8 KV
- L/ST Manta 3- Montecristi 2, que llega a la S/E Montecristi 2 de 69/13,8 KV

La tabla 14 describe la conexión existente entre las líneas que se encuentran en la subestación.



**Tabla 14**

*Líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV de la Subestación Manta 3*

<b>Línea de Subtransmisión</b>	<b>Condición Actual</b>
Manta 3 - Manta 4	Abierta
Manta 3 – Montecristi 2	Cerrada

Cuenta con los siguientes equipos:

**Tabla 15**

*Equipos Electromecánicos en la S/E Manta 3*

<b>Equipos</b>	<b>Cantidad</b>
Interruptor SF6	1
Interruptor en vacío	1
TC	9
TP	3

### **3.2.2 Condición actual del sistema de puesta a tierra**

La subestación Manta 3 cuenta con un castillo de 69 KV donde se encuentra el transformador de potencia, el terreno es suelo pedregoso, se realizó un recorrido por la subestación (Fig. 23) donde se encontró que:

- Todos las estructuras metálicas y equipos se encuentran aterrizados
- El 40% de las uniones presentan óxido en ellas
- No todos los conductores poseen el respectivo cable de protección
- Calibre del conductor utilizado es # 1/0 AWG.

### 3.2.3 Medición de la Resistividad del terreno

La resistividad del suelo en la subestación de Manta 3 fue realizada a través del método de Werner, con la ayuda del medidor de aislación de tierras marca Metrel MI-2088, descrito en el Anexo A.

Las medidas de la resistividad del terreno se realizaron en 4 direcciones como se muestra en la figura 24, alejadas 12 m del perímetro de la malla.

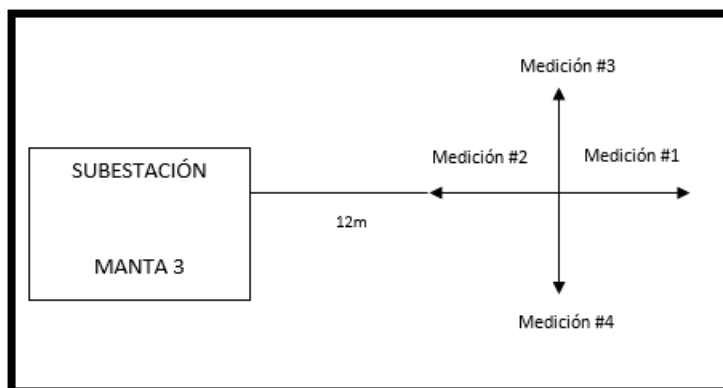
#### **Figura 23**

Condición del aterrizado en las torres de la Subestación Manta 3



#### **Figura 24**

Medición de la Resistividad del terreno en la S/E Manta 3



Las mediciones fueron tomadas en el mes de enero, en operaciones de mantenimiento de la subestación organizada por la CNEL UN Manabí y en condiciones de humedad baja, para cada dirección tomada se registraron 3 perfiles por medición para establecer un promedio, las picas fueron enterradas aproximadamente 25cm y separadas 4m entre sí, la tabla 16 muestra los valores obtenidos de resistividad del suelo:

**Tabla 16**

*Medida de la resistividad del suelo en la subestación Manta 3*

#Medición	Espacio [m]	Perfil 1		Perfil 2		Perfil 3		Resistividad Promedio
		R1 [Ω]	ρ1 [Ωm]	R2 [Ω]	ρ2 [Ωm]	R3 [Ω]	ρ3 [Ωm]	$\rho=(\rho1+\rho2+\rho3) /3$ [Ωm]
1	4	4	100,53	4	100,5	4,5	113,09	104,706
2	4	3	75,39	2	50,26	5	125,66	83,77
3	4	3	75,39	2	50,26	3	75,39	67,01
4	4	4	100,53	5	125,66	5	125,66	117,28
<b>PROMEDIO</b>								93,2

La Tabla 16 muestra la resistividad promedio del terreno en la subestación eléctrica Manta 3, obteniendo un valor de **90 Ωm** aproximadamente, es un valor típico para suelo pedregoso o arcilla compacta.

### 3.2.4 Medición de la Resistencia de Puesta a Tierra

Las mediciones se realizaron cuando la subestación estaba desenergizada, las mediciones fueron llevadas a cabo por el medidor de tierras antes descrito, haciendo uso del método de la pendiente, siendo el ideal para espacios reducidos, evitando la necesidad de utilizar largas distancias en los electrodos de prueba, interpolando la distancia correcta.

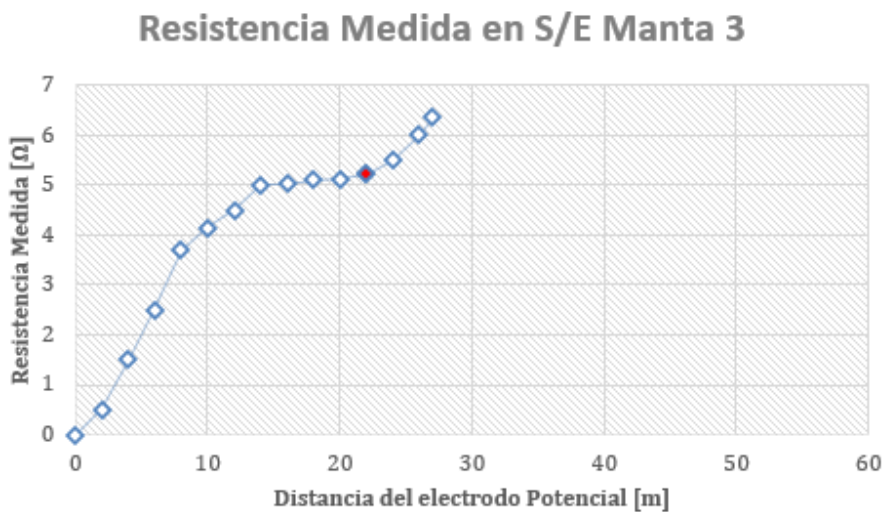
**Tabla 17**

*Resistencia de puesta a tierra en la S/E Manta 3*

Resistencia de tierra	Distancia entre electrodos [m]		Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Resistencia Promedio
	DC	DP	R [Ω]	R' [Ω]	R'' [Ω]	(R+R'+R'') / 3 [Ω]
R1	45	10	4,12	4,15	4,17	4,15
R2	45	18	4,9	5,1	5,3	5,1
R3	45	27	6,45	6,22	6,43	6,36
Resistencia Real	45	21	5,3	5,15	5,2	5,21

**Figura 25**

Resistencia real obtenida por el método de la pendiente en la Subestación Manta 3



El valor de la resistencia real de la subestación fue medido desconectando brevemente la puesta a tierra de las uniones, el personal de la CNEL UN Manabí permitió realizar la desconexión porque en ese momento la subestación se encontraba bajo mantenimiento del transformador de potencia y por lo tanto estaba desenergizada.

El valor obtenido de la resistencia de la tierra en la subestación es de **5,5  $\Omega$**  observando claramente en la figura 25 que el valor donde la curva se mantiene estable es a los 29 metros aproximadamente.

### **3.3 Subestación Eléctrica Montecristi 1**

#### **3.3.1 Descripción de la Subestación**

La subestación eléctrica Montecristi 1 con niveles de tensión de 69KV/13,8KV, se encuentra en la ciudad de Montecristi, provincia de Manabí, Ecuador.

Esta subestación cuenta con 1 transformador de potencia de 10 a 12,5 MVA y un transformador de Potencia de 2,5 a 2,8 MVA, el cual está desconectado de la red.

La subestación Montecristi 1 tiene 3 alimentadores de distribución y parten 4 líneas de subtransmisión que llegan a las diferentes Subestaciones de CNEL Manabí, que son:

- L/ST Montecristi 1- El Café, que llega a la S/E El Café de 69/13,8 kV
- L/ST Montecristi 1 - Montecristi 2, que llega a la S/E Montecristi 2 de 69/13,8 kV.
- L/ST Montecristi 1 – Montecristi SNI, que llega a la S/E Montecristi de 138/69/13,8 Kv.
- L/ST Montecristi 1 – Manta 2, que llega a la S/E Manta 2 de 69/13,8 KV.

**Tabla 18**

*Líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV de la S/E Montecristi 1*

<b>Línea de Subtransmisión</b>	<b>Condición Actual</b>
Montecristi 1- El Café	Cerrada
Montecristi 1 - Montecristi 2	Cerrada
Montecristi 1 – Montecristi SNI	Cerrada
Montecristi 1 – Manta 2	Abierta

Cuenta con los siguientes equipos:

**Tabla 19**

*Equipos electromecánicos en la S/E Manta 3*

<b>Equipos</b>	<b>Cantidad</b>
Interruptor SF6	2
TC	12
TP	3

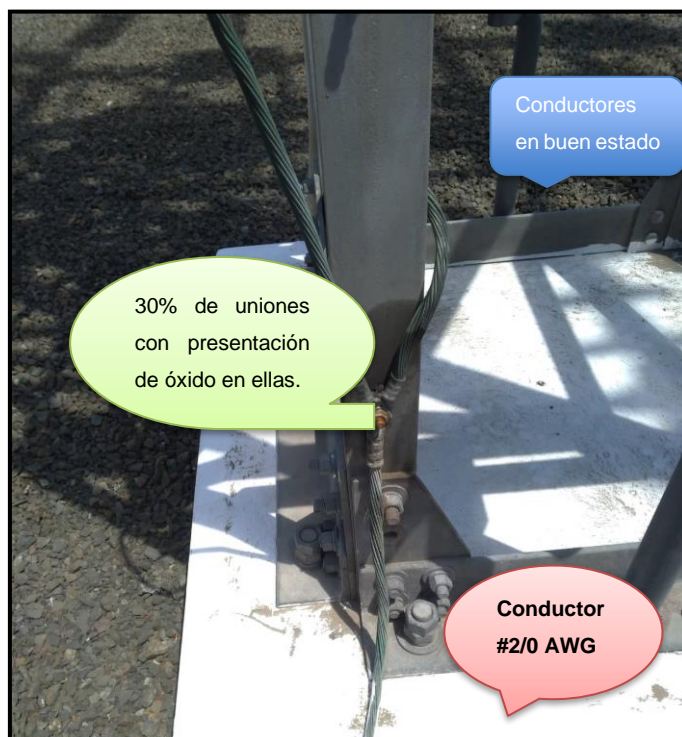
### **3.3.2 Condición Actual del Sistema de Puesta a Tierra**

Para el análisis del sistema actual, se realizó un recorrido por la subestación, observando los componentes del sistema de puesta a tierra. El sistema de puesta a tierra de la subestación Montecristi 1 presenta las siguientes características:

- Todos las estructuras metálicas y equipos se encuentran aterrizados y con uniones atornilladas
- No todos los conductores poseen su cable de protección
- El 30% de las uniones presentan óxido.
- El calibre del conductor utilizado es # 2/0 AWG.

**Figura 26**

Condición del aterrizado en los diferentes equipos de la Subestación Montecristi 1

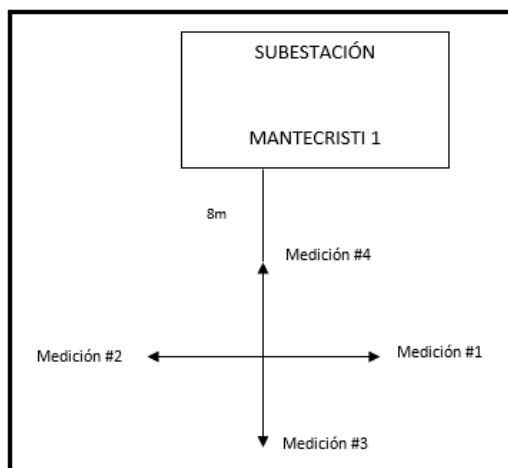
**3.3.3 Medición de la Resistividad del terreno**

La resistividad del suelo en la subestación de Montecristi 1 fue realizada a través del método de Werner, con la ayuda del medidor de aislación de tierras marca Metrel MI-2088, descrito en el Anexo A.

Las medidas de la resistividad del terreno se realizaron en 4 direcciones como se muestra en la figura 27, alejadas 8 m del perímetro de la malla.

**Figura 27**

Medición de la resistividad del terreno en la S/E Montecristi 1



Las mediciones fueron tomadas en el mes de enero, en un día soleado y en condiciones de humedad baja, para cada dirección tomada se registraron 3 perfiles por medición para establecer un promedio, las picas fueron enterradas aproximadamente 25cm, con separación de 4 metros entre los electrodos de prueba, la tabla 20 muestra los valores obtenidos de resistividad del suelo.

**Tabla 20**

*Medidas de la resistividad del suelo en la Subestación Eléctrica Montecristi 1*

#Medición	Espacio [m]	Perfil 1		Perfil 2		Perfil 3		Resistividad Promedio $\rho=(\rho_1+\rho_2+\rho_3) / 3$ [ $\Omega$ m]
		R1 [ $\Omega$ ]	$\rho_1$ [ $\Omega$ m]	R2 [ $\Omega$ ]	$\rho_2$ [ $\Omega$ m]	R3 [ $\Omega$ ]	$\rho_3$ [ $\Omega$ m]	
1	4	0,35	9	0,39	10	0,43	11	10
2	4	0,12	3	0,16	4	0,12	3	10
3	4	0,32	8	0,43	11	0,32	8	9
4	4	0,43	11	0,6	15	0,47	12	12,6
<b>PROMEDIO</b>								10,4



La resistencia obtenida en la S/E Montecristi 1 se detalla en la tabla 20, obteniendo un valor de 10  $\Omega$ m, indicando una resistividad baja, debido a cambio de suelo hecho hace pocos meses en la subestación, y añadiduras de sal realizadas por la CNEL UN Manabí.

### 3.3.4 Medición de la Resistencia de puesta a Tierra

Para la medición de la malla de puesta a tierra que se tiene en la subestación se utilizó el método de la pendiente, método recomendado para sistemas de tierra complejos como subestaciones.

Para la medición de la resistencia se desconectó el conductor de la subestación para tener una mejor medición de la malla.

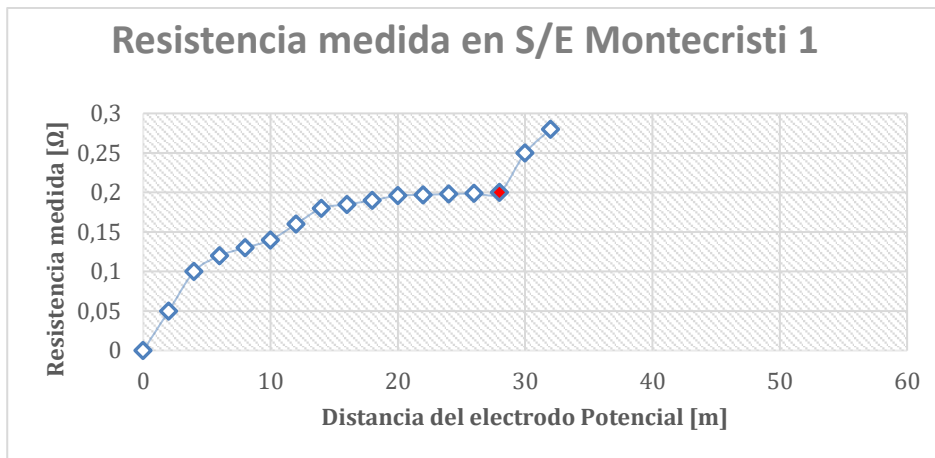
**Tabla 21**

*Resistencia medida de la malla de tierra en la Subestación Eléctrica Montecristi 1*

Resistencia de tierra	Distancia entre electrodos [m]		Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Resistencia Promedio (R+R'+R'') /3 [ $\Omega$ ]
	DC	DP	R [ $\Omega$ ]	R' [ $\Omega$ ]	R'' [ $\Omega$ ]	
R1	50	10	0,13	0,15	0,14	0,14
R2	50	20	0,19	0,2	0,2	0,196
R3	50	30	0,25	0,27	0,24	0,25
<b>Resistencia Real</b>	<b>50</b>	<b>28</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>

**Figura 28**

Resistencia de puesta a tierra de la S/E Montecristi 1



La figura 28 muestra la resistencia real de la S/E Montecristi 1, la sección en donde la curva se estabiliza es a los 28m del electrodo potencial con referencia al electrodo auxiliar de la malla medida, dando un valor de resistencia de **0,2 Ω**.

### 3.4 Parámetros técnicos de las Subestaciones Eléctricas de 69/13,8 kV.

La recopilación de los datos técnicos como esquema unifilar del sistema de subtransmisión, el equivalente Thevenin a nivel de 69 KV, impedancia de líneas de subtransmisión, impedancias de los transformadores de potencia de cada una de las subestaciones, demandas actuales servicio eléctrico, entre otros parámetros técnicos y estadísticos, son proporcionados por parte de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) EP Unidad de Negocio Manabí. Los puntos del equivalente Thevenin conectado al SNI se detalla en la tabla 22 y 23, de Portoviejo 4 Esquinas y Montecristi, puntos en los cuales las subestaciones en estudio se encuentran conectadas.

**Tabla 22***Equivalente Thevenin a nivel de 69 KV de Portoviejo SNI*

PORTOVIEJO SNI	Nivel Bajo de fallas		Nivel Alto de fallas	
	Potencia	X/R	Potencia	X/R
Trifásico	810,6 MVA	12,8	810,6 MVA	12,8
Monofásico	90,9 MVA	12,73	90,9 MVA	12,73

*Nota:* Los datos técnicos fueron obtenidos en el departamento de planificación de la (CNEL UN MANABÍ, 2019).

**Tabla 23***Equivalente Thevenin a nivel de 69 KV de Montecristi SNI*

MONTECRISTI SNI	Nivel Bajo de fallas		Nivel Alto de fallas	
	Potencia	X/R	Potencia	X/R
Trifásico	664,3 MVA	19,75	664,3 MVA	19,75
Monofásico	81,3 MVA	19,45	81,3 MVA	19,45

*Nota:* Los datos técnicos fueron obtenidos en el departamento de planificación de la (CNEL UN MANABÍ, 2019).

Los datos de las líneas de subtransmisión que parten de las diferentes subestaciones son proporcionados por la CNEL UN Manabí, la información es obtenida de datos de campo, tipo de estructura, altura en la que se encuentra instalada, tipo y calibre del conductor utilizado en el montaje de la línea, por lo tanto todos los datos son considerados como reales, para realizar estudio de flujo de potencia, cortocircuito, la tabla 24 detalla los parámetros técnicos reales a utilizar para la posterior simulación.

**Tabla 24**

*Parámetros técnicos de las líneas asociadas a la S/E Portoviejo 1*

<b>Línea de Subtransmisión</b>	<b>Vn [KV]</b>	<b>Longitud [Km]</b>	<b>Calibre del Conductor</b>	<b>Neutro [Kcmil]</b>
Portoviejo 1 - 4 Esquinas Doble Terna	69	5,52	500 MCM Al. 5005	115,6 AW
Portoviejo 1 - Río de Oro	69	9,1	504 MCM ACAR	115,6 AW
Portoviejo 1 - Montecristi	69	14,36	504 MCM ACAR	115,6 AW
Portoviejo 1 – Rocafuerte	69	20,02	266,8 MCM ACSR	115,6 AW
Portoviejo 1 – Playa Prieta	69	17,35	281 MCM AAAC	115,6 AW

*Nota:* Los datos técnicos fueron obtenidos en el departamento de planificación de la (CNEL UN MANABÍ, 2019).

La Subestación Portoviejo 1, la subestación Manta 3 y la subestación Montecristi 1, se encuentra interconectada a nivel de 69 KV con diferentes subestaciones, detalladas a continuación:

#### **Subestación Portoviejo 1:**

- S/E Portoviejo 1, 2 transformadores de potencia de 16/20 MVA y un transformador de potencia de 12/16 MVA.
- S/E Río de Oro, un transformador de potencia de 10/12,5 MVA.
- S/E Rocafuerte, un transformador de potencia de 5 MVA.
- S/E Montecristi Golf, un transformador de potencia de 6,5 MVA
- S/E Playa Prieta, un transformador de potencia de 10/12,5 MVA

**Subestación Manta 3:**

- S/E Montecristi 2, un transformador de potencia de 16/20 MVA.
- S/E Manta 4, un transformador de potencia 16/20 MVA.
- S/E Manta 3, un transformador de potencia de 20/25 MVA.

**Subestación Montecristi 1:**

- S/E Manta 1, 2 transformadores de potencia de 20/25 MVA, un transformador de potencia de 16/20 MVA.
- S/E Montecristi 2, un transformador de potencia de 16/20 MVA.
- S/E El café, un transformador de potencia de 10/12,5 MVA.

**Tabla 25***Líneas de Subtransmisión de Montecristi SNI*

<b>Línea de Subtransmisión</b>	<b>Vn [KV]</b>	<b>Longitud [Km]</b>	<b>Calibre del Conductor</b>	<b>Neutro [Kcmil]</b>
Montecristi 1 – Montecristi SNI	69	0,47	500 MCM ACAR	115,6 AW
Montecristi 1 – Montecristi 2	69	2,8	500 MCM ACAR	115,6 AW
Manta 3 – Manta 4	69	1	500 MCM ACAR	115,6 AW
Montecristi SNI - Manta 1	69	10,53	500 MCM ACAR	115,6 AW
Manta 1 – Manta 4	69	5,9	500 MCM ACAR	115,6 AW

*Nota:* Los datos técnicos fueron obtenidos en el departamento de planificación de la (CNEL UN MANABÍ, 2019).

Las características técnicas de los transformadores se detallan en la tabla 26:

**Tabla 26***Características técnicas de transformadores pertenecientes a la CNEL UN Manabí*

<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>Potencia Nominal [MVA]</b>	<b>Voltaje Primario [KV]</b>	<b>Voltaje Secundario [KV]</b>	<b>Conexión</b>	<b>TAP</b>	<b>Z%</b>
Portoviejo 1	16 / 20	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	8
Portoviejo 1	16 / 20	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	8
Portoviejo 1	12 / 16	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	6,95
Rocafuerte	5	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	6,92
Playa Prieta	10 / 12,5	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	6,4
Montecristi Golf	6,5	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	8
Río de Oro	10 / 12,5	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	9,4
Manta 3	20 / 25	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	10
Montecristi 2	16 / 20	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	8,35
Manta 4	16 / 20	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	7,1
El Café	10 / 12,5	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	8,54
Montecristi 1	10 / 12,5	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	7,56
Manta 1	20 / 25	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	7,89
Manta 1	20 / 25	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	7,89
Manta 1	16 / 20	69	13,8	Dyn1	$\pm 2$ $\times 2,5\%$	7,89

*Nota:* Los datos técnicos fueron obtenidos en el departamento de planificación de la (CNEL UN MANABÍ, 2019).

Para los estudios de la demanda máxima, la CNEL UN Manabí, analiza las mediciones anuales de los valores de demanda mínima, media y máxima coincidente, los horarios de demanda están dado por horario base (22:00-07:00, 9 horas), medio (07:00-18:00, 11 horas) y punta (18:00-22:00, 4 horas), la tabla 15 muestra los datos obtenidos del mes de noviembre del 2019, de los alimentadores conectados a las diferentes subestaciones.

**Tabla 27**  
*Demanda máxima coincidente CNEL UN Manabí*

Subestación	Transformador [MVA]	Demanda máxima Coincidente			Demanda máxima coincidente		
		Hora Base [MW]	Hora Media [MW]	Hora Punta [MW]	Hora Base [Mvar]	Hora Media [Mvar]	Hora Punta [Mvar]
Portoviejo 1	16 / 20	6,38	7,93	6,97	2,05	2,4	2,2
Portoviejo 1	16 / 20	10,74	13,02	11,54	1,2	1,27	1,26
Portoviejo 1	12 / 16	6,6	9,46	7,61	3,58	3,83	3,73
Rocafuerte	5	3,06	3,45	3,45	1,26	1,33	1,25
Rio de Oro	10 / 12,5	1,37	1,97	1,65	0,60	0,72	0,70
Playa Prieta	10 / 12,5	3,17	4,22	4,9	1,37	1,57	1,97
Montecristi 1	10 / 12,5	7,42	7,38	8,34	6,12	5,77	6,48
El Café	10 / 12,5	4,24	4,15	4,27	0,84	0,93	0,9
Montecristi 2	16 / 20	13,47	15,01	14,89	4,38	4,18	4,53
Manta 1	20 / 25	2,61	4,57	2,85	0,39	0,62	0,46
Manta 1	20 / 25	13,3	14,6	14,18	3,79	4,12	4,08
Manta 1	16 / 20	9,58	11,18	9,75	2,42	2,69	2,49
Manta 3	20 / 25	17,12	18,05	18,98	4,85	5,35	5,21
Manta 4	16 / 20	13,47	15,01	14,89	4,38	4,18	4,53

*Nota:* Los datos técnicos fueron obtenidos en el departamento de planificación de la (CNEL UN MANABÍ, 2019).

## CAPÍTULO IV

### **SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL UN MANABÍ**

El presente capítulo se realizó la modelación del sistema de subtransmisión con entrada de 69kV y salida de 13,8 kV de las subestaciones eléctricas en estudio, se realiza el flujo de potencia, el cálculo de las corrientes de cortocircuito en las barras en estudio y la simulación de los sistemas de puesta a tierra.

#### **4.1 Simulación del Flujo de Potencia mediante software ETAP 16.0**

Con la ayuda del software ETAP se desarrolla el flujo de carga del sistema de potencia en estudio, para evaluar el desempeño de la red en estado estacionario bajo las condiciones actuales del sistema.

El sistema de subtransmisión a evaluar está conformado por las subestaciones antes mencionadas, de las cuales se muestra los límites de voltaje con las que trabaja el sistema, en sistemas de subtransmisión a nivel de 69 kV, el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) en su regulación 005-18 de Calidad del Producto, decreta que en los mencionados sistemas de nivel de voltaje se debe respetar en forma continua un margen de  $\pm 5\%$  el voltaje nominal.

Con la demanda actual, la tabla 28 y 29 muestra el porcentaje de voltaje en las diferentes barras del sistema, para mayor detalle del flujo de potencia del sistema, revisar el Apéndice B.



**Tabla 28***Voltaje en barras con demanda actual, Portoviejo SNI*

<b>Bus ID</b>	<b>Nominal kV</b>	<b>Voltaje %</b>
S/E Portoviejo 1 AV	69	99,68
S/E Rocafuerte AV	69	98,77
S/E Rocafuerte BV	13,8	96,51
S/E Río de Oro AV	69	99,58
S/E Montecristi AV	69	99,58
S/E Portoviejo 1 BV	13,8	97,71
S/E Portoviejo 1 BV	13,8	98,54
S/E Portoviejo BV	13,8	97,79
S/E Río de Oro BV	13,8	98,96
S/E Montecristi BV	13,8	98,4

**Tabla 29***Voltaje en barras con demanda actual, Montecristi SNI*

<b>Bus ID</b>	<b>Nominal kV</b>	<b>Voltaje %</b>
Manta 1 BV	13,8	96,14
Manta 3 AV	69	98,92
Manta 3 BV	13,8	96,28
Manta 4 AV	69	97
Manta 4 BV	13,8	95,14
Montecristi	69	100
Montecristi 1 BV	13,8	97,56
Montecristi 1 Castillo	69	99,92
Montecristi 2 AV	69	99,5
Montecristi 2 BV	13,8	98,1
S/E El Café AV	69	99,9
S/E El Café BV	13,8	99,02
S/E Manta 1	13,8	97,34
S/E Manta 1 AV	69	97,47
S/E Manta 1 BV	13,8	97,19
S/E Manta 1 Bv	13,8	95,89
S/E Montecristi 1 AV	69	99,97

Al evaluar el flujo de potencia, se muestra que el voltaje en las diferentes barras del sistema a 69 kV, si cumplen la regulación, y a un potencial de 13,8 kV para salidas de distribución todas las barras satisfacen los requerimientos de la Regulación 005-18 de ARCONEL.

## **4.2 Simulación de Corrientes de Cortocircuito mediante software ETAP 16.0**

Para el diseño de las mallas no se consideran las impedancias del sistema y de los cables, el software produce sus casos de estudios a través de corrientes de cortocircuito por lo que es conveniente realizar la simulación de corriente de cortocircuito del sistema de transmisión y distribución.

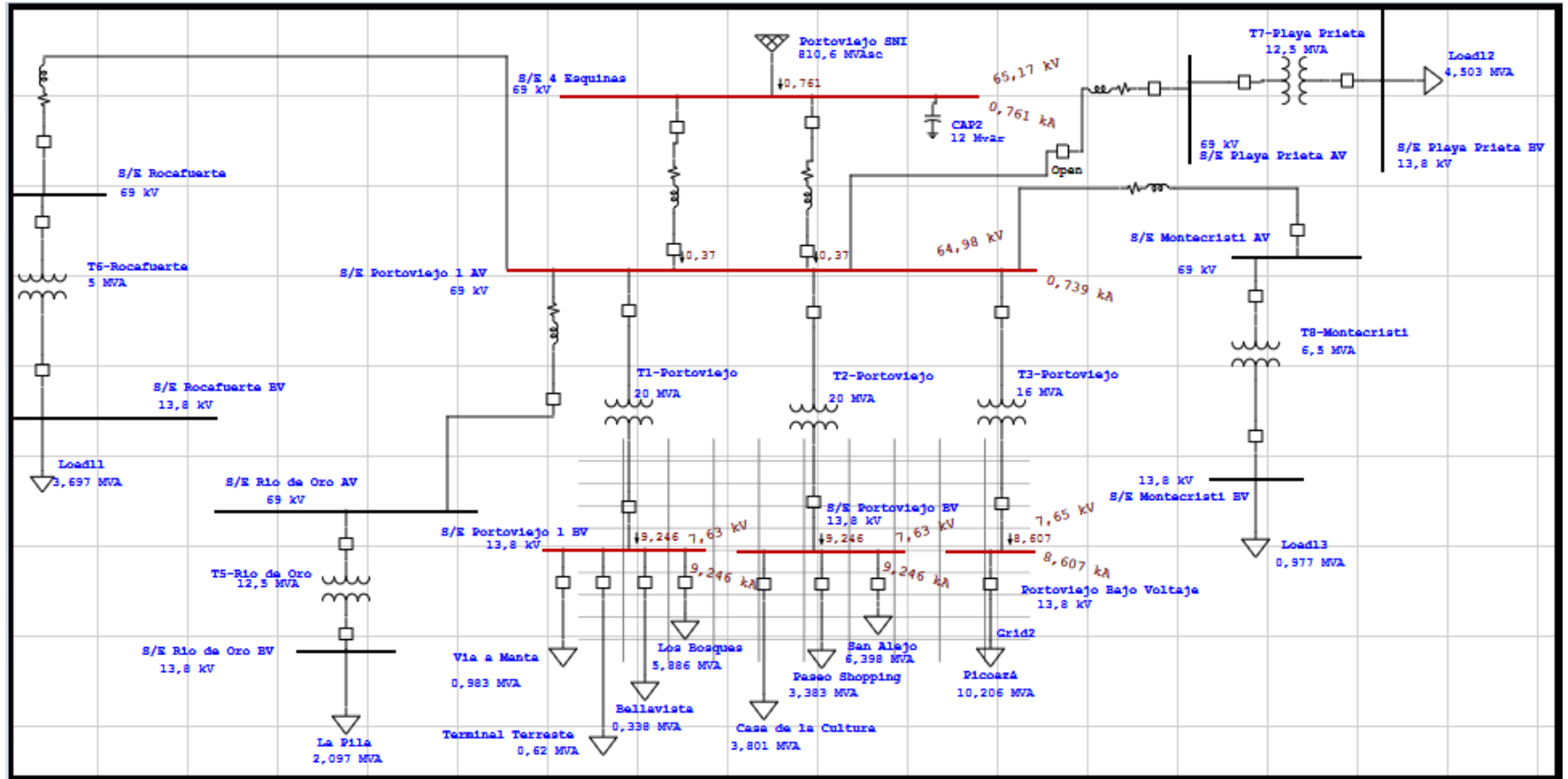
### **4.2.1 Modelación del sistema de Subtransmisión de la Subestación Portoviejo 1**

La subestación Portoviejo 1 de 69/138kV se alimenta desde la S/E Portoviejo SNI 138/69kV, como se muestra en la figura 29. Se utiliza el software ETAP 16.0 para realizar el modelado de la red, además de calcular la máxima corriente de cortocircuito, en la barra de alta y baja tensión de la subestación utilizando la norma Estándar IEC 60909, incluida en las extensiones del software.

De la figura 29, la corriente máxima de cortocircuito en las barras de la subestación de Portoviejo 1 de 69/13,8 kV es de 9,246 kA. La modelación de la malla de puesta a tierra se verificará utilizando el software.

Figura 29

Red Eléctrica de Subestación Portoviejo 1 en software ETAP



#### **4.2.2 Modelación del sistema de subtransmisión de la Subestación Manta 3**

La subestación Manta 3 de 69/138kV se alimenta desde la S/E Montecristi SNI 138/69kV, como se muestra en la figura 30. Se utiliza el software ETAP 16.0 para realizar el modelado de la red, además de calcular la máxima corriente de cortocircuito, en la barra de alta y baja tensión de la subestación utilizando la norma Estándar IEC 60909, incluida en las extensiones del software.

De la figura 30, la corriente máxima de cortocircuito en las barras de la subestación de Manta 3 de 69/13,8 kV es de 8,298 kA. La modelación de la malla de puesta a tierra se verificará utilizando el software.

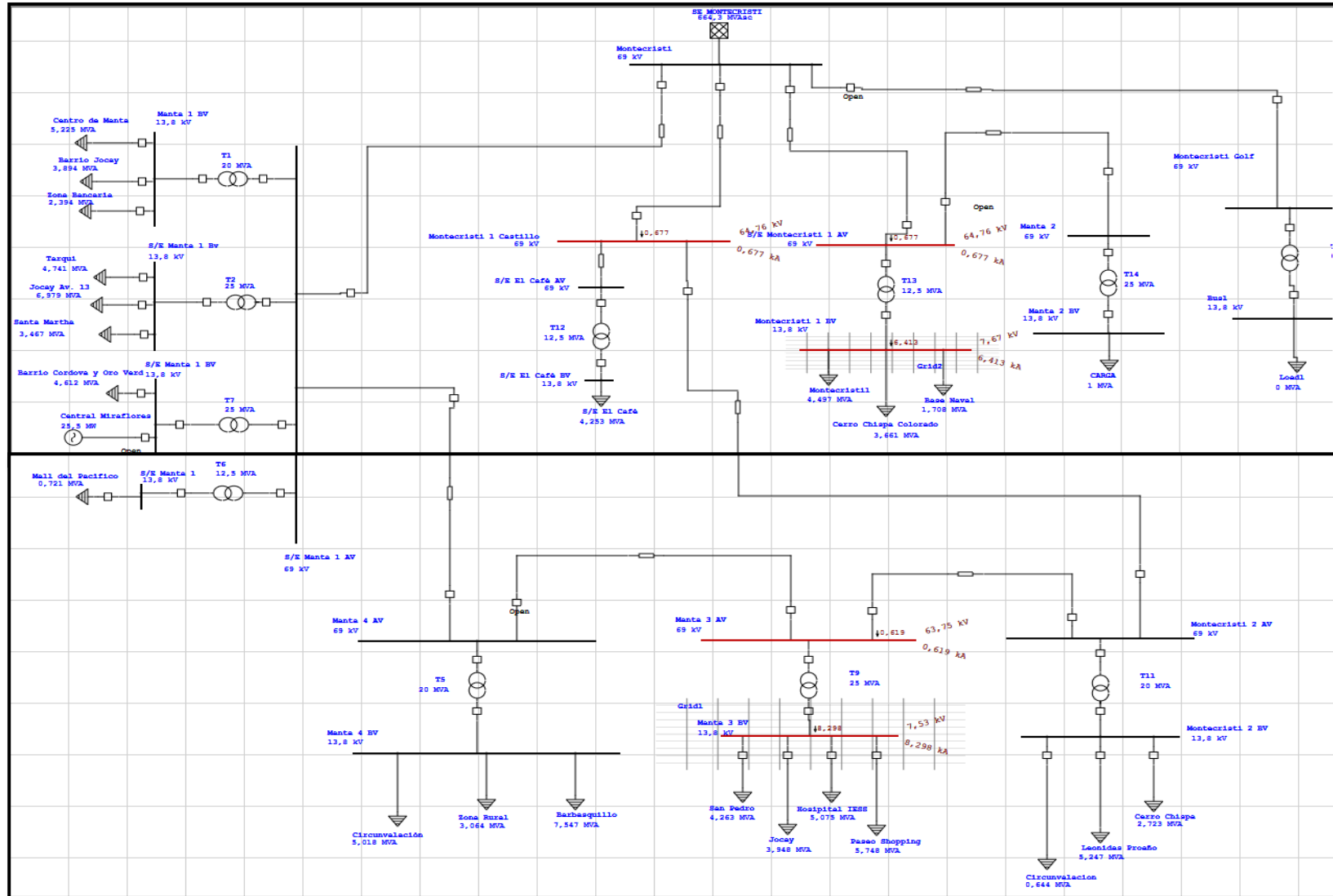
#### **4.2.3 Modelación del sistema de subtransmisión de la Subestación Montecristi 1**

La subestación Montecristi 1 de 69/138kV se alimenta desde la S/E Montecristi SNI 138/69kV, como se muestra en la figura 30. Se utiliza el software ETAP 16.0 para realizar el modelado de la red, además de calcular la máxima corriente de cortocircuito, en la barra de alta y baja tensión de la subestación utilizando la norma Estándar IEC 60909, incluida en las extensiones del software.

De la figura 30, la corriente máxima de cortocircuito en las barras de la subestación de Montecristi 1 de 69/13,8 kV es de 6,413 kA. La modelación de la malla de puesta a tierra se verificará utilizando el software.

Figura 30

Red Eléctrica de subestaciones Manta 3 y Montecristi 1



### **4.3 Simulación del SPT mediante software ETAP 16.00**

#### **4.3.1. Simulación de la Malla de la Subestación Portoviejo 1 por el Método IEEE.**

Los parámetros de la malla son generados en el software ETAP 16 después de la simulación, en el apéndice D se muestran todos los datos de entrada y constantes que son usados para el diseño de la malla, como los datos del suelo, material constante, datos del electrodo, configuración de la malla y costo del diseño.

Los datos de entrada utilizados, son recolectados de cada subestación y los medidos en campo, no se cuenta con el arreglo exacto de la malla debido a que la CNEL UN Manabí no cuenta con los planos del diseño de la malla, los cuales se perdieron en el terremoto del 2016 que perjudicó a las provincias de Manabí y Esmeraldas.

Para la simulación del arreglo de la malla se optó por una malla cuadrículada la cual tiene el perímetro de los 3 castillos con los que cuenta la Subestación, 2 castillos de 69kV y 1 castillo de 13,8kV, la malla cuenta con electrodos a lo largo del perímetro de la malla.

El módulo de sistema de puesta a tierra en ETAP 16 tiene la posibilidad de calcular 3 métodos usando IEEE 80-2000 y cada uno genera diferentes parámetros, explicados en el capítulo 2. Aquí se muestra el diseño del arreglo de la malla de la subestación Portoviejo 1 69/13,8 kV, con una corriente de cortocircuito de 9,246kA.

La tabla 30 muestra los parámetros de entrada de la puesta a tierra sobre el cual cada modelo fue realizado. Muestra los datos del arreglo de la malla para una simulación normal, número optimizado de conductores y número optimizado de picas y conductores.

Las figuras 32, 33 y 34 muestran los resultados de cada simulación.

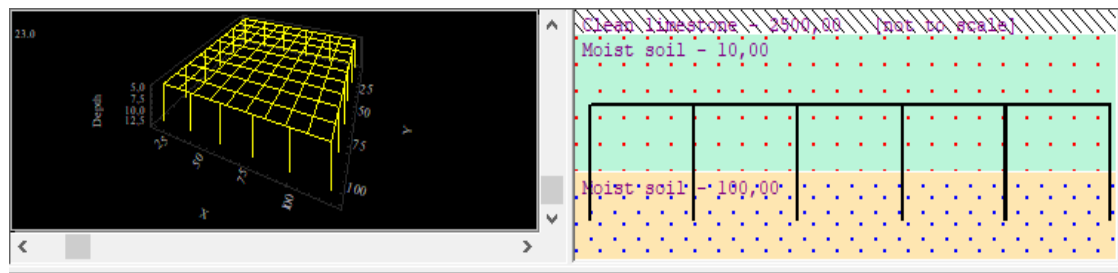
**Tabla 30**

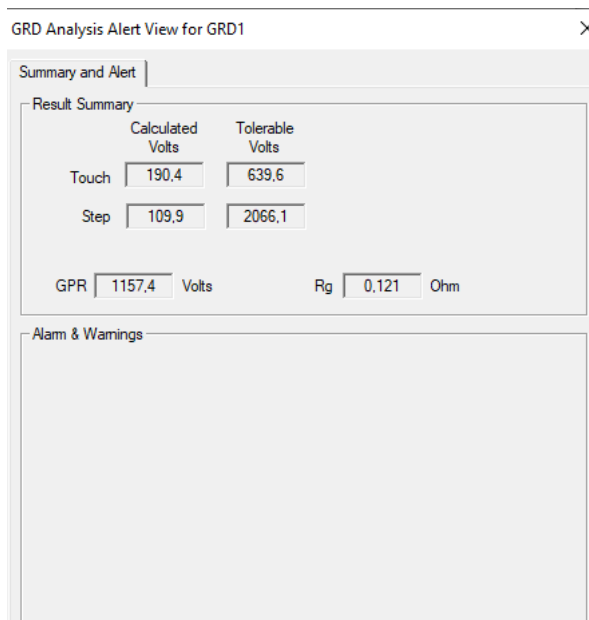
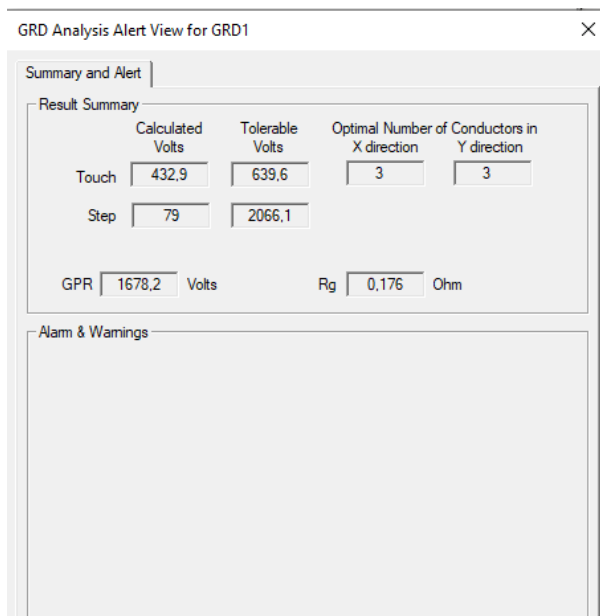
*Arreglo de la malla de tierra para simulación normal, número optimizado de conductores y número optimizado de picas y conductores.*

Parámetros	Configuración de la malla para simulación normal	Configuración de la malla para número optimizado de conductores	Configuración de la malla para número optimizado de conductores y picas
Profundidad de conductores (m)	1,5	1,5	1,5
Longitud de la malla (m)	<b>Lx</b> 30	30	30
	<b>Ly</b> 30	30	30
N° de conductores	<b>X</b> 10	3	3
	<b>Y</b> 10	3	3
N° total de conductores	20	6	4
Tipo de Conductor	Cobre, recocido suave estirado, 1/0 AWG	Cobre, recocido suave estirado, 1/0 AWG	Cobre, recocido suave estirado, 1/0 AWG
N° de electrodos	20	20	20
Longitud de electrodo (m)	2.5	2.5	2.5
Diámetro del electrodo (cm)	1,9	1,9	1,9
Resistencia de la tierra	0,121	0,176	0,188
Costo total del diseño	\$1020,00	\$334,00	\$302

**Figura 31**

*Sistema de puesta a tierra de Portoviejo 1 con diferentes simulaciones.*

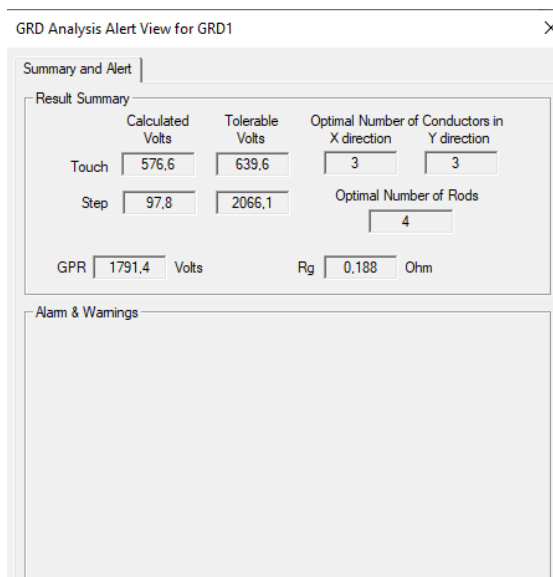


**Figura 32***Simulación Normal***Figura 33***Simulación con número optimizado de conductores.*



**Figura 34**

*Configuración de la malla con número optimizado de conductores y picas.*



Se simuló una malla que cuenta con un área cuadrada de  $900 \text{ m}^2$ , siendo este el área aproximada en la que se encuentran los 3 castillos con los que cuenta la subestación, teniendo en cuenta estos datos, se simuló aplicando el método IEEE para un número total de 20 conductores y 20 electrodos, dando como resultado la resistencia total de tierra de la subestación con un valor de  $0,121 \Omega$ , el cual se encuentra aceptable bajo los estándares permitidos por la norma IEEE 80-2000 para subestaciones, la malla simulada presenta un voltaje de paso de  $109,9 \text{ V}$  y un voltaje de toque de  $190,4 \text{ V}$ , los cuales no exceden el valor límite tolerable de voltaje de la malla con una inversión en materiales de  $\$1020,00 \text{ USD}$ .

Se simuló utilizando el método IEEE con número optimizado de conductores, dando como resultado un número optimizado de 6 conductores, aumentando de manera mínima el valor de resistencia a  $0,176 \Omega$ , y una disminución en el valor del voltaje de paso a  $79 \text{ V}$  y un aumento en el valor de voltaje de toque a  $432,9 \text{ V}$ , todos por debajo de los valores límites tolerables de voltaje.

En última instancia se simuló utilizando el método IEEE con número optimizado de conductores y electrodos, dando como resultado un número optimizado de 6 conductores y 4 electrodos, aumentando de manera mínima el valor de resistencia total a  $0,188 \Omega$  y disminuyendo a  $97,8 \text{ V}$  el voltaje de paso y aumentando a  $576,6 \text{ V}$  el voltaje de toque, valores que se encuentran por debajo de los valores límites tolerables y de la misma manera disminuyendo los costos de inversión en materiales a  $\$302,00 \text{ USD}$ .

#### 4.3.2 Simulación de la Malla de la Subestación Portoviejo 1 por el Método FEM.

Aquí se muestra el diseño del arreglo de la malla de la subestación Portoviejo 1  $69/13,8 \text{ kV}$ , con una corriente de cortocircuito de  $9,246 \text{ kA}$ , utilizando el método de Análisis de Elementos Finitos explicado con anterioridad en el capítulo 2.

La tabla 31 muestra los parámetros de entrada de la puesta a tierra sobre el cual el modelo fue realizado.

Las figuras 36, 37 y 38 muestran los voltajes de toque, paso y absoluto después de la simulación utilizando el método FEM.

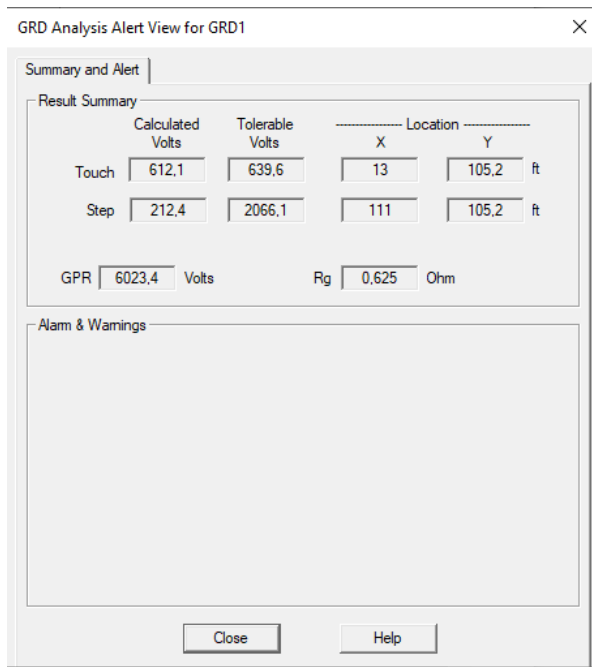
**Tabla 31**

*Parámetros de entrada método FEM*

Parámetros	FEM
Profundidad de conductores (m)	1,5
Longitud de la malla (m)	<b>Lx</b> 30
	<b>Ly</b> 30
N° de conductores	<b>X</b> 10
	<b>Y</b> 10
N° total de conductores	20
Tipo de Conductor	Cobre, recocido suave estirado, 1/0 AWG
N° de electrodos	36
Longitud de electrodo (m)	2,5
Resistencia de la tierra	0,625
Costo total del diseño	<b>\$1346,00</b>

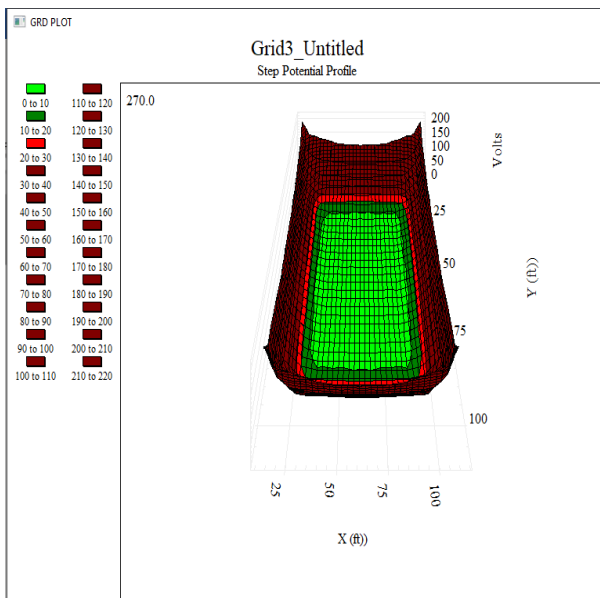
**Figura 35**

*Parámetros de salida, método FEM*



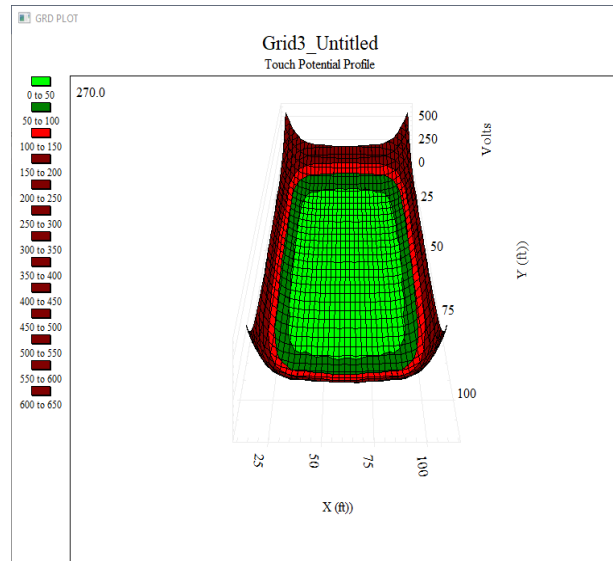
**Figura 36**

*Voltaje de paso*



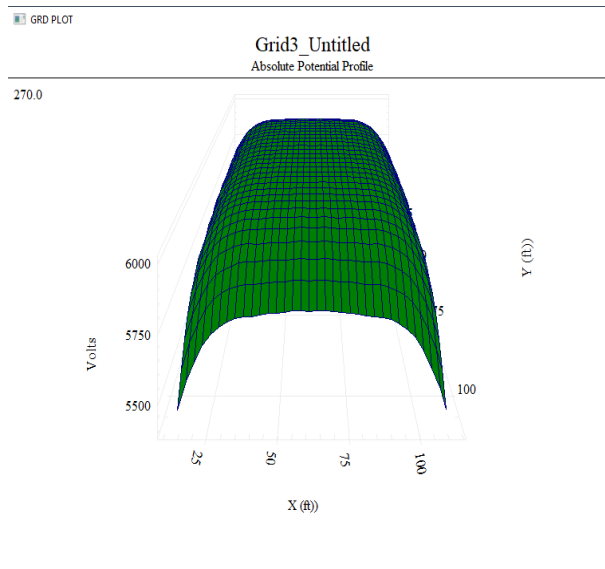
**Figura 37**

*Voltaje de Toque*



**Figura 38**

*Voltaje Absoluto*



La simulación aplicando el método FEM, se realizó con una malla de tierra con forma cuadrada que ocupa el espacio del perímetro de los 3 castillos en los cuales se encuentran las diferentes torres y equipos electromecánicos con los que trabaja la subestación, se estableció que está conformada por un número total de 20 conductores y 20 electrodos distribuidos alrededor del perímetro de la malla, dio como resultado una resistencia total de tierra con un valor de  $0.625\Omega$ , con un valor de voltaje de paso de 212,4 V y un valor de voltaje de toque de 612,1 V, valores que se encuentran por debajo de los valores límites tolerables.

Las figuras 36 y 37 muestran los perfiles de voltaje de paso y toque que experimenta la malla al tener una corriente de falla de 9,246 kA. Los gráficos muestran que la malla es capaz de resistir la corriente de falla y puede mantener un voltaje equipotencial dentro del perímetro, también se observa que al superar el límite del perímetro de la malla se experimenta un aumento de potencial de tierra que puede ser perjudicial para el personal que se encuentre fuera de este perímetro, por lo cual se concluye que se requiere de un mantenimiento que mejore las condiciones de la malla de tierra de la Subestación Portoviejo 1.

#### **4.3.3 Simulación de la Malla de la Subestación Manta 3 por el Método IEEE.**

Los parámetros de la malla son generados en el software ETAP 16 después de la simulación, en el apéndice D se muestran todos los datos de entrada y constantes que son usados para el diseño de la malla, como los datos del suelo, material constante, datos del electrodo, configuración de la malla y costo del diseño.

Para la simulación del arreglo de la malla se optó por una malla cuadrada la cual tiene el perímetro de los elementos conectados a la puesta a tierra, como las torres de transmisión y el transformador de potencia de la subestación, con electrodos a través de todo su perímetro.

El módulo de sistema de puesta a tierra en ETAP 16 tiene la posibilidad de calcular 3 métodos usando IEEE 80-2000 y cada uno genera diferentes parámetros, explicados en el capítulo 2. Aquí se muestra el diseño del arreglo de la malla de la subestación Manta 3 69/13,8 kV, con una corriente de cortocircuito de 8,298 kA.

La tabla 32 muestra los parámetros de entrada de la puesta a tierra sobre el cual cada modelo fue realizado, muestra los datos del arreglo de la malla para una simulación normal, número optimizado de conductores y número optimizado de picas y conductores. Las figuras 40, 41 y 42 son los resultados de cada simulación utilizando la Norma IEEE80-2000.

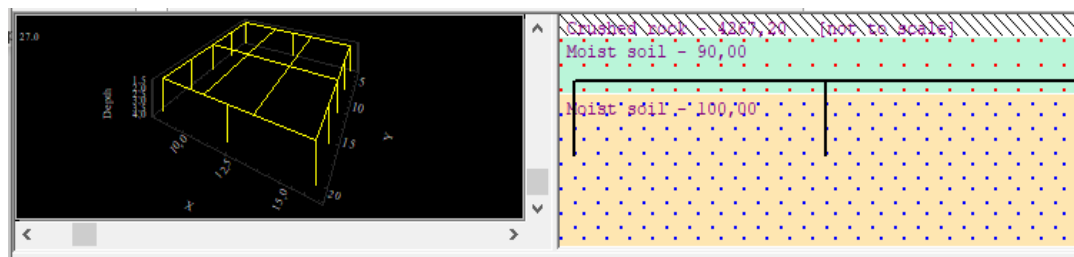
**Tabla 32**

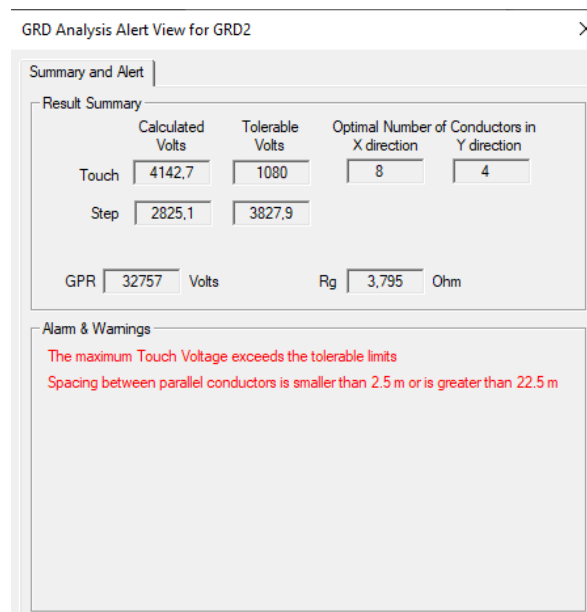
*Arreglo de la malla de tierra para simulación normal, número optimizado de conductores y número optimizado de picas y conductores.*

Parámetros	Configuración de la malla para simulación normal	Configuración de la malla para número optimizado de conductores	Configuración de la malla para número optimizado de conductores y picas
Profundidad de conductores (m)	3	3	3
Longitud de la malla (m)	<b>Lx</b> 8 <b>Ly</b> 16	8 16	8 16
N° de conductores	<b>X</b> 3 <b>Y</b> 4	8 4	7 4
N° total de conductores	7	12	11
Tipo de Conductor	Cobre, recocido suave estirado, 70 mm <sup>2</sup>	Cobre, recocido suave estirado, 70 mm <sup>2</sup>	Cobre, recocido suave estirado, 70 mm <sup>2</sup>
N° de electrodos	12	12	139
Longitud de electrodo (m)	2,5	2,5	2,5
Diámetro del electrodo (cm)	1,9	1,9	1,9
Resistencia de la tierra	3,815	3,795	4,206
Costo total del diseño	<b>\$256,00</b>	<b>\$356,00</b>	<b>\$770,00</b>

**Figura 39**

*Sistema de puesta a tierra de Manta 3 con diferentes simulaciones.*



**Figura 40***Simulación Normal***Figura 41***Simulación con número optimizado de conductores*

**Figura 42**

*Simulación con número optimizado de conductores y número optimizado de electrodos*

Result Summary				
	Calculated Volts	Tolerable Volts	Optimal Number of Conductors in	
			X direction	Y direction
Touch	1074.5	1080	4	2
Step	390.6	3827.9	Optimal Number of Rods	
			139	
GPR	28733.9	Volts	Rg	3.329 Ohm

Alarm & Warnings

Se simuló una malla que cuenta con un área cuadrada de  $128 \text{ m}^2$ , siendo este el área aproximada en la que se encuentran el transformador y diferentes torres de la subestación, teniendo en cuenta estos datos, se simuló aplicando el método IEEE para un número total de 7 conductores y 12 electrodos los cuales conformarían la malla, dando como resultado la resistencia total de tierra de la subestación con un valor de  $3,815 \Omega$ , valor que se encuentra por encima de la norma IEEE 80-2000 para subestaciones y un voltaje de toque de  $5279.2 \text{ V}$  que se encuentra por encima del valor límite tolerable.

Al utilizar el método IEEE para optimizar el número de conductores, dio como resultado un número total de 12 conductores por lo que excede el límite de espacio que debe existir entre conductores con una resistencia total de tierra de  $3,975 \Omega$ , valor que está fuera de los límites tolerables de la norma IEEE80-2000 y la simulación también mostró un valor de voltaje de toque de  $4142.7 \text{ V}$  el cual excede el valor límite tolerable de voltaje.

En última instancia se simuló utilizando el método IEEE con número optimizado de conductores y electrodos, dando como resultado un número mínimo de 6 conductores y



139 electrodos, con un valor de resistencia total de 3,329  $\Omega$  valor que se encuentra fuera de los estándares permitidos por la norma IEEE80-2000, en esta simulación no se presentó valores de voltaje de paso y toque que excedan los valores límites tolerables de voltaje.

#### 4.3.4 Simulación de la Malla de la Subestación Manta 3 por el Método FEM.

Aquí se muestra el diseño del arreglo de la malla de la subestación Manta 3 de 69/13,8 kV, con una corriente de cortocircuito de 8,298kA, utilizando el método de Análisis de Elementos Finitos explicado con anterioridad en el capítulo 2.

La tabla 33 muestra los parámetros de entrada de la puesta a tierra sobre el cual el modelo fue realizado.

Las figuras 44, 45 y 46 muestran los voltajes de toque, paso y absoluto después de la simulación utilizando el método FEM.

**Tabla 33**

*Parámetros de entrada, método FEM*

Parámetros	FEM	
Profundidad de conductores (m)	1,5	
Longitud de la malla (m)	<b>Lx</b>	8
	<b>Ly</b>	16
N° de conductores	<b>X</b>	3
	<b>Y</b>	6
N° total de conductores	9	
Tipo de Conductor	Cobre, recocido suave estirado, 2/0 AWG	
N° de electrodos	4	
Longitud de electrodo (m)	3	
Díámetro del electrodo (cm)	2	
Resistencia de la tierra	3,105	
Costo total del diseño	<b>\$140,00</b>	

Figura 43

Parámetros de salida, método FEM

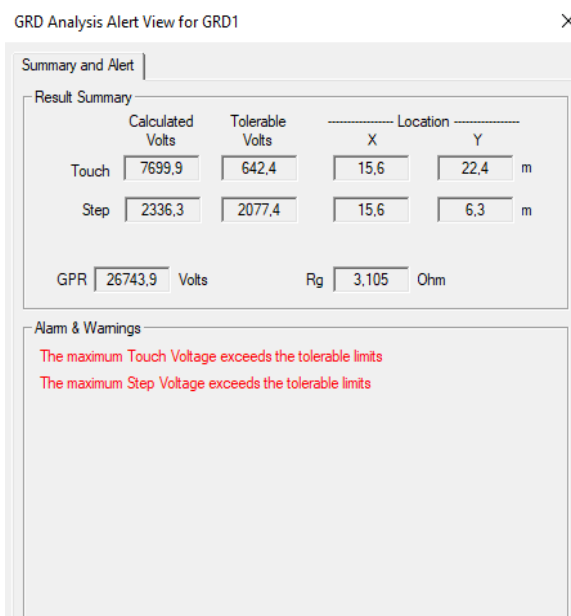
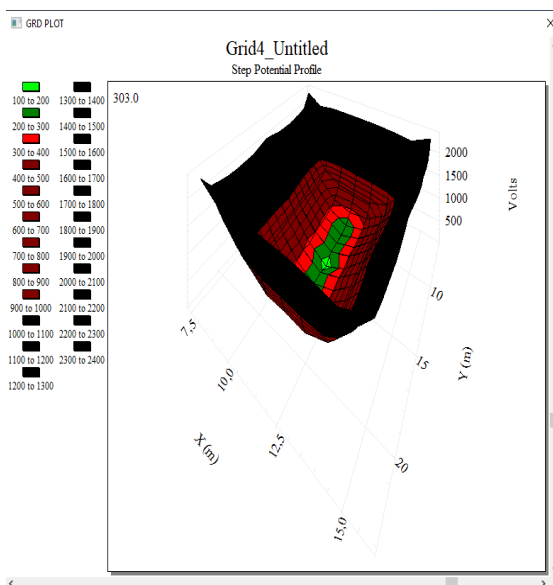


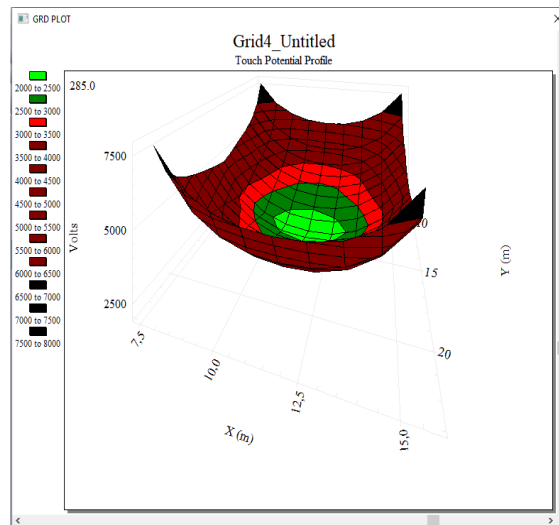
Figura 44

Voltaje de paso



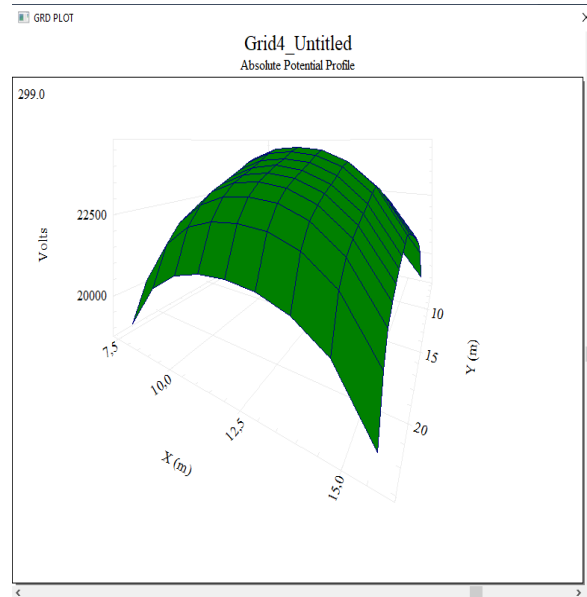
**Figura 45**

*Voltaje de Toque*



**Figura 46**

*Voltaje Absoluto*



En la simulación utilizando el método FEM, se modeló una malla que ocupara el perímetro en donde se encontraba el transformador y las torres que se interconectan con el sistema de transmisión de Montecristi SNI. El área ocupada es de  $128 m^2$ , y se dibujó 4 electrodos distribuidos en las esquinas de la malla, el resultado de la resistencia de puesta a tierra se muestra en la figura 43, obteniendo un valor de  $3,105 \Omega$  el cual excede la norma IEEE 80-2000, con un valor de voltaje de toque de  $7699,9 V$  y un voltaje de paso de  $2336,3 V$  y un GPR de  $26743,9 V$ , todos estos valores se encuentran por encima de los valores límites tolerables de voltaje que la malla puede resistir, dando como conclusión que la malla de la subestación Manta 3 requiere medidas correctivas para mejorar su condición actual.

#### **4.3.5 Simulación de la Malla de la Subestación Montecristi 1 por el Método IEEE.**

Los parámetros de la malla son generados en el software ETAP 16 después de la simulación, en el apéndice C se muestran todos los datos de entrada y constantes que son usados para el diseño de la malla, como los datos del suelo, material constante, datos del electrodo, configuración de la malla y costo del diseño.

Para la simulación del arreglo de la malla se optó por una malla cuadrículada la cual tiene el perímetro de los elementos conectados a la puesta a tierra, como las torres de transmisión y el transformador de potencia de la subestación, con electrodos en cada esquina de la malla.

El módulo de sistema de puesta a tierra en ETAP 16 tiene la posibilidad de calcular 3 métodos usando IEEE 80-2000 y cada uno genera diferentes parámetros, explicados en el capítulo 2. Aquí se muestra el diseño del arreglo de la malla de la subestación Montecristi 1 de  $69/13,8 kV$ , con una corriente de cortocircuito de  $6,413 kA$ .

La tabla 34 muestra los parámetros de entrada de la puesta a tierra sobre el cual cada modelo fue realizado, muestra los datos del arreglo de la malla para una simulación normal, número optimizado de conductores y número optimizado de picas y conductores.

Las figuras 48, 49 y 50 son los resultados de cada simulación utilizando la Norma IEEE80-2000.

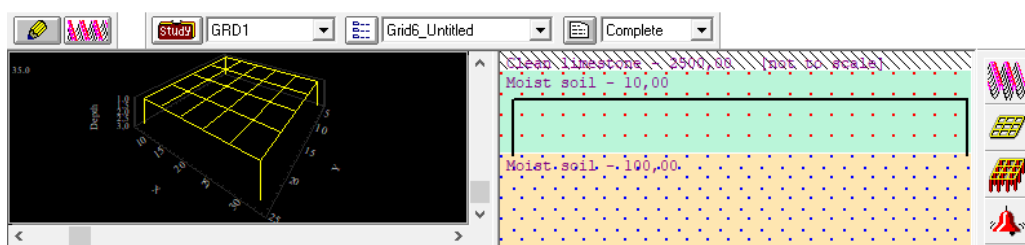
**Tabla 34**

*Arreglo de la malla de tierra para simulación normal, número optimizado de conductores y número optimizado de picas y conductores.*

Parámetros	Configuración de la malla para simulación normal	Configuración de la malla para número optimizado de conductores	Configuración de la malla para número optimizado de conductores y picas
Profundidad de conductores (m)	1	1	1
Longitud de la malla (m)	<b>Lx</b>	25	25
	<b>Ly</b>	20	20
N° de conductores	<b>X</b>	5	3
	<b>Y</b>	6	4
N° total de conductores	11	7	7
Tipo de Conductor	Cobre, recocido suave estirado, 70 $mm^2$	Cobre, recocido suave estirado, 70 $mm^2$	Cobre, recocido suave estirado, 70 $mm^2$
N° de electrodos	4	4	130
Longitud de electrodo (m)	2	2	2
Diámetro del electrodo (cm)	2	2	2
Resistencia de la tierra	0,231	0,243	0,243
Costo total del diseño	<b>\$265,00</b>	<b>\$175,00</b>	<b>\$175,00</b>

**Figura 47**

Sistema de puesta a tierra de Montecristi 1 con diferentes simulaciones.



**Figura 48**

Simulación Normal

GRD Analysis Alert View for GRD1

Summary and Alert

Result Summary

	Calculated Volts	Tolerable Volts
Touch	278.8	728.6
Step	138.3	2422.4

GPR 1552.8 Volts      Rg 0.231 Ohm

Alarm & Warnings

Close      Help

**Figura 49**

Simulación con conductores optimizados

GRD Analysis Alert View for GRD1

Summary and Alert

Result Summary

	Calculated Volts	Tolerable Volts	Optimal Number of Conductors in	
			X direction	Y direction
Touch	439	728.6	3	4
Step	134.1	2422.4		

GPR 1630 Volts      Rg 0.243 Ohm

Alarm & Warnings

Close      Help

**Figura 50**

Simulación con número optimizado de conductores y electrodos

	Calculated Volts	Tolerable Volts	Optimal Number of Conductors in	
			X direction	Y direction
Touch	439	728,6	3	4
Step	134,1	2422,4	Optimal Number of Rods	
			4	
GPR	1630	Volts	Rg	0,243
				Ohm

Se simuló una malla que cuenta con un área cuadrada de  $500 \text{ m}^2$ , siendo este el área aproximada en la que se encuentran el transformador y diferentes torres de la subestación, teniendo en cuenta estos datos, se simuló aplicando el método IEEE para un número total de 11 conductores y 4 electrodos los cuales conformarían la malla, dando como resultado la resistencia total de tierra de la subestación con un valor de  $0,231 \Omega$ , valor permitido por la norma IEEE 80-2000 para subestaciones con un valor de voltaje de paso de  $138,3 \text{ V}$  y un voltaje de toque de  $278,8 \text{ V}$ , los cuales se encuentran en los valores límites tolerables de voltaje.

Al utilizar el método IEEE para optimizar el número de conductores, dio como resultado un número total de 7 conductores, con una resistencia total de tierra de  $0,243 \Omega$ , valor aceptado por la norma IEEE80-2000, el voltaje de paso disminuyó levemente a  $134,1 \text{ V}$  mientras que el voltaje de toque aumentó a un potencial de  $439 \text{ V}$ , aun así se mantiene bajo el valor límite tolerable de voltaje

En última instancia se simuló utilizando el método IEEE con número optimizado de conductores y electrodos, dando como resultado un número mínimo de 7 conductores y 4 electrodos, con un valor de resistencia total de 0,243  $\Omega$  por lo cual presenta las mismas características eléctricas que la simulación con los conductores optimizados.

#### 4.3.6 Simulación de la Malla de la Subestación Montecristi 1 por el Método FEM.

Aquí se muestra el diseño del arreglo de la malla de la subestación Montecristi 1 de 69/13,8 kV, con una corriente de cortocircuito de 6,413kA, utilizando el método de Análisis de Elementos Finitos explicado con anterioridad en el capítulo 2.

La tabla 35 muestra los parámetros de entrada de la puesta a tierra sobre el cual el modelo fue realizado.

Las figuras 52, 53 y 54 muestran los voltajes de toque, paso y absoluto después de la simulación utilizando el método FEM.

**Tabla 35**

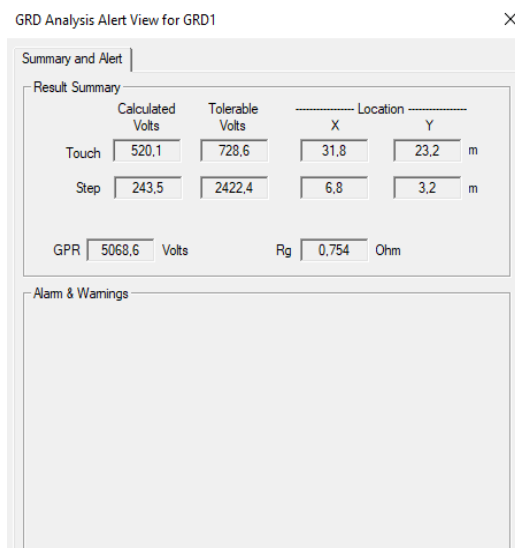
*Parámetros de entrada, método FEM*

Parámetros	FEM
Profundidad de conductores (m)	1
Longitud de la malla (m)	<b>Lx</b> 20
	<b>Ly</b> 25
N° de conductores	<b>X</b> 5
	<b>Y</b> 6
N° total de conductores	11
Tipo de Conductor	Cobre, recocido suave estirado, 2/0 AWG
N° de electrodos	4
Longitud de electrodo (m)	2
Díámetro del electrodo (cm)	2
Resistencia de la tierra	0,754
Costo total del diseño	<b>\$645,00</b>

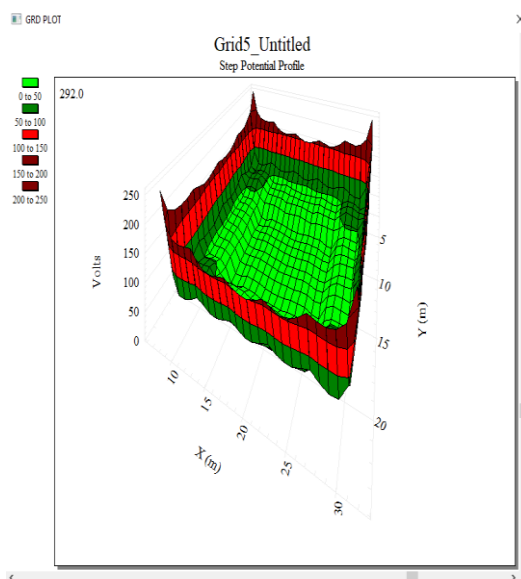


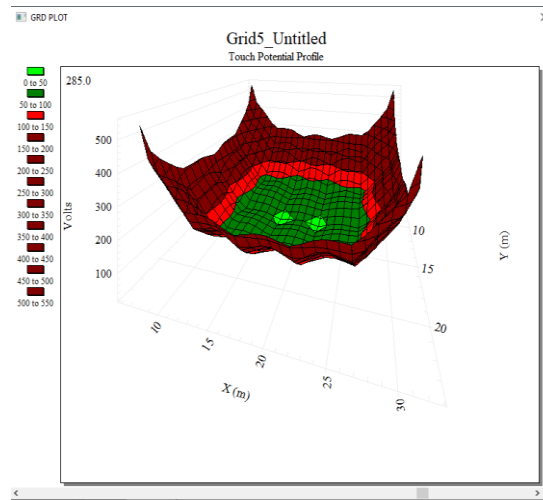
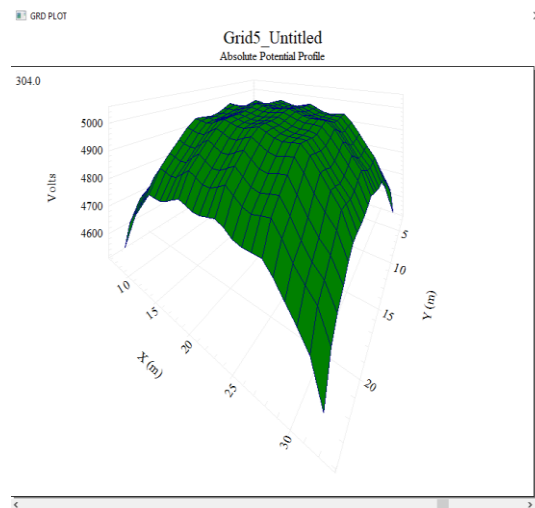
**Figura 51**

*Parámetros de salida, método FEM*

**Figura 52**

*Voltaje de paso*



**Figura 53***Voltaje de Toque***Figura 54***Voltaje Absoluto*

El modelado de la malla de tierra aplicando el método FEM, fue construida como una malla cuadrada que ocupa el perímetro donde se encuentra el transformador así como las torres donde se encuentra la conexión con las diferentes líneas de transmisión que llegan y salen a la subestación, ocupando un área aproximada de  $500 m^2$ , se añadió a la malla 11 conductores a lo largo del eje X y eje Y, y se ubicó 4 electrodos en cada esquina de la malla, lo cual dio como resultado un valor de resistencia total de  $0,754 \Omega$ , el cual se encuentra en el valor de resistencia óptima para subestaciones según la norma IEEE80-2000, presentando un valor de voltaje de paso de 243,5 V y un valor de voltaje de toque de 520,1 V encontrándose dentro de los valores límites tolerables, pero su distribución de potencial no es el más óptimo dando paso a un diseño más eficiente para la malla de tierra de la subestación.

## CAPÍTULO V

### **DETERMINACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LAS SUBESTACIONES DE 69/13,8 KV PORTOVIEJO 1, MANTA 3 Y MONTECRISTI 1 BAJO SU CONDICIÓN ACTUAL Y SU CONDICIÓN CRÍTICA EVALUADA MEDIANTE EL SOFTWARE COMPUTACIONAL ETAP.**

En el presente capítulo se desarrolla la propuesta de mantenimiento del sistema de puesta a tierra de las tres subestaciones pertenecientes a CNEL UN MANABÍ con respecto a su condición actual, la evaluación del sistema en condiciones críticas y el análisis técnico proyectado con la mejora en condiciones actuales y críticas.

#### **5.1 Generalidades**

##### **5.1.1 Alcance de la Propuesta**

Determinar las condiciones críticas del sistema de puesta a tierra de la subestación Portoviejo 1, Manta 3 y Montecristi 1 de 69/13,8 kV pertenecientes a la CNEL UN MANABÍ; mediante el software ETAP 16.0, para establecer un plan de mantenimiento predictivo o preventivo y el impacto técnico-económico en dichas subestaciones.

##### **5.1.2 Objetivo de la Propuesta**

- Determinar las condiciones críticas del sistema de puesta a tierra de las subestaciones en estudio, de tal manera que se establezca los valores límites que permitan identificar una falla en el sistema.
- Determinar los valores de voltaje de toque, voltaje de paso, resistencia de puesta a tierra y GPR de las condiciones críticas del sistema.
- Establecer un plan de mantenimiento predictivo o preventivo para mejoramiento del sistema.
- Realizar un estudio del impacto económico de las condiciones críticas y el plan de mantenimiento.

#### **5.2 Diagnóstico del sistema de puesta a tierra mediante la norma IEEE80-2000.**

Para la evaluación de los parámetros de la malla actual de cada subestación se investigó las diferentes cláusulas establecidas por la Norma IEEE80-2000, la cual es la guía de la IEEE para seguridad en el sistema de puestas a tierras en subestaciones AC.

Se evaluó 3 parámetros por cada malla, parámetros más característicos para establecer un diagnóstico, como la resistividad del suelo, el calibre del conductor y la resistencia de puesta a tierra.

La tabla 36, 37 y 38 muestran los parámetros medidos en cada subestación de estudio, en donde se realiza una comparación de los valores medidos en el campo con respecto a los valores que establecen las diferentes cláusulas de la norma.

### **5.3 Condiciones críticas del sistema de puesta a tierra.**

En el capítulo IV se analizó el sistema de puesta a tierra con las condiciones actuales de las subestaciones en estudio, con la ayuda del software ETAP 16.0 se establecerá diferentes casos de estudio para las mismas subestaciones en las cuales se simulará con un diferente valor de resistividad del terreno debido a que éste es el parámetro con mayor influencia al cambio de la resistencia de la tierra y no es contante ya que son varios los factores que influyen en su resistividad.

#### **5.3.1 Condiciones críticas para Subestación Portoviejo 1 de 69/13,8 kV**

La tabla 39 muestra los parámetros de entrada que se utilizaron para la simulación del sistema de puesta a tierra de la Subestación Portoviejo 1 69/13,8 kV, manteniendo los parámetros de la malla igual y únicamente variando el valor de la resistividad del terreno.

**Tabla 36**  
*Diagnóstico de la Subestación Portoviejo 1*

<b>Subestación Portoviejo 1</b>	<b>Malla Actual</b>	<b>Norma IEEE80-2000</b>	<b>Observaciones</b>
Resistividad suelo	del 10 $\Omega$ m	Cláusula 14.5. Una solución para disminuir la resistencia de tierra es efectivamente el diámetro del electrodo modificando el suelo que rodea el electrodo, añadiendo sales, magnesio o calcio.	La resistividad del suelo en la subestación es un parámetro tomado en cuenta por parte de la CNEL UN Manabí, la cual ha sido tratada con sales y renovación de terreno.
Calibre Conductor	del Cobre duro trenzado AWG 2/0	Cláusula 9.4 Un típico sistema de malla para una subestación puede incluir conductores desnudos de cobre AWG 4/0	No cumple con la norma, la mayoría de los conductores presentan oxidación y no cumplen con el calibre asignado.
Resistencia a tierra de la Subestación	0,23 $\Omega$	Cláusula 14.1 Un buen sistema de aterrizado provee una baja resistencia remota a la tierra en orden de minimizan el GPR. Para la mayoría de las subestaciones de transmisión, la resistencia de tierra es de 1 $\Omega$ o menos.	Cumple con satisfacción los valores propuestos con la cláusula 14 de la norma, la subestación tiene una resistencia de tierra por debajo del ohmio establecido.

**Tabla 37***Diagnóstico de la malla de tierra de la Subestación Manta 3*

<b>Subestación</b>	<b>Malla Actual</b>	<b>Norma IEEE80-2000</b>	<b>Observaciones</b>
<b>Manta 3</b>			
Resistividad del suelo	del 90 $\Omega$ m	<i>Cláusula 14.5.</i> Una solución para disminuir la resistencia de tierra es aumentar efectivamente el diámetro del electrodo modificando el suelo que rodea el electrodo, añadiendo sales, magnesio o calcio.	La resistividad del suelo en la subestación presenta un valor elevado el cual no permite un buen paso a las corrientes de falla que se pueden producir en la subestación.
Calibre Conductor	del Cobre duro trenzado AWG 2/0	<i>Cláusula 9.4</i> Un típico sistema de malla para una subestación puede incluir conductores desnudos de cobre AWG 4/0	No cumple con la norma, la mayoría de los conductores presentan oxidación y no cumplen con el calibre asignado.
Resistencia a tierra de la Subestación	5,26 $\Omega$	<i>Cláusula 14.1</i> Un buen sistema de aterrizado provee una baja resistencia remota a la tierra en orden de minimizan el GPR. Para la mayoría de las subestaciones de transmisión, la resistencia de tierra es de 1 $\Omega$ o menos.	No Cumple con satisfacción los valores propuestos con la cláusula 14 de la norma, la subestación tiene una resistencia de tierra mayor del ohmio establecido.

**Tabla 38***Diagnóstico de la malla de tierra de la subestación Montecristi 1*

<b>Subestación</b>	<b>Malla Actual</b>	<b>Norma IEEE80-2000</b>	<b>Observaciones</b>
<b>Montecristi 1</b>			
Resistividad suelo	del 10 $\Omega$ m	<i>Cláusula 14.5.</i> Una solución para disminuir la resistencia de tierra es aumentar efectivamente el diámetro del electrodo modificando el suelo que rodea el electrodo, añadiendo sales, magnesio o calcio.	La resistividad del suelo en la subestación es un parámetro tomado en cuenta por parte de la CNEL UN Manabí, la cual ha sido tratada con sales y renovación de terreno.
Calibre Conductor	del Cobre duro trenzado AWG 2/0	<i>Cláusula 9.4</i> Un típico sistema de malla para una subestación puede incluir conductores desnudos de cobre AWG 4/0	No cumple con la norma, la mayoría de los conductores presentan oxidación y no cumplen con el calibre asignado.
Resistencia a tierra de la Subestación	0,2 $\Omega$	<i>Cláusula 14.1</i> Un buen sistema de aterrizado provee una baja resistencia remota a la tierra en orden de minimizan el GPR. Para la mayoría de las subestaciones de transmisión, la resistencia de tierra es de 1 $\Omega$ o menos.	Cumple con satisfacción los valores propuestos con la cláusula 14 de la norma, la subestación tiene una resistencia de tierra por debajo del ohmio establecido.



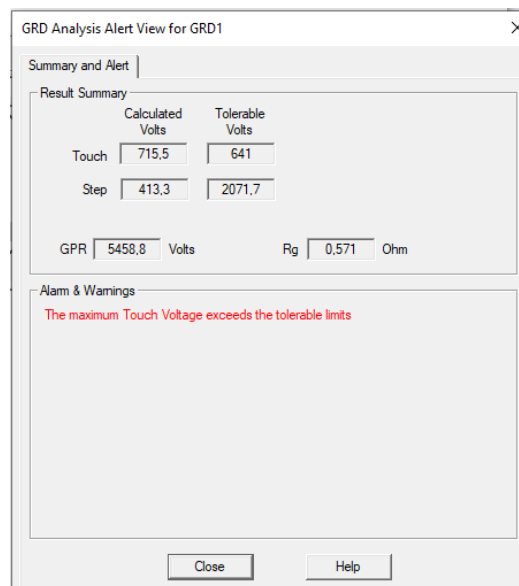
**Tabla 39**

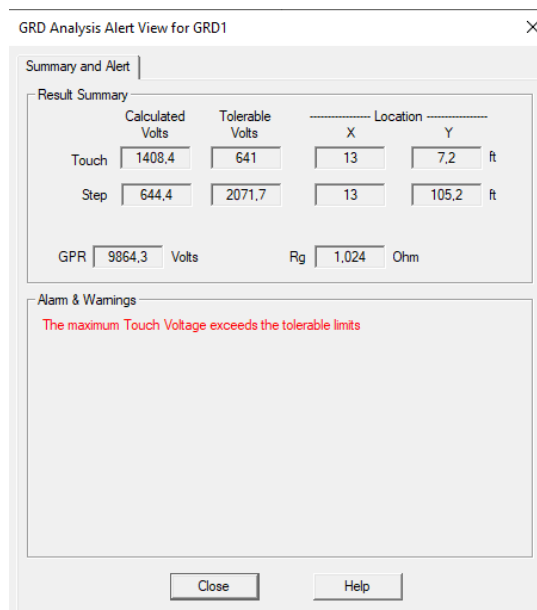
*Datos de entrada para el arreglo de la malla en la Subestación Portoviejo 1 69/13,8 Kv.*

Parámetros		Método IEEE 80-2000	Método FEM
Longitud de la malla (m)	Lx	30	30
	Ly	30	30
N° de conductores	X	10	10
	Y	10	10
N° total de conductores		20	20
Tipo de Conductor		Cobre, recocido suave estirado, 2/0 AWG	Cobre, recocido suave estirado, 2/0 AWG
N° de electrodos		4	4
Longitud de electrodo (m)		2.5	3
Diámetro del electrodo (cm)		1,9	1,9
Resistividad del terreno (Ωm)		35	35
Resistencia de la tierra (Ω)		<b>0,571</b>	<b>1,024</b>

**Figura 55**

*Método IEEE 80*



**Figura 56***Método FEM*

Los resultados del método IEEE 80 y el método FEM están dados en la tabla 40.

**Tabla 40***Caso I, comparación de resultados*

Caso de Estudio	Métodos	Voltaje de Toque	Voltaje de Paso	GPR	Resistencia de tierra
S/E Portoviejo	IEEE 80-2000	715,5	413,3	5458,8	0,571
1	FEM	1408,4	644,4	9864,3	1,024

Con un valor de resistividad del terreno de  $30\Omega\text{m}$  el valor máximo de voltaje de toque excede los límites que debe tener la malla.

### 5.3.2 Condiciones críticas para Subestación Manta 3 de 69/13,8 kV

Las condiciones actuales del sistema de puesta a tierra de la S/E Manta 3 se consideran ya críticos, debido a la alta impedancia que presenta el sistema y la alta resistividad del terreno.

Los resultados del método IEEE 80 y el método FEM están dados en la tabla 42.

### 5.3.3 Condiciones críticas para Subestación Montecristi 1 de 69/13,8 kV

La subestación Montecristi 1 de 69/13,8 kV cuenta con un buen sistema de puesta a tierra, se simulará las condiciones críticas variando la resistividad del terreno, la tabla 43 muestra los valores de entrada para la S/E.

**Tabla 41**

*Datos de entrada para la malla en la Subestación Portoviejo 1 69/13,8 kV.*

Parámetros		Método IEEE 80-2000	FEM
Longitud de la malla (m)	Lx	8	8
	Ly	16	16
N° de conductores	X	3	3
	Y	6	6
N° total de conductores		7	9
Tipo de Conductor		Cobre, recocido suave estirado, 70 mm <sup>2</sup>	Cobre, recocido suave estirado, 2/0 AWG
N° de electrodos		4	4
Longitud de electrodo (m)		2,5	3
Diámetro del electrodo (cm)		1,9	2
Resistividad del terreno (Ωm)		90	90
Resistencia de la tierra(Ω)		<b>3,875</b>	<b>3,105</b>

**Figura 57***Método IEEE 80*

GRD Analysis Alert View for GRD2

Summary and Alert

Result Summary

	Calculated Volts	Tolerable Volts
Touch	7005,8	1080
Step	2445,1	3827,9

GPR 33448,1 Volts      Rg 3,875 Ohm

Alarm & Warnings

The maximum Touch Voltage exceeds the tolerable limits

Close      Help

**Figura 58***Método FEM*

GRD Analysis Alert View for GRD1

Summary and Alert

Result Summary

	Calculated Volts	Tolerable Volts	Location	
			X	Y
Touch	7699,9	642,4	15,6	22,4 m
Step	2336,3	2077,4	15,6	6,3 m

GPR 26743,9 Volts      Rg 3,105 Ohm

Alarm & Warnings

The maximum Touch Voltage exceeds the tolerable limits  
The maximum Step Voltage exceeds the tolerable limits

Close      Help

**Tabla 42**  
*Comparación de resultados*

Caso de Estudio	Métodos	Voltaje de Toque	Voltaje de Paso	GPR	Resistencia de tierra
Caso I. S/E	IEEE 80-2000	7005,8	2445,1	33448,1	3,875
Manta 3	<b>FEM</b>	<b>7699,9</b>	<b>2336,3</b>	<b>26743,9</b>	<b>3,105</b>

**Tabla 43**  
*Datos de entrada para el arreglo de la malla en la Subestación Portoviejo 1 69/13,8 kV.*

Parámetros	Método IEEE80-2000	FEM
Longitud de la malla (m)	<b>Lx</b> 20	25
	<b>Ly</b> 25	20
N° de conductores	<b>X</b> 5	5
	<b>Y</b> 6	6
N° total de conductores	11	11
Tipo de Conductor	Cobre, recocido suave estirado, 70 mm <sup>2</sup>	Cobre, recocido suave estirado, 70 mm <sup>2</sup>
N° de electrodos	4	4
Longitud de electrodo (m)	2	2
Diámetro del electrodo (cm)	2	2
Resistividad del terreno (Ωm)	30	30
Resistencia de la tierra (Ω)	<b>0,693</b>	<b>1,24</b>

**Figura 59***Método IEEE 80-2000*

GRD Analysis Alert View for GRD1

Summary and Alert

Result Summary

	Calculated Volts	Tolerable Volts
Touch	836.4	729
Step	414.9	2424

GPR 4658,5 Volts      Rg 0.693 Ohm

Alarm & Warnings

The maximum Touch Voltage exceeds the tolerable limits

Close      Help

**Figura 60***Método FEM*

GRD Analysis Alert View for GRD1

Summary and Alert

Result Summary

	Calculated Volts	Tolerable Volts	Location	
			X	Y
Touch	1328.7	729	31.8	3.1 m
Step	578.3	2424	31.8	3.1 m

GPR 8332.6 Volts      Rg 1.24 Ohm

Alarm & Warnings

The maximum Touch Voltage exceeds the tolerable limits

Close      Help

Los resultados del método IEEE 80 y el método FEM están dados en la tabla 44.

**Tabla 44**  
Caso I, comparación de resultados

Caso de Estudio	Métodos	Voltaje de Toque	Voltaje de Paso	GPR	Resistencia de tierra
S/E	IEEE 80-2000	836,4	414,9	4658,5	0,693
Montecristi 1	FEM	1328,7	578,3	8332,6	1,24

#### 5.4 Plan de mantenimiento en las Subestaciones de CNEL UN MANABÍ.

Para poder establecer un plan de mantenimiento de las subestaciones en estudio, es necesario saber las funciones que cumple el sistema de puesta a tierra y como asegurar que el activo físico continúe realizando su función de manera óptima. Para ello se hace uso de un proceso RCM (Mantenimiento centrado en la Confiabilidad, por sus siglas en inglés), el cual nos ayudará a obtener un plan de mantenimiento acertado para cada subestación, la figura 62 muestra el RCM del sistema de puesta a tierra.

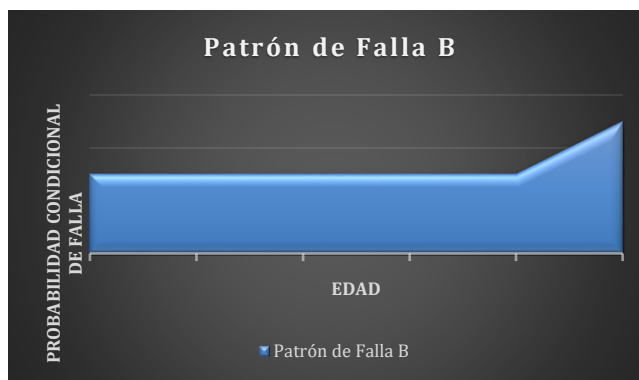
#### Patrón de falla del sistema de puesta a tierra.

El sistema de puesta a tierra en una subestación es considerado como un sistema complejo, debido a todas las conexiones externas e internas que presenta. Por lo tanto, al ser un elemento complejo, requiere de mayor atención para mejorar el funcionamiento o para hacerlo más seguro.

La figura 61 muestra el patrón de falla al que se ve sometido un sistema de puesta a tierra, compuesto por dos segmentos, el período de fallas causadas por eventos al azar o externos y el período de desgaste acelerado.

#### Figura 61

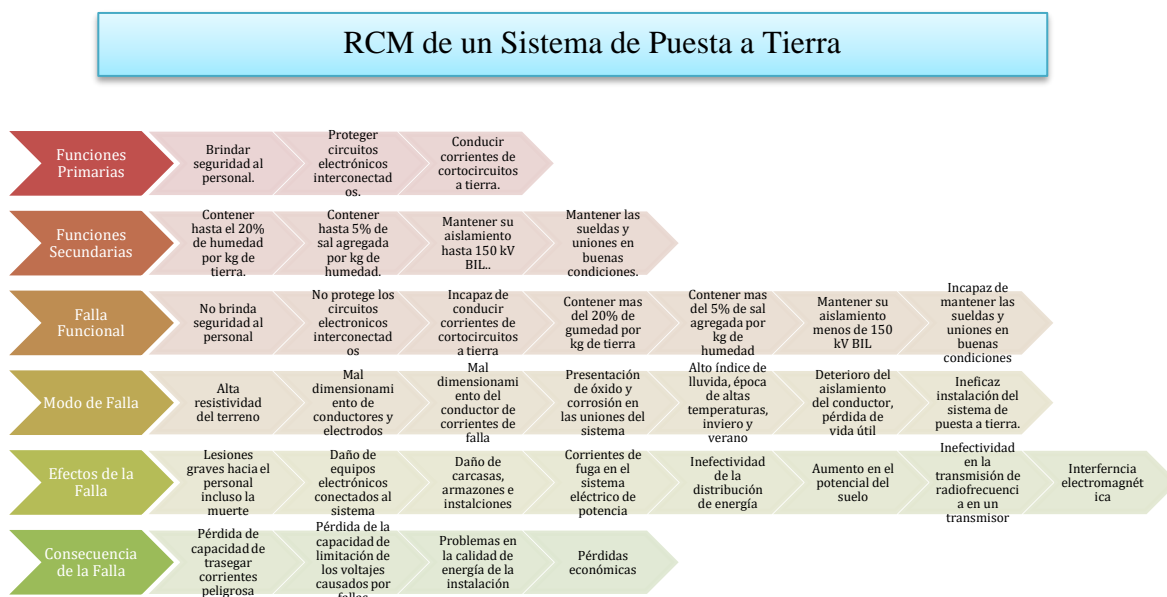
*Falla está relacionada con la edad*



Las características del desgaste están relacionadas con la fatiga, la corrosión, la oxidación y la evaporación. Bajo estas circunstancias para reducir la incidencia de este tipo de modo de falla, existen las tareas de reacondicionamiento cíclico y las tareas de sustitución cíclica.

**Figura 62**

*Diagrama del proceso RCM de un sistema de puesta a tierra*



Se evaluó las condiciones críticas a las que se verá sometida el sistema de puesta a tierra con una variación en la resistividad de la tierra, la tabla muestra una comparación entre los valores actuales y condiciones críticas del sistema.

**Tabla 45**

*Comparación entre condiciones actuales y condiciones críticas de la S/E Portoviejo 1*

S/E Portoviejo 1	Métodos	Resistividad del terreno	Voltaje de Toque	Voltaje de Paso	GPR	Resistencia de tierra
Condición Actual	IEEE 80-2000	10 $\Omega$ m	204,4	118,1	1533,4	0,161
	FEM	10 $\Omega$ m	550,5	268,8	6069,6	0,63
Condición Crítica	IEEE 80-2000	30 $\Omega$ m	715,5	413,3	5458,8	0,571
	FEM	30 $\Omega$ m	1408,4	644,4	9864,3	1,024



**Tabla 46**  
*Condiciones actuales de S/E Manta 3*

<b>S/E Manta 3</b>	<b>Métodos</b>	<b>Resistividad del terreno</b>	<b>Voltaje de Toque</b>	<b>Voltaje de Paso</b>	<b>GPR</b>	<b>Resistencia de tierra</b>
Condición Actual	IEEE 80-2000	90 $\Omega$ m	7005,8	2445,1	33448,1	3,875
	FEM	90 $\Omega$ m	7699,9	2336,3	26743,9	3,105

**Tabla 47**  
*Comparación entre condiciones actuales y condiciones críticas de la S/E Montecristi 1*

<b>S/E Montecristi 1</b>	<b>Métodos</b>	<b>Resistividad del terreno</b>	<b>Voltaje de Toque</b>	<b>Voltaje de Paso</b>	<b>GPR</b>	<b>Resistencia de tierra</b>
Condición Actual	IEEE 80-2000	10 $\Omega$ m	278,8	138,3	1552,8	0,231
	FEM	10 $\Omega$ m	538	249,7	5076,1	0,756
Condición Crítica	IEEE 80-2000	30 $\Omega$ m	836,4	414,9	4658,5	0,693
	FEM	30 $\Omega$ m	1328,7	578,3	8332,6	1,24

La tabla 45, 46 y 47 muestra que con una pequeña variación en la resistividad del suelo los parámetros de potencial de suelo se elevan en gran cantidad, por lo que un plan de mantenimiento preventivo es necesario para evitar que esto suceda.

Para establecer un plan de mantenimiento de la subestación Portoviejo 1 de 69/13,8 kV se establecerá un cuadro en donde se registra la frecuencia de cada tarea, la tarea propuesta y el costo.

**Tabla 48***Plan de Mantenimiento de subestación Portoviejo 1 y Montecristi 1*

<b>HOJA DE PROPUESTA DE MANTENIMIENTO</b>	
<b>Frecuencia de la Rutina</b>	<b>Tarea Propuesta</b>
Rutina cada 5 años	Realizar la verificación del estado del sistema de puesta a tierra, mediante las mediciones de resistividad del terreno y medición de la resistencia de puesta a tierra, realizar un análisis estadístico de las mediciones, para evaluación de factibilidad técnica y factibilidad económica, así como sustitución cíclica y reacondicionamiento cíclico del terreno.
	Medición de tensión de contacto y tensión de paso que se presenten sobre la superficie de la puesta a tierra, para comparar con los establecidos por la normativa y evaluar las condiciones del sistema.
	Efectuar revisión en las cámaras de inspección, realizando excavaciones para determinar el estado físico de los conductores de la malla en distintos puntos
	Inspección del sistema de puesta a tierra, con las condiciones generales de los conductores, nivel de corrosión, estado de las uniones y componentes, para realizar un reacondicionamiento cíclico o una sustitución cíclica de ser necesaria.
Rutina Anual	Rediseñar o proponer mejoras del sistema si es requerido.
	Verificar el estado del sistema de puesta a tierra, mediante las mediciones de resistividad del terreno y medición de la resistencia de puesta a tierra, realizar un análisis estadístico de las mediciones, para evaluación de factibilidad técnica y factibilidad económica, así como sustitución cíclica y reacondicionamiento cíclico del terreno.
	Medición de tensión de contacto y tensión de paso que se presenten sobre la superficie de la puesta a tierra, para comparar con los establecidos por la normativa y evaluar las condiciones del sistema.
	Verificar ajuste de los tornillos de las uniones mediante martilleo en su cabeza. En caso de no presentar sonido no sólido aflojar, ajustar el tornillo y aflojar nuevamente y ajustar finalmente.
	Realizar limpieza y ajuste de conexiones
	Medir la resistencia de puesta a tierra en los diferentes puntos de la malla, para revisar si alguna soldadura de la malla está en malas condiciones
	Reajustar y limpiar todas las conexiones a tierra en los transformadores de la S/E
Rutina a los 6 meses	Medición de la resistividad del terreno, para reacondicionamiento del suelo de ser necesario.
	Ajuste de las conexiones y limpieza de los elementos de unión que estén sometidos a corrosión
	Inspección visual de las conexiones para mantener un plano actualizado del sistema de puesta a tierra, para elaborar plan de mantenimiento RCM de los elementos que intervienen en el sistema

**Tabla 49***Plan de Mantenimiento de subestación Manta 3*

<b>HOJA DE PROPUESTA DE MANTENIMIENTO</b>	
Frecuencia de la Rutina	Tarea Propuesta
Rutina cada 5 años	Realizar la verificación del estado del sistema de puesta a tierra, mediante las mediciones de resistividad del terreno y medición de la resistencia de puesta a tierra, realizar un análisis estadístico de las mediciones, para evaluación de factibilidad técnica y factibilidad económica, así como sustitución cíclica y reacondicionamiento cíclico del terreno.
	Medición de tensión de contacto y tensión de paso que se presenten sobre la superficie de la puesta a tierra, para comparar con los establecidos por la normativa y evaluar las condiciones del sistema.
	Efectuar revisión en las cámaras de inspección, realizando excavaciones para determinar el estado físico de los conductores de la malla en distintos puntos
	Inspección del sistema de puesta a tierra, con las condiciones generales de los conductores, nivel de corrosión, estado de las uniones y componentes, para realizar un reacondicionamiento cíclico o una sustitución cíclica de ser necesaria. Rediseñar o proponer mejoras del sistema si es requerido.
Rutina Anual	Verificar el estado del sistema de puesta a tierra, mediante las mediciones de resistividad del terreno y medición de la resistencia de puesta a tierra, realizar un análisis estadístico de las mediciones, para evaluación de factibilidad técnica y factibilidad económica, así como sustitución cíclica y reacondicionamiento cíclico del terreno.
	Medición de tensión de contacto y tensión de paso que se presenten sobre la superficie de la puesta a tierra, para comparar con los establecidos por la normativa y evaluar las condiciones del sistema.
	Verificar ajuste de los tornillos de las uniones mediante martilleo en su cabeza. En caso de no presentar sonido no sólido aflojar, ajustar el tornillo y aflojar nuevamente y ajustar finalmente.
	Realizar limpieza y ajuste de conexiones
	Medir la resistencia de puesta a tierra en los diferentes puntos de la malla, para revisar si alguna soldadura de la malla está en malas condiciones
	Reajustar y limpiar todas las conexiones a tierra en los transformadores de la S/E
Rutina a los 6 meses	Medición de la resistividad del terreno, para reacondicionamiento del suelo de ser necesario.
	Ajuste de las conexiones y limpieza de los elementos de unión que estén sometidos a corrosión
	Inspección visual de las conexiones para mantener un plano actualizado del sistema de puesta a tierra, para elaborar plan de mantenimiento RCM de los elementos que intervienen en el sistema Renovar el terreno de la subestación

### 5.5 Análisis de precios unitarios para la obtención de costos.

Los costos de las actividades que realizarán el personal ejecutivo y técnico encargado de mantener los sistemas de puesta a tierra de las subestaciones se detallan a continuación.

**Tabla 50**

*Costo Referencial por Mantenimiento Predictivo*

<b>Costo total de Actividad por Mantenimiento Predictivo del sistema de tierra</b>				
<b>Actividades por Mantenimiento Predictivo</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario (Dólares)</b>	<b>Costo total (Dólares)</b>
Inspección Visual del Cable de Protección	m	10	12,55	125,50
Inspección Visual de la Toma de Tierra	u	50	22,90	1.145,00
Inspección Visual de la Torre	u	50	2,72	136,00
Inspección Visual de corrosión en Uniones	u	100	20,9	2.090,00
Termovisión de Conductores	m	10	44,50	222,5
Medición puesta a tierra de Torre	u	50	30,50	732,00
Medición de resistividad del terreno	u	1	250,00	250,00
Medición de tensión de contacto y de paso	u	50	125,50	3.012,00
SUBTOTAL				7.713,00
I.V.A. (12%)				925,56
TOTAL (IVA)				8.638,56
INDIRECTOS (15%)				1.295,78
UTILIDAD (5%)				431,93
<b>COSTO TOTAL DEL RUBRO</b>				<b>10.366,27</b>

*Nota:* La tabla 50 comprende las actividades de inspección visual de las torres, cables de protección, conductores de tierra a la toma, medición de resistividad del terreno y resistencia de tierra de las torres y la termovisión de los conductores. Estas actividades se desarrollan en un período de seis meses.

**Tabla 51**  
*Costo Referencial por Mantenimiento Preventivo*

<b>Costo total de Actividad por Mantenimiento Preventivo del sistema de tierra</b>				
<b>Actividades por Mantenimiento Preventivo</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario (Dólares)</b>	<b>Costo total (Dólares)</b>
Limpieza de Uniones de aterrizado	u	50	80,00	2.800,00
Limpieza de conductores de tierra	m	10	180,55	1.805,50
Inspección de conductores de malla de tierra	m	10	25,50	255,00
Corrección de puntos calientes	m	10	570,00	5.700,00
Ajuste de conexiones en la caja de registro	u	50	95,00	3.800,00
Mantenimiento de Uniones de la caja de registro	u	50	120,50	2.410,00
SUBTOTAL				16.770,50
TOTAL (IVA)				18.782,96
INDIRECTOS (15%)				2.817,44
UTILIDAD (5%)				939,15
<b>COSTO TOTAL DEL RUBRO</b>				<b>22.536,54</b>

*Nota:* La tabla 51 comprende las actividades de mantenimiento preventivo que comprende la limpieza de uniones, conductores de tierra, corrección de puntos calientes, inspección de los conductores de tierra enterrados a través de excavaciones, ajuste de conexiones y mantenimiento de uniones a través de tratamiento de anticorrosión. Estas actividades se basan en un horizonte de 1 año como límite de cumplimiento de mantenimiento.

**Tabla 52**  
*Costo Referencial por mantenimiento correctivo*

<b>Costo total de Actividad por Mantenimiento Correctivo del sistema de puesta a tierra</b>				
<b>Actividades por Mantenimiento Correctivo</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario (Dólares)</b>	<b>Costo total (Dólares)</b>
Reparación de conductores de tierra	m	10	550	3850,00
Reparación de uniones	u	100	150	15.000,00
Mejoramiento del sistema de tierra	u	50	180	9.000,00
Mejoramiento del suelo	u	1	750	750,00
SUBTOTAL				28.600,00
TOTAL (IVA)				32.032,00
INDIRECTOS (15%)				4.804,80
UTILIDAD (5%)				1.601,6
<b>COSTO TOTAL DEL RUBRO</b>				<b>38.438,40</b>

*Nota:* Comprende la reparación de conductores, uniones y mejoramiento del sistema de puesta a tierra de la subestación de 1 año como límite de cumplimiento de las metas de mantenimiento correctivo.

## CONCLUSIONES

La condición actual en la que se encuentra la malla de tierra de la subestación Portoviejo 1 está constituida por conductores de tierra de calibre #1/0 AWG, la norma IEEE 80-2000 demanda un conductor #4/0 AWG, los conductores de protección de los equipos y estructuras de soporte metálicas se encuentran aterrizadas, la inspección física de los conectores entre conductores y las estructuras metálicas, muestra que se encuentran en buen estado con un mínimo porcentaje de óxido y los conductores de tierra presentan un elevado porcentaje de óxido por lo que se encuentran en un período de desgaste acelerado.

La construcción de la malla de tierra de la subestación Manta 3 es a través de conductores de tierra calibre #1/0 AWG, los equipos y estructuras metálicas se encuentran aterrizados en su totalidad con muy poco óxido en ellas y un 40% de los conductores de tierra presentan óxido.

La malla de tierra de la subestación Montecristi 1 se encuentra en buen estado, está constituida por conductores de tierra calibre #2/0 AWG, todos sus equipos y estructuras metálicas se encuentran aterrizadas y los conductores se encuentran en buen estado, un bajo porcentaje de las uniones entre las estructuras metálicas y los conductores de protección presentan una mínima cantidad de óxido por ser una zona de alta contaminación debido a las industrias de café y pesqueras que se encuentran cerca de la subestación.

Con la aplicación del método de Werner se realizó el procedimiento para medir la resistividad del terreno en cada subestación, las tablas 12, 16 y 20 presentan los resultados obtenidos en cada medición.

El método de la pendiente es utilizado cuando no son necesarias grandes distancias entre los electrodos de prueba, ni es necesario tener el conocimiento del centro eléctrico de la malla, por lo tanto resultó ser el más óptimo para realizar las mediciones en todas las subestaciones, las cuales tenían un espacio reducido para ubicar los electrodos de prueba, se realizó el procedimiento para medir la resistencia de puesta a tierra de la malla, para lo cual se desconectó momentáneamente el conductor de una de las estructuras aterrizadas de cada subestación, la resistencia de puesta a tierra de las subestaciones Portoviejo 1, Manta 3 y Montecristi son  $0.23 \Omega$ ,  $5.26 \Omega$  y  $0.2 \Omega$  respectivamente.

La condición actual de la resistencia de puesta a tierra de la subestación Portoviejo 1 es muy buena, ya que se encuentra bajo los estándares eléctricos permitidos la cual tiene un valor menor a 1 ohmio, tal y como recomienda la norma IEEE 80-2000.

La subestación Manta 3 presenta una elevada resistencia de puesta a tierra, por lo que se encuentra en una condición no favorable, superando el límite de 5 ohmios establecido por la norma IEEE 80-2000.

La subestación Montecristi 1 tiene una resistencia de puesta a tierra excelente, presentando valores por debajo de los 0,5 ohmios, esto se debe a mantenimientos continuos que le dan a la subestación por que se encuentra en una zona de alta contaminación industrial.

La CNEL UN MANABÍ provisionó la información para poder realizar el levantamiento de datos como características de transformadores, demanda coincidente y características de las líneas de transmisión para la modelación del sistema en el software ETAP 16.0, en la cual se realizó la simulación para evaluar los flujos de potencia y las corrientes de cortocircuito de cada subestación en estudio.



La evaluación de cada malla de tierra fue realizada en el software ETAP 16.0 en la extensión de estudios de sistemas de puesta a tierra, en la cual se modeló la malla de cada subestación que cumpliera con los datos de resistencia obtenidos en campo.

La malla de la subestación Portoviejo 1 y Montecristi 1 se encuentran en buenas condiciones, al simular la corriente de cortocircuito generada en el software, se pudo constatar que los parámetros eléctricos como voltaje de paso, voltaje de toque y GPR generados no son perjudiciales para la seguridad del personal y para la seguridad de los equipos en caso de falla en sistema.

La subestación Manta 3 presenta una resistencia de sistema de puesta a tierra elevado, debido a esto en condición los parámetros eléctricos generados en caso de falla son perjudiciales para la seguridad del personal y la seguridad de los equipos.

Se realizó la simulación de condiciones críticas para cada subestación, dando un resultado que para las subestaciones Portoviejo 1 y Montecristi 1 con una elevación mínima a  $30 \Omega\text{m}$  en la resistividad del terreno pueden afectar las condiciones de seguridad que la puesta a tierra puede brindar.

Se elaboró un plan de mantenimiento predictivo y preventivo para las subestaciones Portoviejo 1 y Montecristi 1, sus condiciones actuales son buenas, por lo que es factible realizar reacondicionamiento cíclico en las uniones y conductores que presentan óxido y mejorar las condiciones del terreno cada cierto tiempo.

El plan de mantenimiento elaborado para la subestación Manta 3 es un plan correctivo, debido a que presenta condiciones críticas que afectan a la seguridad del personal y de los equipos en la subestación, por lo que es factible realizar un cambio de terreno, para disminuir su resistividad y cambiar los conductores en la subestación.

Los gastos de mantenimiento para el sistema de puesta a tierra de las subestaciones proceden de tres actividades, el mantenimiento predictivo, el mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo, se requiere de un presupuesto de \$71.341,31 para la ejecución de dichas actividades y es un deber de la CNEL UN Manabí realizarlas, para asegurar la calidad en la distribución de la energía, así también para brindar seguridad al personal y equipos que se encuentran dentro de la subestación.

## RECOMENDACIONES

Al realizar las mediciones de la resistencia de puesta a tierra, desconectar el conductor de la unión con la estructura metálica para poder tener un valor más acertado de la resistencia real de la subestación.

Realizar comprobaciones del sistema de puesta a tierra periódicamente en intervalos máximos de 3 años, para asegurar la vida útil de los equipos, así como la seguridad al personal dentro de la subestación

Realizar reacondicionamiento cíclico a las uniones entre las estructuras metálicas y los conductores de protección para evitar que se encuentren en males estado u oxidados.

La subestación Manta 3 presenta condiciones críticas para la seguridad del personal y de los equipos, razón por la cual se requiere de un mejoramiento del terreno y un nuevo dimensionamiento para la malla de tierra.

Realizar la simulación de las mallas de puesta a tierra de las subestaciones basados en datos de diseño generados en software de dibujo CAD, autorizado por la CNEL para obtener un valor más cercano al real.

Los protocolos generados en el presente trabajo de investigación, integra una herramienta estructurada, se recomienda expandido a otros ámbitos de aplicación de la unidad de mantenimiento, con el objetivo de desarrollar un plan de mantenimiento integral.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Anónimo. (2004). *Fing*. Recuperado el 30 de septiembre de 2019, de: [http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/iiee/Documentos/Teorico/Puesta\\_tierra.pdf](http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/iiee/Documentos/Teorico/Puesta_tierra.pdf).
- Bustamante, J. (2011). *Evaluación y Diagnóstico de la malla de puesta a tierra de la subestación Obrapía con niveles de tensión de 69 Kv y 13.8 Kv perteneciente a la E.E.R.S.S.A, para cumplir con los parámetros establecidos por la norma IEEE Std. 80-2000*. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana. Recuperado el 20 de septiembre de 2019, de: <https://www.bibliotecasdelecuador.com/Record/oai:123456789-1102>
- Changotasig, J., & Estrella, J. (2017). ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN SAN CRISTÓBAL EN EL ÁREA DE CONCESIÓN ELEGALAPAGOS PARA DETERMINAR PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS CONEXIONES ACTUALES. *Universidad Técnica de Cotopaxi*, 19-20. Recuperado: 12 de Noviembre de 2019 de <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/4463/3/PI-000589.pdf>
- Chauvin Arnoux Group. (2015). Guía de la medición de tierra, Ed. 2. *Chauvin Arnoux Ibérica, S.A.*, 4-5. Recuperado 20 de Febrero del 2020 de [https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat\\_guia\\_de\\_medicion\\_de\\_tierra\\_ed2.pdf](https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf)
- Chincheró, C. A. (Agosto de 2011). *Diseño de un Plan de Mantenimiento Predictivo para el equipo de Subestaciones mediante el análisis estadístico de los datos de temperatura obtenidos de un estudio Termográfico*. Obtenido el 03 de Febrero del 2020 de <https://es.scribd.com/document/251547400/implementacion>
- CNEL UN MANABÍ. (2019). *Demanda Máxima Coincidente-Noviembre*. Manta: CNEL, Recuperado el 10 de Diciembre del 2020 de la Empresa Electrica de Manabí
- CNEL UN MANABÍ. (2019). *Estudio de cortocircuitos de la Unidad de Negocio de Manabí*. Manta: CNEL. Recuperado el 10 de Diciembre del 2020 de la Empresa Electrica de Manabí

- Comisión Federal de Electricidad. (2005). Sistema de Tierras para Plantas y Subestaciones Eléctricas, Primera Edición. *Norma de Referencia NRF-011-CFE* (pág. 2). México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado 20 de Abril del 2020 de [https://www.ruelsa.com/notas/tierras/pea0NRF\\_011\\_Sistema\\_de\\_Tierra\\_Plantas\\_y\\_Subestaciones.pdf](https://www.ruelsa.com/notas/tierras/pea0NRF_011_Sistema_de_Tierra_Plantas_y_Subestaciones.pdf)
- CONELEC. (2015). *PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION*. Obtenido el 12 de Noviembre del 2019 de <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Vol2-Estudio-y-gesti%C3%B3n-de-la-demanda-el%C3%A9ctrica.pdf>
- Cuenca, J. A. (2011). *Evaluación y Diagnóstico de la Malla de Puesta a Tierra de la Subestación Obrapia con niveles de tensión de 69 Kv perteneciente a la E.E.R.S.S.A., para cumplir con los parámetros establecidos por la Norma IEEE std. 80-2000 (Guide for safety in AC Substat)*. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca. Recuperado el 10 de Septiembre del 2019 de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1102/16/UPS-CT002093.pdf>
- Fluke Corporation. (2017). Resistencia de Puesta a Tierra. *FLUKE*, 4. Recuperado el 20 de Enero del 2020
- GENIN Y GARCÉS. (2012). *Etap Power Station*. Obtenido el 20 de Octubre del 2019 de Etap Power Station: [http://etapven.com/puesta\\_a\\_tierra.htm](http://etapven.com/puesta_a_tierra.htm)
- Harper, G. H. (2008). *Elementos de Diseño de Subestaciones Electricas*. Recuperado el 30 de Septiembre del 2019
- IEEE. (1983). IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System. *ANSI/IEEE Std 81-1983*, 3. Recuperado el 15 de Enero del 2020

- IEEE. (1991). IEEE Guide for Measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding Systems. *IEEE Std 81.2-1991*, 4-5. Recuperado el 15 de enero del 2020
- Institute of Electrical and Electronic Engineers, Incorporated. (2007). IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. *IEEE*, 3. Recuperado el 20 de Enero del 2020
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2000). IEEE Guide for safety in AC Substation Grounding. *IEEE Std 80-2000*, 5. Recuperado el 30 de Enero del 2020
- ISO. International Standar Organization. (s.f.). *Norma ISO 18434-1 Condition monitoring and diagnostics of machines- Thermography*. Recuperado el 5 de marzo del 2020
- Megger. (1981). Getting Down to Earth. *Megger*, 8. Recuperado el 25 de Febrero del 2020 de <https://megger.com/support/technical-library/technical-guides/getting-down-to-earth-a-practical-guide-to-earth>
- Moubray, J. (2006). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. Carolina del Norte: Aladon LLC. Recuperado el 18 de Febrero del 2020
- Norma IEEE 80-2000. (2000). *Guide for Safety in AC Substation Grounding*. IEEE 80-2000. Recuperado el 23 de Enero del 2020
- Prado, W. (2014). *Diseño de Sistemas de puesta a tierra y apantallamientos eléctricos para protección de personas y equipos de la Universidad de las Fuerzas Armadas Espe*. Latacunga: ESPE. Recuperado el 03 de Marzo del 2020 de <http://repositorio.espe.edu.ec/xmlui/handle/21000/8196>
- Ramírez, J., & Cano, E. (2010). *Sistemas de Puesta a Tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia. Recuperado el 10 de Septiembre del 2019 de <http://www.bdigital.unal.edu.co/4770/3/eduardoantonioocanoplata.2010.pdf>
- Rodríguez, A. (2019). *Subestaciones Eléctricas*. Academia. Obtenido de Academia el 30 de Septiembre del 2019.

- Rodriguez, I. G. (2002). *Sistema de Red de Tierras en Subestaciones Eléctricas de Potencia*. San Nicolás de los Garza, México: Universidad Autónoma de Nuevo León. Recuperado el 20 de Marzo del 2020 de <http://eprints.uanl.mx/1180/1/1020148255.PDF>
- Rojas, G. (2007). *Manual de Sistemas de Puesta a Tierra*. Caracas: Gedisa. Recuperado el 17 de Septiembre del 2019 de [http://www.gedisa.com.ve/recientes\\_aun/catalogos/electricos/libreria\\_gediweld/libreria/00%20MANUAL%20GEDIWELD%202007%20COMPLETO%20B.pdf](http://www.gedisa.com.ve/recientes_aun/catalogos/electricos/libreria_gediweld/libreria/00%20MANUAL%20GEDIWELD%202007%20COMPLETO%20B.pdf)
- Toledano, J., & Martinez, J. (2004). *Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas, Cuarta Edición*. Madrid: Thompson Paraninfo. Recuperado el 25 de Enero del 2020.

# ANEXOS