



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DISEÑO DE UNA NUEVA MALLA DE PUESTA A TIERRA Y
PROPUESTA PARA LA REACTIVACIÓN DE LA
SUBESTACIÓN EL ÁGUILA 34,5 / 13,8 kV**

Br. Antonio José Dávila Mora

Mérida, Abril 2019

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DISEÑO DE UNA NUEVA MALLA DE PUESTA A TIERRA Y
PROPUESTA PARA LA REACTIVACIÓN DE LA
SUBESTACIÓN EL ÁGUILA 34,5 / 13,8 kV**

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero
Electricista

Br. Antonio José Dávila Mora.

Tutor: M. Sc. Ricardo Isaac Stephens.

Asesor Industrial: Ing. Mauly Virginia Espinoza.

Mérida, Abril 2019

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DISEÑO DE UNA NUEVA MALLA DE PUESTA A TIERRA Y
PROPUESTA PARA LA REACTIVACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL
ÁGUILA 34,5 / 13,8 kV**

Br. Antonio José Dávila Mora.

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

Prof. Ricardo Isaac Stephens.

Prof. Nelson Ballester.

Prof. Jesús Velasco.

DEDICATORIA

A mi Dios todo poderoso y a la Virgen Santísima
Por ser la luz que guía mis pasos en cada
Momento con Dios todo sin el nada.

A mis padres pilares fundamentales de mi vida
Madre eres la mejor del mundo se lo mucho que
Anhelas que yo cumpla esta meta, siempre has
Estado a mi lado apoyándome con tu amor, consejos
Oraciones y más para no desistir Te Amo...
Padre aunque ya no estés físicamente conmigo
Siempre te llevo en mi mente y corazón
Fuiste mi inspiración para estudiar esta
Carrera lamento que hoy no estés a mi lado
Que Dios te tenga a su lado te Amo y extraño.

A mi Hija Sara Valentina desde que llegaste
A mi vida te convertiste en mi norte, la musa de
Mi inspiración para culminar esta meta, doy gracias a
Dios por tenerte Te Amo Infinitamente.

A mis hermanos ejemplos a seguir
Trabajadores, responsables y buenos padres
Gracias por todo su apoyo y consejos los Amo.

A mi esposa por darme lo más grande de mi vida
Mi hija y por siempre apoyarme te Amo.

ANTONIO JOSÉ DÁVILA MORA.

AGRADECIMIENTOS

En cada momento a mi padre Dios todo poderoso y a la Virgen Santísima por darme la fuerza, la constancia, salud y esperanza en los momentos más duros de mi carrera y poderla culminar, con Dios todo sin el nada.

A mi familia mis padres Omaira Mora y Antonio Dávila, mi hija hermosa Sara Valentina Dávila Uzcátegui, mis hermanos Nelson Dávila Mora, Yusmayra Dávila Mora, Luis Dávila Mora, mi esposa Yeny C. Uzcátegui Contreras, mis sobrinos adorados Yuliet Morales, Gabriel Jiménez, Luis M. Jiménez y Mariangel Dávila, a mis cuñadas y cuñado, a mis suegros. A toda mi hermosa familia Dios le pague por siempre estar a mi lado apoyándome y ayudándome.

A mi profesor Ricardo Isaac Stephens por aceptar ser mi tutor, por sus conocimientos impartidos y por acompañarme hasta la S/E El Águila a realizar las mediciones necesaria.

A la Lcda. Mariela y Lcda. Yudit, por sus consejos y toda la colaboración prestada en cada trámite dentro de la Escuela.

Al personal de CORPOELEC, Ing. Mauly Espinoza por ser mi tutora en la empresa, Lcda. María Elena, a los ingenieros Frank Salas y Gerardo Aparicio, por aceptar mi tesis en la empresa, a los ingenieros Diego y Yordana, Técnico Javier, Técnico Ángel Chacón (Toto), por la colaboración prestada para el desarrollo de este trabajo.

A CORPOELEC por aceptar mi tesis en la empresa y servir como instrumento de aprendizaje.

A mis panas Frederick Brito, Edward Nava, Gerardo Moreno, Junior Marquina, Mailen Briceño, Carlos Maldonado, Arturo Pineda, David Briceño y Yordi Castillo. Por tantas horas de estudios juntos y momentos vividos dentro y fuera de las aulas de la Universidad.

A mi querida e ilustre Universidad de Los Andes, a la escuela de Ingeniería Eléctrica por ser fuente de conocimiento para mi formación en esta carrera y como ser humano.

Antonio José Dávila Mora. Diseño de una Nueva Malla de Puesta a Tierra y Propuesta para la Reactivación de la Subestación El Águila 34,5 / 13,8 kV. Universidad de Los Andes.
Tutor: Prof. Ricardo Stephens. Abril del 2019.

RESUMEN

El proyecto a continuación es con la finalidad de verificar el estado actual de la Subestación El Águila con el objetivo de diseñar una nueva malla de puesta a tierra. Esta instalación desde hace mucho tiempo está fuera de servicio y puede ser de gran importancia para el sistema eléctrico del estado Mérida. En principio se realizó una inspección visual y mediciones de la resistencia del terreno mediante el método Wenner, según la Norma IEEE 80-2000. Con la ayuda de una aplicación del programa de análisis de redes eléctricas CYME, para sistemas de puesta a tierra llamado CYMGRD, se diseñó y optimizó las conexiones a tierra de la subestación. Posteriormente se hizo un estudio de carga de los circuitos que alimentaría esta subestación con la ayuda de un software que usa la Corporación Eléctrica Nacional, CORPOELEC, Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica (PADEE), con la finalidad de determinar la carga que estaría en capacidad de suministrar por fallo de la subestación Mucuchies. Por último, se realizará una propuesta, según el estudio realizado, para la puesta en funcionamiento de la subestación.

Descriptor: subestación, transformador, malla de puesta a tierra, resistencia del terreno, resistividad del suelo.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA	V
RESUMEN.....	VI
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.1 El problema.....	2
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivos.....	3
1.4 Metodología.....	3
1.5 Alcances.....	4
1.6 Limitaciones.....	4
CAPÍTULO II.....	5
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	5
2.1 Clasificación de las subestaciones.....	5
2.2 Programa de análisis de distribución de energía eléctrica (PADEE).....	10
2.3 Sistema de puesta a tierra en subestaciones.....	10
2.4 Malla de puesta a tierra en subestaciones.....	11
2.5 Requisitos de una malla a tierra.....	11
2.6 Objetivos de los sistemas de conexión a tierra.....	12
2.7 Consideraciones de diseño para sistemas de puesta a tierra.....	12
2.8 Evaluación de la resistencia del sistema de puesta a tierra.....	28
2.9 Programa de análisis de redes eléctricas para sistemas de puesta a tierra CYMGRD...	30
CAPÍTULO III.....	32
DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL ÁGUILA 34,5 / 13,8 kV.....	32
3.1 Subestación no asistida El Águila 34,5 / 13,8 Kv.....	32
3.2 Componentes que tiene la subestación el águila.....	33
3.3 Características de las dimensiones de la subestación y puesta a tierra.....	34
3.4 Sistema de puesta a tierra de la subestación.....	35

CAPÍTULO IV.....	36
ANÁLISIS DE LA SUBESTACIÓN EL ÁGUILA.....	36
4.1 Análisis del transformador de potencia.....	36
4.2 Conjunto de componentes que conforman la subestación.....	37
4.3 Pórtico o estructura metálica de la subestación.....	37
4.4 Medición de la resistividad del terreno.....	38
4.5 Análisis del suelo.....	39
4.6 Parámetro de corto circuito en la s/e el águila.....	42
4.7 Análisis de la puesta a tierra actual de la subestación.....	43
4.8 Diagrama de contornos de potenciales de la s/e el águila.....	44
4.9 Diagrama de perfiles de potenciales actuales.....	48
CAPÍTULO V.....	51
PROPUESTA PARA EL DISEÑO DE UNA NUEVA MALLA DE PUESTA A TIERRA Y LA REACTIVACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL ÁGUILA.....	51
5.1 Propuesta para instalar un nuevo transformador de potencia.....	51
5.2 Condiciones actuales del circuito apartaderos (d – 305).....	52
5.3 Condiciones del circuito apartaderos (D – 305) con la propuesta de reactivación de la S/E EL Águila en condiciones normales.....	52
5.4 Propuestas de respaldo de carga en régimen de emergencia.....	53
5.5 Propuesta de una nueva malla de puesta a tierra.....	57
5.6 Selección y datos del conductor para la malla.....	57
5.7 Análisis manual de la propuesta de la nueva malla de puesta a tierra.....	58
5.8 Parámetros que se deben cumplir según la norma IEEE 80 – 2000.....	65
5.9 Diseño y análisis de la propuesta de la nueva malla de puesta a tierra usando el programa CYMGRD.....	66
5.10 Comparación entre la puesta a tierra actual y la propuesta del nuevo diseño del sistema de puesta a tierra de la S/E EL Águila.....	75
CONCLUSIONES.....	77
RECOMENDACIONES.....	78
REFERENCIAS.....	79
ANEXOS.....	80

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Arreglo de los electrodos, Método Wenner.....	16
Figura 2.2 Arreglo de los electrodos, Método Schlumberger – Palmer.....	17
Figura 2.3 Valores de Cs en función del ancho de la capa de piedra.....	19
Figura 2.4 Curvas de Sunde.....	21
Figura 2.5 Tensiones de paso y contacto que pueden ocurrir en una subestación.....	27
Figura 3.1 Pórtico S/E El Águila.....	35
Figura 3.2 Ubicación satelital de la subestación El Águila.....	36
Figura 4.1 Transformador de potencia S/E El Águila.....	38
Figura 4.2 Telurómetro digital.....	39
Figura 4.3 Curva de análisis del Suelo S/E El Águila.....	41
Figura 4.4 Estudio de Corrientes de Corto Circuito S/E El Águila (conexión delta-estrella)..	43
Figura 4.5 Configuración en 2D y 3D de la puesta a tierra actual S/E El Águila.....	45
Figura 4.6 Diagrama en 3D de potenciales de contacto S/E El Águila.....	46
Figura 4.7 Diagrama en 3D de potenciales de superficie S/E El Águila.....	48
Figura 4.8 Diagrama de perfiles de potenciales actuales S/E El Águila.....	49
Figura 5.1 Valores de interés en el circuito águila en condiciones normales.....	55
Figura 5.2 Circuito unifilar completo S/E Mucuchies – Águila puntos de interés para condiciones normales y en régimen de emergencia.....	56
Figura 5.3 Diagrama de carga y caída de tensión en el conductor de los circuito asociados a la S/E EL Águila en condiciones normales y régimen de emergencia.....	57
Figura 5.4 Valores encontrados en las curvas de Sunde.....	60
Figura 5.5 Resistividad medida vs separación de los electrodos en la S/E El Águila.....	61
Figura 5.6 Disposición de la malla y varillas verticales.....	62
Figura 5.7 Vista de planta de la malla S/E El Águila.....	68
Figura 5.8 Vista en 3D de la malla S/E El Águila.....	68
Figura 5.9 Diagrama de potencial de contacto en 2D (nueva malla).....	71
Figura 5.10 Diagrama de potencial de contacto en 3D (nueva malla).....	72
Figura 5.11 Diagrama de potencial de superficie en 2D (Nueva Malla).....	73
Figura 5.12 Diagrama de potencial de superficie en 3D (nueva malla).....	73

Figura 5.13 Diagrama de perfiles de potenciales de la propuesta de una nueva maya..... 75

Figura 5.14 Diagramas de perfiles de potenciales de puesta a tierra actual y propuesta..... 76

Figura 5.15 Leyenda de los perfiles de potencial de la fig. 5.14..... 77

www.bdigital.ula.ve

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	Dimensiones de las subestación y datos de la puesta a tierra.....	37
Tabla 4.1	Valores de resistencia calculada y resistividad medida S/E El Águila.....	42
Tabla 4.2	Reporte del análisis del suelo de la S/E El Águila.....	44
Tabla 4.3	Reporte del análisis de la actual puesta a tierra S/E El Águila.....	46
Tabla 4.4	Espectro del potencial de contacto de la S/E El Águila.....	49
Tabla 4.5	Espectro del potencial de superficie en la S/E El Águila.....	50
Tabla 4.6	Reporte del análisis de los perfiles de potenciales.....	52
Tabla 5.1	Resultados del estudio de carga de los circuitos conectados a la S/E El Águila....	56
Tabla 5.2	Estudio de carga en régimen de emergencia en los circuitos de la S/E El Águila...	56
Tabla 5.3	Datos del conductor de cobre calibre 4/0 AWG.....	60
Tabla 5.4	Valores usados para el cálculo de la malla analíticamente y con el programa.....	66
Tabla 5.5	Reporte del análisis de la malla S/E El Águila.....	71
Tabla 5.6	Coordenadas y datos de los conductores horizontales (malla).....	72
Tabla 5.7	Coordenadas y datos de las varillas verticales (barras copperweld).....	72
Tabla 5.8	Espectro del potencial de contacto (nueva malla) S/E El Águila.....	74
Tabla 5.9	Espectro del potencial de superficie (nueva malla) S/E El Águila.....	76
Tabla 5.10	Reporte de los perfiles de potenciales de la propuesta.....	77

INTRODUCCIÓN

Las subestaciones forman parte esencial del Sistema Eléctrico Nacional, por tal motivo es de gran importancia tenerlas en óptimo funcionamiento a la mayor cantidad posible de ellas para así prestar el mejor de los servicios a todos los usuarios del territorio nacional. Debido al actual estado del Sistema Eléctrico Nacional es necesario tener operativas todas las subestaciones posibles. Este proyecto se realizará con la finalidad de diseñar una nueva malla de puesta a tierra y proponer la reactivación de la subestación El Águila ubicada en El Collado del Cónдор también conocido como Pico Águila, que en estos momentos está fuera de servicio y es de gran importancia para el Sistema Eléctrico del Estado Mérida, pues la misma se encuentra en una de las zonas más turísticas y agrícola del Estado.

Vale mencionar que para la reactivación, la mayor parte de la infraestructura de dicha subestación puede ser aprovechada, por lo cual se propondrá el diseño de una nueva malla de puesta a tierra que servirá para la protección de todos los equipos de la subestación, del personal que opere en ella y de las personas que pudiesen pasar esporádicamente cerca de la misma.

Reactivar esta subestación sería de gran ayuda para el Sistema Eléctrico del Estado Mérida, debido a que la misma está ubicada en una zona sumamente turística y agrícola por excelencia, la cual necesita de un flujo eléctrico constante con la menor interrupción posible para así hacer que todo el aparato turístico y agrícola como hoteles, posadas, restaurantes, parques, depósitos de hortalizas, plantas de tratamiento entre otros, puedan prestar un servicio de la mejor calidad y así seguir ayudando a potenciar el desarrollo turístico y agrícola del Estado Mérida.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 EL PROBLEMA

En los últimos años la zona de Mucuchies y el Páramo han tenido un aumento en el consumo eléctrico y aunado a las deficiencias que está teniendo en la actualidad el Sistema Eléctrico Nacional por diversos motivos, se presume que por falta de inversión y mantenimiento en este caso en la red de distribución hace que el servicio tenga interrupciones de forma frecuentes, provocando en estos sectores pérdidas monetarias tanto en turismo como en agricultura.

CORPOELEC, empresa gubernamental encargada completamente de la energía eléctrica en Venezuela, actualmente hace lo posible por el mejoramiento del servicio para ello realiza y acepta nuevos estudios y propuestas por parte de tesisistas en diversas áreas como en las Subestaciones de Distribución, donde es necesario poder tener la mayor cantidad de ellas en servicio constante y en este caso específico, esta subestación es de gran ayuda para el desarrollo del turismo y el sector agrícola nacional. En este sentido, CORPOELEC requiere poner en práctica propuestas factibles que den solución a los problemas actuales del Sistema Eléctrico Nacional como lo representa esta propuesta de reactivar la S/E El Águila.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Actualmente no tener activas todas las subestaciones son una debilidad porque esto influye directamente en el óptimo y continuo funcionamiento del servicio eléctrico del país. El propósito de este trabajo de grado es generar una propuesta para reactivar la S/E El Águila y diseñar una nueva malla de puesta a tierra, lo cual permitirá el mejoramiento y la flexibilidad del sistema

eléctrico de la zona del páramo. Adicionalmente, con el desarrollo de esta propuesta, se permitirá la transferencia de carga entre los estados Mérida y Trujillo cuando las maniobras del sistema así lo requieran.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Propuesta para la reactivación y diseño de un nuevo sistema de puesta a tierra de la subestación El Águila 34,5 / 13,8 kV ubicada en la carretera Transandina, sector El Collado del Cóndor.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Analizar la situación actual de la subestación.
- Evaluar el sistema actual de la puesta a tierra de la subestación.
- Proponer un nuevo diseño de sistema de puesta a tierra
- Comparar el nuevo diseño con el diseño actual.
- Estudiar y evaluar la distribución de carga que va a estar asociada a dicha subestación.

1.4 METODOLOGÍA

La metodología a seguir en este trabajo es de tipo combinada, es decir, una investigación de campo y una de proyecto técnico. La primera se trabajará haciendo una inspección visual en el sitio y mediciones, también consultando con el personal que labora en la empresa, siendo estos los primeros datos de estudio y análisis. La segunda, porque es una propuesta que busca mejorar y reactivar la subestación para que la misma contribuya con el mejoramiento del sistema eléctrico de la zona.

1.5 ALCANCE

El siguiente proyecto pretende realizar una propuesta para la reactivación de la subestación El Águila, tomando en cuenta las condiciones actuales de su estructura. Incluyendo también en esta propuesta un nuevo diseño de puesta a tierra y de esta forma puedan colocarla de nuevo en servicio en el sistema eléctrico del Estado Mérida. De esta manera se lograría reforzar e impulsar el mejoramiento del servicio eléctrico en condiciones normales y en régimen de emergencia en esta zona que es de gran importancia desde el punto de vista turístico y agrícola a nivel nacional.

1.6 LIMITACIONES

Para el desarrollo del proyecto se presentaron una serie de incidencias que repercuten directamente en la ejecución de cada objetivo, entre ellas el traslado hasta la subestación, siendo esta una limitante por la poca disponibilidad de transporte, absolutamente necesario debido a que se encuentra ubicada en El Collado del Cóndor también conocido como Pico Águila, zona retirada del casco de la ciudad y a la que el único acceso es por carretera. Otra limitante que cabe resaltar es que no existe información sobre los planos de la malla de puesta a tierra de la subestación, la única información fue aportada por técnicos de la empresa los cuales dicen que nunca se construyó la malla y en su lugar se colocaron dos barras copperweld conectadas a los equipos y cerca perimetral con conductor desnudo de cobre, pero en la visita que se realizó no se observaron y se presume que fueron objeto de robo por lo tanto se propone un nuevo diseño.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se encuentran todas las definiciones, criterios y herramientas que se utilizarán para el desarrollo y comprensión del trabajo a ejecutarse.

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Una subestación eléctrica es una instalación que forma parte fundamental de un sistema de potencia, está conformada por un grupo de equipos y elementos que trabajan en conjunto o de forma coordinada. Su función principal consiste en elevar o reducir la tensión y corriente que la alimenta según sea su ubicación, esto con el fin de obtener niveles de tensiones y corrientes adecuados para minimizar las pérdidas, optimizar la transmisión y distribución de la energía eléctrica hasta los sitios de consumo.

2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

Las subestaciones se pueden clasificar según los siguientes criterios:

- Por su tipo de operación.
- Por su función dentro del sistema de potencia.
- Por su forma constructiva.

2.1.1 Clasificación de las subestaciones por su tipo de operación

Se puede clasificar según la función que cumplan en el sistema de potencia:

- **Subestación de Transformación:** este tipo de subestación que son las más comunes dentro de los sistemas de potencia, su tensión de salida es distinta a la de entrada esta puede ser menor o mayor. Si es menor sería una subestación reductora y si es mayor una subestación elevadora. Pueden pertenecer a la parte de transmisión o de distribución dentro del sistema de potencia según el nivel de tensión que maneje.
- **Subestaciones de Maniobra:** estas subestaciones no cuentan con transformador de potencia, tienen como función conectar algunos circuitos de distintas subestaciones de distribución por lo cual el nivel de tensión es uno solo, con el propósito de brindar continuidad y confiabilidad al servicio eléctrico.

2.1.2 Clasificación de las subestaciones por su función dentro del sistema.

- **Subestación de Generación:** Son las que están ubicadas cerca de las plantas de generación, se puede decir que es una estación primaria de la energía producida, su función principal es transformar el voltaje a niveles muy altos (400 kV o 765 kV) para lograr su transmisión de manera eficiente hasta las subestaciones de transmisión.
- **Subestaciones de Transmisión:** Su función es interconectar las diferentes líneas de transmisión de 115 kV o 230 kV a grandes distancias dentro del sistema de potencia. Luego estas tensiones pueden ser reducidas en estas subestaciones a niveles de tensión de distribución que son de 34,5 kV y/o 13,8 kV.
- **Subestaciones de Subtransmisión:** Son aquellas que alimentan o interconectan líneas de nivel intermedio de tensión entre transmisión y distribución, 69 kV o 34,5 kV, para transportar la energía eléctrica a distancias moderadas y de cargas no muy altas, con cargas distribuidas a lo largo de la línea.
- **Subestaciones de Distribución:** Su función es reducir la tensión a niveles de distribución 34,5 kV y/o 13,8 kV y así poderla llevar a través de la red de distribución hasta los centros de consumo industrial o residencial, donde los transformadores de distribución instalados a lo largo de los circuitos, se encargan de reducir a niveles de baja tensión (440 V, 220 V, 120 V).

2.1.3 Clasificación de las subestaciones por su forma constructiva

Según su montaje:

- **Subestaciones Interiores:** En este caso sus elementos constitutivos son instalados en el interior de edificaciones apropiado y seguro para su funcionamiento, mantenimiento y manejo.
- **Subestaciones Exteriores o a la Intemperie:** Sus equipos y elementos constitutivos se instalan a las condiciones ambientales.

Según su tipo de equipo:

- **Subestación Convencional:** Es del tipo exterior, son aquellas cuyos elementos, componentes están diseñados para operar al aire libre y por ende soportar los embates del clima; lluvia, viento, granizo, contaminación atmosférica, etc. En estas subestaciones los aislamientos están diseñados para que operen con alta grado de humedad y bajo lluvia, por lo cual tienen grandes cadenas de aisladores que sirven para alargar la distancia dieléctrica y para mantener la rigidez dieléctrica necesaria en condiciones de lluvia y contaminación.
- **Subestación Encapsulada:** En este tipo de subestación las partes y equipos que soportan tensión están contenidos dentro de envolventes metálicos o encapsuladas con SF₆.
- **Subestación Móvil:** Son subestaciones si se puede decir especiales para casos específicos se caracterizan porque todo el conjunto de equipos está instalado sobre un remolque. Su objetivo básico es ser utilizada bajo circunstancias de emergencia, en cualquier punto del sistema.

2.1.4 Características de operación de las subestaciones

Varias de estas características pueden ser su flexibilidad, confiabilidad, seguridad, y modularidad, estas pueden determinar la forma de una subestación y se pueden definir de la siguiente manera:

- **La confiabilidad:** Es la propiedad que tiene una subestación para poder mantener el suministro de energía, en condiciones que al menos un componente de la subestación se pueda reparar durante la operación.
- **La seguridad:** Es la propiedad que tiene la instalación de operar adecuadamente bajo condiciones normales y en régimen de emergencia de forma tal que puedan evitarse daños en los equipos y que proporcione seguridad para el personal que labora en ella.
- **La flexibilidad:** Se puede definir como la propiedad que tiene la subestación para adaptarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios en el sistema o por fallas.
- **Modularidad:** Es la facilidad que tiene una subestación para cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requieran.

Estas características pueden conjugarse en el momento de decidir la configuración de una subestación, dependiendo de la ubicación de esta dentro del sistema de potencia, de acuerdo con su función o por su capacidad. Si la subestación es de una capacidad e importancia tales que su salida del sistema de potencia produzca suspensiones y problemas de racionamiento en todo el sistema, entonces la subestación requiere de un alto grado de seguridad. Si la subestación tiene un gran número de circuitos y ellos pertenecen a diferentes sistemas, dicha subestación requiere de un alto grado de flexibilidad. Si la subestación tiene como objetivo primordial el suministro de energía la necesidad principal de esta subestación es la confiabilidad.

2.1.5 Elementos principales de las subestaciones

La disposición, característica y cantidad de equipo para cada subestación, depende directamente de la configuración escogida. Por lo tanto se hará una descripción general y esencial aplicable a cualquier configuración.

Son las subestaciones del tipo convencional las que se tomarán como referencia, dado que es este el tipo de subestación más común en Venezuela. En ellas se encuentran además de las estructuras y soportes que facilitan la llegada y salida de las líneas, un conjunto denominado

"elementos principales de la subestación". Estos elementos se clasifican en 3 categorías así:

- Equipo de patio.
- Equipo de tablero.
- Servicios auxiliares.

Equipo de patio: Son elementos constitutivos del sistema de potencia que se encuentran instalados en el patio de conexiones, generalmente a la intemperie, estando expuestos a las condiciones ambientales.

- Transformador de Potencia (Es el equipo más importante de toda la Subestación).
- Transformador de Corriente (T.C).
- Transformador de Voltaje (T.P).
- Seccionador (S).
- Pararrayos (P).
- Trampa de onda (T.O).
- Barrajes y Estructuras (Pórticos).
- Malla de puesta a tierra.
- Disyuntor.
- Reconectador.
- Caseta de control.

Equipos de Tablero: Son todos los elementos de control, medición y protección, indicadores luminosos y alarmas, instalados en la sala de control y soportados por los tableros de la subestación. Su función es facilitar la supervisión y manejo de la subestación, por parte del operador.

Servicios auxiliares: Son esenciales en toda subestación para garantizar el funcionamiento óptimo, seguro y continuo de la subestación complementando así los servicios primarios. Estos servicios están conformados por las fuentes de alimentación de corriente continua y alterna, de

baja tensión que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación, así como el sistema contra incendio.

2.2 PROGRAMA DE ANÁLISIS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PADEE).

Es fundamental en el proyecto el análisis de flujo de carga en los circuitos que van a funcionar en la Subestación, esto con el propósito de saber hasta qué punto de cada circuito en condiciones normales y en régimen de emergencia esta subestación pueda respaldar carga de la subestación más cercana. Teniendo como parámetros de estudio la máxima caída de tensión y máxima carga en los conductores.

Para este estudio se hizo uso del Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica en adelante PADEE. El mismo es un software en ambiente (Front – End) de AutoCAD or BricsCAD y Windows, para realizar análisis y cálculos de redes de distribución de energía eléctrica, en planos elaborados en AutoCAD. Los análisis se realizan tomando datos automáticamente de los planos y bajo parámetros establecidos en el programa y otros que el programa le solicitan al usuario que suministre, los resultados son mostrados de forma gráfica, en tablas, con colores, resaltando los puntos más importantes del análisis y ubicándolos geográficamente en los planos. Para este proyecto esos puntos serían la máxima caída de tensión y máxima carga en los conductores de los circuitos de la subestación en estudio.

2.3 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES

Forma parte fundamental en el sistema de protecciones de cualquier instalación eléctrica o sistema de potencia. En una subestación un buen sistema de puesta a tierra tiene como función proteger al personal que labore dentro de la subestación, a personas que lleguen a transitar cerca de la misma y a los equipos que formen parte de ella, al momento de producirse una falla a tierra bien sea por alguna descarga atmosférica o cualquier accidente que pueda ocurrir dentro de la subestación.

2.4 MALLA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES

Una malla de puesta a tierra es un conjunto de conductores desnudos de cobre conectados entre sí horizontalmente, preferiblemente mediante conexiones autofundentes y su configuración o distribución se hará según el área y forma del terreno. Puede tener conectadas barras de cobres de forma vertical en algunos puntos de ser necesario. La función de este sistema es que todos los equipos en sus carcasas y estructuras de la subestación que bajo condiciones normales de operación no se encuentran energizados, al momento de ocurrir una falla la misma sea drenada hacia la malla de puesta a tierra con la resistencia más baja posible y así garantizar la seguridad del personal que labora dentro de la subestación y de todos los equipos que conforman la misma. El procedimiento de construcción consiste en realizar mediante cálculos previos una cuadrícula según sea la forma del terreno, la misma se enterrará a una distancia de 0,5 m a 1,5 m bajo tierra, está hecha con conductores desnudos de cobre de calibre según los cálculos y usando para las uniones de los conductores y barras Copperweld conexiones autofundentes, el diámetro y longitud de las barras depende según cálculos previamente realizados y disponibilidad en el mercado. Luego de tener toda la configuración de la malla se procede a la conexión con conductores del mismo calibre o menor, de todos los neutros de los equipos a la malla y barras, al igual que los descargadores, cable de guarda, la cerca de ciclón de la subestación y las estructuras metálicas (pórticos, soporte de equipos, carcasa y tanques de equipos, estructura de las edificaciones etc).

2.5 REQUISITOS DE UNA MALLA A TIERRA

De acuerdo con Herrera y Hernández [1], los requisitos que se debe cumplir en una malla de puesta a tierra son los siguientes:

- La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
- Impedancia de onda de valor bajo para facilitar el paso de las descargas atmosféricas.
- Debe tener una resistencia tal, que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra.

- Debe ser resistente a la corrosión.
- Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
- Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla, (es decir disparo de protección), no deben haber calentamientos excesivos.

2.6 OBJETIVOS DE LOS SISTEMAS DE CONEXIÓN A TIERRA

Ramírez y Cano [2], consideran que los objetivos de los sistemas de conexión a tierra son:

- Proporcionar una vía de baja impedancia para disipar corrientes eléctricas a tierra sin exceder los límites de operación de la red, de los equipos y así asegurar el buen funcionamiento de las protecciones.
- Asegurar que las personas dentro de la subestación y en sus alrededores, no estén expuestas al peligro de las corrientes eléctricas de choque.
- Facilitar mediante sistemas de relevadores, la eliminación de las fallas de tierra en los sistemas eléctricos.
- Evitar que durante la circulación de corrientes a tierra, puedan generarse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, que podría poner en riesgo la vida del personal.
- Garantizar el funcionamiento de los equipos electrónicos como reconectores para proporcionar una mayor confiabilidad en el servicio eléctrico.
- Evitar sobretensiones producidos por descargas atmosféricas, operaciones o maniobras de todos los equipos que se encuentran energizados.

2.7 CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

En toda subestación de distribución uno de los aspectos primordial que se deben tener en cuenta es el sistema de puesta a tierra y para el diseño de la misma se tiene que considerar ciertos aspectos.

2.7.1 Geometría de la malla

Las limitaciones de los parámetros físicos de una malla de puesta a tierra están basadas en las restricciones físicas y económicas de la misma. Es poco práctico instalar una placa de cobre como sistema de puesta a tierra. [2]

- Los espaciamientos típicos entre conductores (D) están en el rango:

$$15 \text{ m} > D > 3 \text{ m}$$

- Las profundidades típicas (h) están en el rango:

$$1,5 \text{ m} > h \geq 0,5 \text{ m}$$

- Los calibres típicos de conductores (MCM) están en el rango:

$$500 \text{ MCM} > A_{\text{CM}} \geq 2/0 \text{ AWG.}$$

- El diámetro del conductor de la malla tiene un efecto despreciable sobre la tensión de malla.
- El área del sistema de puesta a tierra (A) es el factor más importante en la determinación de la resistencia de malla (R_g). Entre mayor sea A, menor será R_g y por lo tanto, es menor la elevación del potencial de tierra (GPR).

2.7.2 Características del terreno

Para el diseño de un sistema de puesta a tierra en una subestación o para cualquier instalación eléctrica es importante tener o conocer ciertos datos fundamentales del terreno como el tipo de suelo o composición natural del mismo, factores climáticos que pueden producir variaciones en sus características eléctricas y la resistividad del suelo donde va ser construida.

2.7.3 Resistividad del terreno

La resistividad del suelo es la propiedad que tiene éste, para conducir electricidad, es conocida además como la resistencia específica del terreno. En su medición, se promedian los efectos de las diferentes capas que componen el terreno bajo estudio, ya que éstos no suelen ser uniformes en cuanto a su composición, obteniéndose lo que se denomina resistividad del terreno. El factor

más importante de la resistencia a tierra no es el electrodo en sí, sino la resistividad del suelo mismo, por ello es requisito conocerla para calcular y diseñar los sistemas de puesta a tierra. [3]

Esta resistividad no es constante o igual en cualquier parte de la tierra si no que varía mucho según los siguientes aspectos.

- Granulometría
- Estado higrométrico
- Temperatura
- Compactación
- Sales solubles
- Composición propia del terreno
- Estratigrafía

La resistividad depende de la longitud (L) y el área de la sección transversal (S) del terreno en estudio, su unidad de medida se expresa en ($\Omega - m$) y se determinan mediante la expresión (2.1).

$$\rho = \frac{R * S}{L} \quad (2.1)$$

- Dónde:
- ρ : Resistividad ($\Omega - m$).
- R: Resistencia (Ω).
- L: Longitud en metros (m).
- S: Sección transversal en metros cuadrados (m^2).

2.7.4 Métodos de medición de la resistividad del terreno

Existen varios métodos para determinar la resistividad de un terreno entre los más importantes y aceptados que sugiere la norma ANSI/IEEE Std 81(1983) son los de Wenner (1915), Schlumberger-Palmer (Tagg 1964) y el de medición de resistencia. Básicamente se diferencian entre sí por la cantidad de electrodos que son usados y por su disposición. La finalidad de estos métodos es la solución de determinados problemas geológicos o físicos para la medición de la resistividad.

➤ Método Wenner

En 1915, Frank Wenner del U.S. Bureau of Standards desarrolló la teoría de este método de prueba, y la ecuación que lleva su nombre. [3]

El principio básico de este método es la inyección de una corriente directa o de baja frecuencia a través de la tierra entre dos electrodos C1 y C2 mientras que el potencial que aparece se mide entre dos electrodos P1 y P2. Estos electrodos están enterrados en línea recta y a igual separación entre ellos como lo muestra la figura 2.1. La razón V/I es conocida como la resistencia aparente. La resistividad aparente del terreno es una función de esta resistencia y de la geometría del electrodo. Para hacer varias mediciones se van separando los electrodos progresivamente entre sí manteniendo una misma distancia cada vez que se separen y siempre enterrados a la misma distancia. Para el cálculo de la resistencia aparente del suelo se utiliza la ecuación (2.2).

$$\rho = \frac{4\pi Ra}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2 + 4b^2}}} \quad (2.2)$$

Dónde:

R: Corresponde al valor leído por el Telurómetro.

a: Es la distancia de separación entre electrodos.

b: La profundidad de enterramiento de los mismos.

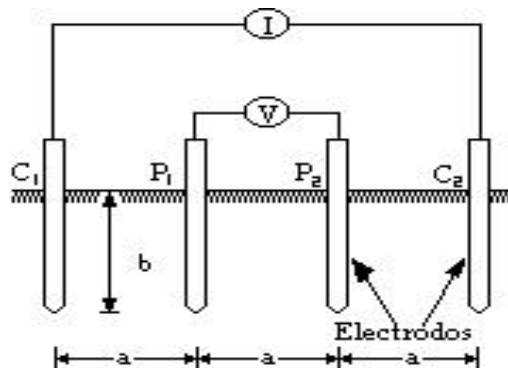


Figura 2.1 Arreglo de los electrodos, Método Wenner.

Si la profundidad o distancia (b) es pequeña comparada con la distancia (a), siendo, $a > 20b$, el valor de la resistividad aparente se puede calcular con la siguiente ecuación (2.3):

$$\rho = 2\pi Ra \quad (2.3)$$

➤ **Método de Schlumberger - Palmer**

El método de Schlumberger es una modificación del método de Wenner, ya que también emplea 4 electrodos, pero en este caso la separación entre los electrodos centrales o de potencial (a) se mantiene constante, y las mediciones se realizan variando la distancia de los electrodos exteriores a partir de los electrodos interiores, a distancia múltiplos (na) de la separación base de los electrodos internos (a) para el cálculo de este método se utiliza la ecuación (2.4). [3]

$$\rho = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot (n + 1) \cdot na \quad (2.4)$$

La configuración correspondiente a este método de medición se muestra en la figura 2.2.

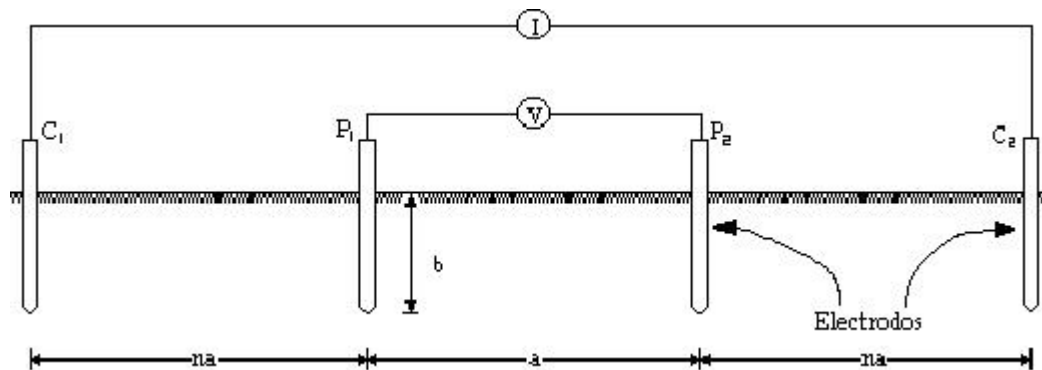


Figura 2.2 Arreglo de los electrodos, Método Schlumberger – Palmer

El método de Schlumberger es de gran utilidad cuando se requieren conocer las resistividades de capas más profundas, sin necesidad de realizar muchas mediciones como con el método Wenner. Se utiliza también cuando los aparatos de medición son poco inteligentes. Solamente

se recomienda hacer mediciones a 90 grados para que no resulten afectadas las lecturas por estructuras subterráneas.

2.7.5 Resistividad de la capa superficial

Es muy común en la subestaciones el uso de una capa de alta resistividad como piedra picada sobre la superficie del terreno dentro de la subestación (por arriba de la malla), con la finalidad de ayudar a limitar la corriente que pasaría por el cuerpo humano o las tensiones de paso y de contacto admisibles, debido a que esta capa suma una resistencia a la resistencia promedio del cuerpo. Una capa superficial con un espesor (h_s) entre $0,15 \text{ m} \geq h_s \geq 0,1 \text{ m}$ de un material de alta resistividad como la grava o piedra picada, aumenta la resistencia de contacto entre los pies de la persona y el suelo en la subestación y la corriente por el cuerpo bajará considerablemente. Esta capa también puede ser útil para el retardo de la evaporación de la humedad, limitando el secado de las capas superiores durante los períodos de verano. La misma puede tener una resistividad de $5000 \Omega\text{-m} > \rho_s > 2000 \Omega\text{-m}$. Una capa con un espesor entre $0,1 \text{ m}$ y $0,15 \text{ m}$, disminuye el factor de riesgo (relación entre la corriente del cuerpo y la corriente de cortocircuito) a una relación 10:1 comparado con la humedad natural de la tierra. Se introduce aquí el factor de disminución de la capa superficial (C_s), que puede ser considerado como un factor de corrección para calcular la resistencia efectiva del pie de una persona en presencia de un material superficial de espesor finito. La norma expone un procedimiento matemático y presenta unas gráficas para encontrar el valor de C_s ; sin embargo, también presenta una expresión empírica para el valor de C_s , Este valor está dentro del 5 % de los valores obtenidos con un método más analítico según la ecuación (2.5). [2]

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} \quad (2.5)$$

Dónde:

C_s : Factor de reducción de la capa superficial.

ρ : Resistividad del terreno ($\Omega\text{-m}$).

ρ_s : Resistividad de la capa superficial (Ω -m).

h_s : Espesor de la capa superficial (m).

La norma también IEEE 80 – 2000 define el factor de reflexión entre las resistividades de materiales diferentes según la ecuación (2.6):

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} \quad (2.6)$$

Dónde:

K: Es el factor de reflexión entre los materiales de diferentes superficies.

ρ : Resistividad del suelo (Ω -m).

ρ_s : Resistividad de la capa de piedra superficial (Ω -m).

En la figura 2.10 se pueden visualizar las curvas para obtener el factor de reducción dependiendo del valor de K:

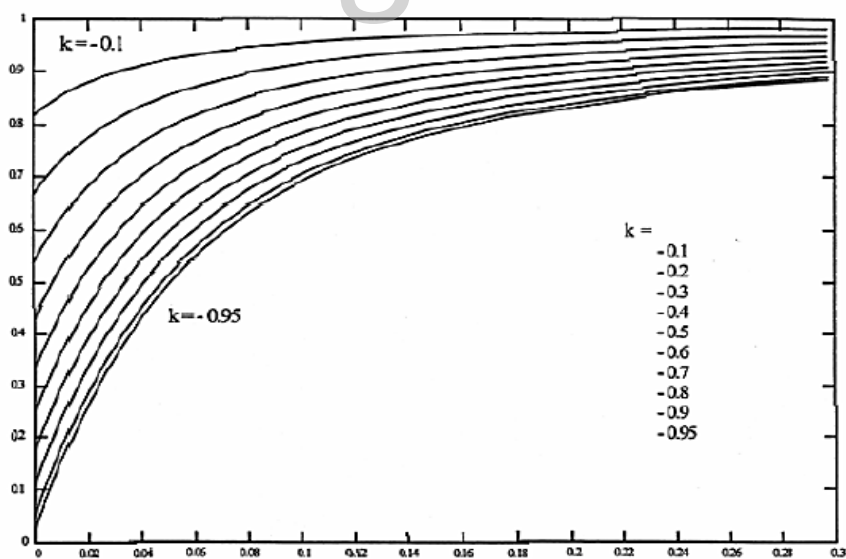


Figura 2.3 Valores de C_s en función del ancho de la capa de piedra.

2.7.6 Modelos más comunes usados para la resistividad del suelo

Existen tres modelos que son los más usados comúnmente de los cuales se hará uso para este trabajo de grado de uno de ellos, los modelos son los siguientes:

- Modelo de Suelo Uniforme.
- Modelo de Suelo de Dos Capas.
- Modelo de Suelo Multicapas.

Modelo de suelo de dos capas: Para este proyecto se usará este modelo el cual es una representación muy exacta de las condiciones reales del suelo, consiste en una capa superior de profundidad finita y con resistividad diferente a la de la capa más baja de espesor infinito.

En muchos casos un modelo de suelo de dos capas puede aproximarse empleando el método gráfico de Sunde, con la finalidad de conseguir una profundidad (H) y con esta una resistividad aparente del suelo ρ_a que se pueda utilizar para obtener cálculos más certeros y así determinar la resistencia de un sistema de puesta a tierra por el método de Sverak y por el método de Schwarz [2].

Los parámetros ρ_1 y ρ_2 se obtienen por inspección de las medidas de resistividad (Método de Wenner). Solamente (H) es obtenido por el método de Sunde, como sigue [2]:

- a) Dibujar el gráfico ρ_a vs. a.
- b) De la gráfica anterior se estiman ρ_1 y ρ_2 , extendiendo el gráfico en ambos extremos para obtener los valores de resistividad, si los datos de campo son insuficientes.
- c) Determinar ρ_2/ρ_1 y seleccionar una curva del gráfico de la Figura 2.4, o interpolar y dibujar una nueva curva en el gráfico.
- d) Seleccionar el valor de ρ_a/ρ_1 sobre el eje Y dentro de la región pendiente de la curva ρ_2/ρ_1 apropiada.

- e) Leer el valor correspondiente a/h sobre el eje X.
- f) Calcular ρ_a multiplicando el valor seleccionado $(\rho_a/\rho_1) \rho_1$.
- g) Leer el espaciamiento de prueba correspondiente de la gráfica de ρ_a vs. a .
- h) Calcular la profundidad del nivel superior $H = \frac{a}{a/h}$

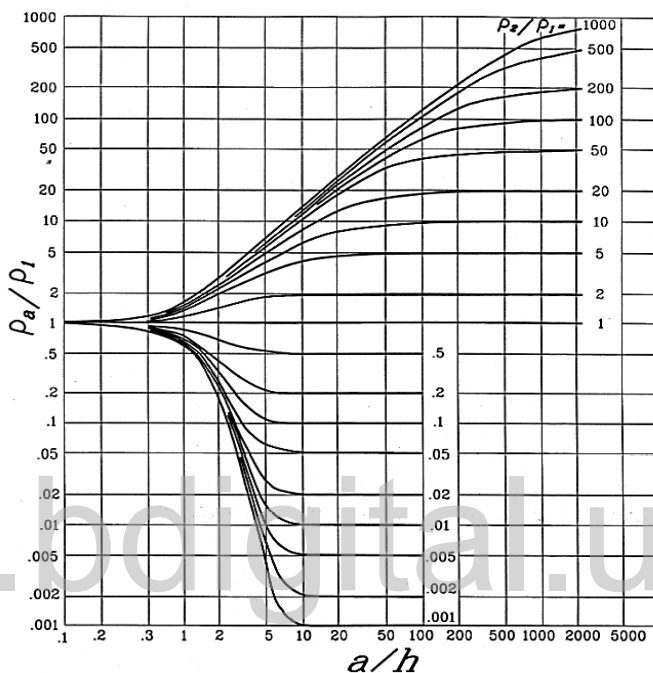


Figura 2.4 Curvas de Sunde

Con la profundidad (H) obtenida se puede proceder a calcular una resistividad aparente del suelo ρ_a por medio de la siguiente expresión:

(2.7)

$$\rho_a = \frac{L_r \cdot \rho_1 \cdot \rho_2}{\rho_2(H - h) + \rho_1(L_R + h - H)}$$

Donde:

ρ_1 = Resistividad de la capa superior en Ω -m.

ρ_2 = Resistividad de la capa profunda en Ω -m.

H = Espesor de la capa superior (valor encontrado por método de Sunde).

h = Profundidad de la malla en m.

L_r = Longitud de las varillas (c/u) en m.

ρ_a = Resistividad aparente del suelo en Ω -m.

Si $\rho_2 \leq 0,2 \rho_1$ y $H \geq 0,1 L_x$, las anteriores ecuaciones son razonablemente exactas para la mayor parte de los cálculos prácticos.

La resistencia de una malla por **Sverak** se calcula mediante la siguiente ecuación (2.8):

(2.8)

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

Donde:

L_T = Longitud total de conductores enterrados en m.

ρ = Resistividad del terreno Ω -m.

A = Área ocupada por la malla de tierra m².

h = Profundidad de la malla en m.

Ecuaciones de **Schwarz** para terreno de dos capas [2]:

Resistencia de Puesta a Tierra:

(2.9)

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

Resistencia de Tierra de la Malla (R_1):

(2.10)

$$R_1 = \frac{\rho_1}{\pi \cdot L_C} \left[\ln \left(\frac{2L_C}{\sqrt{d_C \cdot h}} \right) + \frac{K_1 L_C}{\sqrt{A}} - K_2 \right]$$

(2.10a)

$$K_1 = -0,05 \frac{L_X}{L_Y} + 1,2$$

(2.10b)

$$K_2 = 0,1 \frac{L_X}{L_Y} + 4,68$$

Donde:

ρ_1 = Resistividad del terreno Ω -m.

L_C = Longitud total de todos los conductores de la malla en m.

h = Profundidad de los conductores de la malla en m.

d_C = Diámetro del conductor de la malla en m.

A = Área cubierta por los conductores de la malla de tierra m^2 .

L_X, L_Y = Largo, ancho de la malla en m.

Resistencia de las Varillas de Tierra (R_2):

(2.11)

$$R_2 = \frac{\rho_a}{2\pi n_r L_r} \left[\ln \left(\frac{8L_r}{d_r} \right) - 1 + \frac{2K_1 L_r}{\sqrt{A}} \cdot (\sqrt{n_r} - 1)^2 \right]$$

Donde:

n_r = Número de varillas de tierra.

L_r = Longitud de cada varilla en m.

d_C = Diámetro de la varilla en m.

La Resistencia de Tierra Mutua entre la Malla y las Varillas (R_m):

(2.12)

$$R_m = \frac{\rho_a}{\pi L_C} \left[\ln \left(\frac{2L_C}{L_r} \right) + \frac{K_1 L_C}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

2.7.7 Tensiones de paso, de contacto admisible y tensiones transferidas

La seguridad de una persona depende de la prevención de cantidades críticas de energía de choque absorbidas por el cuerpo humano, antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado, estas cantidades de energía son las siguientes.

- **Tensiones de Paso (E_p):** es la diferencia de potencial que existe entre dos puntos de un terreno y que pueden ser tocados por una persona simultáneamente.
- **Tensiones de Contacto (E_C):** se denomina como la diferencia de potencial que existe en un punto en la superficie del terreno y cualquier otro punto que pudiera ser tocado por una persona.
- **Tensiones Transferidas:** Se denominan como tensiones de contacto que pueden aparecer en puntos alejados de la malla a tierra, siendo la diferencia de potencial que se transfiere hacia el exterior de la subestación.

Las tensiones de paso y contacto admisibles a las que puede estar sometida una persona, se calculan a partir de la resistividad del terreno y de la duración del efecto, como se indica a continuación [4]:

$$E_p = \frac{\rho \cdot I_g \cdot K_s \cdot K_i}{L_s} \quad (2.13)$$

$$E_C = \frac{\rho \cdot I_g \cdot K_m \cdot K_i}{L_m} \quad (2.14)$$

Dónde:

E_C : Es la tensión de contacto admisible en V.

E_p : Es la tensión de paso admisible en V.

ρ : Resistividad del terreno en ($\Omega - m$).

I_g : Corriente máxima a disipar por la malla.

K_m : Valor geométrico de espaciamiento de la malla.

K_i : Factor de irregularidad.

L_m : Longitud efectiva enterrada de las varillas.

L_s : Longitud efectiva del conductor enterrado.

K_m se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

(2.15)

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

Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro, o para mallas con varias varillas de tierra en las esquinas, así como para ambas, $K_{ii} = 1$; donde K_{ii} es un factor de corrección que ajusta los efectos de los conductores sobre la esquina de la malla.

n representa el número de conductores paralelos de una malla rectangular equivalente, y está dado por:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d \quad (2.16)$$

Para mallas cuadradas: $n = n_a$ ya que $n_b = n_c = n_d = 1$

(2.17)

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}$$

Donde:

L_c = Longitud total de los conductores de la malla horizontal en m.

L_p = Longitud del perímetro de la malla en m.

K_h es un factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla, dado por:

(2.18)

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_0} \quad \text{Con } h_0 = 1 \text{ m}$$

K_i es el factor de irregularidad y se define como:

(2.19)

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

Para mallas con muchas varillas de tierra en las esquinas, así como a lo largo del perímetro, la longitud efectiva enterrada (L_M) es:

(2.20)

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \cdot L_R$$

Done:

L_R = n_r · L_r → Longitud total de todas las varillas.

n_r = Número de varillas.

L_r = Longitud de cada varilla.

Para la Tensión Real de Paso tenemos que para mallas con o sin varillas de tierra, la longitud efectiva del conductor enterrado L_S es:

(2.21)

$$L_S = 0,75 \cdot L_C + 0,85 \cdot L_R$$

(2.22)

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

Según la norma americana IEEE Std. 80 - 2000, los valores máximos de tensión de paso y contacto los podemos calcular operando las siguientes formulas [4]:

$$E_{paso} = (1000 + 6\rho_s * C_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (2.23)$$

$$E_{contacto} = (1000 + 1,5\rho_s * C_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (2.24)$$

Dónde:

E_{paso} : Es la máxima tensión de paso admisible, en V.

$E_{contacto}$: Es la máxima tensión de contacto admisible, en V.

ρ_s : Resistividad del material de la capa superficial del terreno, en (Ω -m).

t_s : Duración del choque eléctrico en s.

C_s : Factor de reducción de la capa superficial.

Las ecuaciones (2.24) y (2.25) son válidas para un peso medio del cuerpo humano de 50 kg.

En la figura 2.4 se puede observar las tensiones de paso y de contacto a las que pudiera ser sometido una persona dentro de una subestación.

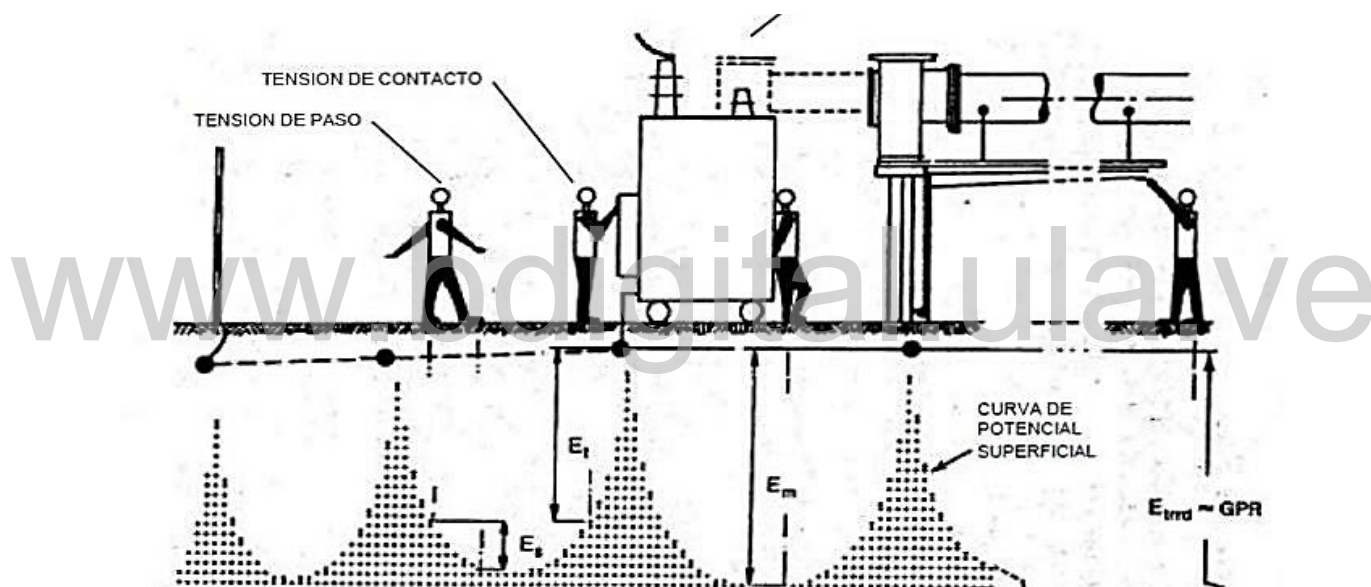


Figura 2.5 Tensiones de paso y contacto que pueden ocurrir en una subestación.

2.7.8 Selección de los conductores

Para la selección del calibre del conductor se debe tomar en cuenta la calidad del material y que su vida útil debe ser igual a los demás componentes que conforman la subestación, dicho calibre se selecciona tomando en cuenta el efecto de calentamiento que produce la corriente eléctrica sobre el material [4].

También se puede hacer uso de la norma IEEE 80 – 2000 la cual fija el calibre del conductor y se verifica térmicamente con la fórmula (2.25):

$$I = 5,07 * 10^{-3} A_{kcmil} \sqrt{\frac{TCAP}{ts * \alpha_r * \rho_r} * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)} \quad (2.25)$$

Dónde:

I: Corriente asimétrica de falla que soporta el conductor, en kiloamperios (kA).

A_{kcmil} : Es la sección transversal del conductor, en kcmil

TCAP: Factor de capacidad térmica, en (J/cm /°C)

T_m : Es la temperatura máxima disponible o temperatura de fusión, en (°C).

α_0 : Coeficiente térmico de resistividad a °C, en (1 / °C)

α_r : Coeficiente térmico de la resistividad a temperatura de referencia (T_r), en (°C)

ρ_r : Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia T_r , en ($\mu\Omega$ - cm).

K_0 : $1 / \alpha_0$ o $[(1/\alpha_0) - T_r]$, en (°C)

T_a : Es la temperatura ambiente, en (°C).

t_s : Es el tiempo máximo de despeje de la falla, en (s).

Finalmente para la selección del tamaño de los conductores como una función de la corriente de falla que pasa por el conductor se encuentra con la siguiente ecuación (2.26).

$$A_{kcmil} = I_F \frac{197,4}{\sqrt{\frac{TCAP}{ts * \alpha_r * \rho_r} * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (2.26)$$

Donde:

A_{kcmil} : Área térmica mínima que debe tener el conductor, en (kcmil)

I_F : Corriente asimétrica de falla rms o eficaz, en (kA). Se usa la más elevada encontrada.

Se recomienda usar conductores como mínimo de calibre 4/0 AWG para la malla (Electrodos Horizontales) y 5/8 de diámetro para las varillas verticales o electrodos de barra (varillas o barras

Copperweld), Las mismas, vienen en longitudes de 1,2 m y 2,40 m con un recubrimiento de cobre entre 100 y 500 micras. Estos valores mínimos son recomendados según la norma IEEE 80 - 2000. Las corrientes de cortocircuito pueden llegar a variar en el tiempo si dentro de la subestación se producen cambios en su capacidad de generación o cualquier otra modificación que pudiese realizarse en el futuro. Si esto ocurriese el diseño de puesta a tierra debe ser calculado de nuevo con la máxima corriente de corto circuito actual.

2.8 EVALUACIÓN DE LA RESISTENCIA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Un buen diseño de puesta a tierra debe reflejarse en el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas, debido a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas. Para subestaciones de alta y extra alta tensión la resistencia de tierra debe ser de aproximadamente 1 Ω o menos, en cambio las subestaciones de media tensión o menores pueden tener valores de resistencia comprendidos entre 1 Ω y 5 Ω , dependiendo de las condiciones donde esté ubicada. Una vez que se construye un sistema de conexión a tierra, debe medirse dicha resistencia para comprobar que dicho valor se encuentra en el rango, se debe tener presente que la resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de colocarla en funcionamiento [1].

La norma estadounidense para la medición de la resistividad y la resistencia de puesta a tierra es la IEEE Std. 81 – 2012, sugiere varios métodos:

- Método de la caída de potencial.
- Método de dos puntos.
- Método de tres puntos.

2.8.1 Método de la caída de potencial

Este método tiene varias modalidades y es aplicable a cualquier tipo de medición de impedancia de puesta a tierra, esto debido a que sus valores son confiables.

El método consiste en hacer circular una corriente desde la malla de puesta a tierra hasta un electrodo de corriente colocado en tierra remota y medir la diferencia de potencial entre el electrodo bajo medición y un electrodo de potencial. La relación entre la diferencia de potencial y la corriente nos da la resistencia de puesta a tierra y dichos electrodos deben estar alineados.

El electrodo de potencial se coloca inicialmente cerca de la puesta a tierra a medir y se traslada a lo largo de la línea entre los electrodos consiguiendo así varias mediciones de resistencia hasta llegar al electrodo de corriente, luego se grafican las resistencias medidas en función de la distancia del electrodo de potencial a la puesta a tierra, con esto lo que se busca es encontrar una zona horizontal donde la resistencia sea constante, en caso de no encontrar la zona horizontal, es necesario alejar más el electrodo de corriente, se puede demostrar que en un terreno homogéneo, el valor de la resistencia sería encontrado al ubicar el electrodo de potencial al 61,8% de la distancia entre la puesta a tierra a medir y la tierra remota, es por esto que se acostumbra colocar ese electrodo aproximadamente en esa posición y obtener valores con errores muy pequeños.

2.8.2 Método de los dos puntos

En este método se mide la resistencia total entre el electrodo o puesta a tierra y un electrodo auxiliar, el valor medido en ohmios es el buscado, el electrodo auxiliar se presume con una resistencia despreciable en comparación al electrodo a medir, debido a estas características esta metodología es aplicable solo para puesta a tierra pequeñas y está sujeta a grandes errores por el bajo valor de resistencia de los electrodos.

2.8.3 Método de los tres puntos

Este método a diferencia del anterior, incluye el uso de dos electrodos auxiliares donde el electrodo bajo medición se designa como c y los electrodos auxiliares como r_2 y r_3 . No se requiere de una ubicación especial de los electrodos, así que estos pueden ir en cualquier lugar del terreno, respetando una distancia mínima entre ellos. La resistencia entre cada par de electrodos es medida por el método de los dos puntos y designada sucesivamente como r_{12} , r_{13} ,

r_{23} , donde $r_{12} = r_1 + r_2$, y así sucesivamente. Se puede construir un sistema de tres ecuaciones cuya solución lleva a:

(2.28)

$$r_1 = \frac{r_{12} - r_{23} + r_{13}}{2}$$

Para efectos prácticos, la norma ANSI/IEEE Std 81-1983 recomienda que la distancia entre los tres electrodos sea de por lo menos 5 m y preferiblemente de 10 m o más.

2.9 PROGRAMA DE ANÁLISIS DE REDES ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA CYMGRD.

El programa de análisis de sistemas de puesta a tierra de redes eléctricas en adelante CYMGRD desarrollado por CYME para ayudar a los ingenieros a optimizar el diseño de mallas de conexión a tierra en subestaciones y edificios. El programa puede interpretar las medidas de la resistividad del suelo, de elevación de potencial de tierra y evaluar los puntos peligrosos en cualquier área de interés. [5]

El programa efectúa el análisis de resistividad del suelo con base en las mediciones de campo, estudio necesario para obtener un modelo del suelo que se usará subsecuentemente en la observación de las elevaciones de potencial. El módulo permite el análisis de modelos de terreno “a estrato único” o “estratificados en dos capas”. El mismo módulo calcula las tensiones de paso y contacto admisibles conformemente a la norma IEEE 80-2000. El usuario define la magnitud de la corriente de falla probable, el espesor y la resistividad de una capa de material (como la piedra triturada) aplicada a la superficie del suelo, el peso corporal y el tiempo previsto de exposición.

CYMGRD puede calcular el dimensionamiento de los electrodos de puesta a tierra y la elevación del potencial del sistema (GPR). También puede determinar la resistencia equivalente de mallas conectadas a tierra de formas arbitrarias, compuestas de conductores horizontales en tierra y varillas verticales gracias a técnicas matriciales para la resolución de la distribución de corriente

a tierra. Directamente lleno de energía y/o de los electrodos pasivos, que no están conectados a la red de energía, puede ser modelado para evaluar los efectos de proximidad [5].

CYMGRD calcula los gradientes de potencial de contacto y de superficie en cualquier punto de interés dentro del área que se investiga. El programa puede también generar las líneas equipotenciales para los potenciales de superficie y/o contacto así como los perfiles que describen las tensiones de paso y contacto en cualquier dirección. El código de colores permite visualizar los resultados en dos o tres dimensiones, facilitando la evaluación de la seguridad del personal y de los equipos en cualquier parte de la malla de puesta a tierra [5].

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL ÁGUILA 34,5 / 13,8 kV

Para la elaboración de este trabajo de grado se hará una evaluación de la situación actual de la Subestación el Águila, la misma consiste en visitar la subestación, hacer una inspección visual de todos los equipos y estructura que la componen, también realizar las mediciones de la resistencia del terreno para el diseño de la malla de puesta a tierra, algún otro dato o información de importancia se consultará con CORPOELEC. De esta forma se obtendrá la información y datos necesarios para la propuesta de la reactivación que se quiere hacer de esta subestación.

3.1 SUBESTACIÓN NO ASISTIDA EL AGUILA 34,5 / 13,8 kV

Esta instalación eléctrica es una subestación de distribución que pertenece a CORPOELEC y la misma está ubicada en el Collado del Cóndor más conocido como Pico El Águila en el Estado Mérida, ubicada a una altitud aproximada de unos 4110 msnm, con una temperatura promedio aproximada de 8 °C en el día, actualmente se encuentra fuera de servicio desde hace varios años, la misma maneja una tensión de alimentación de 34,5 kV proveniente de la subestación Mucubají, ubicada a unos 3700 msnm y con temperatura promedio aproximada de 10 °C en el día y es reducida en la Subestación a 13,8 kV. El último transformador de potencia que fue instalado es marca CAIVET, serial 1612E766, con los siguientes datos de placa:

- Tipo: intemperie
- Capacidad nominal: 5 MVA
- frecuencia nominal: 60 Hz
- Año de fabricación: 1981

- Enfriamiento: ONAN
- Tanque: 3400 KG
- Impedancia: 6 %
- Clase: C
- Tensiones nominales: 34,5 / 13,8 kV y 7,97 kV
- Grupo: DYN 5

Este equipo funcionó por un periodo muy corto aproximadamente un año, debido a que se produjo una falla en la subestación posiblemente atmosférica afectando su operación y sacándolo de servicio. El transformador anterior a ese, es de capacidad de 500 kVA. Esta subestación cuenta con dos celdas de salida, por una modificación realizada en la troncal del circuito apartaderos (D-305) que conecta esta subestación con la S/E Mucuchies se dejó una sola celda en servicio.

3.2 COMPONENTES QUE TIENE LA SUBESTACIÓN EL ÁGUILA

- Transformador de Potencia con capacidad de 5 MVA (Fuera de servicio dañado).
- Juego de corta corrientes para las 2 celdas de salida de 13,8 kV.
- Seccionadores en la llegada por el lado de alta (34,5 kV).
- Seccionadores en las 2 celdas de salida de 13,8 kV.
- Tiene 2 transformadores de potencial (TP) y 3 transformadores de corriente (TC).
- Tableros de protecciones y control que contiene los relés de los transformadores de potencia y de corriente, los cuales no funcionan.
- Juego de corta corriente como protección del lado de alta tensión del transformador.
- Transformador de distribución para los servicios auxiliares de la subestación.
- Dos lámparas de vapor de sodio para la iluminación de la subestación.
- Descargadores.



Figura 3.1 Pórtico S/E El Águila

3.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS DIMENSIONES DE LA SUBESTACIÓN Y PUESTA A TIERRA.

Tabla 3.1 Dimensiones de las subestación y datos de la puesta a tierra

Largo de la Subestación (m)	16
Ancho de la Subestación (m)	16
Área de la Subestación (m ²)	256
Espesor de la capa de piedra picada (m)	0,05
Malla de puesta a tierra	No posee
Barra Copperweld de 1,2 m de longitud	2 barras
Conductores de Conexión a las Barras	Conductor de cobre 4/0

3.4 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN

Según información facilitada por parte del Departamento de Subestaciones no Asistidas de la División de Mantenimiento Especializado de CORPOELEC, esta subestación no cuenta con una malla de puesta a tierra, en sustitución de la malla tiene 2 barras Copperweld de 5/8" de diámetro y 1,2 m de largo, enterradas a una profundidad aproximada de 40 cm por debajo de la capa de piedra picada que tiene un espesor aproximado de 5 cm y conectada a los equipos de la subestación con conductor 4/0 AWG de cobre. En vista de esta situación con el sistema de puesta a tierra que no es el más adecuado para una subestación de distribución se hace la propuesta de un nuevo diseño de puesta a tierra acorde a la demanda de la instalación eléctrica en estudio y de acuerdo a la Norma IEEE 80-2000.



Figura 3.2 Ubicación satelital de la subestación El Águila

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA SUBESTACIÓN EL ÁGUILA

En el siguiente capítulo se enfocara el estudio en todos los aspectos y parámetros que intervienen e influyen en el funcionamiento de la subestación. Se hará un breve análisis de los componentes de la subestación y con la ayuda del programa CYMGRD se analizará la actual puesta a tierra existente en la subestación.

4.1 ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

El transformador de potencia es la pieza o componente más importante de toda subestación eléctrica. Actualmente el transformador que existe en esta subestación está fuera de servicio, el mismo tiene una capacidad de 5 MVA de marca CAIVET, funcionó por un periodo muy corto de tiempo. Aunque no existe mucha información del por qué salió de servicio y según datos suministrado por el personal técnico de la División de Mantenimiento Especializado Departamento de Subestaciones no Asistidas CORPOELEC. Es muy probable que pudo haber sido afectado por una falla ocasionada por alguna descarga atmosférica la cual no fue absorbida por la puesta a tierra de la subestación debido a que no cuenta con un sistema de puesta a tierra adecuado para este tipo de instalación.



Figura 4.1 Transformador de potencia S/E El Águila

4.2 CONJUNTO DE COMPONENTES QUE CONFORMAN LA SUBESTACIÓN

Cuando se habla del conjunto de componentes se quiere hacer referencia al resto de elemento que hace vida dentro de la subestación para su funcionamiento, esos componentes son los mencionados en el capítulo III. Algunos de ellos son los juegos de corta corriente, seccionadores, transformadores de potencia y corriente, entre otros. Con respecto a los tableros de protecciones y control, según información suministrada por el personal técnico de la División de Mantenimiento Especializado Departamento de Subestaciones no Asistidas CORPOELEC, faltan algunos relés que contienen estos tableros; el resto de componentes mencionados en el capítulo III, punto 3.2 funcionan y estuvieron prestando servicio junto con el transformador que se dañó.

4.3 PÓRTICO O ESTRUCTURA METÁLICA DE LA SUBESTACIÓN

El pórtico o estructura metálica de la subestación El Águila esta como una sola estructura debido al tipo de subestación y capacidad que la misma maneja, está diseñado para una tensión de alimentación de 34,5 kV con una sola línea de entrada y en su salida cuenta con 2 celdas de la cuales una sola está habilitada para funcionar con un nivel de tensión de salida de 13,8 kV. La estructura de esta subestación permite aceptar a un transformador de hasta 5 MVA de capacidad,

excepto por la base de concreto donde reposa el transformador la cual debe modificarse debido a que esta base es para un transformador de 500 kVA de capacidad. Esto trajo como consecuencia que el transformador que estaba en funcionamiento lo colocaran hacia un lado de la subestación específicamente en la esquina inferior derecha, vista de frente a la entrada de la subestación, sobre una base de madera y conectado con cable de potencia, mientras se realizaba la base adecuada que nunca se hizo.

4.4 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Para este estudio realizado al terreno de la subestación El Águila, se hizo uso del método Wenner de los cuatro (4) puntos que fue explicado anteriormente en el capítulo II. Con ayuda del equipo (telurómetro) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Los Andes de aquí en adelante (ULA), marca AVO, modelo DET5/4R, se realizaron mediciones con separaciones entre electrodos, en principio de 0,5 m hasta llegar a una separación de 3,5 m entre cada electrodo. Y los mismos enterrados a una distancia de 20 cm de profundidad. El procedimiento se realizó 2 veces, la primera de forma longitudinal todos los electrodos en línea recta de frente a la entrada de la subestación y la segunda de forma transversal con respecto a la entrada de la subestación creando una forma de signo positivo (+) con origen casi en el centro de la subestación y ambas líneas longitudinal y transversal abarcando casi el ancho y largo del área de la subestación.



Figura 4.2 Telurómetro digital

En la figura 4.2 se muestra el telurómetro que fue utilizado para hacer las mediciones de resistencia del terreno, con una exactitud propia del instrumento de $\pm 2\%$ y un error máximo de servicio de $\pm 5\%$. Estas mediciones fueron realizadas sin lluvia, entre las 11:00 am y 1 pm con una temperatura alrededor de los $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ y a una altura aproximada de 4120 msnm. Los datos de la resistencia del terreno en cada medición obtenidos del telurómetro, luego son ingresados en el programa CYMGRD que trabaja bajo la norma IEEE 80 - 2000, para hacer un análisis completo y detallado del suelo.

Tabla 4.1 valores de resistencia calculada y resistividad medida S/E El Águila

a (m)	Resistencia (Ω)	Resistividad ($\Omega\text{-m}$)
0,50	136,95	430,24
1,00	71,5	449,24
1,50	27,9	262,95
2,00	16,75	210,48
2,50	11,4	179,07
3,00	7,45	140,42
3,50	3,4	74,76

La tabla 4.1 muestra los valores de resistencia en (Ω) medida con el telurómetro del terreno de la S/E El Águila, cada 0,5 m de incremento en la distancia entre electrodos y la resistividad en ($\Omega\text{-m}$) calculada por medio de la ecuación (2.3) descrita en el capítulo II.

4.5 ANÁLISIS DEL SUELO

Como la conductividad del terreno en la mayoría de los casos no es uniforme con respecto a la profundidad se consideran varias capas horizontales. Una vez obtenidas las mediciones de resistencia del terreno con el telurómetro se procederá a realizar el análisis del suelo, este trabajo se hace con el módulo de análisis de suelo que trae el programa CYMGRD, mostrando los resultados de forma gráfica y tabulada como se presentan a continuación.

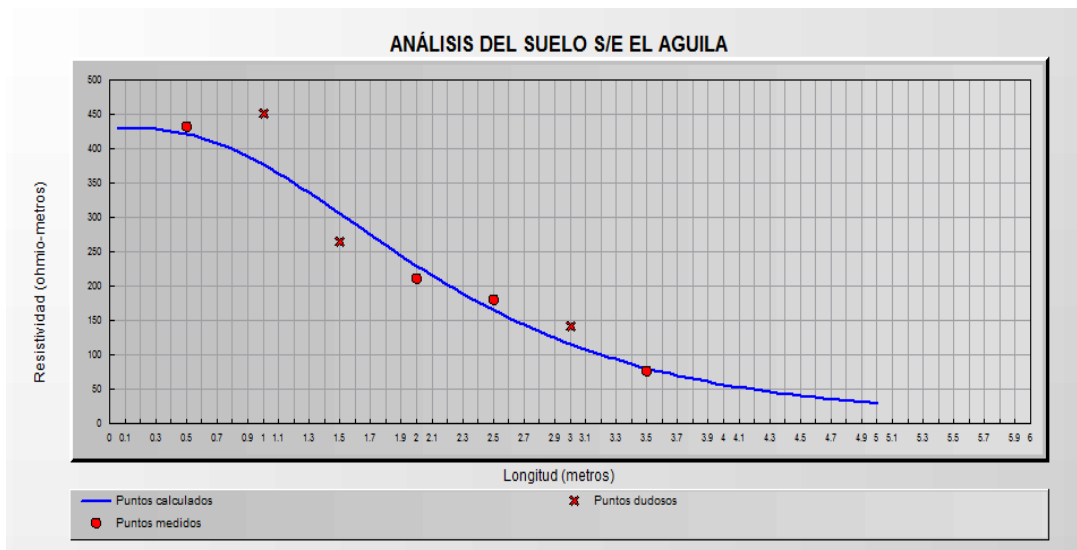


Figura 4.3 Curva de análisis del Suelo S/E El Águila.

La figura 4.3 muestra un análisis gráfico que el programa CYMGRD hace de los datos de la resistencia del terreno que se obtuvieron con el Megger para calcular la resistividad más posible en ($\Omega - m$) del terreno. En este análisis se estaría haciendo una comparación entre los puntos calculados y los medidos de la resistividad. La curva azul representa los puntos calculados, los puntos medidos son los círculos rojos y también se puede observar que existen algunos puntos que el programa llama dudosos marcados con una (x) roja, que son las mediciones lo suficientemente lejos de la curva de resistividad calculada y donde el error entre ellos y la curva supera el error promedio rms entre todos los puntos medidos y la curva. Estos valores pueden ser por las características propias del terreno o por consecuencias del equipo. Dichos puntos pueden ser tomados en cuenta o no, pues el programa se encarga de hacer una aproximación aceptable con el resto de las mediciones o puntos. En este caso la curva presenta variaciones de resistividad muy pequeñas entre puntos, lo que significa que el terreno tiene una característica homogénea.

En la tabla 4.2 se realiza un reporte más detallado del análisis del suelo, se dan datos más específicos que son de gran importancia para un óptimo diseño de un sistema de puesta a tierra.

Tabla 4.2 Reporte del análisis del suelo de la S/E El Águila.

Reporte del análisis de suelo		Mc	
Nombre de la subestación	SE EL AGUILA		
Proyecto	PUESTA A TIERRA ACTUAL SE EL AGUILA		
Estudio	PUESTA A TIERRA ACTUAL S/E EL AGUILA		
Parámetros			
Título	ANALISIS DEL SUELO SE EL AGUILA		
Modelo de suelo	Estratificado en 2 capas		
Modelo securitario	IEEE Std. 80-2000		
Espesor de la capa superficial	0.05 metros		
Resistividad de la capa superficial	2500 ohm-m		
Duración del choque eléctrico	0.5 secs		
Peso corporal	50 kg		
Resultados de salida			
Espesor de la capa superior	1.54 metros		
Resistividad de la capa superior	430.25 ohm-m		
Resistividad de la capa inferior	9.43 ohm-m		
Tensión máxima de contacto	537.98 voltios		
Tensión máxima de paso	1659.77 voltios		
Factor Cs de reducción	0.607837		
Valores puestos en tabla			
Error RMS	12.15 %		
Distancia sondas (metros)	Resistividad medida (ohm-m)	Resistividad calculada (ohm-m)	Error (%)
0.5	430.24	421.62	-2
1	449.24	377.38	-16
1.5	262.95	305.31	16.11
2	210.48	229.56	9.07
2.5	179.07	165.02	-7.85
3	140.42	115.82	-17.52
3.5	74.76	80.69	7.94

Como se puede observar en la tabla 4.2 para el estudio o análisis del suelo se tomaron en cuenta datos como el espesor de la capa superficial (piedra picada) actual de la subestación que es de unos 5 cm con una resistividad de 2500 ($\Omega - m$) el peso corporal de una persona de 50 kg y duración del choque eléctrico de 0,5 s. Estos parámetros pueden ser modificados en el programa según como se quiera diseñar el sistema de puesta a tierra. Por ultimo como dato importante para la seguridad del personal que pueda laborar en la subestación el programa nos da la tensión

máxima de contacto, tensión máxima de paso y el factor de reducción de la capa superficial (Cs).

4.6 PARÁMETRO DE CORTO CIRCUITO EN LA S/E EL ÁGUILA

A través del programa PADEE, se realizó un estudio de flujo de carga y de corto circuito, en este último se obtuvieron los valores máximos de corriente de corto circuito trifásica y monofásica en la barra de 34,5 kV y en la de 13,8 kV. Para el estudio de la puesta a tierra actual de la subestación se utilizó el máximo valor de corriente de corto circuito monofásico en la barra de 13,8 kV. Vale destacar que la simulación se hizo con una configuración delta – estrella del transformador que era la configuración que tenía el último transformador que estaba en servicio.

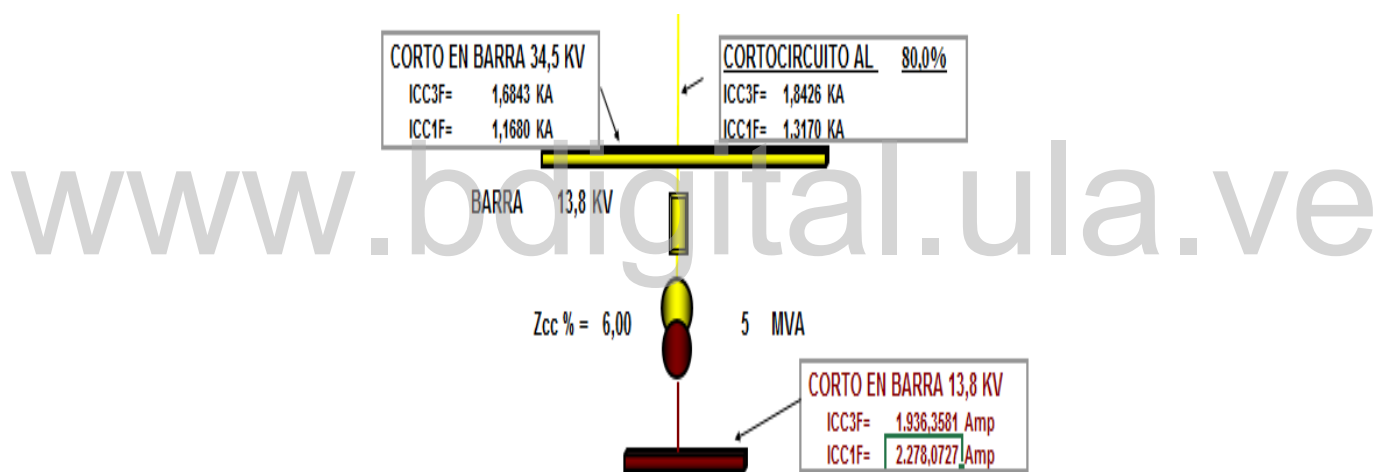


Figura 4.4 Estudio de Corrientes de Corto Circuito S/E El Águila (conexión delta-estrella)

Luego de tener estos valores máximos de corrientes, se utiliza la corriente máxima monofásica de corto circuito en la barra de 13,8 kV la cual es de 2278,0727 A con este valor se puede proceder a realizar el análisis de la puesta a tierra actual, el estudio de diagrama de contorno y diagrama de perfil. Es importante mencionar y aclarar que para facilitar los cálculos en este trabajo de grado se tomará este valor de corriente como referencia para el estudio y cálculo de la puesta a tierra actual y para la propuesta de una nueva malla. Aunque no siempre toda la corriente de falla circula por tierra, pudiendo esto generar voltaje de malla y de paso elevados, ocasionando mayor inversión en materiales para la malla. En este caso esto puede ser irrelevante

debido a que se trata de una subestación de un área pequeña y que se tomará en cuenta la norma IEEE 80 – 2000, la cual recomienda los calibres de conductores y varillas para la malla. Por lo antes explicado no se tomará en cuenta el factor de decremento (D_f) y el factor de división (S_f) en la corriente máxima a disipar por la malla, que por lo general siempre es menor que la corriente que se va a utilizar en este trabajo.

4.7 ANÁLISIS DE LA PUESTA A TIERRA ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN

La Subestación El Águila solo cuenta como sistema de puesta a tierra con 2 barras Copperweld de 1,2 m de longitud y 5,8” de diámetro conectadas a la estructura y equipos de la subestación por medio de conductores de cobre calibre 4/0 AWG, lo que hace que sea un sistema de puesta a tierra inadecuado y deficiente para este tipo de instalaciones. Por medio del programa CYMGRD se realizó un análisis más detallado obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 4.3 Reporte del análisis de la actual puesta a tierra S/E El Águila.

Reporte de análisis de la malla	
Nombre de la subestación	SE EL AGUILA
Proyecto	PUESTA A TIERRA ACTUAL SE EL AGUILA
Estudio	PUESTA A TIERRA ACTUAL S/E EL AGUILA
Parámetros	
Spec. Z paralelo equivalente	Z infinito
Frecuencia nominal	60 hz
Nombre de la barra	BARRA 13.8 kV
Corriente de falla LG	2279 amps
Contribución a distancia	100 %
Espesor de la capa superior	1.54 metros
Resistividad de la capa superior	430.25 ohm-m
Resistividad de la capa inferior	9.43 ohm-m
Resultados de salida	
Elevación del potencial de tierra	19867.7 voltios
Resistencia de tierra calculada	8.50253 ohmios
Impedancia equivalente	8.4953 ohmios

En la tabla 4.3 se muestra un reporte del análisis de la actual puesta a tierra que posee la subestación, presentando una elevación de potencial de tierra muy alto y una resistencia de tierra

calculada que está fuera del rango admisible para subestaciones de distribución el cual debe ser entre 1Ω y 5Ω aproximadamente.

$$R_{de\ tierra} = 8,502 \Omega > 5 \Omega$$

A continuación se presenta una vista en dos y tres dimensiones de aquí en adelante (2D y 3D) de la configuración de la puesta a tierra de la S/E El Águila

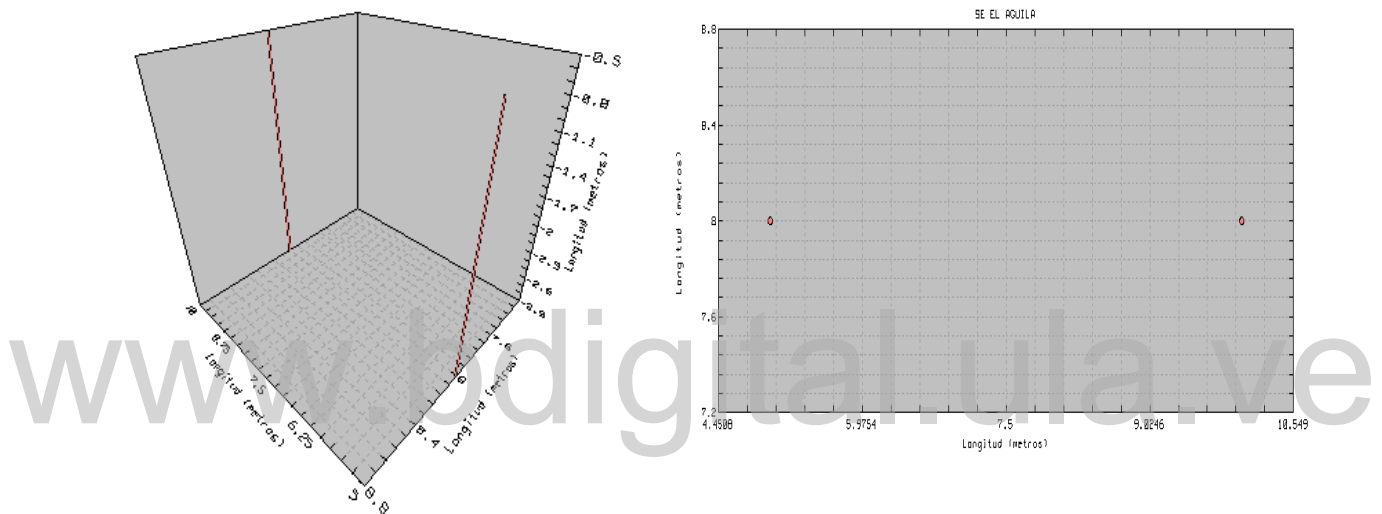


Figura 4.5 Configuración en 2D y 3D de la puesta a tierra actual S/E El Águila

La figura 4.5 nos da una referencia de la configuración en el plano y el espacio de la simple puesta a tierra con la que cuenta esta subestación de distribución.

4.8 DIAGRAMA DE CONTORNOS DE POTENCIALES DE LA S/E EL ÁGUILA

En la actualidad esta subestación no cuenta con un sistema de puesta a tierra formal, en consecuencia cuenta con 2 barras Copperweld como se describió en el punto 4.4 de este capítulo. Con los valores máximos de corto circuito monofásicos en la barra de 13,8 kV y

haciendo uso del programa CYMGRD se procederá a realizar el análisis de potencial de superficie y potencial de contacto para luego mostrar los resultados por medio de tablas y gráficos.

➤ **Potencial de Contacto.**

Esta parte del estudio se realiza de forma gráfica en 3D mostrando así los puntos de potencia de contacto en toda el área de la subestación a continuación se mostrara las gráfica resultante del estudio.

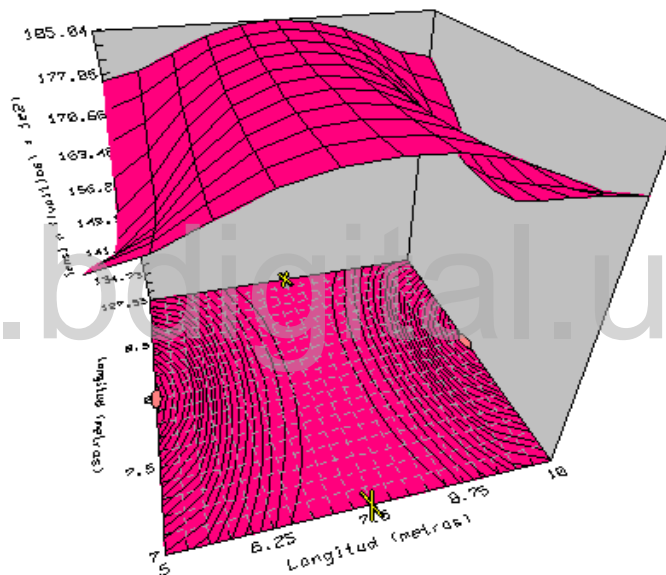


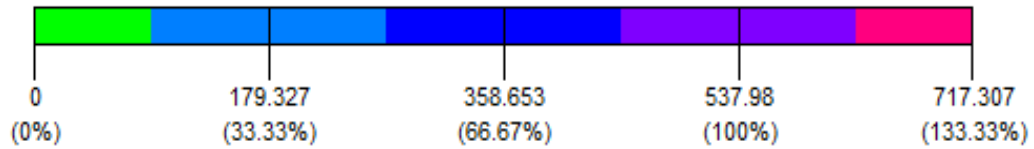
Figura 4.6 Diagrama en 3D de potenciales de contacto S/E El Águila.

En la figura 4.6 se puede apreciar la información de este estudio y tener noción de cuáles son los puntos más elevados de potencia de contacto en el terreno de la subestación, los cuales son los que están marcados en amarillo en el piso de la figura 4.6. El valor de potencial de contacto en esos puntos es de 18503,6 V. siendo este un valor muy elevado y por lo tanto peligroso para toda la instalación y el personal que labora dentro de ella.

Tabla 4.4 Espectro del potencial de contacto de la S/E El Águila.

Niveles de umbral del potencial de contacto

Tensión máxima de contacto 537.98 voltios



Puntos de máximo potencial

Potencial de contacto en los puntos 18503.6 voltios

X (metros)	Y (metros)
7.5	9
7.5	7

Esta tabla muestra un espectro en colores del umbral del potencial de contacto, que es el valor máximo admisible por una persona de 50 kg el cual tiene una tensión máxima permitida de 537,98 V y se puede apreciar las coordenadas de mayor potencial de contacto en el área de la subestación las cuales son (7,5; 9) y (7,5; 7) con un valor de 18503,6 V. El umbral muestra valores por encima del permitido en toda el área de la subestación, esto debido al deficiente sistema de puesta a tierra que se tiene presente en la misma.

➤ **Potencial de superficie.**

En este estudio se presentará un diagrama de contorno de superficie donde se muestra en 3D la elevación del potencial de tierra en la puesta a tierra que se tiene en la subestación en el momento que es inyectada la corriente máxima de falla.

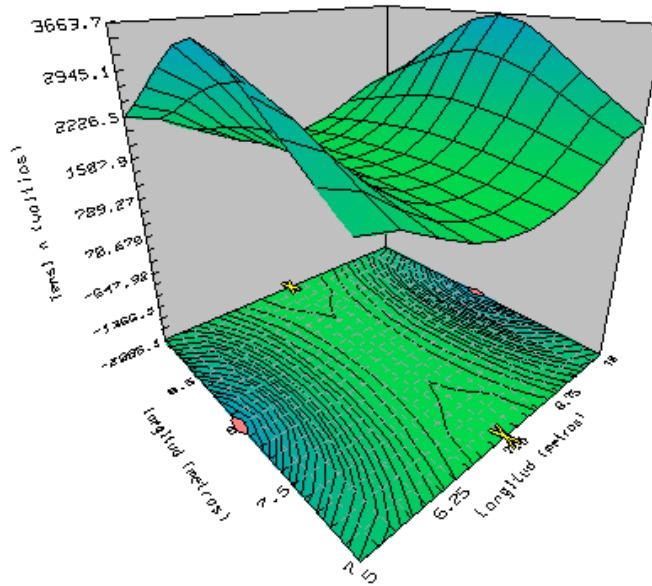
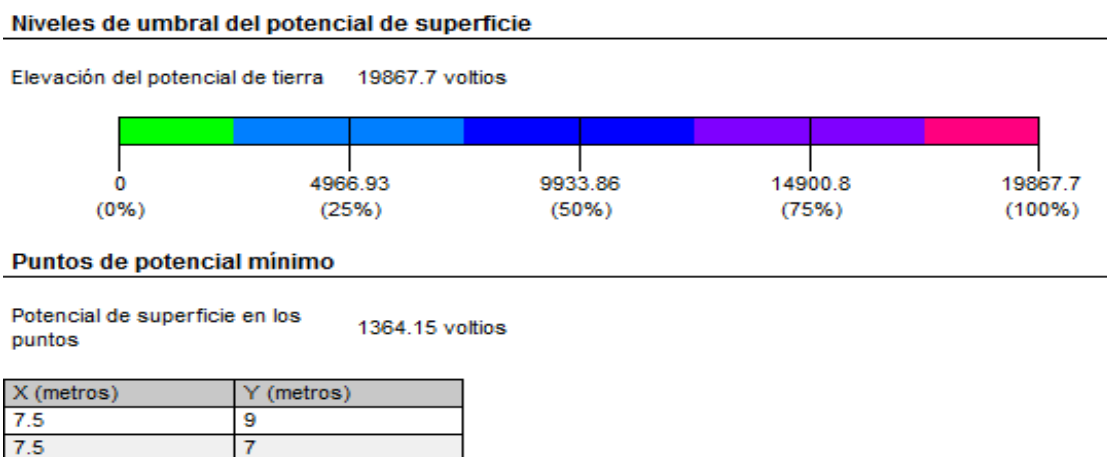


Figura 4.7 Diagrama en 3D de potenciales de superficie S/E El Águila.

En la figura 4.7 en 3D se tiene el estudio de contorno de potenciales de superficies. Donde la máxima elevación del potencial de superficie es en los puntos que se encuentran las 2 barras Copperweld y debido a que no se cuenta con conductores horizontales (malla) la gráfica se muestra muy uniforme.

Tabla 4.5 Espectro del potencial de superficie en la S/E El Águila.



El espectro del potencial de superficie representado en la tabla 4.5 muestra una elevación del potencial de tierra permitida de 19867,7 V y valores de potencial en las coordenadas mostradas de 1364,15 V estando este potencial por debajo del 25 % del permitido que sería hacia el centro de la subestación. Aunque los valores están muy por debajo del límite permitido según la simulación, son valores muy altos en comparación si existieran conductores horizontales (malla).

4.9 DIAGRAMA DE PERFILES DE POTENCIALES ACTUALES.

En este estudio se hace un corte de perfil de las gráficas de potencial de contacto y potencial de superficie pudiéndose apreciar en una misma grafica los dos estudios anteriores de forma sencilla y concreta.

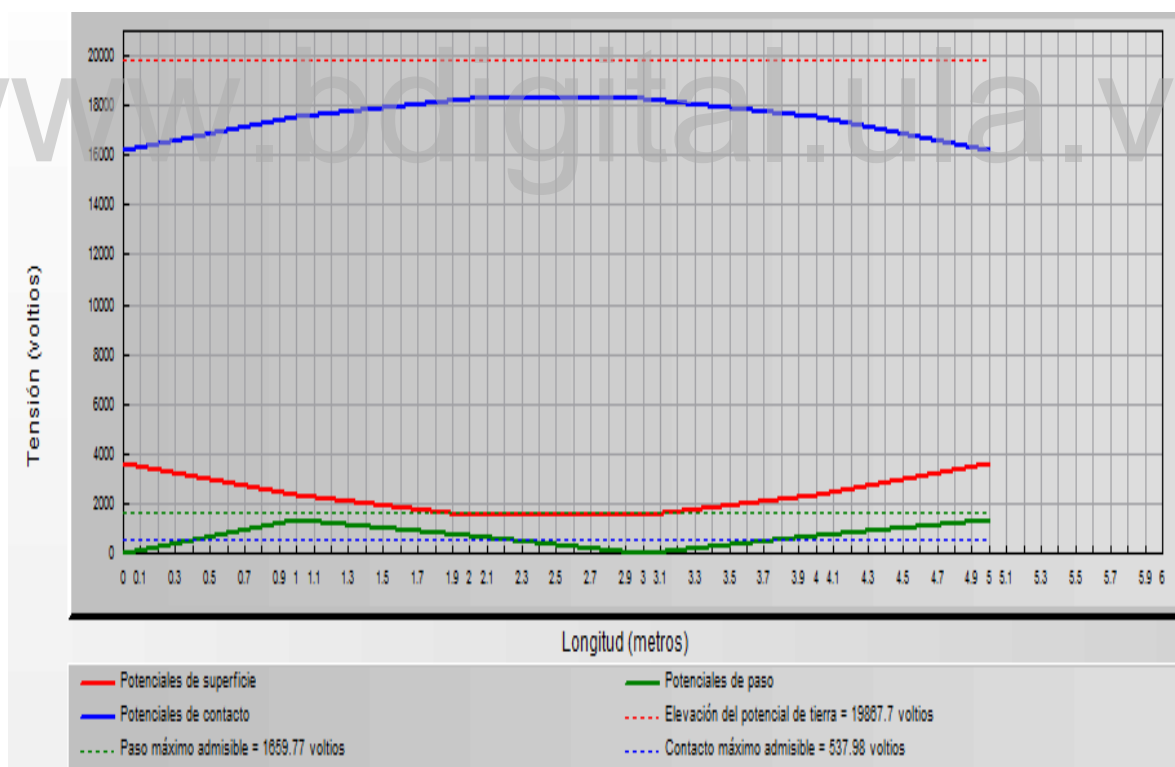


Figura 4.8 Diagrama de perfiles de potenciales actuales S/E El Águila.

En el diagrama de la figura 4.8 se muestra condensado de forma gráfica los dos estudios anteriores de potencial que se le realizaron a la puesta a tierra de la S/E El Águila. También se hizo el análisis para obtener el potencial de paso, para ello se hace un barrido de la malla o a lo que se tenga por puesta a tierra trazando una diagonal de extremo a extremo con 1 m de distancia entre puntos para obtener los valores que allí se muestran.

Tabla 4.6 Reporte del análisis de los perfiles de Potenciales.

Reporte del perfil de potencial	
Nombre de la subestación	SE EL AGUILA
Proyecto	PUESTA A TIERRA ACTUAL SE EL AGUILA
Estudio	PUESTA A TIERRA ACTUAL S/E EL AGUILA
Parámetros	
Título	Diagrama de perfil de potencial #02
Nombre de la barra	BARRA 13.8 kV
Corriente de falla LG	2279 amps
Contribución a distancia	100 %
Corriente del electrodo de retorno	0 amps
Espesor de la capa superior	1.54 metros
Resistividad de la capa superior	430.25 ohm-m
Resistividad de la capa inferior	9.43 ohm-m
Potenciales iguales (distintos)	Sí
X1	5 metros
Y1	8 metros
X2	10 metros
Y2	8 metros
Intervalo entre los pasos	1 metros
Niveles de umbral del potencial de contacto	
Elevación del potencial de tierra	19867.7 voltios
Tensión máxima de paso	1659.77 voltios
Tensión máxima de contacto	537.98 voltios
Puntos de máximo potencial	
Potenciales de superficie	3663.65 voltios
Potenciales de paso	1353.91 voltios
Potenciales de contacto	18313.9 voltios

Por último se muestra en la tabla 4.6 un reporte del diagrama anterior con valores específicos de los niveles de umbral de potencial de contacto y tensión máxima de paso además de los

valores máximos permitidos en cada uno de estos parámetros. El reporte muestra que el potencial de contacto (18313,9 V) supera por mucho a la tensión máxima de contacto permitida (537,98 V) y aunque los otros valores están dentro de los rangos son muy elevados. El análisis indica que lo mejor para esta subestación debido a los valores obtenidos y a la inadecuada puesta a tierra que se tiene, es diseñar un nuevo sistema de puesta a tierra (malla más varillas verticales las cuales son barras Copperweld) óptimo, adecuado, que cumpla con los parámetros de CORPOELEC y con la norma IEEE 80-2000 para sistemas de puesta a tierra en subestación de distribución.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO V

PROPUESTA PARA EL DISEÑO DE UNA NUEVA MALLA DE PUESTA A TIERRA Y LA REACTIVACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL ÁGUILA.

En este capítulo se desarrollará la propuesta de instalar un nuevo transformador de potencia de menor o igual capacidad al que esta fuera de servicio y de un nuevo sistema de puesta a tierra eficiente y acorde al tipo de instalación eléctrica.

5.1 PROPUESTA PARA INSTALAR UN NUEVO TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Esta subestación ya tiene aproximadamente unos 10 años fuera de servicio desde entonces la carga que manejaba esta subestación fue asumida por la subestación Mucuchies por medio del circuito Apartaderos (D-305) más adelante se darán datos más específicos.

Lo ideal para la propuesta de reactivación de esta subestación sería un transformador de la misma capacidad que el anterior 5 MVA, en el caso de ser instalado este tipo de transformador habría que realizar un trabajo de obra civil pequeña en la subestación, la cual consiste en una nueva base de concreto donde descansará el mismo, adecuada para su peso ya que la base existente está diseñada para el primer transformador que era de 500 kVA.

El transformador que se encuentra en estos momentos en la subestación desinstalado y dañado fue colocado sobre una base de madera hacia el lado derecho inferior de la subestación y desde

ese punto fue conectado tanto a la barra de 34,5 kV como a la de 13,8 kV por medio de cables de potencia. Esta instalación según, fue realizada mientras se probaba el mismo por un periodo, pero nunca se realizó la base donde debía ir instalado hasta que se dañó.

La idea principal de usar un transformador de esta capacidad, es la de aprovechar toda la estructura y equipo existente en la subestación, con la única excepción de la construcción de la nueva base que no sería un trabajo de mayor inversión, ni complicación y se puede hacer en poco tiempo. Se pudiese instalar un transformador mayor de 5 MVA de capacidad, pero esto implicaría realizar modificaciones considerables a toda la estructura de la subestación como ampliar el área de la misma, colocar un nuevo pórtico, nuevas protecciones entre otras cosas, lo que se traduce en una inversión muchísimo mayor tanto monetariamente como en tiempo.

5.2 CONDICIONES ACTUALES DEL CIRCUITO APARTADEROS (D – 305)

Este circuito conecta a la S/E Mucuchies con la S/E El Águila, en la actualidad está administrado y alimentado en su totalidad por la S/E Mucuchies presentando una carga de 139 A, con una máxima caída de tensión de 9,82 % en el tramo (1057) superando los 6 % que establece la empresa como valor límite y máxima carga de 49,66 % en el tramo (526) (ambas condiciones en el conductor). Este análisis de carga fue realizado con la ayuda del programa PADEE el cual es el utilizado por CORPOELEC para hacer los estudios de carga y demanda del Sistema Eléctrico Nacional.

5.3 CONDICIONES DEL CIRCUITO APARTADEROS (D– 305) CON LA PROPUESTA DE REACTIVACIÓN DE LA S/E EL ÁGUILA EN CONDICIONES NORMALES.

Una vez reactivada esta subestación la misma contará con dos circuitos o celdas (circuitos de salida en 13,8 kV). El primer circuito llamado Águila, este quedará de punta con el circuito Apartaderos metros abajo de la Capilla de Piedra Juan Félix Sánchez como se muestra en la fig. 5.1. Este nuevo circuito tendría una carga de 58,8 A.

El segundo circuito sería el circuito Antenas, es un tramo pequeño que va desde la S/E El Águila hasta las antenas de CANTV más arriba de los galpones de papa vía el páramo de Piñango. Con una carga de 15,3 A, estos valores en Condiciones Normal de funcionamiento.

Tabla 5.1 Resultados del estudio de carga de los circuitos conectados a la S/E El Águila.

Circuitos	Apartaderos (D-305)	Águila	Antenas
Carga (A)	64,9	58,8	15,3
Máxima Caída de Tensión (%)	1,89	6,0	0,14
Máxima Carga (%)	21,19	32,66	5,66

En la tabla 5.1 se puede observar que con la puesta en funcionamiento de la S/E El Águila, se le estaría quitando carga al circuito Apartaderos (D-305) que actualmente tiene una carga de 139 A, quedando el mismo con una carga de 64,9 A, esto acompañado de una reducción considerable en la caída de tensión y carga en el conductor a lo largo del circuito. He aquí la importancia de la reactivación de la S/E El Águila pues esta asumiría una carga de 74,1 A en condiciones normales que en la actualidad es absorbida en su totalidad por la S/E Mucuchies.

5.4 PROPUESTAS DE RESPALDO DE CARGA EN RÉGIMEN DE EMERGENCIA.

La reactivación de esta subestación sería de gran ayuda para el servicio eléctrico de la zona. Una de las ventajas de tenerla en funcionamiento sería la de poder hacer respaldo de carga en caso de régimen de emergencia de la subestación Mucuchies. Para este estudio de carga se hizo uso del programa PADEE, el cual es utilizado por CORPOELEC para hacer los análisis de flujo de carga.

Tabla 5.2 Estudio de carga en régimen de emergencia en los circuitos de la S/E El Águila.

Circuitos	Apartaderos (D-305)	Águila	Antenas
Carga (A)	48,5	75,2	15,3
Máxima Caída de Tensión (%)	1,45	7,42	0,14
Máxima Carga (%)	16,12	41,67	5,66

Como se aprecia en la tabla 5.2 en caso de Régimen de Emergencia de la S/E Mucuchies el circuito Águila puede asumir una carga de 75,2 A unos 16,4 A. más que en condiciones normales del circuito Apartaderos, para un total de 90,5 A. entre los 2 circuitos de la S/E El Águila, sin sobrepasar los parámetros fijados por la empresa de 8 % de caída de tensión y 100 % de máxima carga ambas en el conductor.

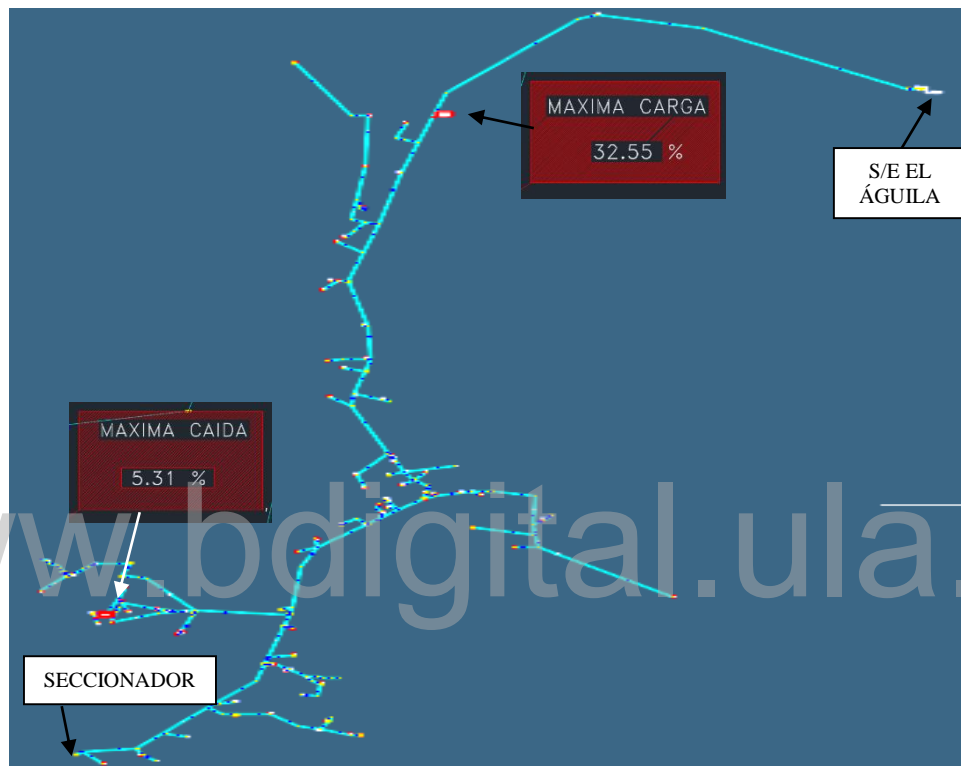


Figura 5.1 Valores de interés en el circuito águila en condiciones normales.

En la figura 5.1 se muestra el diagrama unifilar del circuito Águila que va desde la S/E El Águila hasta metros más abajo de la Capilla de Piedra Juan Félix Sánchez. Con ayuda del PADEE se hizo el estudio de carga en condiciones normales. Todo el tramo que se muestra sería la carga que la S/E El Águila una vez reactivada con un transformador de 5 MVA de capacidad pudiera asumir ya que en la actualidad esta carga es asumida por el circuito apartadero (D-305). El programa nos da los datos de máxima caída de tensión (5,31 %) y máxima carga (32,55 %) en el conductor en los puntos donde ocurre.

Por otra parte, para hacer posible esto la empresa tendría que hacer un trabajo de colocar unos seccionadores en el tramo de la troncal que se indica en la figura 5.1 esto con el fin de crear un punto de interconexión entre los dos circuitos (Apartaderos – Águila) que geográficamente sería metros más abajo de la derivación que sale hacia la Capilla de Piedra Juan Félix Sánchez en San Rafael de Mucuchies. Este punto de seccionamiento es imprescindible hacerlo puesto que hasta ese sitio la S/E El Águila es capaz de soportar esa carga en condiciones normales.

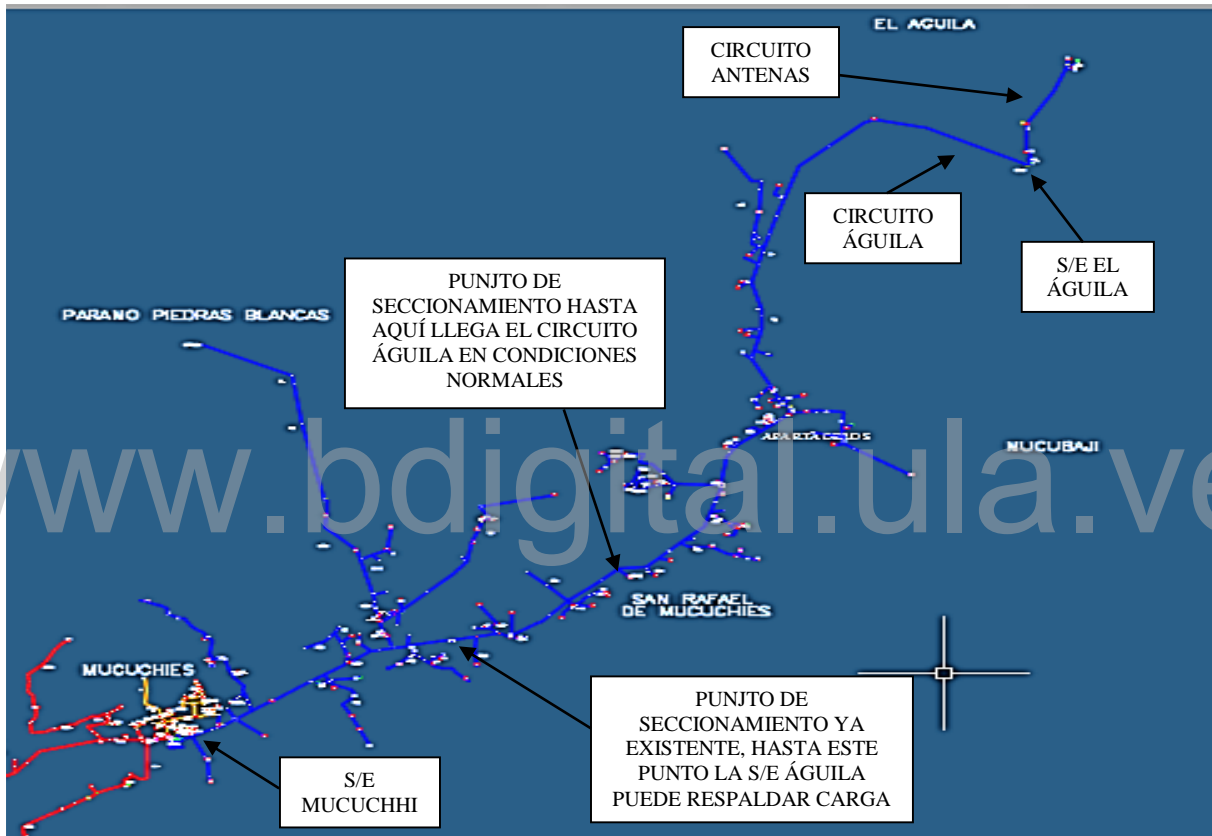
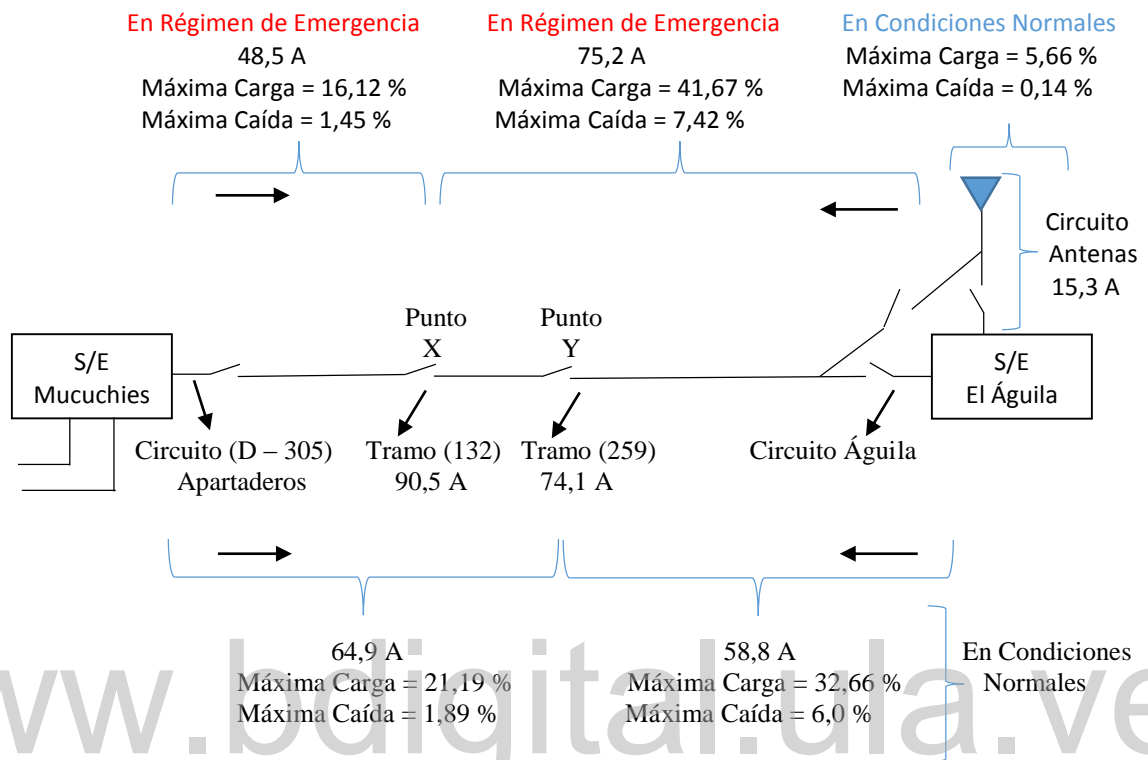


Figura 5.2 Circuito unifilar completo S/E Mucuchies – Águila puntos de interés para condiciones normales y en régimen de emergencia.

En la figura 5.2 se puede apreciar en color azul el circuito completo unifilar actualmente (D – 305) llamado Apartaderos, el cual une a la S/E Mucuchies con la S/E El Águila señaladas respectivamente. También se puede observar el punto de seccionamiento que existe actualmente, ubicado metros abajo de la derivación del Royal, el cual se utilizaría para poder

ejecutar la maniobra de respaldo de carga en caso de régimen de emergencia de la S/E Mucuchies.



Punto X: Punto de seccionamiento metros abajo de la derivación El Royal (ya existe)
Punto Y: Punto de seccionamiento metros abajo de la Capilla de Piedra Juan Félix Sánchez (San Rafael de Mucuchies)

Figura 5.3 Diagrama de carga y caída de tensión en el conductor de los circuitos asociados a la S/E EL Águila en condiciones normales y régimen de emergencia.

En la figura 5.3 se muestra un diagrama que contiene los datos de las tablas 5.1 y 5.2 de forma más gráfica, donde se expresan valores en condiciones normales de las subestaciones y de régimen de emergencia si ocurriese alguna falla en la S/E Mucuchies. Vale destacar que la carga que aparece en el tramo (259) o punto Y que es de 74,1 A es la suma de los dos circuitos de la S/E EL Águila en condiciones normales, hasta ese punto no se excede los parámetros del 6 % de máxima caída y del 80 % de máxima carga en el conductor. El tramo (132) o punto X con una carga de 90,5 A, quiere decir que hasta ese punto la subestación El Águila pudiera respaldar esa carga que es de 16,4 A, por medio del circuito Águila en caso de régimen de

emergencia de la S/E Mucuchies sin rebasar los parámetros del 8 % de caída de tensión y 100 % de máxima carga ambas en el conductor, parámetros que son fijados por la empresa para régimen de emergencia.

5.5 PROPUESTA DE UNA NUEVA MALLA DE PUESTA A TIERRA

Como ya se había mencionado en el Capítulo III, punto 3.4 y Capítulo IV, punto 4.4, lo que se tiene en esta subestación como sistema de puesta a tierra es poco eficiente y poco segura para esta instalación eléctrica. Debido a este motivo y cumpliendo con uno de los objetivos de este trabajo de grado, se propone elaborar una nueva malla de puesta a tierra, que sea adecuada para este tipo de instalación. De acuerdo a esto se presentará un diseño que cumpla con los requisitos mínimos de seguridad y acorde para una subestación de distribución. Este diseño se hará de dos formas, la primera con cálculos manuales y la segunda con ayuda del programa CYMGRID.

5.6 SELECCIÓN Y DATOS DEL CONDUCTOR PARA LA MALLA

Según la norma IEEE 80 – 2000, se recomienda utilizar para la construcción de la malla de puesta a tierra, conductor de cobre desnudo de calibre mínimo 4/0 AWG. Este tipo de conductor soporta muy bien la corrosión, las altas temperaturas y los dobleces. A continuación se indican los datos de este conductor necesarios para el cálculo de la corriente (I) con la cual se verifica térmicamente que el conductor pueda soportar la corriente de falla. Para esto la corriente (I) deberá ser mayor que la corriente de falla I_f .

Tabla 5.3 Datos del conductor de cobre calibre 4/0 AWG.

Sección (A)	107,2 mm ²
Diámetro (dc)	17,40 mm
TCAP (J/cm ³ -°C)	3,42
α_r (20 °C)	0,00381
Pr (20 °C)	1,78
K ₀	242
T _m	1084 °C
T _a	40 °C

Una vez obtenido los datos del conductor se procede por medio de la ecuación (2.25) situada en el capítulo II, para verificar que el mismo pueda soportar la corriente de falla que circulará por él. Esta corriente es la mínima que deben soportar tanto el conductor y los conectores.

$$I = 5,07 * 10^{-3} A_{kcmil} \sqrt{\frac{TCAP}{ts * \alpha_r * \rho_r} * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}$$

Sustituyendo los datos en la ecuación se obtiene el siguiente valor.

$$I = 5,07 * 10^{-3} * 107,2 \sqrt{\frac{3,42}{0,5 * 1,78 * 0,00381} * \ln\left(\frac{242 + 1084}{242 + 40}\right)}$$

$$I = 21,47 \text{ kA} > 2,278 \text{ kA}$$

Una vez obtenido el valor de la corriente de verificación térmica del conductor se compara con la corriente máxima de corto circuito monofásico en la barra de 13,8 kV y se observa que la misma es mucho mayor lo que indica que el conductor puede soportar esta corriente de corto circuito pudiendo ser utilizados en el diseño de la malla de puesta a tierra. Vale destacar que para esta prueba se está utilizando un conductor trenzado de cobre calibre 4/0 AWG.

5.7 ANÁLISIS MANUAL DE LA PROPUESTA DE LA NUEVA MALLA DE PUESTA A TIERRA.

En esta parte básicamente se harán un conjunto de cálculos apoyándonos en ecuaciones y métodos mencionados en el capítulo II y con datos ya obtenidos como el calibre y longitud del conductor y varillas verticales que se utilizarán en el diseño de la malla, corriente de corto circuito, resistividad entre otros.

Se comenzará haciendo uso de las curvas de Sunde (figura 2.4) para hallar una profundidad (H) donde se pueda encontrar una resistividad aparente del suelo (ρ_a) que sea la más favorable y así

obtener una resistencia de puesta a tierra aceptable (menor a 5 Ω). Haciendo uso de los pasos descritos en el capítulo II, punto 2.7.6 y usando los datos de la tabla 4.1 se obtiene:

➤ **Calculo de la profundidad (H) con la ayuda de las curvas de Sunde**

$\rho_1 = 430$ ($\Omega - m$) y $\rho_2 = 75$ ($\Omega - m$) se obtiene $\frac{\rho_2}{\rho_1} = 0,17$ este valor lo busco en las curvas de

Sunde gráfica 5.1 y de allí se obtiene $\frac{\rho_a}{\rho_1} = 0,4$ y $\frac{a}{h} = 2,8$ luego calculo $\rho_a = (\rho_a/\rho_1) \cdot \rho_1$

$\rho_a = 172$ ($\Omega - m$). Este valor de 172 ($\Omega - m$) lo busco en el eje Y de la gráfica 5.2 para obtener $a = 2,7$ m

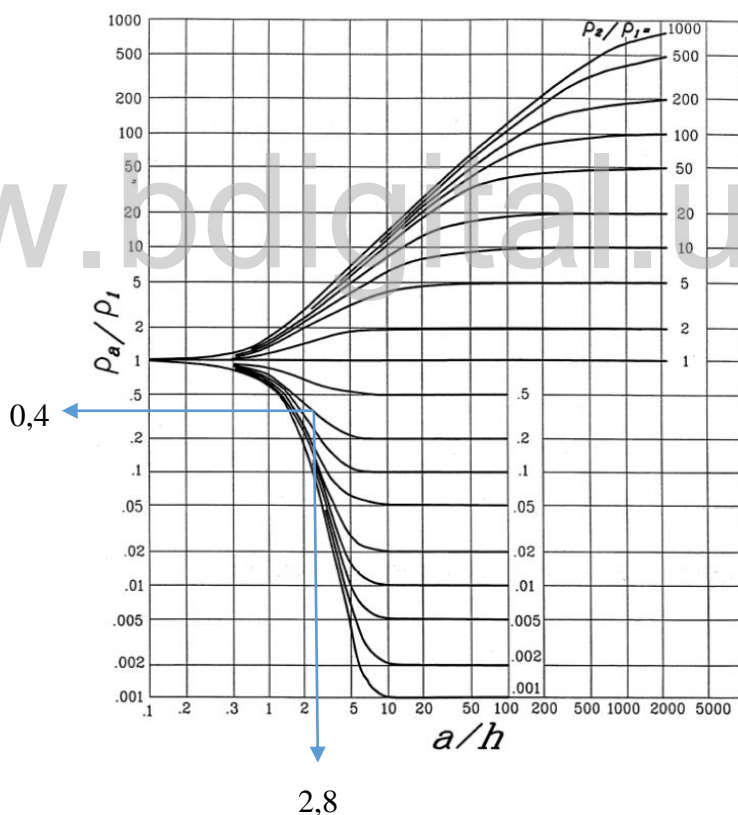


Figura 5.4 Valores encontrados en las curvas de Sunde

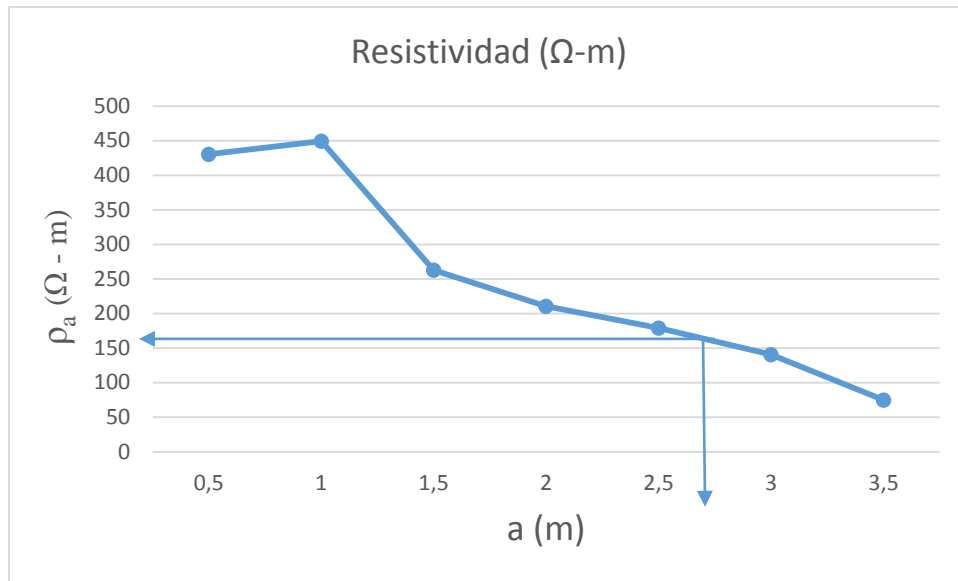


Figura 5.5 Resistividad medida vs separación de los electrodos en la S/E El Águila.

Una vez obtenido (a), se calcula la profundidad (H)

$$H = \frac{a}{a/h} \rightarrow H = \frac{2,7}{2,8} \rightarrow 0,96 \text{ m}$$

Luego de tener esta profundidad (H), se halla la nueva resistividad aparente del suelo (ρ_a) por medio de la ecuación (8):

$$\rho_a = \frac{L_r \cdot \rho_1 \cdot \rho_2}{\rho_2(H - h) + \rho_1(L_r + h - H)}$$

Sustituyendo los datos en la ecuación se obtiene el siguiente valor.

$$\rho_a = \frac{2,4 \cdot 430 \cdot 75}{75(0,96 - 0,5) + 430(2,4 + 0,5 - 0,96)} \rightarrow \rho_a = 89,1 \text{ (}\Omega - \text{m)}$$

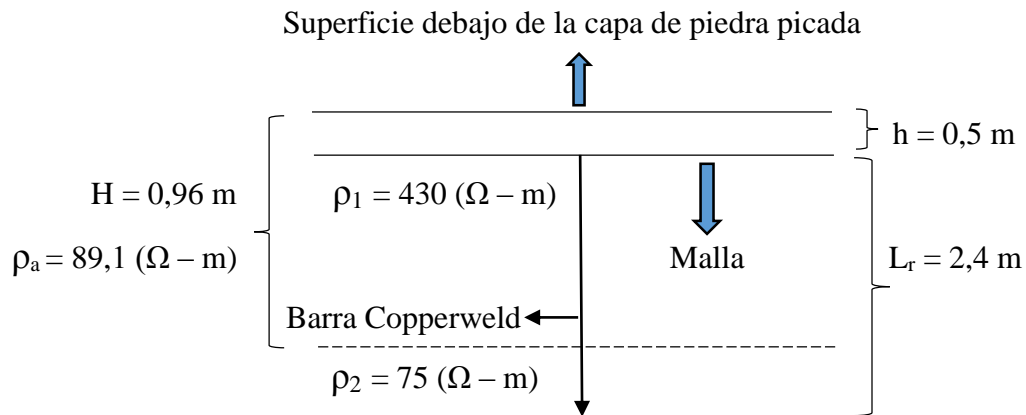


Figura 5.6 Disposición de la malla y varillas verticales.

Donde:

ρ_1 = Resistividad de la capa superior, en Ω -m.

ρ_2 = Resistividad de la capa profunda, en Ω -m.

H = Espesor de la capa superior (valor encontrado por método de Sunde).

h = Profundidad de la malla, en m.

L_r = Longitud de las varillas (c/u), en m (Barras Copperweld).

ρ_a = Resistividad aparente del suelo, en (Ω -m) valor hallado con el espesor H.

5.7.1 Cálculo de la resistencia de malla de puesta a tierra por la ecuación de Sverak.

La resistencia de una malla por **Sverak** se calcula mediante la siguiente ecuación (2.8), con $\rho = 430$ (Ω -m), $A = 400$ m² y $h = 0,5$ m sustituyendo los valores se obtiene:

$$R_g = 89,1 \left[\frac{1}{200} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 400}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5 \sqrt{\frac{20}{400}}} \right) \right] \rightarrow R_g = 2,34 \Omega$$

$$R_g = 2,34 \Omega$$

Se cumple con la Norma que dice que $R_g < 5 \Omega$

5.7.2 Cálculo de la resistencia de malla de puesta a tierra por las ecuaciones de Schwarz.

➤ **Resistencia de tierra de la malla (R_1):**

Esta resistencia se calcula por medio de la ecuación (2.10; 10a y 10b):

$$R_1 = \frac{430}{\pi \cdot 200} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 200}{\sqrt{0,01740 \cdot 0,5}} \right) + \frac{1,15 \cdot 200}{\sqrt{400}} - 4,78 \right]$$

$$R_1 = 10,46 \Omega$$

➤ **Resistencia de las varillas de tierra (R_2) se calcula por la ecuación (2.11):**

$$R_2 = \frac{89,1}{2\pi \cdot 14 \cdot 2,4} \left[\ln \left(\frac{8 \cdot 2,4}{0,01740} \right) - 1 + \frac{2 \cdot 1,15 \cdot 2,4}{\sqrt{400}} \cdot (\sqrt{14} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = 3,18 \Omega$$

➤ **La Resistencia de tierra mutua entre la malla y las varillas (R_m) ecuación (2.12):**

$$R_m = \frac{89,1}{\pi \cdot 200} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 200}{2,4} \right) + \frac{1,15 \cdot 200}{\sqrt{400}} - 4,78 + 1 \right]$$

$$R_m = 1,82 \Omega$$

Finalmente la resistencia de Puesta a tierra se calcula por la ecuación (2.9)

➤ **Resistencia de puesta a tierra (R_g):**

$$R_g = \frac{10,46 \cdot 3,18 - (1,82)^2}{10,46 + 3,18 - 2 \cdot 1,82}$$

$$R_g = 2,99 \Omega \rightarrow 3 \Omega \text{ se cumple con la Norma que dice que } R_g < 5 \Omega$$

Vale destacar que para el cálculo de R_2 y R_m se utilizó $\rho_a = 89,1$ ($\Omega - m$) con la finalidad de obtener una R_g baja debido a que esta resistencia influye directamente en la corriente máxima a disipar por la malla (I_g) y esta a su vez influye en la tensión máxima de malla (E_m) y tensión real de paso (E_p). También se debe verificar que $R_g < R_1$, $R_g < R_2$ pero $R_g > R_m$ y en efecto se cumple:

$$3 \Omega < 10,46 \Omega; \quad 3 \Omega < 3,18 \Omega; \quad 3 \Omega > 1,82 \Omega$$

5.7.3 Tensión Máxima Admisible de Contacto (E_C) y de Paso (E_P) para una Persona de 50 kg:

Tabla 5.4 Valores usados para el cálculo de la malla analíticamente y con el programa

Resistividad Capa Superficial ρ_s ($\Omega - m$)	Resistividad del terreno ρ ($\Omega - m$)	Profundidad de la Malla (m)	Espesor Capa Superficial (m)
3000	430	0.5	0.2

Estas tensiones se calculan por medio de las ecuaciones (2.24 y 2.25) respectivamente y C_s se calcula por la ecuación (2.6) y con los datos de la tabla 5.4.

$$E_{p50kg} = (1000 + 6 \cdot 3000 \cdot 0,8426) \frac{0,116}{\sqrt{0,5}}$$

$$E_{p50kg} = 2652,14 \text{ V}$$

$$E_{c50kg} = (1000 + 1,5 \cdot 3000 \cdot 0,8426) \frac{0,116}{\sqrt{0,5}}$$

$$E_{c50kg} = 786,07 \text{ V}$$

5.7.4 Tensión de paso real (e_p)

Se obtiene por medio de la ecuación (2.23):

$$E_p = \frac{\rho \cdot I_g \cdot K_s \cdot K_i}{L_s}$$

Dónde:

ρ : $\rho_a = 89,1$ ($\Omega - m$).

I_g : Corriente máxima a disipar por la malla, se utilizará un 70% de la corriente de corto circuito o de falla en la barra de 13,8 kV que es de 2279 A. Por lo general no toda la corriente de falla circula por tierra y por eso se define un factor de división de corriente (S_f) y un factor de decremento (D_f). Estos dos valores son necesarios para calcular (I_g), los mismos no se pudieron calcular por falta de datos, pero según ejemplos que se pueden obtener de la norma IEEE 80 – 2000, se observa que esta corriente por lo general no pasa el 50 % de la corriente de falla en las barras.

K_S : Se obtiene por la ecuación (2.22).

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 0,5} + \frac{1}{5 + 0,5} + \frac{1}{5} (1 - 0,5^{10-2}) \right]$$

$$K_S = 0,44$$

K_i : Factor de irregularidad se obtiene por la ecuación (2.19).

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot 10 \rightarrow 2,124$$

L_S : Longitud efectiva del conductor enterrado se obtiene por la ecuación (2.21).

$$L_S = 0,75 \cdot 200 + 0,85 \cdot 33,6 \rightarrow 178,56 \text{ m}$$

Sustituyendo los valores en la ecuación

$$E_p = \frac{89,1 \cdot 1595 \cdot 0,44 \cdot 2,124}{178,56}$$

$$E_p = 743 \text{ V}$$

$$\text{Cumpliéndose: } E_p < E_{P50kg}$$

5.7.5 Tensión máxima de la malla (E_C):

Se calcula por medio de la ecuación (2.24):

$$E_C = \frac{\rho \cdot I_g \cdot K_m \cdot K_i}{L_m}$$

K_m se puede calcular mediante la siguiente ecuación (2.15):

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{5^2}{16 \cdot 0,5 \cdot 0,01740} + \frac{(5+2 \cdot 0,5)^2}{8 \cdot 5 \cdot 0,01740} - \frac{0,5}{4 \cdot 0,01740} \right) + \frac{1}{1,22} + \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot 10 - 1)} \right) \right] \rightarrow 0,6$$

L_M : Longitud efectiva enterrada de las varillas ecuación (2.20):

$$L_M = 200 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{2,4}{\sqrt{10^2 + 10^2}} \right) \right] \cdot 33,6 = 259,04 \text{ m}$$

Sustituyendo los valores en la ecuación (2.24):

$$E_C = \frac{89,1 \cdot 1595 \cdot 0,6 \cdot 2,124}{259,04}$$

$$E_C = 698,48 \text{ V}$$

Cumpléndose: $E_C < E_{C50 \text{ kg}}$

5.8 PARÁMETROS QUE SE DEBEN CUMPLIR SEGÚN LA NORMA IEEE 80 – 2000

Según la Norma IEEE 80 – 2000, los sistemas de puesta a tierra en subestaciones eléctricas deben cumplir con unos parámetros mínimos para que la misma pueda ser funcional, aceptable y así poder proteger a los equipos y personal que labore en la subestación estos parámetros son:

- El conductor seleccionado debe soportar la corriente a disipar por la malla I_g la cual por lo general va ser menor que la corriente de corto circuito en las barras o corriente de falla. Previamente se hizo un cálculo en el punto 5.4 que asegura el cumplimiento de este punto.
- La Resistencia de Puesta a Tierra de la Malla (R_g), debe estar por debajo de 5Ω para este tipo de instalaciones eléctricas parámetro que se está cumpliendo.
- La Tensión Máxima de Malla (E_C) para una persona que pese 50 kg debe ser menor que la Tensión de Contacto Máxima Admisible (E_{C50kg}), parámetro que se cumple.
- La Tensión Real de Paso (E_P) para una persona que pese 50 kg debe ser menor que la Tensión de Paso Máxima Admisible (E_{p50kg}), parámetro que se cumple.

5.9 DISEÑO Y ANÁLISIS DE LA PROPUESTA DE LA NUEVA MALLA DE PUESTA A TIERRA USANDO EL PROGRAMA CYMGRD.

Una vez obtenido el calibre del conductor para ser usado en el diseño de la malla y teniendo en cuenta la ubicación en el área del pórtico o estructura metálica de la subestación, el transformador de potencia, tableros, tanquillas y cualquier otro componente que pudiese obstaculizar la ubicación de la malla en el terreno se procede al diseño con el programa CYMGRD. Para las dimensiones de esta subestación que es de 16 m por 16 m lo que nos da un área de 256 m^2 , se puede hacer en principio una malla con retículas de 5 m x 5 m como primera opción y de allí en adelante según los resultados se harán retículas más amplias o pequeñas, siempre tratando de que sean lo más uniforme posible. Lo primero es ingresar los datos de las distancias entre electrodos y valor de la resistencia que se obtuvieron con el telurómetro para cada valor de "a". Luego se introducen otros datos como el valor de la corriente de corto circuito monofásico en la barra de 13,8 kV, seguidamente se suministran las coordenadas (X1, Y1, Z1) y (X2, Y2, Z2) de los conductores horizontales y la de las varillas verticales que se vayan a utilizar para conformar la malla de puesta a tierra de la subestación.

Como conductores horizontales para las retículas se utilizará cable 4/0 AWG desnudo, para las varillas verticales se utilizarán barras Copperweld de 2,4 m de largo y 5,8" de diámetro aproximadamente 15,875 mm y se recomienda si se implementa el diseño, conexiones autofundentes entre las barras y los conductores de cobre de la malla.

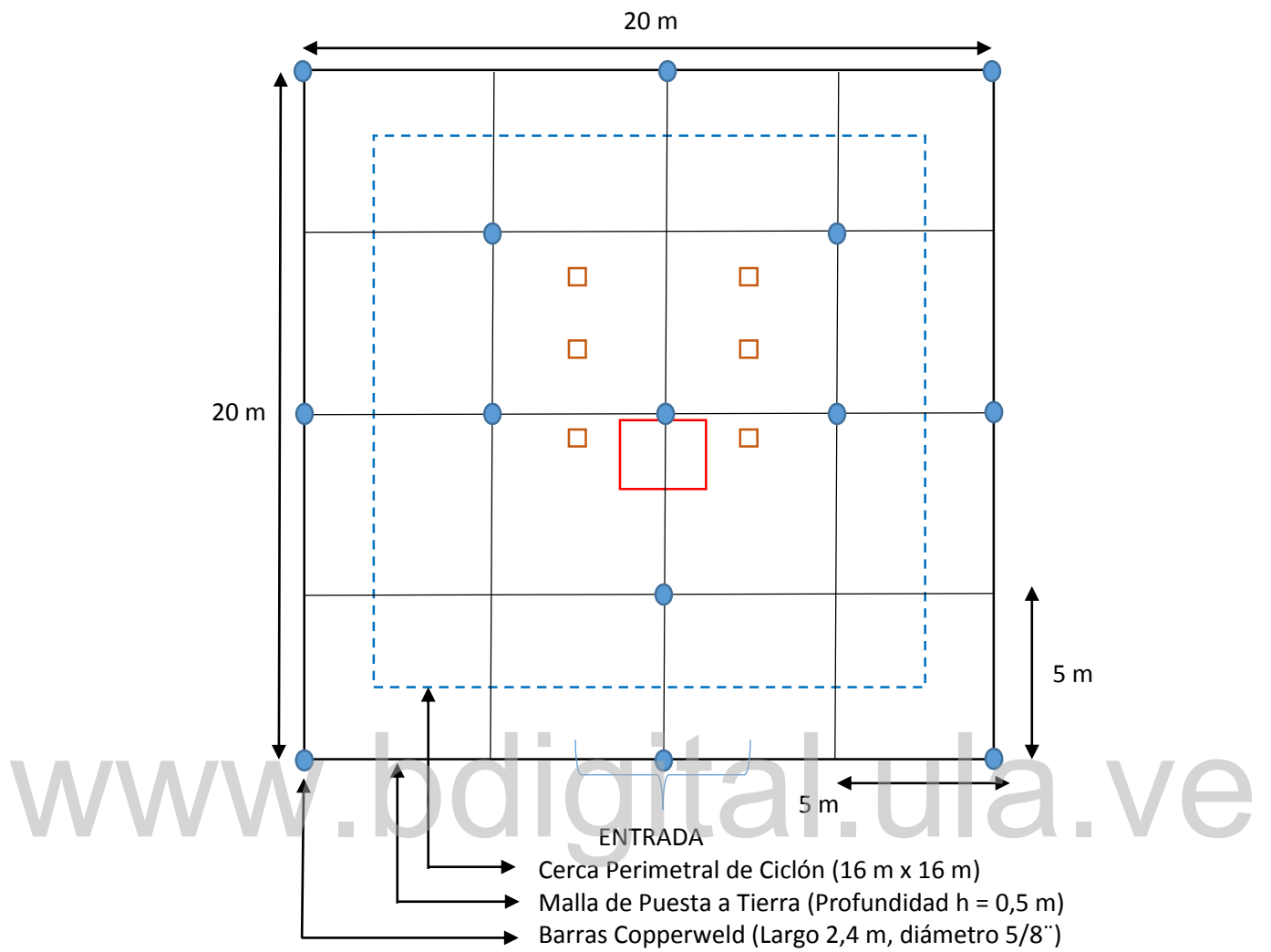


Figura 5.7 Vista de planta de la malla S/E El Águila.

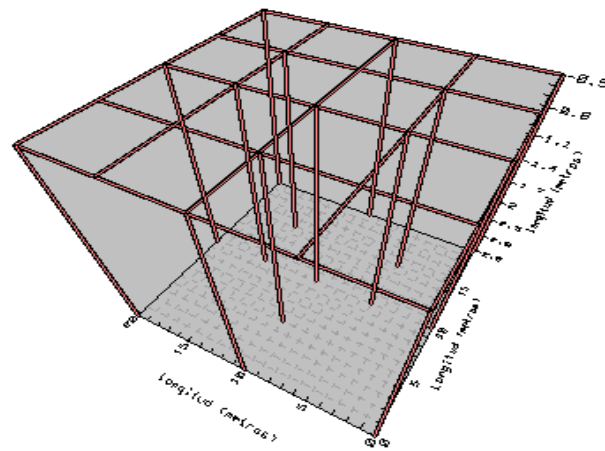


Figura 5.8 Vista en 3D de la malla S/E El Águila.

En la figura 5.8 se puede observar en 3D cómo quedaría la malla de puesta a tierra de la S/E El Águila con los conductores asimétricos horizontales que son los que forman la cuadrícula y en algunos puntos de los conductores se conectan las varillas verticales (14 en total) como se aprecia en la figura 5.7 que serían las barras Copperweld descritas anteriormente.

Tabla 5.5 Reporte del análisis de la malla S/E El Águila.

Reporte de análisis de la malla	
Nombre de la subestación	NUEVA MALLA DE PUESTA A TIERRA
Proyecto	PUESTA A TERRA SE EL AGUILA
Estudio	PUESTA A TIERRA SE EL AGUILA
Parámetros	
Spec. Z paralelo equivalente	Z infinito
Frecuencia nominal	60 hz
Nombre de la barra	BARRA DE 13.8 kV
Corriente de falla LG	2279 amps
Contribución a distancia	100 %
Espesor de la capa superior	1.54 metros
Resistividad de la capa superior	429.88 ohm-m
Resistividad de la capa inferior	9.74 ohm-m
Longitud total de las varillas primarias	33.6 metros
Número total de elementos	38
Elevación del potencial de tierra	1160.2 voltios
Resistencia de tierra calculada	0.496118 ohmios
Impedancia equivalente	0.496094 ohmios

En la tabla 5.5 se muestra el reporte del análisis de la malla diseñada para la subestación no asistida El Águila, algunos de los parámetros ya están preestablecidos en el programa, para este diseño se usó un espesor de capa superficial (piedra picada) de 0,2 m y una duración de choque eléctrico de 0,5 s. En los resultados de salida se puede apreciar datos importantes como elevación máxima de potencial de tierra, resistencia calculada e impedancia equivalente. Es importante destacar que el valor de la $R_{nueva} = 0,4961 \Omega$ del nuevo diseño de malla bajo considerablemente su valor respecto a la actual $R_{actual} = 8,502 \Omega$ y está por debajo de 5Ω que es lo recomendable.

Tabla 5.6 Coordenadas y datos de los conductores horizontales (malla).

	Activado	Tipo	X1 (m)	Y1 (m)	Z1 (m)	X2 (m)	Y2 (m)	Z2 (m)	Número de elementos conductores	Diámetro (mm)
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	0	0	0.5	20	0	0.5	1	17.4
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	0	0	0.5	0	20	0.5	1	17.4
3	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	20	0	0.5	20	20	0.5	1	17.4
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	0	20	0.5	20	20	0.5	1	17.4
5	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	5	0	0.5	5	20	0.5	1	17.4
6	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	10	0	0.5	10	20	0.5	1	17.4
7	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	15	0	0.5	15	20	0.5	1	17.4
8	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	0	5	0.5	20	5	0.5	1	17.4
9	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	0	10	0.5	20	10	0.5	1	17.4
10	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	0	15	0.5	20	15	0.5	1	17.4
11	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario								

Tabla 5.7 Coordenadas y datos de las varillas verticales (barras copperweld).

	Activado	Tipo	X1 (m)	Y1 (m)	Z1 (m)	X2 (m)	Y2 (m)	Z2 (m)	Número de varillas de tierra a lo largo del eje	Elementos por varilla en la capa superior de suelo	Elementos por varilla en la capa inferior de suelo	Longitud (m)	Diámetro (mm)
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	0	0	0.5	0	0	2.9	1	1	1	2.4	15.875
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	0	20	0.5	0	20	2.9	1	1	1	2.4	15.875
3	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	20	0	0.5	20	0	2.9	1	1	1	2.4	15.875
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	20	20	0.5	20	20	2.9	1	1	1	2.4	15.875
5	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	10	0	0.5	10	0	2.9	1	1	1	2.4	15.875
6	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	0	10	0.5	0	10	2.9	1	1	1	2.4	15.875
7	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	10	20	0.5	10	20	2.9	1	1	1	2.4	15.875
8	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	20	10	0.5	20	10	2.9	1	1	1	2.4	15.875
9	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	5	10	0.5	5	10	2.9	1	1	1	2.4	15.875
10	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	10	10	0.5	10	10	2.9	1	1	1	2.4	15.875
11	<input type="checkbox"/>	Primario	5	15	0.5	5	15	2.9	1	1	1	2.4	
12	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	15	5	0.5	15	5	2.9	1	1	1	2.4	15.875
13	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	15	15	0.5	15	15	2.9	1	1	1	2.4	15.875
14	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	10	5	0.5	10	5	2.9	1	1	1	2.4	15.875
15	<input checked="" type="checkbox"/>	Primario	10	15	0.5	10	15	2.9	1	1	1	2.4	15.875
16	<input type="checkbox"/>	Primario	5	5	0.5	5	5	2.9	1	1	1	2.4	

5.9.1 Diagrama de contornos de potenciales de la nueva malla

Con la propuesta de esta nueva malla los valores que se presentan en este estudio bajan considerablemente respecto a la actual puesta a tierra que se tiene lo que se traduce en que se estaría brindando una mejor seguridad para el personal y equipos de la subestación.

➤ Diagramas de potenciales de contacto

En el siguiente estudio se presentarán unos diagramas en 2D y 3D donde se podrá apreciar que con la propuesta de un nuevo diseño de puesta a tierra los parámetros de interés para este proyecto se reducen considerablemente de forma favorable para lo que se quiere lograr.

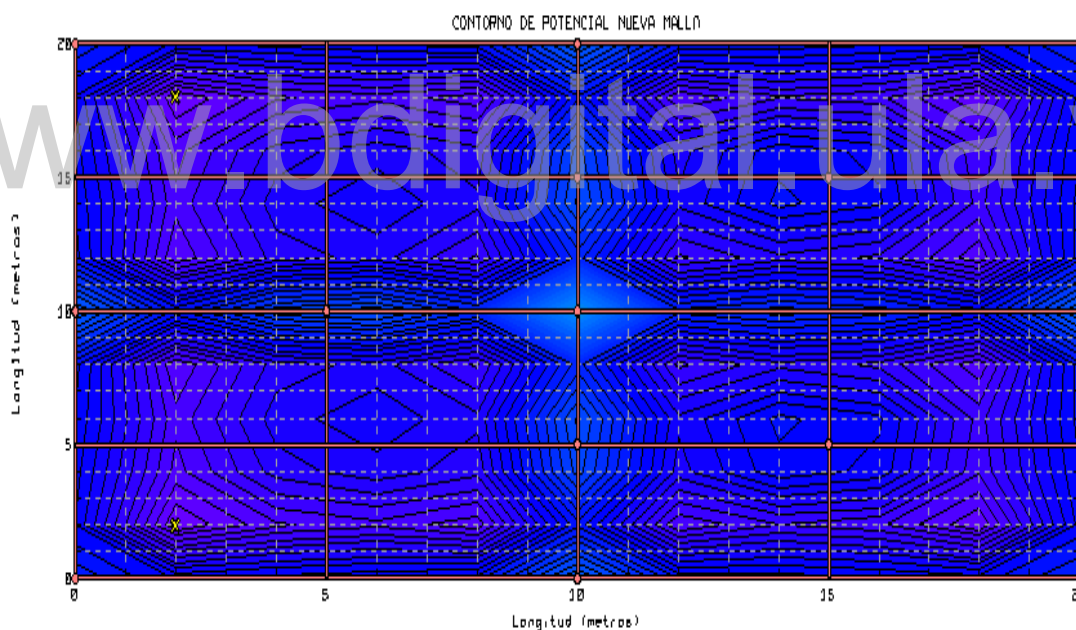


Figura 5.9 Diagrama de potencial de contacto en 2D (nueva malla).

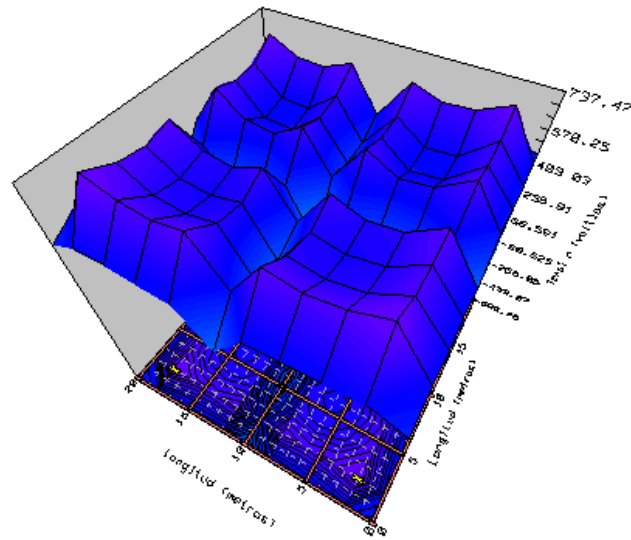
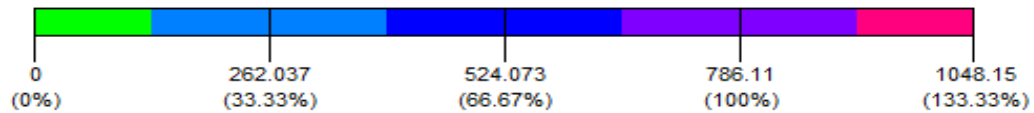


Figura 5.10 Diagrama de potencial de contacto en 3D (nueva malla).

Tabla 5.8 Espectro del potencial de contacto (nueva malla) S/E El Águila.

Niveles de umbral del potencial de contacto

Tensión máxima de contacto 786.11 voltios



Puntos de máximo potencial

Potencial de contacto en los puntos 737.472 voltios

X (metros)	Y (metros)
2	18
2	2

En la tabla 5.8 se puede ver en casi la totalidad del área de la subestación los valores de la tensión de contacto está por debajo del 75 % de la máxima permitida que es de 786,11 V solo en los puntos con coordenadas X, Y (2; 18) y (2; 2) se eleva el potencial de contacto a un 93,8 % con 737,472 V quedando aún por debajo del límite máximo.

➤ **Diagramas de potenciales de superficie.**

En esta parte del estudio se puede observar por medio de los diagramas en 2D y 3D de las figuras 5.11 y 5.12 respectivamente, que hay una relativa uniformidad en toda el área de la subestación respecto a los niveles de la elevación de potencial a tierra y logrando valores muchos más bajos en el potencial de superficie con el nuevo diseño de malla propuesto respecto a la puesta a tierra actual.

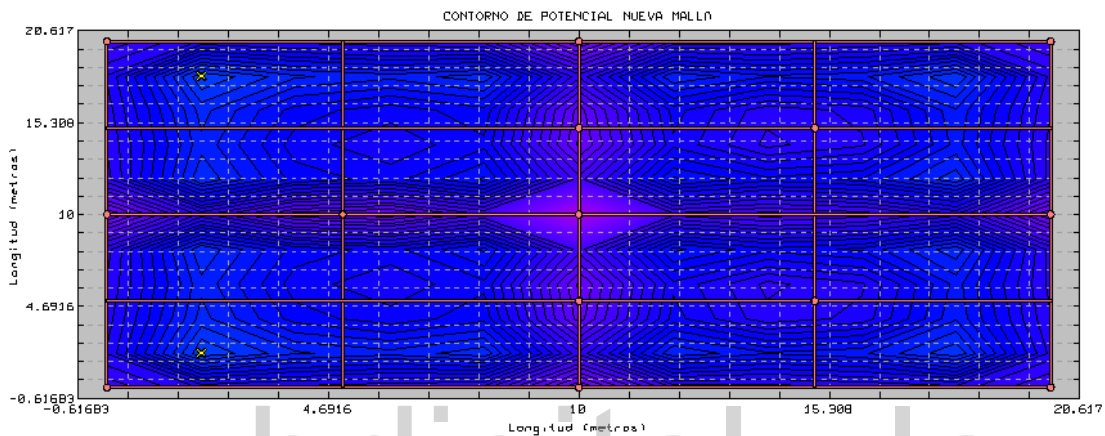


Figura 5.11 Diagrama de potencial de superficie en 2D (Nueva Malla).

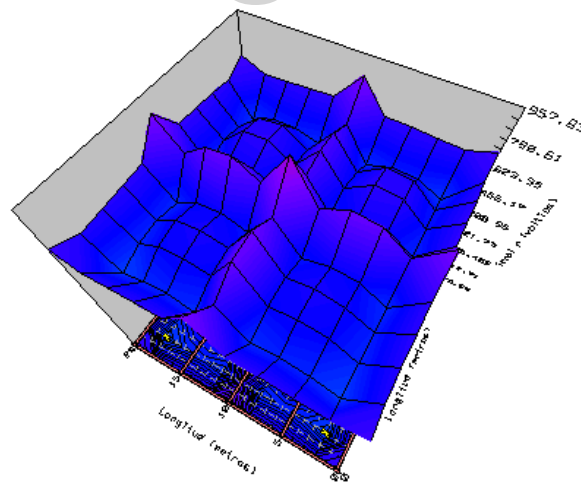
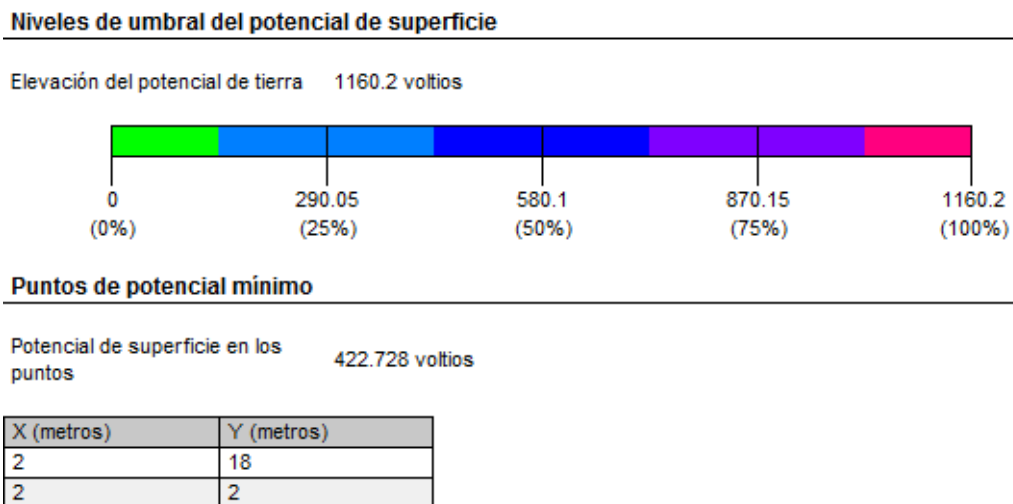


Figura 5.12 Diagrama de potencial de superficie en 3D (nueva malla).

Tabla 5.9 Espectro del potencial de superficie (nueva malla) S/E El Águila.



En la tabla 5.9 se observa de forma más condensada y con un espectro de colores que hace referencia a las gráficas 5.7 y 5.8, como la elevación de potencial en la mayor parte del área de la subestación se encuentra alrededor del 50 % de la máxima que es de 1160,2 V y los puntos donde existe el menor potencial de superficie son en coordenadas X, Y (2; 18) y (2; 2) con un valor mínimo de 422,728 V. Valores estos muy aceptables en el momento que ocurra alguna falla en la subestación y se inyecte una corriente en el sistema de puesta a tierra.

5.9.2 Diagrama de perfiles de potenciales

En el diagrama a continuación se muestra de forma condensada los resultados de los estudios anteriores de potenciales de contacto y potenciales de superficie e incluye un nuevo dato que sería los potenciales de paso. Mostrando que todos los valores están por debajo de los máximos permitidos y relativamente uniforme sobre toda el área en estudio. Todos estos datos son de gran importancia para el nuevo diseño del sistema a tierra de la subestación.

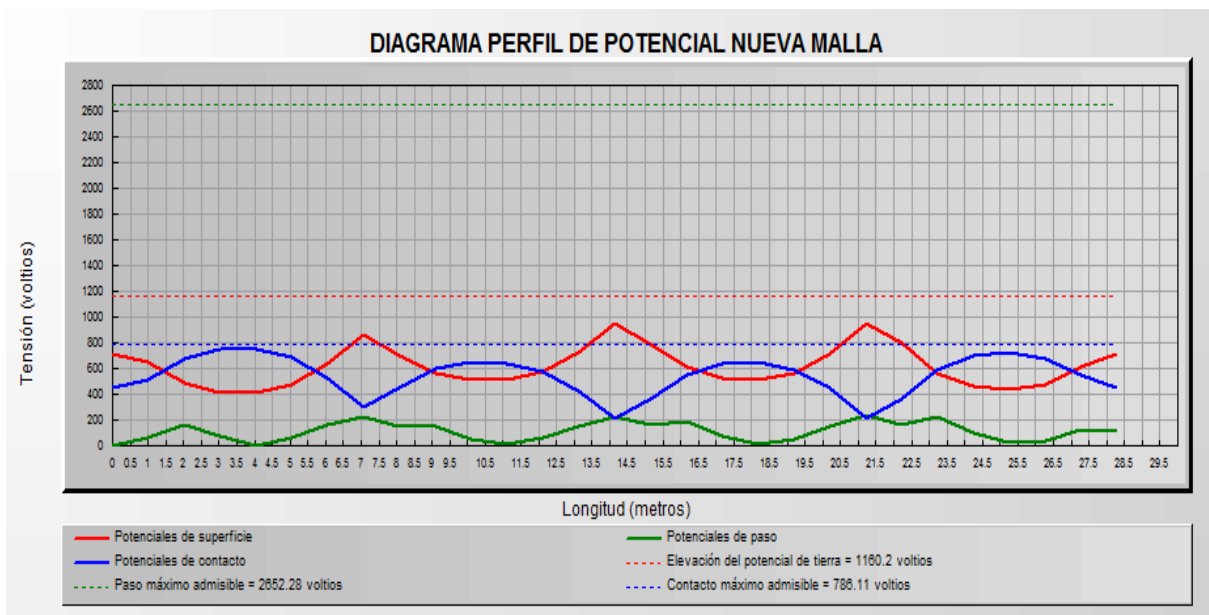


Figura 5.13 Diagrama de perfiles de potenciales de la propuesta de una nueva maya.

Tabla 5.10 Reporte de los perfiles de potenciales de la propuesta.

Reporte del perfil de potencial		Thursday, 0
Nombre de la subestación	NUEVA MALLA DE PUESTA A TIERRA	
Proyecto	PUESTA A TIERRA SE EL AGUILA	
Estudio	PUESTA A TIERRA SE EL AGUILA	
Parámetros		
Título	DIAGRAMA PERFIL DE POTENCIAL NUEVA MALLA	
Nombre de la barra	BARRA DE 13.8 kV	
Corriente de falla LG	2279 amps	
Contribución a distancia	100 %	
Corriente del electrodo de retorno	0 amps	
Espesor de la capa superior	1.54 metros	
Resistividad de la capa superior	429.88 ohm-m	
Resistividad de la capa inferior	9.24 ohm-m	
Potenciales iguales (distintos)	Sí	
X1	0 metros	
Y1	0 metros	
X2	20 metros	
Y2	20 metros	
Intervalo entre los pasos	1 metros	
Niveles de umbral del potencial de contacto		
Elevación del potencial de tierra	1160.2 voltios	
Tensión máxima de paso	2652.28 voltios	
Tensión máxima de contacto	786.11 voltios	
Puntos de máximo potencial		
Potenciales de superficie	953.09 voltios	
Potenciales de paso	239.66 voltios	
Potenciales de contacto	748.33 voltios	

La tabla 5.10 hace un reporte más puntual del diagrama de perfiles de potenciales mostrándonos los niveles de umbral del potencial de contacto y los máximos valores para estos parámetros, quedando todos los valores dentro de los rangos permitidos.

5.10 COMPARACIÓN ENTRE LA PUESTA A TIERRA ACTUAL Y LA PROPUESTA DEL NUEVO DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA S/E EL ÁGUILA.

En esta parte del proyecto se hará una comparación entre los sistemas de puesta a tierra que se han estudiado. El que está actualmente instalada en la subestación El Águila y la propuesta de realizar un nuevo sistema que contenga una malla de conductores horizontales más barras Copperweld que cumplirían la función de las varillas verticales. Esto con la finalidad de tener un buen sistema de puesta a tierra que cumpla con las condiciones técnica mínimas de CORPOELEC y con la norma IEEE 80-2000 para sistemas de puesta a tierra en subestación de distribución. A continuación se presentan los diagramas de perfil de potenciales expuestos anteriormente en las figuras 4.8 y 5.13 para hacer una comparación y ver las mejoras con la propuesta de un nuevo diseño de la puesta a tierra de la subestación que es uno de los objetivos de este proyecto.

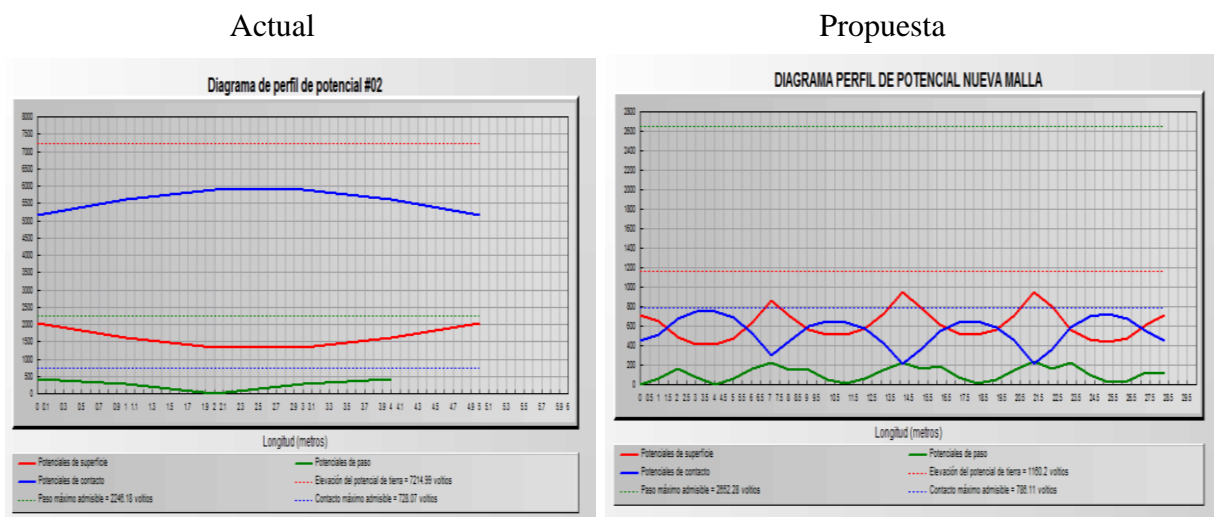


Figura 5.14 Diagramas de perfiles de potenciales de puesta a tierra actual y propuesta.

Leyenda imagen izquierda



Leyenda imagen derecha

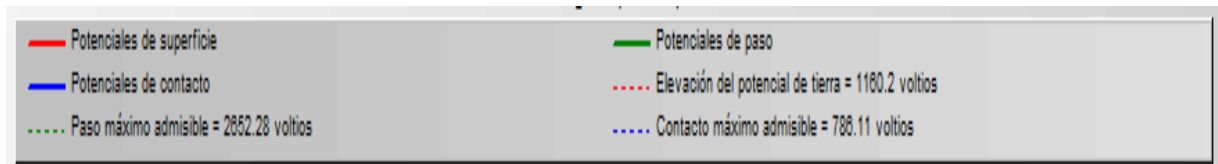


Figura 5.15 Leyenda de los perfiles de potencial de la fig. 5.14.

En la figura 5.14 el diagrama del lado derecho representa el análisis de la propuesta de una nueva malla de puesta a tierra, se puede observar que se logró una mejora significativa en los niveles del potencial de paso y de contacto que son importantes para el diseño y óptimo funcionamiento de un sistema de puesta a tierra. Quedando al final todos los valores de potenciales por debajo de los valores máximos admisible como debe ser.

En la imagen de la izquierda que es el perfil de la puesta a tierra actual de la subestación se ve una gráfica muy uniforme sin ningún pico ese efecto es debido a que no existe una malla, solo se cuenta con varillas verticales, quedando el potencial de contacto que es el parámetro más peligroso para las personas que trabajan en estas instalaciones muy por encima de lo permitido.

En definitiva se pudo corroborar tanto con cálculos hechos manualmente por las ecuaciones de **Sverak** y **Schwarz** y con el diseño realizado en el programa CYMGRD, que el nuevo diseño de malla de puesta a tierra que se está proponiendo, cumple con los parámetros exigidos por la Norma IEEE 80 – 2000 descritos en el punto 5.6 de este trabajo de grado.

CONCLUSIONES

Según el estudio y análisis realizados se puede determinar que de llegarse a aplicar la propuesta planteada como lo es la reactivación y mejoramiento de la subestación no asistida El Águila, es factible prestar un mejor servicio en esta zona que es de gran importancia en el ámbito turístico y agrícola para el país, la misma ayudaría a darle flexibilidad al sistema, mejorar los niveles de tensión, mayor continuidad en el servicio y respaldar carga de la subestación Mucuchies en caso de régimen de emergencia.

Con respecto a la propuesta de diseñar un nuevo sistema de puesta a tierra que contenga una malla de conductores desnudos de cobre puestos horizontalmente y en algunos puntos de la malla acoplado varillas verticales (barras Copperweld). Se pudo evidenciar según el estudio realizado con el programa CYMGRD y de forma analítica por medio de las ecuaciones de Sverak y Schwarz, que en efecto mejoraron notablemente todos los parámetros relacionados como la resistencia de tierra calculada, las tensiones máximas de paso, de contacto y los potenciales de contorno. Valores estos que son fundamentales para un sistema de puesta a tierra óptimo y adecuado en una subestación de distribución como lo establece la norma IEEE 80-2000. Esto se traduce en mayor seguridad tanto para el personal que labora en la subestación como para todos los equipos que conforma la misma.

Utilizar los materiales correctos para la construcción de la malla, como el conductor que sea de cobre, calibre mínimo requerido, que las conexiones sean autofundentes, barras copperweld especificadas, un espesor de capa superficial suficiente y una profundidad adecuada de la malla. Es importante para que el sistema de puesta a tierra funcione de manera óptima, confiable y sea resistente a la corrosión, lo cual hará de esta subestación una instalación segura.

RECOMENDACIONES

- Instalar un transformador de potencia de la misma capacidad o un poco menor al que estaba en funcionamiento, 5 MVA con la finalidad de aprovechar al máximo toda la estructura metálica o pórtico actual.
- Realizar una nueva base o fundación para el nuevo transformador que se vaya a instalar siguiendo los parámetros exigidos por la empresa según sea la capacidad del mismo.
- Utilizar una capa superficial (piedra picada) de 20 cm en toda el área de la subestación esto ayuda a mejorar el nivel máximo de la tensión de contacto, dando así mayor seguridad para el personal que labore en la subestación.
- Implementar la propuesta de un nuevo diseño para el sistema de puesta a tierra como se describió en el proyecto.
- La profundidad de la malla debe ser de por lo menos 0.5 m, con los calibres de los conductores y varillas verticales propuestos y con la configuración hecha en la propuesta.
- Guardar planos, registros o la mayor cantidad posible de información de los cambios que se le vayan a realizar a la subestación, esto con el fin de conservar un respaldo en lo posible tanto físico como digital para facilitar y optimizar el trabajo en cada arreglo o modificación que se pudiera hacer en el futuro.

REFERENCIAS

- [1] J. Herrera and O. Hernández. Cálculo de la malla de Puesta a Tierra de una Subestación, in *Scientia et Technica*, Año IX, No 22, Octubre 2003.
- [2] J Ramírez, E Cano. Sistemas de Puesta a Tierra, Diseñado con IEEE – 80 y Evaluado con MEF, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, Año 2010.
- [3] R. Gómez. Sistemas de Puesta a Tierra, teoría, diseño, medición y mantenimiento. Extraído en Julio 2018, de la <https://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html>.
- [4] Working Group D7, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding (IEEE Std 80-2000)*, New York, Institute of Electrical and Electronics Engineers, August 2000.
- [5] CYMGRD 6.3 for Windows. *User Guide and Reference Manual*. Copyright CYME International T&D Inc, 2006.
- [6] E. Nava, “Estudio y medición de los sistemas de puesta a tierra de las subestaciones no atendidas San Jacinto y Lagunillas (CORPOELEC)”, Proyecto de Grado para optar por el título de Ingeniero Electricista, Universidad de Los Andes, Mérida, 2017.

ANEXOS

www.bdigital.ula.ve



Figura A. 1 Medición de la resistencia del terreno S/E El Águila

www.bdigital.ula.ve



Figura A. 2 Datos de placa transformador de potencia actual (Dañado)



Figura A. 3 Vista de frente S/E El Águila

www.bdigital.ula.ve



Figura A. 4 Vista lateral S/E El Águila

www.bdigital.ula.ve