



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Título:

Análisis del sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico, mediante modelamiento en software para garantizar el funcionamiento y desempeño de las instalaciones, considerando una futura expansión en la central de generación “GASGREEN S.A.”, ubicada en el relleno sanitario del Distrito Metropolitano de Quito.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de magister en Electricidad
mención sistemas eléctricos de potencia

Autores:

Changoluisa Chacha Cristian Javier
Monga Sánchez Diego Paúl

Tutor:

Edgar Roberto Salazar Achig, Mgs

LATACUNGA – ECUADOR

2021

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “Análisis del sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico, mediante modelamiento en software para garantizar el funcionamiento y desempeño de las instalaciones, considerando una futura expansión en la central de generación “GASGREEN S.A.”, ubicada en el relleno sanitario del Distrito Metropolitano de Quito” presentado por Changoluisa Chacha Cristian Javier y Monga Sánchez Diego Paul, para optar por el título magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, julio, 28, 2021



.....
Mgs. Edgar Roberto Salazar Achig
CC. 050284761-9

AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “Análisis del sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico, mediante modelamiento en software para garantizar el funcionamiento y desempeño de las instalaciones, considerando una futura expansión en la central de generación “GASGREEN S.A.”, ubicada en el relleno sanitario del Distrito Metropolitano de Quito”, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

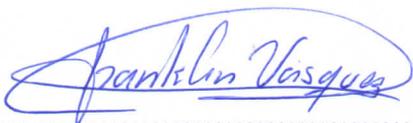
Latacunga, julio, 27, 2021



.....
MSc. Guamán Cuenca Wilian Patricio
060357895-6
Presidente del tribunal



.....
MSc. Jiménez Jiménez Diego Leonardo
050349370-2
Lector 2



.....
MSc. Vázquez Teneda Franklin Hernán
171043449-7
Lector 3

DEDICATORIA

Esta investigación primeramente lo dedico a Dios y mamita Virgen, quienes supieron iluminarme y bendecirme durante este caminar. A mis padres Hernán y Magdalena por su confianza y lucha constante, quienes fueron los pilares fundamentales y ejemplo de amor y comprensión para forjarme como una persona de bien. A mi hermano Jimy por estar junto a mi incondicionalmente. A mi tía Zoila quien mediante sus oraciones y preocupación me ayudo a levantarme en los momentos más difíciles de mi vida. A mi enamorada Jhoanna por el apoyo constante y soporte para mi vida y mis amigos quienes lograron ayudarme a entender que, si no vives para servir, no sirves para vivir. A todas y cada una de las personas que influyen en mi vida en mi carácter en mis decisiones va dedicado este arduo trabajo investigativo.

Cristian Javier

A mi abuelito Gustavo Rodrigo, quien para mí fue el único, el verdadero y el mejor padre que la vida me pudo haber dado, gracias papi por haberme enseñado a ser fuerte, perseverante y siempre creer en mí; lo cual me ha permitido llegar a cumplir una nueva meta en mi vida. Papi le extraño mucho, pero sé que usted siempre me acompaña, me cuida y me envía sus bendiciones, le amo, usted es mi más grande motivación para luchar por llegar lejos cada día de mi vida, este logro se lo dedico a usted con todo mi corazón. A mi abuelita Miche, mi mami Amparo, mis tíos Rodrigo y Ramiro, mis tías Belén, María Augusta, Andrea y a mi primita Kamila, gracias por apoyarme siempre, este logro también se lo dedico a ustedes mi familia, los adoro.

Diego Paúl

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por brindarme unos padres y hermano tan comprensibles e incondicionales y en especial por darme las herramientas necesarias para alcanzar esta meta profesional. A los docentes quienes me brindaron sus conocimientos y experiencias de una manera especial al Mgs. Roberto Salazar por su ayuda, tiempo y confianza, para el desarrollo de la investigación. A las autoridades y compañeros de trabajo del ISTFO por sus palabras de aliento y consejos brindados. A mis amigos, en especial a Diego y su familia, por estar presente, con palabras de ánimo e ideas innovadoras y sobre todo por ser partícipe de compartir aula desde el colegio y hoy concluir juntos esta investigación y a su vez aquellas personas quienes me brindaron su escucha en los momentos más difíciles de mi vida.

Cristian Javier Changoluisa Chacha

Agradezco a mi familia, ustedes son quienes hacen mis días felices, soy afortunado por poder vivir con ustedes y tener su amor, respaldo y cariño incondicional, gracias por apoyarme siempre, hasta en mis peores momentos y gracias por siempre motivarme a seguir adelante, ustedes son lo más importante en mi vida y mi más grande felicidad es verlos felices y unidos cada día.

A mi compañero y amigo Cristian, gracias por tu amistad, tu apoyo, tus consejos y por todo el esfuerzo y sacrificio que pusiste en la elaboración de nuestro trabajo. Al Mgs. Roberto Salazar, una gran persona, excelente docente y amigo, muchas gracias por habernos guiado y apoyado con sus conocimientos en el desarrollo del presente trabajo.

Diego Paúl Monga Sánchez

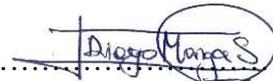
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, julio, 28, 2021



.....
Changoluisa Chacha Cristian Javier
172090903-3



.....
Monga Sánchez Diego Paúl
050356996-4

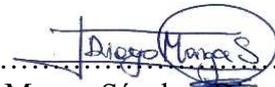
RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, julio, 28, 2021



.....
Changoluisa Chacha Cristian Javier
172090903-3



.....
Monga Sánchez Diego Paúl
050356996-4

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: “Análisis del sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico, mediante modelamiento en software para garantizar el funcionamiento y desempeño de las instalaciones, considerando una futura expansión en la central de generación “GASGREEN S.A.”, ubicada en el relleno sanitario del Distrito Metropolitano de Quito” contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, julio, 27, 2021



.....
MSc. Guamán Cuenca Wilian Patricio
060357895-6

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Título: “Análisis del sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico, mediante modelamiento en software para garantizar el funcionamiento y desempeño de las instalaciones, considerando una futura expansión en la central de generación “GASGREEN S.A.”, ubicada en el relleno sanitario del Distrito Metropolitano de Quito”

Autores:

Changoluisa Chacha Cristian Javier
Monga Sánchez Diego Paul

Tutor:

Edgar Roberto Salazar Achig, Mgs

RESUMEN

El presente trabajo de investigación trata el análisis de los sistemas de apantallamiento y puesta a tierra en la Central de Biogás Gasgreen, debido a que en la misma se han suscitado fallas, ocasionando daños en los equipos de protección, a su vez se a considerado una futura expansión. Para lo cual se realizaron mediciones de resistividad del suelo y resistencia de puesta a tierra, obteniéndose valores de hasta 40,4 Ω -m y 986 Ω respectivamente. Posteriormente se modeló los sistemas en ETAP; en condiciones iniciales y actuales con el valor presente de resistividad del suelo 23,57 Ω -m, determinándose una resistencia de 0,588 Ω , un voltaje de toque de 854,4 V, el cual excede los valores tolerables, así también acorde al modelamiento de las esferas rodantes para el sistema de apantallamiento actual conformado por un pararrayo tipo dipolo; se determinó que la segunda etapa de generadores se encuentran fuera de la zona de protección y al efectuarse una expansión este conjunto de protecciones no prestarían las garantías necesarias para el buen funcionamiento de la central. Se plantearon mejoras al sistema; las cuales se comprobaron mediante software; obteniéndose valores de puesta a tierra de 0,414 Ω y voltaje de toque de 589 V los cuales están dentro de los límites permisibles, además de diseñarse la tercera etapa del mismo. Mientras que para el sistema de apantallamiento modelado se sugiere utilizar dos pararrayos piezoeléctricos con un delta de 10 metros y un diámetro a cubrir como mínimo 80 metros para toda la central.

PALABRAS CLAVE: Coordinación de Aislamiento; Apantallamiento Eléctrico; ETAP; Sistema de Puesta a Tierra; Sobrevoltajes; Esferas Rodantes; IEEE-80; Gasgreen

UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI
DIRECCION DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Title: “Analysis of the electrical grounding and shielding system, through software modeling, to guarantee the operation and performance of the facilities, considering a future expansion in the “GASGREEN SA” generation plant, located in the sanitary landfill of the Metropolitan District of Quito”

Authors:

Changoluisa Chacha Cristian Javier
Monga Sánchez Diego Paul

Tutor:

Edgar Roberto Salazar Achig, Mgs

ABSTRACT

This research work deals with the analysis of the shielding and grounding systems in the Gasgreen Biogas Plant because failures have occurred there, causing damage to the protection equipment in turn it has been considered a future expansion. Thus, soil resistivity and grounding resistance measurements were made to obtain values of up to 40.4 Ω -m and 986 Ω , respectively. Therefore, the systems were modeled in ETAP in initial and current conditions with the present value of soil resistivity 23.57 Ω -m. Besides, it determined the resistance of 0.588 Ω , a touch voltage of 854.4 V. It exceeded the tolerable values. Also, according to the modeling of the rolling spheres for the current shielding system made up of a dipole type lightning rod, it was determined the second stage of generators are outside the protection zone and upon expansion. This set of protections would not provide the necessary guarantees for the proper functioning of the plant. Improvements to the system were proposed that were verified by software. So, It got grounding values of 0.414 Ω and a touching voltage of 589 V. They are within the permissible limits; in addition, to designing the third stage of the same. While for the modeled shielding system, it is suggested to use two piezoelectric lightning rods with a delta of 10 meters and a diameter to cover at least 80 meters for the entire plant.

KEYWORD: Isolation Coordination; Electrical Shielding; ETAP; Grounding System; Overvoltage's; Rolling Spheres; IEEE-80; Gasgreen.

Lic. Nelson Wilfrido Guagchinga Chicaiza con cédula de identidad número: 050324641-5 Licenciado en Ciencias de la Educación mención Ingles con número de registro de la SENESCYT: 1020-12-1146434; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: “**Análisis del sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico, mediante modelamiento en software para garantizar el funcionamiento y desempeño de las instalaciones, considerando una futura expansión en la central de generación “GASGREEN S.A.”, ubicada en el relleno sanitario del Distrito Metropolitano de Quito**” de: Cristian Javier Changoluisa Chacha y Diego Paul Monga Sánchez, aspirantes a magister en Electricidad mención en Sistemas Eléctricos de Potencia



.....
Lic. Nelson Wilfrido Guagchinga Chicaiza, Mg.
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS UTC
C.C: 050324641-5

Latacunga, 07, 28, 2021.

INDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
Antecedentes	1
Planteamiento del problema	2
Formulación del problema.....	2
Objetivo General	3
Objetivos Específicos	3
Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos:	4
Justificación.....	5
CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEORICA METODOLOGICA.....	7
1.1. Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte.....	7
1.2. Fundamentación Teórica. –	14
1.2.1 Coordinación de Aislamiento	14
1.2.2 Origen y Comportamiento de los Rayos.....	22
1.2.3 Parámetros requeridos para las protecciones de descargas atmosféricas. ..	24
1.2.4 Mapa Isoceraunico del Ecuador.....	26
1.2.5 Componentes de un sistema de apantallamiento eléctrico.....	27
1.2.6 Norma para el estudio de apantallamiento eléctrico	27
1.2.7 Modelo Electrogeométrico para Sistemas de Apantallamiento	28
1.2.8 Método de las Esferas Rodantes	29
1.2.9 Normas para el análisis del sistema de puesta a tierra	30
1.2.10 Métodos de medición para los sistemas de puesta a tierra	31
1.3. Fundamentación metodológica.....	33
1.3.1. Métodos de Investigación	35

1.3.2.	Tipos de Investigación	36
1.3.3.	Técnicas de Investigación	36
1.4.	Conclusiones Capítulo I	37
CAPÍTULO II. PROPUESTA.....		38
2.1	Título del proyecto.	38
2.2	Objetivo del proyecto.	38
2.3	Descripción de la propuesta.....	38
2.4	Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados	39
2.4.1.	Descripción de la Central de Generación GASGREEN	39
2.4.2.	Evaluación y diagnóstico del Sistema de Puesta a Tierra	42
2.5.	Análisis y modelamiento de los Sistemas de Apantallamiento Eléctrico	53
2.5.1.	Condición actual del Sistema de Apantallamientos Eléctricos	53
2.5.2.	Metodología para la coordinación de aislamiento según la norma IEC 60071-2 54	
2.5.3.	Determinación de los sobrevoltajes representativos	56
2.5.4.	Desarrollo para la central de generación Gasgreen.....	58
2.5.5.	Voltaje nominal del dispositivo de protección contra sobrevoltajes.....	61
2.5.6	Pararrayos de MV de la Central de Generación Gasgreen	62
2.5.7	Modelado en 3D de la central de generación Gasgreen	67
2.5.8	Modelo Electrogeométrico.....	68
2.6	Conclusiones	72
CAPÍTULO III APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN		74
3.1.	Análisis de los resultados	74
3.1.1.	Mejoras al Sistema de Puesta a Tierra	74

3.1.2.	Diseño Sistema de Puesta a Tierra Etapa III.....	81
3.1.3.	Rediseño del sistema de Apantallamiento Eléctrico	90
3.2.	Método de la Esfera Rodante	91
3.3.	Pararrayos de punta piezoeléctrica.	92
3.4.	Parámetros ideales para la selección del pararrayos.....	96
3.5.	Validación técnica - económica de los resultados:.....	97
3.5.1	Evaluación Económica Condiciones Actuales.....	97
3.5.2	Evaluación Económica Expansión Etapa III.....	98
3.5.3	Análisis y Contraste de los Sistemas de Puesta a Tierra.....	99
3.5.4	Evaluación Económica Sistema de Apantallamiento.....	99
3.6.	Conclusiones del capítulo III.....	100
3.7.	Conclusiones generales	101
3.8.	Recomendaciones	102
3.9.	Referencias bibliográficas	103
III.	ANEXOS	107

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Nube cargada y campos eléctricos resultantes [10].....	22
Figura 2 Pararrayos [33].....	24
Figura 3 Apantallamiento mediante el cableado aéreo [34].....	25
Figura 4 Techo mallada de Faraday [35]	25
Figura 5 NISO Ecuador[36].....	26
Figura 6 Método esferas rodantes a) Sistema sin protección b) Sistema protegido....	29
Figura 7 Método del diferencial de potencial [22].....	31
Figura 8 Método Wenner [22]	32
Figura 9 Diagrama de Flujo del Proceso de Investigación	34
Figura 10. Panorámica aérea de la Central de Generación GASGREEN [43]	39
Figura 11. Etapas del Sistema de Puesta a Tierra actual en la Central GASGREEN S.A.....	43
Figura 12. Sistema de Puesta a Tierra Etapa I – Transformadores (2,5 x 7,5 m)	44
Figura 13. Modelamiento en ETAP de la Malla de transformadores	45
Figura 14. Resultados obtenidos de la simulación en ETAP Transformadores.....	45
Figura 15. Voltaje de paso obtenida de la simulación - Transformadores.....	46
Figura 16. Voltaje de toque de paso obtenida de la simulación – Transformadores ..	46
Figura 17. Sistema de Puesta a Tierra Etapa I – Transformadores (12,5 x 7,5 m)	47
Figura 18. Sistema de Puesta a Tierra Etapa I – Generadores (12,5 x 7,5 m)	48
Figura 19. Resultados obtenidos de la simulación en ETAP	48
Figura 20. Voltaje de paso obtenida de la simulación - Generadores.....	49
Figura 21. Voltaje de toque de paso obtenida de la simulación – Generadores.....	49
Figura 22. Sistema de Puesta a Tierra Etapa I – Generadores (15 X 21).....	51
Figura 23. Sistema de Puesta a Tierra Etapa I – Generadores (15 X 21).....	51
Figura 24. Resultados obtenidos de la simulación en ETAP - Etapa II	52
Figura 25. Voltaje de voltaje de paso obtenida de la simulación – Etapa II.....	53
Figura 26. Voltaje de toque de paso obtenida de la simulación – Etapa II.....	53
Figura 27. Flujo de Procedimiento de coordinación de aislamiento	55

Figura 28. Análisis de resultados coordinación de aislamiento central de generación Gasgreen - Primario	58
Figura 29. Análisis de resultados coordinación de aislamiento central de generación Gasgreen - Secundario	59
Figura 30. Valores kTOV en función del tiempo [40]	63
Figura 31. Pararrayos HUBBELL [47]	65
Figura 32. Pararrayos de medio voltaje en la red de interconexión Gasgreen - EEQ.	67
Figura 33. Modelado 3D de la Central de Generación GASGREEN S.A	67
Figura 34. Apantallamiento Modelo Electrogeométrico.....	68
Figura 35. Perspectiva frontal de la central de generación y las esferas rodantes modeladas.....	70
Figura 36. Incidencia de la esfera en los generadores 3, 4 y 5.....	71
Figura 37. Zona fuera de protección	71
Figura 38. Resistencia Pararrayos	72
Figura 39. Bosquejo para mediciones de resistencia del suelo	74
Figura 40. Mediciones efectuadas en las tomas de tierra de la etapa I	76
Figura 41 Modelamiento en ETAP de la Malla de transformadores	77
Figura 42. Resultados obtenidos de la simulación en ETAP	77
Figura 43. Voltaje de paso obtenida de la simulación – Etapa I y II	78
Figura 44. Voltaje de toque de paso obtenida de la simulación – Etapa I y II.....	78
Figura 45. Mediciones efectuadas en las tomas de tierra de la etapa II	79
Figura 46. Simulación de la malla con mejoras implementadas.	80
Figura 47. Central de Generación GASGREEN con proyección a su III Etapa	81
Figura 48. Esquema de malla de puesta a tierra – Etapa 3 Central Gasgreen.....	83
Figura 49. Datos característicos del conductor y varillas de la malla en ETAP	86
Figura 50. Resultados obtenidos método IEEE – Malla de puesta a tierra Gasgreen Etapa III.....	87
Figura 51. Resultados obtenidos en ETAP – Malla de puesta a tierra Gasgreen Etapa III.....	87
Figura 52. Gráfica de Voltaje de Paso – GASGREEN Etapa III	87

Figura 53. Gráfica de Voltaje de Toque – GASGREEN Etapa III	88
Figura 54 Modelamiento en ETAP de la Malla de transformadores	89
Figura 55. Resultados obtenidos de la simulación en ETAP	89
Figura 56. Gráfica de voltaje de voltaje de paso obtenida de la simulación	90
Figura 57. Gráfica de voltaje de toque de paso obtenida de la simulación	90
Figura 58. Modelado 3D Central de Generación GASGREEN Expandida en su III Etapa.....	91
Figura 59. Esfera rodante para el análisis	92
Figura 60. Etapa III Proyectada Central de Generación Gasgreen	93
Figura 61. Zona mínima de Protección Central de Generación Gasgreen	96

INDICE DE TABLAS

TABLA 1 ESPECIFICACIONES DE GENERADORES	40
TABLA 2 ESPECIFICACIONES DE TRANSFORMADORES.....	41
TABLA 3 RED DE INTERCONEXIÓN	41
TABLA 4 COMPONENTES ELECTROMECA'NICOS GASGREEN	42
TABLA 5 PARÁMETROS PARA LA MALLA EN TRANSFORMADORES.....	44
TABLA 6 PARÁMETROS PARA LA MALLA EN LOS GENERADORES	47
TABLA 7 PARÁMETROS PARA LA MALLA	50
TABLA 8 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA	54
TABLA 9 CARACTERÍSTICAS DEL SITIO	54
TABLA 10 VOLTAJE BASE.....	56
TABLA 11 VOLTAJES DE SOPORTABILIDAD 23 kV.....	60
TABLA 12 VOLTAJES DE SOPORTABILIDAD 0,48 kV	60
TABLA 13 FACTORES KT.....	61
TABLA 14 NIVELES DE PROTECCIÓN	66
TABLA 15 MEDICIONES DE RESISTENCIA DEL SUELO	75
TABLA 16 MEDICIONES DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA ETAPA I	76
TABLA 17 MEDICIONES DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA ETAPA II	79
TABLA 18 COMPARATIVA DE VALORES ACTUALES Y OPTIMIZADOS ...	80
TABLA 19 MEJORAS AL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA ETAPA I y II	80
TABLA 20 RESULTADOS OBTENIDOS IEEE STD 80 VS. FEM – GASGREEN ETAPA III.....	88
TABLA 21 RADIO DE LA ESFERA DE ACUERDO AL NIVEL DE RIESGO	91
TABLA 22 RODAMIENTO DE LA ESFERA RODANTE.....	93
TABLA 23 RODAMIENTO DE LA ESFERA RODANTE VISTA 3D	94
TABLA 24 ZONA PROTEGIDA DEFINIDA POR EL MÉTODO DE LA ESFERA RODANTE.....	95

TABLA 25 CUADRO COMPARATIVO PARARRAYOS	96
TABLA 26 MATERIALES MALLA DE PUESTA A TIERRA – SISTEMA ACTUAL CENTRAL DE GENERACIÓN.....	97
TABLA 27 MATERIALES MALLA DE PUESTA A TIERRA – ETAPA 3 CENTRAL DE GENERACIÓN.....	98
TABLA 28 CONTRASTE DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN LOS DIFERENTE ESCENARIOS	99
TABLA 29 MATERIALES PARA EL SISTEMA DE APANTALLAMIENTO	99

INTRODUCCIÓN

Antecedentes

Las energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental, promulga el manejo adecuado de los sistemas energéticos en los escenarios de explotación y diseño de sistemas de potencia, con lo cual el enfoque tecnológico del tema de investigación planteado busca efectuar estrategias de aprovechamiento óptimo de los sistemas de protección en la central de generación Gasgreen, basado en la optimización y repotenciación de los mismos [1].

El suministro eléctrico es un factor crítico para la toma de decisiones global, donde la energía no solo es un apoyo importante en las actividades antropogénicas diarias, sino también un elemento macroeconómico importante [2]. En consecuencia, el tema de la energía ha cobrado mayor relevancia en las relaciones y dependencias internacionales considerándole así, un factor sensible en la globalización tanto en su generación, transmisión y distribución, los mismos que deben mantenerse aislados y protegidos ante eventuales fallas que se presenten en el proceso [3].

La importancia de los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento en las centrales de generación a nivel mundial se basa en la pronta reacción ante eventualidades como el rayo o sobrevoltajes que afecten al funcionamiento de los equipos instalados, sobre todo en este tipo de generadoras que buscan mantener su continuidad en el proceso de transformación de energía [4]. Para de esta forma hacerlo confiable, seguro, selectivo y tan rápido como sea necesario.

Debido a ello en el Ecuador se ha establecido estrategias como el plan de reducción de pérdidas de energía eléctrica (PLANREP) promulgados por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, que busca reducir las pérdidas técnicas que se producen en los sistemas de generación, transmisión y distribución, con el fin de alcanzar niveles técnicamente aceptables, mejorando topologías y evitando interrupciones en el sistema de electricidad a nivel nacional, siendo Gasgreen parte de

la matriz productiva de generación la cual debe garantizar un funcionamiento óptimo y continuidad de servicio [5].

Planteamiento del problema

La central de generación “GASGREEN S.A”, se encuentra ubicada en el relleno sanitario El Inga en la parroquia Pifo, cantón Quito donde se genera alrededor de 5 Megavatios (MW), en base a la extracción del biogás generado de los residuos sanitarios para su posterior combustión en las 5 unidades de generación que se encuentran en operación comercial y 2 unidades que se encuentra en fase de proyecto [6]. Ante esto, se plantea realizar un análisis del sistema de puesta a tierra y apantallamiento de la central de generación en las condiciones actuales, los mismos que en los últimos años han venido presentando varias anomalías en cuanto a la protección de los sistemas eléctricos de potencia que se encuentran instalados en la planta de generación [7].

Así también en dicha infraestructura se han registrado eventos no deseados como la inoperatividad del pararrayo, rotura de cables en el sistema de puesta a tierra, valores de resistencia de puesta a tierra por encima de los rangos permitidos para un sistema de potencia y valores de resistividad del suelo demasiado elevados. Teniendo en cuenta la cercana expansión de la central con las 2 unidades de generación que se encuentran en fase de proyecto, es urgente determinar si los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento actuales son suficientes para garantizar una protección eficaz a los equipos de la central de generación, y con ello determinar el performance de las instalaciones ante dicha expansión [8].

Formulación del problema

¿Cuáles son los parámetros para el modelamiento del apantallamiento y puestas a tierra tanto en condiciones actuales como al existir una expansión de nuevas unidades de producción eléctrica en la central de generación “Gasgreen”?

Objetivo General

Analizar el sistema de puesta a tierra y apantallamientos en la central de generación Gasgreen mediante modelamiento con software en base a datos de mediciones de campo, para garantizar una eficiente respuesta de los mismos ante un futuro incremento de unidades generadoras.

Objetivos Específicos

- Revisar el estado del arte referente a los parámetros principales que influyen en el modelamiento de sistemas de puesta a tierra y apantallamiento en una central de generación.
- Esquematizar los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento en la central de generación Gasgreen.
- Modelar la geometría en el sistema de puesta a tierra y apantallamiento para garantizar la adecuada operación de la central de generación Gasgreen, tanto en las condiciones actuales como en la futura expansión de 2 unidades de generación.
- Seleccionar alternativas de solución y reducción de las interrupciones desde el punto de vista técnico para la central de generación Gasgreen.

Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos:

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
Revisar el estado del arte referente a los parámetros principales que influyen en el modelamiento de sistemas de puesta a tierra y apantallamiento en una central de generación.	Clasificar información teórica y técnica referente a procesos de modelamiento de sistemas de puesta a tierra y apantallamiento, efectuados en centrales de generación distribuida similares o relevantes al tema de estudio.	Colección de los métodos, técnicas, softwares y estrategias empleadas con mayor frecuencia para procesos de modelamiento de sistema de puesta a tierra y apantallamiento en estudios similares o relacionados a nivel nacional e internacional.	Investigación de métodos y estrategias empleadas para el modelamiento de los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento. Deducir el software adecuado, que preste las facilidades y prevea los mejores procedimientos gráficos, matemáticos y estadísticos para el modelamiento del sistema de puesta a tierra y apantallamiento en la central de generación Gasgreen.
Esquematizar los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento en la central de generación Gasgreen.	Interpretar la estructuración y conformación actual de los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico.	Esquemas dimensionales, funcionales y de conexión de los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento.	Dimensionamiento integro de la central de generación. Registro y toma de datos de campo mediante metodologías técnicas acorde a los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico.
Modelar la geometría en el sistema de puesta a tierra y apantallamiento para garantizar la adecuada operación de la central de generación Gasgreen, tanto en las condiciones actuales como en la futura expansión de 2 unidades de generación.	Simular los sistemas de apantallamientos y puesta a tierra.	Proyección digitalizada y monitoriable de los dos sistemas de protección, para el análisis inicial y posterior a un incremento en el número de unidades de generación de la central.	Empleo del método de elementos finitos para el modelamiento del mallado a tierra [9]. Análisis de la coordinación de aislamiento de la central de generación de acuerdo a la normativa IEC 600 71-2 [10]. Modelamiento 3D de la planta en el software SOLIDWORKS para analizar el sistema de apantallamiento de la central empleando el método de las esferas rodantes [11].
Seleccionar alternativas	Analizar parámetros y el	Listado de las nuevas propuestas de mejora a	Explorar mejoras y soluciones de los sistemas de

de solución y reducción de las interrupciones desde el punto de vista técnico para la central de generación Gasgreen.	monitoreo de los sistemas modelados en base a la proyección futura de dos unidades de generación eléctrica.	los sistemas de apantallamiento y puesta a tierra.	protección contra sobre voltajes que inciden en las salidas de operación de la planta. Rediseño del sistema de apantallamiento y puesta a tierra.
---	---	--	--

Elaborado por: Autores

Justificación

El presente trabajo de investigación involucra la convergencia del conocimiento obtenido y la resolución de problemas en los sistemas eléctricos de potencia, denotando competencias adquiridas por los estudiantes del presente programa de maestría, para garantizar calidad, conocimiento y experiencia en el desarrollo de temas innovadores y relativamente nuevos como lo es el estudio de centrales de generación distribuida renovables, particularmente Gasgreen, donde se pretende mejorar los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento, para evitar las salidas no planeadas, explosión y flameo en los pararrayos y proponer la mejora en la capacidad de disipación de energía [12], optimizando los valores del mallado a tierra y mejorando la confiabilidad de los pararrayos de la central de generación Gasgreen y de esta manera garantizar una protección eficiente para las nuevas unidades de producción, y a la vez evadir las pérdidas en los equipos de cada área y así evitar daños por posibles fallas energéticas [7].

De esta forma se pretende realizar un monitoreo del sistema de puesta a tierra actual para determinar los sectores con mayor problemática y conocer el desempeño de dicho sistema ante el incremento de dos unidades generadoras mediante un modelado completo de la misma en el software eléctrico ETAP a través del análisis de elementos finitos, tomando en consideración parámetros técnicos existentes, calculados y medidos [13]. A su vez se considerarán los parámetros actuales para el análisis de la coordinación de aislamiento según la normativa IEC 600 71-2 y posterior el modelamiento en 3D de la central de generación mediante el software SOLIDWORKS para efectuar un análisis del apantallamiento a través de la

metodología de las esferas rodantes, finalmente proponer un plan de mejoras en los sistemas de protección a tierra y apantallamiento planteando soluciones en la central de generación como los rediseños al mismo, simulaciones e implementaciones necesarias[11].

Hipótesis:

El dimensionamiento adecuado de las puestas a tierra y apantallamiento eléctrico permitirá garantizar el correcto funcionamiento de las instalaciones de la central de generación Gasgreen en condiciones actuales y en una futura expansión.

CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEORICA METODOLOGICA

1.1. Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte.

T. Vukasovic, S. Nikolovski, D. Mlacic, realizan un estudio de la coordinación de protecciones de la central de biogás BIONARDO conectada a la red de distribución croata llegando a la conclusión que los sistemas de generación distribuida, que son alimentadas por las fuentes de energía renovables, surge el problema de protección, debido a que los setos existentes ya no cumplen los criterios de la cantidad de corriente de cortocircuito. Al instalar cualquier tipo de central eléctrica o inserción de energía en red, el consumidor necesita cambiar su estructura, de consumidor pasivo a consumidor activo, y así se hace evidente que existe un flujo de corriente de cortocircuito bidireccional [14]. Considerando en el peor de los casos, las cantidades de los cortocircuitos, que a menudo aumenta a decenas de kA. Los mismos que se los puede simular y resolver en las aplicaciones informáticas, EasyPower, DIgSILENT, ETAP, NEPLAN, PowerWorld, que pueden, en pocos segundos, proporcionar los datos de entrada sobre la red y mostrar la cantidad actual de corrientes de falla en cualquier parte específica de la red.

J. Woodworth, en su análisis y plan de protección contra sobretensiones de pequeñas centrales eléctricas define que los descargadores instalados en la central estaban en la ubicación correcta, pero debido a un circuito muy compacto, y un punto final abierto en el circuito, las oscilaciones de una corriente alta comprometieron el sistema BIL. Para lo cual se definió que los pararrayos de poste vertical en el poste de servicios públicos no ofrecen protección contra rayos a la central eléctrica, así también se consideró que la adición de pararrayos en codo reduce significativamente la tensión en los sistemas eléctricos de la planta, considerando a su vez que la línea de alimentación de 34,5 kV representa la mayor amenaza para las descargas eléctricas.

Si estuviera protegido para varios tramos, eliminaría las posibilidades del peor de los casos y sería otra capa de protección contra rayos para la estación [15].

C. Inshaw y RA Wilson, realizan el análisis y mitigación de peligro de descargas eléctricas en plantas generadoras de medio voltaje, con el objetivo de minimizar los peligros de arco eléctrico mediante la limitación del tiempo de falla a través de sensores ópticos, esto proporciona un disparo más rápido de los disyuntores aguas arriba y así restringir el nivel de energía incidente en la falla, de la misma forma el estudio establece que la mitigación de estas fallas se logra a través de un relé de detección de arco eléctrico dedicado que utiliza sensores de bucle de fibra no galvánica, el cual se puede adaptar fácilmente a los equipos existentes sin introducir materiales conductores en los compartimientos de alto voltaje eliminando el tiempo de coordinación con los esquemas de relés tradicionales [16].

G. Knežević y B. Zoran, analizaron el comportamiento transitorio del sistema de puesta a tierra de la central térmica a través de diferentes enfoques para resolver el problema de los campos electromagnéticos generados durante los transitorios causados por el impacto de un rayo en partes metálicas de centrales eléctricas, estaciones transformadoras, edificios y torres de comunicaciones. Utilizando métodos de análisis computarizados, como la teoría de circuitos, teoría de líneas de transmisión, teoría de campos electromagnéticos y teoría híbrida. La técnica utilizada se basó en el enfoque de coincidencia de puntos de campo eléctrico empleando el método de momentos en el software CDEGS (Current Distribution in Earth and Grounding System). De esta forma para cada frecuencia dada utilizaron la Transformación Rápida de Fourier (FFT) del impulso de la corriente del rayo, el enfoque de la teoría del campo electromagnético para resolver la ecuación de Maxwell y calcular el potencial escalar, el campo eléctrico y magnético [13].

B. Kuzmanovic, en su estudio de blindaje magnético esférico multicapa en los sistemas eléctricos de potencia, establece que los escudos magnéticos se utilizan para

proteger a los equipos de transformación, generación y transmisión como el de los operadores de los fuertes campos magnéticos, donde una de las protecciones de objetos más eficientes se logra mediante escudos con forma de esfera. La esfera recomendada consta de varias capas ferromagnéticas hechas de materiales magnéticos altamente permeables. La combinación de capas ferromagnéticas y de aire (no magnéticas) puede reducir los campos magnéticos dentro de la esfera, según sea necesario. Si un material ferromagnético no es lo suficientemente permeable, esta deficiencia puede evitarse mediante varias capas ferromagnéticas. Los escudos magnéticos también son más eficientes a frecuencias más altas porque la profundidad de penetración disminuye con el aumento de la permeabilidad [11]. Así también la protección se puede realizar mediante otras formas o superficies cerradas, no solo la esfera, sino que las tres dimensiones deben ser iguales en relación con el diámetro de la esfera.

Y. Gallego, A. Valcárcel, A. Limonte y A. Mariño en su estudio de redes de tierra a baja frecuencia, presenta un modelo computacional para analizar el comportamiento transitorio del mallado a tierra durante fenómenos transitorios ultra-rápidos. El modelo se basa en considerar cada segmento de la red de tierra como un elemento de línea de transmisión. El modelo permite obtener la distribución temporal y espacial de las tensiones a lo largo de toda la red de tierra, así como calcular la tensión transitoria en cualquier punto de la red cuando se aplican pulsos de corriente de alta frecuencia. Esto permite calcular las sobretensiones a los que se someten a los equipos eléctricos conectados a la red durante la presencia de fenómenos transitorios los mismos que se modelador en el software MATLAB-Simulink [9].

M. I. Lorentzou, N. Hatzargyriou desarrollaron un análisis de puesta a tierra en el dominio del tiempo con respecto al impulso de los electrodos, en el método propuesto, la corriente de inyección del rayo se modela como una función doble exponencial típica, ya que se basa en expresiones matemáticas de forma cerrada. En el estudio se muestra que de la serie infinita de términos que comprenden la solución

general para tensiones y corrientes, sólo se necesita un pequeño número de términos para proporcionar resultados de precisión satisfactoria en la mayoría de los casos prácticos. Esta observación conduce a soluciones muy simplificadas y permite cálculos muy rápidos con herramientas informáticas básicas. Con este enfoque, se presentan los resultados del cálculo analítico de la respuesta al rayo de los electrodos de puesta a tierra horizontales, donde se calcula la impedancia de impulso, definida como la relación entre el aumento de potencial instantáneo en el punto de inyección y la corriente de activación, y el coeficiente de impulso, definido como la relación entre la impedancia de impulso y la resistencia a la frecuencia industrial. Finalmente, los fenómenos de ionización del suelo lo modelan considerando un cambio dinámico del radio del conductor de tierra [17].

A. Abdulabbas, I. Ibrahim y A. Abbas, presentan una comparación de técnicas de puesta a tierra para fallos de línea en sistemas de distribución utilizando el software MATLAB - Simulink, de la cual toman como referencia para su análisis las fallas de línea única a tierra ya que estas alcanzan aproximadamente el 95% de ocurrencia, resultando en su simulación que la corriente de falla que pasa a través de la resistencia del neutro a tierra se reduce a un nivel bajo de corriente aproximadamente igual a 40A con cualquier valor de la resistencia de falla, permitiendo aumentar el tiempo de despeje de la falla durante algunos segundos evitando aumentar el nivel de aislamiento. Así también se evalúa el método de puesta a tierra sólida, la corriente de fase con falla es muy alta, lo que causa grandes daños en los equipos del sistema. Por lo tanto, es necesario eliminar esta falla de inmediato. Además, la asignación de la falla es muy difícil. Este método reduce el problema de sobretensión en cambio el método de baja resistencia reduce la corriente de falla a aproximadamente 400 A. esta magnitud daña los equipos del sistema, donde hay sobrevoltaje de línea a línea, pero el nivel de aislamiento no aumenta debido a la eliminación de la falla en ciclos [18].

T. Alvin y N. Barsoum, en su estudio de fallas a tierra ocasionadas por sobretensiones transitorias en la plataforma petrolera y gasífera Guntong, definieron que la

protección con gravas de alta resistencia en el sistema de energía, permiten que cualquier falla, como una fase a tierra, no debe interrumpir el sistema debido a su alta resistencia que limita la falla a una interrupción tolerable de 10A. Así también se establece que el análisis de fallas realizado en el sistema de energía muestra que la sobretensión ocurre cuando una sola fase a tierra golpea el alimentador y puede ser prevenido ya que este se encuentra sin conexión a tierra y no tendría una sobretensión transitoria si se permite que la corriente fluya a través de la falla al mallado en un valor mayor que la corriente de carga del sistema. Para su modelamiento la realizaron a partir de la simulación en ETAP donde pudieron apreciar la carga cambiante de los sistemas de bombeo y generadores a gas durante las fallas a tierra establecidas [19].

N. Çetinkaya y F. Umer en el análisis de los métodos de protección de puesta a tierra neutra para sistemas de energía híbridos conectados a la red eólica / fotovoltaica determinan que, para la protección, el diseño, la planificación y el funcionamiento del eólico / fotovoltaico. Se debe considerar las respuestas de sobrecorriente y sobrevoltaje transitorias donde se examinan los esquemas de protección como el sólido, la resistencia y la conexión a tierra de la bobina Peterson, donde se aplican los modelos de cálculo de fallas en el software ATP / EMTP para centrales de generación de alta tensión. Cuando el sistema de distribución está conectado a tierra a través de la resistencia de falla, entonces, la corriente se reduce de 3.35% a 1Ω a 88.59% a 60Ω de resistencia de falla. La atenuación de la onda también disminuye a medida que la resistencia a fallas aumenta de un valor bajo de resistencia a fallas a un valor alto. Las distorsiones de onda son muy altas para los estados de falla fase – tierra, fase - fase, cuando el sistema tiene una conexión a tierra sólida. En la cual se ha analizado que la bobina Peterson es la más adecuada para actuar ante estas eventualidades [20].

A. Priyadi en su investigación sobre la coordinación de protecciones en la central de generación de Biomasa “Piru”, establece recomendaciones a través de la curva característica del relé de protecciones, donde el conjunto de relés es tanto de

sobrecorriente como de falla a tierra, mejorando la confiabilidad y la continuidad de la nueva red eléctrica integrada, donde se estableció configurar el relé BE-1051 Basler Electric a un tiempo de graduación del disyuntor en la planta de 0,3s debido a la operación de la generación de biomasa, evitando una falla permanente en los transformadores o capacitores, así también en el sistema de protección a tierra se debe tomar en cuenta las corrientes excedentes y adicionar estudios de estabilidad transitoria para la mejora en los sistemas de protección [21].

M. Jegadeesh, F. Dawalibi y R. Southey, realizan un estudio sobre los efectos de la norma IEEE 80 en el diseño y análisis de las puestas a tierra en el sistema de potencia, determinando que los voltajes de paso y contacto más bajos tolerables basados en la norma significan que el diseño de un sistema de puesta a tierra es conservador, posiblemente un diseño excesivo teniendo en cuenta que las diferencias en los voltajes tolerables de contacto y paso generalmente aumentan a medida que aumenta la magnitud del coeficiente de reflexión y disminuye el espesor de la capa superficial, considerando de esta manera que en la práctica, la mayoría de las estructuras del suelo son de varias capas y requieren un modelo informático adecuado para obtener resultados precisos. Así también se menciona que al considerar la existencia de los neutrales del alimentador de distribución ayudará a reducir la corriente de falla descargada por la red de puesta a tierra en la subestación, donde el sobrediseño resultante es considerablemente mayor cuando se trata de cables aéreos de tierra de fibra óptica [22].

R. Wenjing, J. Jegadeesh y R. Southey realizan un estudio del rendimiento de los electrodos de tierra tipo HVDC en varios tipos de suelo, con el fin de comparar el método convencional de diseño simplificado (Método A) con un método avanzado de diseño de puesta a tierra utilizando un software de ingeniería (método B). Los diversos suelos en las estructuras consideradas incluyen suelos en capas horizontales, suelos en capas verticales y suelos de volumen finito. En todos los casos estudiados, se toma en cuenta las resistencias de rejilla de puesta a tierra, distribución de

corrientes, potenciales de superficie terrestre de contacto y paso. Donde, se encuentra que los voltajes escalonados calculados por el método A son generalmente más bajos que los obtenidos con el método B. Esto es especialmente cierto para un electrodo lineal horizontal, para el cual el voltaje de paso cerca del final del electrodo podría ser subestimado hasta en un 48%, de este modo concluyen que cuando la aproximación uniforme del suelo no es válida (por ejemplo, electrodos cerca de un río o el mar, altos índices de contaminación, etc.) o la configuración del electrodo de tierra contiene irregularidades, tales métodos pueden resultar en inseguros, donde estas situaciones pueden poner en peligro la vida humana y destruir equipos eléctricos o provocar daños injustificados costes adicionales, especialmente en el caso de grandes terrenos electrodos, o ambos [23].

J. Ma y F. Dawalibi, definieron el análisis de métodos computacionales para el diseño y análisis de puesta a tierra en los sistemas de energía, en la cual determinaron tres métodos utilizados en el análisis de puesta a tierra utilizando estas metodologías para redes de puesta a tierra de diferentes tamaños, redes de puesta a tierra con estructuras metálicas enterradas como tuberías de acero y barras de refuerzo, casos de alta frecuencia y evaluaciones del efecto de acoplamiento inductivo. En la que se muestra que el algoritmo de análisis de puesta a tierra comúnmente utilizado con el de equipotencialidad de los sistemas de puesta a tierra, da resultados satisfactorios para redes de puesta a tierra pequeñas y medianas que constan de conductores de cobre. Sin embargo, para grandes redes de puesta a tierra que constan de conductores de acero, como tuberías de agua, el cálculo de las diferencias de potencial de la red y la evaluación del rendimiento de alta frecuencia de las redes de puesta a tierra requieren enfoques adecuados. Para casos de muy alta frecuencia o para modelar estructuras aéreas, se debe tomar en cuenta adecuadamente el acoplamiento inductivo y capacitivo entre conductores, por lo tanto, se puede utilizar para modelar la mayor parte de la energización con problemas desde 0 hasta el rango de gigahercios [24].

L. Yexu y F. Dawalibi, determinaron consideraciones prácticas para el análisis de corriente de falla en el diseño de puesta a tierra en los sistemas de energía, analizando escenarios, como modelamiento de transformadores para tener en cuenta las corrientes de falla circulantes locales, analizar los cables de distribución subterráneos, considerando las fallas de la línea de la torre y estimar la corriente de retorno a las contribuciones de la fuente remota por medio de alambres blindados, cubiertas de cables, etc. Donde se muestra que la corriente de falla que ingresa al sistema de puesta a tierra y la evaluación de seguridad del mallado pueden sobreestimarse o subestimarse si la situación real no se modela correctamente o no se considera de manera apropiada. En particular cuando la corriente de tierra en una subestación donde la falla de línea es mayor que la de una falla dentro de la planta, es posible que el peor voltaje de contacto sea obtenido de la falla dentro de la estación, en lugar de la peor falla de línea. Debido a que parte de la corriente de falla total, regresa a fuentes remotas y al transformador local neutro, a través de los cables de protección de las líneas de transmisión, neutro y blindajes de alimentadores de distribución y conductores del sistema de puesta a tierra [25].

1.2. Fundamentación Teórica. –

1.2.1 Coordinación de Aislamiento

La coordinación de aislamiento es aquella que se la denomina como “La selección de la resistencia del aislamiento”, la cual conlleva una serie de pasos que se utilizan para seleccionar la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con los voltajes de operación y las sobretensiones transitorias que pueden aparecer en el sistema para el cual está destinado el equipo. Donde se tienen en cuenta muchos factores durante el proceso de selección, incluido el entorno de servicio, las características de resistencia del aislamiento, las características del descargador y, en algunos casos, la probabilidad de sobretensiones potenciales [26].

1.2.1.1 Tipos de estudio de coordinación de aislamiento

- **Estudio de subestaciones de alto voltaje**

Los estudios típicos incluyen el análisis de una subestación para determinar la probabilidad de descargas disruptivas posteriores al aislante. Esto generalmente se mide en flashovers por cien años. Otro análisis importante es determinar que el aislamiento contenido dentro de los transformadores tiene un margen de protección aceptable. Dado que el aislamiento interno no se restaura automáticamente, una falla es completamente inaceptable [13]. Un estudio de coordinación de aislamiento de una subestación presentará todas las probabilidades y márgenes para todos los transitorios potenciales que ingresan a la estación.

Los estudios incluyen análisis de sobretensión de conmutación y análisis de sobretensión de relámpago. Aunque las estaciones suelen estar blindadas, la oleada de relámpagos llega a una subestación cuando hay un retroceso en cualquier línea entrante. Los niveles de corriente resultantes en la estación son bastante bajos en relación con los impactos directos, pero todo lo que se necesita para fallar el aislamiento es voltaje y no corriente.

- **Estudio líneas de transmisión**

Los estudios de coordinación de aislamiento de una línea de transmisión se dividen en dos categorías. Un estudio muy común en los últimos tiempos es determinar las ubicaciones y clasificaciones adecuadas de los descargadores aplicados en líneas que no tienen resistencias de pre inserción instaladas en sus interruptores [12].

- **Estudio de pequeñas centrales de energía:**

Este tipo de estudio analiza el aislamiento desde los terminales del generador hasta las líneas de transmisión o distribución de salida. Las fuentes de sobretensión entrantes e internas se consideran en este tipo de análisis. Si la planta de energía se conecta a un sistema de distribución que no está blindado, se debe prestar especial atención a la conexión a tierra en el poste o torre de entrada [4].

- **Estudio de complejos industriales:**

Este tipo de estudio compara los transitorios esperados en el sistema eléctrico y la resistencia de aislamiento del sistema. Para entornos industriales, los transitorios de los hornos de arco, las fuentes de alimentación conmutadas y otros componentes electrónicos diversos necesitan consideraciones especiales.

- **Estudio en parques eólicos y solares**

Estos dispositivos se tratan de manera similar a las pequeñas centrales eléctricas. Se deben considerar las sobretensiones de conexión a tierra y de conmutación interna [20].

1.2.1.2 Normas para el análisis de coordinación de aislamiento

- **IEEE C62.82.1**

Esta norma presenta las definiciones y el procedimiento para la coordinación del aislamiento. En especial la adición de coordinación de aislamiento de fase a fase y coordinación de aislamiento longitudinal, que es la coordinación de sobretensiones de conmutación y voltaje de frecuencia industrial a través de un interruptor abierto. La introducción de las sobretensiones frontales muy rápidas de corta duración es un reconocimiento de los problemas observados cuando un interruptor de desconexión opera en una subestación aislada en gas [27]. Estos análisis dan como resultado formas de onda de sobretensión no estándar, que deben convertirse a una forma de onda estándar equivalente. El segundo paso es la selección de la resistencia del aislamiento para lograr el nivel deseado de probabilidad de falla. La norma considera tanto el nivel básico de aislamiento a impulso tipo rayo (BIL) como el nivel básico de aislamiento a impulso de conmutación (BSL) como una variable convencional o estadística [28].

- **IEEE 1313.2**

La presente norma establece un estudio de la aplicación de ejemplos prácticos, destinada a proporcionar una guía en la determinación de los voltajes soportados y

sugerir métodos y procedimientos de cálculo. Estos ejemplos de coordinación de aislamiento para equipos seleccionados están diseñados para explicar los principios de la IEEE C62.82.1 en especial para analizar sistemas de corriente alterna aislados en aire [10].

- **IEC 60071-2**

Esta norma constituye pautas de aplicación y se ocupa de la selección de niveles de aislamiento de equipos o instalaciones para sistemas eléctricos, donde su objetivo es proporcionar una guía para la determinación de los voltajes soportados nominales para los rangos I y II de IEC 60071-1 y justificar la asociación de estos valores nominales con los voltajes más altos estandarizados para equipos, enfatizando la necesidad de considerar, desde el principio, todos los orígenes, todas las clases y todos los tipos de tensiones de voltaje en servicio, independientemente del rango de voltaje más alto para el equipo. Correlacionada entre los niveles de aislamiento estándar y el voltaje más alto para el equipo [29].

- **Comparación e implementación de estudio para la central de generación Gasgreen con la normativa IEC 60071-2**

Las dos normas tienen una estructura similar en cuanto a las definiciones y conceptos adoptados teniendo variaciones en algunas terminologías que no terminan interviniendo en el objetivo de la coordinación de aislamiento. La norma IEEE 1313 es mayormente práctica por lo tanto más sencilla pero su aplicación se debe realizar con cautela cuando se realiza estudios de coordinación más completos, sobre todo porque la misma no aplica la corrección de altitud para el aislamiento externo tomando como ejemplo base que los generadores instalados fueron adaptados al sector del Inga precisamente por este dato mencionado, lo cual puede reducir el rendimiento del estudio y finalmente al influir varias normas en su metodología hacen confuso llevar un orden metodológico en su desarrollo. Por tal virtud la norma IEC 60071-2 es la más adecuada para la aplicación en nuestro país debido a la versatilidad que tiene en cuanto a los diferentes escenarios que pueden presentarse y diferentes

medioambientes de las nuevas instalaciones, además es más completa en el modelamiento de los diferentes niveles de aislamiento de los componentes, aspecto que implica que sea más demandante en datos para su aplicación. Por tal razón de acuerdo a la recomendación y aporte por parte de los técnicos de la central sugieren llevar un orden metodológico lo cual hace fácil su entendimiento haciendo que no solo se cumpla con la normativa americana si no a su vez con la normativa IEC para evitar la flexibilidad al elegir los parámetros de estudio.

1.2.1.3 Objetivo de la coordinación de aislamiento

El objetivo general de la coordinación del aislamiento consiste en reducir a un nivel aceptable desde el punto de vista económico y operativo el costo y las perturbaciones causadas por la falla del aislamiento. En el método de coordinación de aislamiento, el aislamiento de las diversas partes del sistema debe estar clasificado de tal manera que, si ocurre, debe producirse un destello en los puntos previstos.

Consiguientemente, para los estudios de coordinación de aislamiento es de importancia la determinación de cuál es la tasa de falla aceptable, o de la confiabilidad deseada para el sistema, donde se debe analizar cada componente del sistema de energía eléctrica ya que este puede sufrir diferentes niveles de tensiones transitorias de voltaje, voltaje de impulso de conmutación y voltaje de impulso de rayo. La amplitud máxima de sobretensiones transitorias que llegan a los componentes se puede limitar mediante el uso de dispositivos de protección como pararrayos [30]. Dado que la sobretensión transitoria llega al aislamiento después de cruzar, los dispositivos de protección contra sobretensiones tendrán una amplitud igual a la tensión de nivel de protección y al nivel de aislamiento de impulso de tensión de nivel de protección de los componentes.

Generalmente, el nivel de aislamiento de impulsos se establece entre un 15 y un 25% por encima del voltaje del nivel de protección de los dispositivos de protección.

1.2.1.4 Metodología para realizar el estudio de coordinación de aislamiento

Según las normativas establecidas por la IEEE 1313.2 se determina que, para todo tipo de estudios, los pasos básicos son similares, de los cuales los principales se describen a continuación:

- a) Definir claramente el propósito del estudio. Rayos, conmutación, ambos, etc.
- b) Reunir todos los datos requeridos de acuerdo a la norma IEEE 1313.2 (Niveles Isoceraunicos, Riesgos Atmosféricos, Ubicación geográfica, Niveles de protección, Equipos, etc.).
- c) Modelar el sistema en software de dominio de tiempo como EMTP, ATP, ETAP, etc. Algunos programas de software que no son de dominio de tiempo están disponibles para estudios de líneas de transmisión similares a IEEE Flash [24].
- d) Validar el modelo para obtener una respuesta adecuada a varios tipos de sobretensión.
- e) Planificar y desarrollar posibles casos transitorios.
- f) Resumir las tasas de descargas disruptivas, los márgenes de protección, los espacios libres, etc.
- g) Enumere las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado.

1.2.1.5 Requerimientos para el estudio de coordinación de aislamiento

Los datos recopilados para un estudio dependen del propósito del análisis o modelamiento, tomando en cuenta los más importantes como:

- a) Nivel básico de aislamiento a impulso tipo rayo (BIL)
- b) Voltaje crítico de descarga disruptiva (CFO).
- c) Características de los pararrayos y las ubicaciones de instalación, si corresponde.
- d) Región del país.
- e) Datos de rayos por área de análisis.
- f) Resistencias de tierra donde sea posible.

- g) Niveles de riesgo (Descargas atmosféricas en la zona)
- h) Configuración de las celdas y salidas de medio voltaje.

1.2.1.6 Demandas dieléctricas sobre los aislamientos.

Dentro de las demandas dieléctricas, o de voltaje que se somete un sistema eléctrico, como descargas atmosféricas, maniobras internas o externas, resonancias entre otras se debe precisar su importancia y definición como se muestra en la siguiente clasificación [28]:

- **Aislamiento autorrecuperable:** aislamiento que, después de un corto tiempo, recupera completamente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva durante la prueba de aislamiento [27].
- **Aislamiento no autorrecuperable:** aislamiento que pierde sus propiedades aislantes, o no las recupera por completo, después de una descarga disruptiva durante la prueba [27].
- **Tasa del Flashover:** es la tasa a la que un aislante destella en un sistema debido a un rayo o una conmutación. Para un estudio de línea, esta tasa junto con el BFR determina la tasa de interrupción de una línea [27].
- **Tasa de fallas de blindaje (SFR):** corresponde a la tasa de falla del blindaje es el número de golpes que terminan en los conductores de fase. Si el voltaje producido por un golpe a los conductores de fase excede el CFO de línea (voltaje crítico de descarga disruptiva), se produce una descarga disruptiva [27].
- **Tasa de descarga disruptiva (BFR):** es la tasa de descarga disruptiva es el número de descargas de rayos que terminan en torres o cables blindados y dan como resultado una descarga disruptiva del aislante [27].
- **Voltajes permanentes:** son tensiones de frecuencia nominal, debidas al funcionamiento de la red en condiciones de operación normales, las cuales el equipamiento debe soportar en forma permanente [27].

- **Sobretensiones con una frecuencia de oscilación igual a la frecuencia de la red:** este grupo incluye sobretensiones en o cerca de la frecuencia de potencia que es la forma de onda ya sea una senoide pura o con un bajo contenido armónico / distorsión. Este tipo de sobretensión suele ser precedido por una sobretensión transitoria inmediatamente después del evento causante [28].
- **Sobretensiones con una frecuencia de oscilación superior a la frecuencia de red:** en general, se deben a no linealidades, que pueden resultar de la electrónica de potencia, características magnéticas saturadas de transformadores, reactores de derivación y transformadores de medida. Aunque estas sobretensiones son siempre una superposición de armónicos y el fundamental, el componente armónico es dominante [28].
- **Sobretensiones con una frecuencia de oscilación inferior a la frecuencia de red:** son tensiones sub-armónicas verdaderas o tensiones de una frecuencia por debajo de la frecuencia de poder. Estas sobretensiones suelen aparecer en los condensadores en serie. A menudo, no es el voltaje en sí lo que es una molestia, sino la corriente subarmónica o de baja frecuencia [28].
- **Factor de corrección atmosférica:** factor que se aplica para tener en cuenta la diferencia entre la atmósfera condiciones de servicio y las condiciones atmosféricas estándar [28].
- **Nivel básico de aislamiento a impulso tipo rayo (BIL):** la resistencia eléctrica del aislamiento expresada en términos del valor de cresta de un impulso de rayo estándar en condiciones atmosféricas estándar. BIL puede ser expresado como estadístico o convencional [28].
- **Nivel de aislamiento de impulso de conmutación básico (BSL):** la resistencia eléctrica del aislamiento expresada en términos del valor de cresta de un impulso de conmutación estándar. BSL puede expresarse como estadístico o convencional [28].
- **BIL convencional (nivel básico de aislamiento de impulso tipo rayo):** el valor de cresta de un rayo estándar impulso para el cual el aislamiento no debe

presentar una descarga disruptiva cuando se somete a un número específico de aplicaciones de este impulso en condiciones especificadas, aplicable específicamente a aislamientos [28].

- **BSL convencional (nivel de aislamiento de impulso de conmutación básico):** el valor de cresta de una conmutación estándar impulso para el cual el aislamiento no presenta una descarga disruptiva cuando se somete a un número específico de impulsos en condiciones especificadas, aplicable a aislamientos que no se restauran automáticamente [28].

1.2.2 Origen y Comportamiento de los Rayos

El origen y comportamiento de las sobretensiones transitorias de origen atmosférico, surgen por la transmisión de la carga eléctrica almacenada en la nube a otra nube o a tierra como se puede apreciar en la figura 1, la cual se genera con una alta frecuencia, en el orden de los Mega Hercios, provocando que estos efectos circulen por el conductor, acarreando problemas térmicos, electrodinámicos, de deflagración, sobretensiones conducidas e inducidas y finalmente la elevación del potencial de la tierra producto de la circulación del rayo en el suelo.

Según estudios realizados estas descargas atmosféricas pueden generar transitorios de corriente y de tensión elevados con picos de intensidad hasta de 200 kA, los cuales dependerán del factor tiempo, ya que, toda la energía se disipa en microsegundos [31].

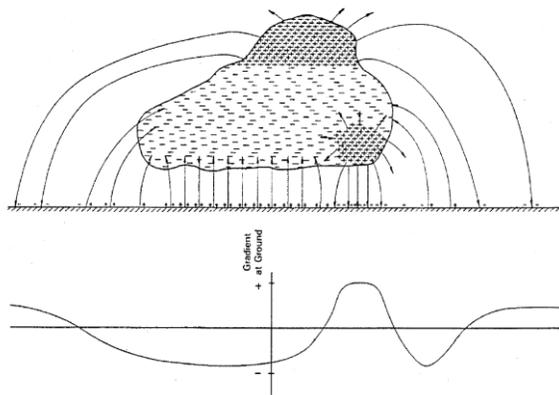


Figura 1 Nube cargada y campos eléctricos resultantes [10]

1.2.2.1 Voltaje soportado convencional: la tensión que un sistema de aislamiento es capaz de soportar, sin fallas o descargas disruptivas bajo condiciones de prueba especificadas [10].

1.2.2.2 Valor de cresta (valor pico): el valor absoluto máximo de una función cuando existe tal máximo [10].

1.2.2.3 Voltaje crítico de descarga disruptiva (CFO): la amplitud de voltaje de una forma de onda dada que, bajo especificación condiciones, provoca descargas disruptivas a través del medio circundante en el 50% de las aplicaciones de voltaje [10].

1.2.2.4 Sistema efectivamente conectado a tierra: un sistema conectado a tierra a través de una impedancia suficientemente baja para que todas las condiciones del sistema la relación entre la reactancia de secuencia cero y la reactancia de secuencia positiva (X_0 / X_1) es positivo y menor que 3, y la relación entre la resistencia de secuencia cero y la reactancia de secuencia positiva (R_0 / X_1) es positivo y menos de 1 [10].

1.2.2.5 Forma de voltaje de impulso de rayo en frente de onda: impulso de voltaje, con una tasa de aumento especificada, que se termina intencionalmente por chispa de un espacio que se produce en el frente ascendente de la onda de voltaje con un tiempo especificado para chispas y un voltaje de cresta mínimo especificado [10].

1.2.2.6 Factor de falla a tierra: La relación entre el voltaje de frecuencia de potencia de fase a tierra más alto en una fase durante una falla de línea a tierra al voltaje de frecuencia industrial de fase a tierra sin la falla [10].

1.2.2.7 Nivel de protección de impulso de rayo de un dispositivo de protección contra sobretensiones: el impulso de rayo máximo voltaje esperado en los terminales de un dispositivo de protección contra sobretensiones bajo condiciones específicas de operación [10].

1.2.2.8 Sobretensión por rayo: Un tipo de sobretensión transitoria en la que se produce una tensión frontal rápida por relámpago. Esta sobretensión suele ser unidireccional y de muy corta duración [10].

1.2.3 Parámetros requeridos para las protecciones de descargas atmosféricas.

Los parámetros primarios para la protección del rayo, permiten cubrir los espacios de las caídas directas hacia el suelo, entre las más destacadas son:

1.2.3.1 Pararrayos: un pararrayos es un terminal externo instalado en un edificio o estructura que tiene como objetivo atraer el rayo para tener un punto de impacto controlado e impedir que este impacte en una zona no deseada o en las personas véase figura 2. Actualmente existen tres tipos de soluciones con pararrayos como los de tipo Franklin, Ingesco –PDC y los Ionifl ash que permiten disipar de manera más efectiva las sobretensiones transitorias generadas por el rayo [32].

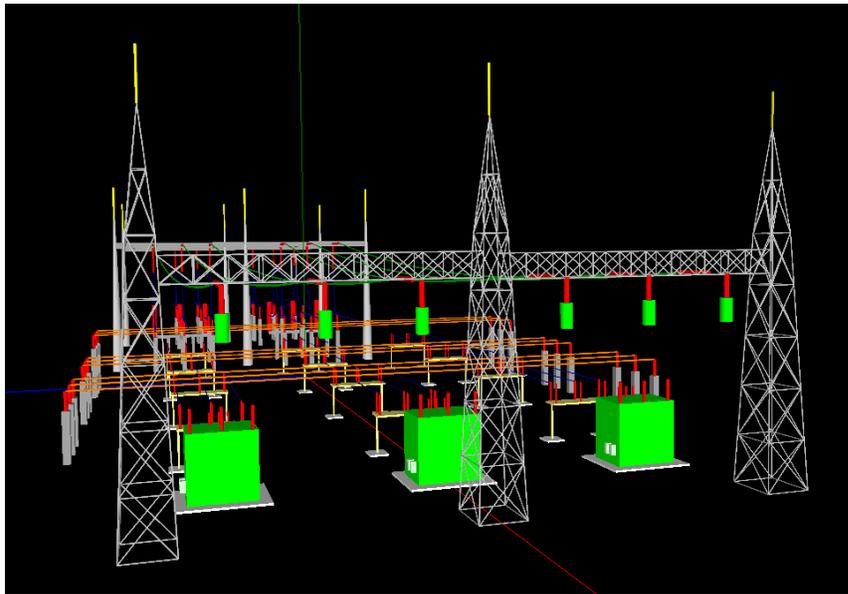


Figura 2 Pararrayos [33]

1.2.3.4 Cables aéreos: esta protección se conforma por los conductores que se encuentran por encima de las líneas de alta y media tensión las cuales se encuentran ubicados encima de la estructura a ser aislada y deberán estar conectadas al sistema

de mallado a tierra mediante las bajantes en cada uno de sus extremos como se muestra en la siguiente figura 3.

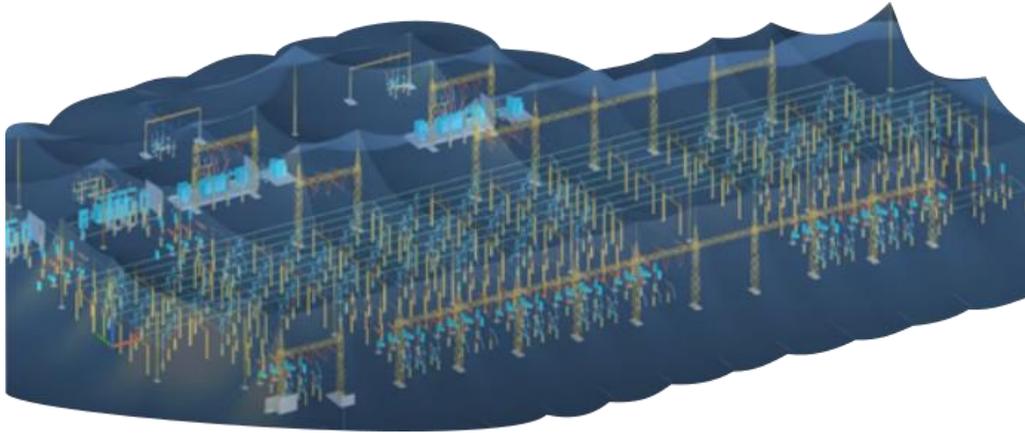


Figura 3 Apantallamiento mediante el cableado aéreo [34]

1.2.3.5 Caja mallada de Faraday: este sistema permite controlar eficazmente la electricidad y proteger su contenido interior de los campos electromagnéticos que da mayores garantías, obteniendo una mejora equipotencial del edificio y la división de las corrientes de rayo (véase Figura 4), reduciendo así fuertemente los campos y las inducciones producidas por las descargas atmosféricas.



Figura 4 Techo mallado de Faraday [35]

1.2.3.6 Nivel isoceraunico (NISO)

Los niveles isoceraunicos se definen mediante el número medio anual de días u horas de tormenta para una localidad determinada, un día de tormenta eléctrica es un día durante el cual se ha escuchado un trueno al menos una vez. De acuerdo a lo planteado, no importa cuántas veces se escuche un trueno durante un período de 24 horas. El nivel isoceraunico será el número promedio de días de tormenta eléctrica en un año [28].

El nivel NISO se lo puede determinar a través de los servicios meteorológicos, los mismos que permiten determinar la incidencia de las descargas atmosféricas en una edificación o planta industrial, por consiguiente, cuando más alto sea el mismo, mayor será la posibilidad de caída de rayo.

1.2.4 Mapa Isoceraunico del Ecuador

En el Ecuador los niveles isoceraunicos se lo determina mediante la base de datos estadísticos, modelos numéricos y servicios meteorológicos ejecutados por el INAMHI, así como la evaluación de los sistemas según el satélite Lis el cual se puede apreciar en la Figura 5.

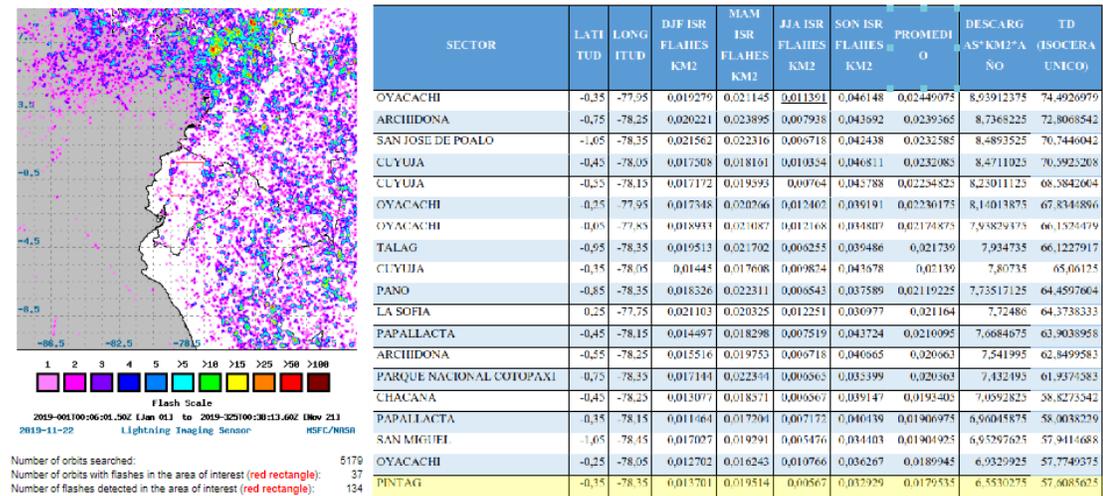


Figura 5 NISO Ecuador[36]

1.2.5 Componentes de un sistema de apantallamiento eléctrico

En los sistemas eléctricos de potencia se debe considerar parámetros de protección, los mismos que constan de varios elementos, los mismos que permiten proteger sistemas eléctricos, electrónicos y comunicacionales, entre los componentes más importantes se encuentran los [19]:

- Conductores de guarda
- Puntas o mástiles
- Conductores descendentes
- Sistemas de mallado a tierra

Estos elementos deben receptor las delineaciones de las descargas atmosféricas, permitiendo conducir las corrientes de descarga a tierra, evitando de esta manera electrificar al edificio o planta eléctrica, considerando de esta forma una dispersión segura de las altas corrientes de descarga sobre sistemas mallados inferiores a los 5 ohmios [12].

1.2.6 Norma para el estudio de apantallamiento eléctrico

1.2.6.1 IEC 62305

La normativa IEC 62305 permite analizar los estándares de protección contra rayos en la cual se refleja una mayor comprensión científica de los rayos y sus efectos durante los últimos veinte años, y hace un balance del creciente impacto de la tecnología y los sistemas electrónicos en nuestras actividades diarias, incluyendo cuatro partes distintas: principios generales, gestión de riesgos, daños físicos a las estructuras y peligros para la vida, y protección de sistemas electrónicos. Donde las consideraciones para la protección contra rayos están impulsados por una evaluación de riesgos completa y compleja y que esta evaluación no solo tiene en cuenta la estructura a proteger, sino también los servicios a los que está conectada la estructura [37].

1.2.6.2 Evaluación de la normativa IEEE 998 y Normativas IEC para el apantallamiento de la central de generación Gasgreen

De acuerdo al análisis establecido para el apantallamiento la norma IEEE 998 hace su referencia al estudio basado en información de diseño para los métodos aplicados históricamente y típicamente por los diseñadores de subestaciones para reducir las descargas directas de rayos al equipo y al trabajo de barras dentro de las subestaciones.[38] Por lo cual el presente trabajo de investigación sustentará un análisis en las normativas IEC debido a que se ejecuta el modelo electrogeométrico conforme a las instalaciones de la central de generación, la misma que no cuenta con un apantallamiento basado en líneas de guarda, sino más bien en un conjunto de mástiles por lo que adopta parte de la normativa IEC 1024 la cual estudia las protecciones en las estructuras contra el rayo y principios generales diferenciándose de una subestación.

1.2.7 Modelo Electrogeométrico para Sistemas de Apantallamiento

El concepto de modelado electrogeométrico de protección de carrera directa se ha demostrado para un solo mástil de pantalla. Una subestación típica es mucho más compleja. Puede contener varios niveles de voltaje y puede utilizarse mediante una combinación de cables de protección y mástiles de iluminación en una disposición tridimensional [37].

Estos conceptos se pueden aplicar a múltiples mástiles de apantallamiento, alambres de apantallamiento horizontales o una combinación de los dos, esta aplicación considerando cuatro mástiles de protección en una disposición de mástiles de protección múltiple. El arco de protección para la corriente de carrera I_s se muestra para cada juego de mástiles. Los arcos punteados representan aquellos puntos en los que un líder escalonado descendente para la corriente de carrera I_s será atraído hacia uno de los cuatro mástiles [39]. La zona protegida entre los mástiles está definida por un arco de radio S con el centro en la intersección de los dos arcos discontinuos. La zona de protección se puede visualizar nuevamente como la superficie de una esfera

de radio S , que se rueda hacia un mástil hasta tocar el mástil, luego se enrolla y sobre el mástil de manera que se apoye en los mástiles (véase Figura 6).

1.2.8 Método de las Esferas Rodantes

El método de las esferas rodantes implica hacer rodar una esfera imaginaria de radio S sobre la superficie de una subestación. La esfera se enrolla una y otra vez sobre mástiles de rayos, cables de protección, cercas de subestaciones, centrales, plantas industriales, edificaciones y otros objetos metálicos conectados a tierra que pueden proporcionar protección contra rayos [9]. Se dice que un equipo está protegido de un golpe directo si permanece por debajo de la superficie curva de la esfera en virtud de que la esfera está elevada por cables de protección u otros dispositivos. El equipo que toca la esfera o penetra en su superficie no está protegido como se muestra en la figura 6a, haciendo que las estructuras reciban toda la descarga atmosférica, la misma que puede ser protegida por pararrayos evitando la electrificación de la planta como se indica en la figura 6b [28].

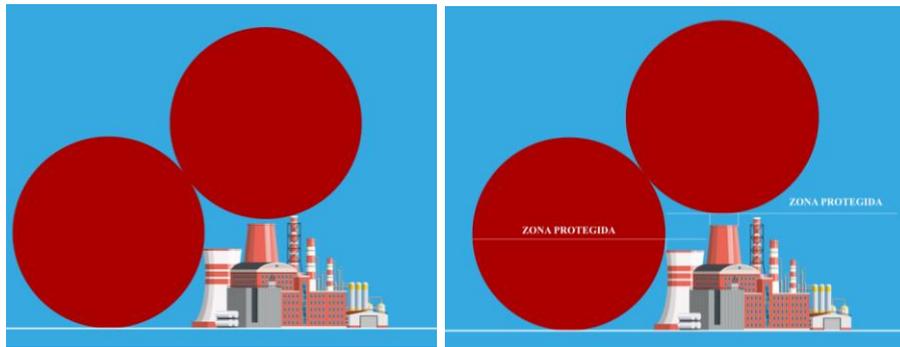


Figura 6 Método esferas rodantes a) Sistema sin protección b) Sistema protegido.

1.2.8.1 Zona de Descarga

La zona de descarga de un rayo va a ser un lugar geométrico que se define como, los puntos del espacio, cuya distancia al punto donde se origina el último paso de avance, es la distancia de descarga S . La zona de descarga del rayo coincide con la definición matemática de una esfera de radio S , cuyo centro es el punto donde se origina el último paso de avance. De esta forma, la zona de descarga de un rayo es un lugar

geométrico, el cual se puede determinar a partir del conocimiento de la corriente pico, y el lugar donde se origina el último paso de avance de la descarga atmosférica que se quiere estudiar [40].

1.2.9 Normas para el análisis del sistema de puesta a tierra

1.2.9.1 IEEE 81

La normativa presenta métodos y técnicas de prueba prácticos para medir las características eléctricas de los sistemas de puesta a tierra instalados, la misma incluye consideraciones de seguridad, medición de la resistividad de la tierra, medición de la resistencia de frecuencia del sistema eléctrico o impedancia de la tierra, sistema a tierra remota, impedancia transitoria o de sobretensión del sistema de tierra a tierra remota, voltajes de paso y de contacto e integridad del sistema de puesta a tierra, a través de instrumentos usados en el área como los teluómetros para realizar pruebas de tierra, revisando las características y limitaciones de la instrumentación y revisando varios factores que pueden distorsionar las mediciones de prueba [41].

1.2.9.2 IEEE 80

Esta normativa permitirá definir un método para integrar las prácticas relativas al diseño de protección, control y demás procesos referentes al sistema de puesta a tierra. Mostrando cómo relacionar la corriente del cuerpo con la corriente de falla a tierra de la subestación para desarrollar una “Curva de tolerancia humana” que se puede colocar en una curva de coordinación de corriente de tiempo de relé [22].

La IEEE 80 se presenta como base para diseñar la puesta a tierra definiendo, en términos generales, los parámetros que se deben utilizar y / o considerar en el diseño de la red de la subestación. Varios de estos parámetros se relacionan directamente con la protección y el control, incluidos los siguientes:

- Magnitud de la falla
- Duración de la falla (primaria y de respaldo)
- Impacto del reenganche automático

1.2.10 Métodos de medición para los sistemas de puesta a tierra

1.2.10.1 Método de variación de profundidad o método de tres puntos

En este método, las mediciones de resistencia de tierra se repiten varias veces en correlación con el aumento incremental de profundidad de la varilla de tierra. El propósito de este método es forzar más corriente de prueba a través del suelo profundo. El valor de resistencia medido reflejará la resistividad aparente para cada profundidad de la varilla (véase Figura 7). Se prefieren las varillas de tierra para esta medición porque ofrecen dos importantes ventajas:

- El valor teórico de la resistencia de la varilla de tierra es sencillo de calcular con la precisión adecuada.
- La conducción de barras de tierra también confirma la profundidad a la que se pueden conducir las barras durante instalación.

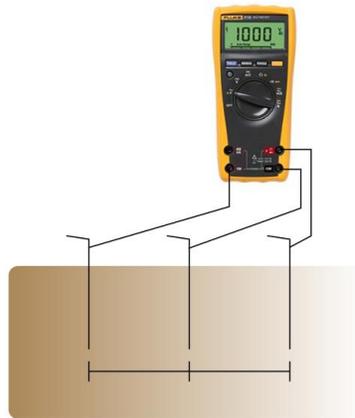


Figura 7 Método del diferencial de potencial [22]

1.2.10.2 Método de los cuatro puntos (Wenner)

Esta metodología permite medir la resistividad aparente de grandes volúmenes de tierra no perturbada conocida como el método de cuatro puntos o Wenner (véase Figura 8), donde se instalan cuatro sondas auxiliares en tierra, todas a la profundidad estimada por el electrodo y espaciadas (en línea recta) a intervalos. En la cual pasa una corriente de prueba I entre las dos sondas externas y el potencial V entre las dos

sondas internas en la cual se mide con un potenciómetro o voltímetro de alta impedancia. Entonces, la relación V / I da la resistencia R en ohmios.[41]

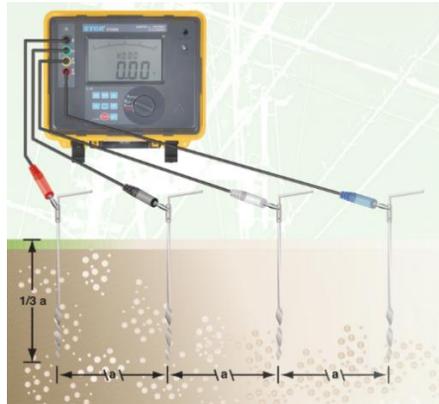


Figura 8 Método Wenner [22]

1.2.9.5 Mejora de las puestas a tierra

La resistencia del mallado tiene una gran influencia en la tasa de contorneos inversos de la línea, y es importante que tenga el menor valor posible. Esto no siempre es posible, dadas las características del terreno que recorre la línea. Es recomendable utilizar todos los medios disponibles para garantizar valores bajos especialmente en las torres de las líneas cercanas a subestación, con el objetivo de evitar contorneos inversos cercanos, y por lo tanto una severa sobretensión de entrada a la central [23].

En resumen, para reducir la tasa de falla por descargas atmosféricas es recomendable:

- Disponer de la cantidad de cables de guarda necesarios de manera de lograr (de ser posible) el blindaje perfecto de la línea.
- Actuar principalmente sobre las resistencias de pie de torre, tratando de obtener los valores más bajos posibles mediante el uso de contrapesos de ser necesario.
- En caso de que lo anterior no sea suficiente, o como recurso adicional, evaluar técnica y económicamente la opción de instalar descargadores en la línea, al menos en las zonas con altos valores de resistencia y/o gran actividad atmosférica.

1.3. Fundamentación metodológica

El diseño de la investigación es descriptivo porque se busca especificar las características que podrían influir en un desempeño defectuoso del sistema de puesta a tierra y apantallamiento de la central, así como identificar la influencia de parámetros como; condiciones ambientales, actividades propias del lugar, vida útil de los elementos, entre otros, ante posibles fallos ocasionados por el deterioro de dicho sistema.

El diseño específico planteado es el comparativo, puesto que se comparará resultados obtenidos de diferentes casos de estudio a los cuales han sido sometidos los sistemas en mención, para luego llegar a plantear alternativas de solución que finalmente resultaran en soluciones a los problemas planteados en el presente trabajo de investigación.

El tipo de investigación es aplicada porque se busca resolver un problema concreto, práctico de la realidad actual de la central de generación para considerar una futura expansión de dos unidades generadoras como se puede apreciar en la figura 9.

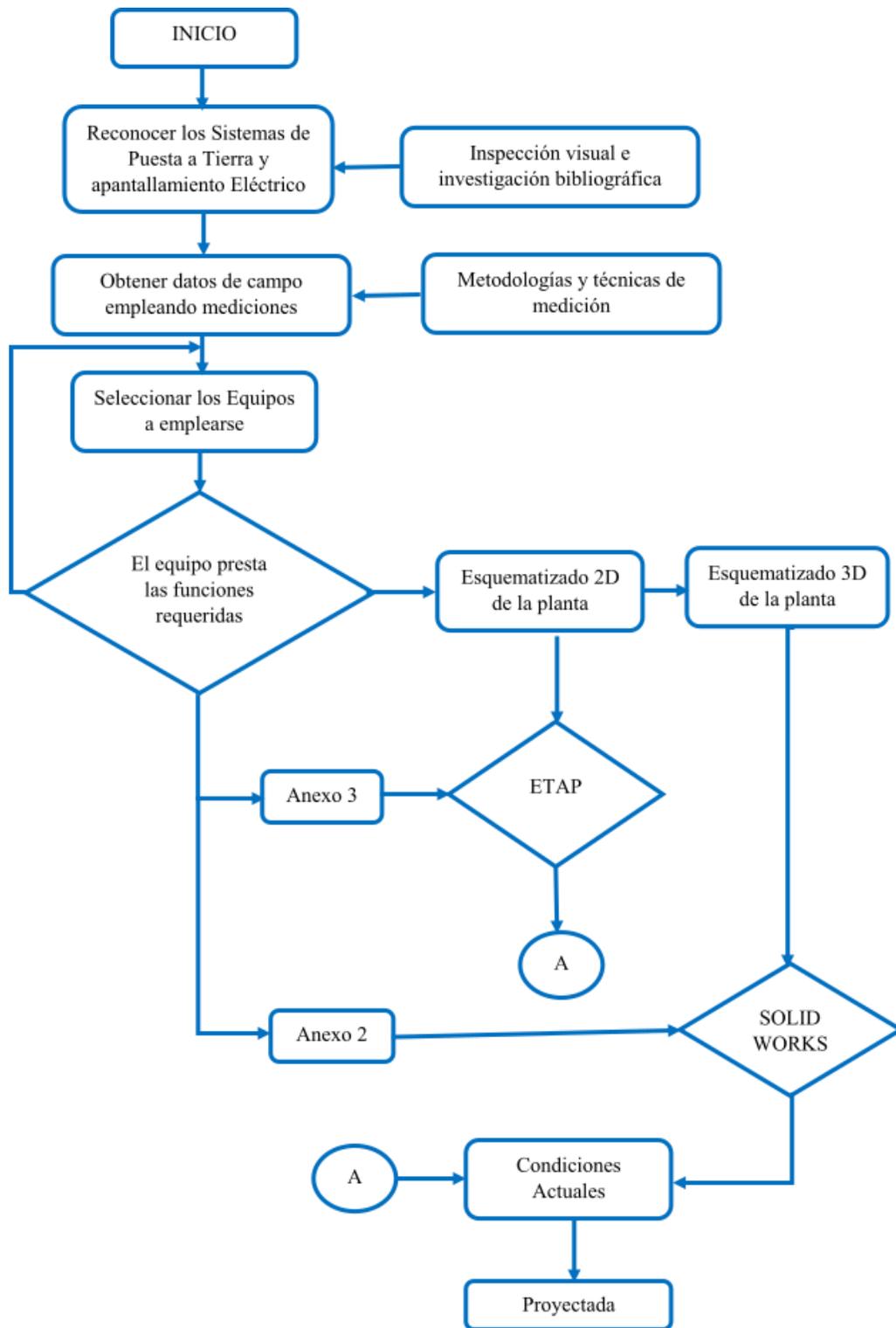


Figura 9 Diagrama de Flujo del Proceso de Investigación

1.3.1. Métodos de Investigación

- **Método Inductivo**

Empleado para conocer el estado actual del sistema de puesta a tierra y apantallamiento, para así determinar parámetros técnicos y evaluarlos para una futura expansión de dos unidades generadoras y repotenciación de los sistemas de protección de las etapas previas de la central.

- **Método Deductivo**

Empleado para juntar premisas como la resistividad y niveles en el sistema de puesta a tierra de los transformadores, generadores y celda de media tensión, y demás parámetros necesarios para modelarlo en el software ETAP y conocer en detalle las características y estado del sistema de puesta a tierra, también definir y concretar datos de campo, útiles para el modelamiento 3D de la planta con lo cual se obtendrá la premisa para el estudio de apantallamientos eléctricos mediante cálculos y simulaciones establecidas por las normas referentes (véase fundamentación teórica).

- **Método Analítico**

Empleo de los distintos métodos teóricos y normativas establecidas en la comunidad técnica para el análisis en concreto de cada subsistema enunciado de la central, con el objetivo de plantear alternativas de estudio y mejoramiento a los mismos, empleando herramientas informáticas y de cálculo para comprobar la resolución a todo inconveniente detectado en el desarrollo de la investigación.

- **Método Sintético**

Empleado para proporcionar los detalles de la central de generación como estructuras físicas, altura de los generadores, sala de control, toberas, tuberías del sistema de biogás indispensables para simular el sistema en software SOLIDWORKS y obtener un detalle más fino y preciso de las condiciones actuales de los sistemas de protección a tierra y apantallamiento.

1.3.2. Tipos de Investigación

- **Investigación Bibliográfica**

Mediante la investigación bibliográfica, se consigue información procedente de libros, páginas web, artículos, etc. Para el análisis de los sistemas de protección de puesta a tierra y apantallamiento, que se ha obtenido de la normativa IEEE 80-2013, IEEE 81, IEC 62305.

- **Investigación Descriptiva**

Empleada para describir los posibles problemas y fallos que podrían suscitarse debido a descargas atmosféricas en la central, mediante el levantamiento de información de campo, como datasheets, protocolos, diseños de construcción, para posteriormente ser analizados y comparados con una tendencia real en base a registros gráficos.

- **Investigación Propositiva**

Empleada para plantear las metas de optimización, mejoras y diseño a las que se habrán de llegar los sistemas en estudio. Así como las estrategias prácticas, estadísticas, teóricas, metodológicas, etc., necesarias para la consecución de las mismas en los sistemas de puesta tierra y apantallamiento.

1.3.3. Técnicas de Investigación

- **Medición**

A través de esta técnica se busca establecer procesos de medición acorde a la normativa IEEE 81 buscando la operacionalización de las variables para los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento, mismos que se efectuaran con teluómetros aplicando las metodologías de Wenner y los tres puntos [22].

- **Modelación**

Con esta técnica se busca modelar el sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico mediante modelos matemáticos y el uso de softwares, previamente seleccionados en base a su compatibilidad y eficacia con los métodos empleados para cada modelamiento.

- **Simulación**

Mediante esta técnica se obtendrá una aproximación al comportamiento de los sistemas tanto en su situación inicial como en su estructura optimizada para los modelos de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico de la central de generación.

- **Observación Directa**

Mediante el empleo de dicha técnica se podrá adquirir una proyección real en cuanto a cuestiones de conexión, disposición y estructuración de los activos en las instalaciones de la central para proceder con los dimensionamientos y a la postre con los modelamientos de la misma.

1.4. Conclusiones Capítulo I

- En este capítulo se determinó el uso de normativas a través de los antecedentes investigados en los cuales toman como referencia el uso de las normas IEEE 81 para el registro de datos en campo como resistividad y resistencia de los sistemas de puesta a tierra, así como el análisis del apantallamiento tomando como modelo la norma IEC 62305 la cual establece estrategias para identificar las mejoras en los sistemas de pararrayos instalados, en sistemas conformados únicamente por mástiles.
- Se detectó que en la mayoría de los trabajos de investigación se encuentran varios parámetros de ayuda tecnológica como el uso de técnicas de simulación y modelamiento matemático a través del software ETAP, las mismas que permiten determinar las posibles soluciones para generar la propuesta de rediseño o repotenciación de los sistemas de protección de la central de generación.
- Para el análisis del apantallamiento se usará la metodología de las esferas rodantes mediante el modelamiento de la planta en 3D, para así considerar los mástiles a instalarse en la central de generación Gasgreen, la misma que permite mejorar el proceso de diagnóstico de acuerdo a las herramientas que están estipuladas, obteniendo así propuestas de mejora en el sistema, considerando un nivel isoceraunico de 60 en referencia a la localidad en donde se encuentra ubicada la central, así mismo una densidad de descarga de 6,55 descargas/km²*año.

CAPÍTULO II. PROPUESTA

2.1 Título del proyecto.

Diseñar la tercera etapa y rediseñar las etapas uno y dos de los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico en la central de generación GASGREEN S.A.

2.2 Objetivo del proyecto.

Rediseñar los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico, considerando una expansión proyectada en la central de generación “GASGREEN S.A.”, ubicada en el relleno sanitario del Distrito Metropolitano de Quito.

2.3 Descripción de la propuesta

La expansión proyectada de potencia instalada en la central, se prevé en 2 MW, lo cual hace que sea indispensable procurarse el buen funcionamiento y eficiencia de los sistemas de protección, con el fin de garantizar la integridad de activos físicos y componente humano.

Se plantea rediseñar el sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico en las etapas 1 y 2 de la central GASGREEN S.A. Como punto de partida se propone realizar un modelamiento en condiciones actuales de las dos etapas del sistema de puesta a tierra en el software ETAP empleando el método de los elementos finitos de acuerdo a la norma IEEE-80-2013 [9]. Así también el modelamiento integro 3D de la central en el software SOLIDWORKS, con el propósito de emplear el método de las Esferas Rodantes para realizar el análisis de los sistemas de apantallamiento eléctrico en condiciones actuales de acuerdo a los procesos de coordinación de aislamiento [11].

Luego plantear mejoras en base a los datos obtenidos a partir de las simulaciones en condiciones iniciales y mediciones efectuadas en campo. Posteriormente se propondrá y analizará la efectividad de las mejoras propuestas a los sistemas existentes y al diseño de la tercera etapa de la central de generación Gasgreen, empleando las normas, métodos y softwares utilizados en el análisis inicial.

2.4 Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados

2.4.1. Descripción de la Central de Generación GASGREEN

Antecedentes

La central de generación renovable GASGREEN, se encuentra situada en la zona rural del Distrito Metropolitano de Quito, en el relleno Sanitario el Inga I y II (ver figura 10). Cuenta con una potencia Instalada de 5 MW producidos a partir de la combustión de biogás en 5 generadores de combustión interna [7].

La central se encuentra conectada a la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), mediante el Alimentador Primario “D” perteneciente a la Subestación Alangasí [42].



Figura 10. Panorámica aérea de la Central de Generación GASGREEN [43]

Las actividades realizadas en la central GASGREEN, radican en la extracción del Biogás generado a partir de los residuos del Relleno Sanitario en mención, gas que posteriormente es usado en la producción de energía eléctrica. La operación de la central significa una reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera, en una cantidad de 163.000 toneladas anualmente.[44]

Información General de la Central

La central está conformada por 5 unidades de generación; 2 implementadas en su primera etapa y 3 implementadas en su segunda etapa, llegando actualmente a una potencia instalada de 5 MW, en la tabla 1 se detallan las especificaciones técnicas de los generadores.

TABLA 1
ESPECIFICACIONES DE GENERADORES

GENERADORES			
PARÁMETRO	ETAPA I	ETAPA II	UNIDAD
Marca	ECOMAX 14 BIO	ECOMAX 14 BIO	-
Tipo	JGS 320 GS	JGS 420 GS	-
Potencia	1136	1549	[kVA]
Factor de Potencia	0,8	0,8	-
Voltaje Nominal	480	480	[V]
Corriente Nominal	1367	1864	[A]
Frecuencia	60	60	[Hz]
Velocidad Nominal	1800	1800	[rpm]

Elaborado por: Autores

Cada generador se encuentra asociado a un transformador elevador de voltaje, en la tabla 2 se detallan las especificaciones técnicas de los transformadores.

TABLA 2
ESPECIFICACIONES DE TRANSFORMADORES

TRANSFORMADORES			
PARÁMETRO	ETAPA I	ETAPA II	UNIDAD
Marca	ORMAZABAL	ECUATRANS	-
Tipo	243802	351082017	-
Potencia de salida	1600	2000	[kVA]
Voltajes nominales	22860/480	22860/480	[V]
Regulación sin tensión	± 2,5 x 5%	± 2,5 x 5%	-
Grupo de Conexión	Dyn5	Dyn5	-
Frecuencia	60	60	[Hz]

Elaborado por: Autores

Parámetros importantes referentes, a la conexión entre GASGREEN y la EEQ mediante el alimentador “D” de la S/E Alangasí son detallados en la tabla 3.

TABLA 3
RED DE INTERCONEXIÓN

PARÁMETRO	MAGNITUD	UNIDAD
Voltaje nominal	22,8	[kV]
Longitud	9,5	[Km]
Conductor	3 x 4/0 AL - ACSR	[AWG]

Fuente: EEQ[42]

El esquema inicial del diagrama unifilar de la central (Anexo 1) fue entregado por Gasgreen, para posteriormente ser actualizado e interpretado por los autores en base a información de campo obtenida a partir de inspecciones visuales y recolección de archivos e información bibliográfica.

El valor de corriente máxima de cortocircuito para la barra de media tensión es de 14000 A, dato que fue proporcionado por la EEQ del estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente de la Central de Generación Gasgreen. [42]

En la tabla 4 se muestra el listado de equipos electromecánicos existentes en la central.

TABLA 4
COMPONENTES ELECTROMECAÑICOS GASGREEN

EQUIPO	CANTIDAD
Disyuntor aislado en vacío	6
Transformador de Corriente	18
Transformador de Potencial	18
Reconectador	1

Fuente: Gasgreen[45]

2.4.2. Evaluación y diagnóstico del Sistema de Puesta a Tierra

El actual sistema de puesta a tierra de la central GASGREEN S.A, consta de dos etapas como se muestra en la figura 11; la primera etapa fue diseñada para protección de las 2 primeras unidades de generación y la segunda para las 3 unidades consiguientes. Cabe detallar que de acuerdo a la información de campo e investigativa; según la empresa Asistencia e Implementación de Ingenierías (AII) constructora de los sistemas de puesta a tierra, las mallas de ambas etapas son independientes, así como en la etapa I operan de manera independiente la malla de

puesta a tierra de generadores y transformadores para la protección de sus respectivas cargas [46].

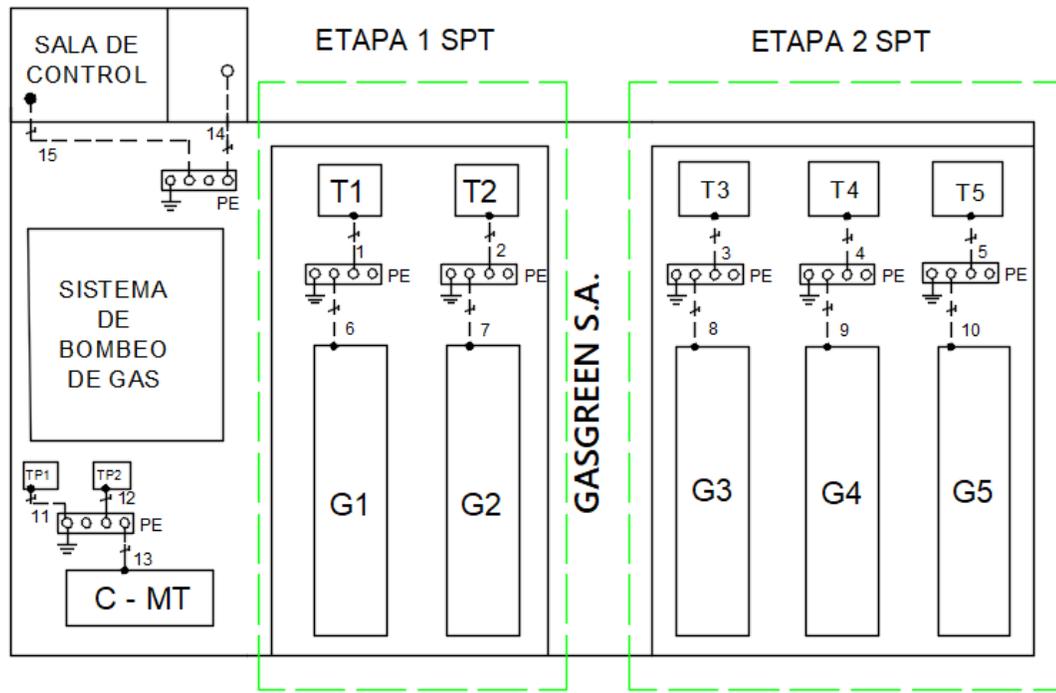


Figura 11. Etapas del Sistema de Puesta a Tierra actual en la Central GASGREEN S.A

2.4.2.1. Situación actual del sistema de Puesta a Tierra Etapa I

La Etapa I del Sistema de Puesta a Tierra de la Central, fue diseñada y construida en mayo del año 2015, con el fin de dar soporte y protección a las dos primeras unidades de generación proyectadas en ese entonces. Por lo que a continuación se procede a levantar información técnica y modelar la misma en condiciones iniciales de instalación [46].

La malla para la Etapa I del sistema de puesta a tierra de la central, se encuentra conformada por dos mallas rectangulares; una para transformadores y otra para generadores respectivamente.

- **Condición actual del Sistema de Puesta a Tierra Etapa I - Transformadores**

Para el caso de los transformadores, se tiene una malla rectangular, la cual está conformada por los componentes enlistados en la tabla 5, información obtenida en base a inspecciones de campo:

TABLA 5
PARÁMETROS PARA LA MALLA EN TRANSFORMADORES

Parámetro	Valor/Dimensión	Unidad
Capa de lastre	0,15	[m]
Profundidad de la Malla	0,6	[m]
Diámetro de la Varilla	0,0156	[m]
Longitud de Varilla	1,8	[m]
Número de Varillas	8	U
Espacio entre Varillas	2,5	[m]
Área	18,75	[m ²]
Calibre del Conductor	2/0	[AWG]

Elaborado por: Autores

En la figura 12, se puede observar la distribución de varillas y conductores en la malla de puesta a tierra para transformadores, diseñado en SolidWorks.

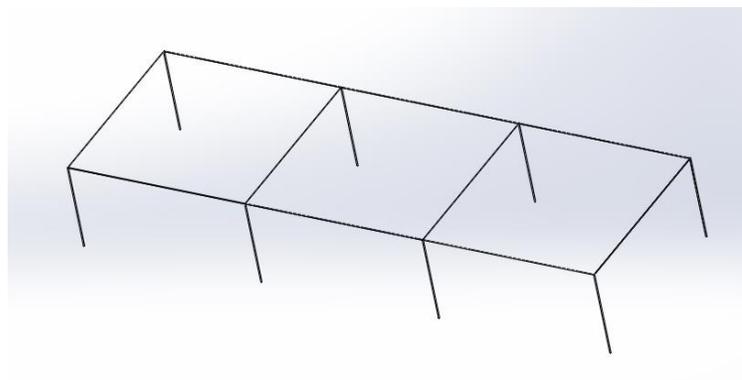


Figura 12. Sistema de Puesta a Tierra Etapa I – Transformadores (2,5 x 7,5 m)

- **Modelamiento del Sistema de Puesta a Tierra Etapa I - Transformadores**

Se procede a modelar la malla de puesta a tierra, en base a sus parámetros de construcción citados en la tabla 5, para conocer y comprobar su efectividad en base al diseño. El valor de resistividad del suelo empleado en el diseño fue de $9 \Omega\text{-m}$.

Posterior a un modelamiento en software CAD, en la figura 13 se observa la simulación de la malla en el software ETAP, empleando el Método de los Elementos Finitos.

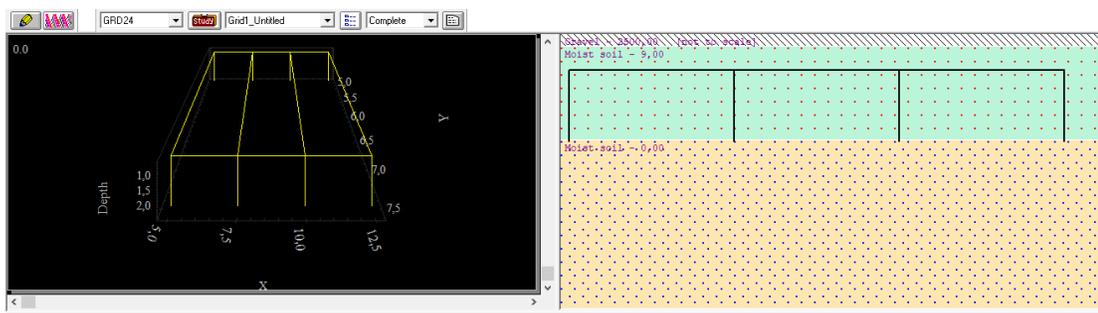


Figura 13. Modelamiento en ETAP de la Malla de transformadores

En la figura 13 se observa los resultados de la simulación en base al Método de los Elementos Finitos (FEM).

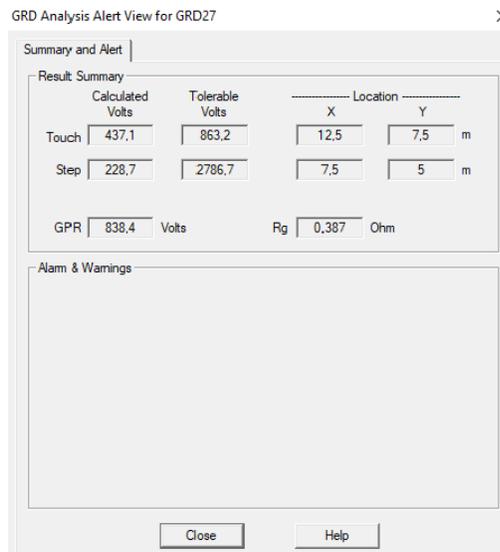


Figura 14. Resultados obtenidos de la simulación en ETAP Transformadores

Mediante la simulación en base a parámetros de diseño, se obtuvo un valor de resistencia de $0,387 \Omega$ en la malla, valor que se encuentra dentro de los rangos permitidos de acuerdo a la norma IEEE-80-2013, además la malla proyecta un voltaje de paso de $228,7 \text{ V}$ y un voltaje de toque de $437,1 \text{ V}$; los mismos que no exceden a los valores máximos como se muestra en las figuras 15 y 16.

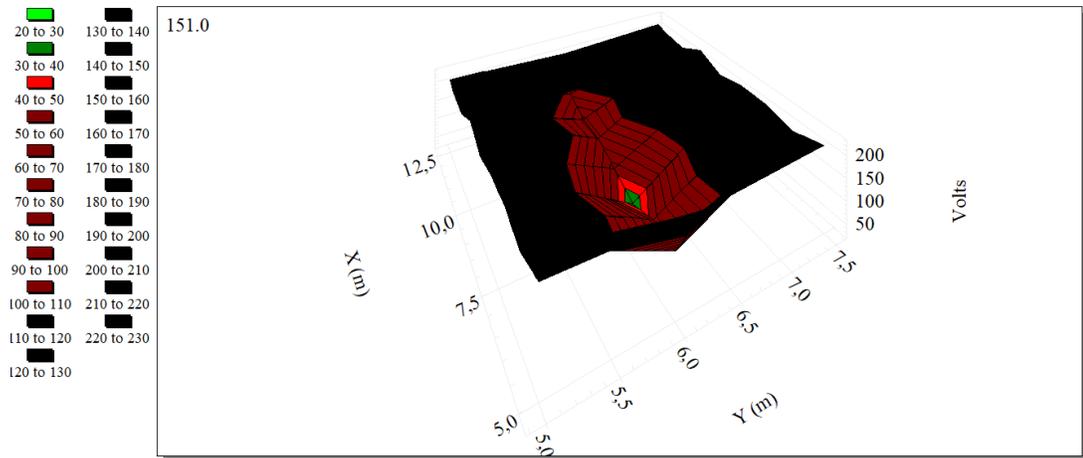


Figura 15. Voltaje de paso obtenida de la simulación - Transformadores

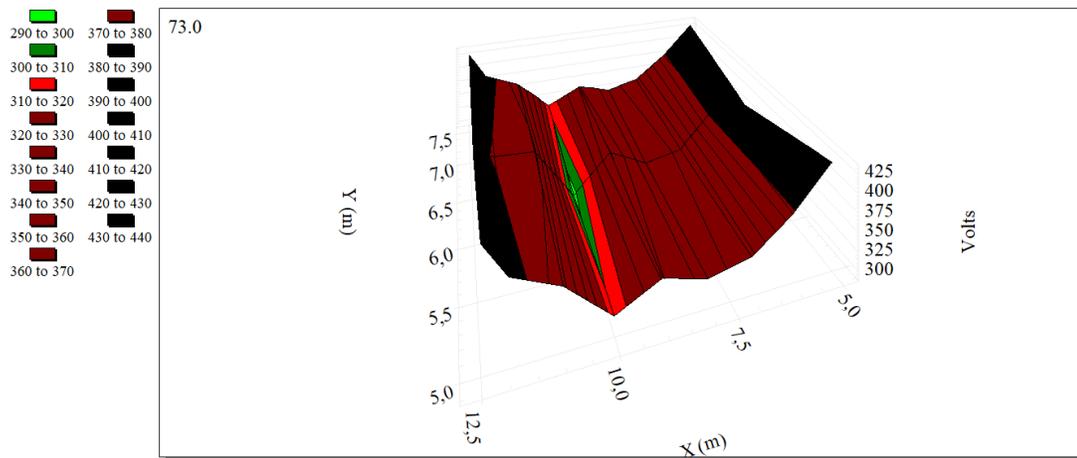


Figura 16. Voltaje de toque de paso obtenida de la simulación – Transformadores

- **Condición actual del Sistema de Puesta a Tierra Etapa I - Generadores**

Para el caso de los generadores, se tiene una malla rectangular, la cual está conformada por los componentes enlistados en la tabla 6, información obtenida en base a inspecciones de campo:

TABLA 6
PARÁMETROS PARA LA MALLA EN LOS GENERADORES

Parámetro	Valor/Dimensión	Unidad
Capa de lastre	0,15	[m]
Profundidad de la Malla	0,6	[m]
Diámetro de la Varilla	0,0156	[m]
Longitud de Varilla	1,8	[m]
Número de Varillas	20	U
Espacio entre Varillas	2,5	[m]
Área	93,75	[m ²]
Calibre del Conductor	2/0	[AWG]

Elaborado por: Autores

En la figura 17, se puede observar la distribución de varillas y conductores en la malla de puesta a tierra para transformadores, diseño en SolidWorks.

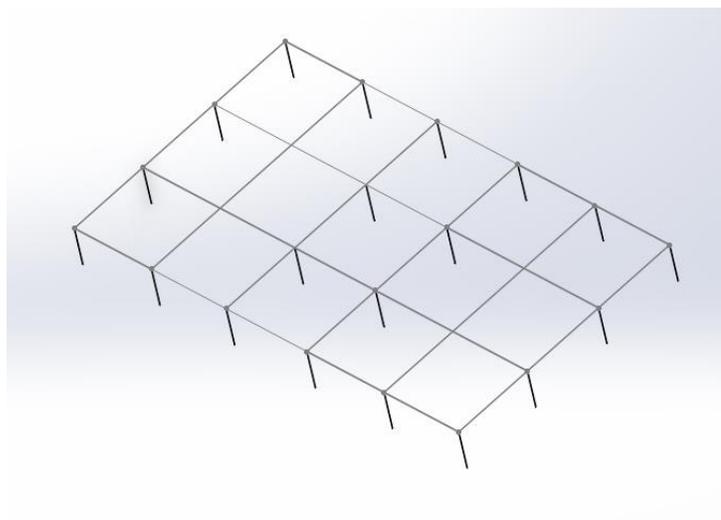


Figura 17. Sistema de Puesta a Tierra Etapa I – Transformadores (12,5 x 7,5 m)

- **Modelamiento del Sistema de Puesta a Tierra Etapa I – Generadores**

Se procede a modelar la malla de puesta a tierra, en base a sus parámetros de construcción citados en la tabla 6, para conocer y comprobar su efectividad en base al diseño. El valor de resistividad del suelo empleado en el diseño fue de $9 \Omega\text{-m}$. Posterior a un modelamiento en software CAD, en la figura 18 se observa la simulación de la malla en el software ETAP, empleando al Método de los Elementos Finitos.

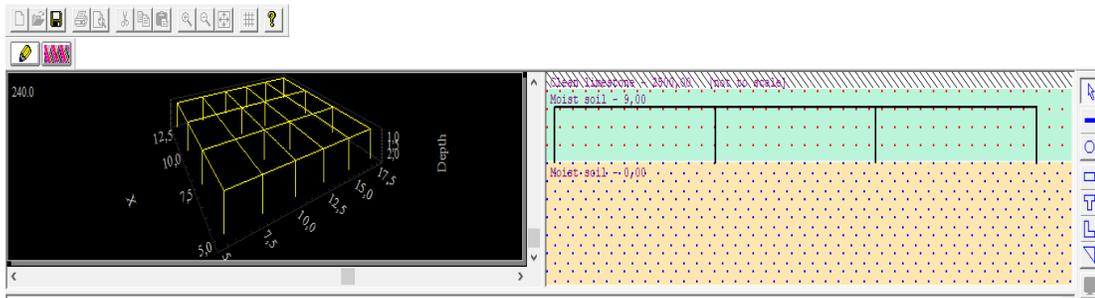


Figura 18. Sistema de Puesta a Tierra Etapa I – Generadores (12,5 x 7,5 m)

En la figura 19 se observa los resultados de la simulación en base al método FEM.

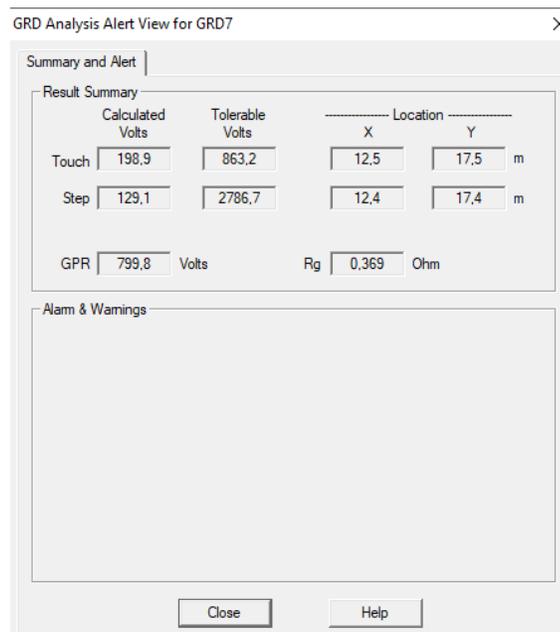


Figura 19. Resultados obtenidos de la simulación en ETAP

Mediante la simulación en base a parámetros de diseño, se obtuvo un valor de resistencia de $0,369 \Omega$ en la malla, valor que se encuentra dentro de los rangos permitidos de acuerdo a la norma IEEE-80-2013, además la malla proyecta un voltaje de paso de $129,1 \text{ V}$ y un voltaje de toque de $198,9 \text{ V}$; los mismos que no exceden a los valores máximos como se muestra en las figuras 20 y 21.

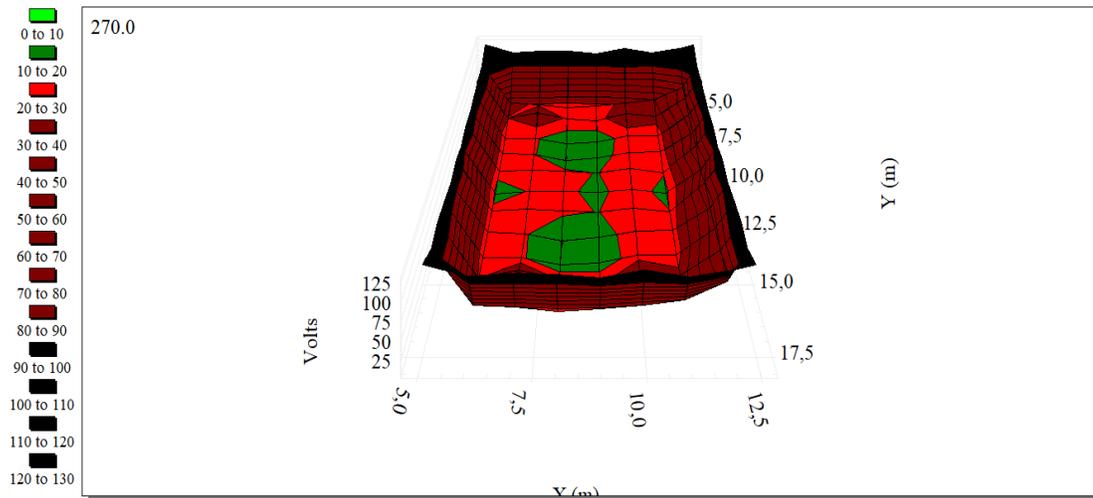


Figura 20. Voltaje de paso obtenida de la simulación - Generadores

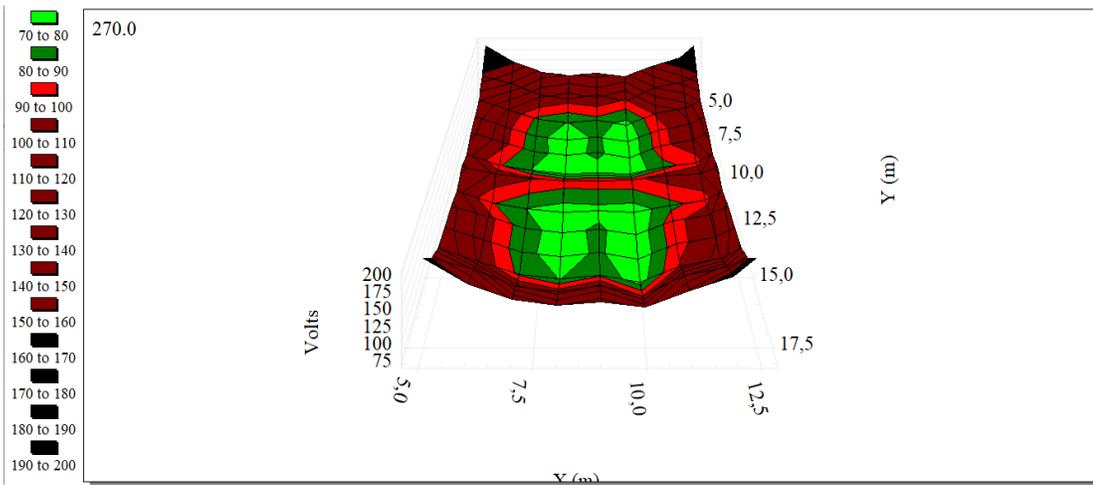


Figura 21. Voltaje de toque de paso obtenida de la simulación – Generadores

2.4.4.2. Sistema de Puesta a Tierra Etapa II

- **Condición actual del Sistema de Puesta a Tierra Etapa II**

La Etapa II del Sistema de Puesta a Tierra de la Central, fue diseñada y posteriormente construida en diciembre de 2016, con el fin de dar soporte y protección a las unidades de generación número 3, 4 y 5 de la central en mención [7].

Para la etapa II, se tiene una malla rectangular, la cual está conformada por los componentes enlistados en la tabla 7, información obtenida de inspecciones en campo:

TABLA 7
PARÁMETROS PARA LA MALLA

Parámetro	Valor/Dimensión	Unidad
Capa de lastre	0,15	[m]
Profundidad de la Malla	0,6	[m]
Diámetro de la Varilla	0,0156	[m]
Longitud de Varilla	1,8	[m]
Número de Varillas	24	U
Espacio entre Varillas	3	[m]
Área	315	[m ²]
Calibre del Conductor	2/0	[AWG]

Elaborado por: Autores

En la figura 22, se puede observar la distribución de varillas y conductores en la malla de puesta a tierra para transformadores, diseño en SolidWorks.

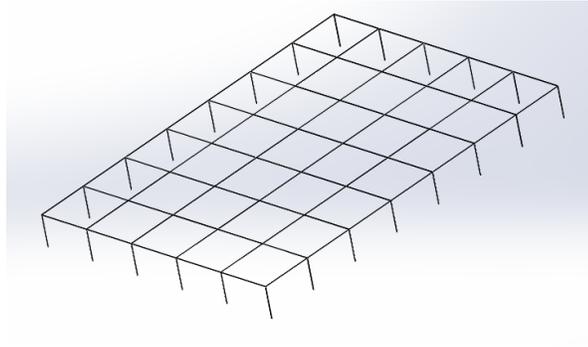


Figura 22. Sistema de Puesta a Tierra Etapa I – Generadores (15 X 21)

- **Modelamiento del Sistema de Puesta a Tierra Etapa II**

Se procede a modelar la malla de puesta a tierra, en base a sus parámetros de construcción citados en la tabla 8, para conocer y comprobar su efectividad en base al diseño. El valor de resistividad del suelo empleado en el diseño fue de $13,5 \Omega\text{-m}$.

Posterior a un modelamiento en software CAD, en la figura 23 se observa la simulación de la malla en el software ETAP, empleando al Método de los Elementos Finitos.

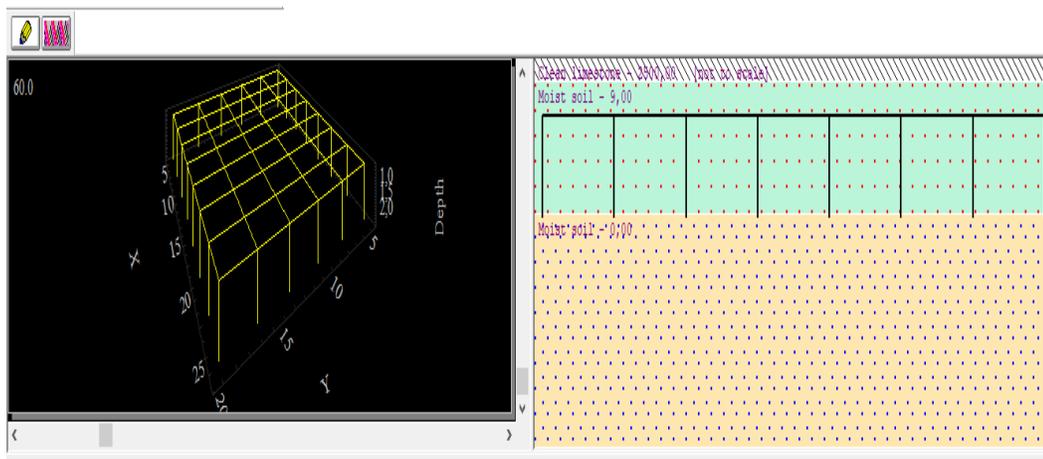


Figura 23. Sistema de Puesta a Tierra Etapa I – Generadores (15 X 21)

En la figura 24 se observa los resultados de la simulación en base al Método de los Elementos Finitos FEM.

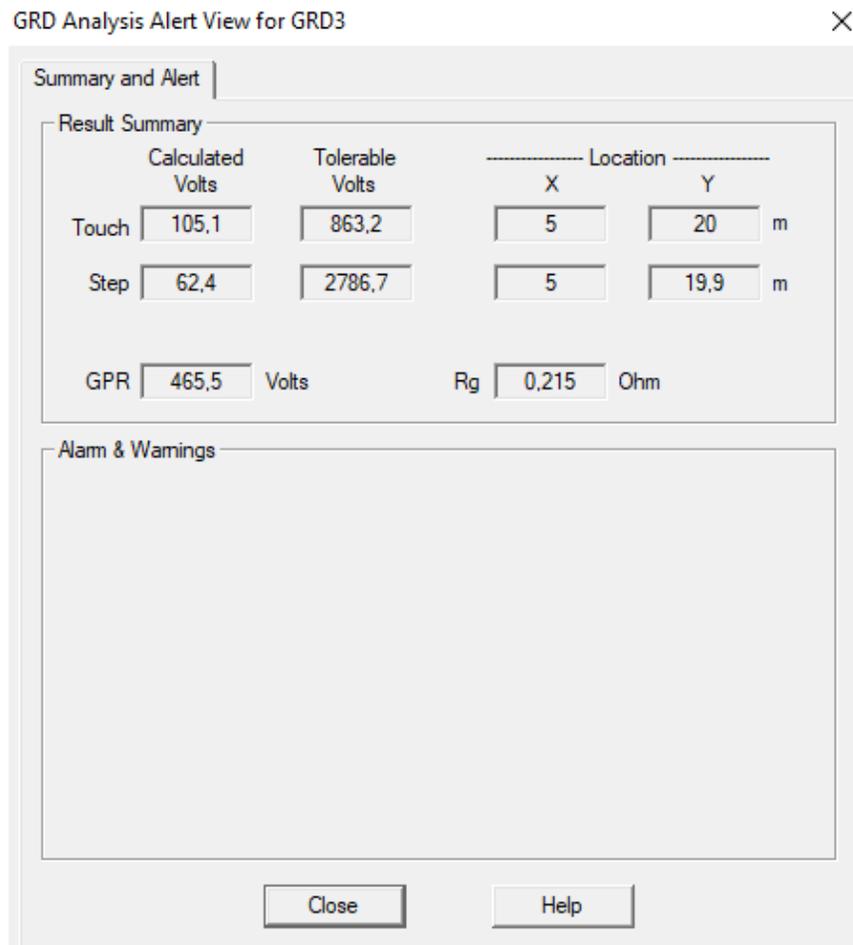


Figura 24. Resultados obtenidos de la simulación en ETAP - Etapa II

Mediante la simulación en base a parámetros de diseño, se obtuvo un valor de resistencia de 0,215 Ω en la malla, valor que se encuentra dentro de los rangos permitidos de acuerdo a la norma IEEE-80-2013, además la malla proyecta un voltaje

de paso de 62,4 V y un voltaje de toque de 105,1 V; los mismos que no exceden a los valores máximos como se muestra en las gráficas 25 y 26.

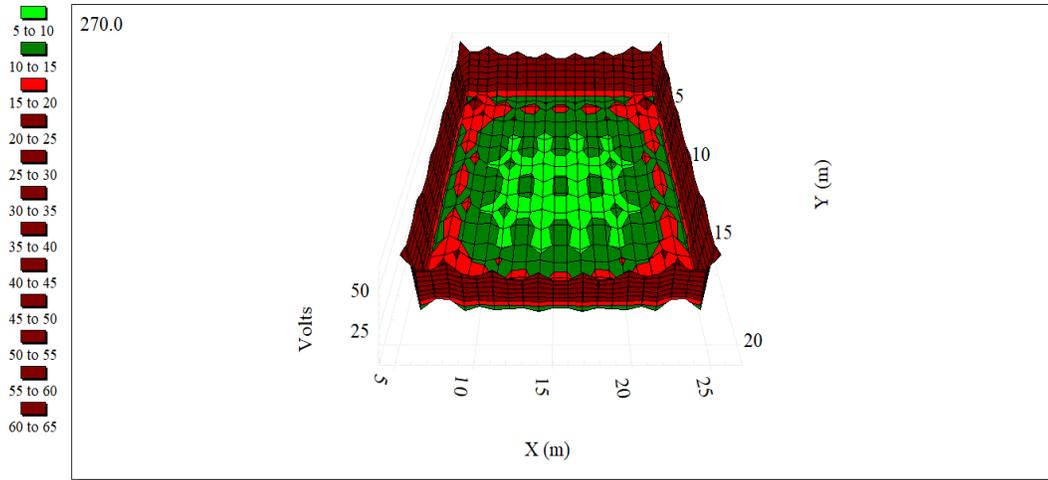


Figura 25. Voltaje de voltaje de paso obtenida de la simulación – Etapa II

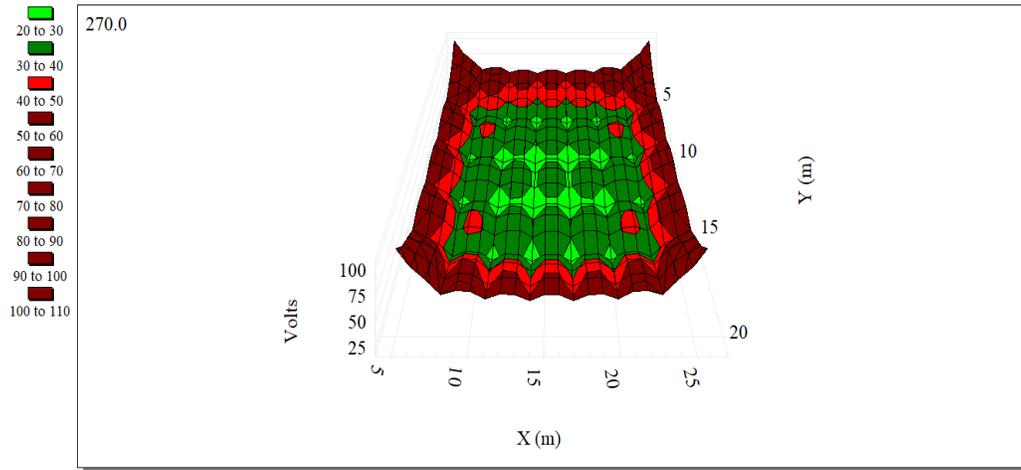


Figura 26. Voltaje de toque de paso obtenida de la simulación – Etapa II

2.5. Análisis y modelamiento de los Sistemas de Apantallamiento Eléctrico

2.5.1. Condición actual del Sistema de Apantallamientos Eléctricos

Los equipos de una instalación eléctrica son sometidos a sobrevoltajes que pueden afectar su aislamiento y provocar un fallo o avería. Un sobrevoltaje es una

solicitud variable en el tiempo cuyo valor máximo es superior al valor de cresta del voltaje nominal del sistema en el que se origina.

TABLA 8
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	
Voltaje nominal U_n	kV	23	0,48
Voltaje asignado del equipo U_s^1	V	25	0.55
Puesta a tierra del sistema	-	Sólidamente aterrizado	Sólidamente aterrizado

Elaborado por: Autores

Estos sobrevoltajes se originan como consecuencia de una falla, una maniobra o una descarga atmosférica. Su estudio es fundamental para determinar tanto el nivel de aislamiento que se debe seleccionar para los distintos componentes de un sistema, como los medios o dispositivos de protección que son necesarios de instalar [27].

TABLA 9
CARACTERÍSTICAS DEL SITIO

CARACTERÍSTICA	VALOR	
Altura sobre el nivel del mar	m.s.n.m	3000
Nivel de contaminación ambiental	Fuerte	

Elaborado por: Autores [37]

2.5.2. Metodología para la coordinación de aislamiento según la norma IEC 60071-2

Los pasos principales para la coordinación de aislamiento son (véase figura 27):

- I. Determinación de los sobrevoltajes representativas (U_{rp})
- II. Determinación de los sobrevoltajes de soportabilidad para coordinación (U_{cw})
- III. Determinación de los sobrevoltajes de soportabilidad requeridas (U_{rw})

IV. Determinación de los sobrevoltajes de soportabilidad normalizadas (U_w)

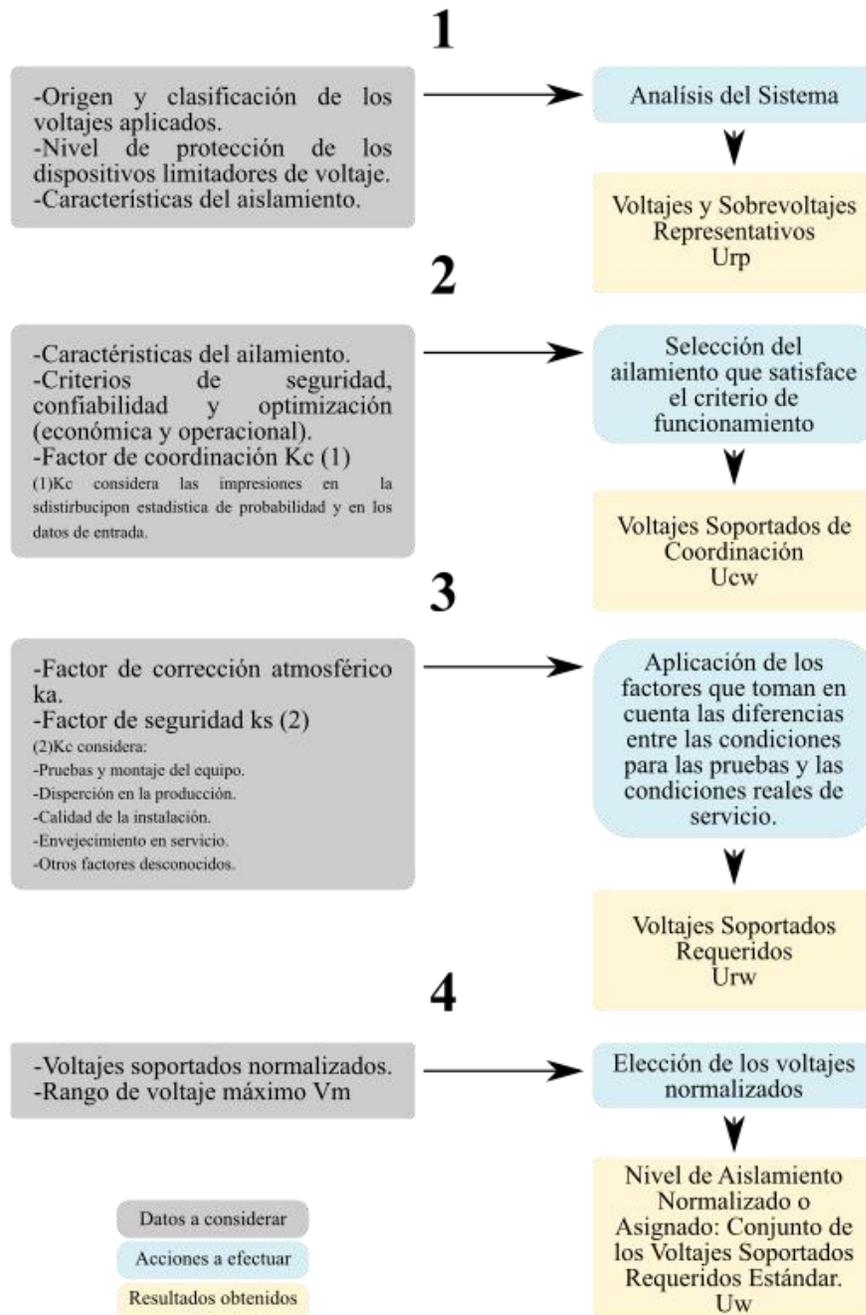


Figura 27. Flujo de Procedimiento de coordinación de aislamiento

2.5.3. Determinación de los sobrevoltajes representativos

2.5.3.1 Voltaje a frecuencia industrial

Para propósitos de coordinación de aislamiento es considerado igual al voltaje más alto del sistema, en este caso corresponde al máximo de voltaje permisible de los equipos de patio U_m , y de este se tomará el voltaje base (U_{base}) como:

TABLA 10
VOLTAJE BASE

Voltaje máximo del sistema (U_m)	Voltaje base (U_{base})
25 kV	20,42 kV
0,55 kV	0,45 kV

Elaborado por: Autores

Para coordinación conviene que el equipo instalado tenga un voltaje máximo del sistema U_m igual o superior a U_s .

2.5.3.2 Sobrevoltajes Temporales

Se consideran los valores para los sobrevoltajes sugeridas en la norma IEC 60071-2, los cuales incluyen factores k que llevan a resultados conservativos de acuerdo al Anexo 2.

2.5.3.3 Sobrevoltajes de Frente Lento.

Los impulsos que afectan los equipos en la entrada de la línea-energización extremo remoto se determinaron de acuerdo a los datos característicos de los sobrevoltajes de frente lento fase a tierra con una probabilidad de un 2% de ser superadas, considerando que para su selección se debió considerar, que la infraestructura eléctrica de la central de generación se encuentra energizada sin resistores de cierre de paso simple y su conexión radial como indica sus diagramas unifilares y el análisis estadístico según el Anexo 2.

2.5.3.4 Sobrevoltajes por fallas a tierra

La ocurrencia de una falla a tierra en un determinado punto del sistema lleva a un aumento del voltaje fase - tierra en las fases sanas cuyo valor depende del grado de

aterrizamiento del sistema. Si el sistema está puesto a tierra la norma considera que el máximo sobrevoltaje eficaz no sobrepasa 1,4 veces el voltaje máximo eficaz fase a tierra del sistema (1).

Aplicando el Anexo, se obtiene para la central, $X0/X1= 0,3$ y $RO/X1= 0,04$, un factor de falla de aproximadamente de $k=1,4$

2.5.4. Desarrollo para la central de generación Gasgreen

Según el análisis de resultados del Anexo 2 se puede apreciar en las siguientes Figuras 28 y 29 los resultados obtenidos para la coordinación de aislamiento en la Central de Generación Gasgreen a 23 kV.

	Sobretensión Temporal			Sobretensión de Frente Lento o de Maniobra			Sobretensión de Frente Rápido o por Impulsos Atmosféricos					
	Aislamiento Externo		Aislamiento Interno	Aislamiento Externo		Aislamiento Interno	Aislamiento Externo		Aislamiento Interno			
Paso 1: Sobretensiones Representativas Vrp	Urp=	19,39896904	kV rms f-t	Ue2=	45,26657045	kV	Se calcula directamente Ucw					
				Ups	48	kV pico f-t						
Paso 2: Tensiones soportadas de Coordinación Vcw												
Factores de Coordinación:	Kc=	1		Kcs=	1,1	Kcd=	1,1					
	Ucw=	19,398969	kVrms f-t	Ucw=	52,8	Ucw=	49,7932275	Ucw=	112,2692308	kV pico f-t		
Paso 3: Tensiones soportadas Requeridas Vrw												
Factores de corrección por altura Ka:	1,278130896											
Factores de Seguridad Ks:	1,05	1,15		1,05	1,15	1,05	1,15					
	Urw=	26,0341428	Urw=	22,3088144	Urw=	70,8595769	Urw=	57,2622116	Urw=	92,1174499	Urw=	62,9884328
Paso 4: Nivel de Aislamiento Normalizado Vw												
Nivel de Aislamiento para equipos de Rango I												
Selección del Nivel de Aislamiento												
Sobretensiones de Frecuencia Industrial												
	Aislamiento Externo				Aislamiento Interno							
	Uw=	70	kV rms		Uw=	50	kV rms					
Sobretensiones Tipo Rayo												
	Aislamiento Externo				Aislamiento Interno							
	Uw=	170	kV pico		Uw=	125	kV pico					

Figura 28. Análisis de resultados coordinación de aislamiento central de generación Gasgreen - Primario

	Sobretensión Temporal			Sobretensión de Frente Lento o de Maniobra			Sobretensión de Frente Rápido o por Impulsos Atmosféricos					
	Aislamiento Externo		Aislamiento Interno	Aislamiento Externo		Aislamiento Interno	Aislamiento Externo		Aislamiento Interno			
Paso 1: Sobretensiones Representativas Vrp	Urp=	3,6	kV rms f-t	Ue2=	7,936346767	kV	Se calcula directamente Vcw					
				Ups	1	kV pico f-t						
Paso 2: Tensiones soportadas de Coordinación Ucw												
Factores de Coordinación:	Kc=	1		Kcs=	1,1	Kcd=	1,1	Ucw=	44,66923077	kV pico f-t		
	Ucw=	2,90984536	kVrms f-t	Ucw=	1,1	Ucw=	8,72998144					
Paso 3: Tensiones soportadas Requeridas Vrw												
Factores de corrección por altura Ka:	1,278130896											
Factores de Seguridad Ks:	1,05	1,15		1,05	1,15		1,05	1,15				
	Urw=	3,90512141	Urw=	3,34632216	Urw=	1,47624118	Urw=	10,0394787	Urw=	59,9477801	Urw=	51,3696154
Paso 4: Nivel de Aislamiento Normalizado Vw												
Nivel de Aislamiento para equipos de Rango I												
Selección del Nivel de Aislamiento												
Sobretensiones de Frecuencia Industrial												
	Aislamiento Externo					Aislamiento Interno						
	Uw=	10	kV rms			Uw=	10	kV rms				
Sobretensiones Tipo Rayo												
	Aislamiento Externo					Aislamiento Interno						
	Uw=	60	kV pico			Uw=	60	kV pico				

Figura 29. Análisis de resultados coordinación de aislamiento central de generación Gasgreen - Secundario

De acuerdo con la Tabla 2 de la norma IEC 60071-1 (Ver Tabla 6 del Anexo 2) se seleccionan los valores normalizados de aislamiento correspondientes a un sistema con un voltaje máximo U_m , estos niveles de aislamiento cubrirán cualquier aislamiento externo e interno fase-fase y fase-tierra. Para el aislamiento interno y externo se seleccionan los siguientes voltajes de soportabilidad (véase tabla 11 y 12):

TABLA 11
VOLTAJES DE SOPORTABILIDAD 23 kV

Aislamiento Externo	
70 kV	Voltaje de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial, a tierra y entre polos.
170 kV	Voltaje de soportabilidad al impulso atmosférico, a tierra y entre polos.
Aislamiento Interno	
50 kV	Voltaje de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial, a tierra y entre polos.
125 kV	Voltaje de soportabilidad al impulso atmosférico, a tierra y entre polos.

Elaborado por: Autores

TABLA 12
VOLTAJES DE SOPORTABILIDAD 0,48 kV

Aislamiento Externo	
10 kV	Voltaje de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial, a tierra y entre polos.
10 kV	Voltaje de soportabilidad al impulso atmosférico, a tierra y entre polos.
Aislamiento Interno	
60 kV	Voltaje de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial, a tierra y entre polos.
60 kV	Voltaje de soportabilidad al impulso atmosférico, a tierra y entre polos.

Elaborado por: Autores

2.5.5. Voltaje nominal del dispositivo de protección contra sobrevoltajes

El voltaje nominal del dispositivo de protección contra sobrevoltajes U_r , es el valor mayor entre U_{ro} y U_{re} . Para redes efectivamente conectadas a tierra, el tiempo de eliminación de la falla es generalmente inferior a 1 segundo, aunque puede variar considerablemente según las redes, empleando las ecuaciones (1), (2) [27].

$$R_o = \frac{COV}{k_o} \quad (1)$$

Donde k_o : Factor de diseño del dispositivo de protección contra sobrevoltajes. Para este caso $k_o = 0,9$

$$U_{ro-23kV} = \frac{14,43}{0,9} = 16,03 \text{ kV}$$

$$U_{ro-0,48kV} = \frac{0,55}{0,9} = 0,31 \text{ kV}$$

$$R_e = \frac{TOV}{k_t} \quad (2)$$

k_t : Representa la capacidad del descargador de sobrevoltajes de soportar sobrevoltajes temporales, este valor depende del tiempo de duración del sobrevoltaje temporal y normalmente está representado por la característica voltaje a frecuencia industrial vs tiempo. De acuerdo a la característica del descargador seleccionado para este sistema, los sobrevoltajes soportables son los siguientes:

TABLA 13
FACTORES KT

FACTORES kt		
Tiempo de duración de sobrevoltaje temporal		kt
1	s	1.075
10	s	1.000
120	minutos	0.650

Elaborado por: Autores

Se elige $kt = 1,075$ para un tiempo de despeje de falla de 1 seg, que es lo esperado cuando el sistema está sólidamente puesto a tierra.

$$U_{re-23kV} = \frac{17,32}{1,075} = 16,1 \text{ kV}$$

$$U_{re-0,48kV} = \frac{0,38}{1,075} = 0,35 \text{ kV}$$

Puesto que se cumple que $U_{ro} < U_{re}$, el voltaje nominal del dispositivo de protección contra sobrevoltajes debe ser igual a U_{re}

$$U_{r-23kV} = U_{re-23kV} = 16,1 \text{ kV}$$

$$U_{r-0,48kV} = U_{ro-0,48kV} = 0,35 \text{ kV}$$

2.5.6 Pararrayos de MV de la Central de Generación Gasgreen

De acuerdo a los parámetros ya calculados en el análisis de coordinación de aislamiento se obtiene como referencia el uso de pararrayos para la interconexión entre la central de generación y la EEQ, para lo cual se especificará un grupo de pararrayos tomando como base un TOV de 1,3 p.u para fallas a tierra, considerando que la sobretensión temporal TOV dura 100 (s) como lo recomienda la norma IEC 60099-4 [40] y un nivel de contaminación 3 debido a su ubicación y operaciones que se efectúa por el proceso de generación del biogás.

2.5.6.1 Voltaje de operación continua (3):

$$U_c \geq \frac{1,05U_s}{\sqrt{3}} \quad (3)$$

$$U_c \geq \frac{1,05 * 24,2kV}{\sqrt{3}}$$

$$U_c \geq 14,67 \text{ kV}$$

2.5.6.2 Voltaje Asignado (4):

$$U_{r,min} \geq \frac{1,25 * 1,05 * U_s}{\sqrt{3}} \quad (4)$$

$$U_{r,min} \geq \frac{1,25 * 1,05 * 24,2 kV}{\sqrt{3}}$$

$$U_{r,min} \geq 18,33 kV$$

2.5.6.3 Valor Base (5):

$$1. p. u = \frac{\sqrt{2} * U_s}{\sqrt{3}} \quad (5)$$

$$1. p. u = \frac{\sqrt{2} * 24,2 kV}{\sqrt{3}}$$

$$1. p. u = 19,75 kV$$

2.5.6.4 Voltaje asignado según curvas del fabricante (6):

$$TOV = 1.3 * p. u \quad (6)$$

$$TOV = 1.3 * 19,75 kV$$

$$TOV = 25,67 kV$$

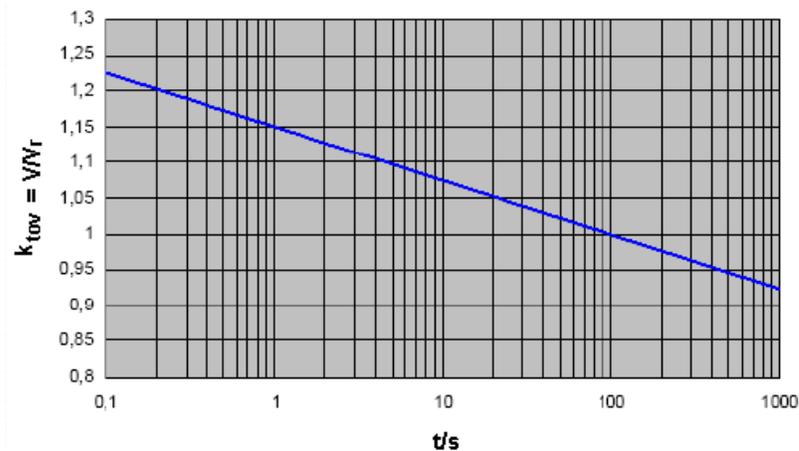


Figura 30. Valores kTOV en función del tiempo [40]

De la figura 30 se determina la selección de kTOV:

$$K_{TOV} = 1$$

$$U_r' = \frac{TOV}{k_{TOV}} \quad (7)$$

$$U_r' = \frac{25,67/\sqrt{2} \text{ kV}}{1}$$

$$U_r' = 18,15 \text{ kV}$$

U_r' se considerará como valor seleccionado por ser más elevado que U_r (7), min.

$$U_r' = 18,15 \text{ kV}$$

Corriente Nominal de descarga In:

In= 2,5 kA (Puesto que el voltaje nominal es menor a 36 kV)

2.5.6.5 Considerando la mínima distancia de fuga nominal (8):

Debido a que es el nivel de contaminación es medio, hay que tomar en cuenta una distancia mínima de fuga de 20mm/kV [28].

$$\text{Mínima distancia de fuga} = \frac{U_s * 20mm}{kV} \quad (8)$$

$$\text{Mínima distancia de fuga} = \frac{24,2kV * 20mm}{kV}$$

$$\text{Mínima distancia de fuga} = 484mm = 0,48m$$

2.5.6.7 Selección del pararrayos HUBBELL, con los siguientes datos:

Considerando los parámetros requeridos en el cálculo anteriormente expuestos se debe determinar como punto de referencia la selección del pararrayos en base a tablas proporcionadas por fabricantes, siendo HUBBELL el fabricante comúnmente

seleccionado para este tipo de aplicaciones de acuerdo a lo planteado por los técnicos de Gasgreen [8].

$$U_c \geq 14,67 \text{ kV } f - t \text{ rms}$$

$$U_r' = 18,15 \text{ kV}$$

$$I_n = 2,5 \text{ kA}$$

204-16  

EVP Protective Characteristics

Standard Arrester Catalog Number (1)	Ur (kV)	Uc (kV)	Maximum 0.5µs Steep Residual Voltage (kV)	Maximum 45µs Switching Surge Residual Voltage (kV)			Maximum Residual Voltage Using 8/20 Current Wave (kV)					IEC Prior Duty TOV		
				10kA	500A	1000A	1.5kA	3kA	5kA	10kA	20kA	40kA	1 sec kVrms	10 sec kVrms
EVPO 00300	3	2.55	10.5	6.0	6.3	6.4	6.7	7.1	7.6	8.2	9.3	3.6	3.4	2303.2
EVPO 00500	6	5.1	18.6	12.0	12.5	12.8	13.5	14.1	15.2	16.4	18.7	7.2	6.7	6.4
EVPO 00800	9	7.65	27.0	18.0	18.8	19.2	20.2	21.2	22.7	24.6	28.0	10.8	10.1	9.5
EVPO 00900	10	8.4	29.4	19.8	20.6	21.1	22.2	23.3	25.0	27.0	30.8	11.8	11.1	10.5
EVPO 01000	12	10.2	35.1	24.0	25.0	25.6	26.9	28.2	30.3	32.8	37.4	14.4	13.5	12.7
EVPO 01300	15	12.7	43.4	29.9	31.2	31.9	33.5	35.2	37.7	40.8	46.5	17.9	16.8	15.8
EVPO 01500	18	15.3	51.6	36.1	37.6	38.5	40.4	42.4	45.5	49.1	56.1	21.6	20.2	19.1
EVPO 01700	21	17	57.8	40.1	41.7	42.7	44.9	47.1	50.5	54.6	62.3	24.0	22.5	21.2
EVPO 01900	24	19.5	65.7	45.9	47.9	39.0	51.5	54.0	57.9	62.6	71.4	27.5	25.8	24.3
EVPO 02200	27	22	73.6	51.8	54.0	55.3	58.1	60.9	65.4	70.7	80.6	31.0	29.1	27.4
EVPO 02400	30	24.4	81.2	57.5	59.9	61.3	64.5	67.6	72.5	78.4	89.4	34.4	32.3	30.4
EVPO 02900	36	29	97.0	68.6	71.5	73.2	76.9	80.7	86.5	93.6	107	41.0	38.5	36.3
EVPO 03100	39	31.5	105	74.4	77.4	79.3	83.4	87.4	93.8	101	116	44.5	41.7	39.3
EVPO 03600	45	36.5	121	86.0	89.6	91.8	96.4	101	108	117	134	51.4	48.3	45.5
EVPO 03900	48	39	129	91.9	95.7	98.0	103	108	116	125	143	55.0	51.6	48.6
EVPO 04200	54	42	145	104	108	111	116	122	131	141	161	62.0	58.2	54.9
EVPO 04800	60	48	160	114	119	122	128	134	144	156	178	68.4	64.2	60.5
EVPO 05300	66	53	175	126	131	134	141	148	159	172	196	75.2	70.6	66.6
EVPO 05700	72	57	192	137	143	147	154	161	173	187	214	82.1	77.1	72.7
EVPO 07000	90	70	242	172	179	184	193	202	217	234	267	102	96.6	91.0
EVPO 07400	90	74	245	174	182	186	195	205	220	238	271	104	97.9	92.3
EVPO 07600	96	76 or 78	257	184	191	196	206	216	232	251	286	110	103	97.3
EVPO 08400	108	84 or 88	289	207	216	221	232	244	261	283	322	124	116	110

Figura 31. Pararrayos HUBBELL [47]

Según la tabla otorgada por el fabricante (véase figura 31) el pararrayos seleccionado será el EVPO 01500 con sobrevoltajes de 18 kV. De acuerdo con la norma UNE - EN60099-4, el valor normalizado para el voltaje nominal del dispositivo de protección contra sobrevoltajes seleccionado en 18 kV MCOV 15.3 kV, para la red de 23 kV y 1 kV para la red de 0,48 kV, para los cuales se consideró el uso de pararrayos clase distribución polimérico, óxido metálico con desconector de los niveles de

protección descritos a continuación de acuerdo al análisis realizado en el Anexo 1 para la coordinación de aislamiento de la central a 23kV y 0,48 kV (véase tabla 14):

TABLA 14
NIVELES DE PROTECCIÓN

Niveles de protección 23 kV	
Ups =48 kV	Nivel de protección al impulso tipo maniobra (1 kA)
Upl = 69 kV	Nivel de protección al impulso tipo rayo (10 kA)
Niveles de protección 0,48 kV	
Ups =1 kV	Nivel de protección al impulso tipo maniobra (1 kA)
Upl = 1,4 kV	Nivel de protección al impulso tipo rayo (10 kA)

Elaborado por: Autores

Considerando los parámetros analizados y de acuerdo a la norma IEC se contempla analizar los valores nominales tomando en cuenta el 10% del voltaje entre fases expresadas en kV. Para lo cual la central de generación cuenta con una red de distribución trifásica de 23 kV, a este valor se incrementa el 10% del voltaje nominal de la red, por lo tanto, el valor de voltaje máxima será de 25,3 kV. [28]

A continuación el valor mencionado se lo divide para $\sqrt{3}$, obteniendo un valor de MCOV igual a 14,60 kV; por consiguiente será el máximo valor de voltaje Línea – Tierra y el mismo que según los estándares de la EEQ se deberá considerar un grupo de pararrayos de 18 kV MCOV 15.3 kV [42], los mismos que al realizar el estudio de campo se encuentran instalados en la central de generación Gasgreen como se puede apreciar en la figura 32 y serán parte del análisis en el modelamiento del apantallamiento de la central considerándolos como la primera protección frente a las

descargas atmosféricas a ser analizadas por el Método de las Esferas rodantes como se indica en las figuras 35, 36 y 37.



Figura 32. Pararrayos de medio voltaje en la red de interconexión Gasgreen - EEQ

2.5.7 Modelado en 3D de la central de generación Gasgreen

Se empleó el software AutoCAD para realizar en primera instancia el modelamiento 2D de la central (ver Anexo 1), para posteriormente realizarse el modelamiento en 3D de la misma en el programa SOLIDWORKS (véase figura 33); para emplear el método de las esferas rodantes en el análisis de apantallamientos eléctricos de acuerdo al modelo electrogeométrico resuelto en base a la coordinación de aislamiento analizado, ver figura 35.

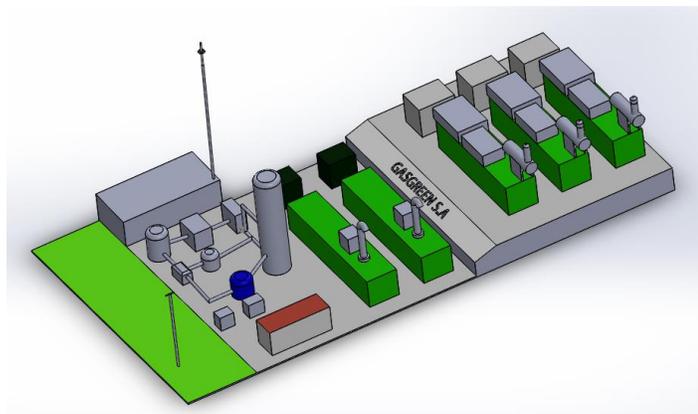


Figura 33. Modelado 3D de la Central de Generación GASGREEN S.A

2.5.8 Modelo Electrogeométrico

Permite seleccionar la altura efectiva del apantallamiento (ver figura 34) teniendo ya definidas las dimensiones de los pórticos y las alturas de los vanos y barrajes dentro de la subestación.

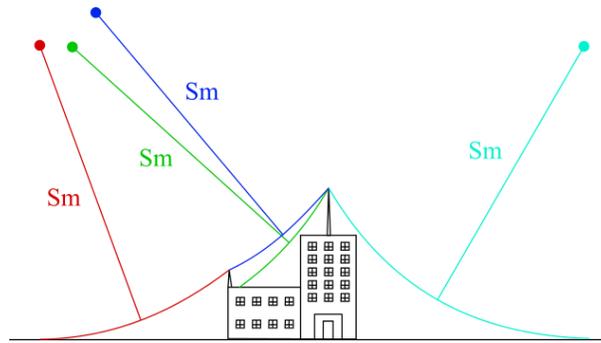


Figura 34. Apantallamiento Modelo Electrogeométrico

En este método en función de la distancia de descarga crítica S_m , se determinará las alturas efectivas de mástiles e hilos de guarda.[40]

$$S_m = 8 * k * I_c^{0.65} \quad (10)$$

I_c : Corriente de flameo (kA)

k : Coeficiente que tiene en cuenta las diferentes distancias de descarga:

1,0 = para cables de guarda; y,

1,2 = para mástiles y punta pararrayos.

De acuerdo a las especificaciones de la central de generación se tomará como referencia la de 1,2 debido a que la misma no cuenta con cables de guarda en su totalidad.[40]

$$S_m = 8 * 1,2 * I_c^{0.65}$$

2.5.8.1 Calculo de la Corriente Crítica: es la que ocasiona una sobretensión peligrosa para el aislamiento.[40]

$$I_c = \frac{2,068 * CFO}{Z_o} \quad (11)$$

$$I_c = \frac{2,2 * BIL}{Z_o}$$

Donde:

Z_o : Impedancia característica del barraje a proteger (Ω).

CFO : Tensión crítica de flameo de los aisladores (kV)

BIL : Nivel básico de aislamiento a impulso tipo rayo

$$Z_o = 60 * \sqrt{\ln\left(\frac{2 * h_{av}}{R_c}\right) * \ln\left(\frac{2 * h_{av}}{r}\right)} \quad (12)$$

Donde:

h_{av} : Altura promedio del conductor (m).

r : Radio del conductor utilizado para barras y/o bajantes (m)

R_c : Radio corona (m), que se calculará conforme a lo siguiente:

$$R_c = 1,2 * 10^{-4} * U_c \quad (13)$$

$$U_c = \left(400 + \frac{710}{t^{0.75}}\right) * w$$

Donde:

U_c : Máxima tensión de soporte para el aislamiento de los aisladores para una onda de impulso de polaridad negativa con un frente de onda de 6 μ s (kV)

t : Tiempo de frente de onda de 6 μ s

$$U_c = \left(400 + \frac{710}{(6e^{-6})^{0.75}}\right) * 0,62 = 36,5 \text{ kv}$$

$$R_c = 1,2 * 10^{-4} * 3631334,5 = 4,35 \Omega$$

$$Z_o = 60 * \sqrt{\ln\left(\frac{2 * 10}{4,35}\right) * \ln\left(\frac{2 * 10}{0,005842}\right)} = 2,1 \Omega$$

$$I_c = \frac{2,2 * 175}{211,4} = 18 \text{ A}$$

$$S_m = 8 * 1,2 * 18^{0,65} = 62,83m \approx 63m$$

Determinado el modelo electrogeométrico se procede a simularlo en el software tomando en cuenta un radio de 63 m para la esfera rodante, considerando para el análisis las protecciones actuales existentes, que constan de pararrayos instalados en la estructura saliente de la central de generación que se interconecta con la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) y un pararrayo ubicado perpendicularmente junto a la sala de control como se puede apreciar en la figura 32.

De acuerdo al modelamiento de la esfera rodante se determina que las protecciones instaladas no cubren en su totalidad los generadores 3, 4 y 5 los mismos que estarían expuestos a descargas atmosféricas como se puede apreciar en las Figuras 35, 36 y 37.

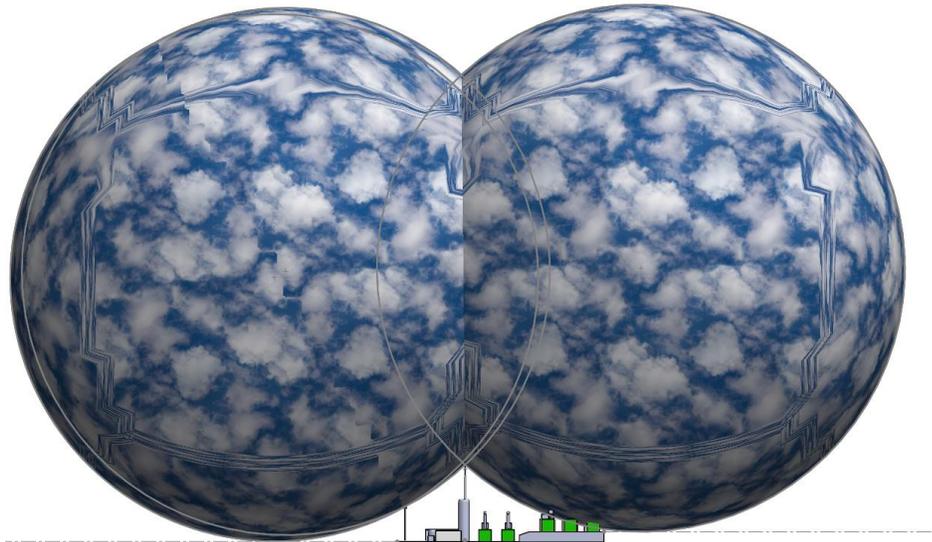


Figura 35. Perspectiva frontal de la central de generación y las esferas rodantes modeladas

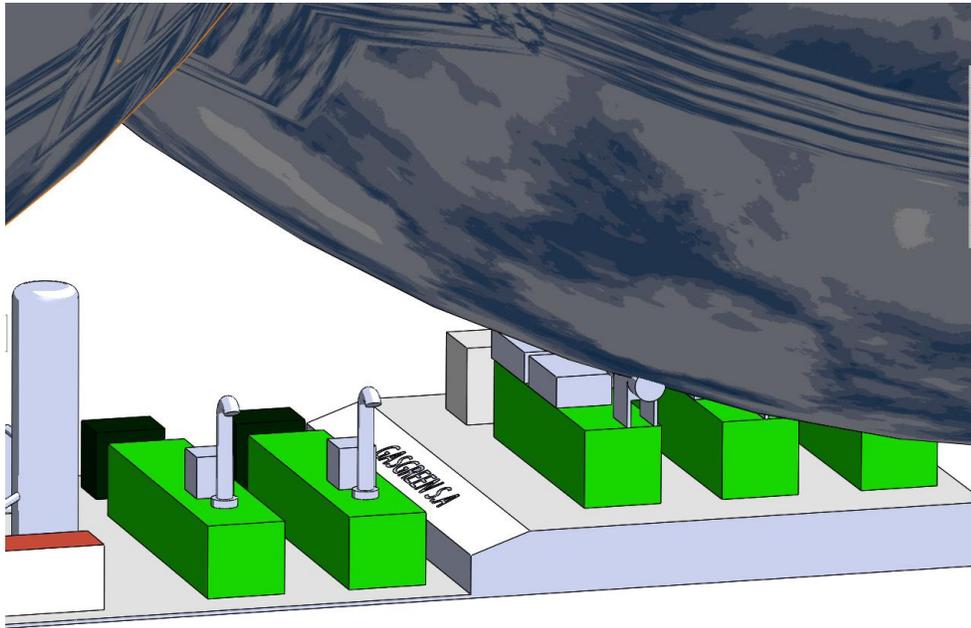


Figura 36. Incidencia de la esfera en los generadores 3, 4 y 5

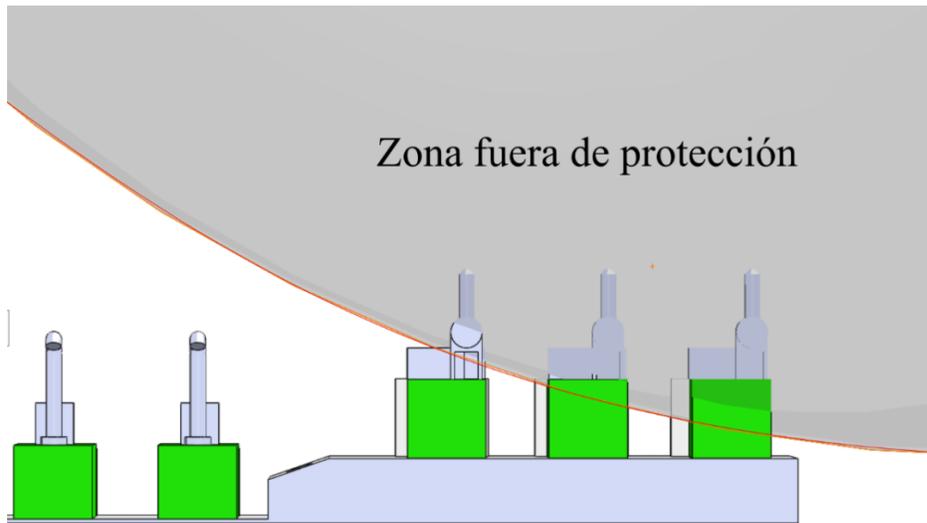


Figura 37. Zona fuera de protección

De acuerdo al modelamiento del apantallamiento como se puede apreciar en la figura 40 se ha determinado que la zona fuera de protección es alta por lo cual se considera realizar un nuevo modelamiento aplicando el método de las esferas el mismo que determinará las mejores opciones para la protección ante descargar atmosféricas. Así también cabe recalcar que el pararrayos instalado no se encuentra en óptimas

condiciones como se puede comprobar con la resistencia medida en campo (véase figura 38).



Figura 38. Resistencia Pararrayos

2.6 Conclusiones

- Para la red de 23 kV según el análisis de coordinación de aislamiento se establece un voltaje soportado normalizado de corta duración a frecuencia industrial de 70 kV y voltaje soportado normalizado a los impulsos tipo rayo de 170 kV para aislamiento externo, de esta forma se considera el uso de pararrayos contra sobrevoltajes seleccionado en 18 kV MCOV 15.3 kV, los mismos que se puede comprobar con los ya instalados en la línea de interconexión entre Gasgreen y la EEQ siendo la primera protección frente a sobrevoltajes y que formará parte del modelamiento con el método de las esferas rodantes que se analizará en el capítulo III.
- De acuerdo a los resultados obtenidos del modelamiento de las mallas en ETAP usando el Std. IEEE 80, se obtuvieron en todos los casos valores inferiores a 1Ω en cuanto a la resistencia de puesta a tierra, sin embargo, en el siguiente capítulo es necesario comparar dichos resultados con una tendencia real dada por mediciones de campo con un telurómetro debido a que los

sistemas de protección a tierra deben recibir mantenimiento al menos una vez al año de acuerdo a la norma, lo cual no se ha realizado en GASGREEN, sumado a que la central está ubicada en un tipo de suelo que tiende a sufrir cambios constantemente.

- El sistema de apantallamiento actual conformado por el grupo de parrayos de 18kV y el pararrayos tipo Dipolo Corona, ubicados en la línea de interconexión y perpendicular a la sala de control respectivamente, no se prestan para proteger a toda la central de generación ante descargas atmosféricas como se puede apreciar en la figura 37 del modelamiento realizado en este capítulo, por lo cual se tendrá que analizar nuevos sistemas de protección que cubran toda la planta de acuerdo al nuevo modelamiento de las esferas rodantes, considerando la actual resistencia medida en el pararrayos y la expansión de las dos nuevas unidades generadoras.
- La norma IEEE 1313 es mayormente práctica por lo tanto más sencilla pero su aplicación se debe realizar con cautela cuando se realiza estudios de coordinación más completos, sobre todo porque la misma no aplica la corrección de altitud para el aislamiento externo tomando como ejemplo base que los generadores instalados fueron adaptados al sector del Inga precisamente por este dato mencionado, lo cual puede reducir el rendimiento del estudio y finalmente al influir varias normas en su metodología hacen confuso llevar un orden metodológico en su desarrollo. Por tal virtud la norma IEC 60071-2 es la más adecuada para la aplicación en nuestro país debido a la versatilidad que tiene en cuanto a los diferentes escenarios que pueden presentarse y diferentes medioambientes de las nuevas instalaciones.

CAPÍTULO III APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Análisis de los resultados

En el capítulo anterior se analizó los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento actuales de la central, a continuación, se plantean mejoras a los mismos, en base a un proceso de comparación con mediciones realizadas en campo, además del diseño de la tercera etapa del sistema de puesta a tierra.

3.1.1. Mejoras al Sistema de Puesta a Tierra

3.1.1.1 Resistividad del suelo en condiciones actuales

Se procedió a realizar las mediciones de resistencia del suelo con un telurómetro marca ZAMTSU 4235 ER, empleando el método de Wenner, a lo largo del terreno, efectuándose 15 mediciones como se muestra en la figura 39.

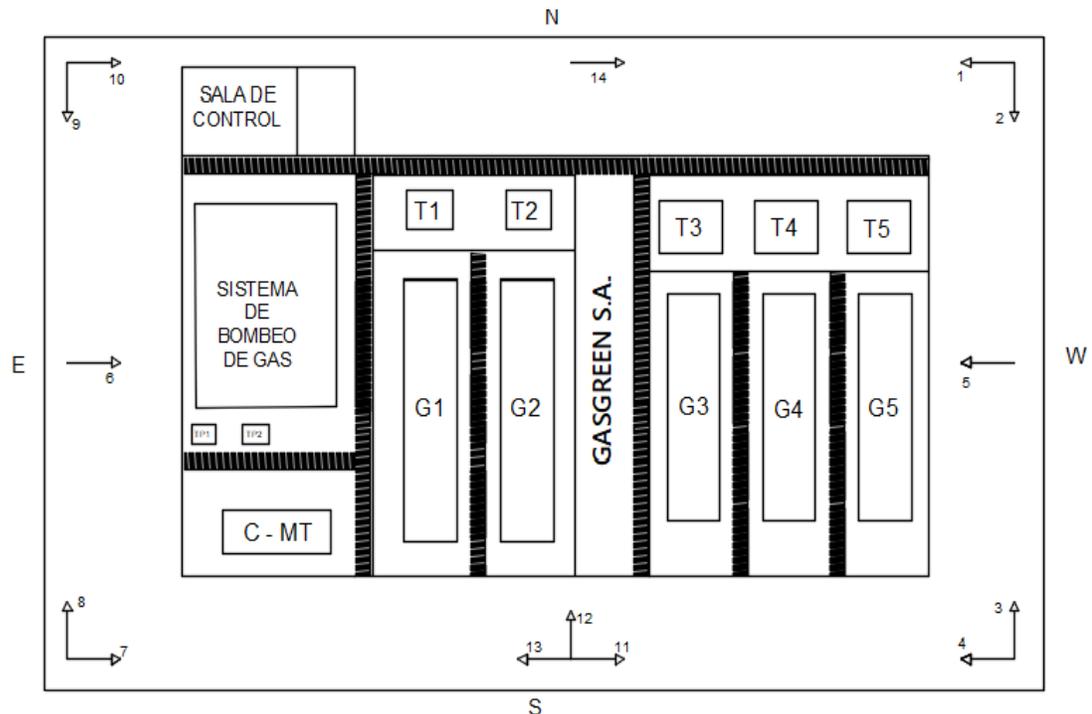


Figura 39. Bosquejo para mediciones de resistencia del suelo

Las distancias empleadas entre electrodos para el método de Wenner y los resultados de las mediciones realizadas, constan en la tabla 15. Observándose un valor promedio actual de 23,57 Ω .m, el cual pudo haber variado debido a la construcción tanto civil, de protección y por la actividad propia que se efectúa en el entorno del terreno para lo cual dicho valor será usado en este capítulo.

TABLA 15
MEDICIONES DE RESISTENCIA DEL SUELO

Medición	Distancia [m]	Resistividad [Ω .m]
1	4	23,9
2	4	31,6
3	4	11,5
4	4	25,1
5	3	8,66
6	4	34,4
7	4	21,3
8	4	40,4
9	4	18,5
10	4	30,8
11	4	43,2
12	4	18,5
13	3	10,9
14	3	16,7
15	3	18,1
TOTAL		353,56
PROMEDIO		23,57

Elaborado por: Autores

3.1.1.2 Mejoras al Sistema de Puesta a Tierra Etapa I

- **Resistencia medida en las tomas de tierra**

A fin de comparar mediciones reales con las obtenidas de la simulación en ETAP, se procedió a medir las tomas de tierra existentes en la etapa I, como muestra la figura 40, para efectuar las mismas se empleó un telurómetro marca FLUKE 1621,

empleándose el método de los 3 puntos, obteniéndose los valores mostrados en la tabla 15:

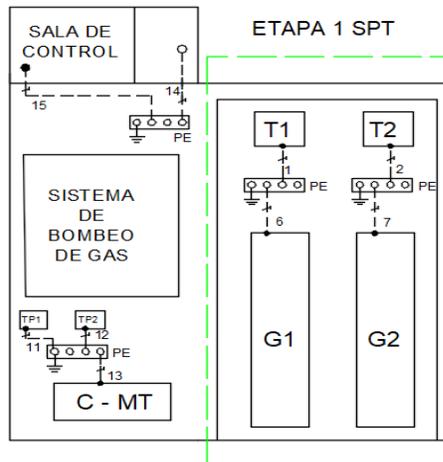


Figura 40. Mediciones efectuadas en las tomas de tierra de la etapa I

Se puede observar que los valores obtenidos se encuentran dentro del límite, sin embargo, varios de ellos superan los valores obtenidos de las simulaciones. Denótese que la medición en el pararrayo arroja un valor de 986 Ω , el cual está muy por fuera de rango con respecto a los demás; por lo que esta instancia de análisis ha permitido determinar la vulnerabilidad del sistema y el daño del elemento en mención.

TABLA 16
MEDICIONES DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA ETAPA I

ACTIVO	Distancia "a" [m]	Resistencia [Ω]	Condición
Transformador Potencia 1	5	1,01	Fuera de rango
Transformador Potencia 2	5	0,32	Aceptable
Transformador Padmounted 1	5	3,32	Fuera de rango
Transformador Padmounted 2	5	0,46	Aceptable
Generador 1	5	0,42	Aceptable
Generador 2	5	0,18	Aceptable
Pararrayo Principal	5	986	Fuera de rango
Celda de Media Tensión	5	0,32	Aceptable
Casa de Control	5	30,3	Fuera de rango

Elaborado por: Autores

- **Modelamiento del Sistema de Puesta a Tierra Etapa I y II – Transformadores y Generadores de manera interconectada.**

Se procede a modelar las mallas de puesta a tierra de manera compacta, en base a sus parámetros de construcción citados en las tablas 5 y 6 y empleando el valor actual determinado para la resistividad del suelo el cual es de 23,57 Ω -m.

Posterior a un modelamiento en software CAD, en la figura 41 se observa la simulación de la malla en el software ETAP, empleando al Método de los Elementos Finitos.

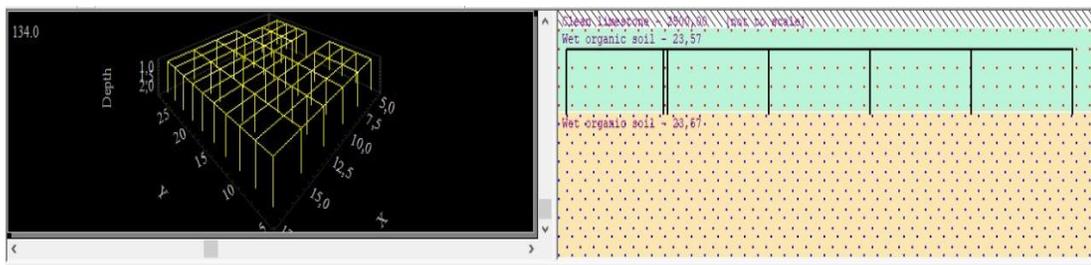


Figura 41 Modelamiento en ETAP de la Malla de transformadores

En la figura 42 se observa los resultados de la simulación en base al método de elementos finitos (FEM).

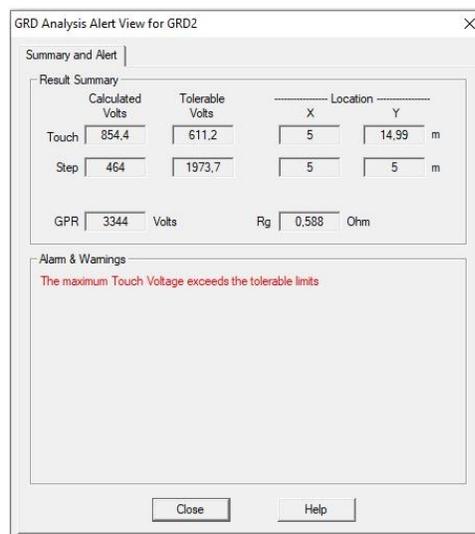


Figura 42. Resultados obtenidos de la simulación en ETAP

Mediante la simulación con el valor actual de resistividad del suelo, se obtuvo un valor de resistencia de $0,588 \Omega$ en la malla, valor que se encuentra dentro de los rangos permitidos de acuerdo a la norma IEEE-80-2013, además la malla proyecta un voltaje de paso de 464 V y un voltaje de toque de 854,4 V que excede al valor máximo permitido como se muestra en las figuras 43 y 44.

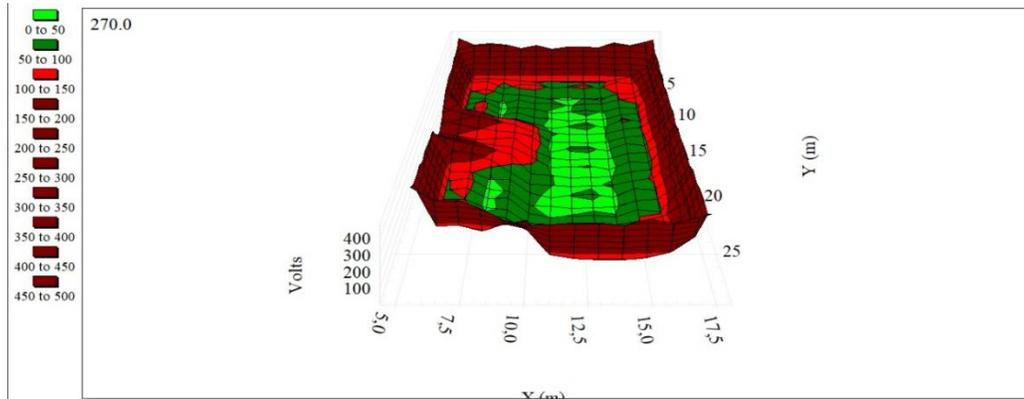


Figura 43. Voltaje de paso obtenida de la simulación – Etapa I y II

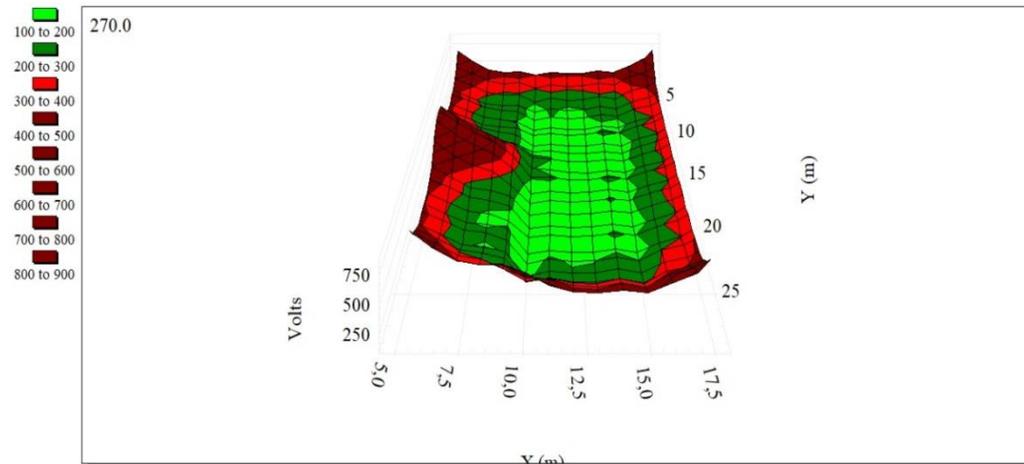


Figura 44. Voltaje de toque de paso obtenida de la simulación – Etapa I y II

3.1.1.1. Mejoras al Sistema de Puesta a Tierra Etapa I y II

- **Resistencia medida en las tomas de tierra**

Con el objetivo de comparar mediciones reales con las obtenidas de la simulación, se procedió a realizar mediciones en las tomas de tierra de la etapa II del sistema como se muestra en la Figura 45, empleando el telurómetro marca FLUKE 1621.

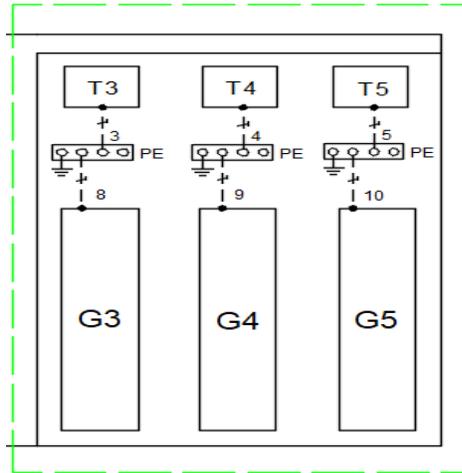


Figura 45. Mediciones efectuadas en las tomas de tierra de la etapa II

Para realizar dichas mediciones se empleó el método de los 3 puntos o caída de tensión, obteniéndose los valores mostrados en la tabla 18:

TABLA 17
MEDICIONES DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA ETAPA II

ACTIVO	Distancia "a" (m)	Resistencia (Ω)
Transformador Potencia 3	5	0,39
Transformador Potencia 4	5	0,38
Transformador Potencia 5	5	0,39
Generador 3	5	0,50
Generador 4	5	0,19
Generador 5	5	0,13

Elaborado por: Autores

Se puede observar que los valores obtenidos de las mediciones se encuentran dentro del límite, sin embargo, varias de ellos superan los valores obtenidos acorde a las simulaciones, esto pudiese ser por la variación de características del suelo o deterioro de la malla, ya que se debe realizar mantenimientos anuales a la misma.

- **Mejoras al Sistema**

Para asegurarse un nivel de resistencia baja y parámetros dentro de los límites permitidos en la malla, se pueden realizar varias mejoras de acuerdo a la morfología del terreno, con las cuales se ha conseguido obtener una resistencia de 0.414 ohmios, un voltaje de toque de 589 V y un voltaje de paso de 316,6 V; los cuales cumplen con los valores tolerables (véase Figura 46) en base a las mejoras detalladas en la tabla 17.

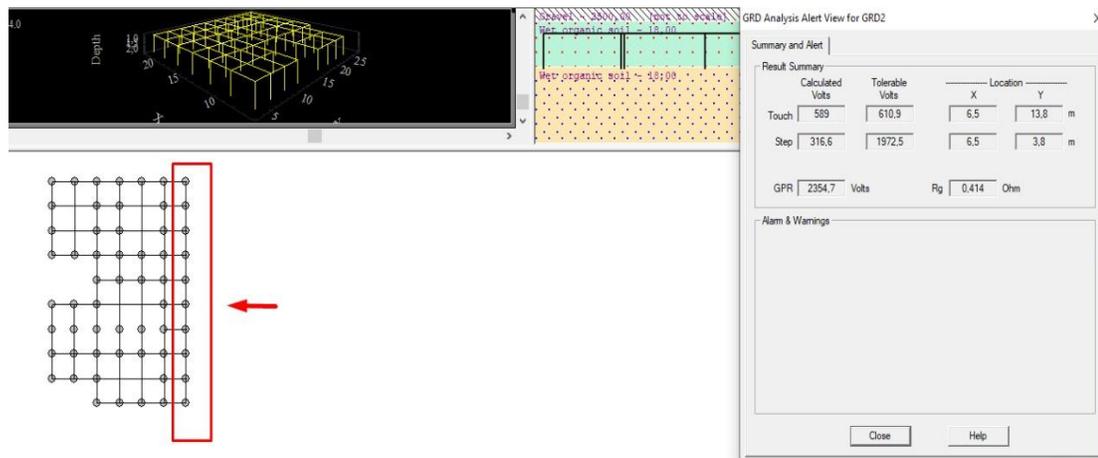


Figura 46. Simulación de la malla con mejoras implementadas.

TABLA 18
COMPARATIVA DE VALORES ACTUALES Y OPTIMIZADOS

Estado del SPT	Resistencia [Ω]	Voltaje de Toque [V]	Voltaje de Paso [V]
Actual	0,588	464	854,4
Optimizado	0,414	589	316,6

Elaborado por: Autores

TABLA 19
MEJORAS AL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA ETAPA I y II

Mejora	Objetivo	Consideraciones
Implementación de un grupo de 10 varillas en paralelo a la malla en sentido sur (parqueadero), ya que es un espacio sin construcción, el cual presta las facilidades para implementarse dicha mejora.	Reducir el valor de voltaje de toque calculado para cumplir con valores tolerables.	Ubicar en paralelo en sentido sur, a una distancia de 2 metros y medio tanto en dirección x como en y, realizarse las uniones exotérmicas entre los electrodos y los conductores necesarios de expandirse, considerándose cables de calibre 2/0 y varillas de 5/8 x 1,80 m, instalados a una profundidad de 0.6 metros.

Mejoramiento de la resistividad del suelo en la central.	Mejorar sustancialmente la resistividad del suelo	Considerarse el uso de sales o geles para incrementar los niveles de conductividad. Además, usarse cemento de alta conductividad sobre cada uno de los puntos a incrementarse a la malla. Adicional dar tratamiento para obtener una consistencia húmeda.
--	---	---

Elaborado por: Autores

3.1.2. Diseño Sistema de Puesta a Tierra Etapa III

En la figura 47 se observa el plano con la proyección a la tercera etapa de la central, la cual se planea ubicarse en dirección noroeste.

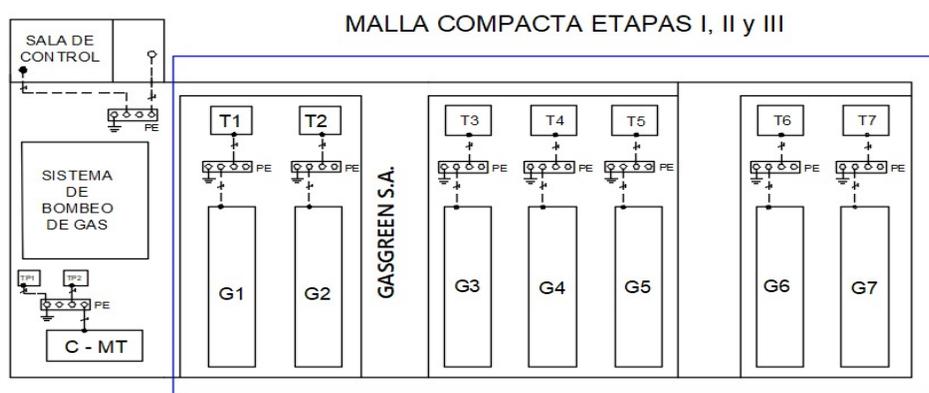


Figura 47. Central de Generación GASGREEN con proyección a su III Etapa

3.1.2.1 Calculo de la Malla – Std. IEE-80

A continuación, se realiza el cálculo de la malla para la etapa 3 de la central, empleando el estándar IEEE – 80. Los complementos a este cálculo se encuentran en el Anexo 3.

- **Paso 1- Datos de Campo**

A continuación, se enlistan parámetros fundamentales para la malla a diseñarse:

Resistividad de suelo (ρ): 23.57 Ωm

Tiempo de duración de una falla a tierra (tf): 1 s

Profundidad a la que se entierra el conductor (h): 0,6 m

Resistividad de la grava (ρ_s): 2500 Ωm

Altura de la capa de la grava (hs): 0,15 m

Máxima corriente de cortocircuito fase-tierra ($3I_o$): 14000 A

Longitud de eje x de la malla (Lx): 20 m

Longitud de eje y de la malla (Ly): 7,5 m

Área del terreno (A): 150 m²

- **Paso 2 - Calibre del Conductor**

Los coeficientes característicos son los considerados para “Copper Commercial Hard-Drawn” los cuales están especificados en las tablas 1 y 2 de la norma IEEE Std 80.

Coefficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia (αr): 0,00381

Resistividad a la temperatura (ρr): 1,78 $\mu\Omega/cm$

Factor de capacidad térmica ($TCAP$): 3,42 J/[cm³.°C]

1/ αo (Ko): 242 °C

Temperatura ambiente (T_a): 40 °C

Temperatura máxima de operación (T_m): 1084 °C

$$Amm^2 = I * \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{tf * \alpha r * \rho r}\right) * \ln\left(\frac{Ko + T_m}{Ko + T_a}\right)}} \quad (14)$$
$$Amm^2 = 14 * \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{3,42 * 10^{-4}}{1 * 0,00381 * 1,78}\right) * \ln\left(\frac{242 + 1084}{242 + 40}\right)}} = 50,38$$

A la sección de 50,38 mm² le corresponde una sección normalizada de 67.4 mm² correspondiente a un conductor 2/0 AWG.

- **Paso 3 – Criterios Tolerables de Toque y Paso**

Los voltajes de toque y paso son determinados para una persona de peso 70 kg.

Factor de reducción de la capa superficial (C_s):

$$C_s = 1 - \frac{\left[0,09\left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)\right]}{2 * h_s + 0,09} = 1 - \frac{\left[0,09\left(1 - \frac{23,57}{2500}\right)\right]}{2 * 0,15 + 0,09} = 0,771 \quad (15)$$

Voltaje de paso para un operador de 70 kg (E_{paso70}):

$$E_{paso70} = (1000 + 6 * C_s * \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_f}} = (1000 + 6 * 0,771 * 2500) \frac{0,157}{\sqrt{1}} = 1972,71 V \quad (16)$$

Voltaje de toque para un operador de 70 kg (E_{paso70}):

$$E_{toque70} = (1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{f}} = (1000 + 1,5 * 0,771 * 2500) \frac{0,157}{\sqrt{f}} = 610,93 V \quad (17)$$

- **Paso 4 – diseño inicial**

Distancia entre conductores (D): 2 m

Número de conductores en el eje x (N): 11

Número de conductores en el eje y (M): 6

Longitud total de conductores (L_t):

$$L_t = N * L_x + M * L_y = 11 * 10 + 6 * 20 = 230 m \quad (18)$$

Longitud de varillas (L_r): 1.8 m

Número de varillas (N_r): 30

La longitud del conductor considera el área mostrada en la Figura 48.

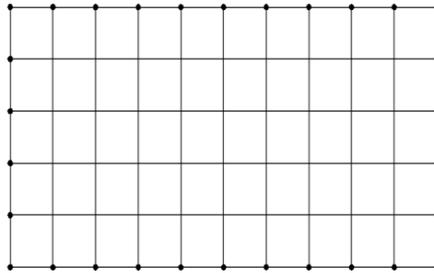


Figura 48. Esquema de malla de puesta a tierra – Etapa 3 Central Gasgreen

- **Paso 5 – resistencia de la malla**

Longitud total de varillas (LR) (19):

$$LR = N_r * L_r = 30 * 1,8 = 54 m \quad (19)$$

Longitud total efectiva de conductores a utilizar (LT) (20):

$$LT = L_t + LR = 230 + 54 = 284 m \quad (20)$$

Resistencia de la malla (R_g) (21):

$$R_g = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (21)$$

$$R_g = 23,57 * \left[\frac{1}{284} + \frac{1}{\sqrt{20 * 200}} * \left(1 + \frac{1}{1 + 0,6 * \sqrt{\frac{20}{200}}} \right) \right] = 0,769 \Omega$$

- **PASO 6 – CORRIENTE DE MALLA**

Factor de división de corriente (Sf): 0,6

Factor de decremento (Df): 1,013 “Para $X/R=10$ y tiempo 1 segundo, según la tabla 10 de la norma IEEE Std 80”.

Corriente de malla simétrica (I_g) (22):

$$I_g = Sf * 3I_o = 0.6 * 14000 = 8400 \text{ A} \quad (22)$$

Corriente máxima de malla (IG) (23):

$$IG = Df * I_g = 1,013 * 8400 = 8509,2 \text{ A} \quad (23)$$

- **PASO 7 – POTENCIAL DE TIERRA**

Máximo potencial de tierra (GPR):

$$GPR = R_g \cdot IG = 0,769 \cdot 8509,2 = 6543,574 \text{ V}$$

$$GPR < E_{toque70}$$

$$6543,574 \text{ V} < 610.34 \text{ V} \rightarrow \text{No cumple}$$

Al no cumplir con esta condición se requiere continuar con los siguientes pasos.

- **PASO 8 – VOLTAJE DE MALLA Y PISO (24)**

Longitud total del conductor de la malla (L_c): 230 m

Longitud del perímetro de la malla (L_p): 60 m

Factor geométrico compuesto por factores n_a , n_b , n_c , n_d (n):

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d \quad (24)$$

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p} = \frac{2 * 230}{60} = 7,67 \quad (25)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{60}{4 * \sqrt{200}}} = 1,029 \quad (26)$$

$n_b n_c = 1$ para mallas rectangulares

$n_d = 1$ para mallas rectangulares

$$n = 7,67 * 1,029 * 1 * 1 = 7,89$$

$h_0 = 1$ profundidad de referencia de la malla

Factor de corrección (K_h):

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0,6}{1}} = 1,26 \quad (27)$$

Diámetro del conductor (d): 0.009 m

Factor de corrección (K_{ii}): 1

Factor de separación para la tensión de malla (K_m) (28):

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D+2*h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left[\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right] \right] \quad (28)$$

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[\ln \left[\frac{2^2}{16 * 0,6 * 0,009} + \frac{(2 + 2 * 0,6)^2}{8 * 2 * 0,009} - \frac{h}{4 * 0,009} \right] + \frac{1}{1,26} * \ln \left[\frac{8}{\pi * (2 * 7,89 - 1)} \right] \right] = 0,512$$

Factor de irregularidad (K_i) (29):

$$K_i = 0,644 + 0,148 * n = 0,644 + 0,148 * 7,89 = 1,812 \quad (29)$$

Longitud efectiva para voltaje de malla (L_M) (30):

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] * L_R \quad (30)$$

$$L_M = 230 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{1,8}{\sqrt{10^2 + 20^2}} \right) \right] * 54 = 319 \text{ m}$$

Voltaje de malla (E_m) (31):

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I_G}{L_M} \quad (31)$$

$$E_m = \frac{23,57 * 0,512 * 1,812 * 8509,2}{319} = 583,29 \text{ V}$$

Factor de separación para tensión de paso (K_s) (32):

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D * h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (32)$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * 0,6} + \frac{1}{2 * 0,6} + \frac{1}{2} * (1 - 0,5^{7,89-2}) \right] = 0,686$$

Longitud efectiva del conductor enterrado (L_s) (33):

$$L_s = 0,75 * L_C + 0,85 * L_R \quad (33)$$

$$L_s = 0.75 * 230 + 0.85 * 54 = 218,4$$

Voltaje de piso (E_p) (34):

$$E_p = \frac{\rho * K_s * K_i * I_G}{L_s} \quad (34)$$

$$E_p = \frac{23,57 * 0,686 * 1,812 * 8509,2}{218,4} = 1141,505 \text{ V}$$

- **Paso 9 y 10 – Verificación de los Voltajes Permitidos**

Los voltajes a verificarse son las de diseño de la malla, es decir, las tolerables con las de voltaje de malla y piso calculados en el paso 8.

$$E_m < E_{toque70} \quad 583,29 \text{ V} < 610,34 \text{ V} \rightarrow \text{Cumple}$$

$$E_p < E_{paso70} \quad 1141,505 \text{ V} < 1970,35 \text{ V} \rightarrow \text{Cumple}$$

3.1.2.2 Comprobación con software

- **Std. IEE-80 – ETAP**

El diseño será validado mediante el software ETAP, los ingresos de datos se indican en las figuras 49 y 50, mientras que el resultado de la simulación se indica en la figura:

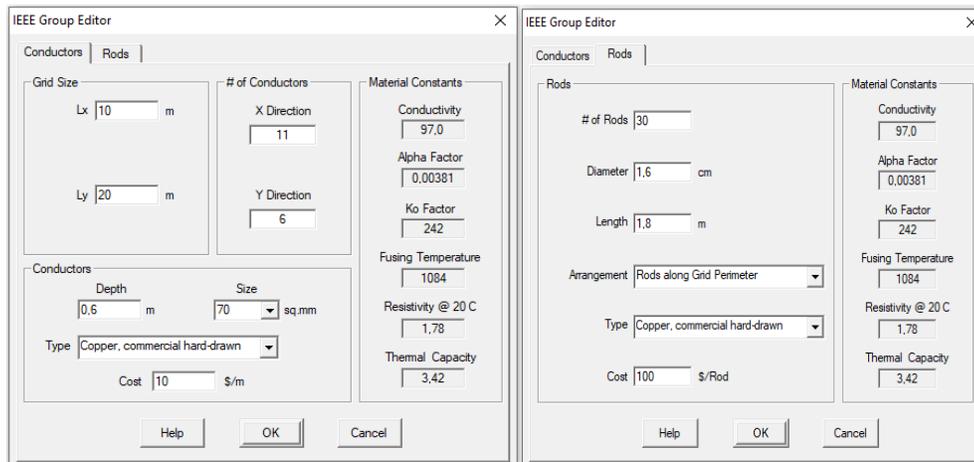


Figura 49. Datos característicos del conductor y varillas de la malla en ETAP

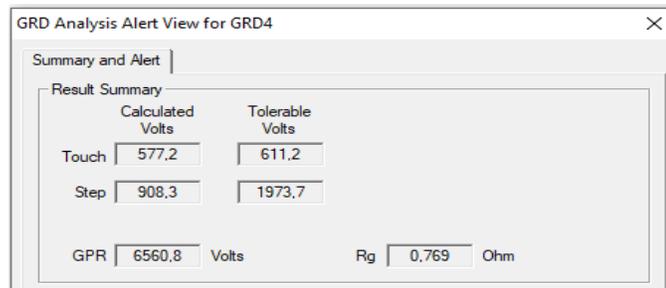


Figura 50. Resultados obtenidos método IEEE – Malla de puesta a tierra Gasgreen Etapa III

- **FEM – ETAP**

Posteriormente la malla es modelada mediante el Método de Elementos Finitos (FEM), los resultados de la misma se observan en la figura 51.

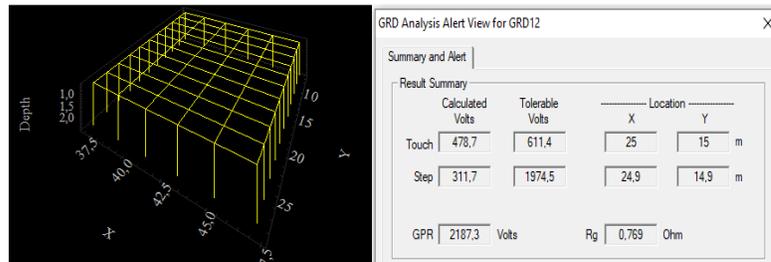


Figura 51. Resultados obtenidos en ETAP – Malla de puesta a tierra Gasgreen Etapa III

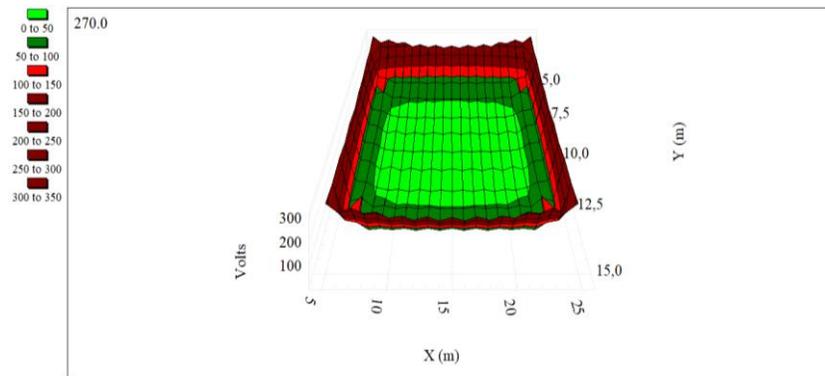


Figura 52. Gráfica de Voltaje de Paso – GASGREEN Etapa III

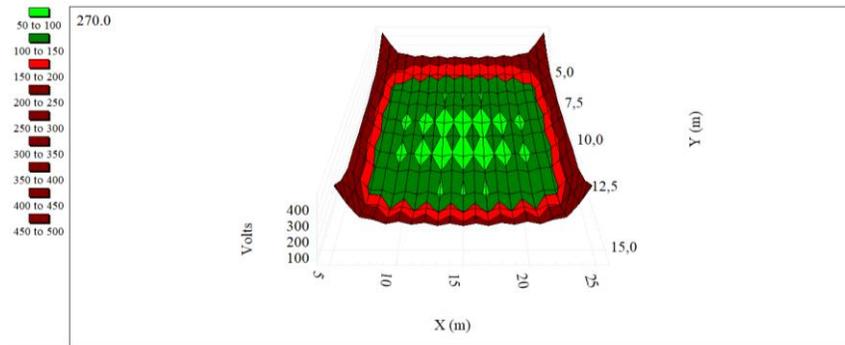


Figura 53. Gráfica de Voltaje de Toque – GASGREEN Etapa III

- **Comparación de métodos**

En la tabla 20, se comparan los valores obtenidos de los 3 métodos, por lo que se puede determinar que la malla cumple efectivamente con el propósito para el que fue diseñada, ya que se obtienen valores similares y estimados.

TABLA 20
RESULTADOS OBTENIDOS IEEE STD 80 VS. FEM – GASGREEN ETAPA III

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DISEÑO	DEL	UNIDAD	IMPLEMENTACIÓN		
			CDM “IEEE Std 80”	ETAP “IEEE Std 80”	ETAP “FEM”
Voltaje de Toque		V	610,93	611,2	611,4
Voltaje de Paso		V	1972,705	1973,7	1974,5
Voltaje de Malla		V	583,29	577,2	478,7
Voltaje de Piso		V	1141,505	908,3	311,7
GPR		V	6543,574	6560,8	2187,3
Rg		Ω	0,769	0,769	0,769

Elaborado por: Autores [22]

- **Modelamiento del Sistema de Puesta a Tierra Etapas I, II y III de manera interconectada.**

Se procede a modelar las mallas de puesta a tierra de manera compacta, en base a sus parámetros de construcción citados y las condiciones actuales en las tablas 5 y 6 y empleando el valor actual determinado para la resistividad del suelo el cual es de 23,57 ohmios – metros. Posterior a un modelamiento en software CAD, en la figura

54 se observa la simulación de la malla en el software ETAP, empleando al Método de los Elementos Finitos.

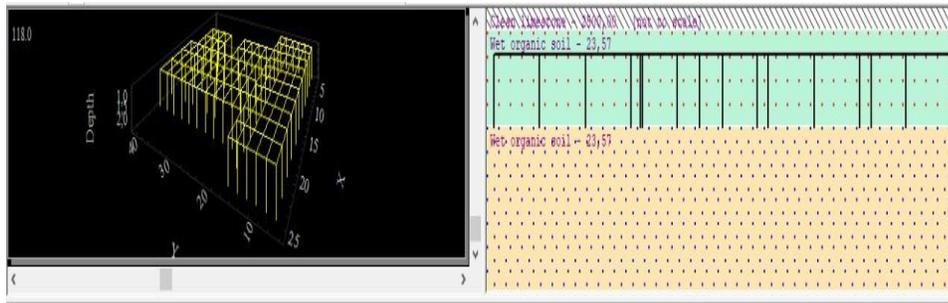


Figura 54 Modelamiento en ETAP de la Malla de transformadores

En la figura 55 se observa los resultados de la simulación en base al método FEM.

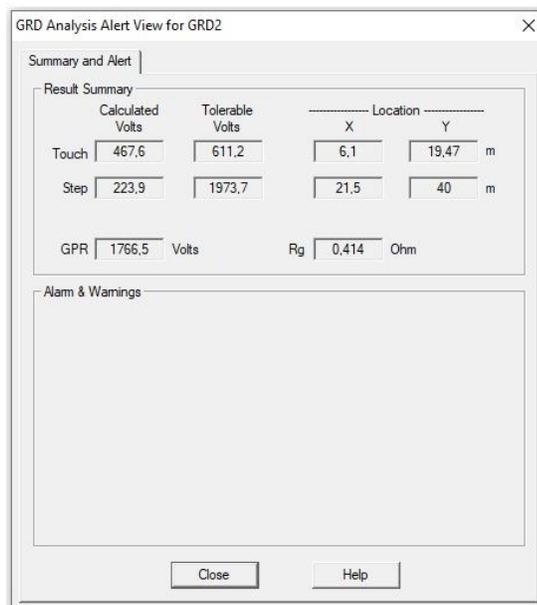


Figura 55. Resultados obtenidos de la simulación en ETAP

Mediante la simulación en base a parámetros de diseño y con el valor actual de resistividad del suelo, se obtuvo un valor de resistencia de $0,414 \Omega$ en la malla, valor que se encuentra dentro de los rangos permitidos de acuerdo a la norma IEEE-80-2013, además la malla proyecta un voltaje de paso de $467,6 \text{ V}$ y un voltaje de toque

de 223,9 V; los mismos que no exceden a los valores máximos como se muestra en las gráficas 55 y 56.

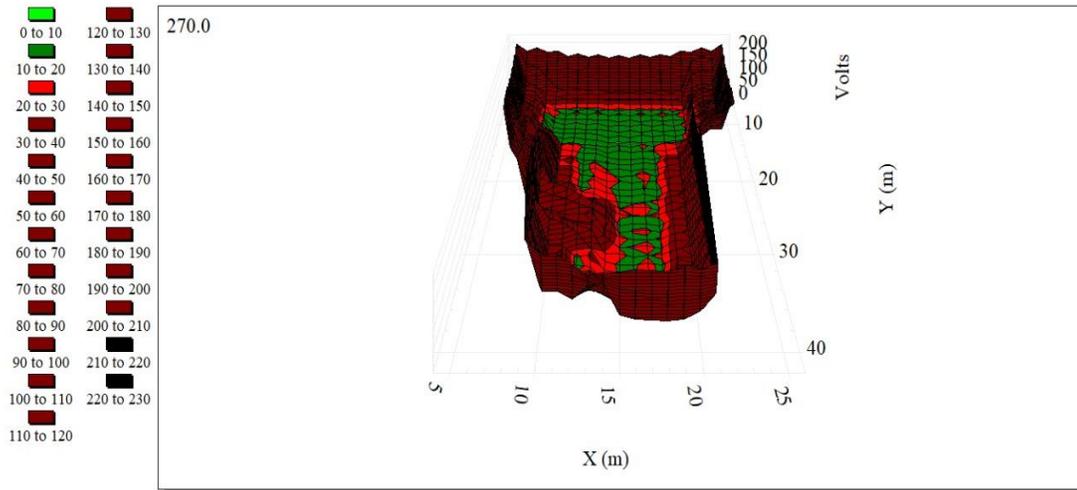


Figura 56. Gráfica de voltaje de voltaje de paso obtenida de la simulación

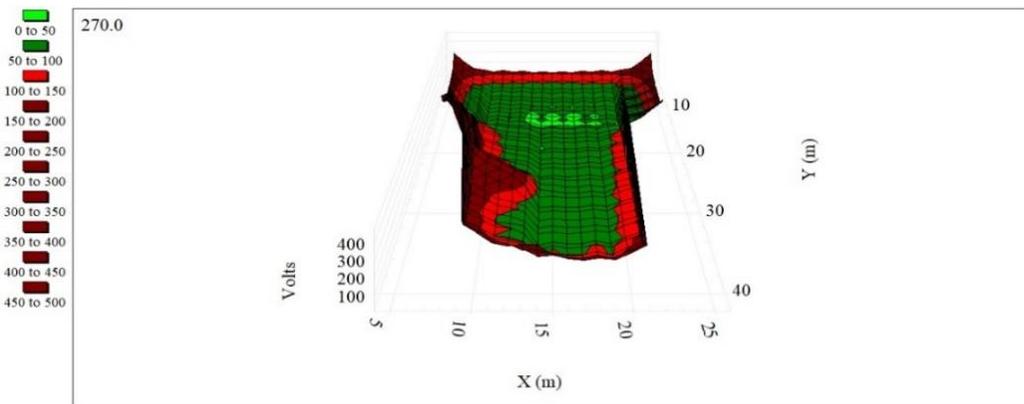


Figura 57. Gráfica de voltaje de toque de paso obtenida de la simulación

3.1.3. Rediseño del sistema de Apantallamiento Eléctrico

3.1.3.1 Modelado 3D de la Central con la Proyección de Unidades Generadoras

Se empleó el software AUTOCAD para realizar en primera instancia el modelamiento 2D de la central (ver anexo 1), para posteriormente realizarse el

modelamiento en 3D de la misma; para emplear el método de las esferas rodantes en el análisis de apantallamientos eléctricos, ver figura 60.

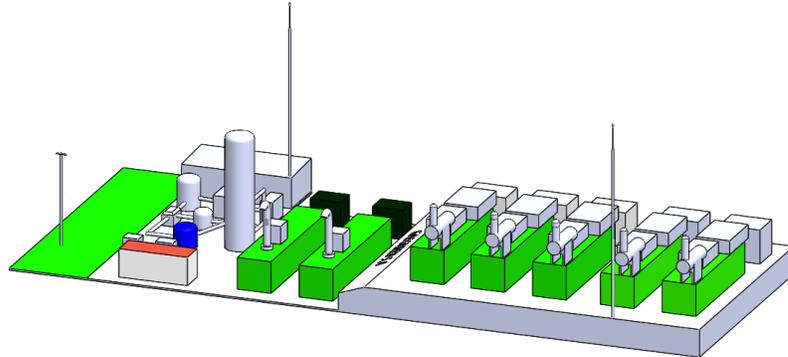


Figura 58. Modelado 3D Central de Generación GASGREEN Expandida en su III Etapa

3.2.Método de la Esfera Rodante

Este método hace referencia al resultado del modelo electrogeométrico, que trata en simular una esfera con un mismo radio a la distancia de impacto rodando sobre los volúmenes de las instalaciones de la central de generación a proteger contra rayos. Para el análisis de la central Gasgreen y de acuerdo a lo calculado y como lo determinan las normas IEC 62305-2 o la NTC 4552-2 (Tabla 21) se determina un radio de 30m de acuerdo al nivel de riesgo medio II estipulado por el nivel isoceraunico de 60 que se encuentra en la zona del Inga como se indicó en el capítulo 1 y se puede apreciar en la figura 59.

TABLA 21
RADIO DE LA ESFERA DE ACUERDO AL NIVEL DE RIESGO

Nivel de Riesgo	Sm (m)	Sm (ft)
Nivel I	20	65
Nivel II	30	98
Nivel III	45	147
Nivel IV	60	590

Elaborado por: Autores

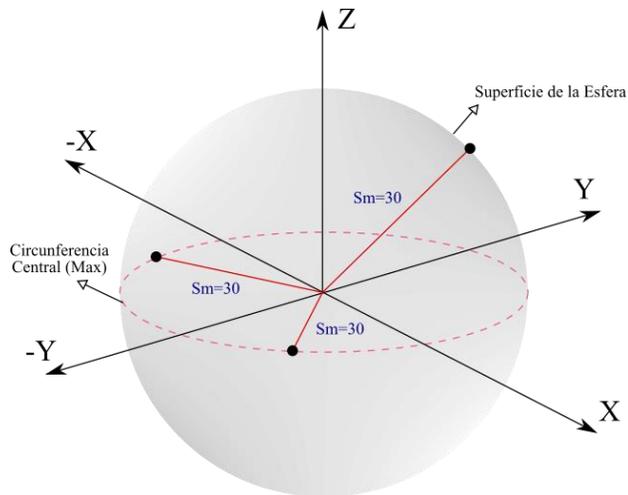


Figura 59. Esfera rodante para el análisis

3.3. Pararrayos de punta piezoeléctrica.

Considerando los parámetros calculados se determina que la proyección de estos sistemas en base al método de la esfera rodante se debe tomar en cuenta puntas piezoeléctricas, las mismas que prestan mayor protección que las de tipo dipolo corona sobre todo porque estas están diseñadas para el método del ángulo como se puede apreciar en la figura 14 donde dependiendo del ángulo sustancial se multiplica la tg del mismo por la altura, por cual la central de generación Gasgreen por su estructura, nivel de contaminación, expansión de 2 unidades generadoras y su desnivel de suelo se debe considerar esta tecnología la misma que se basa en normativas internacionales como la IEC 1024, AS 1768, NFC 17 100, NFPA 780 y la BS 6651, el sistema proporciona menor cantidad de puntos de posible falla, se puede conectar al sistema de malla instalado o individualizarlo para disipar las descargas atmosféricas en la zona (véase Figura 60 [39]).

De acuerdo a dichos parámetros y un análisis de ubicación se ha determinado el uso de dos puntas piezoeléctrica a una altura de protección de 18 y 17 m con una altura máxima del mástil de 2m como establece la norma IEC 1024 y tomando en cuenta la instalación del sistema de acuerdo a las normas UNE 21.186 y NFC 17.105 para lo

cual se considera la actual estructura del sistema de pararrayo y adicional 1 punto de protección como se muestra en la siguiente figura 60:

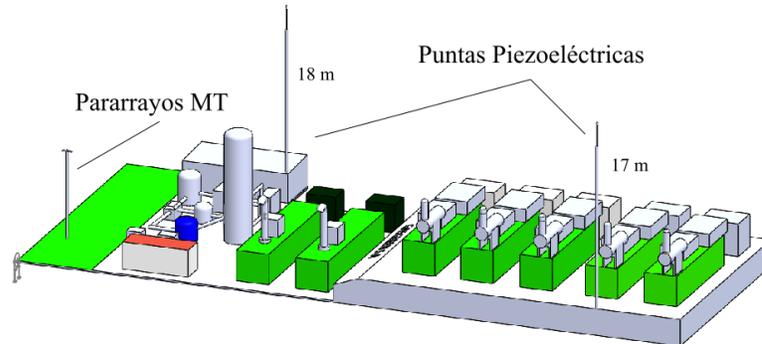
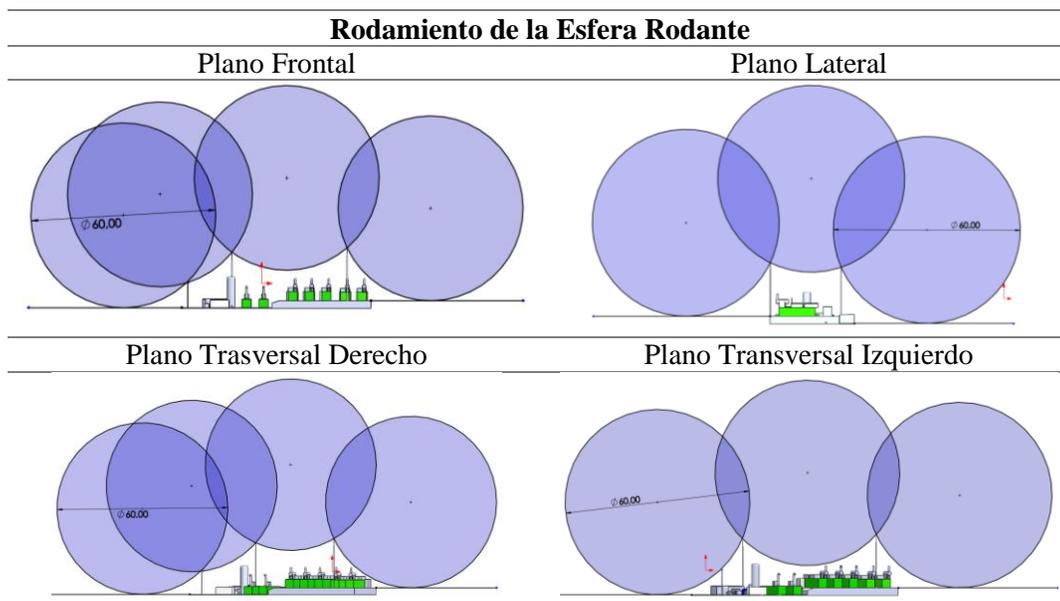


Figura 60. Etapa III Proyectada Central de Generación Gasgreen

De acuerdo a la teoría establecida por el método de la esfera rodante se debe realizar el rodamiento de la esfera imaginaria desde tierra hacia la estructura considerando que la misma debe tocar las protecciones instaladas, para que posterior respondan a las descargas que se puedan efectuar en la central analizada como se puede apreciar en la tabla 22.

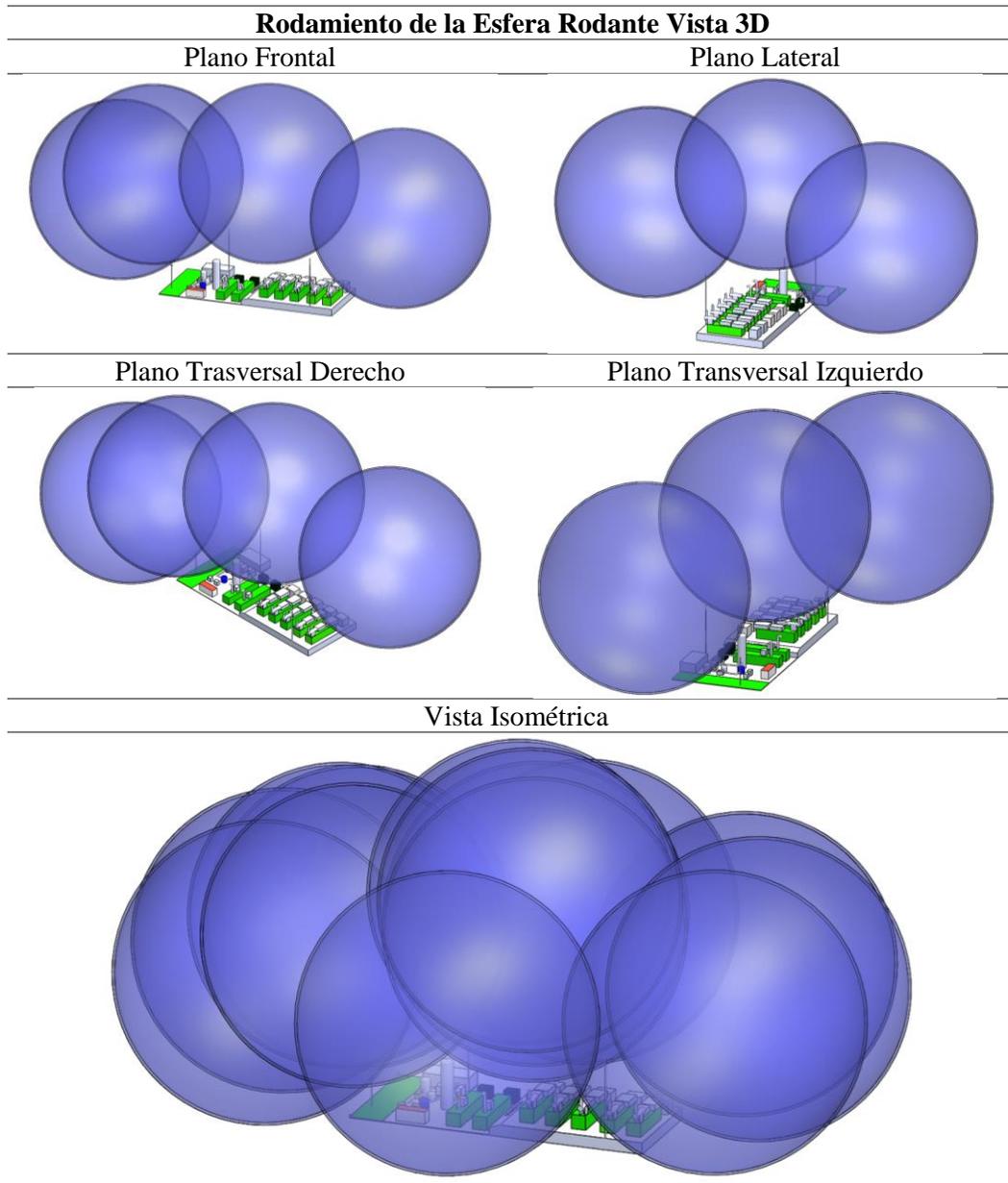
TABLA 22
RODAMIENTO DE LA ESFERA RODANTE



Elaborado por: Autores

Analizado el sistema con el rodamiento de la esfera se puede apreciar tanto en su vista 2D y 3D que el sistema de apantallamiento simulado responde a las necesidades de la planta de generación como se indica en la tabla 23.

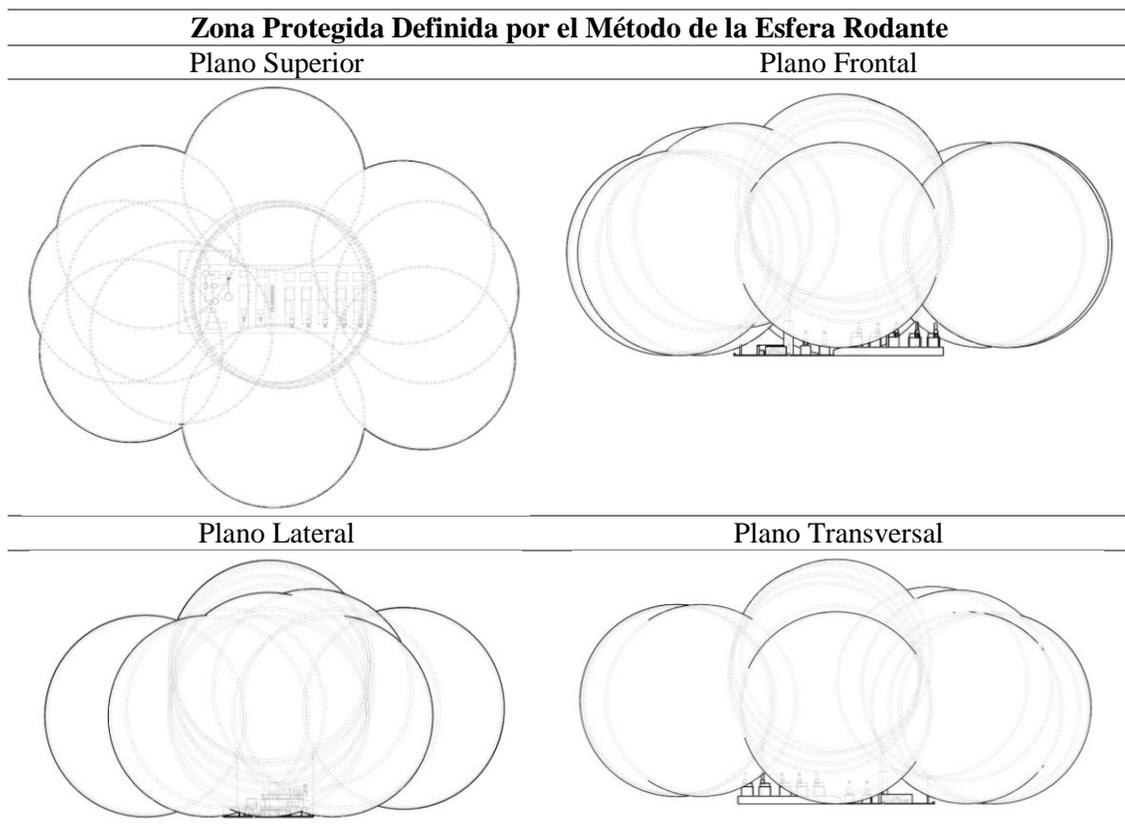
TABLA 23
RODAMIENTO DE LA ESFERA RODANTE VISTA 3D



Elaborado por: Autores

Una vez determinada la modelación del sistema de esferas rodantes se puede comprobar que la instalación de pararrayos tipo punta piezoeléctrica cumplen con la teoría establecida proporcionando una trayectoria de baja impedancia para la corriente del rayo, utilizando la ruta más corta desde las terminales aéreas hasta el sistema de puesta a tierra, de esta forma se ha implementado zonas de protección que posterior servirán para la selección adecuada de una punta piezoeléctrica que cumpla con las condiciones necesarias para la protección de la central de generación Gasgreen (véase tabla 24).

TABLA 24
ZONA PROTEGIDA DEFINIDA POR EL MÉTODO DE LA ESFERA RODANTE



Elaborado por: Autores

3.4. Parámetros ideales para la selección del pararrayos

Realizado el análisis de apantallamiento de la central se determina la selección de una punta piezoeléctrica de acuerdo a la tabla comparativa 25.

TABLA 25
CUADRO COMPARATIVO PARARRAYOS

	Dipolo	Piezoeléctrico
Área de cobertura	Angular	Depende del Sm
Incluye sistema de puesta a tierra	No	No
Reduce el 95% de los eventos	No	Si
Garantía	No	5 años
Sirve para áreas abiertas	No	Si
Sirve para torres	Si	Si

Elaborado por: Autores

Considerando estos parámetros se establece que el delta del pararrayos debe ser como mínimo de 10 m de protección para una punta piezoeléctrica en la cual cubra un diámetro de 80 metros como se puede apreciar en la figura 61.

$$S_T = S_m - \Delta_L$$

$$\Delta_L = S_T - S_m$$

$$\Delta_L = 40 - 30 = 10 \text{ m}$$

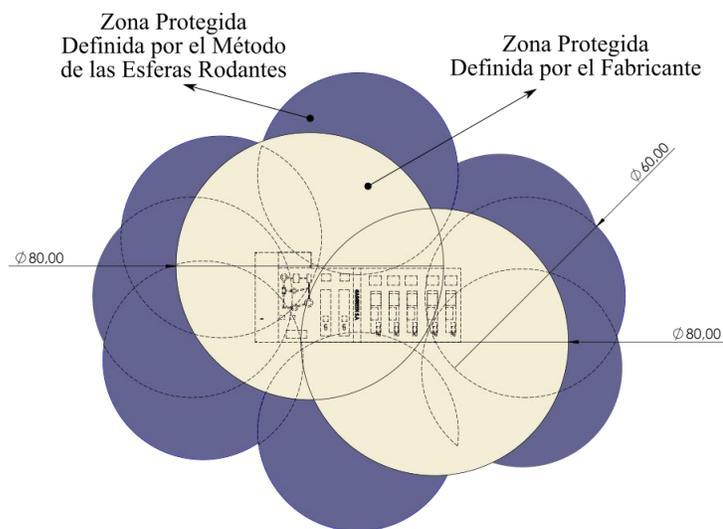


Figura 61. Zona mínima de Protección Central de Generación Gasgreen

3.5. Validación técnica - económica de los resultados:

Para las mejoras planteadas, se presentan presupuestos estimados para su ejecución. En las tablas 26, 27, 28 y 30 se presentan dichos presupuestos.

3.5.1 Evaluación Económica Condiciones Actuales

Los materiales necesarios y evaluación económica para la mejora al sistema actual de la malla de puesta a tierra de la Central de Generación GASGREEN se puede apreciar en la Tabla 26.

TABLA 26
MATERIALES MALLA DE PUESTA A TIERRA – SISTEMA ACTUAL CENTRAL DE GENERACIÓN

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	PRECIO TOTAL
1	Cable de cobre desnudo 19 hilos 2/0 AWG	m	50	15	750
2	Varilla de cobre 5/8" x 1.8m	m	10	7	70
3	Suelda exotérmica 150 gr. (para conexiones cobre - cobre, cobre-acero)	u	20	8	160
4	Molde para suelda exotérmica (2/0 - 2/0). Conexión en "X"	u	1	110	110
5	Molde para suelda exotérmica (2/0 - 2/0). Conexión en "T"	u	1	110	110
6	Molde para suelda exotérmica (2/0 - 2/0). Conexión en "Paralelo"	u	1	110	110
7	Suelo artificial - cemento conductor de baja resistividad	Kg	227	2.20	500
TOTAL					1810

Elaborado por: Autores

Implementar las mejoras al sistema actual resulta en una inversión de 1810 dólares con lo cual se garantiza controlar los niveles adecuados de voltaje de toque, tal como se muestra en la figura 46, en la cual la simulación muestra la corrección de dicho factor.

3.5.2 Evaluación Económica Expansión Etapa III

Los materiales necesarios y evaluación económica para la mejora al sistema de la etapa 3 de la malla de puesta a tierra de la Central de Generación GASGREEN se puede apreciar en la Tabla 27.

TABLA 27
MATERIALES MALLA DE PUESTA A TIERRA – ETAPA 3 CENTRAL DE GENERACIÓN

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	PRECIO TOTAL
1	Cable de cobre desnudo 19 hilos 2/0 AWG	m	230	15	3450
2	Varilla de cobre 5/8" x 1.8m	m	50	7	350
3	Suelda exotérmica 150 gr. (para conexiones cobre - cobre, cobre-acero)	u	66	8	528
4	Molde para suelda exotérmica (2/0 - 2/0). Conexión en "X"	u	4	110	440
5	Molde para suelda exotérmica (2/0 - 2/0). Conexión en "T"	u	4	110	440
6	Molde para suelda exotérmica (2/0 - 2/0). Conexión en "Paralelo"	u	4	110	440
7	Terminal de compresión de cobre cable 2/0 - 2/0 AWG - Varilla 1/2" a 5/8", 90°	u	15	2	30
8	Terminal de compresión tipo ojo, cobre, 2/0 AWG	u	25	2	50
9	Suelo artificial - cemento conductor de baja resistividad	Kg	2500	2.20	5500
TOTAL					11228

Elaborado por: Autores

Implementar las mejoras al sistema de la Etapa 3 resulta en una inversión de 11228 dólares con lo cual se garantiza la mejora en los sistemas de puesta a tierra de la central de generación Gasgreen, en la cual la simulación muestra la corrección de dicho factor como se puede apreciar en la figura 54.

3.5.3 Análisis y Contraste de los Sistemas de Puesta a Tierra

En la tabla 28, se comparan los valores resultantes del análisis de las mallas previo y posteriormente a las mejoras propuestas y a la adición de la tercera Etapa.

TABLA 28
CONTRASTE DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN LOS DIFERENTE ESCENARIOS

CONFIGURACIÓN	BENEFICIOS TÉCNICOS	IMPACTO ECONÓMICO	PARAMETROS FUNDAMENTALES
Etapas I y II en estado actual de manera interconectada.	Ninguno	Alto	Voltaje de toque fuera de rango.
Etapas I y II de manera interconectada con mejoras.	Compensación de Fallas	Normal	Dentro de Rango
Etapas I, II y III de manera interconectada	Estabilidad	Mediano	Dentro de Rango y eficiente ante la expansión de la central

Elaborado por: Autores [22]

3.5.4 Evaluación Económica Sistema de Apantallamiento

Los materiales necesarios y evaluación económica para la mejora del sistema actual y con su futura expansión de apantallamiento en la Central de Generación GASGREEN se puede apreciar en la Tabla 29.

TABLA 29
MATERIALES PARA EL SISTEMA DE APANTALLAMIENTO

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	PRECIO TOTAL
1	Punta captadora del Rayo	u	2	200	400
2	Mástil de soporte	u	2	100	200
3	Sistema Piezoeléctrico	u	2	100	200
4	Cable de cobre desnudo 19 hilos 2/0 AWG	m	40	15	600
4	Suelda exotérmica 150 gr. (para conexiones cobre - cobre, cobre-acero)	u	2	8	16
5	Molde para suelda exotérmica (2/0 - 2/0). Conexión en "T"	u	4	110	440
6	Terminal de compresión de cobre cable 2/0 - 2/0 AWG - Varilla 1/2" a 5/8", 90°	u	2	2	4

7	Terminal de compresión tipo ojo, cobre, 2/0 AWG	u	2	2	4
8	Suelo artificial - cemento conductor de baja resistividad	Kg	20	2.20	44
TOTAL					1908

Elaborado por: Autores

Implementar las mejoras al sistema actual resulta en una inversión de 1908 dólares con lo cual se garantiza un óptimo sistema de apantallamiento, tal como se muestra en la figura 61, en la cual indica las zonas protegidas y los parámetros mínimos que debe contar el sistema.

3.6. Conclusiones del capítulo III

- Para el sistema de apantallamiento de la central se debe considerar el uso de un sistema de puntas piezoeléctricas como lo establece el modelamiento de esferas rodantes, considerando una esfera de 30 metros de radio, las mismas que permitirán cubrir a toda la planta de descargas atmosféricas, para lo cual se deberá considerar un pararrayos con un delta mínimo de 10 metros que permitirá cubrir la zona estudiada.
- Los valores de resistencia referentes al sistema actual de puesta a tierra, analizados con las mejoras propuestas, se encuentran dentro de los rangos adecuados y permitidos para una segura operación de los activos de la central de generación. Así mismo del diseño de la Etapa III del SPT, se obtuvo valores adecuados de resistencia y demás parámetros fundamentales, los mismos que también fueron comprobados mediante simulaciones en ETAP, obteniéndose valores similares con los calculados.
- Los rangos aceptables de los voltajes de toque y de paso tienden a variar en gran parte por la resistividad del terreno y por la longitud del conductor como se pudo apreciar en el modelamiento de las etapas I y II obteniendo valores de voltaje de toque de 854,4 V y de paso 464 V. El terreno, puede ser mejorado con suelo artificial o cemento conductor de baja resistividad, mientras que el segundo parámetro se puede variar con la distancia entre cables o agrandando el área del terreno y a su vez con la interconexión de la etapa III que de acuerdo al

modelamiento se tiene una mejora en los voltajes de toque de 467,6 V y de paso 223,9 V con una de resistividad en la malla total de $0.414 \Omega - m$.

3.7.Conclusiones generales

- De acuerdo al monitoreo de las etapas I y II del sistema de puesta a tierra de la central, realizados en el software ETAP, se determinó que los mismos se encuentran en valores inferiores a 1 ohmio, los cuales están dentro de los límites permitidos de acuerdo al estándar IEEE-80. Sin embargo, dichos valores difieren de los medidos y de diseño; por lo que se deben realizar mantenimientos y repotenciación de los mismos, debido a que en la central no se ha efectuado actividad alguna de las mencionadas desde la implementación de los sistemas.
- Dentro del análisis de la coordinación de aislamiento y el modelamiento de la central en condiciones actuales se determinó que el sistema de apantallamiento se encuentra fuera de los rangos de protección para los generadores 3, 4 y 5, debido a que el pararrayos de tipo dipolo corona cuenta con un ángulo de incidencia menor al adecuado para la protección de toda la planta y corroborando a su vez que la misma cumplió con su vida útil al no alcanzar la protección mínima de 5Ω como lo establece la norma IEC 1024.
- Se plantea como mejoras a los sistemas de puesta a tierra de las etapas I y II de la central; la ubicación de 10 varillas coperweld en paralelo a las mallas; con la misma distancia de diseño entre conductores y el mejoramiento del suelo en el área sin construcción. Se estima las presentes soluciones, debido a que son las opciones más viables para mejorar una malla ya construida y con poco espacio para trabajar considerándose un valor económico de 1810 dólares el cual puede ser ejecutado en el caso de no realizarse la implementación de la Etapa III.
- Según el modelamiento del sistema de apantallamiento mediante el método de las esferas rodantes en la central de generación y su expansión a dos unidades generadoras se determinó el uso de dos puntas piezoeléctricas las cuales proporcionarán una trayectoria de baja impedancia para la corriente del rayo y

deberán ser ubicadas en puntos estratégicos para cubrir el área total de la planta como se planteó para el análisis; en la cual se debe considerar un diámetro mínimo de protección de 80 metros y un delta de 10 metros para los nuevos pararrayos a instalarse.

- Se diseñó la tercera etapa del sistema de puesta a tierra, empleándose el Std. IEEE-80, posteriormente se comprobó la eficiencia del mismo mediante el software ETAP aplicándose los métodos de análisis IEEE y FEM. Determinándose en todos los casos una resistencia de $0,769 \Omega$ en la nueva malla, valor que se encuentra dentro de los rangos permitidos, así como los valores referentes a voltajes de toque y paso. Considerándose un costo total de 11228 dólares para la expansión de la Etapa III del SPT.

3.8. Recomendaciones

- Al instalar sistemas de protección contra descargas atmosféricas en una central de generación a Biogás se debe considerar su ubicación, estructura y nivel de contaminación para posteriormente comprobar la resistencia de la misma, la cual deberá estar dentro de los rangos permitidos que son entre 2 y 5Ω como lo establece la norma IEC 1024, en la que adicionalmente se deberá complementar su conexión al sistema de mallado a tierra con un calibre de conductor de cobre 2/0 como mínimo.
- Se recomienda implementar el sistema de puesta a tierra diseñado para la tercera etapa de la central, puesto que el mismo cumple con su propósito de diseño. Además, se sugiere previo a la instalación de la malla; mejorar la resistividad del mismo a base de métodos como; tratamientos con sales electrolíticas, gel mejorador de suelo, cemento conductor de baja resistividad, etc.
- Dar mantenimiento al menos una vez al año, a los sistemas de protección, tal como lo demandan los estándares mínimos considerando la supervisión y medida de los mismos de acuerdo al Std. IEEE 81. Dicha actividad se recomienda de manera indispensable puesto que en Gasgreen no se ha

realizado ninguna desde su implementación, un ejemplo de ello el pararrayo fuera de operación que no presta ninguna garantía actualmente.

3.9. Referencias bibliográficas

- [1] «5. MAESTRIA_ ELÉCTRICIDAD .pdf». Accedido: may 27, 2021. [En línea]. Disponible en:
https://www.utc.edu.ec/Portals/0/BELEN/2021%20PDF/5.%20MAESTRIA_%20ELE%CC%81CTRICIDAD%20.pdf?ver=2021-02-13-203227-047×tamp=1613396511398&ver=2021-02-13-203227-047×tamp=1613396511398
- [2] C. J. Barnhart y S. M. Benson, «On the importance of reducing the energetic and material demands of electrical energy storage», *Energy Environ. Sci.*, vol. 6, n.º 4, pp. 1083-1092, mar. 2013, doi: 10.1039/C3EE24040A.
- [3] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, y Y. Ding, «Progress in electrical energy storage system: A critical review», *Progress in Natural Science*, vol. 19, n.º 3, pp. 291-312, mar. 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- [4] BIOS-BIOENERGY, «Electricity from biomass – BIOS BIOENERGIESYTEMÉ – Biogas». <https://www.bios-bioenergy.at/en/electricity-from-biomass/biogas.html> (accedido mar. 01, 2021).
- [5] «PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD - Google Drive». https://drive.google.com/drive/folders/1LEtMkMPdKv9iyqCp4g_kM8YAmGGDXQ64 (accedido may 27, 2021).
- [6] «Proyecto de biogás Relleno Sanitario El Inga I y II – ARCONEL». <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/proyecto-de-biogas-relleno-sanitario-el-inga-i-y-ii/> (accedido may 27, 2021).
- [7] Ing. Fernando Caicedo, «Fallas electricas detectadas en la Central de Generación Gasgreen», ago. 21, 2020.
- [8] Ing. Roberto Fiallos, «Fallas electricas del sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico en la Central de Generación Gasgreen», ago. 27, 2020.
- [9] Y. Landera, A. Valcárcel, A. Limonte, y A. Rivero, «Modelación de sistemas de puesta a tierra para evaluación de sobretensiones transitorias», vol. 35, pp. 183-192, dic. 2014.
- [10] «IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination», *IEEE Std 1313.2-1999*, pp. 1-68, nov. 1999, doi: 10.1109/IEEESTD.1999.90576.
- [11] B. Kuzmanovic, Z. Baus, y S. Nikolovski, «Multi-layerd spherical magnetic shielding», *Journal of Electrical Engineering*, vol. VOL. 60, pp. 350-353, jun. 2009.
- [12] R. Rifaat y P. Eng, «Insulation Coordination and Voltage Transients for Industrial Electrical Power Systems», p. 98.
- [13] S. N. Nikolovski, Z. Baus, y G. Knežević, «Frequency and Time Response of Power Plant Grounding System Exposed to Lightning Strike», *International*

- Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 6, n.º 2, Art. n.º 2, abr. 2016, doi: 10.11591/ijece.v6i2.pp512-525.
- [14] «Protection Coordination of Biogas Power Plant Connected to Distribution Network | SciTechnol». https://www.scitechnol.com/peer-review/arc-flash-analysis-andtechniques-for-hazardreduction-using-smartprotective-devices-Scs5.php?article_id=6998 (accedido mar. 09, 2021).
- [15] «Insulation Coordination Studies». http://www.arresterworks.com/services/insulation_studies.php (accedido mar. 09, 2021).
- [16] C. Inshaw y R. A. Wilson, «Arc flash hazard analysis and mitigation», en *58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2005.*, abr. 2005, pp. 145-157. doi: 10.1109/CPRE.2005.1430429.
- [17] M. I. Lorentzou, N. D. Hatziargyriou, y B. C. Papadias, «Time domain analysis of grounding electrodes impulse response», *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, n.º 2, pp. 517-524, abr. 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2003.809686.
- [18] A. Abdullah, I. Ibrahim, y A. A. Thamir, «COMPARISON OF EARTHING TECHNIQUES FOR SINGLE LINE TO GROUND FAULT IN 11 kV DISTRIBUTION SYSTEM USING SIMULINK», *Journal of Engineering and Sustainable Development*, vol. 23, pp. 1-17, sep. 2019, doi: 10.31272/jeasd.23.4.1.
- [19] T. Alvin T L y N. N. Barsoum, «Offshore Oil and Gas Platform Transient Over-voltages from Ground Fault on Ungrounded System», *Universal Journal of Electrical and Electronic Engineering*, vol. 6, n.º 5A, pp. 42-49, dic. 2019, doi: 10.13189/ujeee.2019.061505.
- [20] N. Çetinkaya y F. Umer, «Effect of Neutral Grounding Protection Methods for Compensated Wind/PV Grid-Connected Hybrid Power Systems», *International Journal of Photoenergy*, vol. 2017, p. e4860432, nov. 2017, doi: 10.1155/2017/4860432.
- [21] I. Hafidz, A. Faricha, N. Soetarno, A. Much.Dimas, M. Pujiantara, y A. Priyadi, *Coordination of Electricity Protection in Piru Power Grid*. 2019, p. 150. doi: 10.1109/ICAMIMIA47173.2019.9223396.
- [22] J. Ma, F. P. Dawalibi, y R. D. Southey, *Effects of the changes in IEEE Std. 80 on the design and analysis of power system grounding*, vol. 2. 2002, p. 979 vol.2. doi: 10.1109/ICPST.2002.1047544.
- [23] W. Ruan, J. Ma, J. Liu, F. P. Dawalibi, y R. D. Southey, *Performance of HVDC ground electrode in various soil structures*, vol. 2. 2002, p. 968 vol.2. doi: 10.1109/ICPST.2002.1047542.
- [24] J. Ma y F. P. Dawalibi, «Modern computational methods for the design and analysis of power system grounding», en *POWERCON '98. 1998 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No.98EX151)*, ago. 1998, vol. 1, pp. 122-126 vol.1. doi: 10.1109/ICPST.1998.728937.
- [25] Y. Li y F. Dawalibi, «Advanced Practical Considerations of Fault Current Analysis in Power System Grounding Design», *Journal of International Council*

- on *Electrical Engineering*, vol. 2, n.º 4, pp. 409-414, oct. 2012, doi: 10.5370/JICEE.2012.2.4.409.
- [26] «What is Insulation Co-ordination? Definition & Meaning», *Circuit Globe*, sep. 09, 2016. <https://circuitglobe.com/insulation-co-ordination.html> (accedido mar. 19, 2021).
- [27] «IEEE C62.82.1-2010 - IEEE Standard for Insulation Coordination--Definitions, Principles, and Rules». https://standards.ieee.org/standard/C62_82_1-2010.html (accedido mar. 19, 2021).
- [28] «IEEE C62.82.1-2010 IEEE Standard for Insulation Coordination---...» <https://www.aenor.com/normas-y-libros/buscador-de-normas/ieee?c=4905> (accedido mar. 19, 2021).
- [29] C. R. Bayliss y B. J. Hardy, Eds., «9 - Insulation Co-ordination», en *Transmission and Distribution Electrical Engineering (Third Edition)*, Oxford: Newnes, 2007, pp. 233-268. doi: 10.1016/B978-075066673-2/50013-6.
- [30] D. Teferra y F. Walle, *Insulation Coordination Prepared By Demsew Mitiku, Fekadu Walle*. 2018. doi: 10.13140/RG.2.2.33785.83045.
- [31] 2095928, «Protección contra sobretensiones b t schneider», *Issuu*. https://issuu.com/vmfloresz/docs/protecci__n_contra_sobretensiones_b (accedido mar. 20, 2021).
- [32] «Lightning Protection Systems Design - Part I ~ Electrical Engineering and Technology». <https://global-electricalengineering.blogspot.com/2013/03/lightning-protection-systems-design.html> (accedido mar. 20, 2021).
- [33] Total Ground, *Sistemas Pararrayos Total Ground*, (sep. 23, 2019). Accedido: mar. 20, 2021. [En línea Video]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=QV8LQDuAdH8>
- [34] primtech3d, *Substation design: lightning protection calculation | easy, fast and efficient*, (jun. 22, 2012). Accedido: mar. 20, 2021. [En línea Video]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=gvU3WNck-cc&t=59s>
- [35] «Jaula de Faraday - Qué es, cómo funciona, ejemplos y aplicaciones». <https://concepto.de/jaula-de-faraday/> (accedido mar. 20, 2021).
- [36] «MAPA ISOCERAÚNICO DEL ECUADOR». <http://elestudianteelectromecanico.blogspot.com/2015/09/mapa-isoceraunico-del-ecuador.html> (accedido mar. 20, 2021).
- [37] «BS EN IEC 62305 Lightning protection standard», *Surge Protective Device SPD Surge Protection Device*, jul. 24, 2018. <https://www.lsp-international.com/bs-en-iec-62305-lightning-protection-standard/> (accedido mar. 20, 2021).
- [38] «IEEE 998-2012 - IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations». <https://standards.ieee.org/standard/998-2012.html> (accedido jul. 21, 2021).
- [39] «CAP 6 de NMX-549-ANCE-2005.pdf». Accedido: mar. 29, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://www.totalground.com/archivos/Capacitacion/Proteccion%20Atmosferica/Info%20Adicional/CAP%206%20de%20NMX-549-ANCE-2005.pdf>

- [40] M. Mariño y N. Elizabeth, «Coordinación de aislamiento en subestaciones a nivel de 500 kV», ago. 2008, Accedido: abr. 16, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/729>
- [41] «IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System», IEEE. doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6392181.
- [42] «Buscar resultados - Reparación del servicio eléctrico en domicilio o sector - Empresa Eléctrica Quito». http://www.eeq.com.ec:8080/servicios/repaciones-de-redes?p_p_id=3&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&p_p_col_count=2&_3_struts_action=%2Fsearch%2Fsearch&_3_redirect=%2Fservicios%2Frepaciones-de-redes&_3_keywords=unifilar&_3_groupId=0 (accedido mar. 27, 2021).
- [43] «Planta de Generación de Energía Eléctrica a partir del Biogás». <https://www.emgirs.gob.ec/index.php/zentools/zentools-slideshow/planta-de-incineracion-de-fauna-urbana-muerta-2> (accedido may 27, 2021).
- [44] «El Inga convierte los residuos en electricidad», *Quito Informa*, ago. 14, 2019. <http://www.quitoinforma.gob.ec/2019/08/14/el-inga-convierte-los-residuos-en-electricidad/> (accedido mar. 27, 2021).
- [45] «Proyecto de biogás Relleno Sanitario El Inga I y II – ARCONEL». <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/proyecto-de-biogas-relleno-sanitario-el-inga-i-y-ii/> (accedido mar. 27, 2021).
- [46] Ing. Luis Crisanto, «Implementación de los sistemas de puesta a tierra Etapa I y II de la central de Generación Gasgreen», mar. 19, 2021.
- [47] «My Lists», *Hubbell Power Systems*. <https://www.hubbell.com/hubbellpowersystems/en/myList> (accedido may 07, 2021).

III.ANEXOS

ANEXO 1

ANEXO 2

ANEXO 3

ANEXO 4