






Determination of parameters of a grounding and electrical shielding system proposing a case of expanding a distributed power station

Determinación de los parámetros de un sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico planteando un caso de expansión en una central de generación distribuida

 D. P. Monga¹  C. J. Changoluisa¹  E. R. Salazar¹  D. L. Jiménez¹  X.A. Proaño¹

¹ Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador
Email: diego.monga9964@utc.edu.ec; cristian.changoluisa9033@utc.edu.ec
edgar.salazar7619@utc.edu.ec; diego.jimenez@utc.edu.ec; xavier.proano@utc.edu.ec

Abstract

Current research deals with simulation of the shielding and grounding systems in a distributed power station, because of failures have occurred in it, causing damage to protection equipment, even, it has considered a future expansion. Therefore, soil resistivity and grounding resistance measurements were made using Std. IEEE 81, obtaining values up to 40.4 Ω -m and 986 Ω respectively along land and common ground points. Later, systems were modeled in ETAP; under current conditions ground resistivity value of 23.57 Ω m, determining a resistance of 0.588 Ω , and a touch voltage of 854.4 V, which exceeds tolerable values of regulations, as well as in accordance to modeling of rolling spheres for current shielding system made up of a dipole type lightning rod; It was determined that 3 generators are outside the protection zone and at doing expansion, this set of protections would not provide the necessary guarantees for proper functioning of plant. Improvements to the system were proposed; they were verified by simulation; obtaining grounding values of 0.414 Ω and touch voltage of 589 V which are within permissible limits, in addition to designing expansion.

Index terms— IEEE 80 Standard, Finite Element Method, Rolling Spheres, Grounding System.

Resumen

La presente investigación trata la simulación de los sistemas de apantallamiento y puesta a tierra en una central de generación distribuida, debido a que en la misma se han suscitado fallas ocasionando daños en los equipos de protección, a su vez se ha considerado una futura expansión. Para lo cual se realizó mediciones de resistividad del suelo y resistencia de puesta a tierra a través el Std. IEEE 81, obteniéndose valores de hasta 40,4 Ω -m y 986 Ω respectivamente a lo largo del terreno y en los puntos comunes de tierra. Posteriormente se modeló los sistemas en ETAP; en condiciones actuales con el valor de resistividad del suelo de 23,57 Ω m, determinándose una resistencia de 0,588 Ω , y un voltaje de toque de 854,4 V, el cual excede los valores tolerables de la normativa, así también acorde al modelamiento de las esferas rodantes para el sistema de apantallamiento actual conformado por un pararrayo tipo dipolo; se determinó que 3 de los 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. Para lo cual se plantearon mejoras al sistema; las cuales se comprobaron por intermedio de simulaciones; 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 expansión.

Palabras clave— Normativa IEEE 80, Método de Elementos Finitos, Esferas Rodantes, Sistema de Puesta a Tierra.

Recibido: 26-04-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Monga, D.; Changoluisa, C.; Salazar, R.; Jiménez, D.; Proaño, X.;(2022). "Determinación de los parámetros de un sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico planteando un caso de expansión en una central de generación distribuida". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 34-41

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.514>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La simulación y estudio se fundamenta en la aplicación de metodologías para analizar los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento en una central de generación distribuida tanto en condiciones actuales como ante una futura expansión proyectada de 2 MW, lo cual hace que sea indispensable procurar el buen funcionamiento y eficiencia de los mismos, con el fin de garantizar la integridad de activos físicos y componente humano, de acuerdo con el plan de reducción de pérdidas de energía eléctrica (PLANREP) promulgados por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables [1].

Para lo cual se plantea rediseñar el sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico en las etapas actuales de la central de generación distribuida. Como punto de partida se propone realizar un modelamiento del sistema de puesta a tierra en el software ETAP empleando el método de los elementos finitos acorde a la norma IEEE-80-2013 [2]. 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 iniciales conforme a los procesos de coordinación de aislamiento [3].

Por último, se plantean soluciones a partir de los datos obtenidos, acorde a las simulaciones en condiciones iniciales y mediciones efectuadas en campo [11]. Posteriormente se propone y analiza la efectividad de las mejoras propuestas a los sistemas existentes y al diseño de la expansión de la central de generación, empleando las normas, métodos, softwares utilizados en la simulación y análisis inicial.

2. DESARROLLO

La presente investigación se fundamenta en un proceso descriptivo y analítico de las condiciones iniciales, que pretende denotar las características que podrían influir en un desempeño defectuoso de los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento de la central ante posibles fallos ocasionados por el diseño actual.

2.1. Análisis de la coordinación de aislamiento

Para el estudio de la coordinación de aislamiento se considera que los equipos de una instalación eléctrica en una central son sometidos a sobrevoltajes que pueden afectar su aislamiento y ocasionar un fallo o avería.

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, según los medios o dispositivos de protección que son necesarios de instalar

acorde a las características de la central distribuida en condiciones actuales (como se muestra en la tabla 1) [4].

Tabla 1: Características del Sistema de Apantallamiento de la Central Distribuida.

Descripción	Unidad	Valor
Voltaje nominal U_n	kV	23/0,48
Voltaje asignado del equipo U_s^1	V	25
Puesta a tierra del sistema	-	Sólidamente aterrizado
Altura sobre el nivel del mar	m.s.n.m.	3000
Nivel Isoceraunico	-	60
Nivel de contaminación ambiental	-	Fuerte

De acuerdo con la Tabla 2 de la norma IEC 60071-1 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 emplea los voltajes de soportabilidad; considerando que la central distribuida se interconecta con la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) a 23 kV (ver tabla 2) y 0,48 kV de generación de los equipos (ver tabla 3):

Tabla 2: 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.

Tabla 3: 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.

Según la norma UNE - EN60099-4, el valor normalizado para el voltaje nominal del dispositivo de



protección contra sobrevoltajes seleccionado es 18 kV MCOV 15.3 kV, para la red de 23 kV y 1 kV en la red de 0,48 kV, los cuales consideran el uso de pararrayos clase distribución polimérico, óxido metálico con desconectador de los niveles de protección descritos a continuación de acuerdo con el análisis realizado para la coordinación de aislamiento de la central (ver tabla 4):

Tabla 4: Niveles de protección 23kV y 0,48 kV

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)

Considerando los parámetros analizados y acorde a la norma IEC se contempla analizar los valores nominales tomando en consideración 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 máximo será de 25,3 kV [5].

A continuación el valor mencionado se lo divide para $\sqrt{3}$ como lo enuncia la norma IEC, obteniéndose 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 EEG se deberá considerar un grupo de pararrayos de 18 kV MCOV 15.3 kV [6], los mismos que al realizar el estudio de campo se encuentran instalados en la central de generación 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.

2.2. Análisis del Sistema de Puesta a Tierra Actual.

El sistema de puesta a tierra en la central actual consta de dos etapas como se muestra en la fig. 1; la primera etapa fue diseñada para la protección de las primeras unidades de generación y la segunda para las unidades consiguientes.

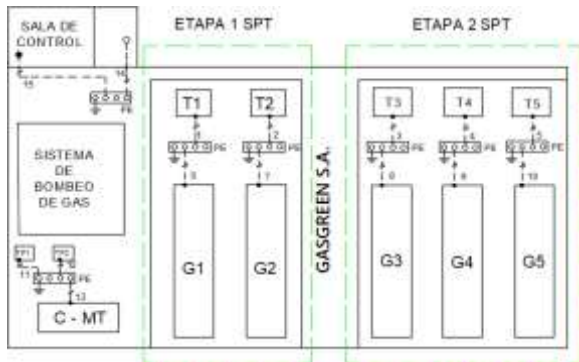


Figura. 1: Etapas del Sistema de Puesta a Tierra inicial en la Central de Generación Distribuida

Cabe destacar que conforme a la información de campo e investigativa se determinó, que las etapas del sistema de puesta a tierra operan de manera independiente para la protección de sus respectivas cargas [7].

2.2.1 Simulación del Sistema de Puesta a Tierra Actual

Se procedió a simular el sistema de puesta a tierra de manera compacta, en base a sus parámetros de construcción 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 fig. 2 se observa la simulación de la malla en el software ETAP, empleando al Método de los elementos finitos.

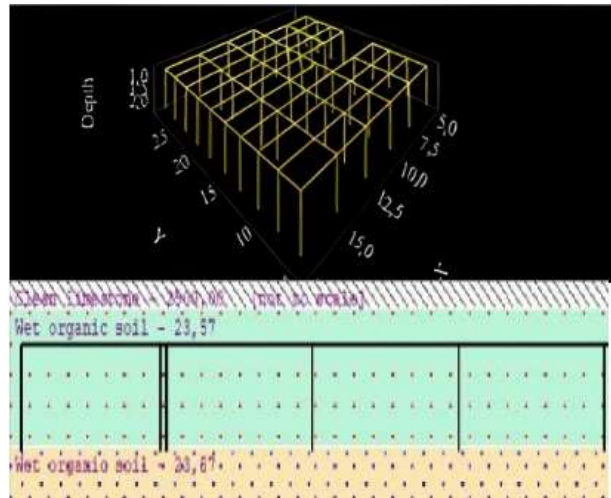


Figura 2: Modelamiento en ETAP del sistema de puesta a tierra actual por el método de elementos finitos

En la fig. 3 se observa los resultados de la simulación en base al método de elementos finitos (FEM).



Figura 3: 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 conforme 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 la fig. 4.

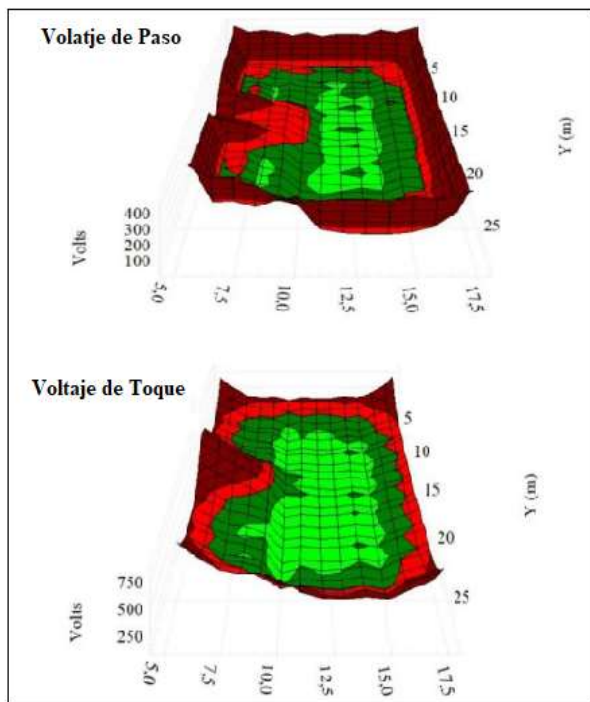


Figura 4: Voltaje de paso y de toque obtenida de la simulación actual de la central de generación distribuida.

Según 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 apartado 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 concorde a la norma, lo cual no se ha realizado en la central de generación distribuida, sumado a que la central está ubicada en un tipo de suelo que tiende a sufrir cambios constantemente.

2.3. Modelado del Sistema de Apantallamiento.

Para el modelamiento del sistema de apantallamiento primeramente se empleó el software AutoCAD para realizar en primera instancia el modelo 2D de la central, para posteriormente simularse en 3D en el programa SOLIDWORKS; empleando el método de las esferas rodantes de acuerdo al modelo electrogeométrico resuelto según la coordinación de aislamiento analizada, donde 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.

De acuerdo con el 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 Fig. 5.

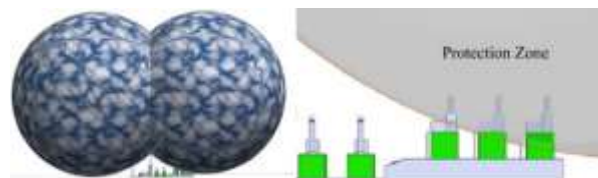


Figura 5: Zona fuera de protección

3. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En la presente investigación, se ha determinado la ausencia de un estudio o metodología establecida para los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento en centrales de generación distribuida renovables, esto debido a que la normativa se encuentra orientada a S/E convencionales, las mismas que cuentan con sistemas de apantallamiento a base de estructuras y cables de guarda que son diseñadas en base al método del ángulo, por lo cual para la central de generación en estudio por su estructura, nivel de contaminación, expansión de 2 unidades generadoras y su desnivel de suelo se debe considerar el método de las esferas rodantes, el mismo que se basa en normativas internacionales como la IEC 1024, AS 1768, NFC 17 100, NFPA 780 y la BS 6651, para lo cual el sistema proporciona menor cantidad de puntos de posible falla, donde se puede conectar al sistema de malla instalado o individualizarlo para disipar las descargas atmosféricas en la zona.

Por otra parte, los sistemas de puesta a tierra han sido monitoreados de manera individual, compacta y con una expansión proyectada; empleándose métodos de medición acorde a la normativa IEEE 81 y de diseño en base a la normativa IEEE 80, además de modelamiento en software en el cuál se analizaron los dos métodos disponibles: IEEE 80 y Elementos Finitos.

Para posteriormente realizarse un balance y comparación de los dos métodos simulados y el diseño secuencial en base a los estándares de IEEE 80.

3.1. Simulación y propuesta del sistema de puesta a tierra actual.

En primera instancia se determina la simulación y propuesta para las condiciones actuales de la central de generación distribuida con la finalidad de asegurarse un nivel de resistencia baja y parámetros dentro de los

límites permitidos en la malla, se pueden realizar varias mejoras acorde a la morfología del terreno implementando 10 varillas en paralelo al mallado existente, 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 como se muestra en la fig. 6 en base a las mejoras detalladas en la tabla 5 y 6.

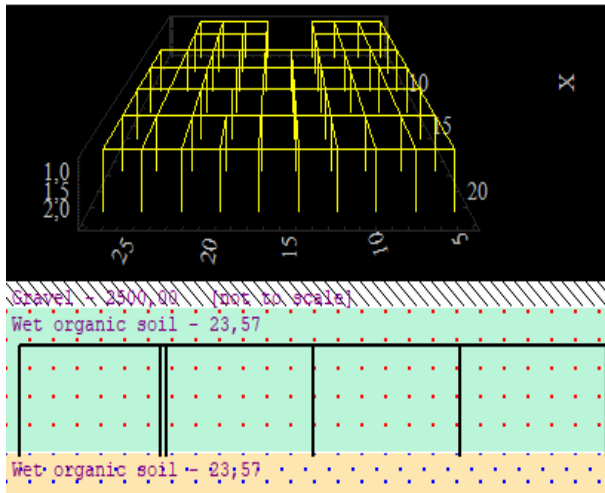


Figura 6: Simulación de la malla con mejoras implementadas

En la fig. 7 se observa los resultados de la simulación en base al método de elementos finitos (FEM).

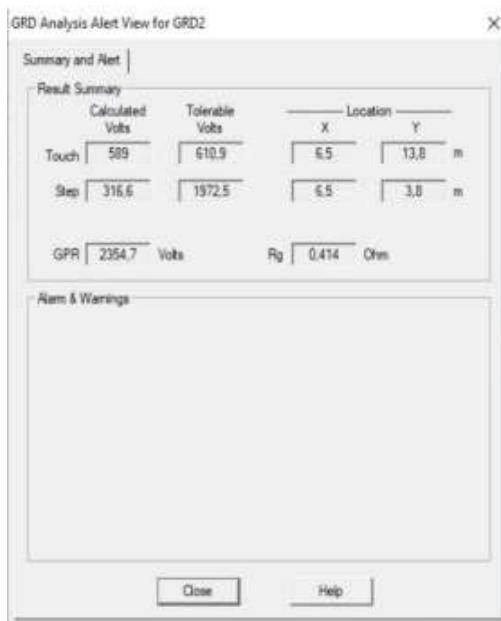


Figura 7: Resultados obtenidos de la simulación en ETAP

Tabla 5: Comparativa de valores actuales y optimizados

Estado del SPT	Resistencia [Ω]	Voltaje de Toque [V]	Voltaje de Paso [V]	Normativa IEEE 80
Actual	0,588	464	854,4	No cumple
Optimizado	0,414	589	316,6	Cumple

Tabla 6: Mejoras al sistema de puesta a tierra del sistema actual

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 467,6 V 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 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 m.
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.

3.2. Simulación del Sistema de Puesta a Tierra para la Expansión de la Central de Generación

Finalmente se procede a simular las mallas de puesta a tierra actuales según los parámetros de construcción en conjunto con la malla proyectada para la nueva etapa del sistema, de forma compacta considerando las condiciones iniciales del entorno y con el valor de 23,57 Ωm para la resistividad del suelo. Dicha simulación se ejecutó posterior a un modelamiento en software CAD, en la fig. 8 se observa la simulación de la malla en el software ETAP, empleando el Método de los Elementos Finitos.

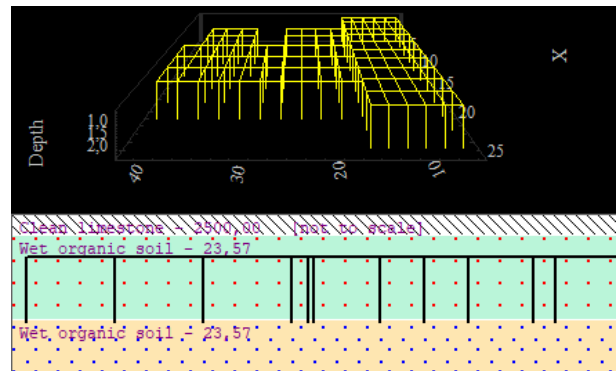


Figura 8: Simulación de la malla con mejoras implementadas

En la fig. 9 se observa los resultados de la simulación en base al método de elementos finitos (FEM).

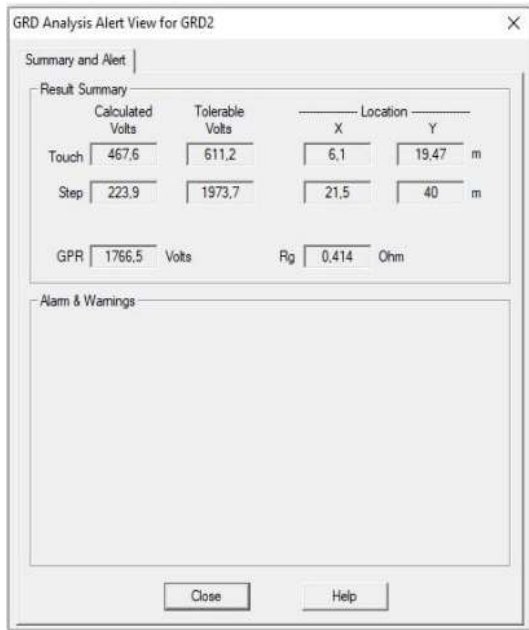


Figura 9: Resultados obtenidos de la simulación en ETAP

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 Ω en la malla, valor que se encuentra dentro de los rangos permitidos acorde a la norma IEEE-80-2013, además la malla compacta proyecta un voltaje de paso de 467,6 V y un voltaje de toque de 223,9 V; los mismos que no exceden a los valores máximos como se muestra en la fig. 10.

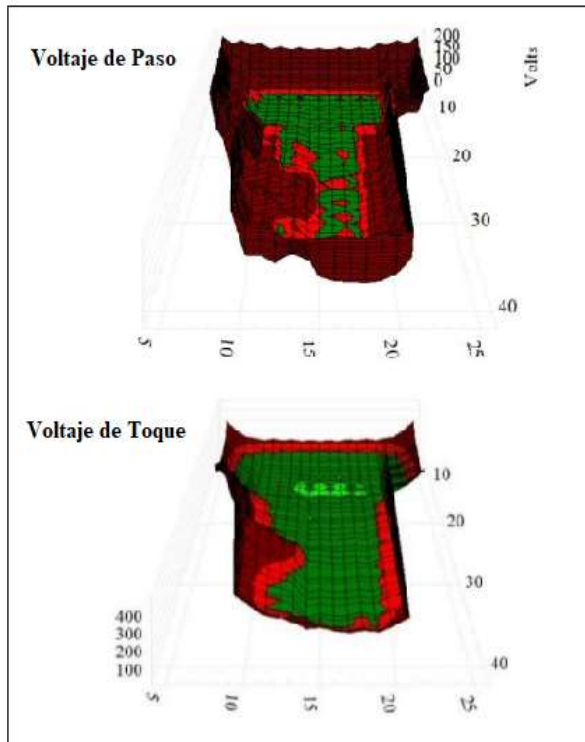


Figura 10: Gráfica de voltaje de paso y toque obtenida de la simulación

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 óptimos 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 obteniéndose valores de voltaje de toque de 854,4 V y de paso 464 V. El terreno, puede ser mejorado con un suelo artificial o cemento conductor de baja resistividad, mientras que el segundo parámetro se pudiera variar; con la distancia entre cables o agrandando el área del terreno y a su vez con la interconexión de la etapa III con la cual de acuerdo con el 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 Ωm.

3.2. Simulación y propuesta para el sistema de apantallamiento.

Se empleó el software AUTOCAD con el propósito de realizar en primera instancia el modelamiento 2D de la central, para posteriormente realizarse el modelamiento en 3D de la misma en SOLIDWORKS; a fin de emplear el método de las esferas rodantes en el análisis de apantallamientos eléctricos, ver fig. 11.

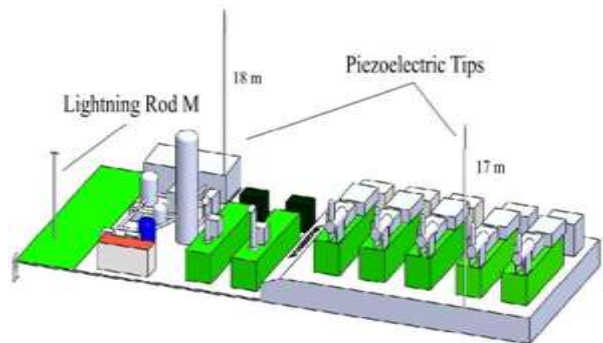


Figura 11: Modelado 3D Central de Generación Expandida

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 (de acuerdo a la fig. 12). Para el análisis de la central y de acuerdo a lo calculado y como lo determinan las normas IEC 62305-2 o la NTC 4552-2 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.

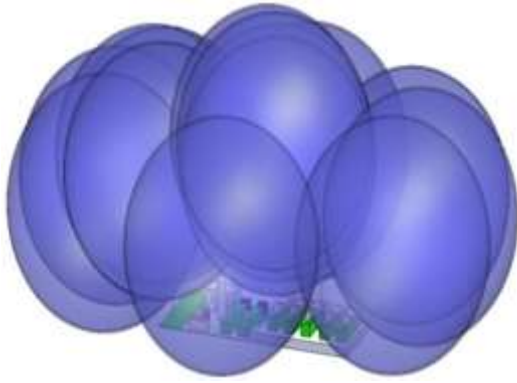


Figura 12: Rodamiento de la Esfera Rodante vista 3D.

Para el sistema de apantallamiento de la central se debe tener en cuenta el uso de un sistema de puntas piezoeléctricas según 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 como se puede apreciar en la Fig. 13.

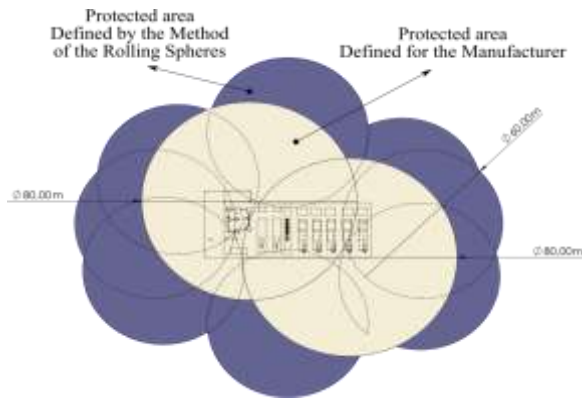


Figura 13: Zona mínima de Protección Central de Generación

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Según la simulación del sistema actual de puesta a tierra de la central, realizados en ETAP, se determinó que los valores de resistencia se encuentran inferiores a 1 ohmio, los cuales están dentro de los límites admisibles acorde al estándar IEEE-80. Sin embargo, dichos valores difieren de los medidos encontrándose el peor de ellos en el pararrayos de 986 ohmios; por lo que se deben realizar mantenimientos y repotenciación de los mismos. Para la expansión del sistema de puesta a tierra, se comprobó la eficiencia del mismo mediante la simulación aplicándose los métodos de análisis IEEE y FEM. Determinándose en todos los casos una resistencia de 0,769 Ω en la nueva malla, valor que se encuentra dentro de los rangos permitidos, así como los valores referentes a voltajes de toque y paso.

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 5 Ω como lo establece la norma IEC 1024. Según el modelamiento de la expansión mediante el método de las esferas rodantes en la central de generación 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; 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 plantea como mejoras a los sistemas de puesta a tierra 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 estas soluciones, debido a que son las opciones viables para mejorar la malla construida que tiene poco espacio para trabajar.

AGRADECIMIENTOS

Un sincero agradecimiento a nuestro tutor Mgs. Roberto Salazar por todo el apoyo brindado en la realización del presente artículo, así como en la obtención de nuestro grado académico.

A nuestros respectivos padres por todo el apoyo incondicional brindado en el transcurso de nuestra etapa académica y a lo largo de nuestra corta vida profesional.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD - Google Drive». https://drive.google.com/drive/folders/1LEtMkMPdKv9iyqCp4g_kM8YAmGGDXQ64 (accedido may 27, 2021).
- [2] 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, doi: 10.1016/B978-075066673-2/50013-6.
- [3] B. Kuzmanovic, Z. Baus, y S. Nikolovski, «Multi-layerd spherical magnetic shielding», Journal of Electrical Engineering, vol. 60, pp. 350-353, jun. 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2003.809686.
- [4] 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.
- [5] «IEEE C62.82.1-2010 IEEE Standard for Insulation Coordination--...» <https://www.aenor.com/normas-y-libros/buscador-de-normas/ieee?c=4905> (acceded mar. 19, 2021). ISBN: 9780738180281, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6392181

- [6] «Empresa Eléctrica Quito». http://www.eeq.com.ec:8080/servicios/reparraciones-de-redes?p_p_id=3&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&p_p_col_count=2&_3_st_ruts_action=%2Fsearch%2Fsearch&_3_redirect=%2Fservicios%2Freparraciones-de-redes&_3_keywords=unifilar&_3_groupId=0 (accedido mar. 27, 2021).
- [7] 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.
- [8] 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
- [9] «IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination», *IEEE Std 1313.2-1999*, pp. 1-68, nov. 1999, doi: 10.1109/IEEESTD.1999.90576.10. S. N. Nikolovski, Z. Baus, y G. Knežević,
- [10] «Frequency and Time Response of Power Plant Grounding System Exposed to Lightning Strike», *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, doi: 10.1155/2017/4860432
- [11] 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.



Diego Monga. - Nació en Latacunga, Ecuador en 1992. Recibió su título de Ingeniero Electromecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE en 2018. Sus campos de investigación están relacionados en el Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, Energías Renovables y

Distribución.



Cristian Changoluisa. - Nació en Quito, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Electromecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE en 2018. Sus campos de investigación están relacionados en el Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia,

Energías Renovables y Distribución. Eléctricas y Distribución.



Roberto Salazar. - Nació en Latacunga, Ecuador en 1988. Recibió su título de Ingeniero en Electromecánica de la Escuela Politécnica del Ejército en 2011 y su título de Magister en Gestión de Energías en la Universidad Técnica

de Cotopaxi en 2015 y Magister en Física Aplicada candidato por la Universidad Técnica de Ambato 2022. Cuenta con experiencia en varios campos de la robótica de competencia. Actualmente, se encuentra trabajando como docente no titular en pregrado y posgrado de la Universidad Técnica de Cotopaxi. Sus principales campos de investigación son: modelación y simulación de fenómenos físicos.



Diego Jiménez. - Obtuvo el título de Ingeniero en Electrónica e Instrumentación en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Ecuador en 2014 y obtuvo el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería mención Eléctrica en la Universidad de Chile, Santiago de

Chile en 2018. Cuenta con experiencia docente en varias instituciones de educación superior y experiencia profesional en el área de automatización, control industrial e instrumentación en empresas del sector petrolero. Actualmente es docente no titular de la Universidad Técnica de Cotopaxi en el área de pregrado y posgrado. Su campo de investigación incluye el análisis de los sistemas de gestión de energía, la aplicación de la inteligencia computacional al sector eléctrico y el estudio de las microrredes.



Xavier Proaño . - Nació en Latacunga, Ecuador en 1985. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2010; Máster en Gestión de Energías en la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2013. Sus campos de estudio están relacionados con Alto

Voltaje, Energías Renovables, Protecciones Eléctricas y Sistemas Eléctricos de Potencia. Docente de planta a tiempo completo de la Carrera de Ing. Eléctrica en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la UTC, Ecuador.