

Influencia de la altitud sobre el riesgo de falla del aislamiento de líneas de transmisión de 500 kV considerando el comportamiento estadístico de los sobrevoltajes

Influence of altitude on the risk of insulation failure of 500 kV transmission lines considering the statistical behavior of overvoltages

Fecha de recepción: 2022-11-07 • Fecha de aceptación: 2023-01-05 • Fecha de publicación: 2023-02-10

Verónica Patricia Abril Correa¹

Escuela Politécnica Nacional, Ecuador

veronica_abril15@hotmail.com

<https://orcid.org/0000-0001-5760-2473>

Juan David Ramírez Guasgua²

Escuela Politécnica Nacional, Ecuador

juan.ramirezd@epn.edu.ec

<https://orcid.org/0000-0002-9855-9835>

Miguel Ángel Lucio Castro³

Escuela Politécnica Nacional, Ecuador

miguel.lucio@epn.edu.ec

<https://orcid.org/0000-0002-8098-6310>

RESUMEN

Este artículo presenta la evaluación de la influencia de la altitud sobre el nivel del mar y la longitud de la cadena de aisladores en el aislamiento eléctrico de una línea de transmisión de 500 kV. Se

simularon y calcularon los sobrevoltajes de tipo maniobra y de tipo atmosférico o tipo rayo mediante el método de Montecarlo para establecer la probabilidad de falla del aislamiento de una línea de transmisión de alto voltaje.

Se desarrolló una rutina en MATLAB, donde se calcula y grafica la función de densidad de probabilidad del sobrevoltaje $f(U)$ y la probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ con diferentes casos de estudio (sobrevoltajes tipo maniobra y sobrevoltajes por descargas atmosféricas) y cinco distintos escenarios para sobrevoltajes tipo rayo considerando la aleatoriedad de la naturaleza de las descargas atmosféricas.

Como resultado de las simulaciones se obtienen los valores y las gráficas del riesgo de ruptura del aislamiento para cada uno de los casos de estudio.

PALABRAS CLAVE: cadena de aisladores, sobrevoltajes de maniobra, sobrevoltajes atmosféricos, línea de transmisión, riesgo de falla del aislamiento

ABSTRACT

This paper presents the evaluation of the influence of the altitude and the length of the insulator string on the risk of insulation failure of a 500 kV overhead transmission line. Switching and Lightning impulses were simulated and the overvoltages generated were calculated using the Monte Carlo Method to compute the probability of insulation failure of a high voltage transmission.

A MATLAB routine was developed to compute the density distribution of overvoltages $f(U)$ and the probability of discharge of an insulation $F(U)$; two different study cases (switching impulses and lightning impulses) and five different scenarios for lightning impulses were analyzed considering the random nature of the atmospheric discharges.

The results of the simulations show the values and graphics of the risk of insulation failure in each study cases.

KEYWORDS: insulator string, switching surges, atmospheric surges, transmission line, risk of insulation failure

Introducción

El Ecuador ha vivido una progresión poblacional en la última década derivando al desarrollo del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, que contribuye a respaldar el abastecimiento de una demanda creciente que se relaciona con una apropiada dispersión del Sistema Nacional Interconectado (CONELEC, 2013). En este crecimiento se construyeron nuevas líneas de transmisión de energía eléctrica en el nivel de 500 kV para transportar la energía producida por la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (Villalba y Herrera, 2017).

Las líneas de transmisión están sujetas a fenómenos eléctricos transitorios de distinta naturaleza, las de mayor tendencia son: las descargas atmosféricas y los sobrevoltajes por maniobras de operación. Estos fenómenos producen sobrevoltajes que son una de las causas de la salida de funcionamiento de una línea. En el diseño del aislamiento eléctrico de la línea de transmisión se debe estimar la dimensión del sobrevoltaje que puede producirse después de una falla por maniobra o tras una descarga atmosférica (Mier, 2010; Paucar, 2019).

En el diseño del aislamiento de las líneas de transmisión se puede utilizar un enfoque determinístico o un método convencional. Este método se basa en el hecho de que el aislamiento debe ser capaz de asegurar en todo momento la operación confiable de la línea (International Electrotechnical Commission, 2018). En este método se considera la peor situación con el sobrevoltaje más elevado que pueda aparecer en la red, y suele usarse por su rapidez y sencillez, sin embargo, resulta ser más costoso al sobredimensionar el aislamiento y no considera todos los posibles eventos de aparición de sobrevoltajes.

Se debe encontrar un equilibrio entre el costo y la confiabilidad a la hora del diseño de la línea de transmisión. La mejor alternativa considera un método estadístico debido a que permite efectuar un análisis profundo para la estimación del aislamiento ante fallas por maniobra y descargas atmosféricas (Paucar, 2019). Para la valoración del aislamiento utilizando el método estadístico se generan aleatoriamente eventos que consideran la probabilidad de descarga en el aislamiento, donde un voltaje no deseado a lo largo de la línea excede la rigidez dieléctrica del aislamiento y se puede determinar una probabilidad de falla del aislamiento. Al utilizar esta metodología se pueden reducir las dimensiones de la cadena de aisladores disminuyendo los costos sin involucrar la confiabilidad de la línea (Li et al., 2013)

Para este artículo se recopilaron datos reales de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo – El Inga. Se modeló la red eléctrica de la línea de transmisión utilizando el *software* ATP-EMTP (ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM). ATP-EMTP es un programa de simulación de transitorios electromagnéticos utilizado ampliamente a nivel mundial en el área de la ingeniería eléctrica y electrónica, debido a que es de acceso gratuito para las aplicaciones de educación e investigación. ATP-EMTP posee la flexibilidad para modelar sistemas eléctricos, por lo tanto, un usuario experimentado puede aplicar el programa a una gran variedad de estudios (European EMTP-ATP Users Group, 2020). Se generaron en este simulador distintos tipos de escenarios para obtener los sobrevoltajes originados por las maniobras y para los sobrevoltajes producidos por

las descargas atmosféricas tipo rayo; en este segundo caso se crearon diferentes escenarios que consideran cuando la descarga se produce en el cable de guarda o en cada una de las tres fases.

Para la generación de los eventos de simulación se utilizó el método de Montecarlo, el cual aleatoriamente define la corriente del rayo, tiempos de rayo y el tiempo de *switcheo*; con estas variables se generaron miles de simulaciones cuyo resultado se procesó mediante la utilización de la aplicación *Easyfit* para obtener histogramas de sobrevoltajes y posteriormente funciones de densidad de sobrevoltaje $f(U)$.

Por otra parte, se generó la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ mediante el ajuste de una distribución normal que considera la influencia de altitud, se aplicaron los factores de corrección dados por las normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2, además se consideró el factor de forma y la longitud de la cadena de aisladores. Una vez obtenidas las dos funciones de probabilidad $f(U)$ y $F(U)$ se realizó el cálculo del riesgo de falla ante diferentes tipos de escenarios por sobrevoltajes de maniobra y sobrevoltajes atmosféricos tipo rayo.

1.1 Coordinación de aislamiento estocástico

Este método está basado en la frecuencia de ocurrencia de una causa dada, se basa en la distribución de probabilidad de sobrevoltajes representativos y la probabilidad de descarga del aislamiento (Soria y Varela, 2015). Se debe considerar que los sobrevoltajes que se generan en un sistema eléctrico tienen un comportamiento estadístico y se caracterizan por funciones de densidad.

La distribución de los sobrevoltajes puede ser determinada por medio de simulaciones o de medidas en el sistema, y así determinar la probabilidad de falla del aislamiento por medio de pruebas, lo que permitirá dimensionar el nivel de aislamiento con el objetivo de que dicho riesgo se encuentre dentro de los límites aceptables (Escobar, 2016). Si se considera la función de densidad de probabilidad de sobrevoltajes $f(U)$ y la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ se puede determinar el riesgo de falla ante un sobrevoltaje y dimensionar el aislamiento ideal para que la frecuencia de falla no supere los límites establecidos (Escobar, 2016).

De acuerdo con las normas IEC 60071, se proporciona una recomendación del método estadístico (International Electrotechnical Commission, 2004; 2018; 2019) que supone que la forma de onda del voltaje máximo es la misma que la del impulso de conmutación estándar, dejando de lado la relación entre la probabilidad de descarga y la forma de onda. El voltaje de descarga depende de la geometría del aislamiento, parámetros meteorológicos, y la forma de onda (Li et al., 2013).

En general, la probabilidad de descarga del aislamiento puede ser representada por una función de distribución de Gauss con los parámetros básicos de la función de probabilidad de descarga siendo: CFO o voltaje crítico de descarga que corresponde al valor medio de la distribución acumulada gaussiana. La utilización de CFO al aislamiento produce una probabilidad del 50% del sobrevoltaje de disrupción (Ríos, 2019). CFO o $U_{50\%}$ o voltaje de descarga y la desviación estándar σ , son los parámetros de $F(U)$ como se presenta en la Ecuación 1 (Li et al., 2013).

$$F(U) = P(U) = \int_{-\infty}^u \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{\frac{1}{2}\left(\frac{x-U_{50\%}}{\sigma}\right)^2} dx \quad (1)$$

Se puede determinar el valor de $F(U)$ mediante pruebas realizadas en un laboratorio, pero en escases de esos datos la norma IEC 60071-2 propone utilizar los valores $\sigma = 0,03U_{50\%}$ y $\sigma = 0,06U_{50\%}$ para voltajes de tipo rayo y de maniobra respectivamente (Cusco, 2016).

El voltaje de descarga crítico o $U_{50\%}$ depende de la geometría del aislamiento, parámetros meteorológicos, y la forma de onda. La influencia de la geometría no solo está dada por la longitud del espacio, sino además por la configuración del espacio de aire. Para cualquier configuración con una longitud dada se representa al espacio de aire mediante el factor de brecha K , que es la relación entre la polaridad positiva del voltaje del 50% de descarga de la configuración y el de una configuración de plano barra. Para cualquier configuración de espacio real, el factor de brecha exacto solo puede ser medido por experimentos (Li et al., 2013). La expresión del CFO sugerida por CRIEPI expresa la relación entre el voltaje de descarga crítico y el factor de brecha como se presenta en la Ecuación 2 (Li et al., 2013).

$$U_{50\%} = K_a K 1080 \ln(0,46d + 1) \quad (2)$$

Dónde:

$U_{50\%}$: se expresa en kilovoltios

d : se expresa en metros

K : es el factor de brecha $1 \leq K \leq 2$.

K_a : es el factor de corrección de altitud y se puede determinar mediante la Ecuación 3 (International Electrotechnical Commission, 2019).

$$K_a = e^{-\frac{mH}{8500}} \quad (3)$$

Dónde:

H : es la altitud sobre el nivel del mar en metros

m : coeficiente exponencial de corrección

El riesgo se establece como la probabilidad de falla del aislamiento en el sistema, que es la probabilidad de que un voltaje no deseado a lo largo de la línea exceda la rigidez del aislamiento. Un cálculo riguroso del riesgo de falla requiere del cálculo de las funciones $f(U)$ y $F(U)$ (Li et al., 2013). Mediante la función de densidad de probabilidad de sobrevoltajes $f(U)$ y la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ es posible calcular el riesgo de falla de ruptura

del aislamiento, tal como se observa en la *Figura 1*. Entonces, el riesgo de falla de ruptura del aislamiento R se determina por la suma del total de las probabilidades de falla del aislamiento para todos los sobrevoltajes probables. Esto se evidencia matemáticamente mediante la Ecuación 3 (Li et al., 2013; Paucar, 2019).

$$R = \int_0^{U_t} f(U)F(U)dU \quad (4)$$

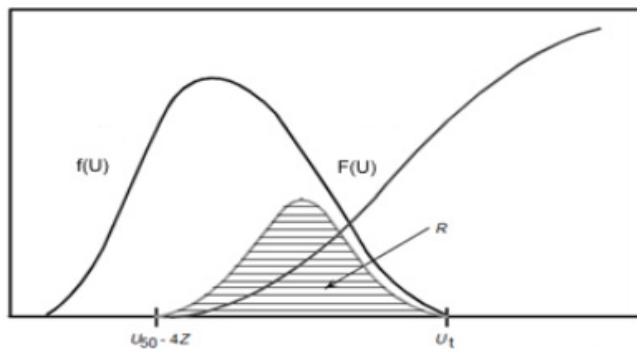
Dónde:

$f(U)$: función de densidad de probabilidad de sobrevoltajes descrita por una función Gaussiana truncada o de Weibull.

$F(U)$: función de probabilidad de descarga del aislamiento.

Figura 1

Evaluación de Riesgo de Falla



Nota. Li et al. (2013).

Metodología

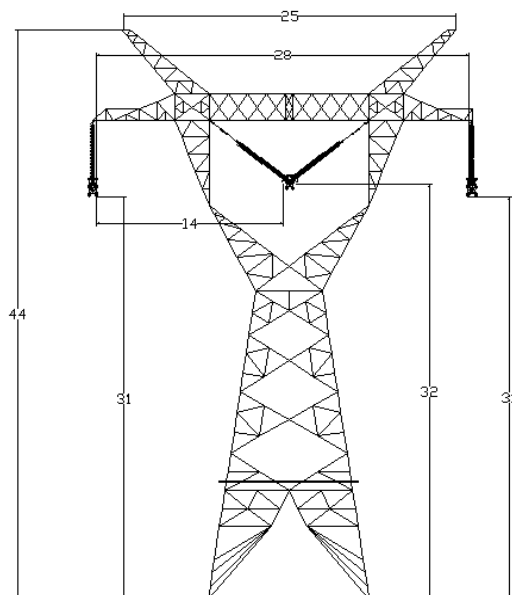
La metodología para la evaluación del aislamiento en la línea de transmisión aplicada en este artículo consta de cinco etapas. La primera comprende la modelación de la red, la segunda, la generación de los diferentes eventos aleatorios; la tercera, la generación de la función de densidad de probabilidad de sobrevoltajes (U); la cuarta abarca la generación de la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ y la quinta el cálculo del riesgo R.

2.1 Estructura de la línea de transmisión

Se modeló la red eléctrica de la línea de transmisión utilizando el *software* ATP y ATPDraw. La línea de transmisión modelada es de 126 km de longitud con dos circuitos en paralelo, la torre de la línea trifásica está constituida por tres cadenas de aisladores, una en tipo V y dos en tipo I, como se presenta en la *Figura 2*.

Figura 2

Geometría Simplificada de la Torre de Transmisión de la Línea de 500 kv. Medidas en Metros.



Nota. Ramírez et al. (2020).

La línea utiliza un haz de cuatro conductores ACAR 1100 MCM con una separación de 45 cm en el haz por fase y dos hilos de guarda de acero galvanizado. Los conductores tienen una resistencia cc a 20 °C de 0.053 Ω/km para las fases y de 0.05 Ω/km para los cables de guarda. La cadena de aisladores está compuesta por 28 aisladores de suspensión de porcelana de tipo U300BP por norma IEC 60305.

2.2 Modelamiento de la red

Para el modelamiento de todos los elementos correspondientes a la línea de transmisión y el análisis de los sobrevoltajes originados por maniobra se utiliza un modelo paramétrico distribuido de una línea de transmisión tipo JMarti. El modelo de la red para la simulación de sobrevoltajes de maniobra se presenta en la *Figura 3*.

El modelo presentado en la *Figura 3* está compuesto por 4 tramos de la línea de transmisión en modelo Jmartí (LCC1, LCC2, LCC3 y LCC4), tres fuentes de voltaje (V1, V2, V3) de amplitud igual a 408248.29 [Voltios]. Este valor se establece debido a que se modela una red de 500 kV, donde esta amplitud es el voltaje de línea rms y ATP simula el voltaje pico de fase; cada fuente de voltaje está acompañada por un circuito RL y C (1, 2 y 3) que representan el equivalente de Thevenin de cada fase del sistema eléctrico en esa subestación, tres interruptores estadísticos independientes (STAT) sirven para la energización de la línea y están parametrizados por una media de 35 ms y una desviación estándar de 2 ms con una función de distribución uniforme, además de una fuente

de voltaje (V) de misma amplitud que las otras tres fuentes (V1, V2 y V3) la cual simula la red eléctrica en el otro lado de la línea.

Figura 3

Modelamiento de la Red para Sobrevoltajes Tipo Maniobra

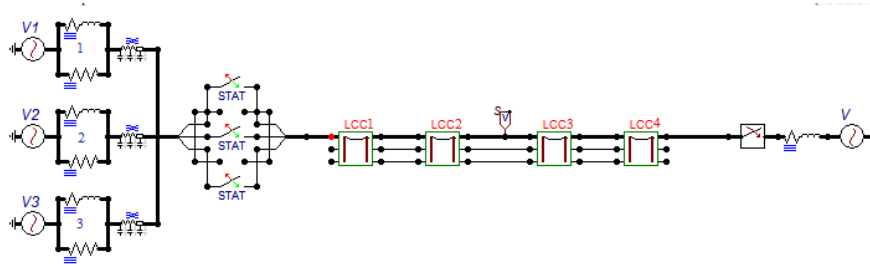
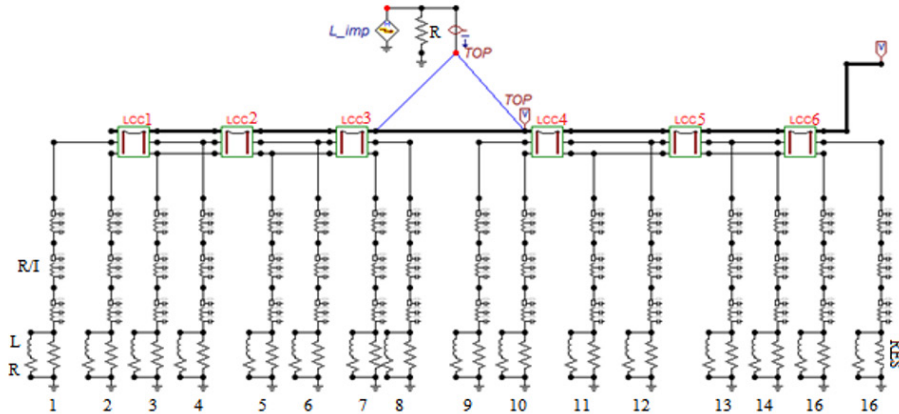


Figura 4

Modelamiento de la Red para Sobrevoltajes Atmosféricos



Para el estudio de los sobrevoltajes de origen atmosférico tipo rayo se realizó el modelo en ATPDraw, en el cual la línea de transmisión fue diseñada por tramos de modelos JMarti (LCC1, 2, 3, 4, 5 y 6) en la *Figura 4*, además se representa la corriente de rayo, tiempo de frente y el tiempo de cola por medio de una fuente de corriente tipo Heidler.

2.3 Generación de eventos aleatorios

Para la generación de eventos aleatorios para los sobrevoltajes de maniobra (ver *Tabla 1*) se emplea el modelo de la *Figura 3*, en el cual se emplean interruptores estadísticos independientes de distribución uniforme a los que se les puede modificar los tiempos de apertura o cierre del interruptor, además de la desviación estándar. Para el cálculo de los sobrevoltajes de tipo maniobra se ejecutan siete mil simulaciones en cada una de las fases. Una vez efectuadas las simulaciones se obtienen los resultados del sistema modelado en un archivo generado por ATP con extensión .LIS. En cada simulación se toma el sobrevoltaje máximo generado en cada una de las fases, obteniendo así los valores máximos originados en el circuito después de una maniobra.

Para el cálculo de sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas tipo rayo se ejecutan las simulaciones en el *software* ATPDraw y mediante la herramienta $\$Parameter$ de ATPDraw. Se ejecutan diez mil simulaciones que irán cambiando las variables de la fuente de corriente Heidler que son I_f = amplitud de la corriente del rayo, t_f = tiempo de frente de onda de la corriente de rayo y t_c = tiempo de cola de la onda de la corriente de rayo. Estas variables son generadas por el método de Montecarlo utilizando el modelo estructurado en la *Figura 4*.

Para la generación de los números aleatorios de las variables I_f , t_f y t_c se emplea la función de Excel =ALEATORIO (), estas variables se generan con base en una función de distribución uniforme, los números generados aleatoriamente son positivos y negativos para la corriente de rayo, mientras que para los tiempos de frente y cola se toma únicamente el valor absoluto de dichos números.

Una vez efectuada la simulación se obtienen los resultados del sistema modelado generados por el programa en archivos con extensión .PL4; previamente se crean cinco diferentes archivos uno para cada caso de estudio, tres cuando el rayo cae en una de las fases (A, B o C), y dos cuando el impacto se da en los hilos de guarda.

Luego, utilizando el programa MATLAB se escribió un código .m que permite ejecutar el archivo de extensión .PL4 a través de un ejecutable "PI42mat.exe" mediante el comando *dos*, que transforma los resultados generados en ATP a variables de MATLAB con extensión .mat. Los resultados son procesados y posteriormente se calcula y grafica la función de densidad de probabilidad de sobrevoltajes (U).

2.4 Generación de la función $f(U)$ y $F(U)$

Las variables procesadas en las etapas anteriores se ordenan en una hoja de cálculo de Excel en dos grupos, máximos y mínimos, debido a que las descargas atmosféricas pueden ser positivas o negativas; cada grupo tiene tres subgrupos pertenecientes a cada fase A, B, y C con las cuales se crean los histogramas de sobrevoltajes utilizando la herramienta EasyFit. Esta última es un *software* de ajuste automático para distribuciones de probabilidad, cuenta con un amplio número de funciones discretas y continuas que permiten escoger la distribución más ajustable, obteniendo así la función de densidad de probabilidad de sobrevoltajes (U).

Mediante un programa desarrollado en el *software* MATLAB de código .m se genera una función de distribución normal considerando tanto los factores atmosféricos como los factores de forma, consideradas en las ecuaciones (1), (2) y (3).

El programa tiene dos casos que permiten escoger los parámetros a variar, como: la altitud H , la cual varía en un rango de 0 – 4500 metros sobre el nivel del mar en pasos de 500 metros, o la distancia de la cadena de aisladores d , la misma que varía entre los 4 y 7 metros en pasos de 0,50 m, y obtiene así la función de distribución normal del aislamiento $F(U)$ independiente para cada caso de estudio.

Obtenidas las funciones de distribución de probabilidad de sobrevoltajes (U) producidas por descargas atmosféricas o sobrevoltajes tipo maniobra y de la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ se puede determinar el riesgo de falla del aislamiento R mediante la ecuación (4).

Resultados

En esta sección se presenta la ejecución de la metodología con el objetivo de analizar la influencia de la altitud sobre el riesgo de falla del aislamiento de líneas de transmisión de 500 kV.

3.1 Resultados del caso de estudio de sobrevoltajes de tipo maniobra

Después de simular 7000 energizaciones produciendo sobrevoltajes tipo maniobra, en la *Tabla 2* se presentan los valores del cálculo del riesgo de falla del aislamiento en la fase A, determinada mediante la función $f(U)$ de distribución normal con parámetros estimados de media 688.69 kV y desviación estándar 58.34 kV. En la *Tabla 2* se varía la altitud H de 0 a 4500 metros sobre el nivel del mar en pasos de 500 metros y el coeficiente exponencial de corrección m desde 0,39 a 1 en pasos de 0,05, manteniendo fijo el valor de la longitud de la cadena de aisladores igual a 5.63 metros.

En la *Figura 5(a)* se observa la función de densidad de probabilidad de sobrevoltajes $f(U)$, la *Figura 5(b)* pertenece a la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ a distintas altitudes H_1 y H_2 , con H_2 mayor a H_1 y en la *Figura 5(c)* se representa el riesgo de falla del aislamiento en la fase A. En la *Figura 5(d)* se puede observar el cruce de las curvas $f(U)$ y $F(U)$ para sobrevoltajes tipo maniobra.

Como observamos en la *Figura 5* a mayor altitud la función de probabilidad de descarga del aislamiento se desplaza a la izquierda (H_2), aumentando el área bajo las dos curvas provocando que el riesgo de falla del aislamiento se eleve. Con el cálculo de R , se observa que a mayor altitud mayor riesgo en la falla del aislamiento.

La *Tabla 2* presenta los valores del cálculo del riesgo en la fase A, determinada mediante la función $f(U)$ de distribución normal con parámetros estimados de media 688.69 kV y desviación estándar 58.34 kV, donde se varía la distancia en la cadena de aisladores d , de 4 a 7 m en pasos de 0,05 m con una altitud H de 0 a 4500 metros sobre el nivel del mar, manteniendo fijo el valor del coeficiente exponencial de corrección m igual a 0,39.

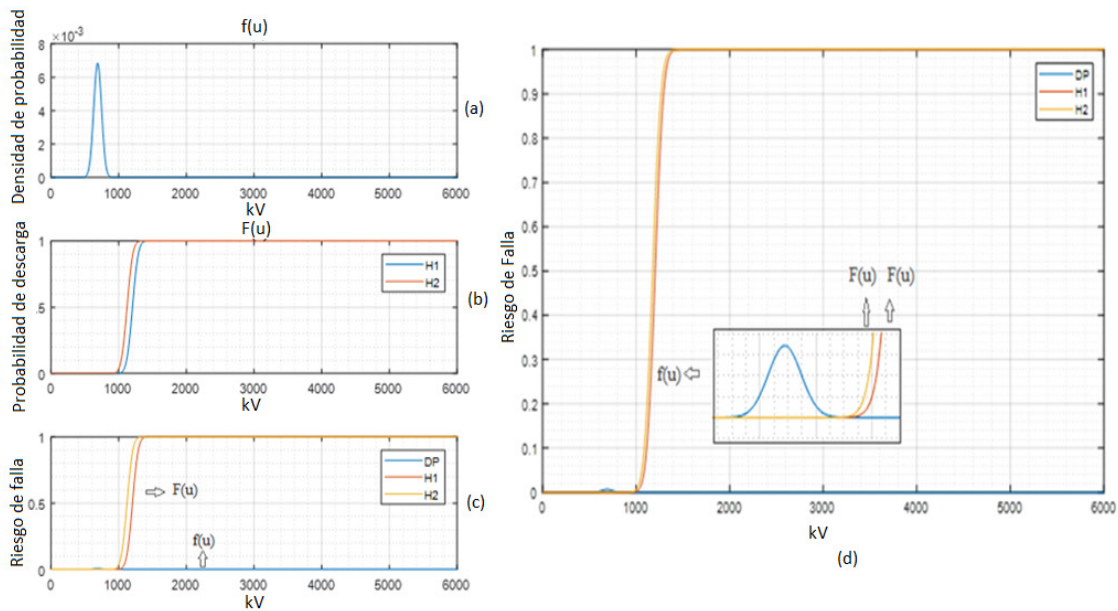
Tabla 1

Riesgos de Falla del Aislamiento por Sobrevoltajes de Maniobra en la Fase A Variando H y m

Factor m	m=0,39	m=0,45	m=0,50	m=0,55	m=0,60	m=0,65	m=0,70	m=0,75	m=0,80	m=0,85	m=0,90	m=0,95	m=1,0
Altitud m s. n. m.	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo
0	2.07E-12	1.85E-12	1.68E-12	1.53E-12	1.39E-12	1.26E-12	1.15E-12	1.04E-12	9.47E-13	8.60E-13	7.81E-13	7.09E-13	6.44E-13
500	1.82E-11	2.26E-11	2.71E-11	3.25E-11	3.89E-11	4.66E-11	5.58E-11	6.67E-11	7.97E-11	9.53E-11	1.14E-10	1.36E-10	1.62E-10
1000	3.96E-11	5.61E-11	7.51E-11	1.01E-10	1.35E-10	1.81E-10	2.43E-10	3.27E-10	4.39E-10	5.91E-10	7.96E-10	1.07E-09	1.09E-09
1500	2.95E-10	5.51E-10	9.22E-10	1.54E-09	2.55E-09	4.21E-09	6.91E-09	1.13E-08	1.83E-08	2.96E-08	4.75E-08	7.58E-08	3.13E-07
2000	6.66E-10	1.43E-09	2.69E-09	5.03E-09	9.37E-09	1.74E-08	3.20E-08	5.87E-08	1.07E-07	1.93E-07	3.46E-07	6.16E-07	1.09E-06
2500	4.21E-09	1.13E-08	2.52E-08	5.55E-08	1.20E-07	2.57E-07	5.38E-07	1.11E-06	2.24E-06	4.46E-06	8.70E-06	1.67E-05	3.13E-05
3000	9.71E-09	2.98E-08	7.46E-08	1.83E-07	4.42E-07	1.04E-06	2.42E-06	5.47E-06	1.21E-05	2.60E-05	5.47E-05	1.12E-04	2.23E-04
3500	5.22E-08	1.90E-07	5.38E-07	1.47E-06	3.89E-06	9.92E-06	2.44E-05	5.78E-05	1.32E-04	2.89E-04	6.09E-04	0.0012	0.0024
4000	1.21E-07	5.00E-07	1.56E-06	4.69E-06	1.35E-05	3.72E-05	9.77E-05	2.45E-04	5.83E-04	0.0013	0.0028	0.0058	0.0112
4500	5.54E-07	2.58E-06	8.70E-06	2.77E-05	8.26E-05	2.32E-04	6.09E-04	0.0015	0.0035	0.0075	0.0152	0.0287	0.0511

Figura 5

Cálculo del Riesgo Variando la Altitud (H2 > H1) con Sobrevoltajes Tipo Maniobra en la Fase A



En la *Figura 6(a)* se presentan las gráficas que corresponden a la función de densidad de probabilidad de sobrevoltajes $f(U)$, en la *Figura 6(b)* la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ y en la *Figura 6(c)* la sobreposición de las dos curvas. Para una altitud H de 4500 m s. n. m. En la *Figura 6(d)* se observa la sobreposición de las curvas $F(U)$ y $f(U)$, la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ de la cadena de mayor longitud d_2 presenta un riesgo menor ya que se desplaza a la derecha. Como se observa en la *Tabla 2* el riesgo disminuye a medida que la distancia en la cadena de aisladores aumenta. Los resultados de las fases B y C son similares, pero no se presentan debido a la extensión de este artículo.

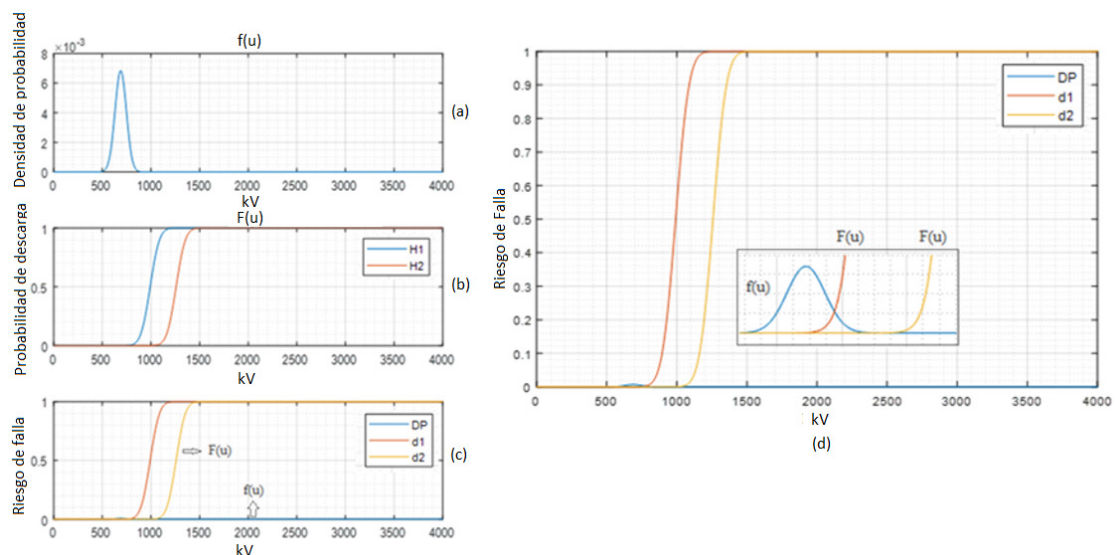
Tabla 2

Riesgos de Falla del Aislamiento por Sobrevoltajes de Maniobra en la Fase A Variando la Longitud de la Cadena de Aisladores

Longitud de la cadena de aisladores	4 metros	4,5 metros	5 metros	5,5 metros	6 metros	7 metros
Altitud m .s. n. m.	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo
0	1.26E-06	1.02E-08	1.10E-09	9.93E-12	4.39E-12	4.41E-12
500	3.50E-06	3.57E-08	3.79E-09	4.11E-11	2.84E-11	8.13E-15
1000	9.37E-06	1.20E-07	1.27E-08	1.65E-10	1.00E-10	3.75E-14
1500	2.41E-05	3.88E-07	4.12E-08	6.43E-10	3.47E-10	1.70E-13
2000	5.98E-05	1.20E-06	1.29E-07	2.42E-09	1.17E-09	7.53E-13
2500	1.42E-04	3.58E-06	3.94E-07	8.83E-09	3.87E-09	3.26E-12
3000	3.25E-04	1.02E-05	1.16E-06	3.10E-08	1.25E-08	1.38E-11
3500	7.11E-04	2.76E-05	3.27E-06	1.05E-07	3.91E-08	5.66E-11
4000	0.0015	7.15E-05	8.90E-06	3.40E-07	1.19E-07	2.26E-10
4500	0.003	1.77E-04	2.33E-05	1.06E-06	3.52E-07	8.74E-10

Figura 6

Cálculo del Riesgo Variando la Longitud de la Cadena de Aisladores ($d_2 > d_1$) con Sobrevoltajes Tipo Maniobra en la Fase A



3.2 Resultados del caso de estudio sobrevoltajes de tipo rayo

La *Tabla 3* presenta los valores del cálculo del riesgo en la fase A, con simulaciones de rayos negativos una función de distribución estimada $f(U)$ Generalized extreme value de parámetros $k= 0.41853$, $\sigma=619.9$, $\mu=884.0$. Se varía la altitud H de 0 a 4500 metros sobre el nivel del mar en pasos de 500 metros y el coeficiente exponencial de corrección m desde 0,39 a 1 en pasos de 0,05 metros, manteniendo fijo el valor de la distancia de la cadena de aisladores igual a 5.63 metros.

Tabla 3

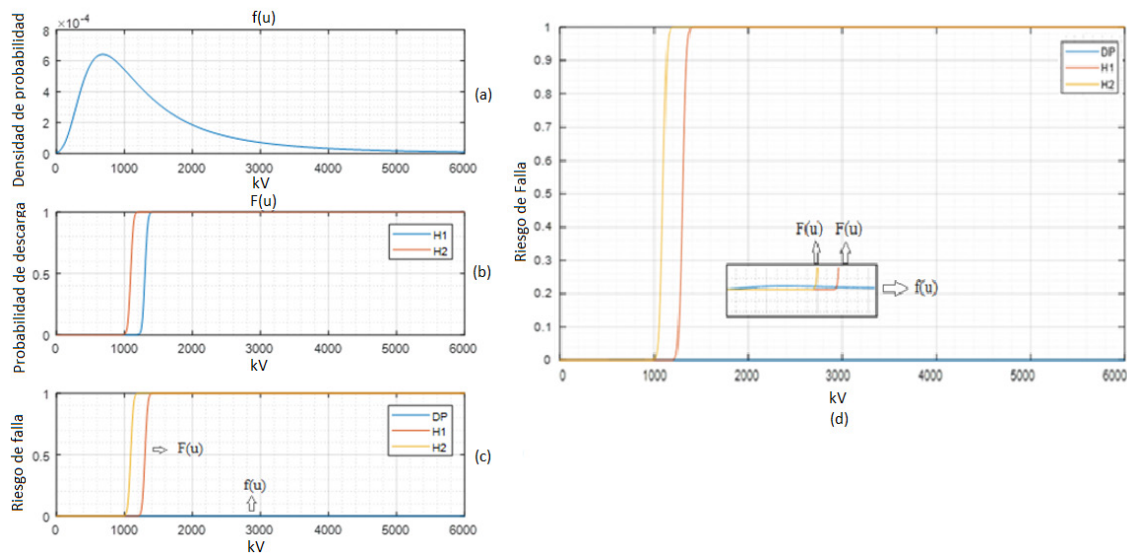
Riesgos de Falla del Aislamiento por Sobrevoltajes Negativos Tipo Rayo en la Fase A Variando H y m

Factor m	$m=0,39$	$m=0,45$	$m=0,50$	$m=0,55$	$m=0,60$	$m=0,65$	$m=0,70$	$m=0,75$	$m=0,80$	$m=0,85$	$m=0,90$	$m=0,95$	$m=1,0$
Altitud m s. n. m .	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo
0	0.3668	0.3668	0.3668	0.3668	0.3668	0.3668	0.3668	0.3668	0.3668	0.3668	0.3668	0.3668	0.3668
500	0.3785	0.3803	0.3818	0.3833	0.3849	0.3864	0.3879	0.3894	0.3909	0.3925	0.3940	0.3955	0.3970
1000	0.3903	0.3940	0.3970	0.4001	0.4032	0.4062	0.4093	0.4124	0.4155	0.4186	0.4217	0.4248	0.4280
1500	0.4023	0.4078	0.4124	0.4171	0.4218	0.4264	0.4311	0.4358	0.4405	0.4453	0.4500	0.4548	0.4595
2000	0.4143	0.4217	0.4280	0.4342	0.4405	0.4468	0.4531	0.4595	0.4658	0.4722	0.4786	0.4849	0.4913
2500	0.4264	0.4358	0.4280	0.4516	0.4595	0.4674	0.4754	0.4834	0.4914	0.4993	0.5073	0.5153	0.5233
3000	0.4386	0.4500	0.4595	0.4690	0.4786	0.4881	0.4977	0.5073	0.5169	0.5265	0.5361	0.5456	0.5551
3500	0.4510	0.4643	0.4754	0.4866	0.4977	0.5089	0.5201	0.5313	0.5424	0.5536	0.5646	0.5757	0.5866
4000	0.4633	0.4786	0.4913	0.5041	0.5169	0.5297	0.5424	0.5551	0.5678	0.5804	0.5928	0.6052	0.6175
4500	0.4757	0.4930	0.5073	0.5217	0.5361	0.5504	0.5646	0.5788	0.5929	0.6068	0.6205	0.6341	0.6475

En la *Figura 7(a)* se presenta la función de densidad de probabilidad de sobrevoltajes $f(U)$, en la *Figura 7(b)* la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ y en la *Figura 7(c)* la sobreposición de ambas curvas que como resultado el riesgo de falla para sobrevoltajes de origen atmosférico tipo rayo donde se varían las altitudes $H1$ y $H2$, con $H2$ mayor a $H1$. En la *Figura 7(d)* se puede observar el cruce de las curvas $f(U)$ y $F(U)$ para sobrevoltajes tipo rayo negativos en la fase A.

Figura 7

Cálculo del Riesgo Variando la altitud ($H2 > H1$) con Sobrevoltajes Tipo Rayo Negativos en la Fase A



La *Tabla 4* presenta los valores del cálculo del riesgo en la fase A, determinada mediante la función $f(U)$ Generalized extreme value de parámetros $k= 0.41853$, $\sigma=619.9$, $\mu=884.0$, donde se varía la distancia en la cadena de aisladores d , de 4 a 7 m en pasos de 0,05 m con una altitud H de 0 a 4500 metros sobre el nivel del mar, manteniendo fijo el valor del coeficiente exponencial de corrección m igual a 1.

Tabla 4

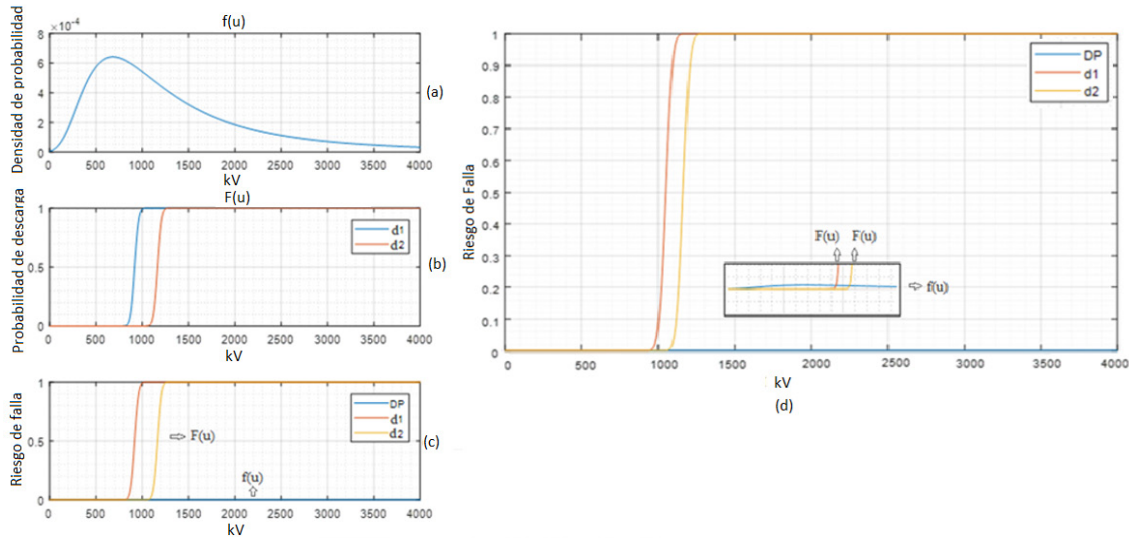
Riesgos de Falla del Aislamiento por Sobrevoltajes Negativos Tipo rayo en la Fase A Variando la Longitud de la Cadena de Aisladores

Longitud de la cadena de aisladores	4 metros	4,5 metros	5 metros	5,5 metros	6 metros	7 metros
Altitud	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo
m s. n. m.						
0	0.4368	0.3981	0.3651	0.3367	0.3122	0.2718
500	0.4492	0.4103	0.3772	0.3485	0.3237	0.2827
1000	0.4617	0.4227	0.3893	0.3604	0.3353	0.2937
1500	0.4742	0.4351	0.4015	0.3724	0.3470	0.3049
2000	0.4866	0.4475	0.4138	0.3845	0.3589	0.3163
2500	0.4991	0.4600	0.4262	0.3967	0.3709	0.3278
3000	0.5115	0.4724	0.4386	0.4089	0.3830	0.3394
3500	0.5238	0.4849	0.4510	0.4213	0.3951	0.3512
4000	0.5361	0.4973	0.4635	0.4337	0.4074	0.3631
4500	0.5483	0.5097	0.4759	0.4461	0.4197	0.3751

En la *Figura 8(a)* se presenta la función de densidad de probabilidad de sobrevoltajes $f(U)$, en la *Figura 8(b)* la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ y en la *Figura 8(c)* la sobreposición de ambas curvas que dan como resultado el riesgo de falla para sobrevoltajes de origen atmosférico tipo rayo donde se varía la longitud de la cadena de aisladores con d_2 mayor a d_1 , para una altitud H de 4500 m s. n. m. En la *Figura 8(d)* se puede observar el cruce de las curvas $f(U)$ y $F(U)$ para sobrevoltajes tipo rayo en la fase A. Los resultados en las fases B y C así como los resultados de los casos con sobrevoltajes positivos siguen las mismas tendencias, pero por la extensión del artículo no se presentan.

Figura 8

Cálculo del Riesgo Variando la Longitud de la Cadena de Aisladores ($d_2 > d_1$) con Sobrevoltajes Tipo Rayo Negativos en la Fase A



Nota: elaborado por los autores.

La *Tabla 5* presenta los valores del cálculo del riesgo de falla ante un impacto de un rayo en el hilo de guarda 1 HG1, con simulaciones de rayos negativos determinados mediante la función $f(U)$ estimada con la función de distribución Lognormal de parámetros $\sigma=0.73844$, $\mu=7.1985$. Se varía la altitud H de 0 a 4500 metros sobre el nivel del mar en pasos de 500 metros y el coeficiente exponencial de corrección m desde 0,39 a 1 en pasos de 0,05 metros, manteniendo fijo el valor de la distancia de la cadena de aisladores igual a 5.63 metros.

Tabla 5

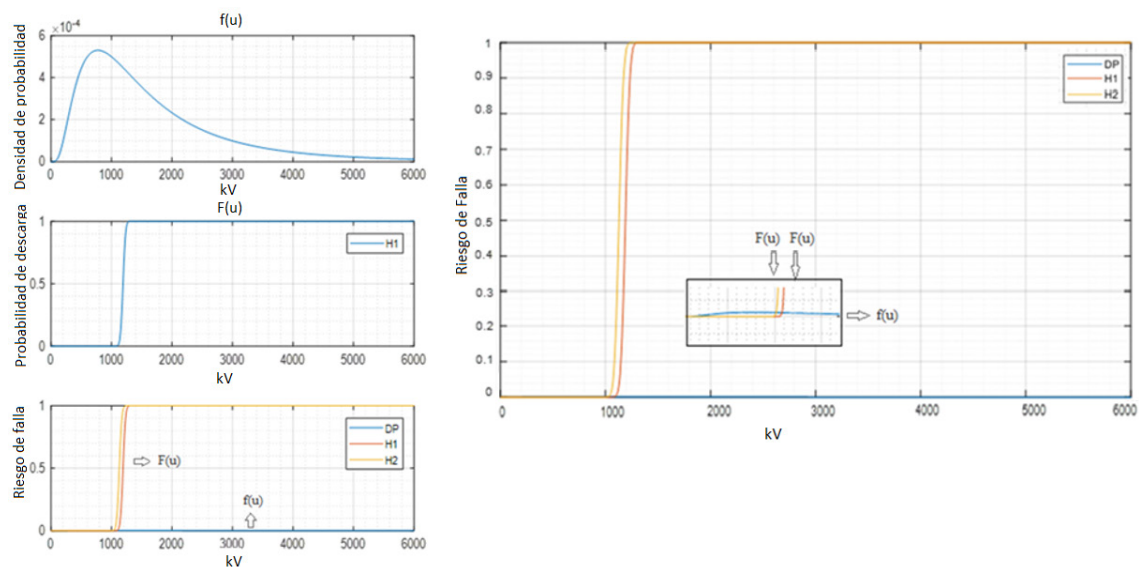
Riesgos de Falla del aislamiento por Sobrevoltajes Negativos Tipo Rayo en el Hilo de Guarda HG1 Variando la Altitud H y el factor m

Factor m	m=0,39	m=0,45	m=0,50	m=0,55	m=0,60	m=0,65	m=0,70	m=0,75	m=0,80	m=0,85	m=0,90	m=0,95	m=1,0
Altitud m s. n. m.	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo
0	0.4621	0.4621	0.4621	0.4621	0.4621	0.4621	0.4621	0.4621	0.4621	0.4621	0.4621	0.4621	0.4621
500	0.4745	0.4764	0.4780	0.4796	0.4812	0.4828	0.4844	0.4860	0.4876	0.4891	0.4907	0.4923	0.4939
1000	0.4869	0.4907	0.4939	0.4971	0.5002	0.5034	0.5066	0.5097	0.5129	0.5161	0.5192	0.5224	0.5255
1500	0.4993	0.5050	0.5098	0.5145	0.5192	0.5240	0.5287	0.5334	0.5381	0.5428	0.5475	0.5522	0.5569
2000	0.5116	0.5192	0.5255	0.5318	0.5381	0.5444	0.5507	0.5569	0.5631	0.5693	0.5755	0.5816	0.5878
2500	0.524	0.5334	0.5413	0.5491	0.5569	0.5647	0.5724	0.5801	0.5878	0.5954	0.6030	0.6105	0.6180
3000	0.5363	0.5475	0.5569	0.5662	0.5755	0.5847	0.5939	0.6030	0.6120	0.6209	0.6298	0.6386	0.6473
3500	0.5485	0.5616	0.5724	0.5832	0.5939	0.6045	0.6150	0.6254	0.6357	0.6459	0.6560	0.6659	0.6757
4000	0.5606	0.5755	0.5878	0.5999	0.6120	0.6239	0.6357	0.6473	0.6588	0.6701	0.6812	0.6922	0.7029
4500	0.5727	0.5893	0.6030	0.6165	0.6298	0.6430	0.6560	0.6687	0.6812	0.6935	0.7056	0.7174	0.7289

La *Figura 9* presenta las gráficas obtenidas $f(U)$, $F(U)$ y la multiplicación de ambas curvas que produce resultado el riesgo de falla para sobrevoltajes negativos tipo rayo donde se varía H, con H2 mayor a H1. En la *Figura 9* se puede observar el cruce de las curvas $f(U)$ y $F(U)$ para sobrevoltajes tipo rayo por caída de un rayo en el Hilo de Guarda HG1.

Figura 9

Cálculo del Riesgo Variando la Altitud (H2 > H1) con Sobrevoltajes Tipo Rayo Negativos en el Hilo de Guarda HG1



La *Tabla 6* presenta los valores del cálculo del riesgo de falla ante un impacto de un rayo en el hilo de guarda 1 HG1, con simulaciones de rayos negativos determinados mediante la función $f(U)$ estimada con la función de distribución Lognormal de parámetros $\sigma=0.73844$, $\mu=7.1985$. Se varía la distancia en la cadena de aisladores d , de 4 a 7 m en pasos de 0,05 m con una altitud H de 0 a 4500 metros sobre el nivel del mar, manteniendo fijo el valor del coeficiente exponencial de corrección m igual a 1.

Tabla 6

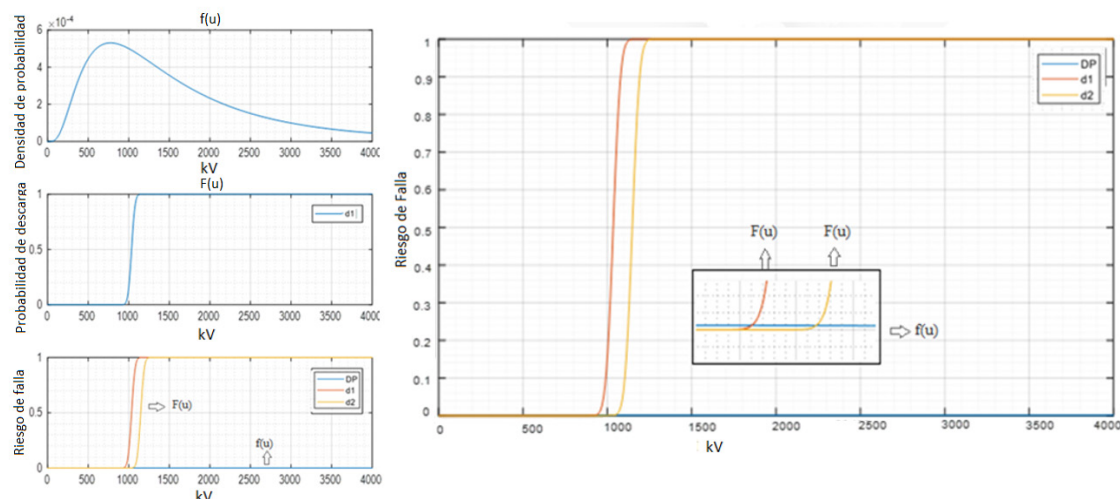
Riesgos de Falla del Aislamiento por Sobrevoltajes Negativos Tipo Rayo en el Hilo de Guarda HG1 Variando d

Longitud de la cadena de aisladores	4 metros	4,5 metros	5 metros	5,5 metros	6 metros	7 metros
Altitud m s. n. m.	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo	Riesgo
0	0.5228	0.4846	0.4510	0.4214	0.3951	0.3505
500	0.5348	0.4968	0.4634	0.4338	0.4075	0.3627
1000	0.5467	0.5090	0.4757	0.4462	0.4199	0.3749
1500	0.5585	0.5211	0.4880	0.4585	0.4322	0.3872
2000	0.5702	0.5331	0.5002	0.4709	0.4446	0.3995
2500	0.5817	0.5450	0.5124	0.4832	0.4570	0.4119
3000	0.5931	0.5569	0.5245	0.4954	0.4693	0.4242
3500	0.6044	0.5686	0.5365	0.5076	0.4816	0.4366
4000	0.6155	0.5801	0.5484	0.5197	0.4939	0.4490
4500	0.6265	0.5916	0.5602	0.5318	0.5061	0.4614

La *Figura 10* presenta las gráficas obtenidas $f(U)$, $F(U)$ y la multiplicación de ambas curvas que como resultado el riesgo de falla para sobrevoltajes negativos tipo rayo donde se varía la longitud de la cadena de aisladores d , con d_2 mayor a d_1 , para una altitud H de 4500 m.s.n.m. En la *Figura 10* se puede observar el cruce de las curvas $f(U)$ y $F(U)$ para sobrevoltajes tipo rayo en el Hilo de Guarda HG1.

Figura 10

Cálculo del Riesgo Variando la Longitud de la Cadena de Aisladores ($d_2 > d_1$) con Sobrevoltajes Tipo Rayo Negativos el Hilo de Guarda HG1



3.2 Discusión

En general, para los dos tipos de sobrevoltajes simulados en el presente estudio se puede observar lo siguiente:

La altitud tiene un papel fundamental en la influencia del riesgo de ruptura del aislamiento, en las *Tablas 1 a 6* se puede apreciar que a mayor altitud el riesgo de falla del aislamiento se incrementa, principalmente debido a que la curva de la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ se desplaza a la izquierda como se puede apreciar en las *Figuras 5, 7 y 9*.

La longitud de la cadena de aisladores tiene una alta influencia en el riesgo de ruptura de aislamiento, mientras mayor sea la longitud en la cadena menor es el riesgo como se presenta en las *Tablas 2, 4 y 6* y esto se debe a que el CFO es afectado directamente con la longitud de la cadena de aisladores y la curva de la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$ se desplaza a la derecha para una longitud mayor de la cadena, como se puede apreciar en las *Figuras 6, 8 y 10*.

El riesgo de falla del aislamiento es mayor cuando los sobrevoltajes son de origen atmosférico tipo rayo como se presenta en las *Tablas 3 a 6*, mientras que el riesgo es menor al ser ocasionados por sobrevoltajes tipo maniobra, lo que significa que la cadena de aisladores tiene una buena rigidez dieléctrica para el caso de sobrevoltaje de maniobra.

Conclusiones

Los resultados indican que la altitud es importante en el cálculo de la influencia sobre el riesgo de falla del aislamiento a través de la deducción de la función de densidad de probabilidad de

sobrevoltajes $f(U)$ y la función de probabilidad de descarga del aislamiento $F(U)$; se comprobó que a mayor altitud existe un mayor riesgo de falla del aislamiento, es decir el riesgo crece proporcionalmente con la altitud.

De las simulaciones estocásticas realizadas en el *software* ATP los resultados obtenidos permiten afirmar que la longitud en la cadena de aisladores debe considerarse en la coordinación del aislamiento debido que produce una disminución en la tasa de riesgo, es decir mientras mayor es el tamaño de la cadena menor es el riesgo de falla de ruptura del aislamiento.

El coeficiente exponencial de corrección m tiene un significado importante en la influencia sobre el riesgo de falla del aislamiento, un valor más alto del coeficiente exponencial incrementa la tasa de riesgo de fallo, y por ello resulta determinante estimarlo de manera correcta para cada tipo de sobrevoltaje. Esto se puede apreciar en las *Tablas 1, 3, y 5*.

El método descrito en este artículo es adaptable para el desarrollo de la evaluación del aislamiento para todo tipo de línea de transmisión; con la simulación estocástica es posible cuantificar el riesgo de falla del aislamiento lo que lo convierte en una opción ideal para el diseño de una línea de transmisión analizando diversos escenarios de aparición de sobrevoltajes.

Mediante los resultados obtenidos se determina que el riesgo de falla del aislamiento es mayor cuando los sobrevoltajes son producidos por descargas atmosféricas tipo rayo para el caso de estudio.

Referencias

- CONELEC, P. (2013). *Expansión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. Volumen III. Plan maestro de electrificación 2013–2022*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Cusco, M. (2016). *Estudio de la influencia de la altitud en el nivel aislamiento eléctrico de líneas de 138 kV y 230 kV debido a la reducción de la presión atmosférica* [Tesis de Ingeniería, Escuela Politécnica Nacional] <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/14813>
- Escobar, B. (2016). Coordinación de aislamiento en forma determinística, ante descargas atmosféricas en subestaciones aisladas en SF6. Aplicación: patio de 230 kV de la subestación Sopladora. *Jornadas de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (FIEE)*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17190>
- European EMTP-ATP Users Group. (2020). *About ATP*. <https://www.eeug.org/index.php/about-eeug/about-atp>
- International Electrotechnical Commission. (2004). *IEC TR 60071-4:2004 Insulation co-ordination - Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks*. <https://webstore.iec.ch/publication/581>
- International Electrotechnical Commission (2018). *IEC 60071-2:2018 Insulation co-ordination - Part 2: Application guidelines*. <https://webstore.iec.ch/publication/27072>
- International Electrotechnical Commission (2019). *IEC 60071-1:2019 Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules*. <https://webstore.iec.ch/publication/59657>
- Li, Y., He, J., Yuan, J., Li, C., Hu, J. & Zeng, R. (2013). Failure risk of UHV AC transmission line considering the statistical characteristics of switching overvoltage waveshape. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(3), 1731–1739. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2252238>
- Mier, V. (2010). *Determinación de sobrevoltajes temporales y en maniobras en el anillo de 230 kV del SIN* [Tesis de Ingeniería, Escuela Politécnica Nacional] <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2243>
- Paucar, K. (2019). *Evaluación del aislamiento de una línea de transmisión de 500 kV ante descargas atmosféricas utilizando un método estadístico* [Tesis de Ingeniería, Escuela Politécnica Nacional] <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19970>
- Ramírez, J., Cabezas, K., Jiménez, P., Canelos, R. & Escobar, B. (2020). Cálculo de la distribución de voltajes en las cadenas de aisladores de una línea de transmisión de 500 kV utilizando el método de los elementos finitos. *Enfoque UTE*, 11(3), 1–14. <https://doi.org/10.29019/enfoque.v11n3.619>

Ríos, J. (2019). *Coordinación de aislamiento para la línea a 500 kV, doble circuito, de la interconexión Ecuador-Perú por sobrevoltaje de maniobra* [Tesis de Ingeniería, Escuela Politécnica Nacional] <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20329>

Soria, C., y Varela, W. (2015). *Evaluación de la coordinación de aislamiento de la subestación El Inga 500 kV usando el software Alternative Transients Program* [Tesis de Ingeniería, Escuela Politécnica Nacional] <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/11088>

Villalba, D., y Herrera, M. (2017). *Resumen Ejecutivo Evaluación de los Proyectos Hidroeléctricos Coca Codo Sinclair y Sopladora*. Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo.

Copyright (2023) © Verónica Patricia Abril Correa, Juan David Ramírez Guasgua y Miguel Ángel Lucio Castro



Este texto está protegido bajo una licencia internacional [Creative Commons](#) 4.0.

Usted es libre para Compartir—copiar y redistribuir el material en cualquier medio o formato — y Adaptar el documento — remezclar, transformar y crear a partir del material—para cualquier propósito, incluso para fines comerciales, siempre que cumpla las condiciones de Atribución. Usted debe dar crédito a la obra original de manera adecuada, proporcionar un enlace a la licencia, e indicar si se han realizado cambios.

Puede hacerlo en cualquier forma razonable, pero no de forma tal que sugiera que tiene el apoyo del licenciante o lo recibe por el uso que hace de la obra.

[Resumen de licencia](#) – [Texto completo de la licencia](#)