

Desempeño De Redes De Distribución Con Descargadores De Sobretensión Considerando Los
Parámetros Del Rayo En Zonas Tropicales

Camilo Antonio Barreto Saavedra y Diego Alejandro Casas Rojas

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Electricista

Director

Edison Andrés Soto Ríos

Doctor en ingeniería

Codirector

Brandon Steven Ardila Murillo

Ingeniero Electricista

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

A nuestras queridas familias, cuyo amor inquebrantable y apoyo incondicional han sido el cimiento sobre el cual hemos construido este logro. A nuestros padres, quienes desde el comienzo de nuestro camino académico han sido faros de sabiduría y guía, transmitiéndonos valores de dedicación y perseverancia que nos han llevado hasta este día. A nuestros hermanos, confidentes de sueños y compañeros de risas, su apoyo ha sido un bálsamo en los momentos de dificultad, y su ánimo, nuestra fuente de inspiración.

A nuestros leales amigos, quienes han sido testigos de nuestras victorias y desafíos durante estos años de estudio. Su amistad ha sido un refugio en las noches de estudio más arduas, y vuestro apoyo constante ha sido nuestro motor. Gracias por creer en nosotros incluso cuando dudábamos de nosotros mismos.

A nuestros respetados profesores y mentores, a quienes les debemos una deuda de gratitud que no puede ser fácilmente cuantificada. Su conocimiento, paciencia y compromiso con nuestro crecimiento académico y personal han sido los pilares de nuestra formación como ingenieros eléctricos. Cada enseñanza y consejo que hemos recibido de ustedes ha sido una luz en nuestro camino hacia la excelencia.

A la Universidad Industrial de Santander, nuestra segunda casa, que nos abrió las puertas al conocimiento y nos proporcionó una educación de primer nivel. Agradecemos profundamente a esta prestigiosa institución por dotarnos de las herramientas y recursos necesarios para afrontar los desafíos que la ingeniería eléctrica presenta. Nos enorgullece haber sido parte de esta comunidad académica que fomenta el pensamiento crítico y la innovación.

No podemos dejar de reconocer a todas las personas que, de manera directa o indirecta, contribuyeron a la realización de esta tesis. A los expertos en el campo que generosamente compartieron su conocimiento, cada uno de ustedes ha dejado una huella indeleble en nuestro viaje académico. Finalmente, dedicamos este logro a nosotros mismos, en reconocimiento de nuestro esfuerzo incansable, nuestra dedicación inquebrantable y nuestra voluntad inagotable de superarnos. Esta tesis representa nuestra pasión por la ingeniería eléctrica y nuestro compromiso con la búsqueda de soluciones innovadoras y sostenibles para nuestro mundo.

En este día de celebración y gratitud, agradecemos profundamente a cada uno de ustedes por ser parte esencial de este apasionante viaje de crecimiento y aprendizaje. Sin su apoyo y aliento, este logro no sería posible.

Hoy, con humildad y alegría, celebramos este título de Ingenieros Electricistas, que es el fruto de nuestro esfuerzo conjunto.

Tabla de Contenido

Introducción	15
1. Objetivos	18
1.1 Objetivo General	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Metodología	19
2.1 Cálculo de las tensiones inducidas.....	19
2.2 Cálculo de la tasa de fallas de líneas de distribución según el estándar IEEE 1410-2010	22
2.3 Escenarios de simulación	24
3. Validación de resultados	26
3.1 Influencia de los descargadores de sobretensión	26
3.2 Validación del desempeño de la red distribución ante el impacto indirecto de rayos con parámetros de zona templada.....	32
4. Desempeño de la red con descargadores de 20 kV en zona tropical	38
4.1 Comparación del cálculo de la tasa de fallas sin descargadores en zona templada y zona tropical.	38
4.2 Comparación del cálculo de la tasa de fallas con descargadores de 20 kV en zona templada y zona tropical.....	40
4.3 Evaluación del desempeño ante rayos usando diferentes tipos de descargadores	52
5. Conclusiones	56
6. Recomendaciones	59
Referencias Bibliográficas	60

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Parámetros zona templada	23
Tabla 2 Parámetros zona tropical.....	24
Tabla 3 Magnitud de incremento en la tasa de fallas para terreno con conductividad perfecta. .	45
Tabla 4 Magnitud de incremento en la tasa de fallas para terreno con conductividad finita de 1 ms/m.....	51

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Comparación de onda rampa plana con onda tipo Heidler.....	20
Figura 2 Modelo circuito equivalente de Agrawal.	21
Figura 3 Red de distribución propuesta por autores.	24
Figura 4 Curva característica de los DPS.	26
Figura 5 Red de distribución propuesta por Paolone & Nucci (2004).....	27
Figura 6 Influencia de los descargadores de sobretensión en una red de distribución según Paolone & Nucci (2004) sin descargadores y con descargadores cada 1000, 500, 200m y 100m Terreno perfectamente conductor.	28
Figura 7 Influencia de los descargadores de sobretensión en una red de distribución según Paolone & Nucci (2004) sin descargadores y con descargadores cada 1000, 500, 200m y 100m Terreno con conductividad de 1mS/m.....	29
Figura 8 Influencia de los descargadores de sobretensión en una red de distribución obtenido en Yaluk Draw para una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 1000, 500, 200m y 100m Terreno perfectamente conductor	30
Figura 9 Influencia de los descargadores de sobretensión en una red de distribución obtenido en Yaluk Draw para una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 1000, 500, 200m y 100m Terreno con conductividad de 1 mS/m.....	31
Figura 10 Red de distribución propuesta por Borghetti et al., (2007)	32
Figura 11 Tasa de fallas obtenidas por Borghetti et al., (2007) en una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 500m y cada 200m Terreno perfectamente conductor.	33

Figura 12 Tasa de fallas obtenidas por Borghetti et al., (2007) en una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 500m y cada 200m Terreno con conductividad finita de 1 mS/m.....	34
Figura 13 Tasa de fallas obtenidas empleando Yaluk Draw en una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 500m y cada 200m Terreno perfectamente conductor.	36
Figura 14 Tasa de fallas obtenidas empleando Yaluk Draw en una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 500m y cada 200m Terreno con conductividad finita de 1 mS/m.....	37
Figura 15 Comparación tasa de fallas obtenidas con parámetros de zona templada y zona tropical sin usar DPS. Terreno perfectamente conductor.....	38
Figura 16 Comparación tasa de fallas obtenidas con parámetros de zona templada y zona tropical sin usar DPS. Terreno con conductividad finita de 1mS/m.....	39
Figura 17 Comparación tasa de fallas obtenidas al implementar DPS de 20 kV en terreno perfectamente conductor. Zona templada.....	41
Figura 18 Comparación tasa de fallas obtenidas al implementar DPS de 20 kV en terreno perfectamente conductor. Zona tropical.....	42
Figura 19 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión en terreno perfectamente conductor con descargadores de 20kV. Zona templada.	43
Figura 20 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión en terreno perfectamente conductor con descargadores de 20kV. Zona tropical..	44
Figura 21 Comparación tasa de fallas obtenidas al implementar DPS de 20 kV en terreno con conductividad finita de 1 mS/m. Zona templada.....	46

Figura 22 Comparación tasa de fallas obtenidas al implementar DPS de 20 kV en terreno con conductividad finita de 1 mS/m. Zona tropical.....	47
Figura 23 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión en terreno de conductividad finita (1 mS/m) con descargadores de 20kV. Zona templada.....	48
Figura 24 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión en terreno de conductividad finita (1 mS/m) con descargadores de 20kV. Zona templada.....	49
Figura 25 Tasa de fallas obtenidas con parámetros de zona tropical con DPS de 10 kV. Terreno perfectamente conductor.....	52
Figura 26 Tasa de fallas obtenidas con parámetros de zona tropical con DPS de 10 kV. Terreno con conductividad finita de 1 mS/m.	53
Figura 27 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión implementando los parámetros de zona tropical. Para descargadores de 10kV. Terreno perfectamente conductor.....	54
Figura 28 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión implementando los parámetros de zona tropical. Para descargadores de 10kV. Terreno con conductividad de 1 mS/m.	54

Glosario

Aisladores: dispositivos eléctricos diseñados para proporcionar aislamiento y separación eléctrica en sistemas de transmisión y distribución de energía. Los aisladores se utilizan para soportar conductores eléctricos, como cables o líneas, y evitar que la corriente fluya hacia tierra o a través de estructuras de soporte. Están hechos de materiales no conductores, como cerámica o vidrio, y se instalan en postes, torres o estructuras metálicas para mantener los conductores eléctricos aislados de las estructuras de soporte y del suelo, lo que contribuye a la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico.

Backflashover: es un término que se utiliza en el contexto de sistemas eléctricos de alta tensión y se refiere a una situación en la que se produce una descarga eléctrica no deseada en una línea de transmisión o un equipo eléctrico debido a una sobretensión, generalmente causada por un rayo cercano o una sobretensión en el sistema de energía. A diferencia del "flashover" convencional, que ocurre en el aire a lo largo de un aislador o un espacio de aire, el "backflashover" involucra una descarga que regresa hacia la línea o el equipo desde una estructura o un aislador.

Cable de guarda: un conductor eléctrico utilizado en sistemas de distribución y transmisión de energía para desviar corrientes de cortocircuito y sobretensiones, con el propósito de proteger las líneas eléctricas, equipos y componentes contra daños causados por descargas atmosféricas, como los rayos. Estos cables se instalan estratégicamente y actúan como una vía de escape segura para las corrientes de sobretensión, ayudando a preservar la integridad del sistema eléctrico.

CFO: Es el nivel de voltaje mínimo en el cual se supera la resistencia dieléctrica del material o del espacio de aire, lo que provoca una descarga eléctrica no deseada o un arco eléctrico

Conductividad: se refiere a la capacidad de un suelo para conducir electricidad. Es importante para comprender cómo se dispersa la corriente eléctrica durante una descarga, como un rayo, y afecta la protección contra rayos y el riesgo de daños.

Corriente pico: se refiere al valor máximo de corriente eléctrica en una señal o una descarga, como un rayo. Indica la magnitud máxima alcanzada en un momento específico y es esencial para evaluar la intensidad de la descarga eléctrica.

Densidad de descargas a tierra: la densidad de descargas a tierra es una medida que indica la cantidad promedio de descargas eléctricas, que impactan en la superficie de la Tierra en una región específica durante un período de tiempo determinado. Esta medida se expresa generalmente en términos de descargas por kilómetro cuadrado por año. La densidad de descargas a tierra es una información importante para evaluar el riesgo de daños por rayos en una determinada área y es utilizada en el diseño de sistemas de protección contra rayos y en la evaluación de la fiabilidad de las infraestructuras eléctricas y de telecomunicaciones.

Descarga atmosférica: un fenómeno meteorológico que implica la liberación repentina y poderosa de energía eléctrica en la atmósfera. Las descargas atmosféricas son causadas por diferencias de potencial eléctrico entre nubes y entre nubes y la superficie terrestre. Cuando estas diferencias de potencial se vuelven lo suficientemente grandes superando la tensión disruptiva del aire se produce un rayo. Los rayos pueden ser peligrosos y causar daños a equipos eléctricos, incendios forestales y representar riesgos para la seguridad humana. Se utilizan dispositivos de protección contra rayos, como pararrayos y descargadores de sobretensión, para mitigar los efectos de las descargas atmosféricas en sistemas eléctricos y estructuras.

DPS: un dispositivo utilizado en sistemas eléctricos para proteger equipos y líneas de sobretensiones transitorias. Los descargadores de sobretensión, también conocidos como

pararrayos, derivan las corrientes de sobretensión hacia la tierra, evitando daños a equipos sensibles y garantizando la estabilidad del sistema eléctrico. Estos dispositivos son esenciales para prevenir daños causados por rayos y otras perturbaciones eléctricas.

Impacto directo: se produce cuando un rayo entra en contacto físico con una estructura o un objeto. En este caso, la corriente eléctrica del rayo fluye a través de la estructura o el objeto, lo que puede resultar en daños significativos debido a la alta energía involucrada en una descarga eléctrica de rayo.

Impacto indirecto: se produce cuando la corriente eléctrica de un rayo afecta un sistema eléctrico o una estructura sin entrar en contacto físico directo con ellos. Esto puede ocurrir cuando un rayo golpea el suelo o un objeto cercano, generando sobretensiones inducidas que afectan a cables, equipos eléctricos o sistemas de distribución.

Línea de distribución: una infraestructura eléctrica que transporta energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hacia los consumidores finales, como hogares, empresas e industrias. Estas líneas suelen operar a voltajes medios y bajos y desempeñan un papel fundamental en la entrega de electricidad a nivel local.

Parámetros del rayo: son características físicas y eléctricas que describen una descarga atmosférica. Estos parámetros incluyen aspectos como la corriente eléctrica máxima, la duración de la corriente, la longitud total del canal del rayo, la altura de inicio en la atmósfera, la polaridad y otros factores que son esenciales para comprender y analizar el comportamiento de los rayos.

Puesta a tierra: se utiliza en sistemas eléctricos para proteger a las personas y los equipos de las sobrecargas eléctricas, las corrientes de fuga y las sobretensiones. Consiste en conectar conductores o electrodos metálicos al suelo de manera que las corrientes eléctricas puedan disiparse de manera segura en la tierra.

Tensión inducida: se refiere a la diferencia de potencial eléctrico que se genera en estructuras, sistemas eléctricos o cables debido a la proximidad de un rayo. Cuando un rayo golpea una estructura cercana o el suelo, puede generar campos electromagnéticos intensos que inducen tensiones eléctricas en objetos cercanos, incluso si no hay contacto físico directo con el rayo. Esta tensión inducida puede causar daños en equipos, sistemas eléctricos y electrónicos, y es un factor importante a considerar en la protección contra rayos y en la mitigación de riesgos asociados con las descargas atmosféricas.

Tiempo de cola: se refiere al período en el cual una señal eléctrica o una descarga eléctrica disminuye gradualmente desde su valor máximo hasta un nivel específico, como cero o un valor mínimo. Este tiempo de disminución es importante para comprender la duración y el comportamiento de la señal eléctrica o de la descarga eléctrica.

Tiempo de frente: es el intervalo de tiempo en el que una señal o una onda electromagnética pasa desde su valor inicial hasta alcanzar un valor específico, como su punto máximo o mínimo. En el contexto de las descargas eléctricas, como los rayos, el tiempo de frente puede referirse al período que transcurre desde el inicio de la descarga hasta que alcanza su corriente máxima.

Resumen

Título: Desempeño De Redes De Distribución Con Descargadores De Sobretensión

Considerando Los Parámetros Del Rayo En Zonas Tropicales*

Autor: Diego Alejandro Casas Rojas y Camilo Antonio Barreto Saavedra**

Palabras Clave: Descargadores de sobretensión, parámetros del rayo, tasa de fallas; redes de distribución, tensiones inducidas, Yaluk Draw, CIGRÉ, IEEE 1410.

Descripción: En este trabajo de investigación, se evaluó el desempeño de una red de distribución en zonas tropicales ante impactos indirectos del rayo y la influencia de los descargadores de sobretensión. Lo anterior siguiendo los lineamientos especificados del estándar IEEE 1410 de 2010 para el cálculo de la tasa de fallas. Se utilizaron los parámetros del rayo específicos de la zona tropical en lugar de los propuestos por CIGRÉ (zona templada). El desarrollo del presente artículo se realizó empleando el software Yaluk Draw, el cual se usó para obtener la tasa de fallas en diferentes casos donde se tuvo en cuenta el tipo de terreno (perfectamente conductor o con conductividad finita de 1 mS/m), características y espaciamiento entre descargadores para una red de distribución de 2 km con un nivel de tensión de 13,2 kV. Los hallazgos revelan que, al ajustar los parámetros para una zona tropical, la tasa de fallas resultante supera las estimaciones proporcionadas por el CIGRÉ. Sin embargo, es importante destacar que la implementación de descargadores ha tenido un impacto positivo en la reducción de la tasa de fallas, logrando una disminución significativa entre el 77% al 98% cuando se instalan descargadores de sobretensión cada 200 metros sobre la red de distribución.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica. Director: Edison Andrés Soto Ríos. Doctor en Ingeniería. Codirector: Brandon Steven Ardila Murillo. Ingeniero Electricista

Abstract

Title: Performance of Distribution Networks with Surge Arresters Considering Lightning Parameters in Tropical Areas*

Author(s): Diego Alejandro Casas Rojas y Camilo Antonio Barreto Saavedra**

Key Words: Surge arresters, lightning parameters, failure rate; distribution networks, induced voltages, Yaluk Draw, CIGRÉ, IEEE 1410.

Description: In this research work, the performance of a distribution network in tropical areas under indirect lightning strikes and the influence of surge arresters was evaluated. The above following the specified guidelines of the IEEE 1410 standard of 2010 for the calculation of the failure rate. The ray parameters specific to the tropical zone were used instead of those proposed by CIGRÉ (temperate zone). The development of this article was carried out using the Yaluk Draw software, which was used to obtain the failure rate in different cases where the type of terrain was taken into account (perfectly conductive or with finite conductivity of 1 mS/m), characteristics and spacing between arresters for a 2 km distribution network with a voltage level of 13.2 kV. The findings reveal that, when adjusting the parameters for a tropical area, the resulting failure rate exceeds the estimates provided by CIGRÉ. However, it is important to highlight that the implementation of arresters has had a positive impact on reducing the failure rate, achieving a significant decrease between 77% to 98% when surge arresters are installed every 200 meters on the distribution network.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Electric engineering. Director: Edison Andrés Soto Ríos. Doctor in Engineering. Co-director: Brandon Steven Ardila Murillo. Electrical engineer

Introducción

La calidad de la energía eléctrica y su distribución eficiente son factores cruciales para garantizar un suministro continuo a los usuarios. En este contexto, las redes de distribución desempeñan un papel fundamental, ya que representan el último eslabón en la cadena de suministro de energía eléctrica, conectando directamente con los usuarios finales. Sin embargo, estas redes a menudo se enfrentan a perturbaciones que pueden causar fallos en su sistema y afectar significativamente su infraestructura. Estas perturbaciones pueden originarse por causas externas a su funcionamiento cotidiano, como las descargas atmosféricas, que son responsables de las sobretensiones inducidas en la red debido a su elevada magnitud de corriente y su corto tiempo de frente.

Para mitigar los efectos adversos de las descargas atmosféricas, en las redes de distribución eléctrica se han implementado diversas estrategias de protección: una de estas estrategias clave es la utilización de descargadores de sobretensión a lo largo de las redes con el objetivo de disminuir las tensiones inducidas a las cuales se somete la red ante el impacto indirecto de los rayos (Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004). Según lo descrito en (Borghetti et al., 2007), (Borghetti et al., 2004), se puede mejorar significativamente el desempeño de la red frente al impacto indirecto del rayo reduciendo la distancia entre los descargadores de sobretensiones por debajo de 300 m. Para valores bajos de CFO, el comportamiento ante el rayo de la red puede incluso empeorar con la presencia de descargadores de sobretensiones. Esto ocurre debido a las reflexiones de sobretensión que se generan durante la operación de los descargadores de sobretensión, cuando superan distancias de ubicación entre estos superiores a 1000m (Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004), (IEEE Std. 1410, 2010).

Aunque existen otras soluciones, como la instalación de cables de guarda y mejoras en la puesta a tierra en los apoyos (IEEE Std. 1410, 2010), estas no son objeto de esta investigación.

El diseño e implementación de descargadores de sobretensión se basa en estándares como el IEEE Std. 1410 (2010), que adopta parámetros del rayo propuestos por CIGRÉ (1991). Sin embargo, estos parámetros se toman de mediciones realizadas en zonas templadas Anderson, R. B., & Eriksson (1980), lo que plantea un desafío importante en regiones tropicales como Colombia y otras regiones de América que hacen parte de la zona ecuatorial (donde predomina el clima tropical), debido a las diferencias entre las magnitudes de la mediana de corriente para estas zonas, siendo de 31,1 kA en zona templada (IEEE Std. 1410, 2010) y de 43,3 kA (Silveira, F. H., & Visacro, S. (2020) para zonas con climas de entorno tropical.

Estudios previos han sugerido que la adopción de parámetros del rayo medidos en zonas templadas puede influir en los indicadores de la tasa de fallas de las redes eléctricas ubicadas en zonas tropicales (Silveira, F., & Visacro, S. (2015), (Soto et al., 2018). Se ha demostrado en que el cálculo de la tasa de fallas en una red distribución varía significativamente cuando se utilizan parámetros de rayo medidos en zonas tropicales, en comparación con aquellas que adoptan los parámetros de zonas templadas.

Aunque se han realizado investigaciones que emplean parámetros de rayo medidos en zonas tropicales para calcular la tasa de fallas en redes de distribución (Soto et al., 2018), aún falta una evaluación integral del desempeño de estas redes cuando se considera la instalación de descargadores de sobretensión. Este estudio tiene como objetivo principal abordar esta brecha de conocimiento, utilizando parámetros de rayo más actualizados de esta zona (Silveira, F. H., & Visacro, S. (2020). Para concluir, se llevará a cabo una comparación del desempeño entre la red

de distribución que sigue los parámetros establecidos por CIGRÉ (1991) y la red propuesta en este estudio, que adopta los parámetros de zona tropical.

El presente trabajo de investigación se divide en cuatro secciones conformadas por sus apartados. La metodología empleada se presenta en la sección II, donde se detalla el procedimiento del cálculo de las tensiones inducidas al igual que el cálculo de la tasa de fallas en los modelos de las redes que serán ejecutados en Yaluk Draw (Pérez, E., & Soto, E. (2013), así como sus diferentes casos de evaluación. En la sección III se realiza la validación del desempeño de los descargadores de sobretensión ante impactos indirectos del rayo con los parámetros establecidos por CIGRÉ para una zona templada. En la sección IV se presenta el desempeño de la red con descargadores en zona tropical obtenidos; finalmente en la sección V, con base a los hallazgos se dan recomendaciones y conclusiones de la investigación hecha.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar el desempeño de redes de distribución con descargadores de sobretensión considerando los parámetros del rayo de zonas tropicales.

1.2 Objetivos Específicos

Validar el desempeño de líneas de distribución con descargadores de sobretensión en zonas templadas a partir de estudios previamente hechos.

Calcular la tasa de fallas de la red de distribución con descargadores de sobretensión considerando los efectos de los impactos indirectos a partir de los parámetros del rayo en zona tropical.

Comparar el desempeño de la red de distribución teniendo en cuenta la tasa de fallas calculada para zona tropical y la tasa de fallas en zona templada descritas y validadas previamente.

2. Metodología

2.1 Cálculo de las tensiones inducidas

Considerando la metodología expuesta en (Nucci et al., 1993), para el cálculo de las tensiones inducidas en este trabajo de investigación que evalúa el desempeño de redes de distribución, se tomaron las siguientes consideraciones para el cálculo:

Existen varios modelos matemáticos que interpretan la corriente base a lo largo del canal de la descarga en una línea, como el modelo TL y el modelo MTLE. Sin embargo, para todos los casos simulados y presentados en este documento, sólo se tuvo en cuenta el modelo MTLE, el cual caracteriza la corriente de descarga que se propaga por el canal y considera el efecto de la distribución vertical (Nucci et al., 1988), (Nucci et al., 1985).

Para representar la corriente base se implementaron dos tipos de onda: para realizar la validación presentada en la Sección III en el apartado A se usó una función doble exponencial descrita por Heidler (Heidler et al., 1999), la cual se representa mediante la siguiente ecuación:

$$I(t) = \frac{I_{pk}}{\eta} \frac{\left(\frac{t}{\tau_1}\right)^n}{\left(\frac{t}{\tau_1}\right)^n + 1} e^{\left(\frac{-t}{\tau_2}\right)} \quad (1)$$

$$\eta = e^{\left(-\left(\frac{\tau_1}{\tau_2}\right)\left(\frac{n\tau_1}{\tau_2}\right)^{\left(\frac{1}{n}\right)}\right)}$$

I_{pk} → Amplitud de la corriente en la base del canal

τ_1 → Constante de tiempo de frente

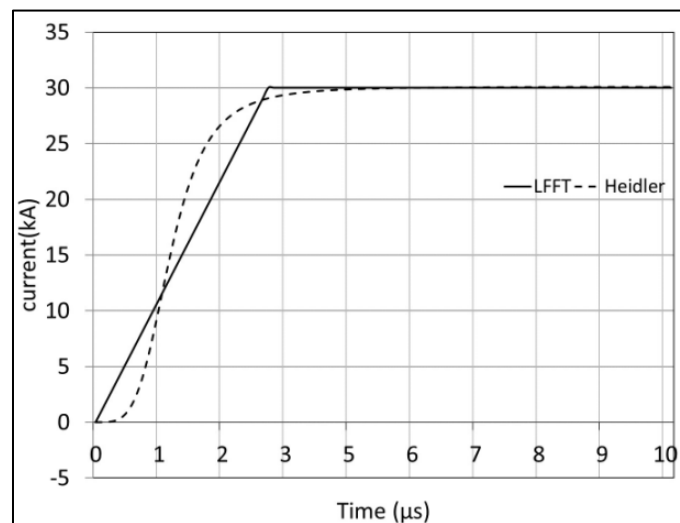
τ_2 → Constante de tiempo de cola

n → Factor de corrección toma valores entre 2 y 10

η → Factor de corrección de amplitud

Para el caso de validación expuesto el Sección III en su apartado B y para los casos propuestos por los autores del presente trabajo de investigación (Sección II apartado C), se emplea una onda de tipo rampa plana (Pérez, E., & Soto (2018)). Esta permite representar adecuadamente el tiempo de frente en el análisis estadístico, esto optimiza los tiempos de simulación en los casos expuestos.

Figura 1 Comparación de onda rampa plana con onda tipo Heidler.



Nota. Tomado de *Implementation of an Analytical Formulation for LEMP to Assess the Lightning Performance of a Distribution Line*. Por Pérez, E., & Soto (2018). *Tecnológicas*, 21(42).

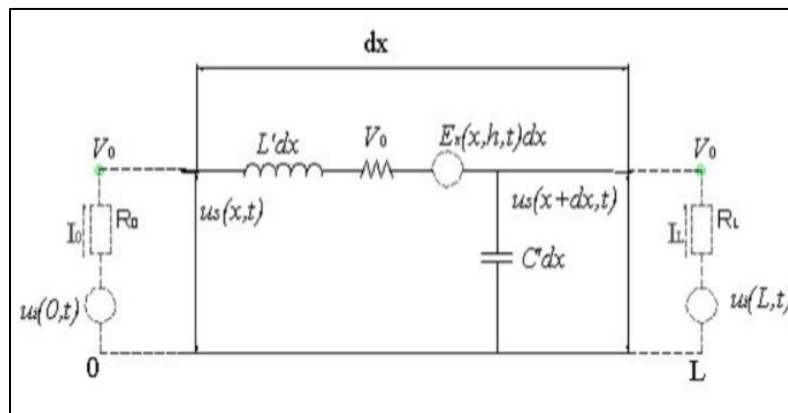
El cálculo del campo electromagnético, producido por esta corriente a lo largo de la red de distribución se obtiene mediante las expresiones de Master, M. J., & Uman, M. A. (1983). Como en el presente trabajo de investigación también se evalúa la red sobre terreno con conductividad finita, es necesario corregir estos campos calculados con las expresiones matemáticas de Master, M. J., & Uman, M. A. (1983), estas correcciones se realizan empleando la aproximación planteada por Cooray (1992) y Rubinstein, M. (1996). Se toma esta aproximación debido a que representa

los cambios de polaridad para el campo calculado a distancias pequeñas, intermedias y lejanas (Nucci et al., 1995).

La tensión inducida finalmente se calcula considerando el campo electromagnético hallado en el paso previo. Se realiza el cálculo de estas tensiones empleando el modelo de acople de Agrawal et al. (1980) (Figura 2), este modelo es el más utilizado es el más usado en la literatura ya que ha sido validado experimentalmente. El modelo se expresa en función de la tensión dispersa y la corriente inducida total.

Este cálculo de tensiones inducidas explicado en este apartado metodológico se implementa en el software Yaluk Draw.

Figura 2 Modelo circuito equivalente de Agrawal.



Nota. Tomado de “Transient Response of Multiconductor Transmission Lines Excited by a Nonuniform Electromagnetic Field” Por Agrawal et al. (1980). IEEE, Trans. on EMC, Vol. EMC-22, No 2.

2.2 Cálculo de la tasa de fallas de líneas de distribución según el estándar IEEE 1410-2010

El cálculo de la tasa de fallas en las redes de distribución se realiza según lo sugerido por el estándar IEEE Std. 1410 (2010), que adopta lo establecido por Borghetti et al. (2007). Su metodología se basa en la aplicación del método de Monte Carlo para el cálculo de las tensiones inducidas.

El proceso de cálculo de la tasa de fallas se describe a continuación:

Se generan un gran número de impactos (por lo general serán 10000 por cada caso presentado en el documento), la cantidad de impactos generados se designa como “ n_{total} ” en (2); los impactos se distribuyen de manera uniforme, alrededor del área de la red. Para determinar los límites del área impacto de las descargas atmosféricas, se debe tener en cuenta la máxima distancia de separación del impacto del rayo respecto a la red: para un terreno perfectamente conductor se toma una distancia de separación máxima de 1 km alrededor de cada punto de la red. Para los casos en terreno perfectamente con conductividad finita (1 mS/m) esta distancia es de 2 km (Borghetti et al., 2004). Es menester establecer estas distancias para fijar el $Y_{máx}$ en las simulaciones, ya que en el rango de 0 a $Y_{máx}$ sigue una probabilidad de impactos uniformes que puedan superar el CFO de la red.

$$F_p = 200 * N_g * Y_{max} * \frac{n}{n_{total}} \quad (2)$$

En el cálculo de la tasa de fallas en las redes de distribución (F_p) se descartan todos aquellos impactos que sean contiguos o cercanos a la red, por lo tanto, estos impactos se consideran directos de acuerdo con lo establecido por Whitehead en su método de incidencia electro geométrico. Tomando el criterio sugerido por el estándar IEEE Std. 1410 (2010), se deben considerar aquellas tensiones inducidas que sobrepasen en 1.5 veces el CFO de la red (n) y junto con la densidad de

descargas a tierra de la zona (N_g) son las variables a tener en cuenta en el cálculo de la tasa de fallas (2).

Cada uno de los impactos generados se caracteriza por tres parámetros: corriente pico (I_p), tiempo de frente (t_f) y su posición con respecto a la red (X_o , Y_o). Las distribuciones de I_p y t_f para cada caso individual es de manera log-normal como lo adopta CIGRÉ (1991), presentadas en la Tabla 1. y una distribución uniforme para las coordenadas de posición. Los parámetros que se presentan en la Tabla 1. son obtenidos con base en un total de 338 descargas negativas a tierra, obtenidas en diferentes partes del mundo (Nucci, 2010). Los parámetros con los cuales se simulan y analizan los casos en zona templada se presentan en dos sub-distribuciones de probabilidad, según lo establecido por CIGRÉ.

Tabla 1 *Parámetros zona templada*

Parámetro	Mediana		Desviación estándar	
	$I_p \leq 20 \text{kA}$	$I_p \geq 20 \text{kA}$	$I_p \leq 20 \text{kA}$	$I_p \geq 20 \text{kA}$
I_p (kA)	61 kA	33.3 kA	1.33	0.605
t_f (μs)	3.83 μs		0.553 μs	

Nota. Tomado de *Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines* (No. 63). CIGRÉ (1991)

Los parámetros de zona tropical presentados en la Tabla 2 fueron medidos en la estación Morro do Cachimbo (MCS), Brasil (Silveira, F. H., & Visacro, S. (2020). Son obtenidos a partir de la medición de 51 corrientes de retorno de primera descarga y 77 corrientes de retorno de descargas subsecuentes, hasta el 2020. Al igual que CIGRÉ, los parámetros de I_p y t_f medidos siguen una distribución log-normal.

Tabla 2 *Parámetros zona tropical*

	Parámetros mediana en [kA]	Desviación estándar en [kA]
Ip (kA)	43.3 kA	0.47 kA
tf (μ s)	4.2 μ s	0.5 μ s

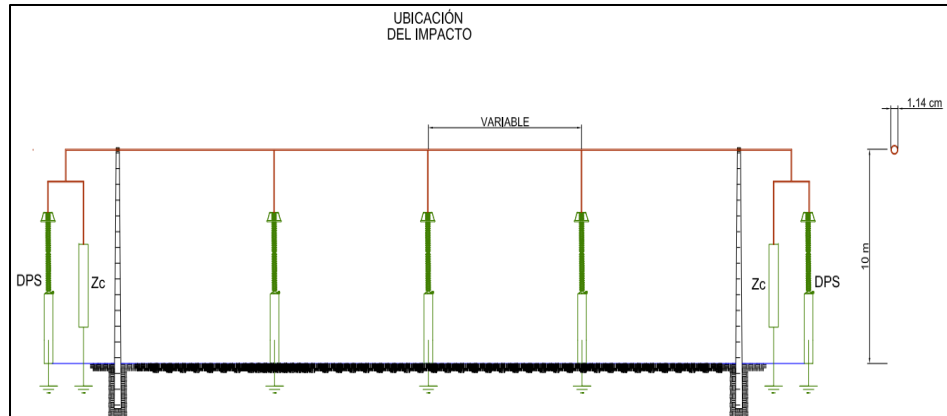
Nota. Tomado de *Lightning Parameters of a Tropical Region for Engineering Application: Statistics of 51 Flashes Measured at Morro do Cachimbo and Expressions for Peak Current Distributions. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, 62(4), Silveira, F. H., & Visacro, S. (2020)*

Con estos parámetros se procede a hallar la tasa de fallas empleando el software Yaluk Draw, que es especializado en el cálculo de tensiones inducidas producto del impacto de rayos en la red.

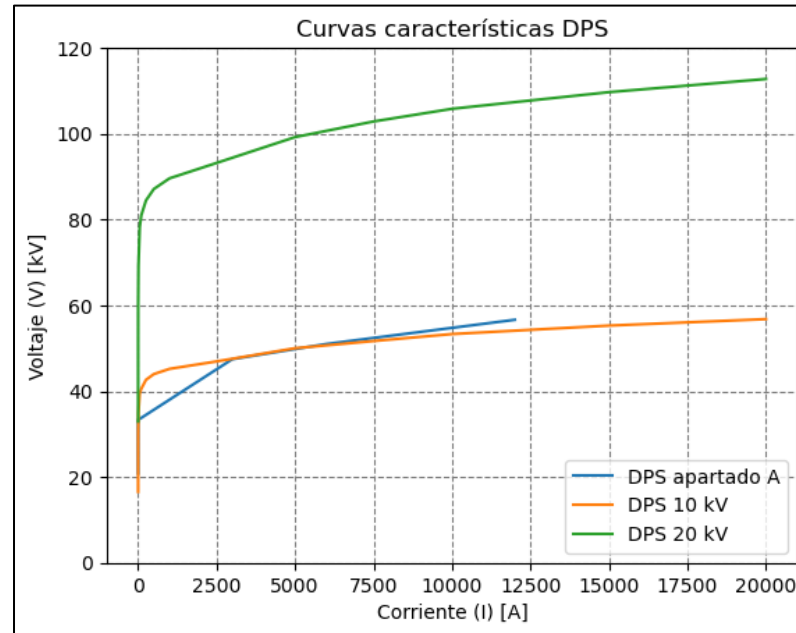
2.3 Escenarios de simulación

Se simuló una red de distribución con una longitud de 2 km, la cual opera a un nivel de tensión de 13.2 kV. El conductor utilizado es de tipo 2/0 ACSR, con una resistencia de 0.586 [Ω /km] y un radio de 0.0057 m; el conductor se encuentra a una altura de 10 metros sobre nivel del suelo. La red descrita se puede ver en la Figura 3. Esta red servirá como base para evaluar la influencia de los parámetros del rayo en zona templada y tropical (Tabla 1y Tabla 2) en el cálculo de la tasa de fallas que indica el número de salidas al año de la red de distribución por cada 100 km.

Figura 3 *Red de distribución propuesta por autores.*



En las simulaciones se consideran dos tipos de descargadores de sobretensión típicos (Borghetti et al., 2004), con capacidades de 10 kV y 20 kV, cada uno con sus respectivas curvas no lineales V-I, descritas en la Figura 4, estos descargadores se ubicaron a diferentes distancias a lo largo de la red: 1000 m, 500 m y 200 m. Es importante destacar que cada una de las simulaciones se lleva a cabo en dos tipos de terreno: terreno perfectamente conductor y terreno con conductividad finita de 1mS/m. Cada escenario propuesto se ejecutó con los dos tipos de descargadores de sobretensión mencionados.

Figura 4 Curva característica de los DPS.

Nota. Adaptado de “*Mitigation of Lightning-Induced Overvoltages in Medium Voltage Distribution Lines by Means of Periodical Grounding of Shielding Wires and Surge Arresters: Modeling and Experimental Validation.*” Por Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(1), 423-431. – “*Influence of Surge Arresters on the Statistical Evaluation of Lightning Performance of Distribution Lines.*” Por Borghetti et al. (2004). In *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, (pp. 776-781).

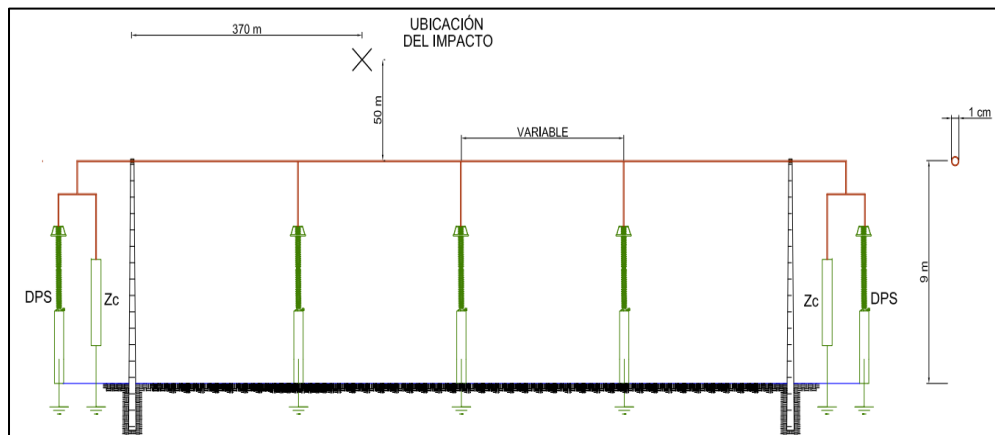
3. Validación de resultados

3.1 Influencia de los descargadores de sobretensión

Como punto de partida es necesario detallar la función y la influencia de los descargadores de sobretensión, al implementarse como equipo de protección en redes de distribución ante impactos indirectos del rayo; teniendo en cuenta el tipo de terreno en la que se ubica la red (perfectamente conductor o conductividad finita de 1 mS/m), tal como lo hace en Paolone, M., &

Nucci, C. A. (2004). En el presente de trabajo de investigación se trata de replicar este estudio formulado por el autor y su equipo. En la Figura 5 se presenta una red de distribución monofásica de 1 km de longitud, un diámetro de conductor de 1 cm con una resistencia de $0.1 \Omega/\text{km}$, a 9 m de altura respecto al nivel del suelo, se conecta esta red en cada extremo a su impedancia característica.

Figura 5 Red de distribución propuesta por Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004).



Nota. Adaptado de “*Mitigation of Lightning-Induced Overvoltages in Medium Voltage Distribution Lines by Means of Periodical Grounding of Shielding Wires and Surge Arresters: Modeling and Experimental Validation.*” Por Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(1), 423-431.

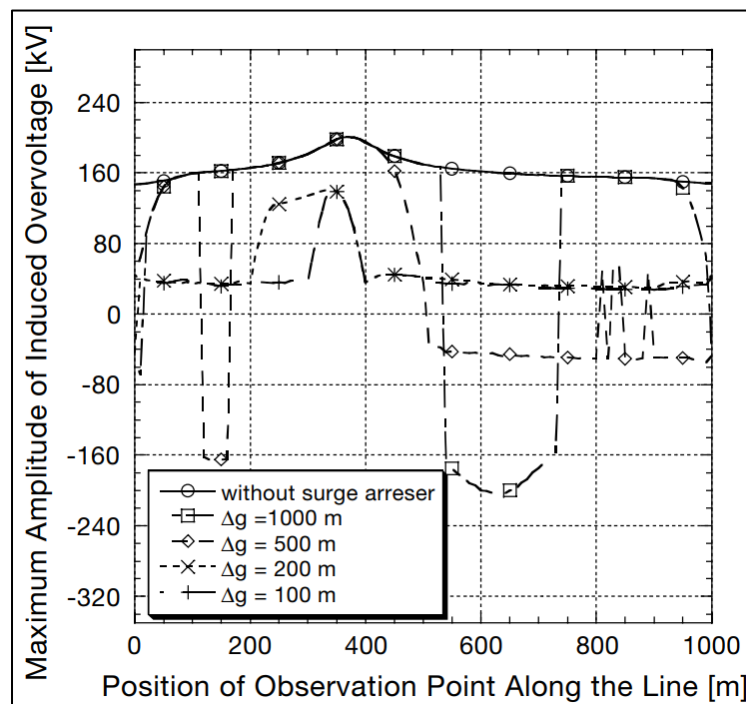
El autor realiza un impacto de rayo a una distancia horizontal de 370m y una distancia vertical de 50 m respecto a la ubicación de la red de distribución, con una corriente pico de 30 kA y un $td_{30/90}$ de $0.3 \mu\text{s}$.

El objetivo del autor en este estudio es presentar la influencia que los descargadores tienen (Figura 4) si se varía la distancia que los separa de manera uniforme sobre la red de distribución; para esto, propone varios casos de estudio: red sin descargadores, con descargadores cada 1000,

500, 200 y 100 m. Las simulaciones se realizan en dos escenarios: terreno perfectamente conductor y terreno con conductividad finita de 1 mS/m.

La Figura 6 y la Figura 7 presentan los resultados del artículo Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004). En esta figura se analizan las tensiones inducidas según va cambiando la posición de observación a lo largo de los apoyos de la red de distribución (Figura 5) propuesta por el autor. La Figura 6 presenta el resultado de las tensiones que se inducen en la red ante el impacto del rayo cuando se tiene un terreno perfectamente conductor con y sin descargadores. La Figura 7 presenta los resultados cuando se tiene terreno con conductividad finita de 1mS/m con y sin descargadores.

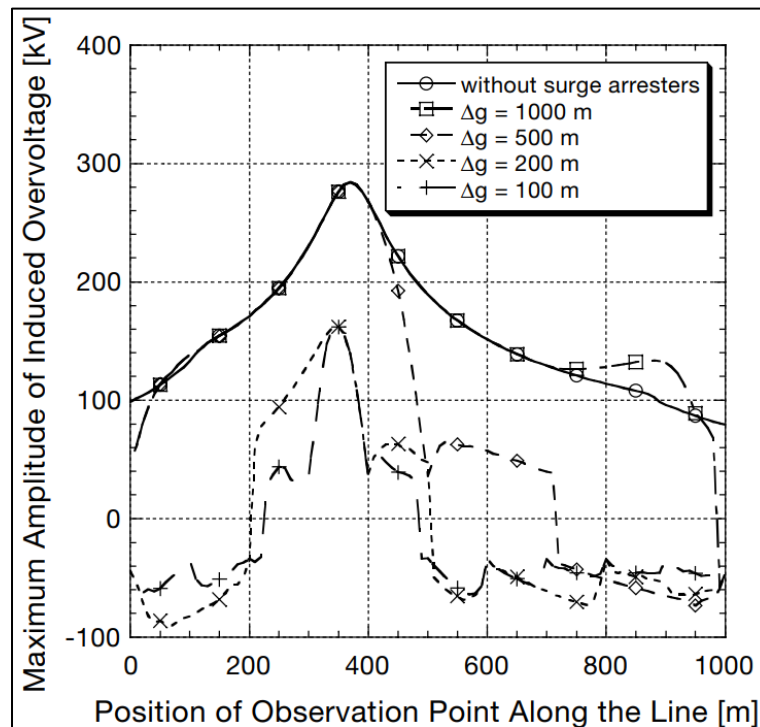
Figura 6 *Influencia de los descargadores de sobretensión en una red de distribución según Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004) sin descargadores y con descargadores cada 1000, 500, 200m y 100m Terreno perfectamente conductor.*



Nota. Tomado de “Mitigation of Lightning-Induced Overvoltages in Medium Voltage Distribution Lines by Means of Periodical Grounding of Shielding Wires and Surge Arresters: Modeling and

Experimental Validation.” Por Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(1), 423-431.

Figura 7 Influencia de los descargadores de sobretensión en una red de distribución según Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004) sin descargadores y con descargadores cada 1000, 500, 200m y 100m Terreno con conductividad de 1mS/m.



Nota. Tomado de “Mitigation of Lightning-Induced Overvoltages in Medium Voltage Distribution Lines by Means of Periodical Grounding of Shielding Wires and Surge Arresters: Modeling and Experimental Validation.” Por Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(1), 423-431.

Se siguió el mismo procedimiento, para replicar el caso utilizando el software Yaluk Draw Pérez, E., & Soto, E. (2013), ingresando los parámetros que el autor empleó en su estudio Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004), realizando el montaje de red de distribución con las mismas características

de disposición física representada en la Figura 5. La curva característica del tipo de descargador usado para esta simulación se describe en la Figura 4. Para ver el efecto de los descargadores, se observó la tensión inducida en la red cuando se ubicaron descargadores separados cada 1000, 500, 200 y 100 m de separación entre ellos.

Los resultados obtenidos con Yaluk Draw se presentan en la Figura 8 y en la Figura 9, exponen una marcada similitud con las tendencias en las curvas presentadas en el artículo original, tanto para terreno perfectamente conductor (Figura 8), como para terreno con conductividad finita de 1 mS/m (Figura 9). Esto permite apreciar cómo a medida que se disminuya la distancia entre los descargadores de sobretensión mayor es la atenuación de las sobretensiones inducidas producto del impacto del rayo, visto desde diferentes puntos de apoyo en la red de distribución.

Figura 8 Influencia de los descargadores de sobretensión en una red de distribución obtenido en Yaluk Draw para una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 1000, 500, 200m y 100m Terreno perfectamente conductor

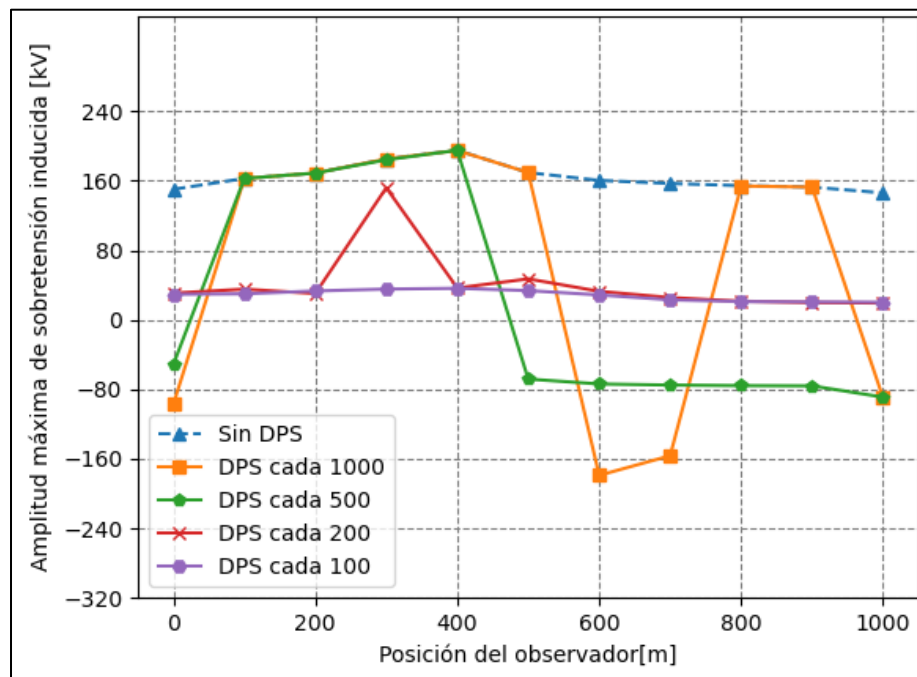
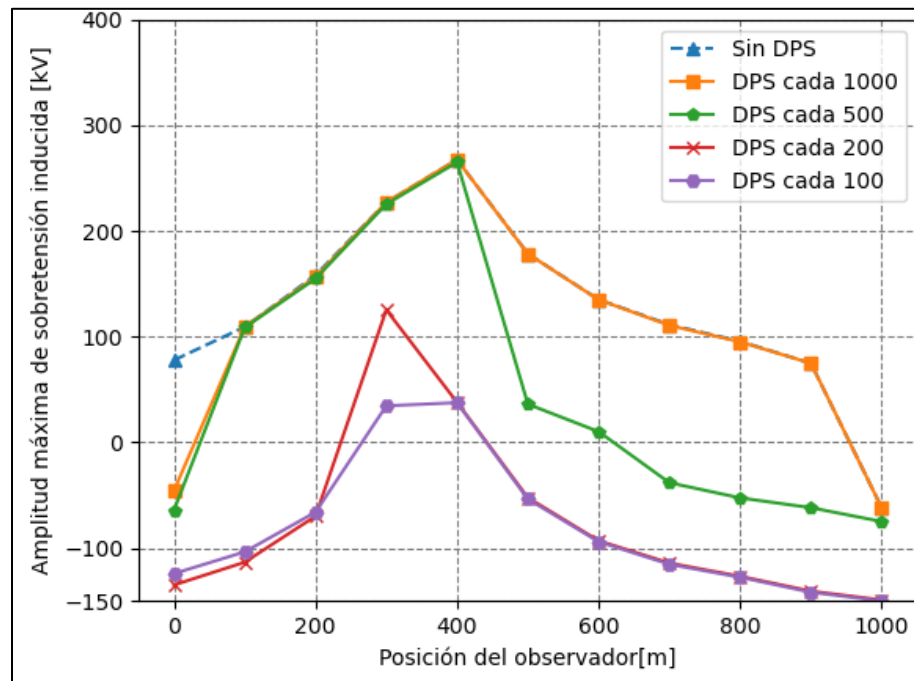


Figura 9 Influencia de los descargadores de sobretensión en una red de distribución obtenido en Yaluk Draw para una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 1000, 500, 200m y 100m Terreno con conductividad de 1 mS/m.

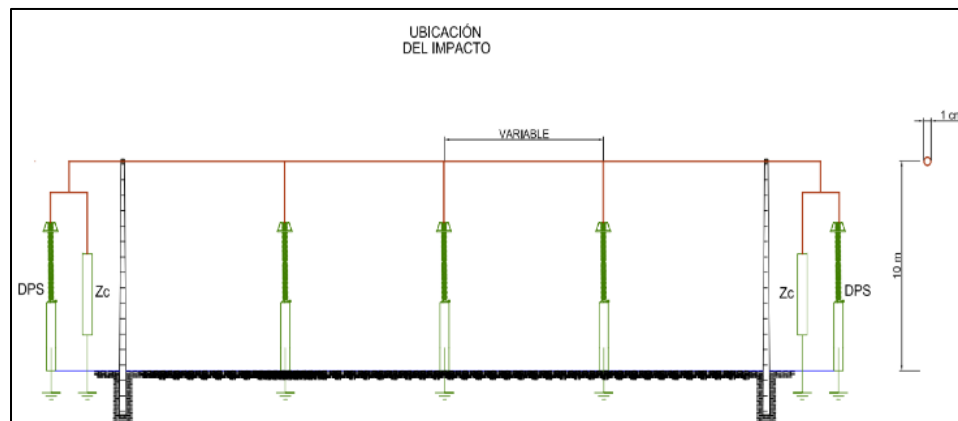


Dado que el autor omite varios detalles sobre los parámetros del rayo (como lo es el tiempo de frente, tipo de onda empleada, velocidad de la descarga de retorno y el modelo de la corriente de retorno), se asumieron varios de estos parámetros para ajustar las simulaciones lo más cercano posible a lo propuesto por el autor. Esto puede ser causa de las diferencias presentes en algunas curvas; por ejemplo, en la Figura 9 en comparación con la Figura 7 presenta un mayor rango de valores de amplitud máxima de sobretensión inducida. Sin embargo, a pesar de estas diferencias, es notable que la tendencia general en los resultados de las simulaciones sigue siendo coherente con los resultados presentados por el autor en su trabajo.

3.2 Validación del desempeño de la red distribución ante el impacto indirecto de rayos con parámetros de zona templada

En la Figura 10 se presenta una red monofásica, con longitud de 2km, el conductor tiene una resistencia de $0.3 \Omega/\text{km}$, un radio de 0.005m y se ubica a una altura de 10m respecto al suelo. La red se conecta en ambos extremos a su impedancia característica. El modelo que propone el autor para el cálculo de la tasa de fallas es el mismo que se implementa en Yaluk Draw (Pérez, E., & Soto, E. (2013), para observar el efecto de los impactos indirectos del rayo y la influencia de los descargadores de sobretensión en la red de distribución, cuando se toman parámetros del rayo en zona templada (Tabla 1) CIGRÉ (1991).

Figura 10 Red de distribución propuesta por Borghetti et al., (2007)



Nota. Adaptado de “An Improved Procedure for the Assessment of Overhead Line Indirect Lightning Performance and Its Comparison with the IEEE Std. 1410 Method.”. Por Borghetti, A., Nucci, C. A., & Paolone, M. (2007). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(1), (pp. 684-692).

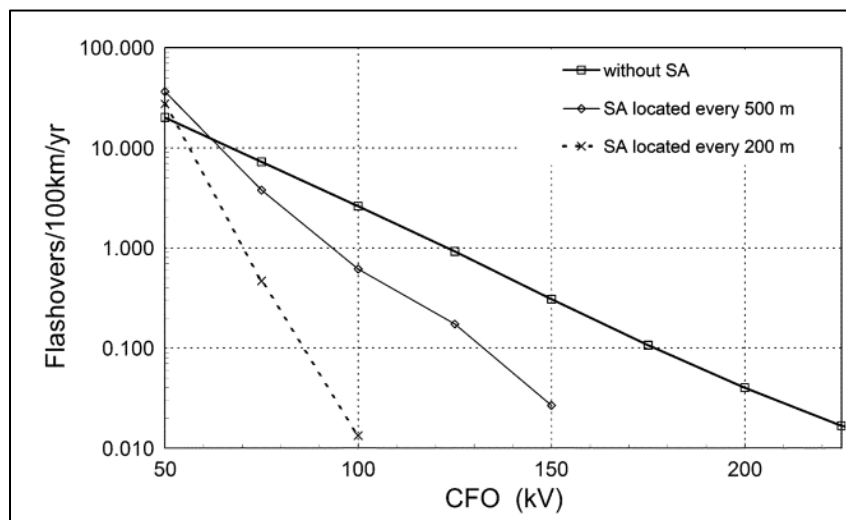
Con el fin de evaluar el desempeño de los descargadores de sobretensión en la red, el autor toma como referencia un dispositivo típico de 20 kV el cual dispone de una curva característica no lineal V-I descrita en la Figura 4. Estos equipos de protección varían en cuanto a número y

distancia de posicionamiento entre ellos (500m y 200m). De esta forma, se pretende analizar su efecto en la reducción de la tasa de fallas en la red evaluada.

Las simulaciones se realizan en dos escenarios de terreno posible: terreno perfectamente conductor y terreno con conductividad finita de 1mS/m.

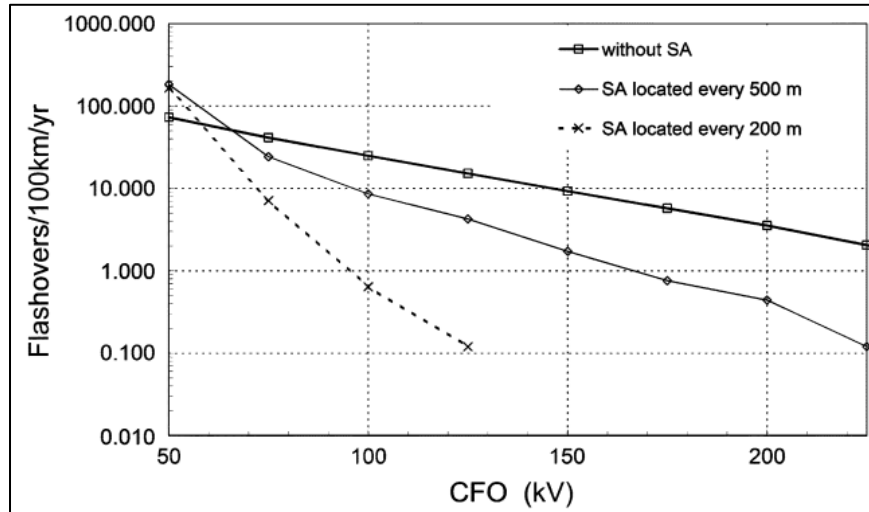
La Figura 11 y la Figura 12 presentan los resultados del artículo (Borghetti et al., 2007). En esta figura se analiza el desempeño las redes de distribución con y sin descargadores típicos de 20 kV sobre una red de distribución propuesta por el autor, descrita en la Figura 10. Se evalúa el desempeño de esta red distribución en dos condiciones de terreno: terreno perfectamente conductor (Figura 11) y terreno con conductividad finita de 1mS/m (Figura 12).

Figura 11 Tasa de fallas obtenidas por Borghetti et al., (2007) en una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 500m y cada 200m Terreno perfectamente conductor.



Nota. Tomado de "An Improved Procedure for the Assessment of Overhead Line Indirect Lightning Performance and Its Comparison with the IEEE Std. 1410 Method.". Por Borghetti, A., Nucci, C. A., & Paolone, M. (2007). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(1), (pp. 684-692).

Figura 12 Tasa de fallas obtenidas por Borghetti et al., (2007) en una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 500m y cada 200m Terreno con conductividad finita de 1 mS/m.



Nota. Tomado de “An Improved Procedure for the Assessment of Overhead Line Indirect Lightning Performance and Its Comparison with the IEEE Std. 1410 Method.”. Por Borghetti, A., Nucci, C. A., & Paolone, M. (2007). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(1), (pp. 684-692).

Considerando la red de distribución expuesta (Figura 10), se replicaron los escenarios planteados por el autor siguiendo la metodología expuesta en la sección II de este artículo. Las simulaciones se llevaron a cabo mediante el software Yaluk Draw (Pérez, E., & Soto, E. (2013)), ingresando los mismos parámetros del rayo para zona templada (Tabla 1). Se debe tener en cuenta que: el autor propone un número de simulaciones de 120,000 por cada caso, pero para la réplica expuesta en este trabajo se tomó un número de 10,000 simulaciones por cada caso, lo que puede causar alguna divergencia con los resultados del artículo replicado.

Las curvas obtenidas con Yaluk Draw se presentan en la Figura 13 y en la Figura 14, se observa un comportamiento que se asemeja a las curvas presentadas por Borghetti et al., (2007).

En la Figura 11 se presentan las curvas para un terreno perfectamente conductor, al comparar estas curvas, con las obtenidas en la Figura 13 se resalta que, aunque se presentan algunas diferencias como por ejemplo: en la Figura 11 con descargadores cada 200 m hay presencia de flameos en la red hasta alcanzar el nivel un CFO de 100 kV, en la Figura 13 la red no presenta flameos a este nivel de CFO, de igual manera la red sigue presentando mejor desempeño cuando se reduce la distancia entre descargadores.

Este mismo comportamiento se tiene en la Figura 14, que presenta el desempeño de la red en un terreno con conductividad finita de 1 mS/m, al comparar esta gráfica con la Figura 14 se observa menor diferencia en la tasa de fallas obtenidas para cada nivel de CFO en la red. Estos resultados pueden deberse a las características que poseen estos terrenos conductores finitos, el impacto del rayo puede retornar a la estructura de manera que refleja mayor cantidad de sobretensiones, pero con magnitudes de pico negativas.

Figura 13 Tasa de fallas obtenidas empleando Yaluk Draw en una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 500m y cada 200m Terreno perfectamente conductor.

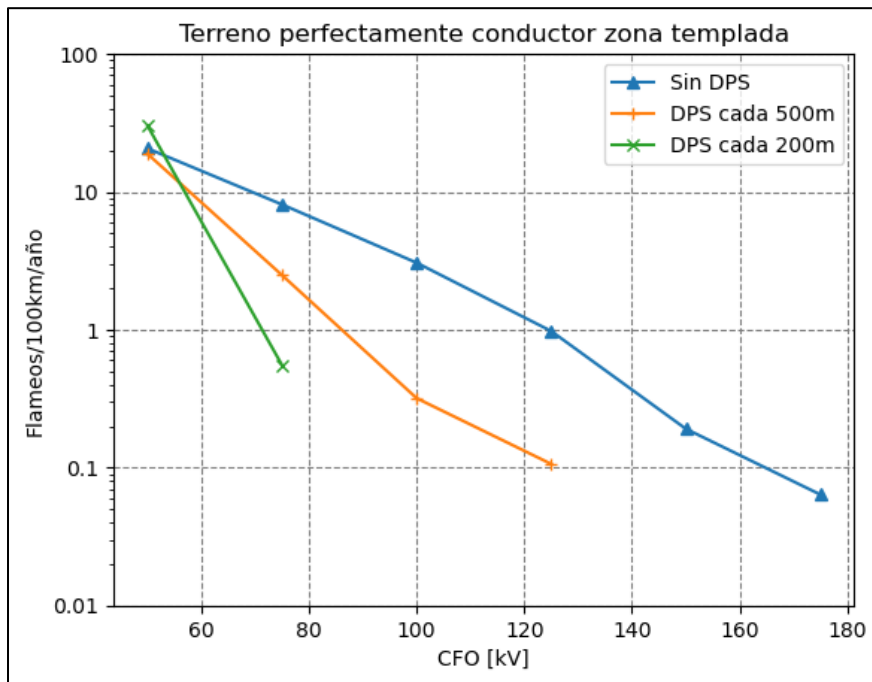
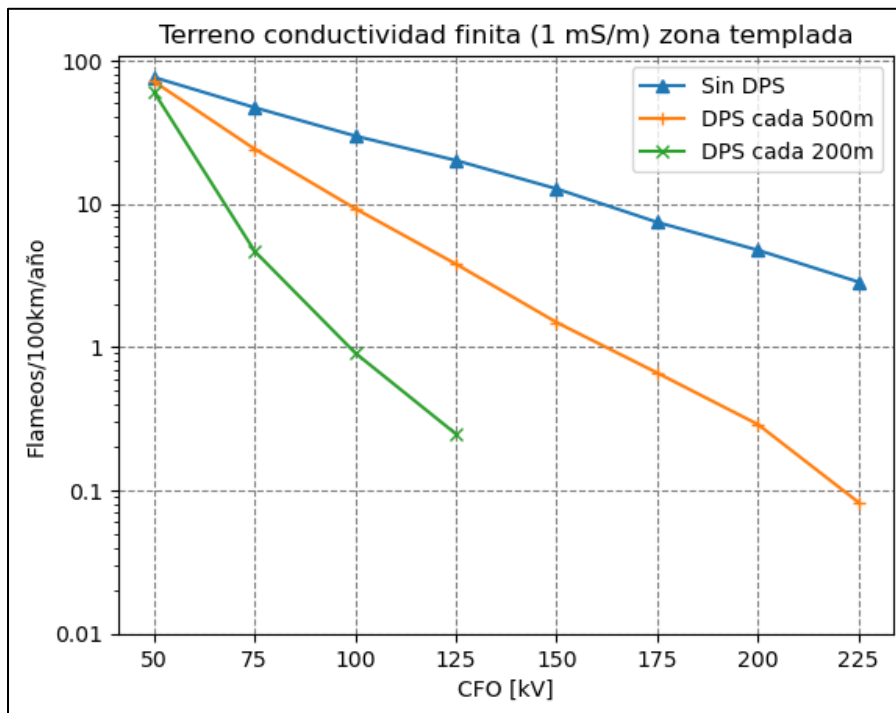


Figura 14 Tasa de fallas obtenidas empleando Yaluk Draw en una red de distribución sin descargadores y con descargadores cada 500m y cada 200m Terreno con conductividad finita de 1 mS/m.



Aunque existe una diferencia en el número de casos procesados por el autor del artículo validado en este apartado (120,000 por caso), en comparación con el trabajo de investigación actual (10,000 por caso), la efectividad de los descargadores frente a impactos indirectos se mantiene constante. Estos dispositivos siguen cumpliendo su función de reducir la tasa de fallas a medida que se incrementa su presencia en la red de distribución.

4. Desempeño de la red con descargadores de 20 kV en zona tropical

4.1 Comparación del cálculo de la tasa de fallas sin descargadores en zona templada y zona tropical.

En la Figura 15 y en la Figura 16, se presentan la tasa de fallas sin el uso de descargadores, considerando los parámetros de zona templada (Tabla 1) y zona tropical (Tabla 2). Para terreno perfectamente conductor (Figura 15) y terreno con conductividad finita de 1mS/m (Figura 16).

Figura 15 Comparación tasa de fallas obtenidas con parámetros de zona templada y zona tropical sin usar DPS. Terreno perfectamente conductor.

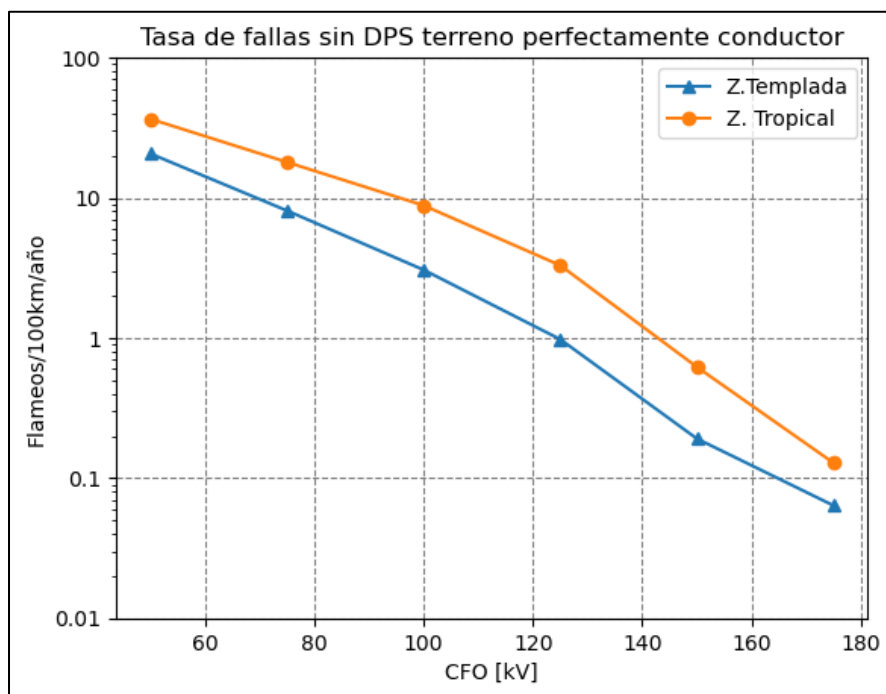
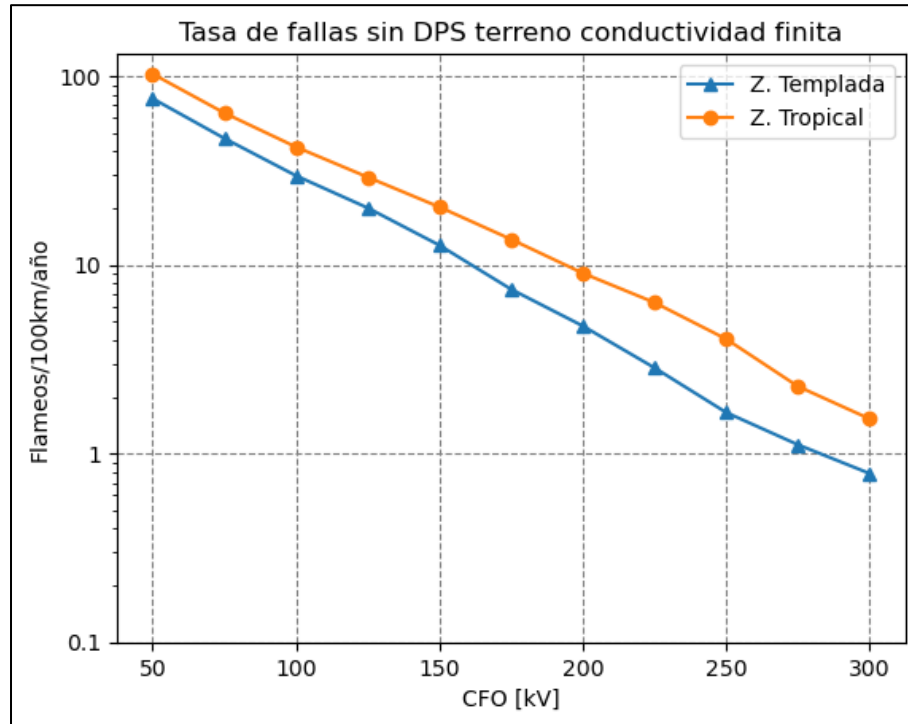


Figura 16 Comparación tasa de fallas obtenidas con parámetros de zona templada y zona tropical sin usar DPS. Terreno con conductividad finita de 1mS/m.



Al observar la Figura 15 y Figura 16 en sus respectivos escenarios de terreno, se obtiene que, la tasa de fallas obtenidas en zona tropical es superior a la validada en zona templada donde se asumieron los parámetros establecidos por el CIGRÉ (1991). Se encuentra que, en terrenos perfectamente conductores sin descargadores, hay un incremento promedio del 58.9% y de un 41.6% para terreno con conductividad de 1mS/m en la tasa de fallas respecto a la curva generada con parámetros del rayo en zona templada, además en el caso más desfavorable para terreno perfectamente conductor (Figura 15) se tiene un incremento del 70.3 %, correspondiente a un nivel de CFO de 125kV y un 59.2% sobre un terreno con conductividad finita de 1 mS/m (Figura 16). Por lo tanto, si se diseña una red para un entorno en zona tropical tomando como referencia las curvas presentes en la Figura 15 y la Figura 16 que adopta los parámetros de zona templada (Tabla

1), la red de distribución será más vulnerable a las perturbaciones causadas por impactos indirectos de los rayos en este tipo de zonas.

4.2 Comparación del cálculo de la tasa de fallas con descargadores de 20 kV en zona templada y zona tropical.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**a Figura 20, se presenta el impacto de los descargadores de sobretensión en la reducción de la tasa de fallas, en función del aumento del nivel de CFO en la red de distribución para los escenarios descritos en la sección II apartado C y en la sección III en el apartado B.

La Figura 17 presenta el desempeño de la red cuando se consideran parámetros del rayo en zona templada y el uso de descargadores de 20 kV. Por otra parte, la Figura 18 se obtiene a partir de simular impactos con parámetros de zona tropical y su desempeño al usar el mismo tipo de descargadores. La tasa de fallas presentadas en la Figura 17 y Figura 18 se considera la ubicación de descargadores cada 1000, 500 y 200m, en un terreno perfectamente conductor.

Figura 17 Comparación tasa de fallas obtenidas al implementar DPS de 20 kV en terreno perfectamente conductor. Zona templada.

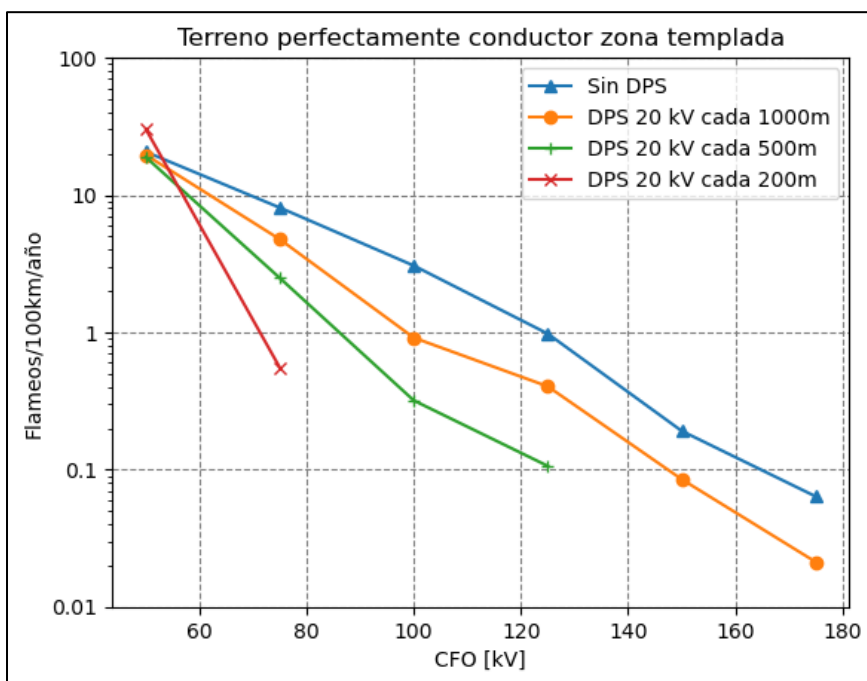
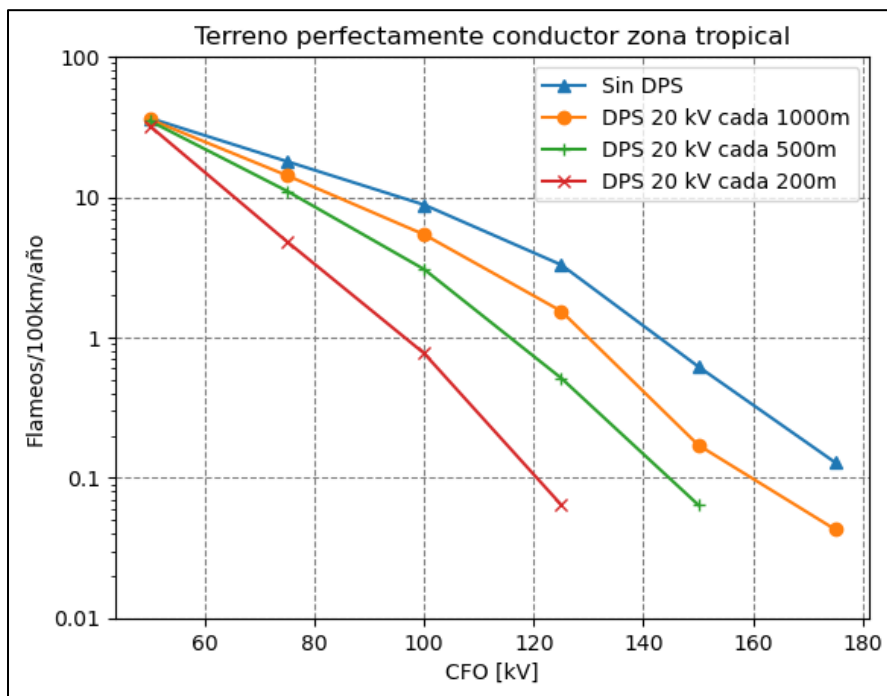


Figura 18 Comparación tasa de fallas obtenidas al implementar DPS de 20 kV en terreno perfectamente conductor. Zona tropical.



La curva referente al uso de DPS cada 500 m en la Figura 17 evidencia que, para la red de distribución, hay registro de flameos hasta alcanzar un nivel de CFO de 125 kV; sin embargo, al comparar con la curva obtenida para el uso de DPS cada 500m en la Figura 18 (correspondiente a parámetros del rayo en zona tropical), se presentan flameos en la red llegando a niveles de CFO de 150kV. Estos flameos en niveles más altos de CFO para la red, implicaría mayor aislamiento y estudios en el diseño de protección de la misma.

La Figura 19 y Figura 20 presenta la reducción de la tasa de fallas a medida que se varía el espaciamiento entre los descargadores. Esta reducción porcentual se compara con base en los resultados de la tasa de fallas obtenidas al no usar descargadores de sobretensión con diferentes parámetros del rayo: la Figura 19 presenta la reducción porcentual considerando parámetros del

rayo en zona templada y la Figura 20 cuando se consideran los parámetros del rayo medidos en zona tropical, en un escenario de terreno perfectamente conductor.

Figura 19 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión en terreno perfectamente conductor con descargadores de 20kV. Zona templada.

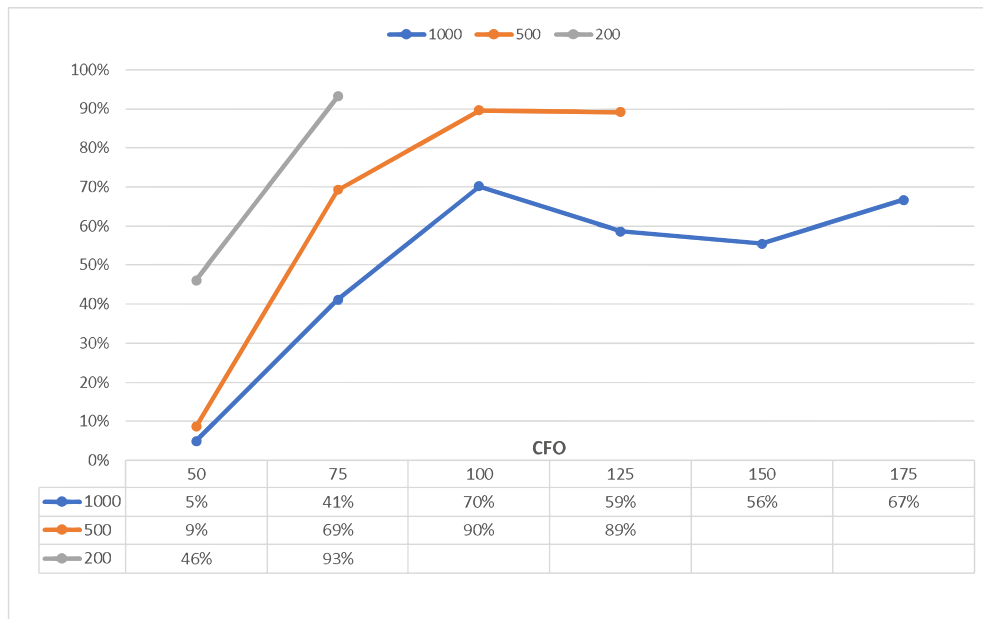
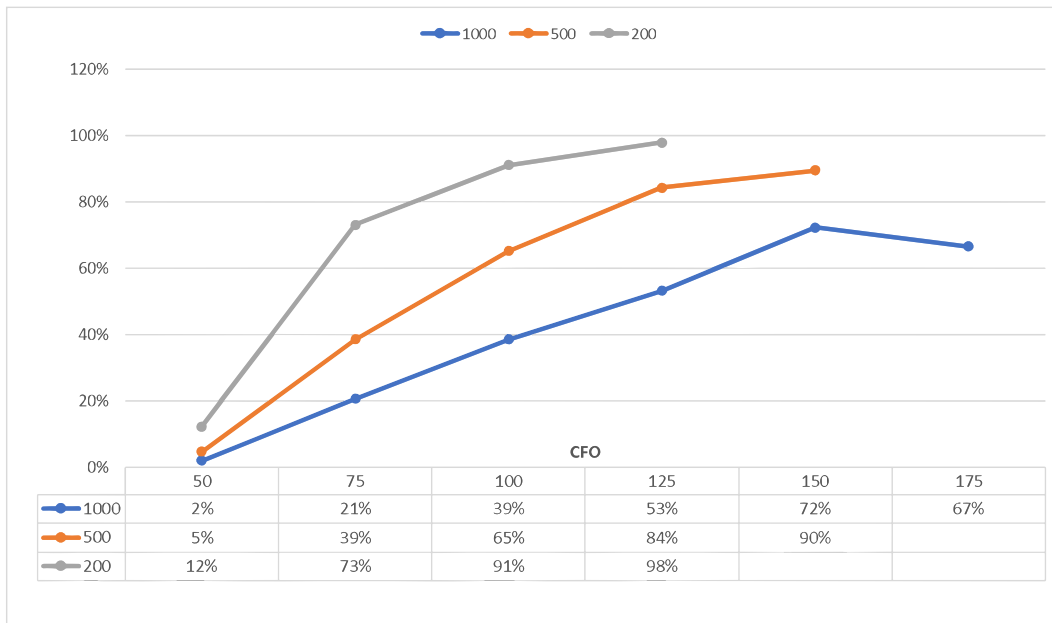


Figura 20 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión en terreno perfectamente conductor con descargadores de 20kV. Zona tropical.



Al observar los resultados obtenidos en la Figura 19 y Figura 20, y contrastar los valores porcentuales presentados para este caso de análisis en terreno perfectamente conductor, se debe resaltar la tendencia de obtener mayor reducción de flameos en la red de distribución, considerando parámetros del rayo en zona templada (Figura 19), como en el caso donde se emplean descargadores con espaciamiento de 200 m entre ellos, hay una reducción en su tasa de fallas que va desde el 46% al 93%. Cuando se compara este mismo escenario de espaciamiento entre descargadores, para la Figura 20 que considera parámetros del rayo medidos en zona tropical, esta reducción toma valores más bajos, ya que comprende una reducción entre el 12% al 98% en su tasa de fallas.

La Tabla 3 presenta el incremento que tuvo la red en su tasa de fallas, al comparar las curvas obtenidas en zona tropical (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, respecto a

zona templada (Figura 17), para un terreno perfectamente conductor y con descargadores de 20 kV cada 1000, 500 y 200 m. el incremento se representa en magnitud.

Tabla 3 *Magnitud de incremento en la tasa de fallas para terreno con conductividad perfecta.*

CFO [kV]	Sin DPS	DPS cada 1000	DPS cada 500	DPS cada 200
50	0.8	0.8	0.8	0.1
75	1.2	2.0	3.4	7.7
100	1.9	4.9	8.6	-
125	2.4	2.8	3.8	-
150	2.2	1.0	-	-
175	1.0	1.0	-	-

Se puede observar que el peor de los casos se expone en un escenario con descargadores cada 500 m con un aumento que llega ser superior a ocho veces (8.6), lo registrado en zona templada para una red con nivel de CFO de 100 kV. En el mejor de los escenarios se puede obtener un aumento en la tasa de fallas de 0.8 veces su valor correspondiente en zona templada. Aunque el terreno sea perfectamente conductor, el desempeño de la red ante estos impactos siempre se vio afectado producto de los impactos en zona tropical.

La Figura 21 y Figura 22 presenta el desempeño de la red en un escenario con características conductivas finitas de 1 mS/m. En este escenario se consideran parámetros del rayo en zona templada y el uso de descargadores de 20 kV. Por otra parte, la Figura 22 se obtiene a partir de simular impactos del rayo con parámetros de zona tropical y su desempeño al usar el mismo tipo de descargadores de 20 kV, en el mismo escenario de terreno conductor finito descrito para la Figura 21.

Figura 21 Comparación tasa de fallas obtenidas al implementar DPS de 20 kV en terreno con conductividad finita de 1 mS/m. Zona templada.

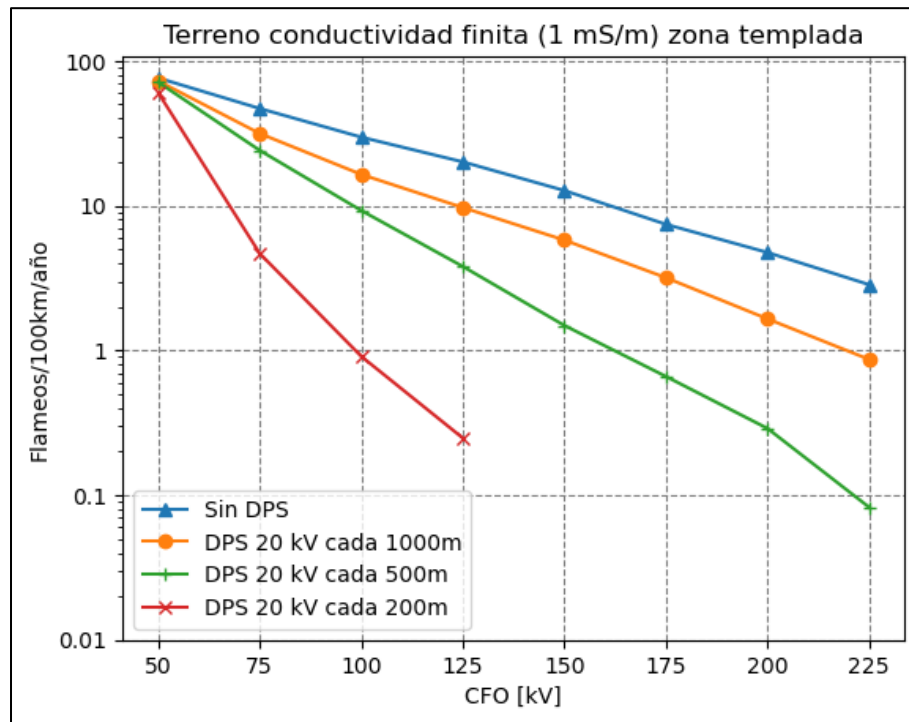
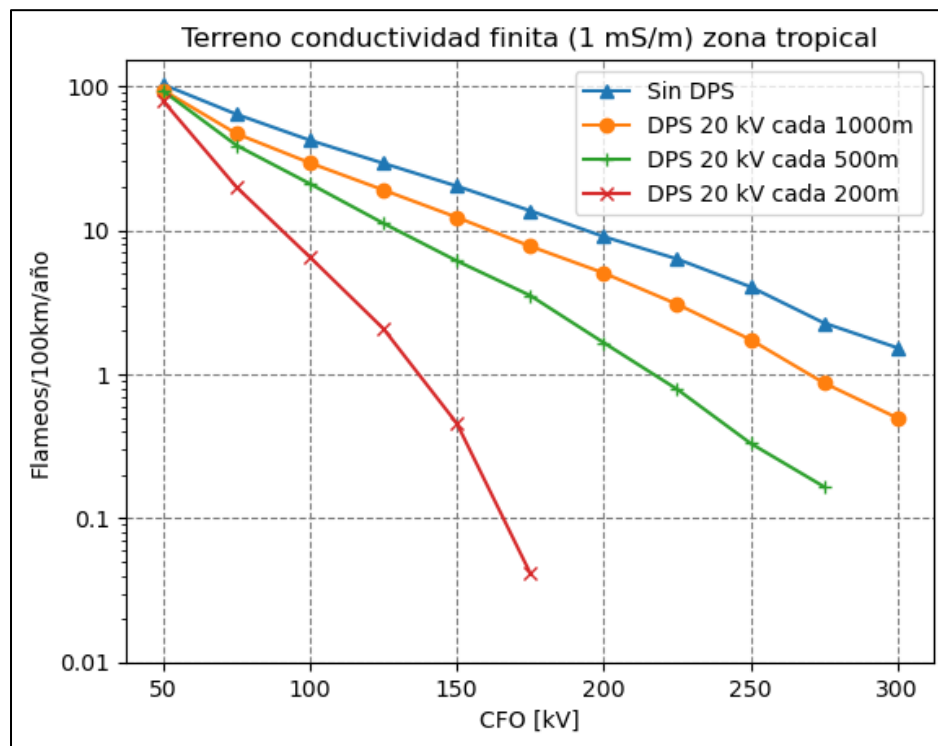


Figura 22 Comparación tasa de fallas obtenidas al implementar DPS de 20 kV en terreno con conductividad finita de 1 mS/m. Zona tropical.



Al realizar una comparación entre las tasas de fallas expuestas en la Figura 21 y la Figura 22 se observa que, para una red de distribución con niveles de CFO superiores a 125 kV y con descargadores cada 200 m no es protección suficiente si se expone esta red ante el impacto indirecto de rayos con parámetros de zona tropical (Figura 22) ya que la red puede llegar a presentar fallas incluso si la red posee un CFO de 175 kV. Esto contrasta lo obtenido al evaluar el desempeño de la red bajo impactos de rayos en zona templada (Figura 21), puesto que, en estos casos un CFO de 150 kV junto con la operación de descargadores de sobretensión cada 200 m serían suficientes para mitigar todo tipo de flameo en la red. Este comportamiento en la red de sufrir mayor cantidad de flameos no es atípico, ya que es similar a lo descrito para un terreno perfectamente conductor expuesto en el previo análisis de la Figura 17 y Figura 18.

La Figura 23 y Figura 24, presenta la reducción de la tasa de fallas para descargadores de sobretensión de 20kV, cuando se varía el espaciamiento entre ellos. Esta reducción porcentual se compara con base en los resultados de la tasa de fallas obtenidas al no usar descargadores de sobretensión con diferentes parámetros del rayo: la Figura 23 presenta la reducción porcentual considerando parámetros del rayo en zona templada y la Figura 24 cuando se consideran los parámetros del rayo medidos en zona tropical, en un escenario de terreno con características de conductividad finita de 1 mS/m.

Figura 23 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión en terreno de conductividad finita (1 mS/m) con descargadores de 20kV. Zona templada.

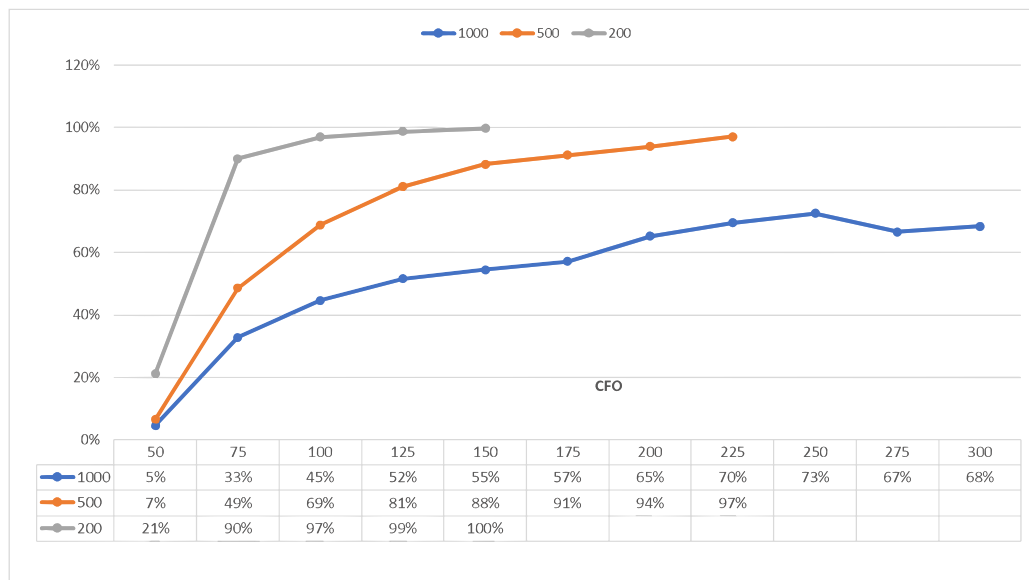
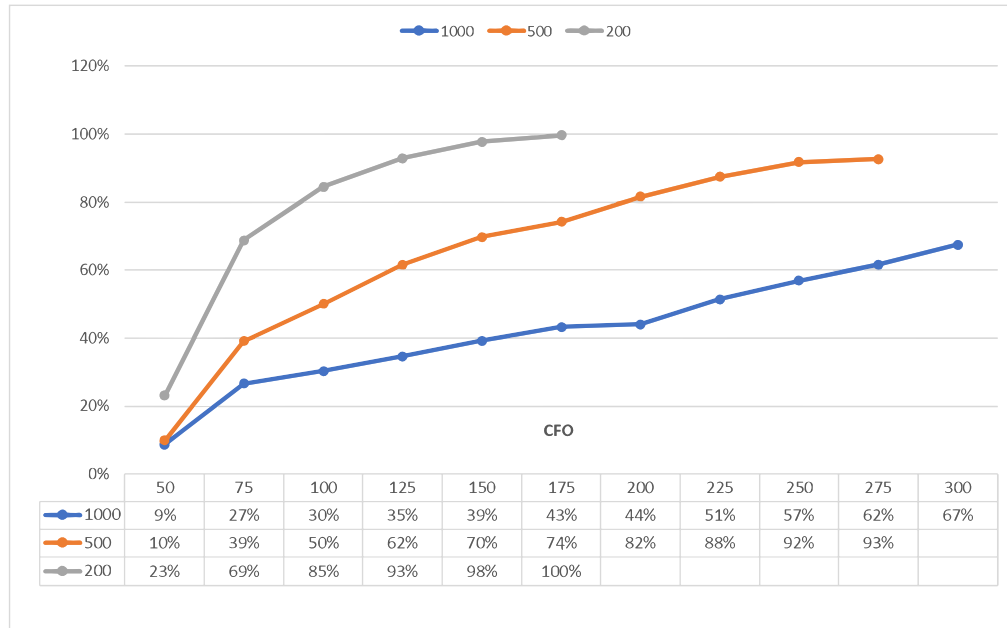


Figura 24 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión en terreno de conductividad finita (1 mS/m) con descargadores de 20kV. Zona templada.



Al observar los resultados obtenidos en la Figura 23 y Figura 24, y contrastar la disminución porcentual presentada para este caso de análisis, se debe resaltar la tendencia de obtener mayor reducción de flameos en la red de distribución, considerando parámetros del rayo en zona templada (Figura 23), como por ejemplo el caso donde se emplean descargadores con espaciamiento de 500 m entre ellos, hay una reducción en su tasa de fallas que va desde el 81% al 97% para valores de CFO mayores a 100 kV. Cuando se compara este mismo escenario de espaciamiento entre descargadores, para la Figura 24 que considera parámetros del rayo medidos en zona tropical, esta reducción toma valores más bajos, ya que comprende una reducción desde el 62% al 88% en su tasa de fallas, para valores de CFO mayores que 100 kV pero menor o igual que 225 kV (se toma esta acotación en el CFO para realizar una comparación integral en los

mismos niveles de CFO de las redes evaluadas para obtener las tasas de fallas presentadas en la Figura 23 y Figura 24).

El tipo de terreno sobre el cual se diseña la red de distribución también juega un papel fundamental, ya que, si se comparan, por ejemplo, lo obtenido en la Figura 19 y Figura 20, en un terreno perfectamente conductor con lo presentado en la Figura 23 y Figura 24 para la red en terreno con conductividad finita, esta red va a presentar mayor reducción en la tasa de fallas en el terreno con conductividad perfecta, este análisis se aprecia si se compara la Figura 19 con la Figura 23, considerando un espaciamiento entre descargadores de 1000m, donde si se toma la reducción comprendida en un rango de valores de CFO mayores de 100kV pero menores o iguales a 175 kV para terreno perfectamente conductor, las reducciones van desde el 59% al 67%, caso contrario para terreno con conductividad finita que llega a ser del 52% a 57%, presentando la misma tendencia para los parámetros medidos en zona templada y tropical.

Una posible causa de tener menor reducción de fallas en terreno con conductividad finita puede deberse a las reflexiones de corriente negativas (inducen sobretensiones de pico negativo) que circulan por la estructura de la red, cuando no se presenta un camino conductor adecuado en el terreno sobre el cual se posiciona la red.

Tabla 4 presenta el incremento en magnitud que tuvo la red de distribución en su tasa de fallas, al comparar las curvas obtenidas en zona tropical respecto a zona templada, con descargadores de 20kV en terreno con conductividad finita (1 mS/m)

Tabla 4 Magnitud de incremento en la tasa de fallas para terreno con conductividad finita de 1 ms/m.

CFO [kV]	Sin PS	DPS cada 1000	DPS cada 500	DPS cada 200
50	0.4	0.3	0.3	0.3
75	0.4	0.5	0.6	3.3
100	0.4	0.8	1.3	6.2
125	0.5	1.0	1.9	7.4
150	0.6	1.1	3.1	10.0
175	0.8	1.4	4.3	-
200	0.9	2.1	4.7	-
225	1.2	2.5	8.5	-
250	1.5	2.8	-	-
275	1.0	1.3	-	-
300	0.9	1.0	-	-

En el escenario con descargadores de 20 kV cada 200 m para un CFO de 150 (Tabla 4), se ve un aumento de 10 veces en la tasa de fallas al adoptar los parámetros de rayo de zona tropical con respecto el escenario que adopta los parámetros de zona templada, esto para un terreno con conductividad finita de 1mS/m. Este comportamiento no es atípico ya que en la Tabla 3 se presentan aumentos considerables en magnitud de la tasa de fallas al asumir los parámetros de rayo sobre un terreno perfectamente conductor. En general, el desempeño de la red ante el uso de descargadores de sobretensión presenta el mismo comportamiento, sin importar si el terreno es perfectamente conductor como se presenta en la Figura 17 y Figura 18 o si el terreno presenta una

conductividad finita de 1 mS/m como se expone en la Figura 21 y Figura 22. El descargador refleja su principal función, al reducir la cantidad de flameos que soporta la red, a medida que se aumenta el número de descargadores y se reduce la distancia entre ellos.

4.3 Evaluación del desempeño ante rayos usando diferentes tipos de descargadores

En la Figura 25 y Figura 26 se presentan las tasas de fallas obtenidas al seguir la metodología presentada en la sección II, considerando los parámetros del rayo en zona tropical junto con el uso de descargadores de 10 kV sobre la red de distribución descrita en la sección III apartado B, considerando terreno perfectamente conductor (Figura 25) y terreno con conductividad finita de 1mS/m (Figura 26).

Figura 25 Tasa de fallas obtenidas con parámetros de zona tropical con DPS de 10 kV. Terreno perfectamente conductor.

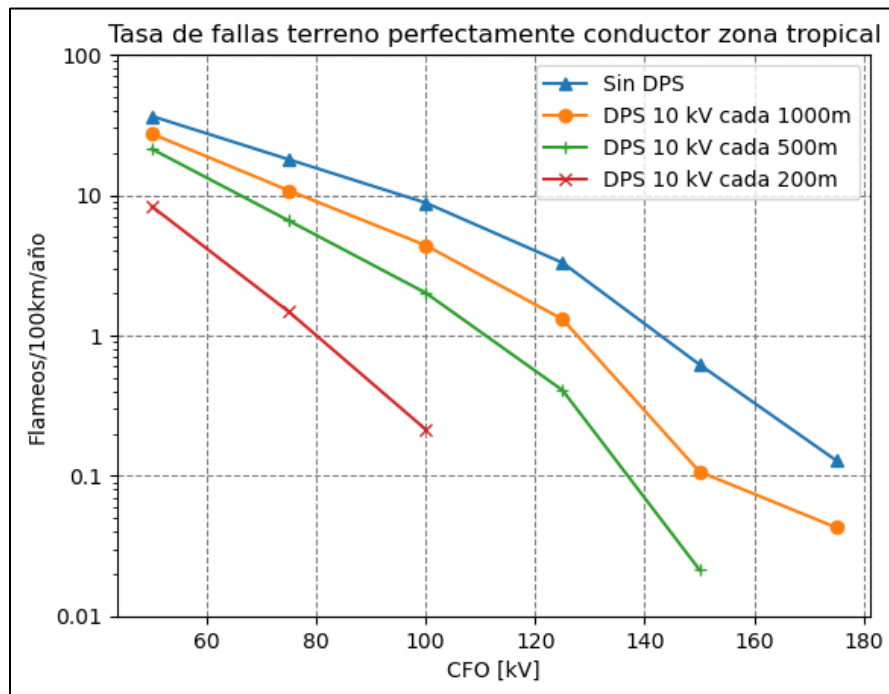
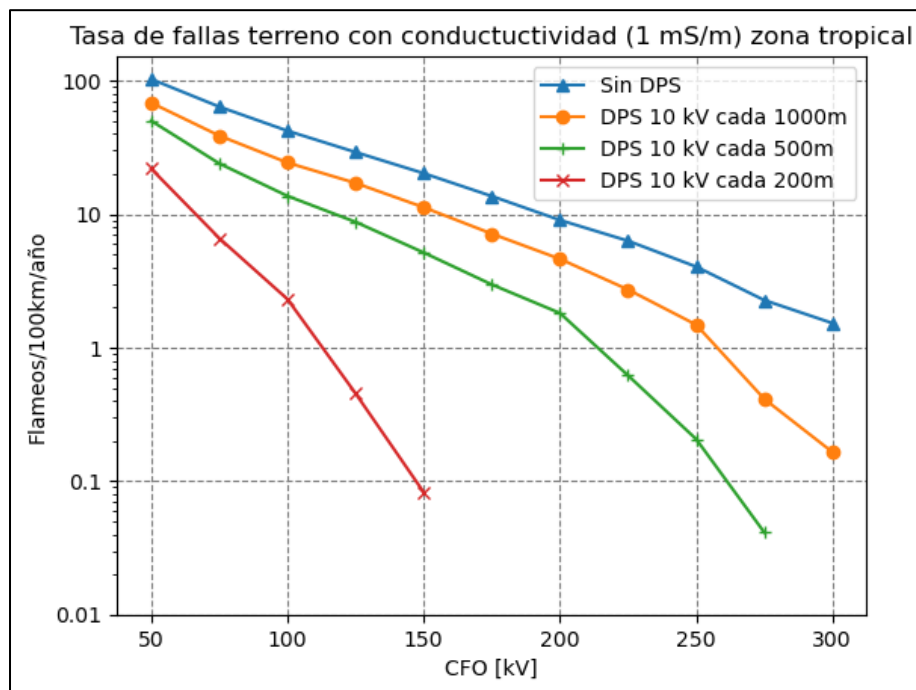


Figura 26 Tasa de fallas obtenidas con parámetros de zona tropical con DPS de 10 kV. Terreno con conductividad finita de 1 mS/m.



En la Figura 27 y Figura 28 se presentan la reducción de la tasa de fallas respecto a los datos obtenidos sin descargadores, en función del aumento del CFO de la red distribución. El cálculo de este índice se realizó para los descargadores de 10kV sobre un terreno perfectamente conductor (Figura 27) y sobre un terreno con conductividad finita de un 1 mS/m (Figura 28), considerando los parámetros del rayo en zona tropical.

Figura 27 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión implementando los parámetros de zona tropical. Para descargadores de 10kV. Terreno perfectamente conductor.

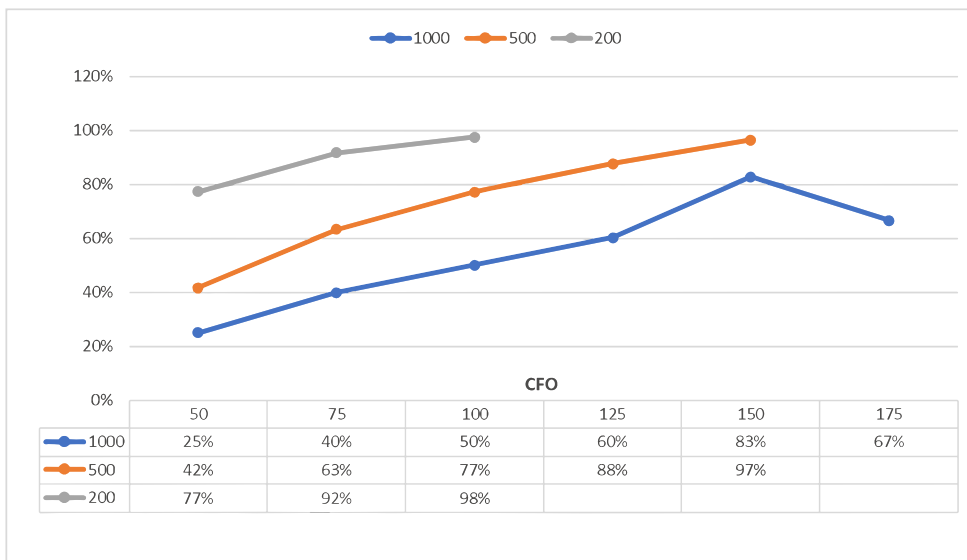
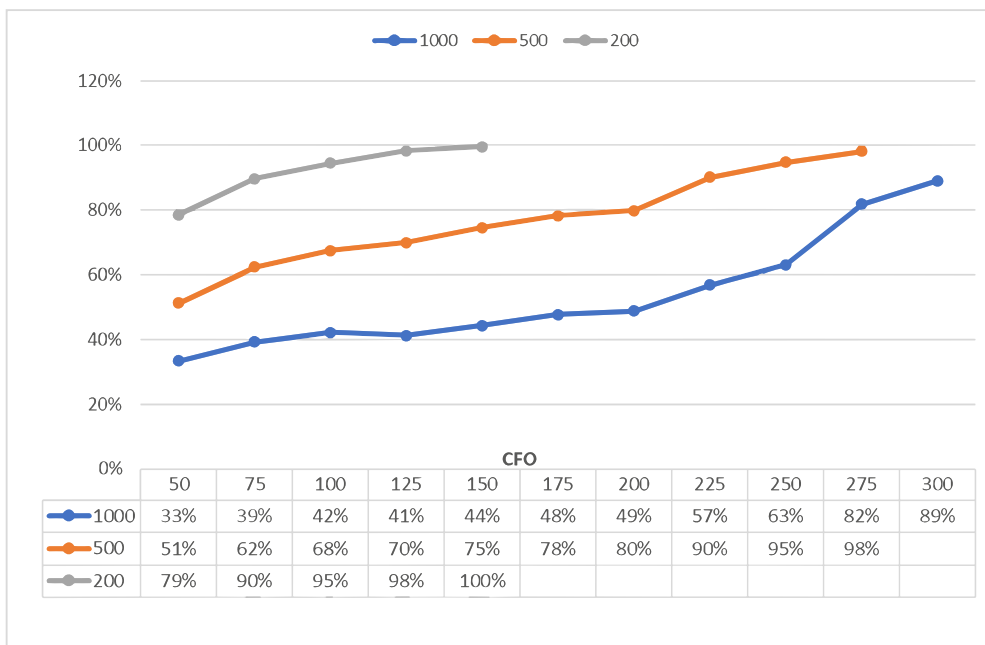


Figura 28 Reducción en la tasa de fallas, respecto los datos obtenidos sin descargadores de sobretensión implementando los parámetros de zona tropical. Para descargadores de 10kV. Terreno con conductividad de 1 mS/m.



Al analizar los resultados representados en la Figura 27 y Figura 28, se observa una tendencia clara: a medida que se reduce el espaciamiento entre descargadores, el porcentaje de reducción en la tasa de fallas aumenta significativamente. Este hallazgo indica que la proximidad entre los descargadores está directamente relacionada con una mayor disminución en la tasa de fallas, este comportamiento se vio reflejado en todas las simulaciones que tuvieron en cuenta el uso de descargadores. Por ejemplo, al observar la Figura 27, donde se colocaron descargadores de 10 kV cada 1000 metros, se observó una reducción en la tasa de fallas que varía entre el 25% y el 83% para diferentes niveles de CFO. Sin embargo, cuando se instalan descargadores cada 200 metros, la tasa de fallas se reduce aún más, oscilando entre el 77% y el 98%. Este comportamiento se repite tanto para los descargadores de 10 kV (Figura 27 y Figura 28) como para los de 20 kV (Figura 20-Figura 21, Figura 23-Figura 24), independientemente de si se considera un terreno perfectamente conductor o un terreno con conductividad finita de 1mS/m. Es importante destacar que al comparar las Figura 27 y Figura 28, se aprecia que los descargadores de 10 kV logran una mejor reducción en la tasa de fallas en terrenos con conductividad finita de 1 mS/m. En la Figura 27, que representa un terreno perfectamente conductor, los descargadores cada 1000 metros reducen la tasa de fallas entre un 25% y un 67% para diversos niveles de CFO, mientras que en la Figura 28, en un terreno con conductividad de 1mS/m, los DPS disminuyen la tasa de fallas entre un 33% y un 89%. Este mismo patrón se refleja en la Figura 23 y Figura 24, donde se consideran descargadores de 20 kV.

Es importante resaltar que los dispositivos de 10 kV muestran un desempeño superior en la red de distribución en comparación con los de 20 kV. Esto se pone de manifiesto al observar la Figura 19-Figura 20, donde se instalan descargadores de 20 kV cada 200 metros. En esta

configuración, la tasa de fallas disminuye en un rango que va desde el 12% hasta el 98% para diferentes niveles de CFO en un terreno perfectamente conductor. Sin embargo, en la Figura 27, cuando se utilizan descargadores de 10 kV cada 200 metros, la reducción en la tasa de fallas varía entre el 77% y el 98%. Este fenómeno se observa tanto en terrenos perfectamente conductores como en terrenos con una conductividad finita de 1mS/m. Esto se debe a las curvas no lineales V-I (Figura 4) que los caracteriza, donde los DPS de 20 kV actúan en mayor medida ante valores de magnitudes de corriente más altas; este análisis, se realiza con los datos de parámetros de corriente del rayo en zona tropical más actuales hasta la fecha de publicación del presente artículo, medidas en MCS (Silveira, F. H., & Visacro, S. (2020), en él se hallan pocos (apenas 1) impactos que sobrepasen el valor de 100kA.

Visto desde las tensiones inducidas en la red: la tensión residual medible en los terminales de los DPS de 10 kV será menor que la tensión residual medible en los DPS de 20 kV, así se evidencia en las curvas descritas en la Figura 4. Estos valores de tensión residual en muchos casos no superan 1.5 veces el CFO de la red, lo que implica una menor cantidad de flameos y a su vez una tasa de fallas menor cuando se implementan estos DPS de 10 kV.

5. Conclusiones

Los resultados del presente trabajo de investigación evidencian la notable diferencia que hay al evaluar el desempeño de una red de distribución, calculando su tasa de fallas cuando se consideran los parámetros del rayo en zona tropical y se comparan estos con los que actualmente adopta el estándar IEEE Std. 1410 (2010), que toma como referencia los parámetros del rayo en zona templada. Se encuentra que, en terrenos perfectamente conductores sin descargadores, hay

un incremento promedio del 58.9% y de un 41.6% en la tasa de fallas para terreno con conductividad finita de 1mS/m, respecto a la curva generada con parámetros del rayo en zona templada. Además, en el peor de los escenarios, se evidencia un aumento del 70.3% y 59.2% para terreno perfectamente conductor y conductividad finita de 1mS/m respectivamente. El aumento en la tasa de fallas se observó en los diferentes escenarios de espaciamientos entre descargadores, en el peor de los escenarios se logró evidenciar aumento de 10 veces en la magnitud de la tasa de fallas al adoptar los parámetros de rayo de zona tropical con respecto el escenario que adopta los parámetros de zona templada, esto para un terreno con conductividad finita de 1mS/m y para un terreno con conductividad finita 8,6 veces.

Específicamente, en terrenos de zona templada, se observó que las curvas con descargadores de sobretensiones (DPS) cada 500 m mostraban flameos hasta alcanzar un nivel de CFO de 125 kV. Sin embargo, cuando se comparó con las curvas obtenidas en zona tropical, para DPS cada 500 m, se presentaban flameos en la red llegando a niveles de CFO de 175 kV. Evidenciando presencia de flameo en niveles de CFO donde antes no lo había. Los resultados obtenidos a partir del análisis de la tasa de fallas en sistemas de distribución eléctrica revelan importantes diferencias según el entorno climático. Cuando se considera un escenario con descargadores de 20 kV y una red con un nivel de CFO de 100 kV en una zona templada, se logra una reducción significativa del 90% en la tasa de fallas, lo que demuestra la efectividad de los dispositivos de protección contra sobretensiones. Sin embargo, la transición a una zona tropical presenta un desafío adicional, ya que la misma configuración de descargadores logra una reducción del 65% en la tasa de fallas, lo que sugiere un mayor riesgo de eventos de sobretensión y posibles flameos. Estos hallazgos resaltan la importancia de considerar las condiciones climáticas específicas al diseñar sistemas de distribución eléctrica y subrayan la necesidad de estrategias de

protección adicionales en regiones tropicales para garantizar la confiabilidad del suministro de energía. Por otra parte, se logró evidenciar de manera consistente que la reducción en la tasa de fallas está estrechamente relacionada con la disminución del espaciamiento entre los descargadores. Esta tendencia es evidente tanto en los descargadores de 10 kV como en los de 20 kV y es independiente del tipo de terreno considerado, ya sea un terreno perfectamente conductor o uno con conductividad finita de 1mS/m. Por ejemplo, cuando se colocaron descargadores de 10 kV cada 1000 metros, se evidencio una reducción en la tasa de fallas que varía entre el 25% y el 83% para diferentes niveles de CFO. Sin embargo, cuando se instalan descargadores cada 200 metros, la tasa de fallas se logra reducir en mayor medida, oscilando entre el 77% y el 98%.

Este estudio ha revelado que los dispositivos de 10 kV tienen un mejor desempeño que los de 20 kV en términos de reducción de la tasa de fallas de la red de distribución cuando se consideran los parámetros de zona tropical. Esto se ha demostrado claramente al comparar los resultados en diferentes configuraciones. Cuando se instalan descargadores de 10 kV cada 200 metros, la reducción en la tasa de fallas es considerable, alcanzando valores que oscilan entre el 77% y el 98%. Por otro lado, los descargadores de 20 kV, aunque efectivos, muestran una menor reducción, que va desde el 12% hasta el 98%, cuando se instalan cada 200 metros. Además, se ha observado que los DPS de 10 kV generan tensiones residuales más bajas en la red en comparación con los de 20 kV, lo que contribuye a una disminución de la tasa de fallas.

La diferencia significativa en la tasa de fallas entre zonas tropicales y templadas subraya la importancia de considerar detenidamente los parámetros del rayo al diseñar sistemas de distribución eléctrica. Esta consideración es crucial ya que impacta directamente en los requerimientos mínimos de aislamiento. Debido a esto en un entorno con condiciones climáticas

correspondientes a una zona tropical, se necesitaría un aislamiento más robusto para garantizar su confiabilidad.

6. Recomendaciones

Para futuras líneas de investigación, se deberán actualizar las curvas de este artículo con información más actualizada de los parámetros del rayo en zona tropical. Esto ayudará a tener mayor certeza en la influencia de estos parámetros. Asimismo, se sugiere explorar aún más la optimización de la ubicación de los descargadores de sobretensión y su integración en sistemas de protección, con el objetivo de mejorar la confiabilidad y eficiencia de las redes eléctricas en entornos de zona tropical.

Referencias Bibliográficas

- Agrawal, A. K., Price, H. J., & Gurbaxani, S. H. (1980). Transient Response of Multiconductor Transmission Lines Excited by a Nonuniform Electromagnetic Field. *IEEE Trans. on EMC, EMC-22(2)*, Mayo.
- Anderson, R. B., & Eriksson, A. J. (1980). Lightning parameters for engineering application. *Electra*, 69, 65–102.
- Borghetti, A., Nucci, C. A., & Paolone, M. (2007). An Improved Procedure for the Assessment of Overhead Line Indirect Lightning Performance and Its Comparison with the IEEE Std. 1410 Method. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(1), 684-692.
- Borghetti, A., Nucci, C. A., Paolone, M., Bernardi, M., Malgarotti, S., & Mastandrea, I. (2004). Influence of Surge Arresters on the Statistical Evaluation of Lightning Performance of Distribution Lines. In *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems* (pp. 776-781).
- CIGRÉ Working Group 01 of SC 33. (1991). Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines (No. 63).
- Cooray, V. (1992). Horizontal field generated by return strokes. *Radio Science*, 27(4), 529-537.
- Heidler, F., Cvetic, J. M., & Stanic, B. V. (1999). Calculation of lightning current parameters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 14(2), 399-404.
- IEEE Power & Society (2011). IEEE Std 1410 - 2010, IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines, 2010.
- Master, M. J., & Uman, M. A. (1983). Transient electric and magnetic fields associated with establishing a finite electrostatic dipole. *Journal of Physics*, 51, 118-126.

- Nucci, C. A., et al. (1993). Lightning Induced Voltages on Overhead Lines. *IEEE Transactions on EMC*, 35(1), February.
- Nucci, C. A., Mazzetti, C., Rachidi, F., & Ianoz, M. (1988). On lightning Return Stroke Models for LEMP Calculations. In *Proceedings 19th International Conference on Lightning Protection (ICLP)*.
- Nucci, C. A., & Rachidi, F. (1985). Experimental validation of a modification to the transmission line model for LEMP calculations. In *Proc 8th International Symposium and Technical Exhibition on Electromagnetic Compatibility*.
- Nucci, C. A., Rachidi, F., Ianoz, M., & Mazzetti, C. (1995). Comparison of two models for lightning induced overvoltage calculations. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 10(1), 330-339, Jan.
- Nucci, C. A. (2010). A survey on CIGRÉ and IEEE procedures for the estimation of the lightning performance of overhead transmission and distribution lines. In *2010 Asia-Pacific International Symposium on Electromagnetic Compatibility* (pp. 1124-1133).
- Paolone, M., & Nucci, C. A. (2004). Mitigation of Lightning-Induced Overvoltages in Medium Voltage Distribution Lines by Means of Periodical Grounding of Shielding Wires and Surge Arresters: Modeling and Experimental Validation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(1), 423-431.
- Pérez, E. (2006). *Avances En El Modelamiento Y Experimentación De Tensiones Inducidas En Redes De Distribución*. Tesis doctoral, Universidad Nacional, Bogotá, Colombia.
- Pérez, E., & Soto, E. (2013). Yaluk Draw: Software especializado para análisis del desempeño de líneas de distribución ante impacto de rayos. *Avances en Ingeniería Eléctrica*, 4(1), 1-8.

- Pérez, E., & Soto (2018). Implementation of an Analytical Formulation for LEMP to Assess the Lightning Performance of a Distribution Line. *Tecnológicas*, 21(42).
- Rojas, H., Cruz, A., & Cortez, C. (2017). Características de los Campos Eléctricos Generados por Rayos Medidos en la Sabana de Bogotá, Colombia. *Revista UIS Ingenierías*, 16(2), 243-252.
- Rubinstein, M. (1996). An Approximate Formula for the Calculation of the Horizontal Electric Field from Lightning at Close, Intermediate, and Long Range. *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, 38(3), Aug.
- Silveira, F., & Visacro, S. (2015). The Impact of Peak Current Distribution on the Calculation of Backflashover Rate of Transmission Lines. *SICEL 2015*.
- Silveira, F. H., & Visacro, S. (2020). Lightning Parameters of a Tropical Region for Engineering Application: Statistics of 51 Flashes Measured at Morro do Cachimbo and Expressions for Peak Current Distributions. *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, 62(4), 1186-1191.
- Soto Ríos, E., E. Pérez-González y D. del Río Trujillo (2018). Obtención del índice de fallas de líneas de distribución ante impactos indirectos de rayo en zona tropical. *Revista UIS Ingenierías*, 13(1), 217–222.
- Torres, H. (2002). *El Rayo. Mitos, Leyendas Ciencia y Tecnología*. Bogotá, Colombia: Unibiblos.
- Torres, H., Pérez, E., Younes, C., Aranguren, D., Montaña, J., & Herrera, J. (2015). Contribution to Lightning Parameters Study Based on Some American Tropical Regions Observations. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, 8(8), 4086-4093.