



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Eduardo Francisco Roga Rojas

**Evaluación técnico-económica de
tecnologías aplicables al proyecto de
cables de guarda en líneas de transmisión
de alta tensión**

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 26 de abril de 2019



Evaluación técnico-económica de tecnologías aplicables al proyecto de cables de guarda en líneas de transmisión de alta tensión.

Eduardo Francisco Roga Rojas

Informe Final para optar al título de Ingeniero Eléctrico,
aprobada por la Comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Patricio Robles Calderón
Profesor Guía

Sr. René Sanhueza Robles
Segundo Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann
Secretario Académico

Valparaíso, 26 de abril de 2019

"...Para comenzar el juego, la naturaleza le entrega una carta de cada parte del mazo al diseñador, éste toma valores numéricos de las cartas que recibe y examina su propio modelo matemático del sistema que ha creado como su parte del juego. Si su diseño sobrevive esta terna de cartas sin fallas, entonces el diseñador gana la partida. De lo contrario, la naturaleza aumenta su marcador..."

Agradecimientos

A aquellos que ayudaron a levantar el espíritu en los momentos más bajos, a aquellos que estuvieron presentes en los buenos momentos y que siempre ayudaron de una u otra forma a completar esta etapa. A todos los profesores y profesionales que aportaron con sus conocimientos e inquietudes y que marcaron el camino a seguir.

Valparaíso, 26 de abril de 2019

Eduardo Roga Rojas

Resumen

El proyecto de líneas de transmisión se ve fuertemente influenciado por las pérdidas de potencia y energía en los conductores. Normalmente solo se consideran las pérdidas en conductores energizados, despreciándose las pérdidas por inducción en otros conductores normalmente no energizados, como cables de guarda. Se hace necesario para rentabilizar la inversión de mejor manera, por tanto, la descripción precisa de este fenómeno para calcular potencia y energía en cables de guarda y electrodos de puesta a tierra. Para esto, en el presente trabajo se construye una rutina en el software Matlab que permite modelar la matriz de impedancia serie de líneas de transmisión multiconductor considerando el efecto pelicular y el retorno por tierra. Posteriormente los resultados de esta rutina se aplican en otra rutina que calcula la tensión y corriente inducidas en cada vano de la línea y almacena estos resultados, obteniendo un perfil de pérdidas a lo largo de la misma. Puesto a que se desconoce el trazado exacto y características detalladas, este último cálculo es realizado iterativamente con distintos parámetros de entrada en cada iteración y los resultados son descritos en términos de media y desviación estándar. Para mitigar las pérdidas en la línea se propone la segmentación del cable de guarda y con estos resultados se valorizan las pérdidas a lo largo de la vida útil del proyecto. Luego se procede a comparar los resultados en términos de valor presente para los casos base y modificados.

Desde el punto de vista terminal de la línea, se analizan los impactos de la segmentación en la impedancia serie a frecuencia de sistema, impedancia serie a alta frecuencia y cantidad de fallas de aislamiento debidas a descargas atmosféricas. Para este fin, se utiliza el software ATP/EMTP, donde se implementa el modelo de progresión de trazadores en la cadena de aisladores (Leader Progression Model) y el modelo electrogeométrico de la sección transversal de la línea. Se analizan las formas de onda resultantes bajo dos escenarios de descarga atmosférica y posteriormente se implementa una rutina en el software Matlab que permite realizar una simulación de Montecarlo con los parámetros de entrada enviados a ATP/EMTP y almacenando los resultados que este produce en cada iteración, dentro de Matlab.

Palabras claves: Línea de transmisión, matriz de impedancia serie con retorno por tierra, pérdidas por inducción, descargas atmosféricas, contorno por cebado inverso, Matlab, ATP/EMTP, programación.

Abstract

Transmission lines projects are strongly influenced by the power and energy losses in the conductors. Normally, the losses in the energized conductors are considered and the induction losses in other normally un-energized conductors, such as the overhead ground wire, are not taken into account. It is necessary to optimize the investment in a better way, therefore, the precise description of this phenomenon is required to calculate the power and energy in overhead ground wire cables and electrodes. For this, a routine is built in Matlab software that allows to model the series impedance matrix of multiconductor transmission lines such as the skin effect and the ground return. Subsequently, the results of this routine are used for the calculation of the induced voltage and current in each place of the line and the storing of these results, allows to obtain a profile of long-term losses. Because outline and detailed information is unknown, this last calculation has been performed iteratively with different input parameters in each iteration and the results are described in terms of mean and standard deviation. To mitigate the losses in the line, a segmented overhead ground wire scheme is proposed and with these results the losses over the life of the project are evaluated. Then we continue to compare the results in terms of present value for the base and modified cases.

From the terminal point of view of the line, the impacts of segmentation on the series impedance at system frequency, serial impedance at high frequency and number of insulation faults due to atmospheric discharges are analyzed. For this purpose, ATP / EMTP software are used, where the leader progression model and the electrogeometric model of the cross section of the line is implemented. Resulting waveforms are analyzed under atmospheric discharge settings and then the implementation of a routine in the Matlab software allows to perform a Monte Carlo simulation with the ATP / EMTP input parameters and store the results that occur in each iteration, inside Matlab.

Keywords: Transmission line, ground return series impedance matrix, induction losses, atmospheric discharges, backflashover, Matlab, ATP/EMTP, programming.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivos generales.....	3
1 Antecedentes generales y propuesta	4
1.1 Descripción del problema.....	4
1.2 Línea de transmisión estudiada y su justificación.....	5
1.3 Alternativas de solución.....	6
1.4 Alcance.....	6
2 Solución y marco teórico	7
2.1 Metodología	7
2.2 Marco teórico.....	7
2.2.1 Modelo de conductores para evaluación de pérdidas	8
2.2.2 Modelo de conductores dependientes de la frecuencia	9
2.2.3 Reducción de matriz con línea circuito simple y cable de guardia simple.....	11
2.2.4 Reducción de matriz con línea circuito simple y cable de guardia doble.....	12
2.2.5 Modelo de descargas atmosféricas	13
2.2.6 Modelo electro geométrico.....	14
2.2.7 Modelo de cadena de aisladores	17
2.2.8 Modelo de electrodos de tierra.....	22
2.2.9 Método de Montecarlo	35
2.2.10 Evaluación económica.....	36
2.3 Validación modelos de línea de transmisión	38
2.3.1 Modelo dependiente de la resistividad del terreno.....	38
2.3.2 Modelo dependiente de la frecuencia	39
3 Análisis de la situación actual.....	42
3.1 Cálculo de parámetros con sensibilidad a la resistividad del terreno.....	43
3.2 Cálculo de parámetros con sensibilidad a la frecuencia.....	43
3.3 Evaluación económica	44
3.4 Modelo electrogeométrico.....	54
3.4.1 Sensibilidad a las distancias entre cable de guarda y cable de fase.....	55

3.4.2 Determinación de zona de impacto del canal vertical.....	56
3.4.3 Sensibilidad de sobretensión a la resistencia de puesta a tierra.	57
3.4.4 Sensibilidad de sobretensión a la magnitud de corriente descargada.	58
3.5 Modelo ATP/EMTP	59
3.5.1 Cálculo de distancia de fuga.....	60
3.5.2 Formas de onda	61
3.5.3 Montecarlo.....	64
4 Análisis de la situación modificada	67
4.1 Cálculo de parámetros con sensibilidad a la resisitividad del terreno.....	67
4.2 Cálculo de parámetros con sensibilidad a la frecuencia.	68
4.3 Evaluación económica	69
4.4 Modelo ATP/EMTP	72
4.4.1 Formas de onda	73
4.4.2 Montecarlo	77
5 Interpretación de resultados	82
6 Conclusiones y trabajo futuro	86
Bibliografía	88

Introducción

Un proyecto de líneas de transmisión comprende diversos aspectos, como impacto social, económico, medio ambiental, legal, mecánico y eléctrico. Dentro de este último aspecto, el proyecto es fuertemente influenciado por las pérdidas asociadas a la operación, las que al ser valorizadas llevan a la selección de una u otra alternativa de diseño. Estas pérdidas se originan cuando la línea de transmisión transmite potencia de un punto a otro a través de corrientes que circulan por sus conductores diseñados para tal fin. Sin embargo, al estar próximos dichos conductores a conductores que están diseñados para otros usos se producen circulaciones de corriente no deseadas debido a inducción.

En la etapa de proyecto normalmente no se realiza un estudio riguroso de los fenómenos que contribuyen a las pérdidas, considerándose solo las asociadas a los conductores normalmente energizados. Es importante, por tanto, describir el fenómeno de manera precisa, identificar sus parámetros de entrada y cuantificar las pérdidas asociadas a otros conductores de modo de rentabilizar la inversión de mejor manera, evitando las pérdidas que actualmente no se cuantifican y peor aún: se desprecian.

Existen publicaciones en las que se proponen alternativas de diseño que permiten aumentar el rendimiento de la línea de transmisión, pero no realizan comparaciones entre escenarios actuales y modificados, ni de operación en estado estacionario o el impacto que éstas tienen en el nivel de aislamiento ante descargas atmosféricas de la misma.

En el presente trabajo se obtiene un modelo para evaluar el comportamiento de la línea de transmisión en estados estable y transitorio tanto en escenarios de cable de guarda continuo y modificado. Para esto se ha construido una rutina en el software Matlab que utiliza el modelo de Deri [1] para aproximar el retorno de corrientes por tierra descrito completamente por J. R. Carson [2] y se descompone la matriz de impedancia serie obtenida en tres matrices elementales que representan las impedancias interna, geométrica y tierra respectivamente.

La separación de los fenómenos y el total control de los parámetros relevantes permite observar el efecto que tienen cada uno de ellos en las corrientes circulantes por cables de guarda y electrodos de tierra, así como también las tensiones inducidas en cada uno de los vanos de la línea de transmisión. Para esto, se realiza una simulación de Montecarlo que modifica la resistividad del terreno, longitud de los vanos y resistencia de puesta a tierra mediante la generación de

números aleatorios con una distribución de probabilidad dada. Una vez obtenido el conjunto de datos posibles para la corriente circulante en cada vano, se calculan sus respectivas pérdidas separadas en pérdidas en el cable de guarda y pérdidas en los electrodos de tierra. Puesto a que estas pérdidas solo son representativas para una terna de parámetros de entrada, se realiza esta simulación de manera iterativa para obtener las pérdidas asociadas a la inducción de corriente en toda la línea en términos de promedio y dispersión.

La rutina para el cálculo de impedancia serie de la línea de transmisión permite adicionalmente obtener la respuesta ante diferentes tipos de terreno por la que discurre y la respuesta ante excitaciones armónicas de distintas frecuencias. Para obtener medidas que permitan observar las diferencias producidas entre un esquema de cable de guarda segmentado o continuo, se utiliza una matriz de transformación basada en la transformación de Fortescue y en el aterrizamiento del cable de guarda en los extremos de cada vano, de tal manera de obtener componentes de secuencia para cada circuito y entre circuitos. Estos resultados son validados mediante la contrastación de los resultados de una línea típica, como lo es la línea de transmisión Cochrane-Encuentro, usando informes de ingeniería publicados en el Coordinador Nacional y para el caso de la respuesta en frecuencia se contrastan los resultados de una línea de prueba [3].

Adicionalmente, se construye un modelo en el software ATP/EMTP que permite obtener resultados del desempeño de la aislación de la línea de transmisión ante esquemas de cable de guarda continuo y segmentado para así evaluar las diferencias producidas. Para esto se construyen elementos dentro de ATP/EMTP que permiten representar las cadenas de aisladores y los electrodos de puesta a tierra mediante elementos de tipo Models, los que se han programado en lenguaje Fortran. Dado a que el cable de guarda es utilizado para mejorar el desempeño de la línea de transmisión ante descargas atmosféricas, y a que estas últimas tienen una naturaleza aleatoria se construye una rutina en el software Matlab, que permite realizar una simulación iterativa de ATP/EMTP con distintos parámetros de entrada para la descarga atmosférica y almacenar los resultados del desempeño de la aislación para analizar las diferencias producidas por distintas excitaciones en distintos esquemas de cable de guarda.

La evaluación económica del esquema segmentación del cable de guarda se realiza separando el proyecto de líneas de transmisión en sus partes más importantes, a saber, suministro de materiales, construcción y montaje e Ingeniería. Estas partidas han sido desglosadas según los costos más relevantes para el presente trabajo, haciéndose hincapié en el costo de aisladores, costo de montaje para conductores de guarda y costos de remate. Los valores han sido tomados según datos referenciales [4], por lo que se obtiene un valor estimado para la inversión inicial del proyecto.

Dado a que el proyecto de líneas de transmisión debe ser analizado en un horizonte de tiempo de 30 años y a que no se cuenta con un valor representativo para los ingresos de dinero por peajes de transmisión, se utiliza como referencia el estudio de peajes de transmisión realizado por el Coordinador Nacional [5] y se incorporan las pérdidas de operación en conductores de fase además de las pérdidas en conductores de guarda y electrodos de tierra calculados anteriormente.

Luego, se procede a calcular el flujo de caja en cada período y obtener el valor actual neto e índice de rentabilidad para cada esquema de cable de guarda.

Objetivos generales

- Realizar una evaluación técnica-económica de tecnologías aplicables al proyecto de cables de guarda en líneas de transmisión de alta tensión.
- Analizar distintas alternativas para proyectar el sistema de cables de guarda en una línea de transmisión de alta tensión.
- Analizar el impacto en el sistema eléctrico de segmentar el cable de guarda en líneas de transmisión tanto en régimen transitorio como en estado estacionario.
- Efectuar simulaciones en ATP/EMTP del comportamiento del sistema para distintas alternativas de diseño del o de los cables de guarda.
- Aplicar resultados a líneas de transmisión de 220 kV o superior.

1 Antecedentes generales y propuesta

Cuando circulan corrientes por las fases de una línea de transmisión, estas inducen tensiones en los cables de guarda por inducción magnética. Si estos cables tienen un trazado continuo y aterrizado en al menos dos puntos entonces se forma un circuito cerrado a través de tierra y por lo tanto circulan corrientes en estado estacionario. Se asume que las pérdidas ocasionadas por estas corrientes son un pequeño porcentaje al ser comparadas con las pérdidas en conductores de fases, pero dados los niveles de potencia involucrados y la vida útil del proyecto, de mitigarse pueden conseguirse ahorros sustanciales de dinero.

1.1 Descripción del problema.

Las técnicas normalmente utilizadas son la segmentación y trasposición del cable de guarda. En años recientes se ha utilizado una nueva alternativa en la que se mezclan ambas técnicas, consiguiendo resultados similares, pero ofreciendo la ventaja de que no es necesario segmentar el cable de guarda. Desgraciadamente, presenta la desventaja de que no es aplicable a todas las geometrías utilizadas en la realidad.

El problema consiste en tomar una decisión basada en criterios económicos, pero sin descuidar aspectos técnicos que se derivan de la modificación del diseño, como es la tasa de falla por descargas atmosféricas.

Al impactar una descarga atmosférica en el sistema de transmisión, idealmente lo hace en el cable de guarda, que es para lo que fue concebido, produciendo ondas viajeras de tensión y corriente que se desplazan en ambas direcciones con respecto al punto de impacto. Dependiendo de la magnitud de la descarga y la impedancia característica del conductor se produce una tensión que alcanza las estructuras de soporte, las que al estar aterrizadas descargan la energía del impacto, pero elevan su potencial. Esto causa una sollicitación de tensión en la cadena de aisladores que dependiendo del frente de la onda, su duración y momento de impacto puede producir una avalancha de electrones por la frontera aire-material de la cadena conocida como Backflashover o Contorneo por cebado inverso. Una vez alcanzada esta condición la condición se hace permanente, inclusive cuando ya se haya disipado la energía de la descarga, debiéndose corregir mediante la operación de los interruptores que protegen la línea.

Al considerar casos no ideales, las ondas viajeras de tensión y corriente se desplazan por el sistema de transmisión atenuándose como consecuencia del efecto corona y la resistencia asociada al cable de guarda, a las estructuras y a los electrodos de tierra. Sin embargo, cuando alcanzan un punto de discontinuidad como son los nodos cable de guarda-estructura-cable de guarda la onda viajera se divide cual lo hacen las ondas sobre el agua de un estanque al lanzar una piedra. Estas ondas viajan de manera similar a como lo hace la primera onda, pero en algún momento se encontrará con una onda que viaja en sentido contrario, cuya colisión produce una onda de tensión incluso mayor que la onda inicial que las provocó. Por esta razón, se hace relevante que entre más pequeño es el estanque de agua más colisiones entre ondas ocurrirán antes de que se atenúen y mayor es la posibilidad de que el agua se desborde. Se supone, por tanto, que la longitud de los tramos del cable de guarda debe tener una correlación con la frecuencia con la que ocurren fallas de aislamiento o Backflashover. Dada la naturaleza estadística de la interacción del sistema de transmisión con el medio ambiente no es posible cubrir analíticamente todas las combinaciones que se puedan dar en un sistema real y en consecuencia se debe recurrir a rutinas especialmente creadas para tales fines, junto con rutinas de programación para manejar el volumen de información que estas generan. Portada y hojas preliminares

Si es su informe final solo debe modificar los campos establecidos que se solicitan (título, nombre, carrera, grado académico, fecha, etc.), quedando prohibido cambiar el formato. Por el contrario, si es un informe para una de sus mesas u otro ramo, no incluya dedicatoria, agradecimientos ni prefacio.

El título o nombre completo del trabajo que aparece en la portada puede usar letras mayúsculas o minúsculas, según sea necesario. Por ejemplo, también se pueden usar unidades como eV o Mhz. El uso de letras griegas u otros caracteres especiales está permitido, pero lo más probables es que esto genera problemas en el registro en biblioteca.

1.2 Línea de transmisión estudiada y su justificación.

La línea de transmisión estudiada corresponde a Cochrane-Encuentro, tiene una tensión de 220[kV] en doble circuito con 677[MVA] cada uno y se ubica en la Región de Antofagasta. Interconecta la Subestación Cochrane, de Eléctrica Cochrane y la Subestación Encuentro, de Transelec. Se extiende por 153[km] entre las comunas de Mejillones y María Elena [6].

Actualmente se encuentran en servicio a lo menos 4 líneas de 765[kV] en Columbus, Ohio, USA, que cuentan con un diseño mixto de segmentación y transposición, pero se desconoce la metodología adoptada para el diseño y el desempeño que éstas tengan ante sobretensiones por descargas atmosféricas. En el caso de diseños de segmentación se desconoce la cantidad total de líneas en operación, pero es sabido que la Boneville Power Administration, USA, utiliza este esquema como criterio general para sus líneas de 765[kV] y que éstas operan en los estados de Washington, Oregon, Idaho, Montana, Wyoming, Utah, Nevada y California. Se desconoce la metodología adoptada para el diseño y el desempeño que éstas tengan ante sobretensiones por descargas atmosféricas [7].

1.3 Alternativas de solución.

Se propone modificar la topología de la línea de transmisión vista como un elemento multiterminal, específicamente segmentando el cable de guarda mediante la incorporación de elementos que permitan aislar este último de la estructura de soporte conectada a tierra.

1.4 Alcance.

En el presente trabajo se busca realizar una evaluación técnico-económica de nuevas tecnologías aplicables al diseño de cables de guarda en líneas de transmisión.

Se considera el modelamiento de la línea de transmisión de 220 kV Cochrane-Encuentro en estado estacionario para evaluar sus pérdidas mediante software Matlab y en estado transitorio para evaluar su comportamiento ante descargas atmosféricas mediante software ATP/EMTP.

2 Solución y marco teórico

Cualquier sistema eléctrico que transporte una corriente tendrá pérdidas asociadas, dado que los materiales conductores no son perfectos. Se deduce, por tanto, que si se lograra evitar que circulen corrientes por conductores que en operación normal no es necesario que circulen, entonces se podrían evitar pérdidas económicas.

2.1 Metodología

Se toma un tramo representativo de la línea de transmisión bajo estudio y se describe su comportamiento a través de su matriz de impedancia serie bajo escenarios actuales y modificados según la alternativa de diseño utilizada para el cable de guarda. Una vez modelada la línea se incorpora la corriente de carga a través de los conductores de fase y se evalúa la potencia disipada tanto en los conductores de fase como por el circuito conformado por el conductor de guarda. Al conocerse la potencia transmitida es posible cuantificar las pérdidas económicas en el cable de guarda en base a las mismas en los cables de fase y en consecuencia llevarlas a valor presente.

Una vez analizado el comportamiento de un vano único de la línea se sigue a modelar el comportamiento de la línea completa. Dado que se desconoce el trazado de la línea y a la imposibilidad de conocer el valor de la puesta a tierra en cada torre se asume que la longitud de los vanos se distribuye según una distribución normal con una media y desviación asignadas arbitrariamente y de igual manera se hace con las resistencias de puesta a tierra en cada torre. Después de correr varias simulaciones se obtiene un valor medio de pérdidas.

Posteriormente se utiliza el método de Montecarlo [8] para evaluar la tasa de fallas por descargas atmosféricas de cada escenario, filtrando e interpretando los resultados obtenidos de tal manera de establecer eventuales diferencias entre ellos además de consecuencias en el sistema de transmisión.

2.2 Marco teórico.

Se estudian primeramente los fenómenos en estado estable que ocurren en los conductores que forman parte del sistema de transmisión y las corrientes que circulan por el mismo como consecuencia de las demandas de potencia. En seguida, se estudian los fenómenos en estado

transitorio que ocurren en los distintos elementos que constituyen el sistema de transmisión además de los modelos y técnica requerida para su modelamiento.

2.2.1 Modelo de conductores para evaluación de pérdidas

Para efectos de evaluar las pérdidas en una sección única de línea se suman los efectos de las matrices de impedancia serie internas, geométricas y terreno además de las resistencias de puesta a tierra [1], [3].

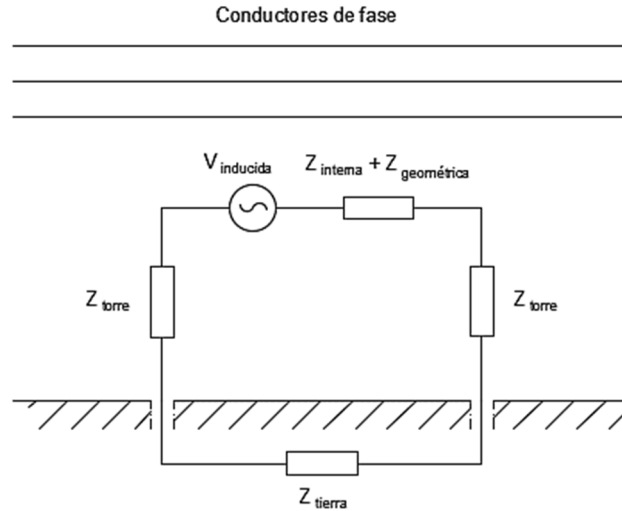


Figura 2-1: Interpretación física de matrices de impedancia.

Dada una secuencia de fases en el tramo bajo estudio se calcula la tensión inducida en el cable de guardia según la ecuación matricial:

$$\begin{bmatrix} |V_{ABC}| \\ |V'_{ABC}| \\ V_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |Z_{ABC}| & |Z_{M12}| & |Z_{M1G}| \\ |Z_{M21}| & |Z'_{ABC}| & |Z_{M2G}| \\ |Z_{MG1}| & |Z_{MG2}| & Z_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} |I_{ABC}| \\ |I'_{ABC}| \\ I_g \end{bmatrix} \quad (2-1)$$

$$V_g = |Z_{MG1}| |I_{ABC}| + |Z_{MG2}| |I'_{ABC}| + Z_g I_g \quad (2-2)$$

Luego incorporando el largo del vano y las resistencias de puesta a tierra de cada torre:

$$I_g = l_{vano} \frac{|Z_{MG1}| |I_{ABC}| + |Z_{MG2}| |I'_{ABC}|}{2 Z_T + l_{vano} Z_g} \quad (2-3)$$

De acá se deduce que la corriente que circula en un vano de la línea se verá afectada por la corriente que circula por las mallas de los vanos adyacentes, por lo tanto, para la línea completa:

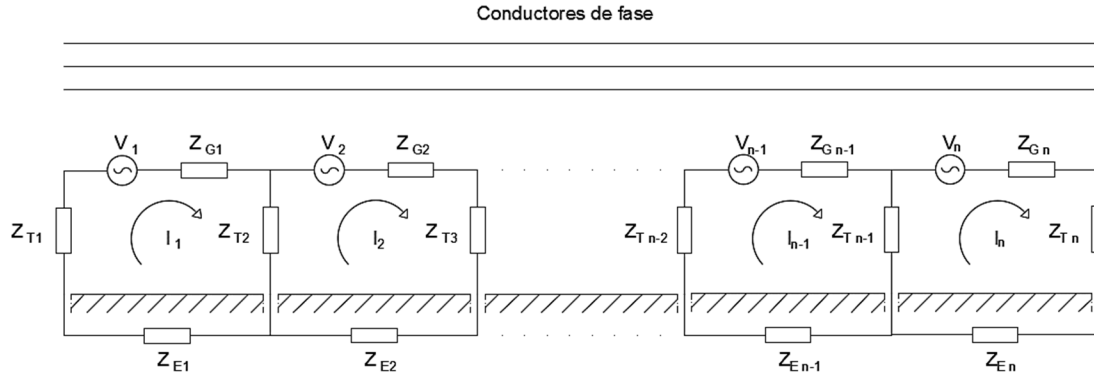


Figura 2-2: Modelo detallado de cable de guarda.

Dada la imposibilidad de determinar el largo de cada vano con sus respectivas puestas a tierra se asume que la longitud de los vanos se distribuye según una distribución normal con una media y desviación asignadas arbitrariamente, de tal manera que la suma de todos los vanos sea igual al largo de la línea. De igual manera se hace con las resistencias de puesta a tierra en cada torre. Luego se propone el método de corrientes de malla como solución del problema, sin transposiciones:

$$[Z] = \begin{bmatrix} (2Z_{T,1} + l_1(Z_{G,1} + Z_{E,1})) & -Z_{T,2} & \dots & 0 \\ -Z_{T,2} & (2Z_{T,1} + l_2(Z_{G,2} + Z_{E,2})) & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & -Z_{T,n} & (2Z_{T,n} + l_n(Z_{G,n} + Z_{E,n})) \end{bmatrix} \quad (2-4)$$

$$[I] = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2-5)$$

$$[V] = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2-6)$$

El cual se resuelve para la corriente en el cable de guarda, dadas la matriz de impedancia serie y la corriente de carga por cada una de las fases.

2.2.2 Modelo de conductores dependientes de la frecuencia

John R. Carson [2] propuso a principios del siglo pasado una manera rigurosa de calcular los fenómenos que se producen en un conductor no ideal cuando atraviesa el espacio con dos medios presentes. Posteriormente, Deri [1] generalizó estas ecuaciones para considerar un medio multi estrato, como generalmente se encuentra en la práctica. Adicionalmente se utilizan las ecuaciones de Maxwell [9] para modelar el comportamiento interno del conductor y calcular su comportamiento ante fenómenos transitorios de frente rápido.

Se considera una línea con pérdidas y efecto pelicular sobre un terreno conductor con resistividad finita. El análisis no contempla transposiciones, es decir, los términos fuera de la diagonal de una misma fila serán distintos y existirán acoplamientos entre secuencias.

Para calcular la impedancia externa de cada conductor se utiliza el método de las imágenes complejas, según las expresiones:

$$d_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad [m] \quad (2-7)$$

$$D_{ij}' = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j + 2p)^2} \quad [m] \quad (2-8)$$

$$D_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2} \quad [m] \quad (2-9)$$

$$p = \frac{1}{\sqrt{j \omega \mu \rho^{-1}}} \quad (2-10)$$

Con ω , μ , siendo frecuencia angular, permeabilidad y resistividad del terreno respectivamente. Es posible separar las contribuciones de los conductores, el retorno por tierra y el aire mediante:

$$Z_{terreno} = \frac{j\omega\mu_{terreno}}{2\pi} \begin{bmatrix} \ln \frac{D_{11}'}{D_{11}} & \dots & \ln \frac{D_{1m}'}{D_{1m}} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \ln \frac{D_{n1}'}{D_{n1}} & \dots & \ln \frac{D_{nm}'}{D_{nm}} \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (2-11)$$

$$Z_{geométrica} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \begin{bmatrix} \ln \frac{D_{11}}{r_1} & \dots & \ln \frac{D_{1n}}{d_{1n}} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \ln \frac{D_{n1}'}{d_{n1}} & \dots & \ln \frac{D_{nm}}{r_m} \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (2-12)$$

Para calcular la impedancia interna del conductor se utiliza:

$$Z_{conductor \ i-\acute{e}simo} = \frac{\sqrt{-j\omega\mu\rho^{-1}}}{2\pi\rho^{-1}r_{cond}} \frac{J_0(\sqrt{-j\omega\mu\rho^{-1}}r_{cond})}{\frac{\delta}{\delta r}J_0(\sqrt{-j\omega\mu\rho^{-1}}r_{cond})} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (2-13)$$

Siendo J_0 una función de Bessel de primer orden y primera especie. Se propone como solución del problema la aproximación por series de potencias [10]:

$$Z_{conductor \ i-\acute{e}simo} = \frac{j\rho}{d} \left[\frac{B_{eRe}(q) + jB_{eIm}(q)}{B_{eRe}'(q) + jB_{eIm}'(q)} \right] \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (2-14)$$

$$d = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega\mu}} \quad [m] \quad (2-15)$$

$$q = \frac{\sqrt{2} r_c}{d} [-] \quad (2-16)$$

$$B_{eRe}(q) = 1 - \frac{(0.5 q)^4}{2!} + \frac{(0.5 q)^8}{4!} \quad (2-17)$$

$$B_{eIm}(q) = \frac{(0.5 q)^2}{1!} - \frac{(0.5 q)^6}{3!} + \frac{(0.5 q)^{10}}{5!} \quad (2-18)$$

$$B_{eRe}'(q) = -\frac{(0.5 q)^3}{1!2!} + \frac{(0.5 q)^7}{3!4!} - \frac{(0.5 q)^{11}}{5!6!} \quad (2-19)$$

$$B_{eIm}'(q) = \frac{(0.5 q)^1}{1!} + \frac{(0.5 q)^5}{2!3!} - \frac{(0.5 q)^9}{4!5!} \quad (2-20)$$

Luego las matrices de inductancia y capacitancia se calculan como:

$$[L] = \frac{Imag(Z_e + Z_i)}{\omega} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (2-21)$$

$$[P] = \frac{1}{2\pi \epsilon_0} \begin{bmatrix} \ln \frac{D_{11}}{r_1} & \dots & \ln \frac{D_{1m}}{d_{1m}} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \ln \frac{D_{n1}}{d_{n1}} & \dots & \ln \frac{D_{nm}}{r_m} \end{bmatrix} \left[\frac{m}{F} \right] \quad (2-22)$$

$$[C] = P^{-1} \left[\frac{F}{m} \right] \quad (2-23)$$

Una vez obtenida la matriz de impedancia serie se aplica la transformación de Fortescue [11]:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2-24)$$

la cual tiene 3 casos para este trabajo.

2.2.3 Reducción de matriz con línea circuito simple y cable de guardia simple.

La matriz de transformación es diagonal y se define como [11]:

$$T = \begin{bmatrix} A & 0_{3 \times 1} \\ 0_{1 \times 3} & 1 \end{bmatrix}_{4 \times 4} \quad (2-25)$$

La matriz de impedancias antes calculada es:

$$Z_{123m} = \begin{bmatrix} Z_{123} & Z_{123-m} \\ Z_{m-123} & Z_m \end{bmatrix}_{4 \times 4} \quad (2-26)$$

La matriz de secuencias se calcula como:

$$Z_{012} = T^{-1} Z_{123m} T \quad (2-27)$$

2.2.4 Reducción de matriz con línea circuito simple y cable de guardia doble.

La matriz de transformación es diagonal y se define como [11]:

$$T = \begin{bmatrix} A & 0_{3 \times 1} & 0_{3 \times 1} \\ 0_{1 \times 3} & 1 & 0 \\ 0_{1 \times 3} & 0 & 1 \end{bmatrix}_{5 \times 5} \quad (2-28)$$

La matriz de impedancias antes calculada es:

$$Z_{123mg} = \begin{bmatrix} Z_{123} & Z_{123-m} & Z_{123-g} \\ Z_{m-123} & Z_m & Z_{m-g} \\ Z_{g-123} & Z_{g-m} & Z_g \end{bmatrix}_{5 \times 5} \quad (2-29)$$

La matriz de secuencias se calcula como:

$$Z_{012} = T^{-1} Z_{123mg} T \quad (2-30)$$

De acá se tiene que la corriente a través de los cables de guarda ya son una corriente de secuencia y es posible reducir el orden de la matriz:

$$V_{012} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{1m} & Z_{1g} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{2m} & Z_{2g} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{3m} & Z_{3g} \\ Z_{m1} & Z_{m2} & Z_{m3} & Z_{mm} & Z_{mg} \\ Z_{g1} & Z_{g2} & Z_{g3} & Z_{gm} & Z_{gg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \\ I_m \\ I_g \end{bmatrix} \quad (2-31)$$

Puesto que el cable de guarda m se encuentra aterrizado en ambos extremos se tiene:

$$0 = Z_{m1}I_0 + Z_{m2}I_1 + Z_{m3}I_2 + Z_{mm}I_m + Z_{mg}I_g \quad (2-32)$$

Despejando:

$$I_m = \frac{-1}{Z_{mm}} \begin{bmatrix} Z_{m1} & Z_{m2} & Z_{m3} & Z_{mg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \\ I_g \end{bmatrix} \quad (2-33)$$

Reemplazando en V_0 :

$$V_0 = \left[Z_{11} - \frac{Z_{m1}Z_{1m}}{Z_{mm}} \right] I_0 + \left[Z_{12} - \frac{Z_{m2}Z_{1m}}{Z_{mm}} \right] I_1 + \left[Z_{13} - \frac{Z_{m3}Z_{1m}}{Z_{mm}} \right] I_2 + \left[Z_{1g} - \frac{Z_{mg}Z_{1m}}{Z_{mm}} \right] I_g \quad (2-34)$$

De manera similar se hace para el cable de guarda g :

$$0 = \left(Z_{g1} - \frac{Z_{m1}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right) I_0 + \left(Z_{g2} - \frac{Z_{m2}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right) I_1 + \left(Z_{g3} - \frac{Z_{m3}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right) I_2 + \left(Z_{gg} - \frac{Z_{mg}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right) I_g \quad (2-35)$$

$$I_g = \frac{-1}{\left(Z_{gg} - \frac{Z_{mg}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right)} \left[\left(Z_{g1} - \frac{Z_{m1}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right) I_0 + \left(Z_{g2} - \frac{Z_{m2}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right) I_1 + \left(Z_{g3} - \frac{Z_{m3}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right) I_2 \right] \quad (2-36)$$

Reemplazando I_g en la tensión de secuencia cero:

$$V_0 = \left[Z_{11} - \frac{Z_{m1}Z_{1m}}{Z_{mm}} - \frac{\left(Z_{1g} - \frac{Z_{mg}Z_{1m}}{Z_{mm}} \right) \left(Z_{g1} - \frac{Z_{m1}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right)}{\left(Z_{gg} - \frac{Z_{mg}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right)} \right] I_0 \quad (2-37)$$

$$+ \left[Z_{12} - \frac{Z_{m2}Z_{1m}}{Z_{mm}} - \frac{\left(Z_{1g} - \frac{Z_{mg}Z_{1m}}{Z_{mm}} \right) \left(Z_{g2} - \frac{Z_{m2}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right)}{\left(Z_{gg} - \frac{Z_{mg}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right)} \right] I_1$$

$$+ \left[Z_{13} - \frac{Z_{m3}Z_{1m}}{Z_{mm}} - \frac{\left(Z_{1g} - \frac{Z_{mg}Z_{1m}}{Z_{mm}} \right) \left(Z_{g3} - \frac{Z_{m3}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right)}{\left(Z_{gg} - \frac{Z_{mg}Z_{gm}}{Z_{mm}} \right)} \right] I_2$$

2.2.5 Modelo de descargas atmosféricas

En general, la mayoría de las descargas atmosféricas se dan entre nubes y solo una pequeña proporción de descargas alcanzan el suelo. El primer requerimiento en la mayoría de las aplicaciones de ingeniería es el número de impactos de rayo por unidad de tiempo por unidad de área. Densidad regional de descargas a tierra N_g [12], [13].

Nivel cerámico T_d tiene un limitado valor en ingeniería dada la pobre correlación entre la ocurrencia de tormentas y la densidad regional de descargas a tierra. Sin embargo, ante la ausencia de datos es posible utilizarlo como una guía.

$$N_g = 0.04 T_d^{1.25} \quad (2-38)$$

La tasa de salida es:

$$T_s = \frac{N_d}{N_c} N_g w L \quad (2-39)$$

N_d : Número de descargas que produjeron contorneos.

N_c : Número de casos.

N_g : Número de descargas a tierra.

w : Ancho de la zona de estudio.

L : Longitud de la línea.

A continuación, se muestra un mapa de nivel cerámico donde se observa que el nivel para Chile es de aproximadamente 10 rayos/km²-año en la zona norte [14].

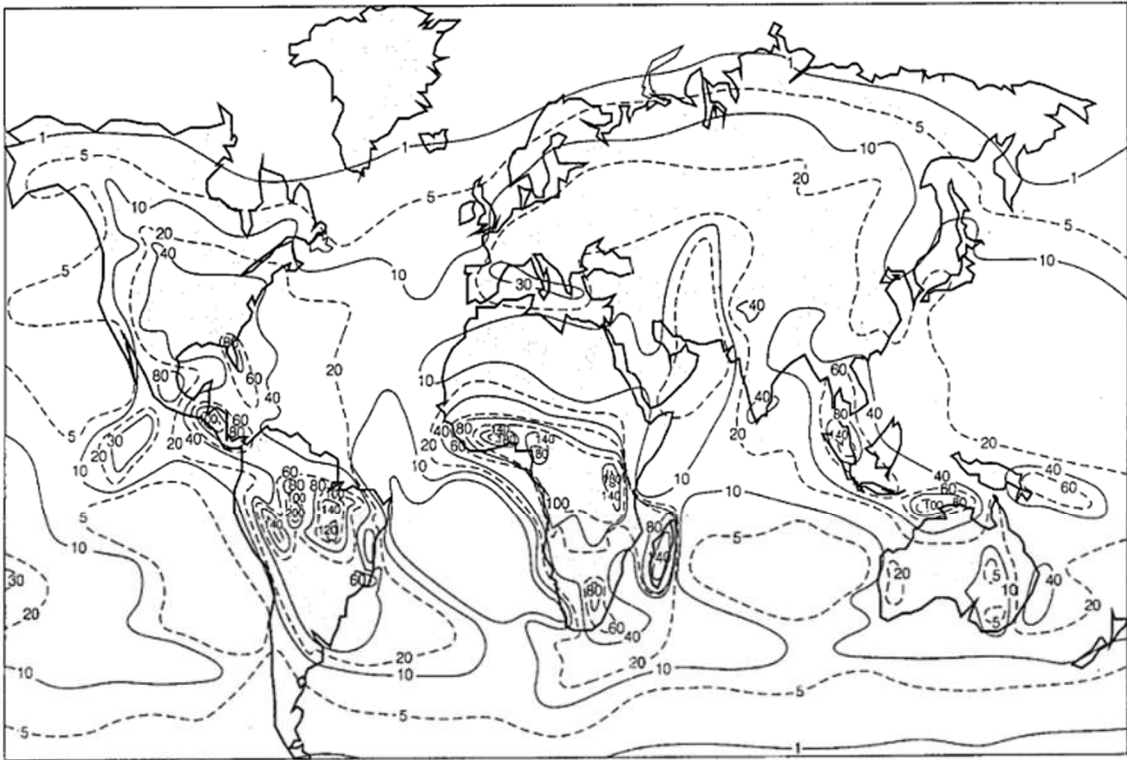


Figura 2-3: Mapa de nivel cerámico. Fuente: [14]

2.2.6 Modelo electro geométrico

El objetivo de este modelo es determinar el punto de impacto de una descarga teniendo en cuenta su intensidad máxima de corriente y la localización del canal de esta descarga que se supone tiene una trayectoria vertical. Al acercarse una descarga a tierra hay un momento en que se supera la rigidez dieléctrica del aire y se produce un salto hacia el objeto más cercano, que puede ser un árbol, una línea o la misma tierra. La distancia de ruptura o distancia a la que salta el arco depende de la magnitud de corriente de la descarga. Sin embargo, en general la distancia de ruptura de un conductor en la punta de la torre difiere de la distancia de ruptura a la tierra. Esto es obvio dado que el gradiente de una descarga con electrodos punta-plano (trazador descendiente que conecta con la tierra) difiere del gradiente de una descarga con electrodos punta-punta (el trazador descendiente conecta con la torre). Así en general, existen al menos dos distancias de ruptura, una a los conductores de fase o los cables de tierra y otra a la tierra.

Para la mayoría de los casos se acepta la expresión simplificada [15]

$$r_{tierra} = \left\{ \begin{array}{ll} \cdot I^{0.65} [3.6 + 1.7 \ln(43 - h)] & \text{ssi } h < 40 \\ \cdot 5.5 I^{0.65} & \text{ssi } h \geq 40 \end{array} \right\} [m] \quad (2-40)$$

$$r_{cable} = 10 I^{0.65} [m] \quad (2-41)$$

La aplicación del modelo electro geométrico para determinar el punto de impacto final de una descarga atmosférica, con intensidad de cresta I, en una situación como la que se muestra en la figura. Cualquier descarga entre A y B terminará en el conductor y cualquier descarga que llegue a la izquierda de A o la derecha de B terminará impactando en tierra [16].

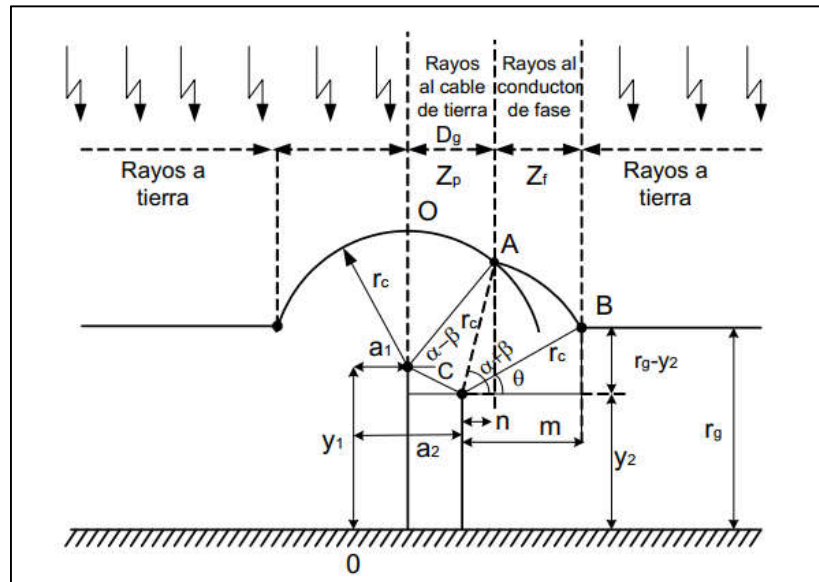


Figura 2-4: Modelo electrogeométrico. Fuente: [16].

Para cada valor de corriente existe una zona desprotegida, que corresponde al arco AB o a la distancia horizontal \$Z_f\$. De la figura se calculan:

$$L = a_2 - a_1 \quad (2-42)$$

$$b = y_1 - y_2 \quad (2-43)$$

El ángulo entre los dos radios se define con \$\beta\$ y es:

$$\beta = \sin^{-1} \left[\frac{c}{2r_c} \right] \quad (2-44)$$

$$= \sin^{-1} \left[\frac{\sqrt{L^2 + b^2}}{2r_c} \right]$$

$$= \sin^{-1} \left[\frac{b\sqrt{1 + \tan^2 \alpha}}{2r_c} \right]$$

Los ángulos son:

$$\theta = \sin^{-1} \left[\frac{r_g - y_2}{r_c} \right] \quad (2-45)$$

$$\alpha = \tan^{-1} \left[\frac{L}{b} \right] \quad (2-46)$$

De aquí se tienen las zonas de falla y protegida:

$$Z_p = r_c \cos[\alpha - \beta] \quad (2-47)$$

$$Z_f = r_c (\cos[\theta] - \cos[\alpha + \beta]) \quad (2-48)$$

Por lo anterior, si el canal vertical se ubica en:

Si $x < Z_p$ entonces la descarga se produce en el cable de guarda.

Si $Z_p < x < Z_f$ entonces la descarga se produce en el cable de fase.

Si $x > Z_f$ entonces la descarga se produce en tierra.

2.2.7 Modelo de cadena de aisladores

Los aisladores son representados por interruptores controlados por tensión, los que se conectan entre sus respectivas fases y la estructura [17], [18].

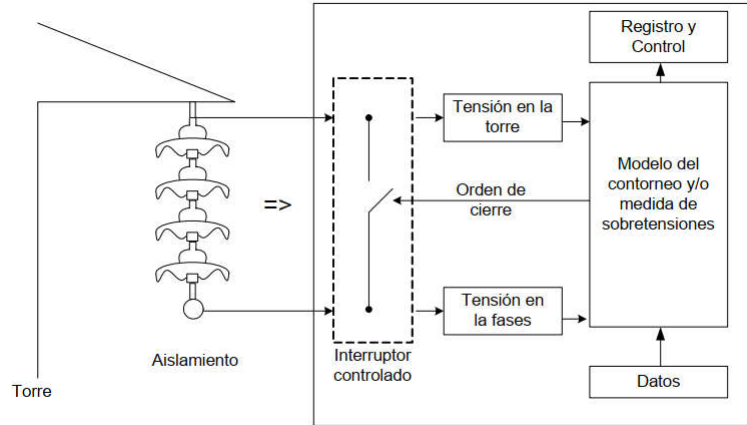


Figura 2-5: Modelamiento de cadena de aisladores. Fuente: [16].

El mecanismo de contorno de los aisladores puede ser representado por curvas de tensión-tiempo, las que dependen de la distancia de fuga del aislador. La tensión de contorno del aislador puede ser calculada con la ecuación durante la simulación y comparada con la tensión instantánea del mismo. Si la tensión del aislador es mayor que la tensión calculada entonces ocurre un contorno. El tiempo de frente para el arco puede ser muy pequeño, a saber, del orden de 20ns y está determinado por las características físicas del aislador. Para un análisis simplificado no es necesario un modelo detallado y basta con representar el aislante con un interruptor.

$$V(t) = L \left(400 + \frac{710}{t^{0.75}} \right) [kV] \quad (2-49)$$

L : Distancia de arco en seco en mm.

t : Tiempo desde inicio de descarga μs .

$$V(t) > V_{aislador} \Rightarrow \text{Contorneo}$$

Para poder utilizar este modelo, debe sincronizarse el tiempo en el que da inicio la descarga y el tiempo en el que comienza el modelo del aislador. En [17] se recomienda representar todos los aisladores en la trayectoria de la onda de tensión con sus respectivas características. Es impreciso asumir que el contorno ocurrirá cuando la onda de tensión sea mayor que la característica del aislador en cualquier instante de tiempo. Esto se debe a que la característica del aislador solo es adecuada para relacionar el valor máximo del impulso estándar de tensión con el tiempo hasta

que ocurre el contorneo. Para sobrellevar este inconveniente se ha desarrollado un procedimiento analítico [17], [13], [12] para predecir el desempeño de la aislación como una función de la forma de onda del impulso de tensión, tiempo hasta el contorneo, configuración de las distancias en aire y otros.

Método de avance de trazadores (Leader progression model)

Este método está clasificado como un enfoque físico, aunque está parcialmente basado en experimentación. El fenómeno de ruptura se desarrolla en fases sucesivas las cuales pueden ser ya sea bien distinguidas o parcialmente superpuestas de acuerdo al tipo de tensión aplicada y al tipo de geometría del electrodo.

Cuando el impulso de tensión sobrepasa un cierto valor se desarrollan precursores desde el electrodo hacia el espacio. Una vez que los precursores atraviesan el espacio ondas ionizantes se propagan a lo largo del canal formado por los precursores hasta que alcanzan una zona altamente conductiva cerca del electrodo. En este momento el trazador comienza a desarrollarse y progresivamente atraviesa el espacio por completo. Dependiendo de la configuración de las distancias en aire y de la polaridad las fases de formación de precursores y trazador puede desarrollarse desde uno o mas electrodos. Cuando el trazador ha cruzado todo el espacio y la tensión aún es lo suficientemente alta, entonces se desarrolla un arco que completa la ruptura del aislante [13]:

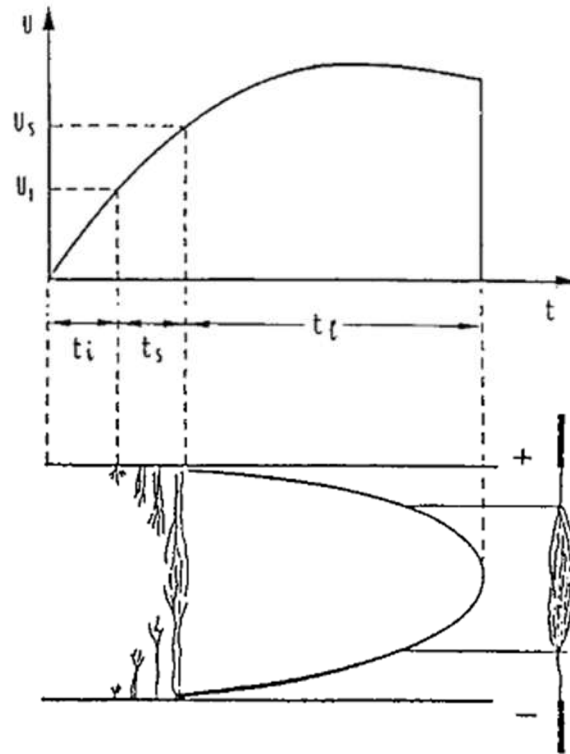


Figura 2-6: Fases de ruptura en aire. Fuente: [13].

La primera y segunda fase tienen diferencias en sus características de acuerdo a la polaridad de la tensión aplicada y por lo tanto causa una diferencia en la tensión de ruptura con la polaridad. En la mayoría de las geometrías de uso práctico la tensión de ruptura a polaridad positiva es menor que a polaridad negativa con la misma apertura y forma de onda de tensión, ocurriendo la ruptura más baja para el caso de la configuración cilindro-plano.

Para describir el fenómeno se requiere resolver una ecuación diferencial para encontrar la velocidad a la que el trazador atraviesa la distancia en aire. Primero se calcula empíricamente la velocidad de los trazadores como una función de la tensión aplicada, longitud del trazador, longitud de la distancia en aire, geometría del espacio e intensidad de campo eléctrico con las contribuciones del trazador y de corona. Luego esta ecuación es combinada con la ecuación del circuito determinada por la condición experimental y resuelta numéricamente en un ciclo de iteraciones hasta la ruptura.

El tiempo hasta la ruptura es:

$$t_c = t_i + t_s + t_l \quad (2-50)$$

t_i : Tiempo de inyección de corona, se asume cero.

t_s : Tiempo de propagación de precursores.

t_l : Tiempo de propagación de trazador.

Incepción de corona

La primera fase es cuando ocurre el primer corona, el cual se desarrolla en la región de alto campo eléctrico en la proximidad de los electrodos, en la forma de filamentos delgados llamados precursores, propagándose generalmente en solo una parte del espacio.

Duración de la fase de precursor.

Se asume generalmente que esta fase está completa cuando la tensión aplicada ha producido un campo eléctrico en el espacio igual al gradiente promedio, el que corresponde a un valor fijo y que depende de la configuración de los electrodos y distancia considerada. Este valor es conocido como E50 y está tabulado para configuraciones punta-plano en [13], [19]:

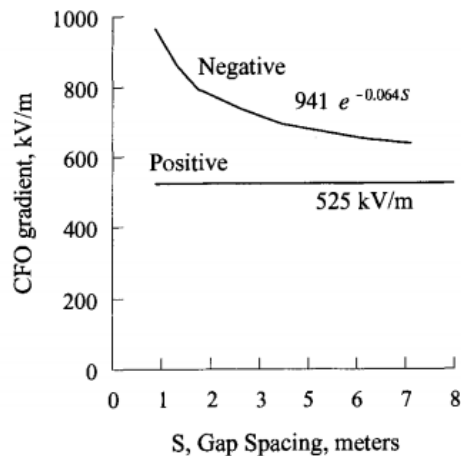


Figura 2-7: Variación de campo eléctrico con la distancia en aire. Fuente: [19]

Dada la distancia en aire se obtiene el campo eléctrico para la configuración de electrodos antes mencionada y posteriormente dada la configuración de electrodos bajo estudio es posible conocer el campo eléctrico promedio en base a la configuración punta-plano:

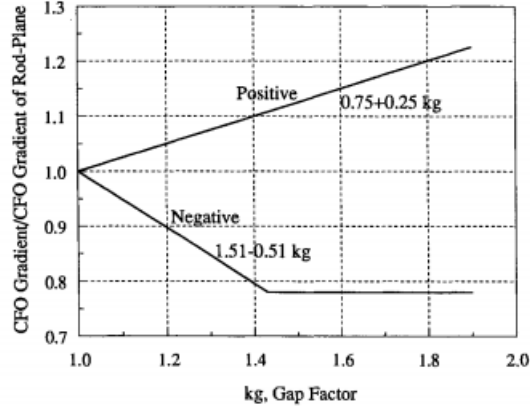


Figura 2-8: Variación de campo eléctrico con factor de campo. Fuente: [19]

Este valor se ingresa a la siguiente ecuación para obtener el tiempo de la fase de precursores:

$$\frac{1}{t_s} = 1.25 \frac{E}{E_{50}} - 0.95 \left[\frac{1}{\mu s} \right] \quad (2-51)$$

E : Máximo campo eléctrico antes de la ruptura kV/m.

E_{50} : Campo eléctrico medio dado por la tensión CFO kV/m

Duración de la fase trazador.

La tercera fase es el trazador, que se caracteriza por la formación y elongación de un canal más ionizado que el de un precursor, y que se propaga con el desarrollo del efecto corona desde su punta. De acuerdo al valor y forma de la tensión aplicada y a la distancia, el trazador puede alcanzar el electrodo opuesto o detenerse. Una vez que, ya sea los primeros precursores de corona o el trazador de corona han alcanzado el electrodo opuesto. El canal trazador se elonga con una velocidad creciente creando un puente en toda la abertura. En este punto el canal está altamente ionizado y los electrodos están cortocircuitados.

Se asume que la fase del trazador comienza cuando los precursores han atravesado todo el espacio. El modelo considera un trazador equivalente que para todas las geometrías se propaga solo desde un electrodo, con un tiempo de propagación igual al trazador actual. La duración de la fase se calcula como el tiempo que le toma al trazador equivalente atravesar la distancia equivalente del espacio.

$$\frac{dL}{dt} = k V(t) \left[\frac{V(t)}{g - L} - E_0 \right] \quad (2-52)$$

$V(t)$: Diferencia de potencial en el espacio kV.

L : Largo del trazador m,

g : Largo de la distancia en aire m.

Utilizando la ecuación es posible calcular la longitud del trazador en función del tiempo. La ruptura ocurre cuando la longitud del trazador es igual a la longitud de la distancia en aire.

Configuration	Polarity	$K \left[\frac{m^2}{kV^2 \text{ sec}} \right]$	$E_o \left[\frac{kV}{m} \right]$
Air Gaps, Post Insulators	Positive	0.8	600
Cap and Pin Insulators	Negative	1.0	670
Cap and Pin Insulators	Positive	1.2	520
	Negative	1.3	600

Figura 2-9: Parámetros para el cálculo de trazadores. Fuente: [17]

2.2.8 Modelo de electrodos de tierra

La comprensión de la distribución de las corrientes en el terreno es fundamental para comprender el funcionamiento de un electrodo de puesta a tierra. La distribución de corriente depende de la frecuencia de la misma y en consecuencia la profundidad de penetración de la misma será diferente. Además, la distribución de corriente depende fuertemente de las características del terreno: Tipo de suelo, contenido de humedad, granulometría, estratificación, resistividad, permeabilidad y permitividad.

La resistividad de un material no depende de su geometría, solo de sus propiedades. Estas últimas varían en un amplio rango que se mueve desde $\Omega \cdot m$ hasta $100 \text{ k}\Omega \cdot m$ en función del tipo de terreno, contenido de agua, temperatura y sales disueltas [20].

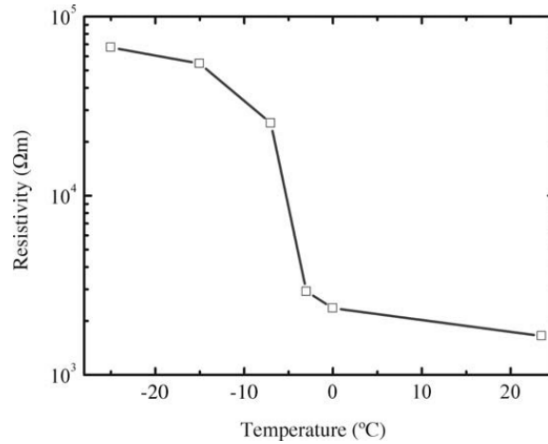


Figura 2-10: Variación de resistividad con la temperatura. Fuente: [20].

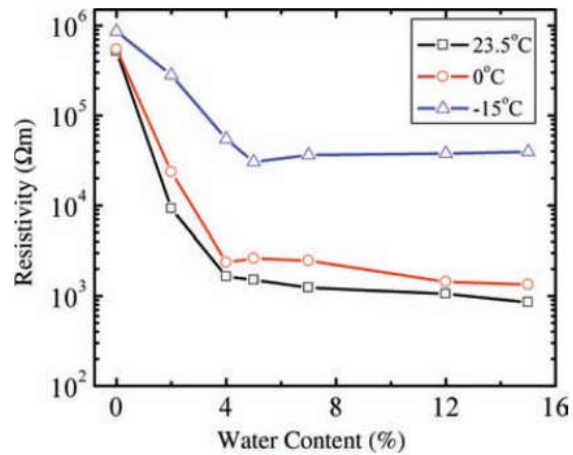


Figura 2-11: Variación de resistividad con el contenido de agua Fuente: [20].

En presencia de terrenos de alta resistividad deben considerarse las corrientes de desplazamiento, las que dependen directamente de la permitividad del terreno. La magnitud de campo eléctrico producido por una carga puntual q_0 ubicada en el vacío es:

$$E_0 = \frac{q_0}{4\pi \epsilon_0 r^2} \quad (2-53)$$

Luego, si esta carga puntual es ubicada en un medio electrolito con permitividad relativa ϵ_r entonces la magnitud de campo eléctrico es:

$$E = \frac{q_0}{4\pi \epsilon_0 \epsilon_r r^2} \quad (2-54)$$

Valores típicos para la permitividad son [21]:

Rock-soil type	Rock-soil name	Relative permittivity
Derivative rock	Soil	2.0–20.0
	Clay	9.5–10.0
	Carbon rock	8.0–8.6
	Sand rock	4.9
Metamorphic rock	Amphibolite	7.9–8.9
	Gneiss	8.0–15.0
	Quartz rock	4.4
	Marble	7.0
Igneous rock	Shale rock	8.9–9.0
	Basalt	15.6
	Gabbro	8.8–10.0
	Granite	5.4
	Diabase	11.8
Water		80
Petroleum		2.0–2.7

Figura 2-12: Valores típicos de permitividad. Fuente: [21]

Si se requieren las características en frecuencia del terreno se debe considerar que el terreno es un sistema complejo compuesto por sólidos, líquidos y componentes gaseosos. Estos componentes varían sus características con la frecuencia y también con la temperatura, humedad y otros mencionados anteriormente. Existen investigaciones recientes en las que se ha ensayado terrenos con diferentes humedades y temperaturas entre -15°C a 20°C y humedades entre el 0 y 10%. A continuación, se presentan resultados para una muestra de arenisca bajo diferentes condiciones [21]:

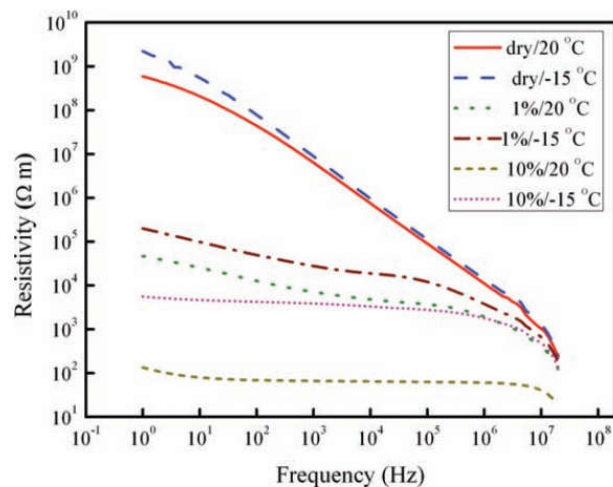


Figura 2-13: Variación de resistividad con la frecuencia. Fuente: [21].

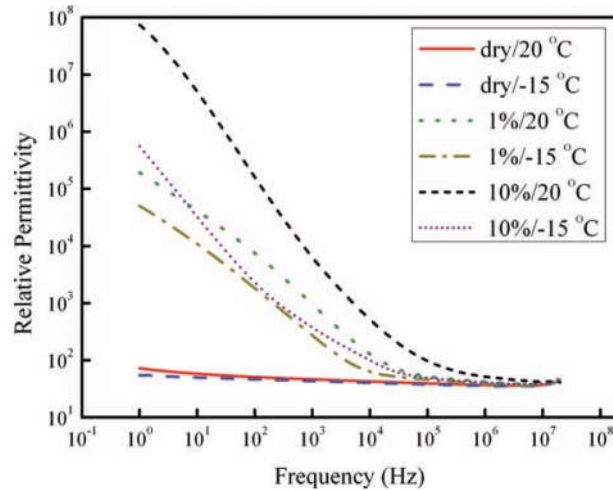


Figura 2-14: Variación de permitividad con la frecuencia. Fuente: [21].

- Es posible observar que la resistividad disminuye al aumentar la frecuencia, especialmente con terrenos secos.
- En la medida que disminuye el contenido de humedad, la influencia de la frecuencia en la resistividad se hace más fuerte.
- La temperatura tiene poca influencia en la resistividad para contenidos de humedad bajos, pero al aumentar esta última la influencia se vuelve más notoria.

Lo anterior se explica porque al aumentar el contenido de humedad aumenta la superficie de contacto de las partículas constituyentes del terreno, por medio de electrolitos. Estos conducen gran parte de la corriente, y dado que esta no depende mayormente de la frecuencia la resistividad varía poco al elevar la frecuencia.

Dispersión de corriente en el medio a baja frecuencia

Si se considera un terreno homogéneo y anisotrópico, el potencial a una distancia r medida desde un punto infinitesimal que inyecta una corriente al medio es:

$$V = \frac{\rho I}{2\pi r} \quad (2-55)$$

Dado que el terreno en realidad es un medio semi infinito con una interfaz aire-tierra, las líneas de corriente producidas por el punto fuente describen radios y no pueden atravesar dicha interfaz. Si el punto fuente se ubica en la superficie del terreno entonces se tiene [22]:

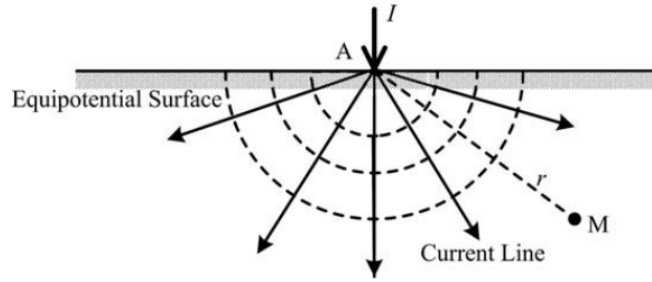


Figura 2-15: Dispersión de corriente. Fuente: [21]

Luego, si el punto fuente se ubica a una profundidad h entonces según el método de las imágenes:

$$V = \frac{\rho I}{2\pi} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{r'} \right) \tag{2-56}$$

$$V = \frac{\rho I}{2\pi} \frac{1}{\sqrt{h^2 + x^2}}$$

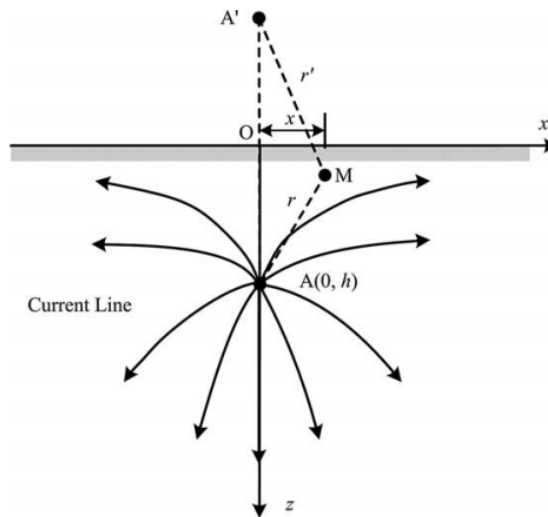


Figura 2-16: Potencial de un punto en el terreno. Fuente: [21].

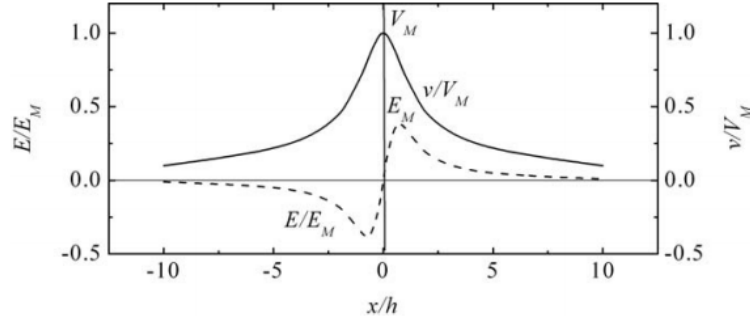


Figura 2-17: Variación unitaria de potencial en el terreno. Fuente: [21].

De donde se observa que el mayor potencial se encuentra ubicado justo por encima del punto fuente de corriente. Finalmente, la resistencia de puesta a tierra será:

$$R = \frac{\rho}{2\pi} \frac{1}{\sqrt{h^2 + x^2}} \quad (2-57)$$

Para el caso de un electrodo real, es posible describir matemáticamente electrodos sencillos y calcular su potencial mediante integración, es decir, sumando sus efectos individuales en función de su distribución espacial:

$$R = \frac{\rho}{2\pi} \int_0^l \frac{1}{s} + \frac{1}{s'} ds \quad (2-58)$$

En el caso de una barra horizontal enterrada se tiene que [21], [22]:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\sinh^{-1} \left(\frac{l}{r} \right) - \sqrt{1 + \left(\frac{r}{l} \right)^2} + \frac{r}{l} + \sinh^{-1} \left(\frac{l}{2h} \right) - \sqrt{1 + \left(\frac{2h}{l} \right)^2} + \frac{2h}{l} \right] \quad (2-59)$$

En el caso de múltiples electrodos de tierra es necesario considerar el efecto que tiene la dispersión de corriente de un electrodo en la elevación de potencial de los demás. Esto equivale a encontrar el potencial en el punto donde se ubica un electrodo cuando solo uno de los restantes dispersa corriente, si las frecuencias involucradas son bajas, y sabiendo que dicho potencial no es único se tiene que:

$$i(s) = \frac{I}{l} \quad (2-60)$$

Luego el potencial será:

$$V = \frac{\rho I}{2\pi l_2} f(x, y, z) \quad (2-61)$$

$$R_{21} = \frac{V_{21}}{I} = \frac{\rho}{2\pi l_2} f(x, y, z) \quad (2-62)$$

Al interconectar distintos electrodos se forma un sistema de puesta a tierra, el cual puede escribirse matricialmente como:

$$[V] = \begin{bmatrix} R_{11} & R_{12} & \dots & R_{1n} \\ R_{21} & R_{22} & \dots & R_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ R_{n1} & R_{n2} & \dots & R_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2-63)$$

Bajo el supuesto de que el electrodo opera a baja frecuencia el potencial de cada uno de los elementos constituyentes será el mismo, por lo tanto:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = [R]^{-1} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} V \quad (2-64)$$

Luego, la corriente dispersada por el electrodo de puesta a tierra será:

$$I = \sum_{i=1}^n I_i \quad (2-65)$$

Y la resistencia de puesta a tierra total:

$$G = \sum_{i=1}^n [R]^{-1} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2-66)$$

$$R = \frac{1}{G}$$

En el caso de un electrodo de puesta a tierra sometido a impulsos de corriente existen diferencias con el análisis previo:

- Electrodo constituyentes no tienen equipotencialidad.
- Resistencia interna de conductores es comparable con la resistencia de dispersión a tierra.

El modelamiento de cada elemento constituyente del electrodo entonces debe considerar el efecto de inductancias propias y capacitancias a tierra [23]:

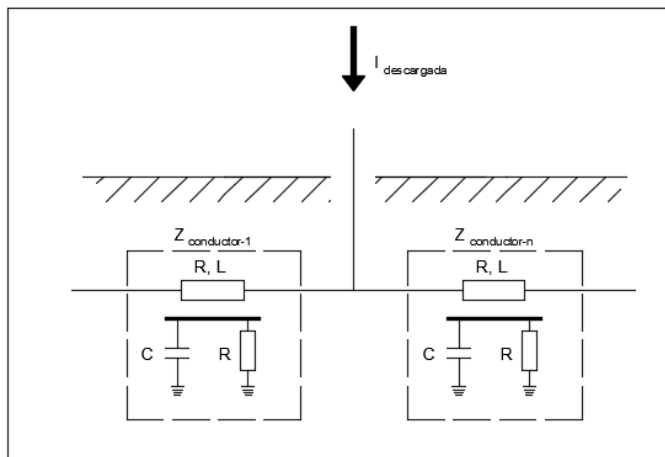


Figura 2-18: Modelo de línea de transmisión aplicado a electrodos de puesta a tierra.

Con parámetros:

$$Z_{\text{conductor } i\text{-ésimo}} = \frac{\sqrt{-j\omega\mu\rho^{-1}}}{2\pi\rho^{-1}r_{\text{cond}}} \frac{J_0(\sqrt{-j\omega\mu\rho^{-1}}r_{\text{cond}})}{\delta r J_0(\sqrt{-j\omega\mu\rho^{-1}}r_{\text{cond}})} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (2-67)$$

$$R_{\text{interna}} = \text{Re} \{ Z_{\text{conductor } i\text{-ésimo}} \}$$

$$L_{\text{interna}} = \text{Im} \{ Z_{\text{conductor } i\text{-ésimo}} \}$$

$$R_{\text{externa}} = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\frac{2h+r}{l} + \ln \left(\frac{l + \sqrt{l^2 + r^2}}{r} \right) - \sqrt{1 + \left(\frac{r}{l} \right)^2} + \ln \left(\frac{l + \sqrt{l^2 + 4h^2}}{2h} \right) - \sqrt{1 + \left(\frac{2h}{l} \right)^2} \right] \quad (2-68)$$

$$L_{\text{externa}} = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \left[\frac{r}{l} - \sqrt{1 + \left(\frac{r}{l} \right)^2} + \ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{r}{l} \right)^2}}{\frac{r}{l}} \right) \right] \quad (2-69)$$

$$C_{\text{externa}} = \frac{\varepsilon \rho}{R_{\text{externa}}} \quad (2-70)$$

Luego, al subdividir cada conductor en elementos más pequeños de longitud:

$$dl = \frac{c_0 \sqrt{C(dl)L(dl)}}{\sqrt{\varepsilon_r}} \quad (2-71)$$

La que es una ecuación no lineal y debe resolverse mediante métodos numéricos. Una vez determinada la cantidad de segmentos se utiliza el modelo para ondas Bergeron:

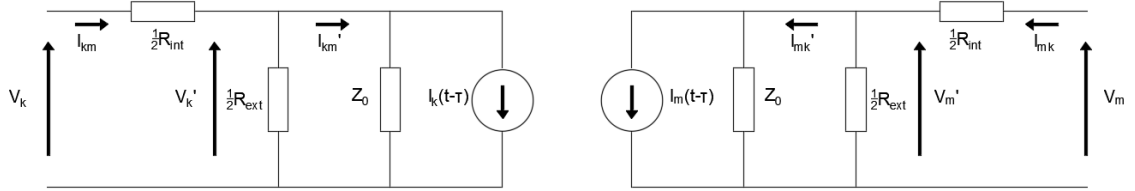


Figura 2-19: Modelo de Bergeron.

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2-72)$$

$$I_k(t - \tau) = -\frac{V_k'(t - \tau)}{Z_0} - I_{km}'(t - \tau) \quad (2-73)$$

$$I_m(t - \tau) = -\frac{V_m'(t - \tau)}{Z_0} - I_{mk}'(t - \tau)$$

Por ley de Kirchhoff de tensión:

$$V_k' = V_k - \frac{R_{int}}{2} I_{km} \quad (2-74)$$

$$V_m' = V_m - \frac{R_{int}}{2} I_{mk}$$

Por ley de Kirchhoff de corriente:

$$I_{km} = I_{km}' + 2 R_{ext} V_k' \quad (2-75)$$

$$I_{mk} = I_{mk}' + 2 R_{ext} V_m'$$

Puesto que las expresiones son invariantes en el tiempo se llega a:

$$I_m(t - \tau) = -\frac{1}{Z_0} V_m(t - \tau) + \frac{1}{R_{ext}} V_k(t - \tau) + \frac{R_{int}}{2Z_0} I_{mk}(t - \tau) - \left(1 + \frac{R_{int}}{4 R_{ext}}\right) I_{km}(t - \tau) \quad (2-76)$$

$$I_k(t - \tau) = -\frac{1}{Z_0} V_k(t - \tau) + \frac{1}{R_{ext}} V_m(t - \tau) + \frac{R_{int}}{2Z_0} I_{km}(t - \tau) - \left(1 + \frac{R_{int}}{4 R_{ext}}\right) I_{mk}(t - \tau)$$

Para construir un modelo que considere la segmentación del conductor se utiliza Matlab, tomando una submatriz y replicándola repetidas veces. En este caso se construye una submatriz de incidencia y una submatriz de admitancia primitiva:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}_{\text{ramas} \times \text{nodos}} \quad (2-77)$$

$$[Y_{pr}] = \begin{bmatrix} \frac{2}{R_{int}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{2}{R_{ext}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{Z_0} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{Z_0} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{2}{R_{ext}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{2}{R_{int}} \end{bmatrix}_{\text{ramas} \times \text{ramas}}$$

$$[Y_{bus}] = [A]^T [Y_{pr}] [A]$$

$$[Z_{bus}] = [Y_{bus}]^{-1}$$

De esta manera es posible construir una red de manera automatizada que permite cambios en la topología. Posteriormente se incluyen las inyecciones de corriente previamente calculadas.

Para el caso de un terreno de $1000 \Omega \cdot m$ con una permitividad de 36 donde se instala un contrapeso de 20 metros, enterrado a 0.6 metros y sección 2/0 AWG al que se le inyecta una corriente de 1 kA en curva 1.2/5 μ s:

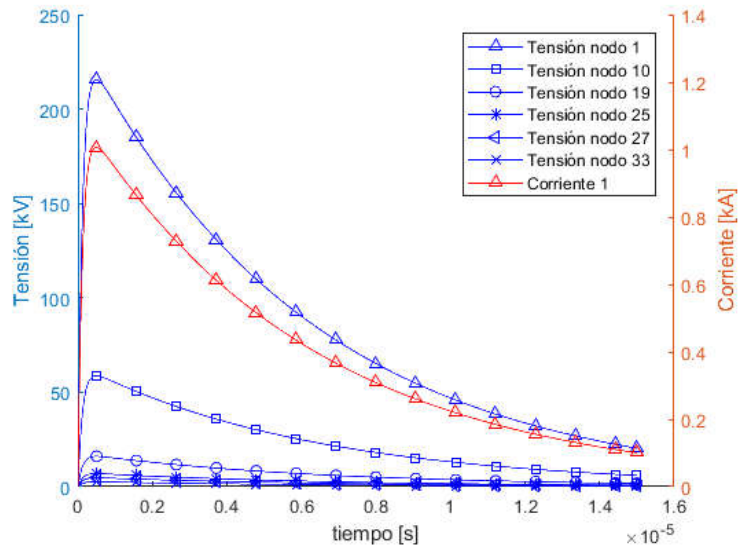


Figura 2-20: Elevación de potencial en diferentes puntos de un electrodo de tierra sometido a impulso.

De acá se observa que:

- El mayor potencial se produce en el punto donde se inyecta la corriente.
- La mayor dispersión de corriente hacia el terreno se produce en los primeros metros del contrapeso.
- La capacidad de dispersión de corriente del conductor es menor a corrientes impulsivas que a corrientes de frecuencia industrial.

Cuando una descarga atmosférica alcanza el cable de guarda de una línea de transmisión la corriente descargada circula hacia el terreno a través del electrodo de puesta a tierra. A principios del siglo 20, a través de observaciones experimentales, se concluyó que corrientes descargadas con tiempos de frente de 20 a 30 μ s y corrientes máximas de 1.5 kA forman circuitos cerrados al graficar su respuesta tensión corriente y que su resistencia bajo impulso es menor que a frecuencia industrial. Esta diferencia se debe a la formación de zonas altamente ionizadas en la interface electrodo-terreno.

Entonces si la corriente descargada no produce ionización del terreno un campo electromagnético se produce en el electrodo y el campo eléctrico en la superficie es:

$$E = J \rho \quad (2-78)$$

Si la corriente descargada tiene una magnitud tal que se produce ionización entonces el campo eléctrico en la superficie es:

$$E = A J^\beta \quad (2-79)$$

Si la densidad de corriente es lo suficientemente alta la ruptura del terreno comienza en la zona de contacto entre el terreno y el electrodo de puesta a tierra, donde el campo eléctrico sea mayor que la rigidez dieléctrica del terreno y dicha ruptura se mantiene hasta que el campo eléctrico sea menor que la rigidez dieléctrica del mismo. Adicionalmente, aparecen arcos en las superficies irregulares de los granos constituyentes del terreno [21].

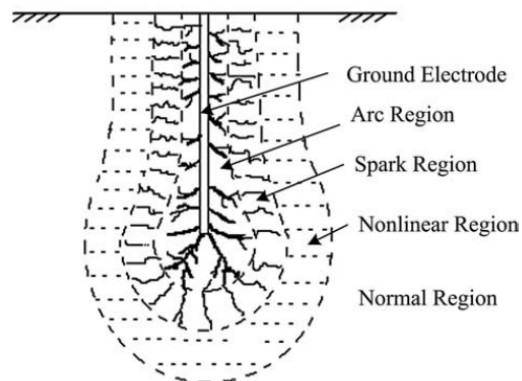


Figura 2-21: Ruptura del terreno en presencia de un electrodo enterrado. Fuente: [21].

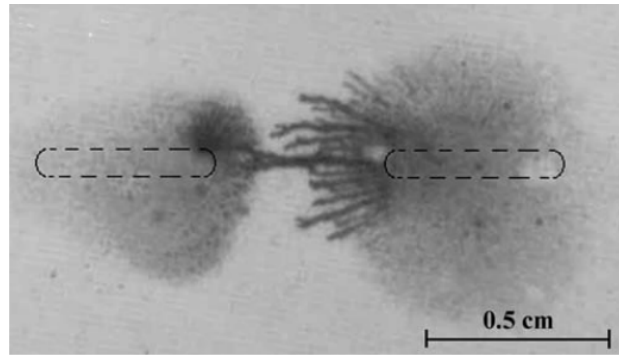


Figura 2-22: Ruptura del terreno en presencia de un electrodo enterrado. Fuente: [21].

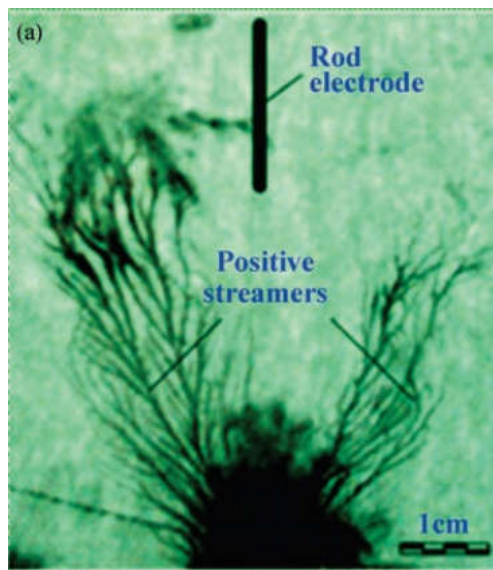


Figura 2-23: Ruptura del terreno en presencia de un electrodo enterrado. Fuente: [21].

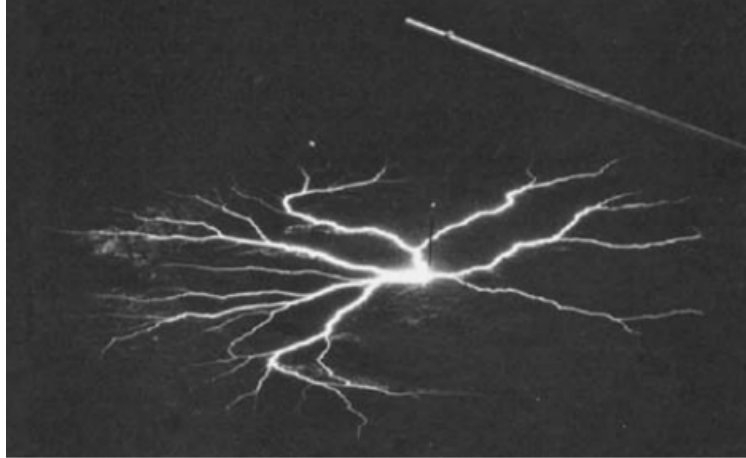


Figura 2-24: Ruptura del terreno en presencia de un electrodo enterrado. Fuente: [21].

Incorporar la ionización del terreno es equivalente a considerar radio del conductor que varía con la corriente, es decir, aumenta la superficie de contacto electrodo-terreno y junto con ello la dispersión de corriente. Este fenómeno produce lo siguiente:

- Reduce la resistencia de puesta a tierra y la elevación de potencial transitoria en los electrodos.
- La resistencia de puesta a tierra en la mayoría de los casos será menor bajo condiciones de impulso que a frecuencia industrial.

En cualquier modelo de puesta a tierra que considere la ruptura del terreno la rigidez dieléctrica del mismo es fundamental para la precisión de los resultados. E.E. Oettle [16] propone una rigidez dieléctrica como:

$$E_c = 241\rho^{0.215} \quad (2-80)$$

De donde se obtienen valores de 10.64 kV para 1000 Ωm y 4 kV/cm para 10 Ωm , siendo este último valor el utilizado por CIGRE [21].

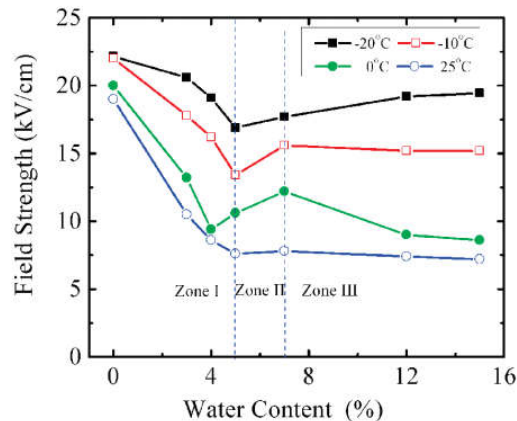


Figura 2-25: Variación de rigidez dieléctrica del terreno al contenido de humedad. Fuente: [21].

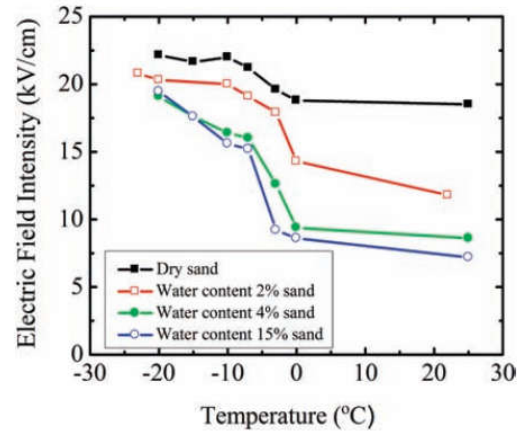


Figura 2-26: Variación de rigidez dieléctrica del terreno a la temperatura. Fuente: [21].

2.2.9 Método de Montecarlo

Estimar el desempeño de una línea de transmisión se concentra en hacer predicciones útiles a partir de situaciones que involucran procesos aleatorios y relaciones en el dominio de las probabilidades. La predicción del desempeño de una línea de transmisión es un juego en el que el proyectista juega contra la naturaleza, donde estima las ternas que esta última jugará en sus descargas atmosféricas y luego observa las probabilidades de ocurrencia de ciertas combinaciones desfavorables de entradas al sistema [8].

El resultado de casi cualquier juego de azar puede ser anticipado siempre que las posibilidades sean conocidas y el juego sea jugado el tiempo suficiente para que las fluctuaciones estadísticas en ganar o perder sean razonablemente bien balanceadas. Un ejemplo de esto es que muy pocas descargas atmosféricas tienen corriente por debajo de 5 kA o por sobre 100 kA y que la mayoría tiene corrientes entre 20 kA y 60 kA. Afortunadamente, la naturaleza es una criatura de hábito y una vez sus métodos de juego son conocidos desde datos experimentales el diseñador puede confiar con cierta incertidumbre de que en el futuro ésta seguirá jugando de la misma manera.

Si se enfoca el problema de predecir resultados obtenidos de la interacción compleja de un grupo de eventos probabilísticos y determinísticos en un juego, se puede usar para obtener una solución un enfoque analítico o un enfoque de juego. Simplemente se hace un juego para un número de intentos y se observan los resultados. Durante la segunda guerra mundial este método tuvo el nombre clave de Montecarlo y se usó para calcular la difusión de neutrones a través de los materiales.

El método de Montecarlo para el desempeño ante descargas atmosféricas puede ser ilustrado como un juego de cartas entre la naturaleza y el diseñador. Se asume que la naturaleza tiene un gran mazo de cartas y que ella las reparte. Ella ha dividido el mazo en varias partes:

- Varias amplitudes de corriente, una amplitud por cada carta.
- Varios tiempos de frente, un tiempo de frente por cada carta.
- Varios tiempos de cola, un tiempo de cola por cada carta.

- Cada carta describe un instante de tiempo relativo al sistema cuando impacta la descarga atmosférica.
- Cada carta describe el lugar donde el sistema será impactado y la resistencia de pie de torre de las torres cercanas.

Para comenzar el juego la naturaleza le entrega una carta de cada parte del mazo al diseñador, éste toma valores numéricos de las cartas que recibe y examina su propio modelo matemático del sistema que ha creado como su parte del juego. Si los aisladores sobreviven esta terna de cartas sin contorneos, entonces el diseñador gana la partida. De lo contrario, la naturaleza aumenta su marcador.

Las cartas entregadas son devueltas a sus respectivas partes del mazo, son nuevamente mezcladas y nuevamente repartidas. Una vez que se han realizado varios juegos la proporción de victorias entre el diseñador y la naturaleza llega a ser relativamente constante. El número total de juegos a realizar es la cantidad de descargas atmosféricas a la línea y una vez terminado se obtiene la proporción entre la cantidad de contorneos y la cantidad de impactos.

En teoría, si este juego de cartas puede ser simulado, entonces se puede predecir la tasa de contorneos ante descargas atmosféricas entregando:

- Número total de impactos a la línea para el tiempo deseado.
- Características que producen contorneos.
- Respuesta de configuraciones de líneas y torres ante impactos.
- Correlación entre las variables.

2.2.10 Evaluación económica

La Comisión Nacional de Energía es la encargada de establecer la remuneración de las empresas transmisoras calculando el Valor Anual de Transmisión por Tramo VATT. Esto corresponde a la remuneración que deben recibir las empresas de transmisión participantes del sistema troncal. Esta remuneración en parte es pagada por los ingresos tarifarios IT que corresponden principalmente a las pérdidas del sistema [24]:

$$IT = CM_{g2}E_2 - CM_{g1}E_1 \quad (2-81)$$

E_1 : Energía inyectada en la barra 1.

E_2 : Energía transmitida a la barra 2 desde la barra 1.

CM_g : Costo marginal.

Dado que las pérdidas de energía son del orden del 5% y en condiciones normales el costo marginal es similar en el punto de inyección y de extracción de la energía, para completar el VATT que deben recibir las empresas transmisoras, se cobra un peaje a las generadoras de acuerdo a la potencia transmitida. Sin embargo, en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 DFL4, se establece que

la Pequeña y Mediana Generación Distribuida PMGD, es decir, potencias menores a 9MW no pagan peajes y entre 9 y 20 MW pagan solo una fracción de lo que corresponde pagar.

Para calcular los peajes que pagan los generadores, cada año se estiman los ingresos tarifarios y luego a fin de año, en caso de ser los reales mayores a los estimados, se reliquida la diferencia entre los generadores que pagaron peajes. Luego se tiene que:

$$VATT = Peajes + IT \quad (2-82)$$

Por otro lado, los costos de las pérdidas por energía se calculan como:

$$C_{TE}(i) = 8760 f_R R I^2 f_P C_E \quad (2-83)$$

Mientras que las pérdidas por potencia son:

$$C_{TP}(i) = R I^2 f_C C_P \quad (2-84)$$

Con:

$$f_R = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (2-85)$$

$$f_P = 0.3f_c + 0.7f_c^2 \quad (2-86)$$

f_R : Factor de recuperación de capital.

R : Resistencia del conductor de fase.

f_c : Factor de carga.

C_E : Costos por energía.

C_P : Costos por potencia.

i : Tasa de interés.

n : Período.

Se define el Índice de Rentabilidad como:

$$IR = \frac{\sum_i^n Flujo\ de\ caja_i > 0}{\sum_i^n Flujo\ de\ caja_i < 0} \quad (2-87)$$

i : Período considerado para el flujo de caja.

2.3 Validación modelos de línea de transmisión

Se comparan los resultados obtenidos con la rutina elaborada en Matlab con estudios de ingeniería y publicaciones científicas para dos líneas de transmisión diferentes.

2.3.1 Modelo dependiente de la resistividad del terreno

Se presenta una revisión del cálculo de parámetros de líneas de transmisión del SING informados hasta el año 2015. Para la línea Cochrane-Encuentro se tiene [25]:

20. Línea 2x220 kV Cochrane-Encuentro						
Circuito N° 1	Sec	Longitud [km]	Estructura Tipo	Conductor Tipo	C. Guardia	Resist [Ohm-m]
Tramo 1	A-B-C	56,0	SA	2xACSR ACAR 1200	OPGW	1000
Tramo 2	C-A-B	47,3	SA	2xACSR ACAR 1200	OPGW	1000
Tramo 3	B-C-A	48,9	SA	2xACSR ACAR 1200	OPGW	1000
Total		152.2				
Circuito N° 2	Sec	Longitud [km]	Estructura Tipo	Conductor Tipo	C. Guardia	Resist [Ohm-m]
Tramo 1	C-B-A	56,0	SA	2xACSR ACAR 1200		1000
Tramo 2	B-A-C	47,3	SA	2xACSR ACAR 1200		1000
Tramo 3	A-C-B	48,9	SA	2xACSR ACAR 1200		1000
Total		152,2				

Figura 2-27: Parámetros de entrada para el cálculo de parámetros. Fuente: [25]

20. Línea 2x220 kV Cochrane-Encuentro						
Impedancia Equivalente Total por Circuito	R1 Ohm/km	X1 Ohm/km	R0 Ohm/km	X0 Ohm/km	B1 uS/km	B0 uS/km
	0,026	0,287	0,252	1,056	4,020	2,166
Publicado en Web CDEC-SING	0,026	0,287	0,271	1,076	4,009	2,046
Diferencia % Web vs Estudio	0,1%	0,0%	7,0%	1,9%	-0,3%	-5,9%

Figura 2-28: Resultados. Fuente: [25].

Con la rutina implementada en Matlab, considerando una línea sin transposiciones se obtiene:

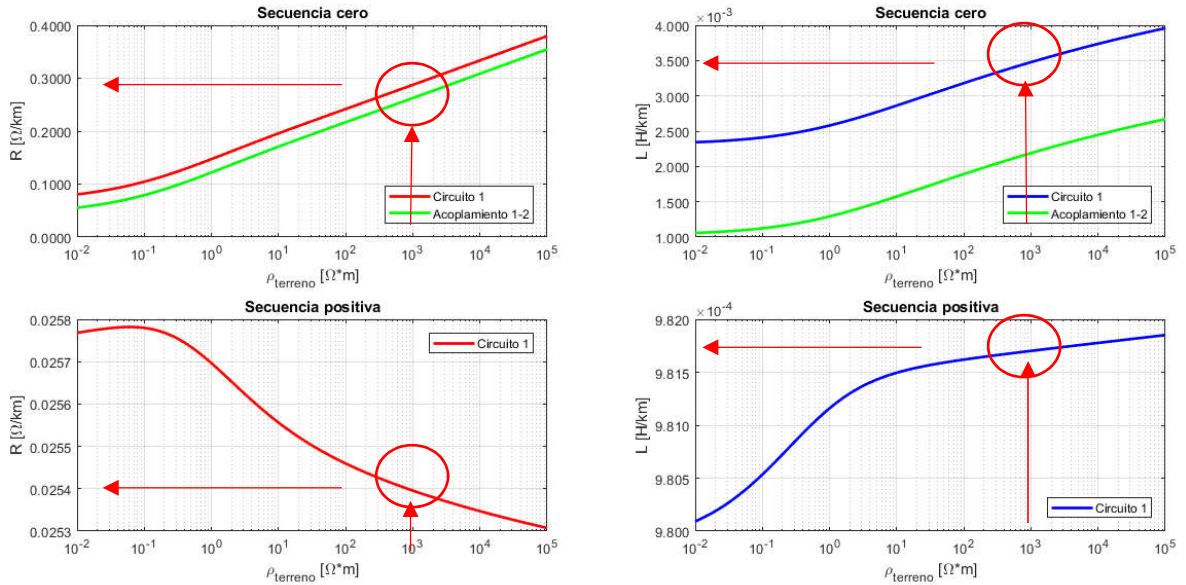


Figura 2-29: Variación de parámetros serie con la resistividad.

Se observa que es una buena aproximación, habiendo diferencias debidas principalmente a que la matriz de impedancia de secuencia se ha obtenido de una matriz de impedancias sin transponer, mientras que el autor considera dos transposiciones.

2.3.2 Modelo dependiente de la frecuencia

Se utiliza el documento [3], donde se presenta una línea de prueba y sus resultados. Los datos de entrada son:

Tabla 2-1: Geometría de la línea de transmisión.

Fase	X [m]	Y [m]	radio [mm]	R [/km]	# Cond.	r _{bundle} [m]	Largo [km]	RMG [m]
1	-8.000	16.000	15	0.06640	2	0.23	-	0.082
2	0.000	17.500	15	0.06640	2	0.23	-	0.082
3	8.000	16.000	15	0.06640	2	0.23	-	0.082
0	-4.000	24.000	5	1.42600	1	0.23	-	0.005
0	4.000	24.000	5	1.42600	1	0.23	-	0.005

El autor del documento presenta resultados para distintas resistividades de terreno, obteniendo:

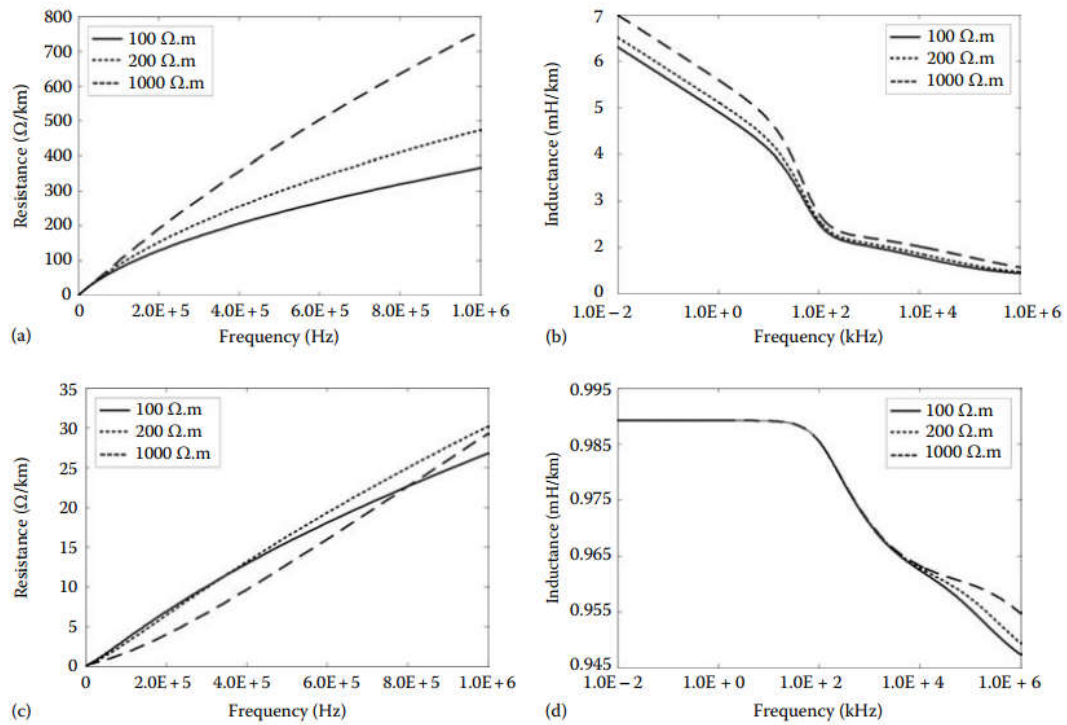


Figura 2-30: Variación de parámetros serie con la frecuencia.

Con la rutina implementada en Matlab se obtiene:

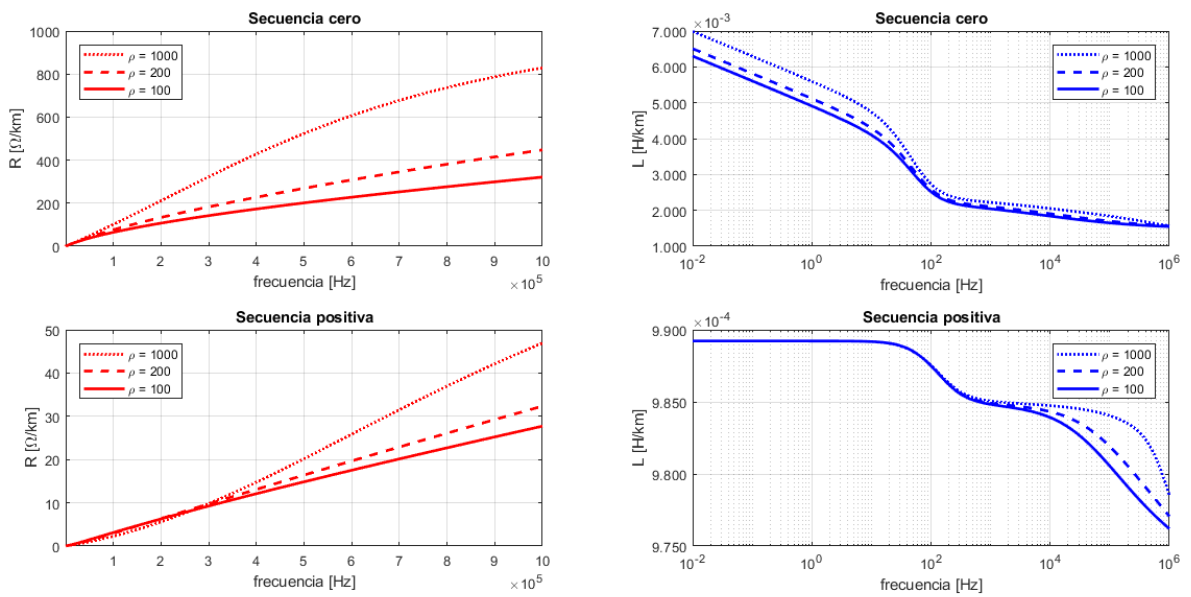


Figura 2-31: Variación de parámetros serie con la frecuencia.

Se observa que preliminarmente es una buena aproximación, habiendo diferencias debidas principalmente a que para la impedancia interna se han calculado funciones de Bessel mediante expansión en series de potencias, mientras que el autor las aproxima asintóticamente por tramos [9], [10].

3 Análisis de la situación actual

El modelamiento se ha desarrollado principalmente en el software matemático Matlab, donde se han implementado las expresiones matemáticas dentro de rutinas que permitan ingresar los distintos parámetros y obtener la información deseada mediante gráficos o arreglos numéricos.

Para la simulación en estado estacionario, se utiliza exclusivamente el software Matlab para modificar parámetros de entrada de manera iterativa, resolver las ecuaciones necesarias y almacenar los resultados para posteriormente ser analizados.

En el caso de la simulación de Montecarlo, se ha utilizado el software ATP/EMTP para generar un caso base, Fortran para ingresar modelos al ATP por medio del módulo Models y finalmente con Matlab se modifican los parámetros de entrada de manera iterativa para que EMTP resuelva el sistema y los devuelva a Matlab para ser analizados.

Al ser solo una sección de la línea no existen transposiciones y en consecuencia su matriz de secuencias no será diagonal. Sin embargo, para efectos de visualizar los resultados se presentan los parámetros de secuencia cero y positiva para uno de los circuitos y secuencia cero entre circuitos.

3.1 Cálculo de parámetros con sensibilidad a la resistividad del terreno

Para efectos de análisis se ha tomado una estructura representativa de la línea de transmisión de 220kV doble circuito con cable de guarda simple Cochrane-Encuentro, la que tiene la siguiente configuración de conductores:

Tabla 3-1: Geometría de la línea de transmisión.

Fase	X [m]	Y [m]	radio [mm]	R [/km]	# Cond.	r_{bundle} [m]	Largo [km]	RMG [m]
1	-4.652	46.585	32.08	0.04870	2	0.2	152.2	0.057
2	-4.652	41.185	32.08	0.04870	2	0.2	152.2	0.057
3	-5.450	35.785	32.08	0.04870	2	0.2	152.2	0.057
1	5.450	35.785	32.08	0.04870	2	0.2	152.2	0.057
2	4.652	41.185	32.08	0.04870	2	0.2	152.2	0.057
3	4.652	46.585	32.08	0.04870	2	0.2	152.2	0.057
0	0.000	53.000	12.8	0.46700	1	0.0	152.2	0.013

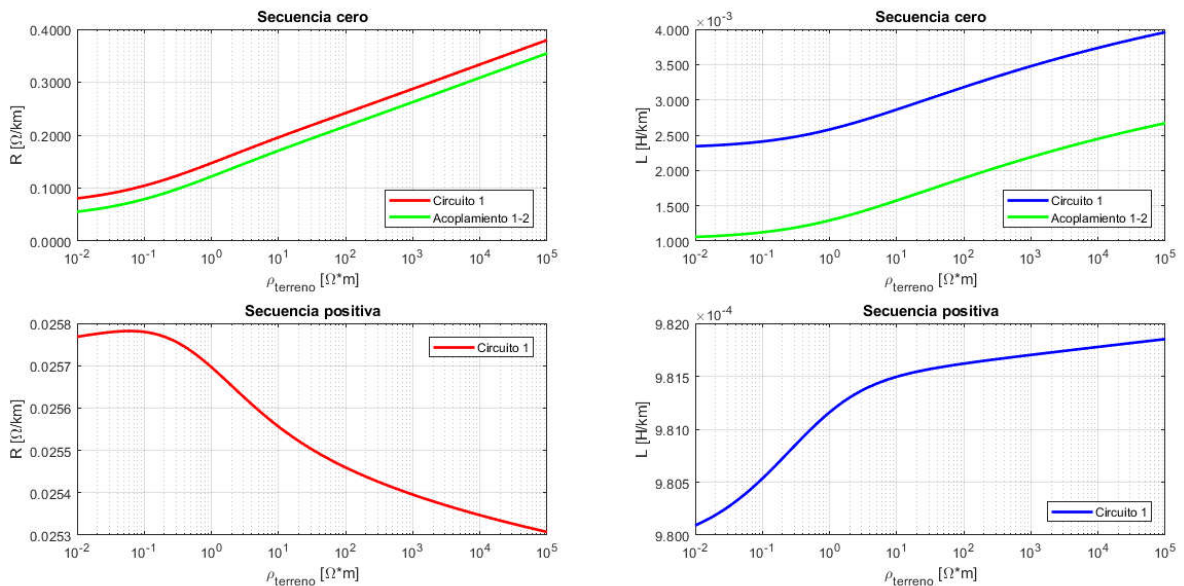


Figura 3-1: Variación de parámetros serie con la resistividad.

3.2 Cálculo de parámetros con sensibilidad a la frecuencia.

Se consideran 5 tramos de línea con vanos iguales de 0.4 [km]. Cada torre cuenta con 6 cadenas de aisladores entre fases y la estructura, además de su propia puesta a tierra. La descarga atmosférica cae directamente sobre el conductor de guarda y se registran las tensiones de la fase A del circuito 1 en la torre 3. El comportamiento en frecuencia de la línea de transmisión que ATP/EMTP lleva al dominio del tiempo es:

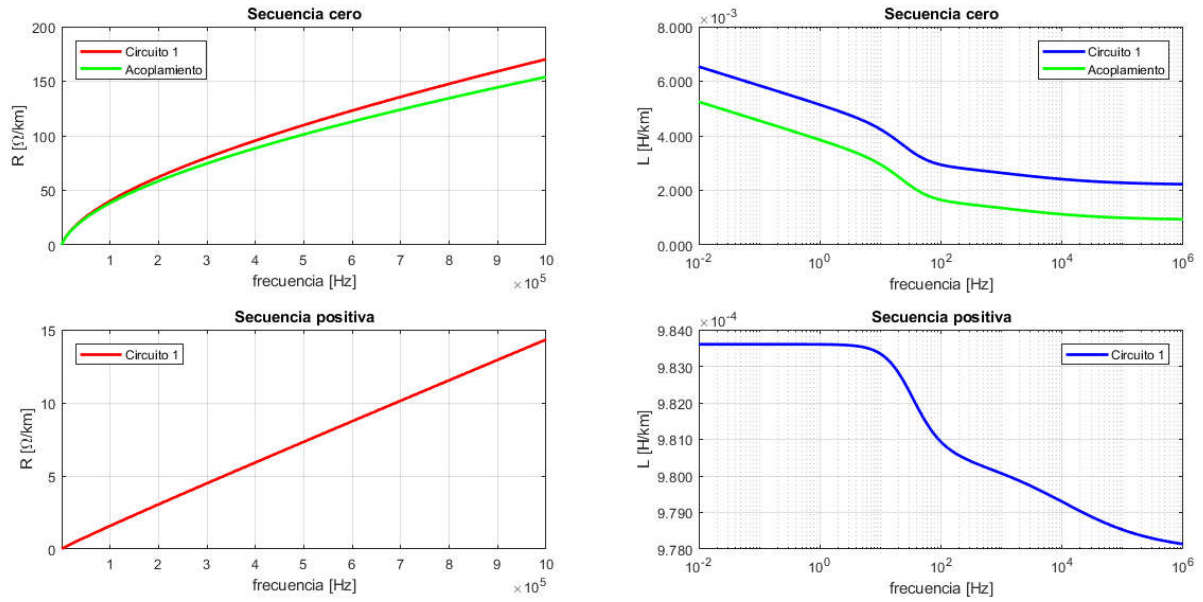


Figura 3-2: Variación de parámetros serie con la frecuencia.

Dicho modelo es utilizado por ATP/EMTP para describir el comportamiento de la línea en el dominio del tiempo, utilizándose este mismo en cada tramo considerado.

3.3 Evaluación económica

Para determinar el valor de la inversión inicial, se consideran valores referenciales propuestos por [4] y luego se agrupan en partidas, siendo las más relevantes las mostradas a continuación:

Tabla 3-2: Presupuesto referencial.

Suministro de materiales	FOB	UNIDAD	CANT	P. ITEM
Estructuras y accesorios	\$ 2,500	US/TON	1000	\$ 2,500,000
Conductor de fase	\$ 4,000	US/TON	1928	\$ 7,712,000
Conductor de guarda	\$ 4,500	US/TON	321	\$ 1,444,500
Conjuntos de suspensión y anclaje para el conductor	\$ 22	US/UN	43680	\$ 960,960
Conjuntos de suspensión y anclaje para el cable de guarda	\$ 130	US/UN	520	\$ 67,600
Accesorios para el conductor y cable de guarda	\$ 150	US/UN	3500	\$ 525,000
		Sub Total		\$ 13,210,060

Tabla 3-3: Presupuesto referencial.

Construcción y montaje	FOB	UNIDAD	CANT	P. ITEM
Instalación de faenas	\$ 1,000,000	US	1	\$ 1,000,000
Camino de acceso a las estructuras	\$ 15,000	US/UN	500	\$ 7,500,000
Replanteo de estructuras	\$ 600	US/UN	500	\$ 300,000
Fundaciones de estructuras	\$ 60,000	US/UN	500	\$ 30,000,000
Instalación de electrodos de tierra	\$ 900	US/UN	500	\$ 450,000
Montaje de las estructuras	\$ 2	US/KG	1000	\$ 2,000
Tendido de los conductores de fase	\$ 14,000	US/KM	153	\$ 2,142,000
Tendido de los conductores de guardia	\$ 3,500	US/KM	153	\$ 535,500
Remates	\$ 30	US/UN	1750	\$ 52,500
Puesta en servicio	\$ 1,000	US/KG	153	\$ 153,000
Desmovilización de faenas	\$ 350,000	US	1	\$ 350,000
		Sub Total		\$ 66,405,120

Tabla 3-4: Presupuesto referencial.

Costos de ingeniería				
Con base a suministro de materiales, construcción y montaje		7 %		
			Sub Total	\$ 5,573,063
Costos de inspección y administración de la construcción				
Con base a construcción y montaje		7 %		
			Sub Total	\$ 4,648,358
Costo de estudio de impacto ambiental				
Con base a suministro de materiales, construcción y montaje		5 %		
			Sub Total	\$ 3,980,759
Costo de las servidumbres				
Trazado de línea	\$ 50,000	US/km	153	\$ 7,650,000
			Sub Total	\$ 122,242,300

Finalmente se tiene que el valor de la inversión es:

Tabla 3-5: Presupuesto referencial.

Partidas relevantes				
Suministro de materiales	\$ 13,210,060	US	1	\$ 13,210,060
Construcción y montaje	\$ 66,405,120	US	1	\$ 66,405,120
Costos de ingeniería	\$ 5,573,063	US	1	\$ 5,573,063
Costos de inspección y administración de la construcción	\$ 4,648,358	US	1	\$ 4,648,358
Costo de estudio de impacto ambiental	\$ 3,980,759	US	1	\$ 3,980,759
Costo de servidumbres	\$122,242,300	US	1	\$ 122,242,300
			Sub Total	\$ 216,059,660

Para incorporar las pérdidas por inducción en el cable de guarda y electrodos de tierra, se ha implementado en Matlab una rutina que genera números aleatorios para la resistencia de torre y vano, encuentra la tensión inducida y resuelve el sistema para la corriente por el cable de guarda de cada sección de línea considerando como parámetros de entrada para la línea:

Tabla 3-6: Parámetros de entrada.

Elemento	Resistividad [m]	Permeabilidad relativa	Permitividad relativa
Conductor	3.2 10-8	1	1
Aire	∞	1	1
Terreno	100	1	36

Mientras que para las variables externas a la línea se considera arbitrariamente como datos de entrada:

Tabla 3-7: Parámetros de entrada.

	Media	Desviación	Distribución
Corriente de carga	1000 [A]	0	Normal
Resistencia de torre	5 [Ω]	2 [Ω]	Normal
Vano	0.3 [km]	0.07 [km]	Normal

En seguida se grafica el perfil de tensión de la línea, corrientes inducidas y pérdidas asociadas:

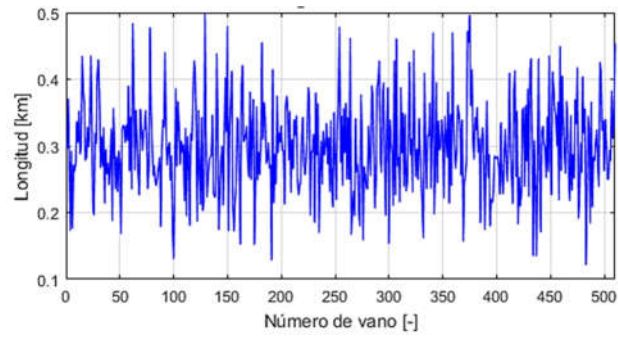


Figura 3-3: Perfil de longitud en la línea.

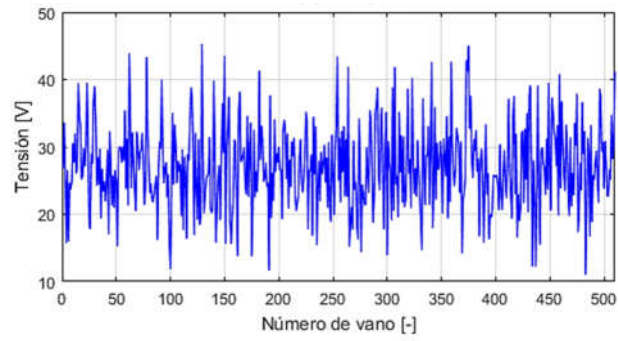


Figura 3-4: Perfil de tensión en la línea.

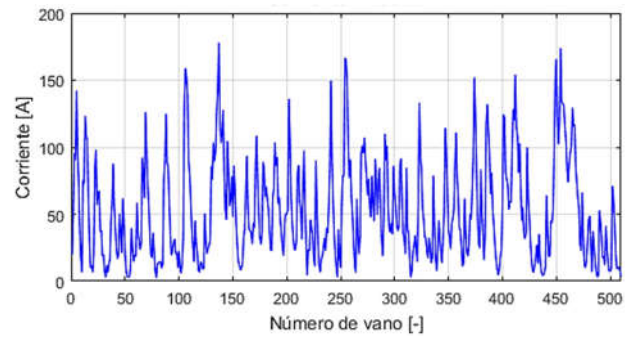


Figura 3-5: Perfil de corriente en la línea.

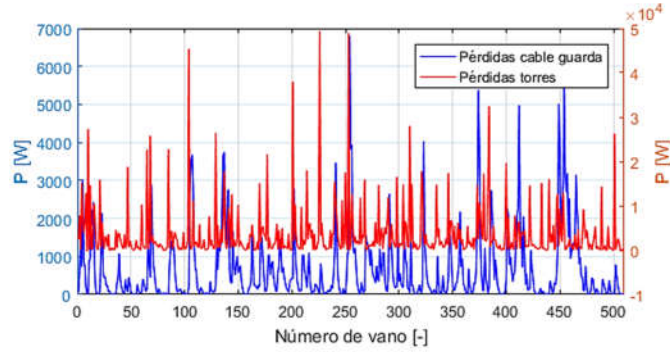


Figura 3-6: Perfil de pérdidas en la línea.

Luego las medidas resumen para las variables de interés en el caso puntual son:

Tabla 3-8: Resultados.

	Media	Desviación
Tensión inducida	26.697 [V]	6.4457 [V]
Corriente inducida	45.502 [A]	38.041 [A]
Pérdidas parciales en cable de guarda	271.93 [W]	940 [W]
Pérdidas parciales en resistencia de torre	1306.1 [W]	6268.7 [W]

Luego, se ha implementado en Matlab una rutina que genera números aleatorios según los parámetros antes señalados y luego resuelve el modelo almacenando la sumatoria de las potencias en cables y torres en cada iteración para luego describir la muestra estadísticamente. Resolviendo el problema iterativamente para n=100 se tiene:

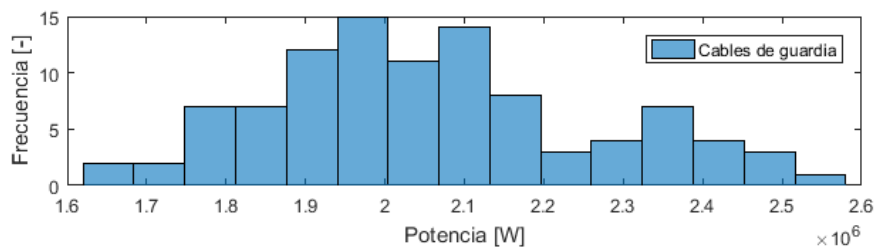


Figura 3-7: Frecuencia de Pérdidas totales en cable de guarda.

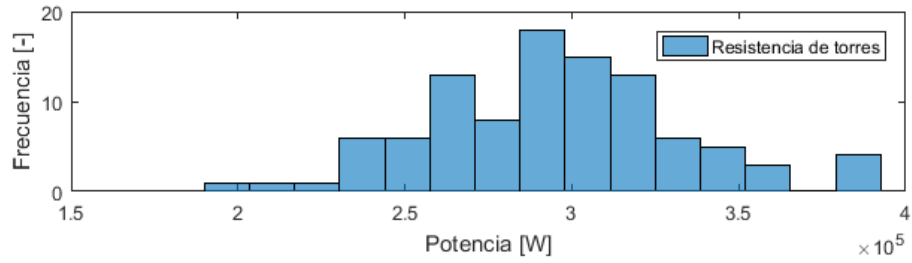


Figura 3-8: Frecuencia de Pérdidas totales en resistencia de torre.

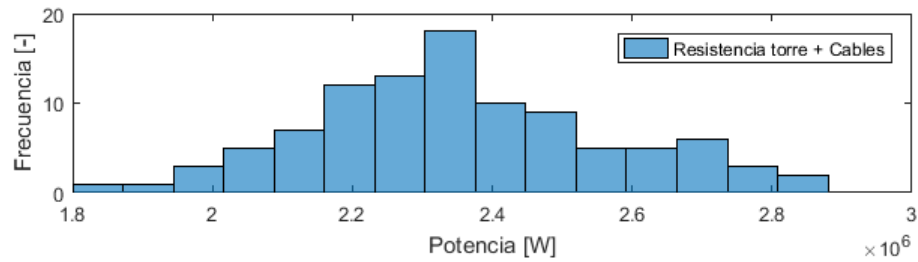


Figura 3-9: Frecuencia de Pérdidas totales por cable de guarda y resistencias de torre.

Las medidas resumen para las variables de interés son:

Tabla 3-9: Resultados.

	Media [MW]	Desviación [MW]
Pérdidas totales en cable de guarda	2.05	0.2
Pérdidas totales en resistencia de torre	0.3	0.04
Pérdidas totales cable + torre	2.337	0.218

Luego con estos resultados se sigue a calcular los costos por energía y costos de demanda en cada período, los que se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 3-10: Flujo de caja.

Período	Inversión	VATT	Factor recuperación	Pérdidas energía	Pérdidas potencia	Pérdidas cable de guarda	Flujo
0	\$-216,059,660		-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -216,059,660
1		\$ 40,000,000	0.1071	\$ -1,074,884	\$ -20,959	\$ -17,211	
2		\$ 40,000,000	0.1014	\$ -1,017,301	\$ -19,836	\$ -16,289	
3		\$ 40,000,000	0.0961	\$ -963,831	\$ -18,794	\$ -15,433	
4		\$ 40,000,000	0.0911	\$ -914,144	\$ -17,825	\$ -14,637	
5		\$ 40,000,000	0.0865	\$ -867,936	\$ -16,924	\$ -13,897	
6		\$ 40,000,000	0.0822	\$ -824,933	\$ -16,085	\$ -13,209	
7		\$ 40,000,000	0.0782	\$ -784,881	\$ -15,305	\$ -12,567	
8		\$ 40,000,000	0.0745	\$ -747,549	\$ -14,577	\$ -11,970	
9		\$ 40,000,000	0.0710	\$ -712,725	\$ -13,898	\$ -11,412	
10		\$ 40,000,000	0.0678	\$ -680,213	\$ -13,264	\$ -10,892	
11		\$ 40,000,000	0.0648	\$ -649,838	\$ -12,671	\$ -10,405	
12		\$ 40,000,000	0.0619	\$ -621,435	\$ -12,117	\$ -9,950	
13		\$ 40,000,000	0.0593	\$ -594,855	\$ -11,599	\$ -9,525	
14		\$ 40,000,000	0.0568	\$ -569,961	\$ -11,114	\$ -9,126	
15		\$ 40,000,000	0.0545	\$ -546,626	\$ -10,659	\$ -8,753	
16		\$ 40,000,000	0.0523	\$ -524,736	\$ -10,232	\$ -8,402	
17		\$ 40,000,000	0.0503	\$ -504,183	\$ -9,831	\$ -8,073	
18		\$ 40,000,000	0.0483	\$ -484,870	\$ -9,455	\$ -7,764	
19		\$ 40,000,000	0.0465	\$ -466,707	\$ -9,100	\$ -7,473	
20		\$ 40,000,000	0.0448	\$ -449,612	\$ -8,767	\$ -7,199	
21		\$ 40,000,000	0.0432	\$ -433,508	\$ -8,453	\$ -6,941	
22		\$ 40,000,000	0.0417	\$ -418,325	\$ -8,157	\$ -6,698	
23		\$ 40,000,000	0.0403	\$ -404,000	\$ -7,878	\$ -6,469	
24		\$ 40,000,000	0.0389	\$ -390,471	\$ -7,614	\$ -6,252	
25		\$ 40,000,000	0.0376	\$ -377,685	\$ -7,365	\$ -6,047	
26		\$ 40,000,000	0.0364	\$ -365,590	\$ -7,129	\$ -5,854	
27		\$ 40,000,000	0.0353	\$ -354,141	\$ -6,905	\$ -5,670	
28		\$ 40,000,000	0.0342	\$ -343,293	\$ -6,694	\$ -5,497	
29		\$ 40,000,000	0.0332	\$ -333,007	\$ -6,493	\$ -5,332	
30		\$ 40,000,000	0.0322	\$ -323,247	\$ -6,303	\$ -5,176	

Luego, se tiene que:

Tabla 3-11: Cuadro resumen.

Valor actual neto	Índice de rentabilidad
\$99,593,955	3.2534

Al sensibilizar el valor actual neto con respecto a la corriente de carga y VATT se obtiene:

Tabla 3-12: Sensibilidad del VAN ante VATT y corriente de carga.

VATT	Corriente de carga							
	300	400	500	600	700	800	900	1000
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
35M	65,281,942	64,823,180	64,233,343	63,512,431	62,660,445	61,677,383	60,563,247	59,318,036
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
40M	105,557,862	105,099,100	104,509,263	103,788,351	102,936,364	101,953,303	100,839,167	99,593,955
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
45M	145,833,782	145,375,020	144,785,183	144,064,271	143,212,284	142,229,223	141,115,086	139,869,875
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
50M	186,109,701	185,650,939	185,061,103	184,340,191	183,488,204	182,505,143	181,391,006	180,145,795
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
55M	226,385,621	225,926,859	225,337,022	224,616,111	223,764,124	222,781,062	221,666,926	220,421,715
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
60M	266,661,541	266,202,779	265,612,942	264,892,030	264,040,044	263,056,982	261,942,846	260,697,635
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
65M	306,937,461	306,478,699	305,888,862	305,167,950	304,315,964	303,332,902	302,218,766	300,973,555
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
70M	347,213,381	346,754,619	346,164,782	345,443,870	344,591,883	343,608,822	342,494,686	341,249,474
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
75M	387,489,301	387,030,539	386,440,702	385,719,790	384,867,803	383,884,742	382,770,605	381,525,394
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
80M	427,765,221	427,306,458	426,716,622	425,995,710	425,143,723	424,160,662	423,046,525	421,801,314
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
85M	468,041,140	467,582,378	466,992,541	466,271,630	465,419,643	464,436,582	463,322,445	462,077,234

Al sensibilizar el índice de rentabilidad con respecto a la corriente de carga y VATT se obtiene:

Tabla 3-13: Sensibilidad del índice de rentabilidad ante el VATT y corriente de carga.

VATT	Corriente de carga							
	300	400	500	600	700	800	900	1000
\$35M	2.37	2.36	2.34	2.33	2.30	2.28	2.25	2.22
\$40M	3.44	3.43	3.41	3.39	3.36	3.33	3.29	3.25
\$45M	4.77	4.76	4.73	4.71	4.67	4.64	4.59	4.55
\$50M	6.34	6.32	6.29	6.26	6.22	6.17	6.12	6.06
\$55M	8.28	8.26	8.23	8.19	8.14	8.09	8.03	7.97
\$60M	10.36	10.33	10.29	10.24	10.19	10.13	10.06	9.98
\$65M	12.87	12.84	12.79	12.73	12.66	12.59	12.50	12.40
\$70M	15.98	15.93	15.87	15.80	15.72	15.62	15.51	15.39
\$75M	19.27	19.23	19.17	19.11	19.03	18.95	18.85	18.74
\$80M	22.64	22.59	22.53	22.46	22.37	22.27	22.15	22.02
\$85M	26.56	26.50	26.43	26.34	26.24	26.12	25.98	25.83

Adicionalmente se explora el caso hipotético en el que la desviación de la resistencia de puesta a tierra es 0 $[\Omega]$, es decir, todas las resistencias son iguales. Entonces se tiene que los perfiles de longitud, tensión, corriente y pérdidas son:

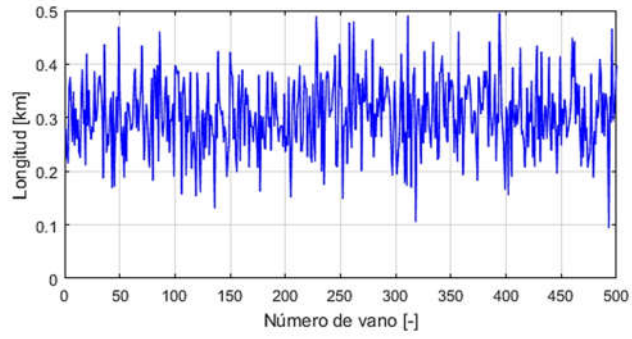


Figura 3-10: Perfil de longitud en la línea.

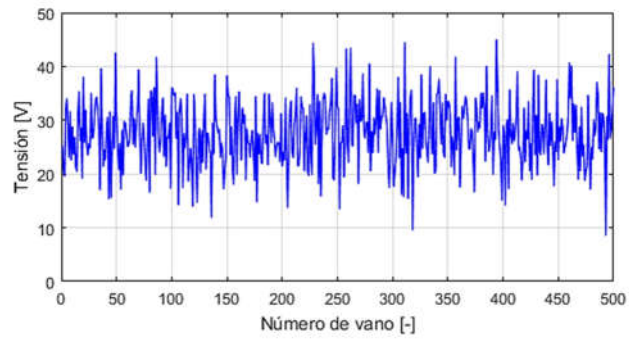


Figura 3-11: Perfil de tensión en la línea.

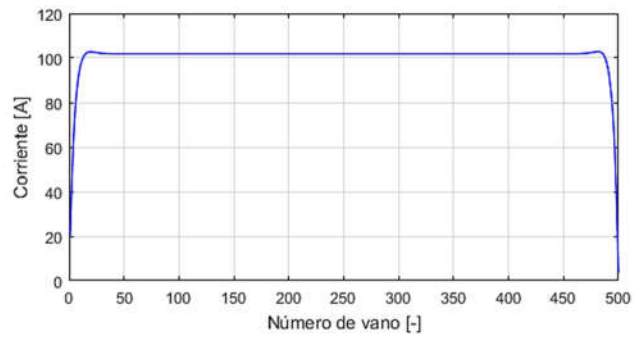


Figura 3-12: Perfil de corriente en la línea.

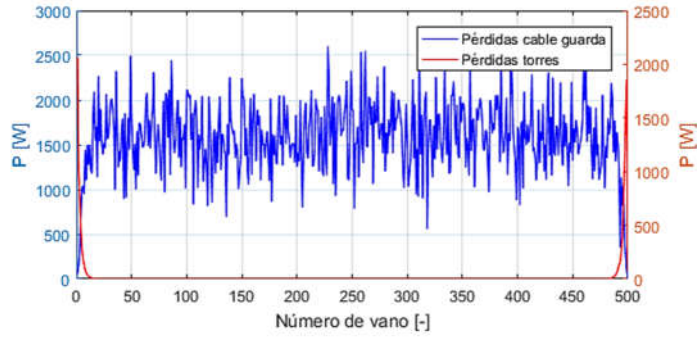


Figura 3-13: Perfil de pérdidas en la línea.

Luego para el caso puntual las medidas resumen para las variables de interés son:

Tabla 3-14: Resultados.

	Media	Desviación
Tensión inducida	27.589 [V]	6.2220 [V]
Corriente inducida	101.85 [A]	9.0497 [A]
Pérdidas parciales en cable de guarda	1590.7 [W]	406.2 [W]
Pérdidas parciales en resistencia de torre	1.11E-19 [W]	165.8 [W]

De manera similar, mediante números aleatorios se resuelve el modelo almacenando la sumatoria de las potencias en cables y torres en cada iteración para luego describir la muestra estadísticamente. Para 100 iteraciones se tiene:

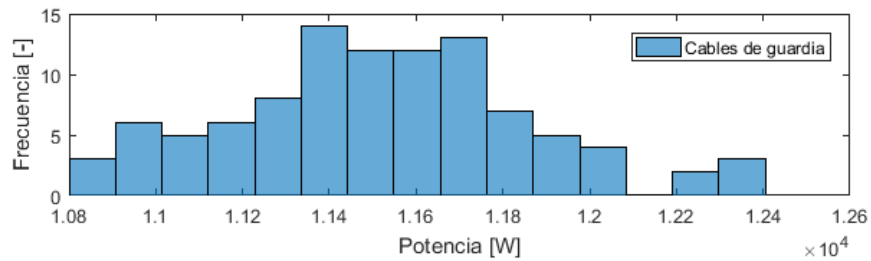


Figura 3-14: Frecuencia de Pérdidas totales en cable de guarda.

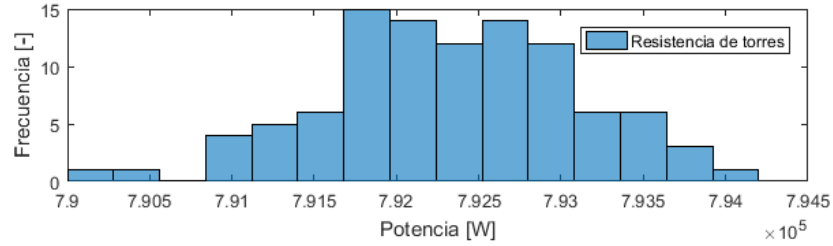


Figura 3-15: Frecuencia de pérdidas totales en resistencia de torre.

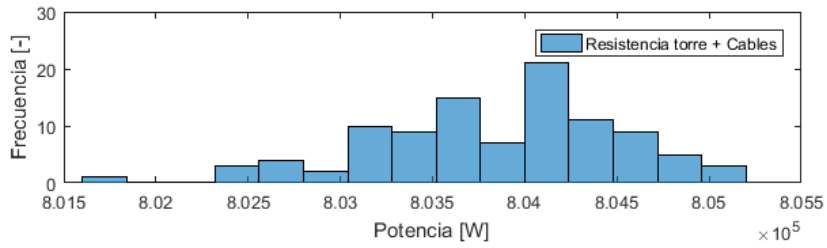


Figura 3-16: Frecuencia de Pérdidas totales por cable de guarda y resistencias de torre.

Las medidas resumen para las variables de interés son:

Tabla 3-15: Resultados.

	Media [kW]	Desviación [kW]
Pérdidas totales en cable de guarda	11.51	0.34
Pérdidas totales en resistencia de torre	792.3	0.76
Pérdidas totales cable + torre	803.9	0.661

3.4 Modelo electrogeométrico.

Se considera como caso base una corriente de 20kA y para sensibilidad un intervalo de corriente entre 10kA y 120kA. Los datos del modelo son:

Tabla 3-16: Parámetros de entrada modelo electrogeométrico.

Parámetros de entrada		
Corriente	50	[kA]
Coordenadas	X [m]	Y [m]
Guardia	0.00	44.50
Fase	3.30	39.84
Cálculos intermedios		
r c	127.2	[m]
r g	69.9	[m]
L	3.3	[m]
b	4.7	[m]
	0.62	[rad]
	0.02	[rad]
	0.24	[rad]
Resultados		
Z guarda	105.39	[m]
Z Fase	21.45	[m]

3.4.1 Sensibilidad a las distancias entre cable de guardia y cable de fase.

Se consideran decrementos en la altura del conductor de fase con respecto al cable de guardia de 1m, es decir, para alturas de 39.8m, 38.8m y 37.8m. La distancia horizontal es de 3.3m.

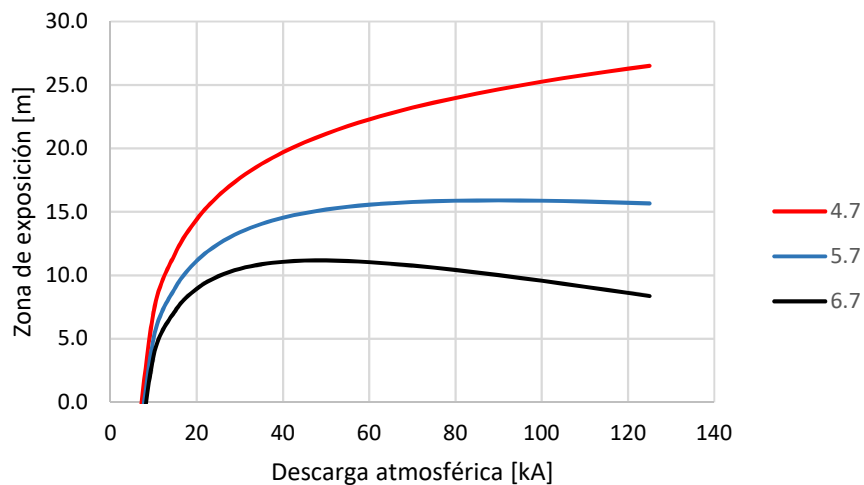


Figura 3-17: Variación de la zona de conductor de fase a la diferencia vertical.

Se consideran incrementos en la distancia horizontal del conductor de fase con respecto al cable de guardia de 0.5m, es decir, para distancias de 3.3m, 3.8m y 4.3m. La distancia vertical es de 4.7m.

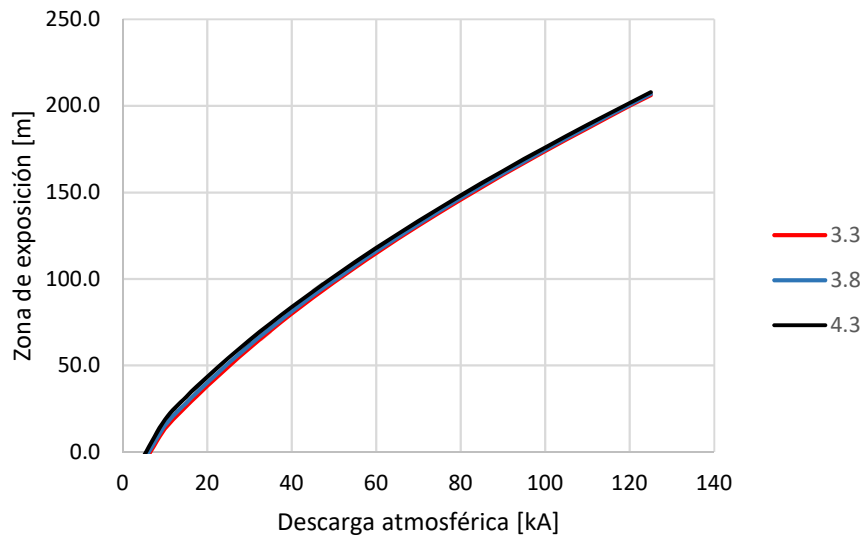


Figura 3-18: Variación de la zona de conductor de fase a la diferencia horizontal.

3.4.2 Determinación de zona de impacto del canal vertical.

Si se considera que el canal vertical donde se propaga el leader tiene una ubicación aleatoria, es posible determinar el conductor donde impactará la descarga atmosférica en función de su magnitud de corriente.

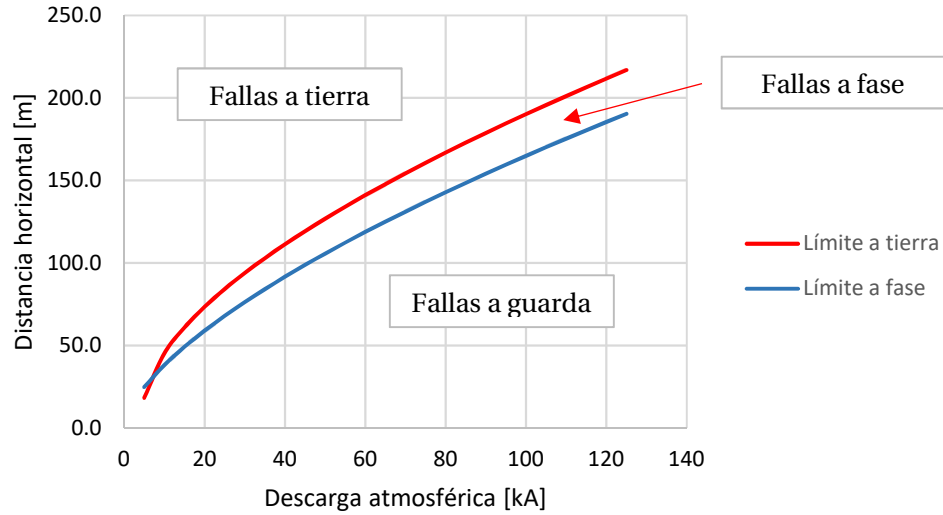


Figura 3-19: Variación de límites de impacto de canal vertical con la corriente.

3.4.3 Sensibilidad de sobretensión a la resistencia de puesta a tierra.

Se considera un intervalo de resistencia de puesta a tierra entre 100 y 10k que varía de igual manera en cada una de las torres en cada iteración. Se toman como variables de salida las tensiones de la fase A del circuito 1 en las torres 1, 2 y 3. La descarga atmosférica tiene una magnitud de 40kA.

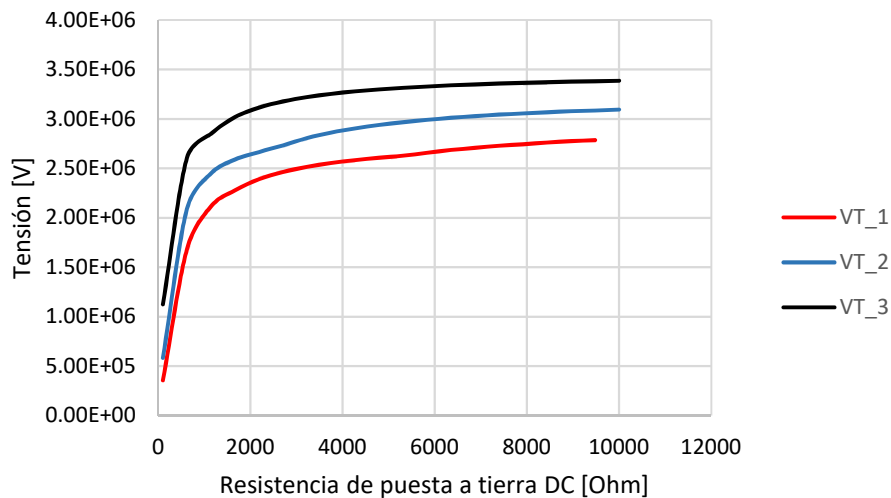


Figura 3-20: Variación de tensión máxima con la resistencia de puesta a tierra.

3.4.4 Sensibilidad de sobretensión a la magnitud de corriente descargada.

Se considera un intervalo de corriente entre 10kA y 100kA. Se toman como variables de salida las tensiones de la fase A del circuito 1 en las torres 1, 2 y 3. La resistencia de puesta a tierra tiene un valor de 1k.

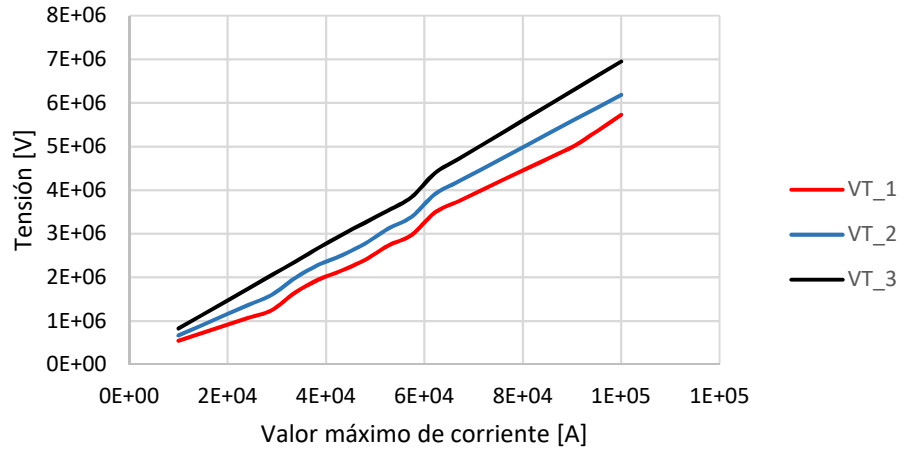


Figura 3-21: Variación de la tensión máxima a la corriente de cresta.

3.5 Modelo ATP/EMTP

Cada aislador se modela mediante un interruptor controlado por tensión. La rutina de control es independiente para cada aislador y mide tensiones entre su respectivo conductor de fase y la estructura de la torre. La rutina entrega el avance del trazador por la superficie del aislador para cada fase en cada torre.

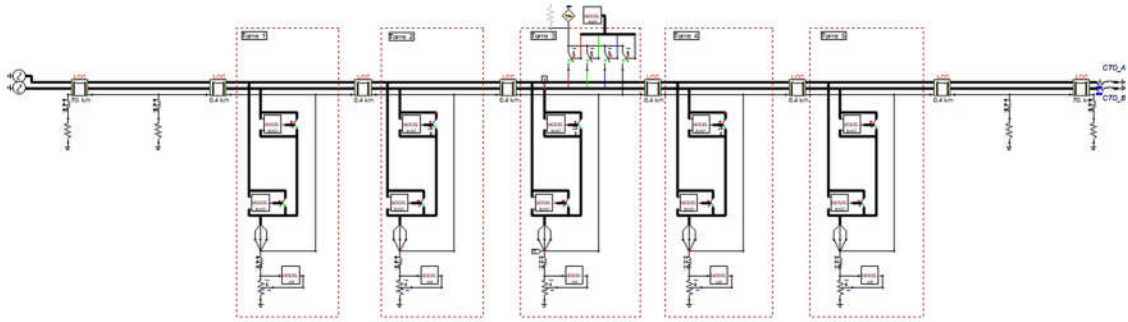


Figura 3-22: Modelo ATP/EMTP (Vista completa).

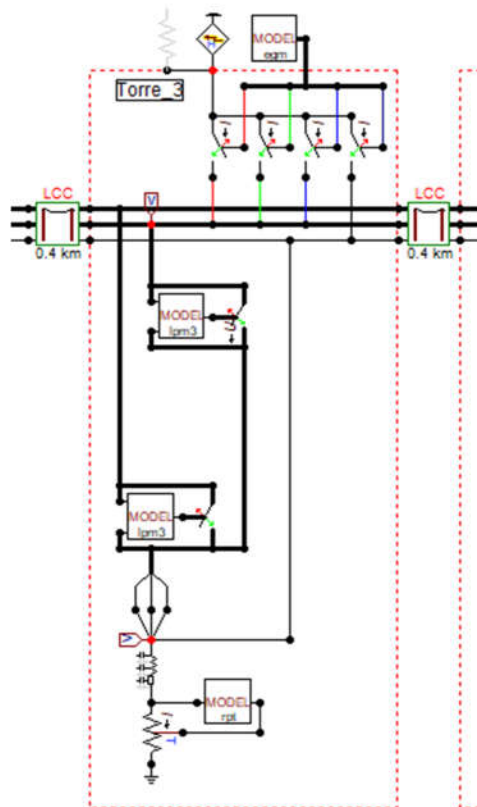


Figura 3-23: Modelo ATP/EMTP (Vista detallada).

3.5.1 Cálculo de distancia de fuga

Para calcular la cantidad de aisladores que soporta cada fase se utiliza la metodología propuesta por [26], [27], donde se llega a la expresión:

$$D = \frac{\sqrt{2} f_{seguridad} V_{línea} k_{altura} k_{normal} D_f}{\sqrt{3}} \quad (3-1)$$

$$k_{altura} = e^{\frac{h}{2 \cdot 8150}} [-] \quad (3-2)$$

$$k_{normal} = \left\{ \begin{array}{l} 1.2 \text{ si Extensión moderada} \\ 1.5 \text{ si Extendido} \\ 2.5 \text{ si Generación en contrafase} \end{array} \right\} \quad (3-3)$$

$$D_f = \left\{ \begin{array}{l} 16 \text{ si contaminación liviana} \\ 20 \text{ si contaminación media} \\ 25 \text{ si contaminación severa} \\ 31 \text{ si contaminación muy severa} \end{array} \right\} [mm] \quad (3-4)$$

Lo que se resume en la siguiente tabla:

Tabla 3-17: Parámetros para el cálculo de la cadena de aisladores.

Datos de entrada		
Nivel de tensión línea-línea	220	[kV]
Temperatura	25	°C
Altura	600	[m]
f seguridad	1.1	[-]
Distancia de fuga	545	[mm]
Numeral IEC 60071	Caso	
2.3.2.2 Rechazo de carga	Extensión moderada	
2.3.4.3 Tipo maniobra	Interruptor sin reconexión	
3.3.1.1 Nivel de contaminación	IV Very heavy	
5.2.2 Tipo impulso	Aisladores limpios. Seco	
Cálculos intermedios		
Distancia mínima nominal	31	[mm/kV]
Presión barométrica	70.72	[mm Hg]
K _{Altura}	1.037	[-]
K _{V maniobra}	2	[-]
K _{V impulso}	1.4	[-]
K _{Normal}	1.2	[-]
Resultados		
Distancia de fuga	7626	[mm]
Numero aisladores	14	[unidades]

Lo que corresponde a una distancia de arco seco [19] de 146mm y 2815mm para aisladores de segmentación y suspensión respectivamente [7]. Esta distancia se utiliza posteriormente para modelar los aisladores mediante Leader Progression Model (LPM).

3.5.2 Formas de onda

Dado que para este trabajo solo es de interés las sobretensiones producidas por impactos en el cable de guarda, se descartan los casos donde haya impactos en conductores de fase. Para una corriente de 31kA, curva 1.2/50s y considerando la fase geoméricamente más cercana al conductor de guarda se obtiene:

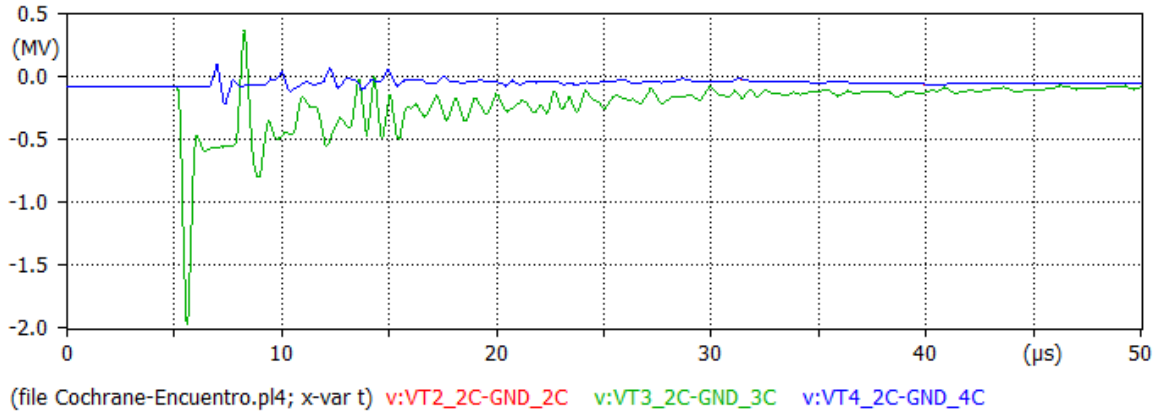


Figura 3-24: : Solicitación de tensión a cadena de aisladores fase C en torres 2, 3 y 4.

Donde se tiene que la tensión en los aisladores de las torres 2 y 4 son idénticas. Debe notarse que para las condiciones dadas no se producen contorneos, lo que puede verificarse en el avance del trazador en la superficie del aislador, el que no alcanza a formarse puesto que no se completa la fase de precursores:

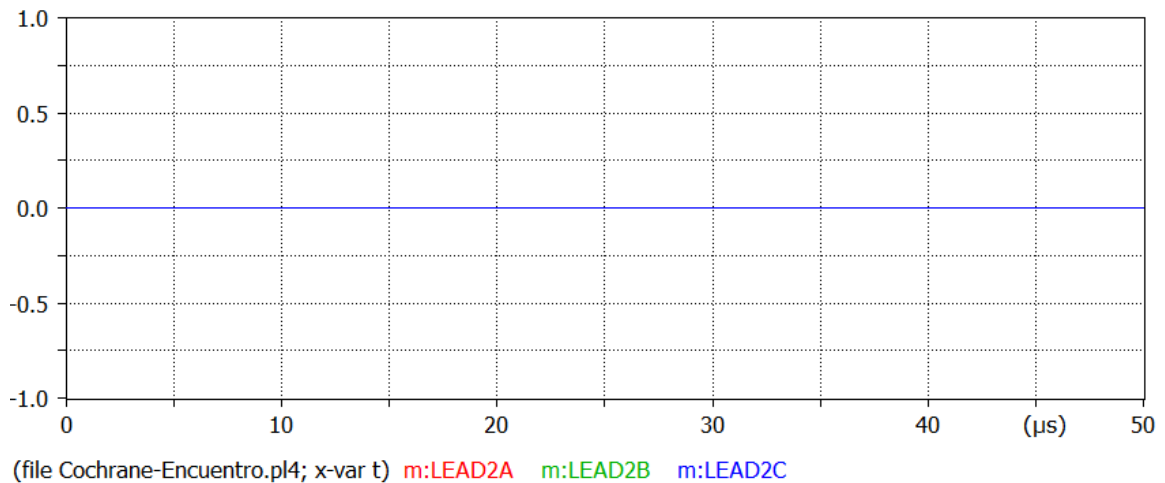


Figura 3-25: Formación de trazador sobre cadenas de aisladores de fase C en torre 3.

Para una corriente de 80kA, curva 1.2/50s se tiene que la tensión en los aisladores de las torres 2 y 4 son idénticas. Se completa la fase de precursores y el trazador avanza sobre el aislador de la fase C permitiendo la ocurrencia de contorneo, estableciendo este último una corriente entre fase

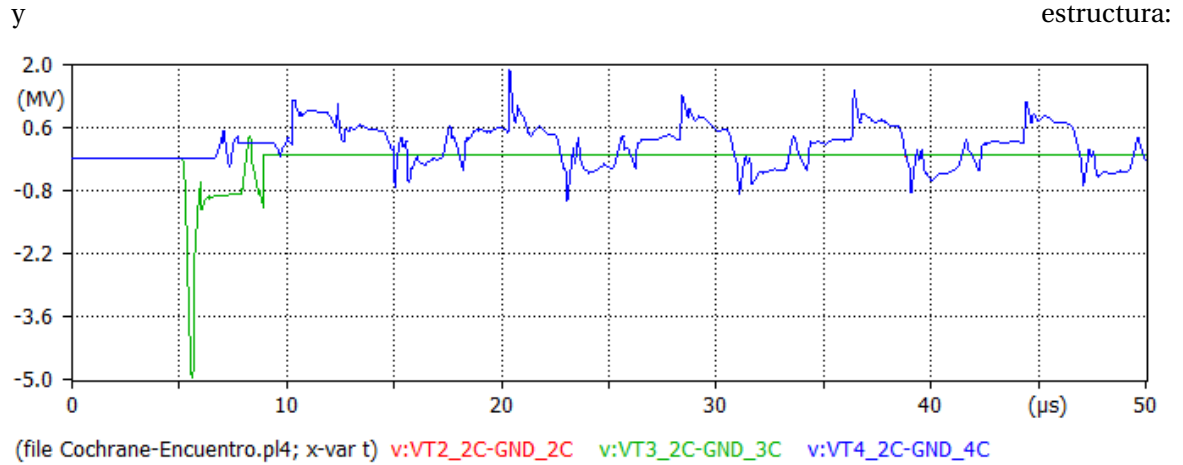


Figura 3-26: Solicitación de tensión a cadena de aisladores fase C en torres 2, 3 y 4.

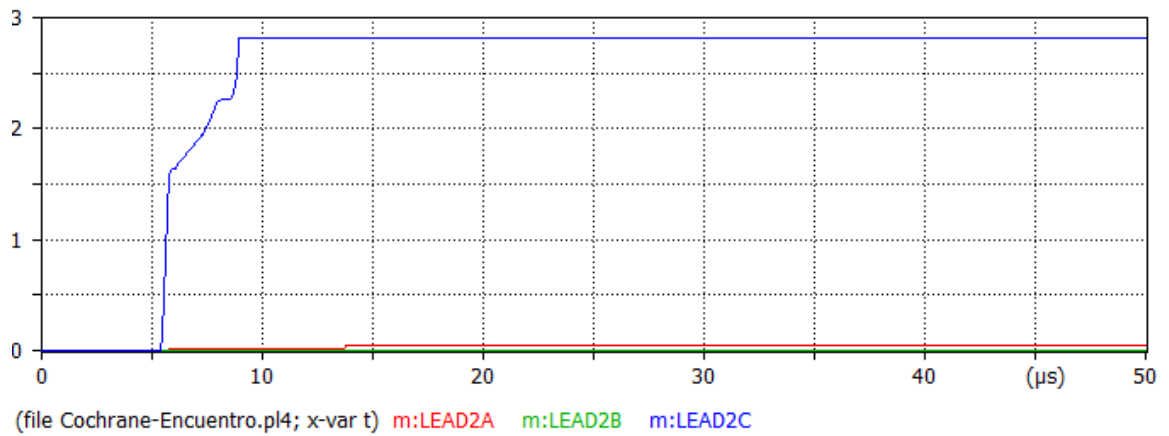


Figura 3-27: Formación de trazador sobre cadenas de aisladores de fase C en torre 3.

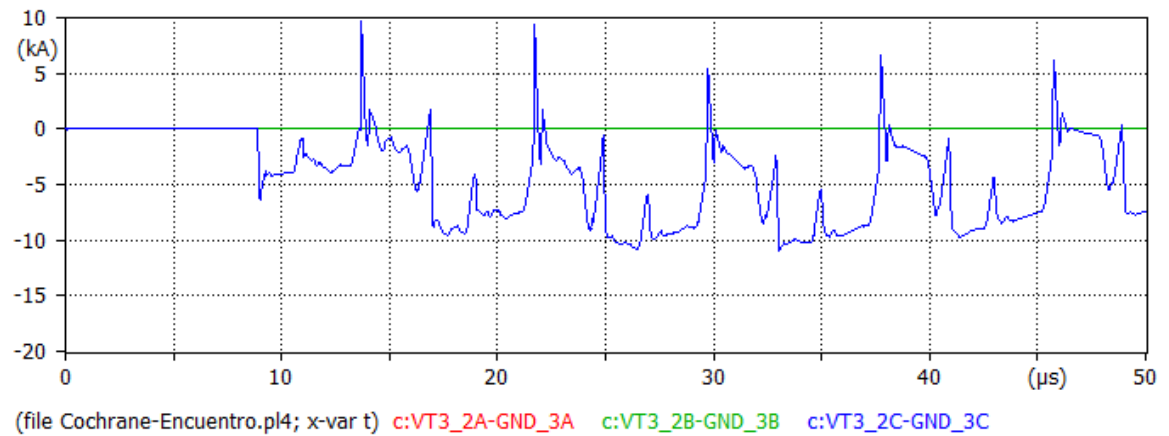


Figura 3-28: Corriente a través de cadenas de aisladores en fase C en torres 2, 3 y 4.

3.5.3 Montecarlo

Realizando 1000 iteraciones, se consideran inicialmente los siguientes parámetros de entrada:

Tabla 3-18: Parámetros de entrada.

	Media/Límite inferior	Desviación/Límite superior	Distribución
Corriente de descarga	31 [kA]	3.1 [kA]	Normal
Tiempo de frente	1.2 [μs]	0.12 [μs]	Normal
Tiempo de cola	50 [μs]	5 [μs]	Normal
Resistencia de torre	25 [Ω]	2.5 [Ω]	Normal
Canal vertical	0 [m]	400 [m]	Uniforme

De donde se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 3-19: Resultados.

Conductor de impacto	Corriente media con contorno [kA]	Cantidad de Impactos [-]	Cantidad de Contorneos Torre 2 [-]	Cantidad de Contorneos Torre 3 [-]	Cantidad de Contorneos Torre 4 [-]	Tensión media Torre 2 [kV]	Tensión media Torre 3 [kV]	Tensión media Torre 4 [kV]
Guarda	-	191	0	0	0	-	-	-
Fase	32.1	47	47	47	47	5120	5410	5120

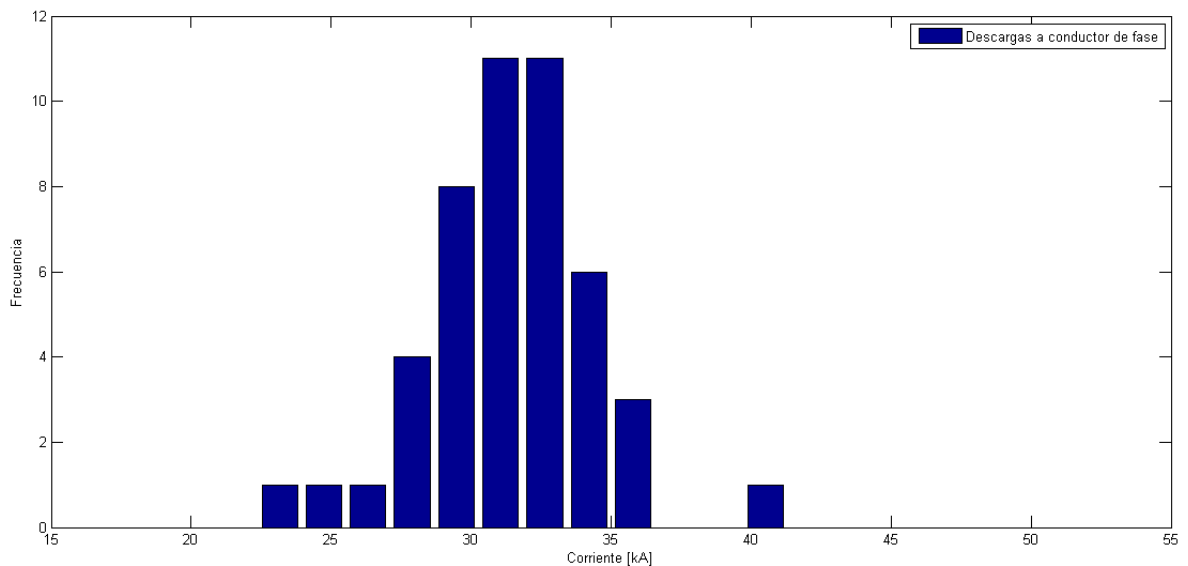


Figura 3-29: Distribución de corrientes que impactaron conductores de fase.

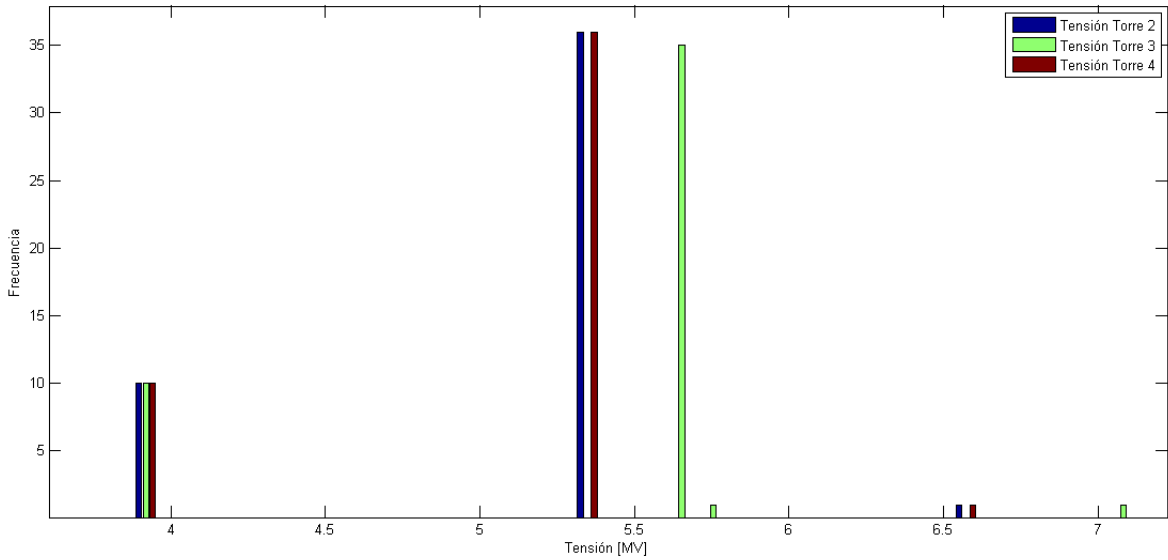


Figura 3-30: Distribución de sobretensiones que produjeron contorneos en torres 2, 3 y 4.

Dado que no se consiguen contorneos por flameo inverso, se realiza una nueva simulación con los siguientes parámetros de entrada:

Tabla 3-20: Parámetros de entrada.

	Media/Límite inferior	Desviación/Límite superior	Distribución
Corriente de descarga	80 [kA]	8 [kA]	Normal
Tiempo de frente	1.2 [μs]	0.12 [μs]	Normal
Tiempo de cola	50 [μs]	5 [μs]	Normal
Resistencia de torre	25 [Ω]	2.5 [Ω]	Normal
Canal vertical	0 [m]	400 [m]	Uniforme

De donde se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 3-21: Resultados.

Conductor de impacto	Corriente media con contorneo [kA]	Cantidad de Impactos [-]	Cantidad de Contorneos Torre 2 [-]	Cantidad de Contorneos Torre 3 [-]	Cantidad de Contorneos Torre 4 [-]	Tensión media Torre 2 [kV]	Tensión media Torre 3 [kV]	Tensión media Torre 4 [kV]
Guarda	82.4	500	0	257	0	-	2850	-
Fase	-	0	-	-	-	-	-	-

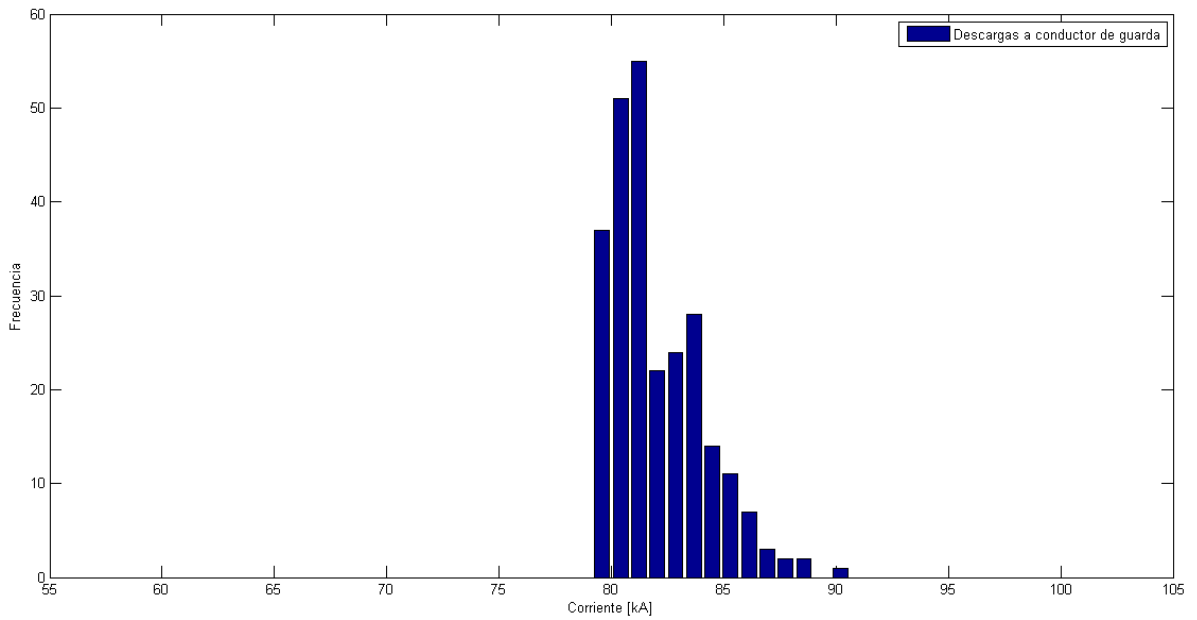


Figura 3-31: Distribución de corrientes que impactaron conductores de fase.

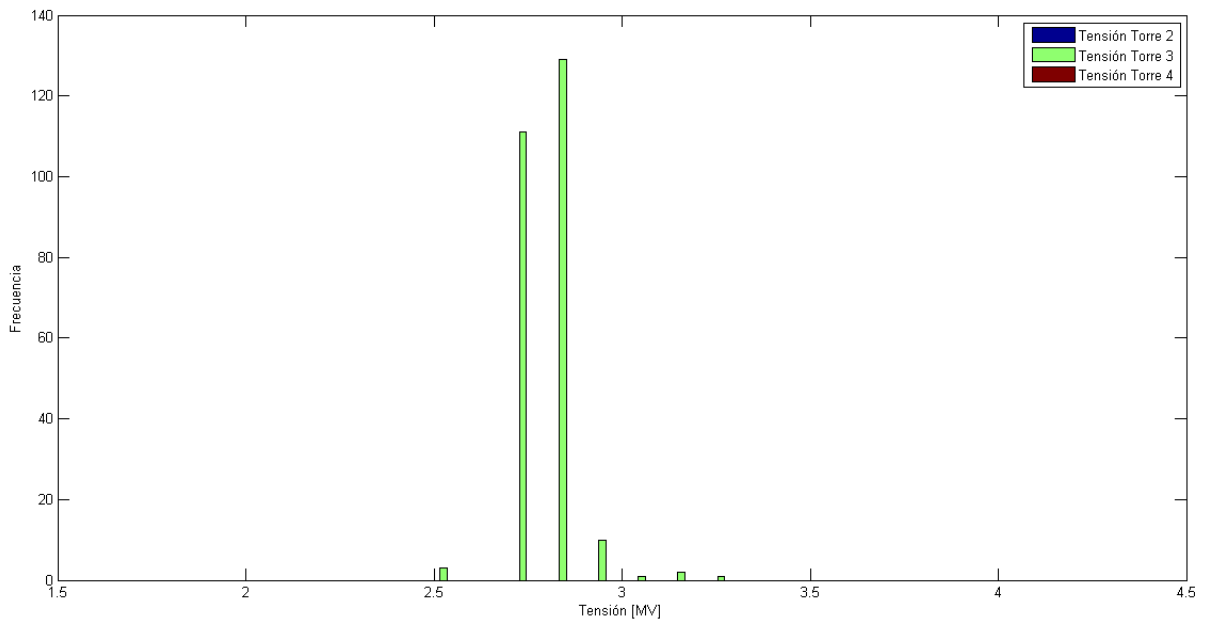


Figura 3-32: Distribución de sobretensiones que produjeron contorneos en torres 2, 3 y 4.

4 Análisis de la situación modificada

4.1 Cálculo de parámetros con sensibilidad a la resistividad del terreno

Utilizando los mismos datos de entrada que en 3.1 y suprimiendo la fila correspondiente al cable de guarda se tiene:

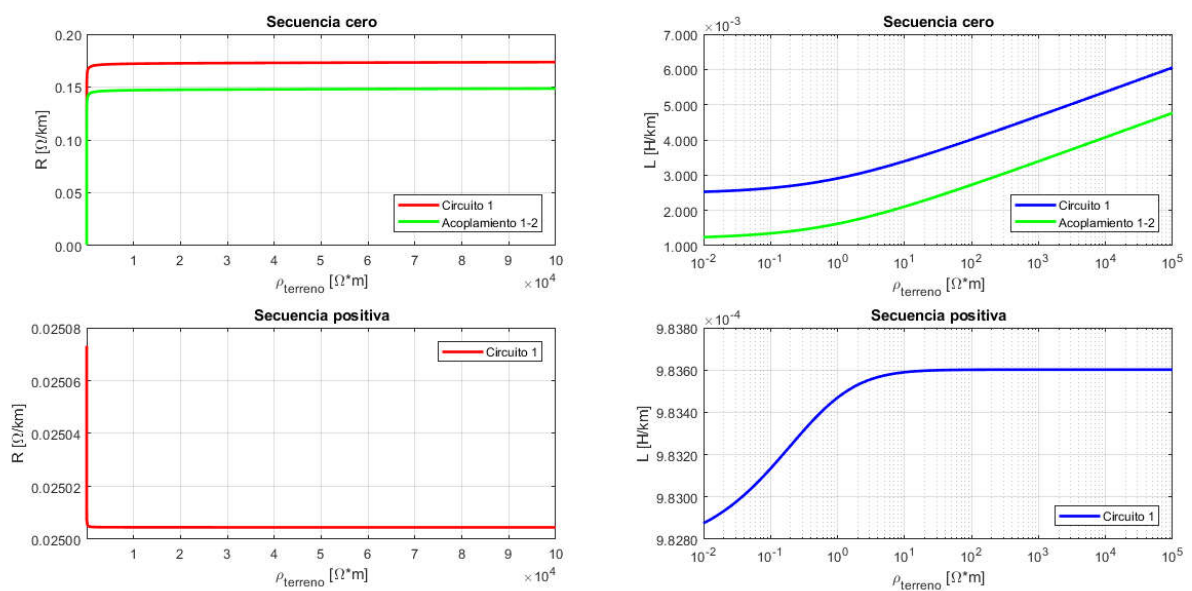


Figura 4-1: Variación de parámetros serie a la resistividad del terreno.

4.2 Cálculo de parámetros con sensibilidad a la frecuencia.

Utilizando los mismos datos de entrada que en 3.2 y suprimiendo la fila correspondiente al cable de guarda se tiene:

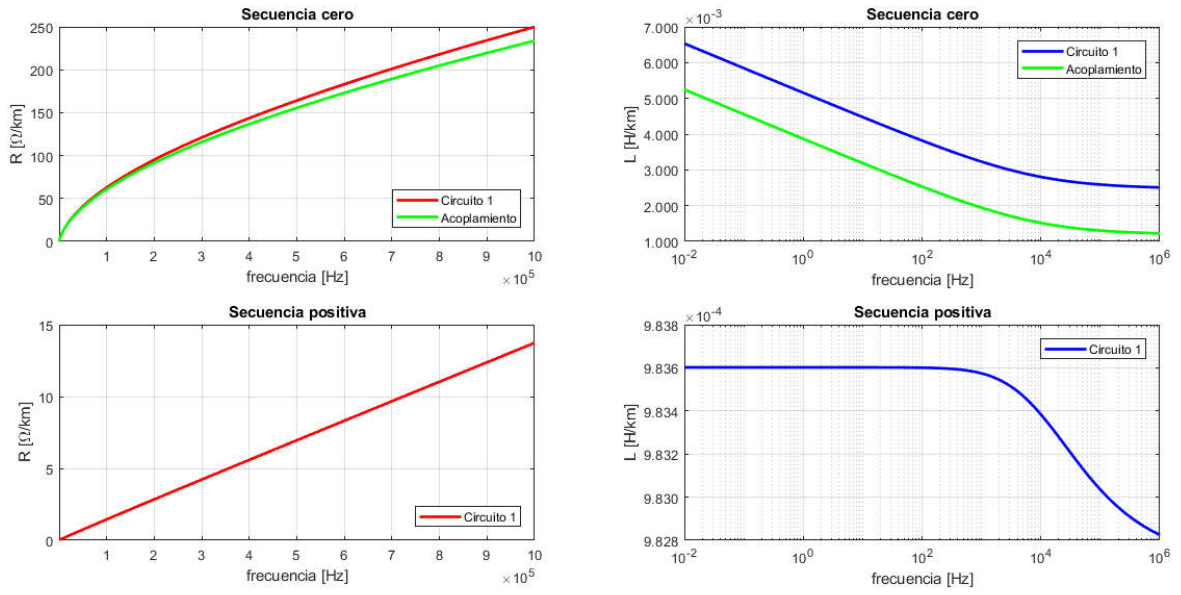


Figura 4-2: Variación de parámetros serie a la frecuencia.

4.3 Evaluación económica

Para determinar el valor de la inversión inicial con segmentación en el cable de guarda, se realiza el mismo análisis que para el caso base, pero agregando conjuntos de suspensión y anclaje adicionales además de los remates necesarios. Posteriormente, se modifica el valor de la inversión inicial en el análisis anterior y se suprimen las pérdidas en el cable de guarda y electrodos de puesta a tierra. Las partidas modificadas son las mostradas a continuación:

Tabla 4-1: Presupuesto referencial.

Suministro de materiales	FOB	UNIDAD	CANT	P. ITEM
Estructuras y accesorios	\$ 2,500	US/TON	1000	\$ 2,500,000
Conductor de fase	\$ 4,000	US/TON	1928	\$ 7,712,000
Conductor de guarda	\$ 4,500	US/TON	321	\$ 1,444,500
Conjuntos de suspensión y anclaje para el conductor	\$ 22	US/UN	43680	\$ 960,960
Conjuntos de suspensión y anclaje para el cable de guarda	\$ 130	US/UN	608	\$ 79,040
Accesorios para el conductor y cable de guarda	\$ 150	US/UN	3500	\$ 525,000
		Sub Total		\$ 13,221,500

Tabla 4-2: Presupuesto referencial.

Construcción y montaje	FOB	UNIDAD	CANT	P. ITEM
Instalación de faenas	\$ 1,000,000	US	1	\$ 1,000,000
Caminos de acceso a las estructuras	\$ 15,000	US/UN	500	\$ 7,500,000
Replanteo de estructuras	\$ 600	US/UN	500	\$ 300,000
Fundaciones de estructuras	\$ 60,000	US/UN	500	\$ 30,000,000
Instalación de electrodos de tierra	\$ 900	US/UN	500	\$ 450,000
Montaje de las estructuras	\$ 2	US/kg	1000	\$ 2,000
Tendido de los conductores de fase	\$ 14,000	US/km	153	\$ 2,142,000
Tendido de los conductores de guardia	\$ 3,500	US/km	153	\$ 535,500
Remates	\$ 30	US/UN	2250	\$ 67,500
Puesta en servicio	\$ 1,000	US/km	153	\$ 153,000
Desmovilización de faenas	\$ 350,000	US	1	\$ 350,000
		Sub Total		\$ 66,443,000

Luego el valor de la inversión es:

Tabla 4-3: Presupuesto referencial.

Partidas relevantes				
Suministro de materiales	\$ 13,221,500	US	1	\$ 13,221,500
Construcción y montaje	\$ 66,443,000	US	1	\$ 66,443,000
Costos de ingeniería	\$ 5,576,515	US	1	\$ 5,576,515
Costos de inspección y administración de la construcción	\$ 4,651,010	US	1	\$ 4,651,010
Costo de estudio de impacto ambiental	\$ 3,983,225	US	1	\$ 3,983,225
Costo de servidumbres	\$122,303,750	US	1	\$ 122,303,750
		Sub Total		\$ 216,179,000

Puesto que ya ha sido demostrado que al segmentar el cable de guarda se suprimen las pérdidas en éste. Se sigue a utilizar los resultados en 3.3 para confeccionar el nuevo flujo de caja para la situación modificada considerando los costos adicionales en la inversión inicial:

Tabla 4-4: Flujo de caja.

Período	Inversión	VATT	Factor recuperación	Pérdidas energía	Pérdidas potencia	Flujo
0	\$-216,179,000		-	\$ -	\$ -	\$ -216,179,000
1		\$ 40,000,000	0.1071	\$ -1,074,884	\$ -20,959	\$ 38,904,157
2		\$ 40,000,000	0.1014	\$ -1,017,301	\$ -19,836	\$ 38,962,863
3		\$ 40,000,000	0.0961	\$ -963,831	\$ -18,794	\$ 39,017,375
4		\$ 40,000,000	0.0911	\$ -914,144	\$ -17,825	\$ 39,068,031
5		\$ 40,000,000	0.0865	\$ -867,936	\$ -16,924	\$ 39,115,139
6		\$ 40,000,000	0.0822	\$ -824,933	\$ -16,085	\$ 39,158,981
7		\$ 40,000,000	0.0782	\$ -784,881	\$ -15,305	\$ 39,199,814
8		\$ 40,000,000	0.0745	\$ -747,549	\$ -14,577	\$ 39,237,874
9		\$ 40,000,000	0.0710	\$ -712,725	\$ -13,898	\$ 39,273,378
10		\$ 40,000,000	0.0678	\$ -680,213	\$ -13,264	\$ 39,306,523
11		\$ 40,000,000	0.0648	\$ -649,838	\$ -12,671	\$ 39,337,491
12		\$ 40,000,000	0.0619	\$ -621,435	\$ -12,117	\$ 39,366,447
13		\$ 40,000,000	0.0593	\$ -594,855	\$ -11,599	\$ 39,393,546
14		\$ 40,000,000	0.0568	\$ -569,961	\$ -11,114	\$ 39,418,925
15		\$ 40,000,000	0.0545	\$ -546,626	\$ -10,659	\$ 39,442,715
16		\$ 40,000,000	0.0523	\$ -524,736	\$ -10,232	\$ 39,465,032
17		\$ 40,000,000	0.0503	\$ -504,183	\$ -9,831	\$ 39,485,986
18		\$ 40,000,000	0.0483	\$ -484,870	\$ -9,455	\$ 39,505,675
19		\$ 40,000,000	0.0465	\$ -466,707	\$ -9,100	\$ 39,524,192
20		\$ 40,000,000	0.0448	\$ -449,612	\$ -8,767	\$ 39,541,621
21		\$ 40,000,000	0.0432	\$ -433,508	\$ -8,453	\$ 39,558,039
22		\$ 40,000,000	0.0417	\$ -418,325	\$ -8,157	\$ 39,573,518
23		\$ 40,000,000	0.0403	\$ -404,000	\$ -7,878	\$ 39,588,123
24		\$ 40,000,000	0.0389	\$ -390,471	\$ -7,614	\$ 39,601,915
25		\$ 40,000,000	0.0376	\$ -377,685	\$ -7,365	\$ 39,614,951
26		\$ 40,000,000	0.0364	\$ -365,590	\$ -7,129	\$ 39,627,281
27		\$ 40,000,000	0.0353	\$ -354,141	\$ -6,905	\$ 39,638,954
28		\$ 40,000,000	0.0342	\$ -343,293	\$ -6,694	\$ 39,650,013
29		\$ 40,000,000	0.0332	\$ -333,007	\$ -6,493	\$ 39,660,499
30		\$ 40,000,000	0.0322	\$ -323,247	\$ -6,303	\$ 39,670,450

Luego, se tiene que:

Tabla 4-5: Cuadro resumen.

Valor actual neto	Índice de rentabilidad
\$99,575,955	3.2516

Al sensibilizar el valor actual neto con respecto a la corriente de carga y VATT se obtiene:

Tabla 4-6: Sensibilidad del VAN ante el VATT y corriente de carga.

VATT	Corriente de carga							
	300	400	500	600	700	800	900	1000
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
35M	65,171,722	64,720,054	64,139,338	63,429,573	62,590,761	61,622,900	60,525,991	59,300,035
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
40M	105,447,642	104,995,974	104,415,258	103,705,493	102,866,681	101,898,820	100,801,911	99,575,955
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
45M	145,723,562	145,271,894	144,691,178	143,981,413	143,142,601	142,174,740	141,077,831	139,851,874
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
50M	185,999,482	185,547,814	184,967,097	184,257,333	183,418,520	182,450,660	181,353,751	180,127,794
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
55M	226,275,402	225,823,734	225,243,017	224,533,253	223,694,440	222,726,580	221,629,671	220,403,714
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
60M	266,551,322	266,099,653	265,518,937	264,809,173	263,970,360	263,002,499	261,905,591	260,679,634
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
65M	306,827,242	306,375,573	305,794,857	305,085,092	304,246,280	303,278,419	302,181,511	300,955,554
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
70M	347,103,161	346,651,493	346,070,777	345,361,012	344,522,200	343,554,339	342,457,430	341,231,474
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
75M	387,379,081	386,927,413	386,346,697	385,636,932	384,798,120	383,830,259	382,733,350	381,507,393
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
80M	427,655,001	427,203,333	426,622,616	425,912,852	425,074,039	424,106,179	423,009,270	421,783,313
\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
85M	467,930,921	467,479,253	466,898,536	466,188,772	465,349,959	464,382,099	463,285,190	462,059,233

Al sensibilizar el índice de rentabilidad con respecto a la corriente de carga y VATT se obtiene:

Tabla 4-7: Sensibilidad del índice de rentabilidad ante el VATT y corriente de carga.

VATT	Corriente de carga							
	300	400	500	600	700	800	900	1000
\$35M	2.37	2.36	2.34	2.32	2.30	2.28	2.25	2.22
\$40M	3.44	3.42	3.41	3.38	3.36	3.32	3.29	3.25
\$45M	4.77	4.75	4.73	4.70	4.67	4.63	4.59	4.54
\$50M	6.34	6.31	6.28	6.25	6.21	6.16	6.11	6.05
\$55M	8.27	8.25	8.22	8.18	8.13	8.08	8.03	7.96
\$60M	10.34	10.31	10.28	10.23	10.18	10.12	10.05	9.97
\$65M	12.85	12.82	12.77	12.71	12.65	12.57	12.49	12.39
\$70M	15.95	15.91	15.85	15.78	15.69	15.60	15.49	15.37
\$75M	19.24	19.20	19.15	19.09	19.01	18.93	18.83	18.72
\$80M	22.61	22.56	22.50	22.43	22.34	22.24	22.13	22.00
\$85M	26.52	26.47	26.39	26.31	26.20	26.08	25.95	25.80

4.4 Modelo ATP/EMTP

Se considera la segmentación del cable de guarda mediante la adición de un aislador de suspensión con distancia de fuga de 545 mm, como se muestra a continuación:

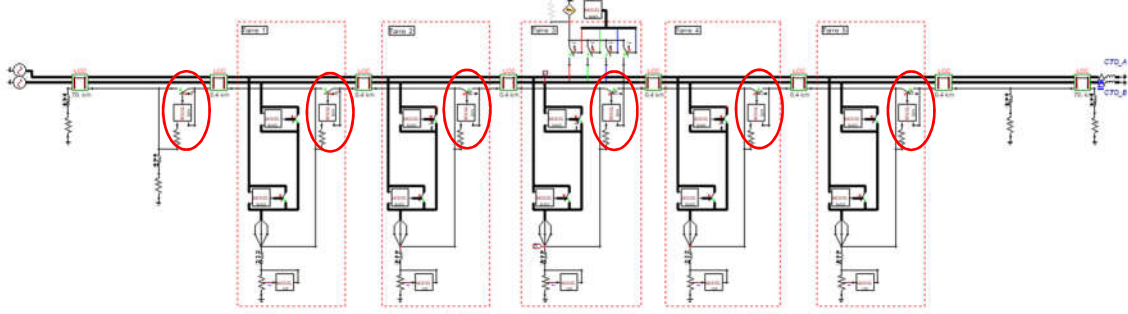


Figura 4-3: Modelo ATP/EMTP (Vista completa).

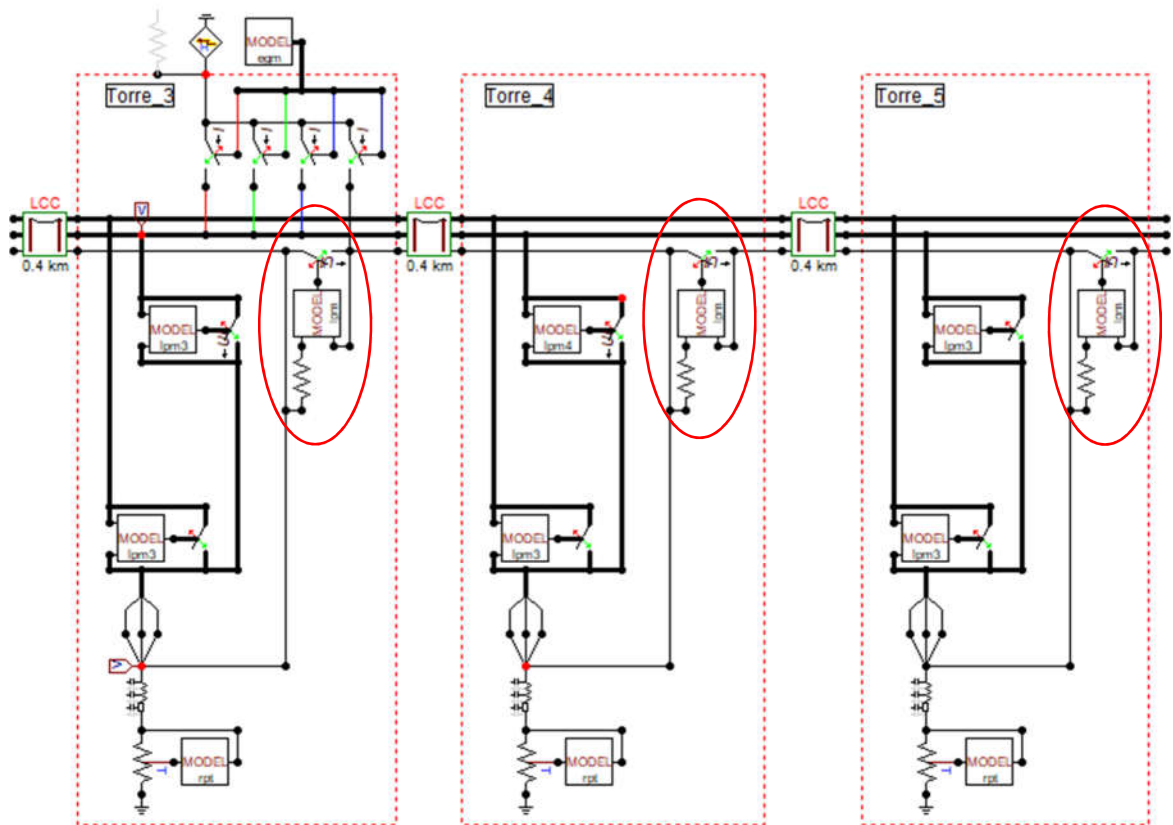


Figura 4-4: Modelo ATP/EMTP (Detalle aisladores de segmentación).

4.4.1 Formas de onda

Para una corriente de 31kA, curva 1.2/50s se observa que la sollicitación de tensión para cada aislador de segmentación ocurre en instantes de tiempo distintos al de inicio de la descarga atmosférica, lo que justifica la utilización del modelo LPM. Por otro lado, se observa que la ruptura de aislación ocurre una vez que la onda de tensión alcanza la discontinuidad y no debido a la inducción de tensión a frecuencia industrial. Además, para la corriente de cresta dada la onda de tensión queda no queda confinada por los aisladores, ya que se alcanza la ruptura en todos los aisladores.

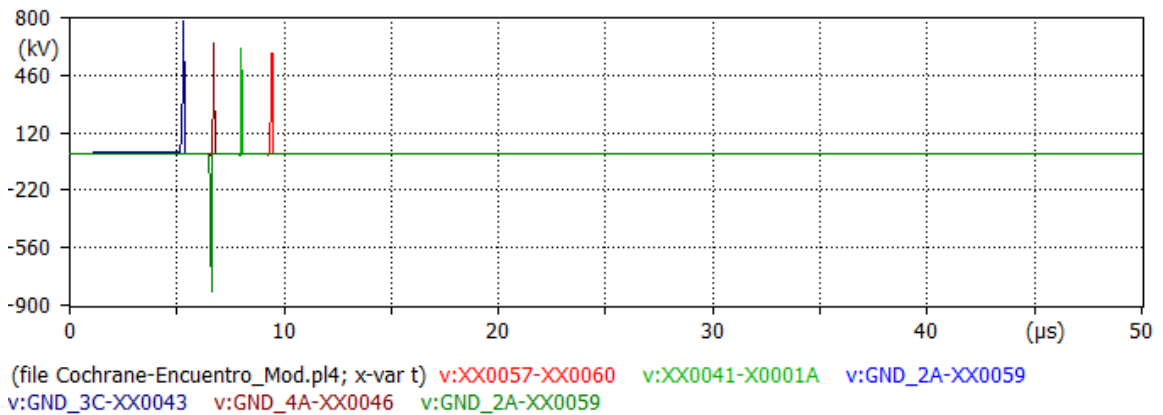


Figura 4-5: Sollicitación de tensión en aisladores de segmentación en torres ordenadas de izq. a der.

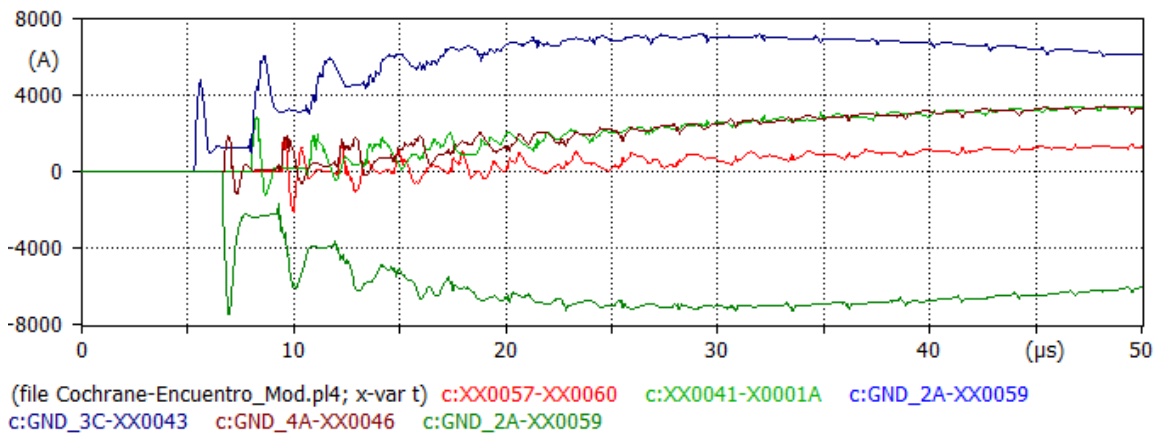


Figura 4-6: Corriente a través de aisladores de segmentación en torres ordenadas de izq. a der.

Debe notarse que para las condiciones dadas no se producen contorneos, lo que puede verificarse en el avance del trazador en la superficie del aislador, el que no alcanza a formarse puesto que no se completa la fase de precursores:

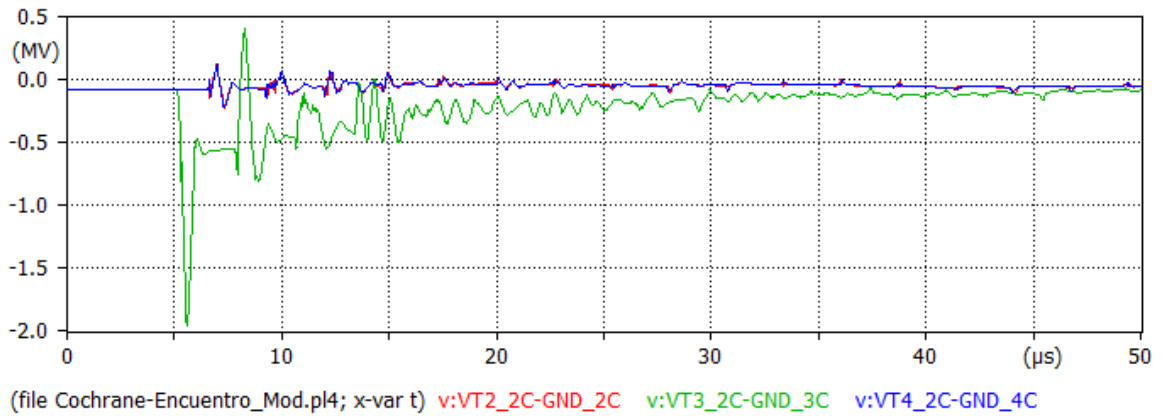


Figura 4-7: Solicitación de tensión a cadena de aisladores torres 2, 3 y 4.

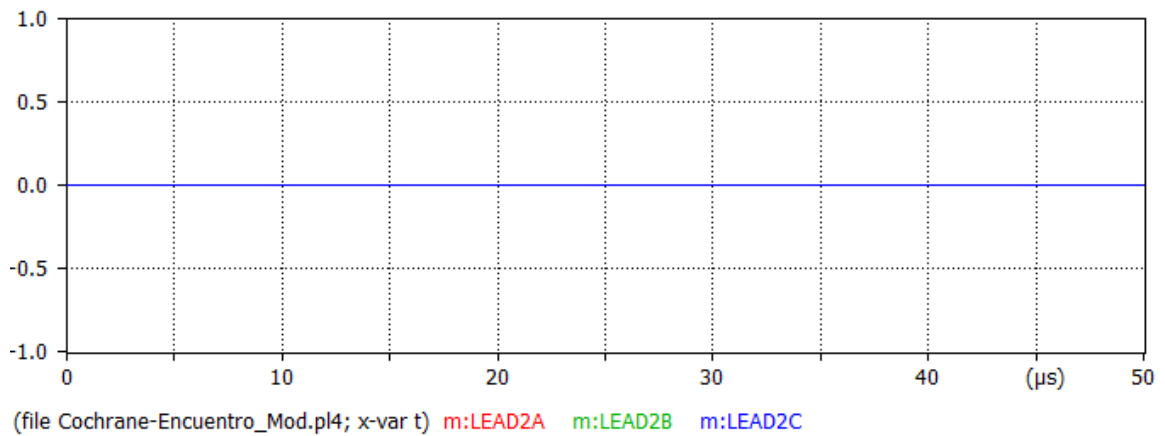


Figura 4-8: Formación de trazador sobre cadenas de aisladores de fase C en torre 3.

Para una corriente de 80kA, curva 1.2/50s, de manera similar al caso anterior, la solicitud de tensión para cada aislador de segmentación ocurre en instantes de tiempo distintos y se observa que la ruptura de aislación ocurre solo por la descarga atmosférica y no por inducción. En este caso debe notarse que la onda de tensión produce la ruptura casi instantánea de todos los aisladores.

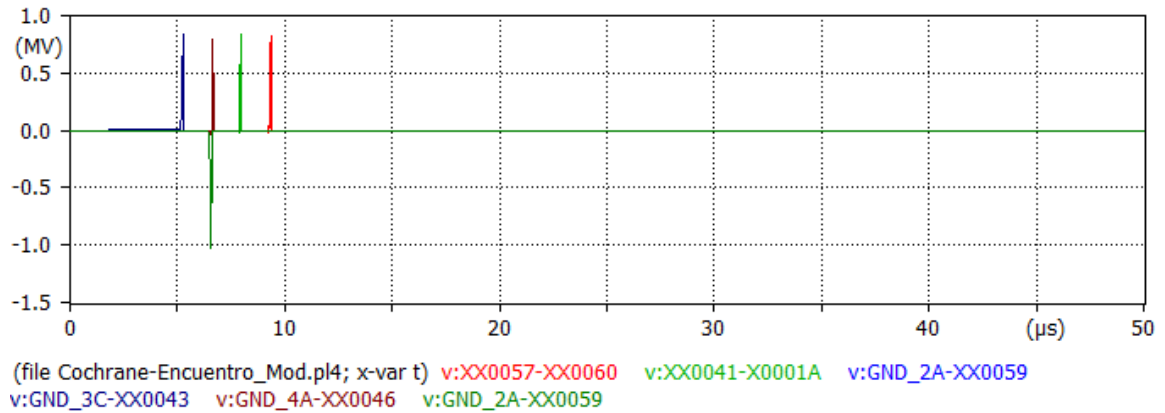


Figura 4-9: Solicitud de tensión en aisladores de segmentación en torres ordenadas de izq. a der.

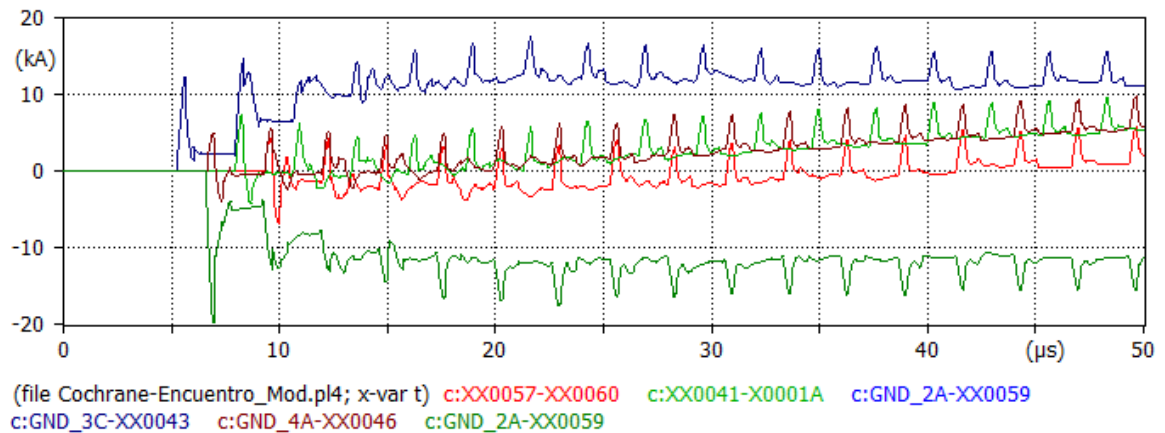


Figura 4-10: Corriente a través de aisladores de segmentación en torres ordenadas de izq. a der.

La tensión en los aisladores de las torres 2 y 4 son idénticas. Se completa la fase de precursores y el trazador avanza sobre el aislador de la fase C permitiendo la ocurrencia de contorneo, estableciendo este último una corriente entre fase y estructura:

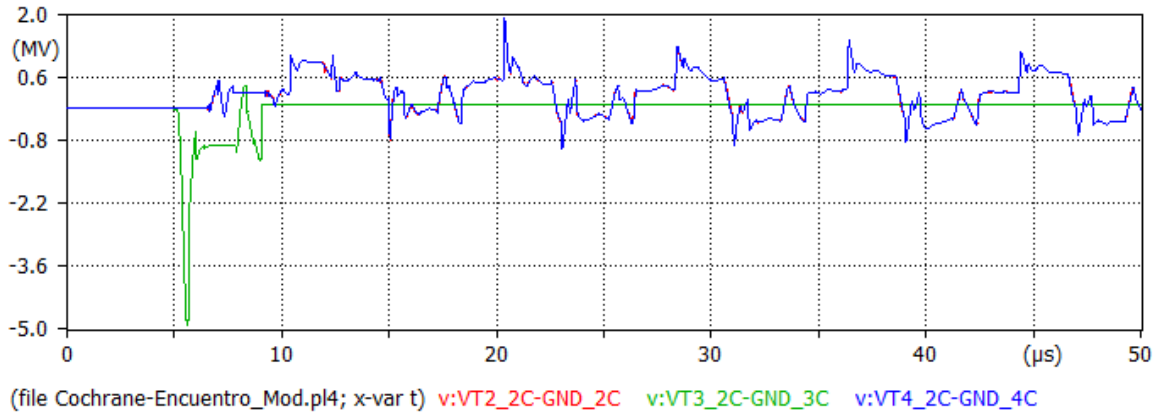


Figura 4-11: Solicitación de tensión a cadena de aisladores torres 2, 3 y 4.

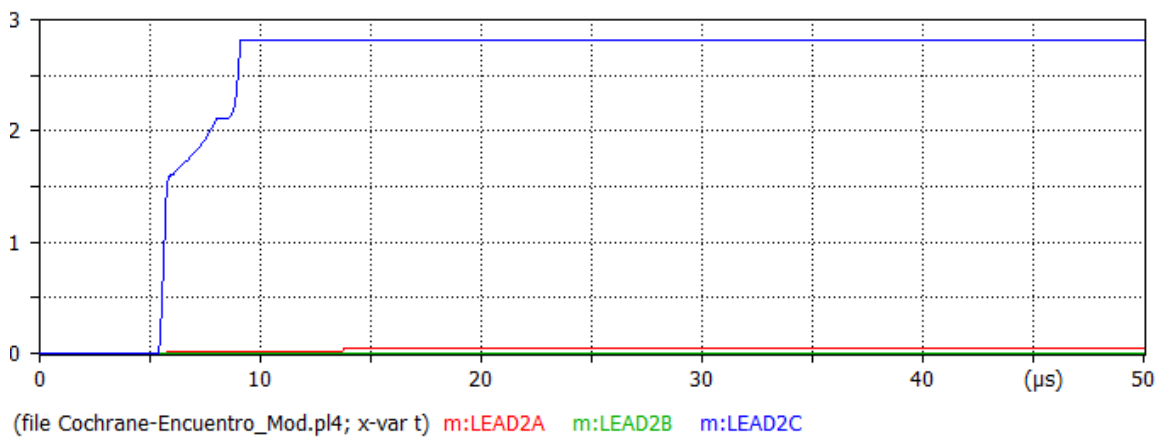


Figura 4-12: Formación de trazador sobre cadenas de aisladores de fase C en torre 3.

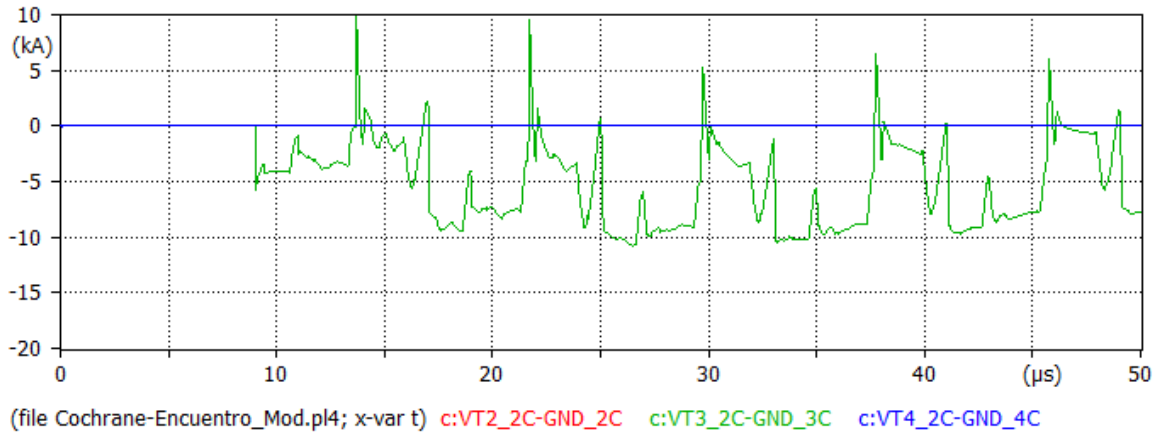


Figura 4-13: Corriente a través de cadenas de aisladores en torres 2, 3 y 4.

4.4.2 Montecarlo

Realizando 1000 iteraciones, se consideran inicialmente los siguientes parámetros de entrada:

Tabla 4-8: Parámetros de entrada.

	Media/Límite inferior	Desviación/Límite superior	Distribución
Corriente de descarga	31 [kA]	3.1 [kA]	Normal
Tiempo de frente	1.2 [μs]	0.12 [μs]	Normal
Tiempo de cola	50 [μs]	5 [μs]	Normal
Resistencia de torre	25 [Ω]	2.5 [Ω]	Normal
Canal vertical	0 [m]	400 [m]	Uniforme

De donde se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 4-9: Resultados.

Conductor de impacto	Corriente media con contorno [kA]	Cantidad de Impactos [-]	Cantidad de Contorneos Torre 2 [-]	Cantidad de Contorneos Torre 3 [-]	Cantidad de Contorneos Torre 4 [-]	Tensión media Torre 2 [kV]	Tensión media Torre 3 [kV]	Tensión media Torre 4 [kV]
Guarda	-	185	0	0	0	-	-	-
Fase	31.4	40	40	40	40	4940	5190	4950

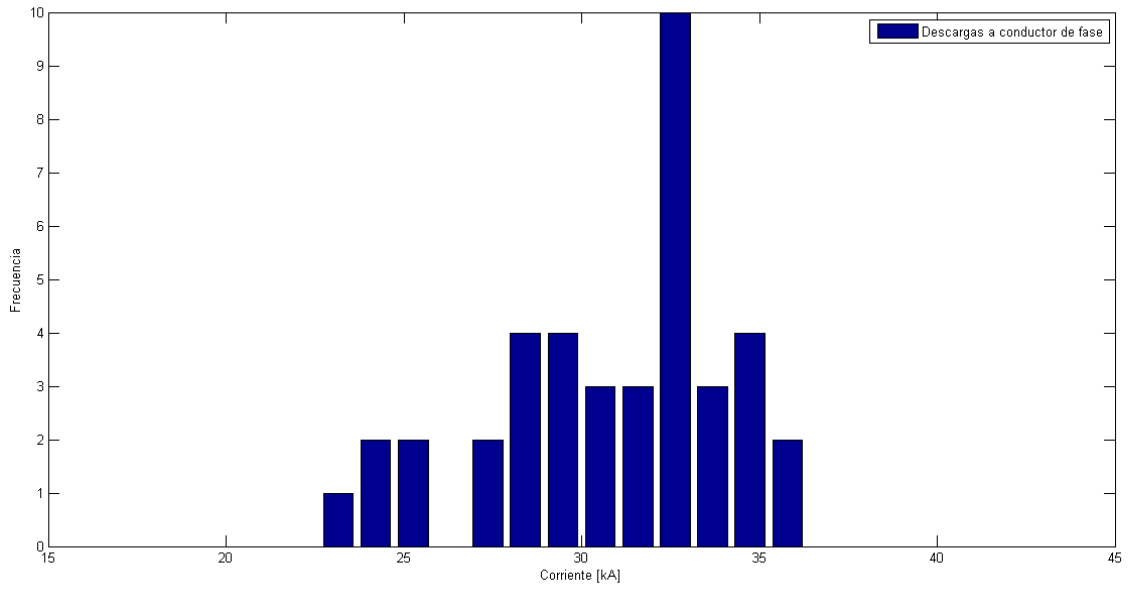


Figura 4-14: Distribución de corrientes que impactaron conductores de fase.

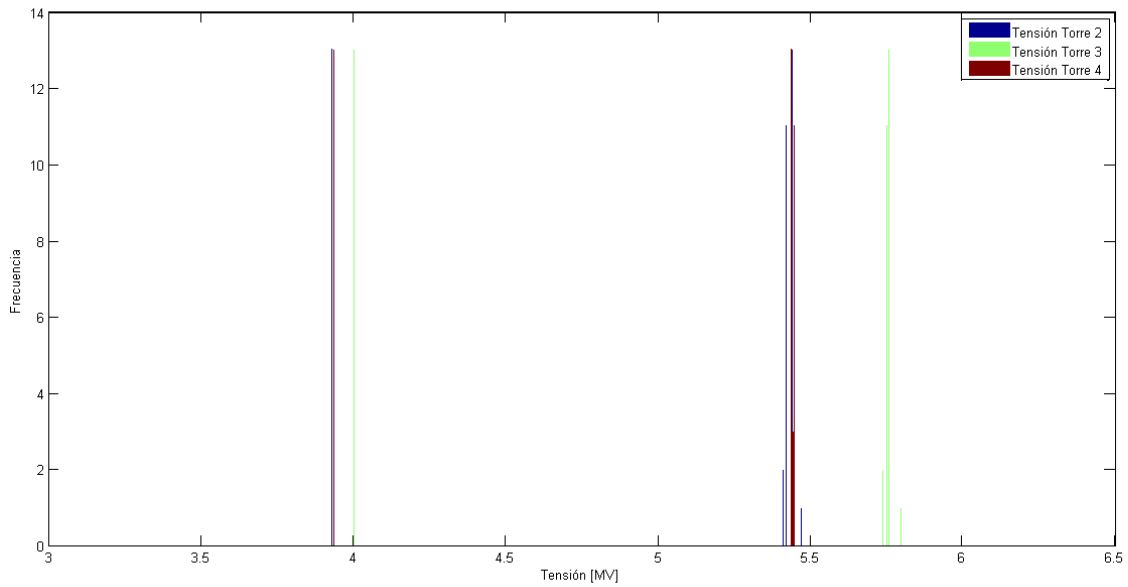


Figura 4-15: Distribución de sobretensiones que produjeron contorneos en torres 2, 3 y 4.

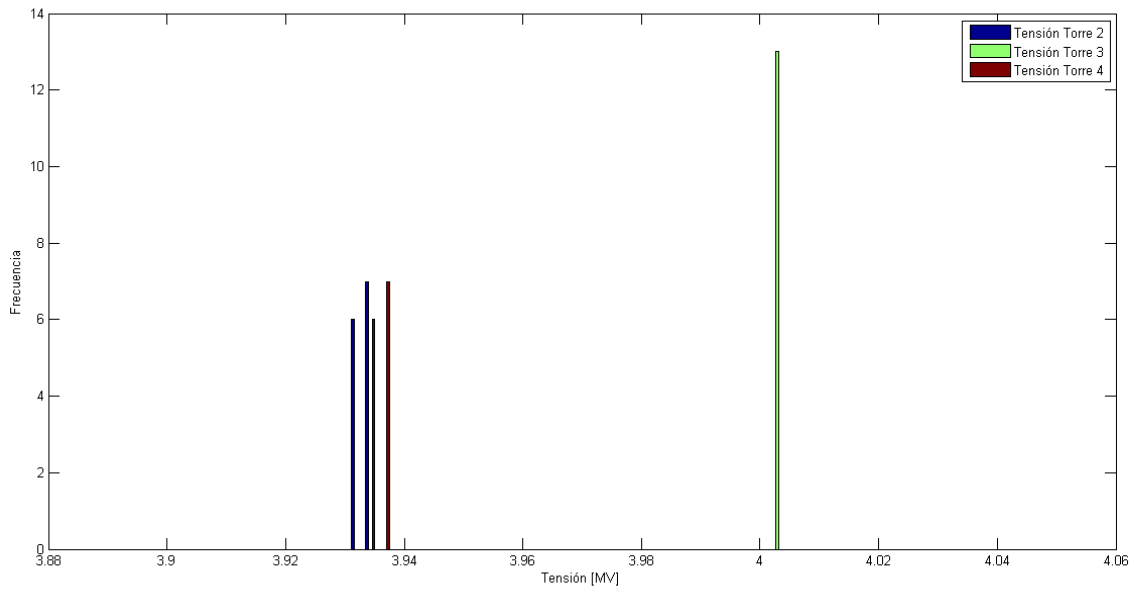


Figura 4-16: Distribución de sobretensiones que produjeron contorneos en torres 2, 3 y 4.

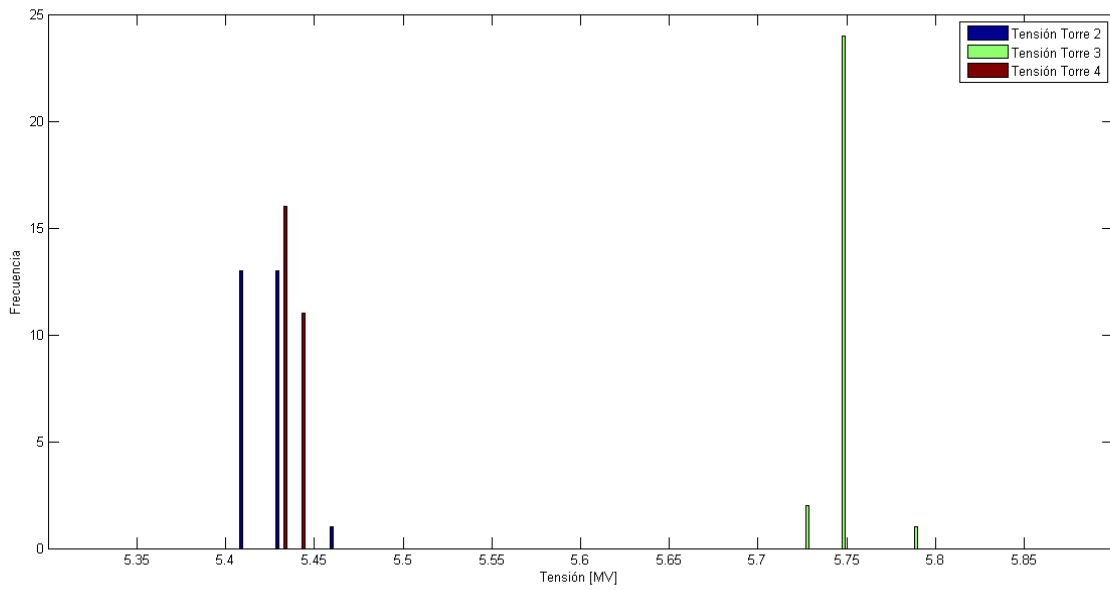


Figura 4-17: Distribución de sobretensiones que produjeron contorneos en torres 2, 3 y 4.

Dado que nuevamente no se consiguieron contorneos por flameo inverso, se realiza una nueva simulación con los siguientes parámetros de entrada:

Tabla 4-10: Parámetros de entrada.

	Media/Límite inferior	Desviación/Límite superior	Distribución
Corriente de descarga	80 [kA]	8 [kA]	Normal
Tiempo de frente	1.2 [μ s]	0.12 [μ s]	Normal
Tiempo de cola	50 [μ s]	5 [μ s]	Normal
Resistencia de torre	25 [Ω]	2.5 [Ω]	Normal
Canal vertical	0 [m]	400 [m]	Uniforme

De donde se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 4-11: Resultados.

Conductor de impacto	Corriente media con contorno [kA]	Cantidad de Impactos [-]	Cantidad de Contorneos Torre 2 [-]	Cantidad de Contorneos Torre 3 [-]	Cantidad de Contorneos Torre 4 [-]	Tensión media Torre 2 [kV]	Tensión media Torre 3 [kV]	Tensión media Torre 4 [kV]
Guarda	86.6	520	2	249	2	2930	2960	2900
Fase	-	0	0	0	0	-	-	-

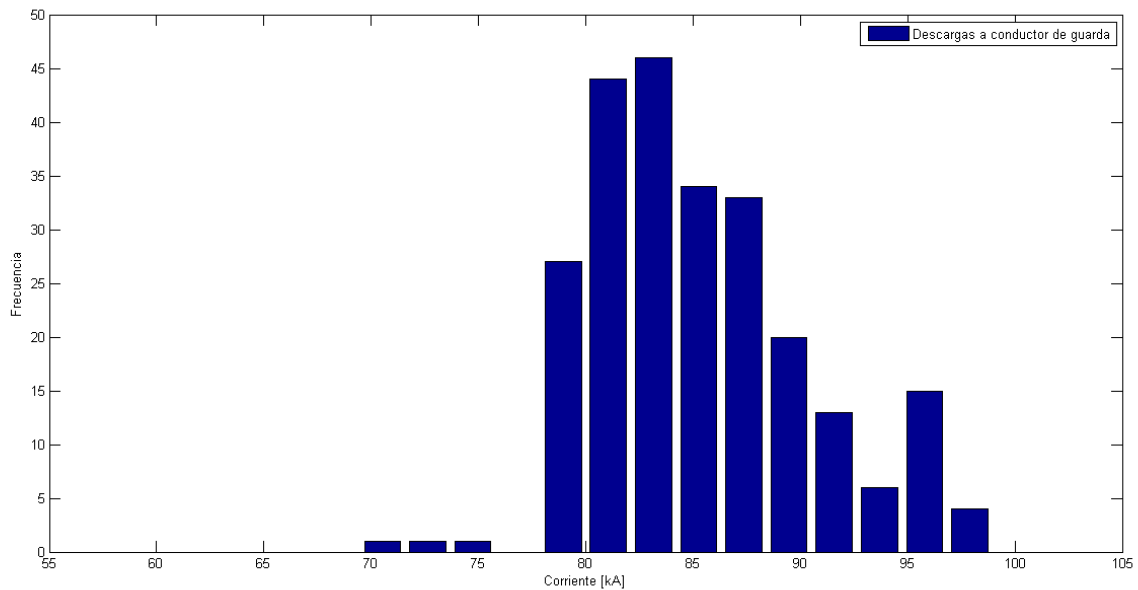


Figura 4-18: Distribución de corrientes que impactaron el cable de guarda.

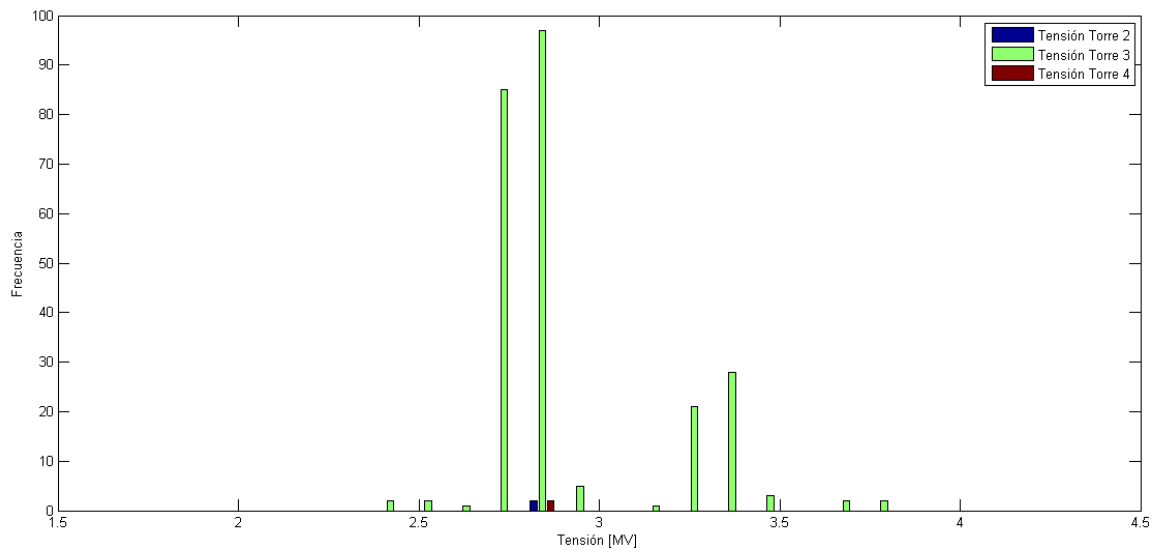


Figura 4-19: Distribución de sobretensiones que produjeron contorneos en torres 2, 3 y 4.

5 Interpretación de resultados

Se observa que al segmentar el cable de guarda se produce una alteración en la respuesta en frecuencia de la impedancia serie, siendo el efecto más notorio en la resistencia de secuencia cero e inductancia de secuencia positiva.

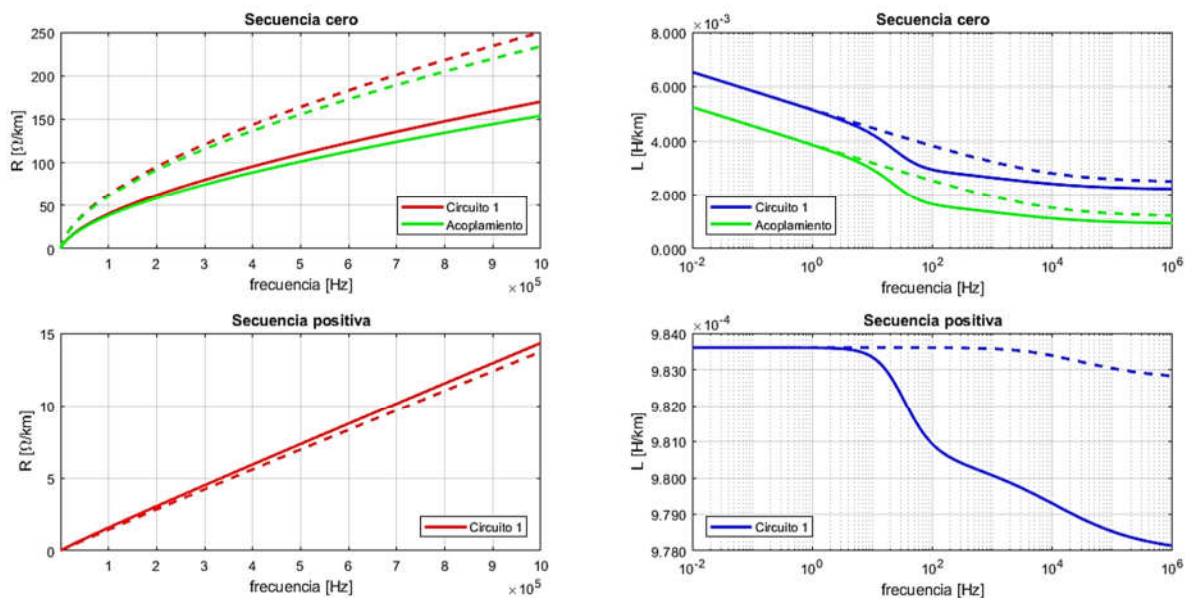


Figura 5-1: Parámetros serie de línea de transmisión. Trazo continuo corresponde a caso base y trazo discontinuo con cable de guarda segmentado.

A continuación, se resumen los parámetros de interés calculados a 500khz según lo recomendado en [18]:

Tabla 5-1: Parámetros serie de línea de transmisión a 500khz.

Cable de guarda	Secuencia positiva		Secuencia cero	
	Resistencia [Ω]	Inductancia [mH]	Resistencia [Ω]	Inductancia [mH]
Continuo	7.331	0.9782	109.8	2.2380
Segmentado	6.952	0.9829	164.1	2.5250
Variación	-5.17%	+0.48%	+49.5%	+12.8%

Dado que la capacitancia se considera constante para este análisis, la impedancia característica y constante de propagación de la línea presentan incrementos del orden de 6.9%, mientras que la resistencia disminuye 5.17%. Esto lleva a pensar inicialmente que existe una disminución en la oposición a la onda de tensión y amortiguamiento de la misma, pero dado que el cable de guarda no deja de existir, sino que solo se encuentra segmentado se tiene que, en caso de ocurrir una descarga atmosférica sobre el conductor los aisladores de segmentación contornean y establecen un camino para la corriente tal como se demostró en 4.4.1. En el caso de condiciones de estado estacionario, se debe evaluar caso a caso la influencia de la variación en los parámetros, lo que puede resultar de interés en estudios de calidad de energía.

Desde el punto de vista del aislamiento se verifica que para descargas de 31kA:

Tabla 5-2: Comparación de casos.

Cable de guarda	Descargas a cable de guarda	Descargas a cable de fase	Descargas con resultado de contorneos por cebado inverso	Corriente media de descarga [ka]	Tensión media de contorneo [MV]
Continuo	19.1%	4.7%	0	32.1	-
Segmentado	18.5%	4.0%	0	31.4	-
Variación	-3.14%	-14.9%	0%	-2.18%	-

En el caso del aislamiento se verifica que para descargas de 80kA:

Tabla 5-3: Comparación de casos.

Cable de guarda	Descargas a cable de guarda	Descargas a cable de fase	Descargas con resultado de contorneos por cebado inverso	Corriente media de descarga [ka]	Tensión media de contorneo [MV]
Continuo	50%	0	25.7%	82.4	2.85
Segmentado	52%	0	24.9%	86.6	2.96
Variación	+4.00%	0%	-3.11%	+5.11%	+3.86%

Es posible observar, por tanto, que para corrientes de 31kA la mayoría de las descargas terminan en el cable de guarda, de las cuales ninguna produce contorneos. Por otro lado, existe una pequeña proporción que terminan en conductores de fase pero que producen contorneos en todos los casos e incluso en más de una torre simultáneamente. Dado que no se producen contorneos por cebado inverso, se desprecian las diferencias producidas. Sin embargo, para corrientes de 80kA la mayoría de las descargas terminan en el cable de guarda de las cuales la mitad producen contorneos, observándose una disminución de éstos del 3.11% y un incremento de corriente necesaria del 5.11%. Todo esto al segmentar el cable de guarda

Al variar la resistividad del terreno se observa que se produce una notable variación en los parámetros de la línea:

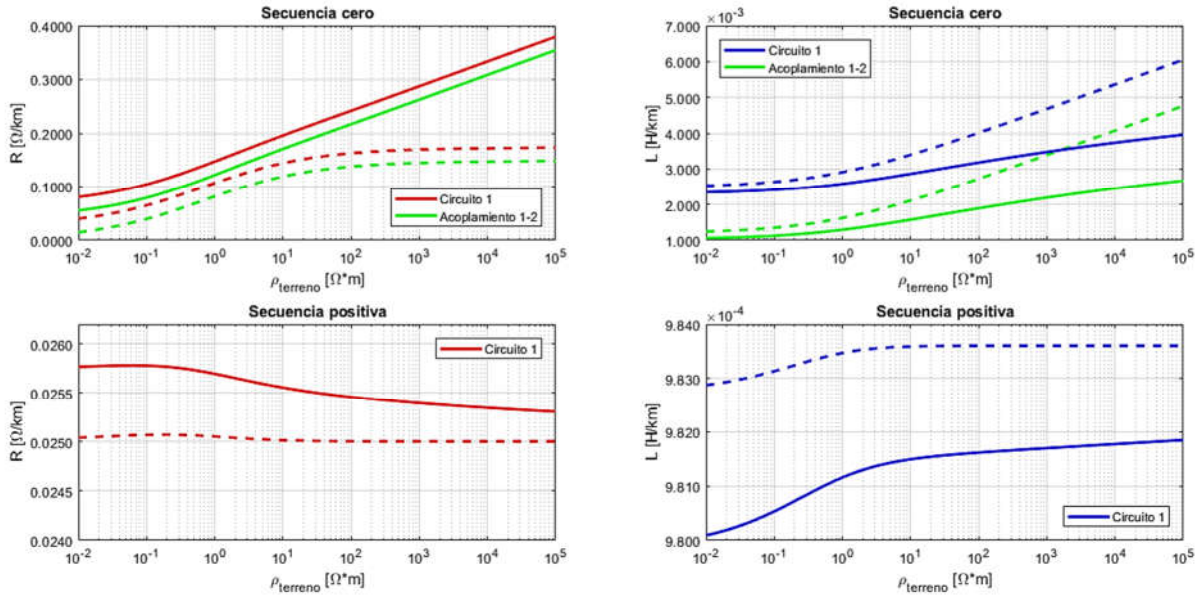


Figura 5-2: Parámetros serie de línea de transmisión. Trazo continuo es caso base y trazo discontinuo con cable de guarda segmentado.

Puesto a que es de uso habitual arbitrariamente tomar un valor de resistividad de $100 \Omega \text{m}$ como valor típico, se resume la siguiente información:

Tabla 5-4: Comparación de casos para parámetros serie de línea de transmisión a 100 m .

Cable de guarda	Secuencia positiva		Secuencia cero		Acoplamiento	
	Resistencia [Ω]	Inductancia [mH]	Resistencia [Ω]	Inductancia [mH]	Resistencia [Ω]	Inductancia [mH]
Continuo	0.02546	0.9816	0.2423	3.1830	0.2166	1.8900
Segmentado	0.02501	0.9836	0.1629	4.0200	0.1378	2.7210
Variación	-5.17%	+0.20%	-32.8%	+26.3%	-36.4%	+44.0%

Se observa que los parámetros con mayor variación son los de secuencia cero, lo que conlleva una alteración de la corriente de falla residual que debe ser considerada en los sistemas de protecciones. Resulta interesante el notorio aumento en la inductancia de acoplamiento entre circuitos, valor que influye directamente en el ajuste de relés de impedancia puesto que de él depende la magnitud de tensión inducida que conduce a sub/sobre alcances en el relé.

Desde el punto de vista económico, se observa que al sensibilizar el valor actual neto los mayores beneficios se obtienen para VATT pequeños y elevadas corrientes. En la siguiente tabla se muestra la variación por unidad del VAN para esquemas de cable de guarda segmentado con base al cable de guarda continuo.

Tabla 5-5: Variación en por unidad del VAN para un esquema de cable de guarda segmentado.

VATT	Corriente de carga										
	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300
\$ 35M	-0.1688	-0.1591	-0.1463	-0.1305	-0.1112	-0.0883	-0.0615	-0.0303	0.0057	0.0471	0.0948
\$ 40M	-0.1044	-0.0981	-0.0899	-0.0798	-0.0677	-0.0534	-0.0369	-0.0181	0.0033	0.0275	0.0546
\$ 45M	-0.0756	-0.0709	-0.0649	-0.0575	-0.0487	-0.0383	-0.0264	-0.0129	0.0024	0.0194	0.0384
\$ 50M	-0.0592	-0.0555	-0.0508	-0.0449	-0.0380	-0.0299	-0.0205	-0.0100	0.0018	0.0150	0.0296
\$ 55M	-0.0487	-0.0456	-0.0417	-0.0369	-0.0311	-0.0245	-0.0168	-0.0082	0.0015	0.0122	0.0240
\$ 60M	-0.0413	-0.0387	-0.0354	-0.0313	-0.0264	-0.0207	-0.0142	-0.0069	0.0013	0.0103	0.0203
\$ 65M	-0.0359	-0.0336	-0.0307	-0.0272	-0.0229	-0.0180	-0.0123	-0.0060	0.0011	0.0089	0.0175
\$ 70M	-0.0317	-0.0297	-0.0272	-0.0240	-0.0202	-0.0159	-0.0109	-0.0053	0.0010	0.0079	0.0154
\$ 75M	-0.0284	-0.0266	-0.0243	-0.0215	-0.0181	-0.0142	-0.0097	-0.0047	0.0009	0.0070	0.0138
\$ 80M	-0.0258	-0.0241	-0.0220	-0.0195	-0.0164	-0.0128	-0.0088	-0.0043	0.0008	0.0063	0.0124
\$ 85M	-0.0235	-0.0221	-0.0201	-0.0178	-0.0150	-0.0117	-0.0080	-0.0039	0.0007	0.0058	0.0113

Por otro lado, se observa que al sensibilizar el índice de rentabilidad los mayores beneficios se obtienen para VATT pequeños y elevadas corrientes. En la siguiente tabla se muestra la variación por unidad para esquemas de cable de guarda segmentado con base al cable de guarda continuo.

Tabla 5-6: Variación en por unidad del índice de rentabilidad para un esquema de cable de guarda segmentado.

VATT	Corriente de carga										
	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300
\$35M	-0.1489	-0.1409	-0.1307	-0.1181	-0.1033	-0.0861	-0.0665	-0.0445	-0.0201	0.0068	0.0363
\$40M	-0.1451	-0.1382	-0.1294	-0.1186	-0.1058	-0.0910	-0.0741	-0.0553	-0.0344	-0.0114	0.0138
\$45M	-0.1383	-0.1325	-0.1250	-0.1158	-0.1049	-0.0924	-0.0781	-0.0621	-0.0443	-0.0248	-0.0034
\$50M	-0.1457	-0.1400	-0.1327	-0.1238	-0.1133	-0.1012	-0.0874	-0.0720	-0.0550	-0.0364	-0.0161
\$55M	-0.1328	-0.1282	-0.1222	-0.1149	-0.1063	-0.0963	-0.0850	-0.0838	-0.0668	-0.0483	-0.0281
\$60M	-0.1395	-0.1349	-0.1291	-0.1219	-0.1135	-0.1037	-0.0927	-0.0803	-0.0667	-0.0517	-0.0354
\$65M	-0.1490	-0.1444	-0.1385	-0.1313	-0.1228	-0.1131	-0.1020	-0.0896	-0.0760	-0.0611	-0.0449
\$70M	-0.1619	-0.1572	-0.1511	-0.1437	-0.1349	-0.1249	-0.1135	-0.1008	-0.0869	-0.0717	-0.0552
\$75M	-0.1304	-0.1270	-0.1226	-0.1172	-0.1109	-0.1036	-0.0953	-0.0860	-0.0758	-0.0646	-0.0524
\$80M	-0.1369	-0.1335	-0.1291	-0.1238	-0.1175	-0.1102	-0.1019	-0.0927	-0.0825	-0.0713	-0.0592
\$85M	-0.1451	-0.1416	-0.1372	-0.1318	-0.1254	-0.1180	-0.1096	-0.1003	-0.0900	-0.0788	-0.0666

De lo anterior se observa que la segmentación del cable de guarda para la línea de transmisión doble circuito de 220kV Cochrane-Encuentro solo es rentable para escenarios con alta corriente de carga y bajos ingresos por peajes de transmisión, produciendo en el mejor de los casos un aumento del 0.0948% en el valor actual neto y 0.0363% en el índice de rentabilidad con respecto a un esquema tradicional.

6 Conclusiones y trabajo futuro

A la luz de los resultados para la línea de transmisión de 220kV Cochrane-Encuentro, es conveniente considerar la segmentación del cable de guarda en líneas de transmisión de 220kV en una etapa de diseño teniendo en cuenta que:

- Las pérdidas por inducción en el cable de guarda quedan fuertemente condicionadas primeramente por la diferencia de resistencias de pie de torre entre torres adyacentes, así como también por la diferencia en la longitud de los vanos adyacentes. Las primeras están condicionadas por variables climáticas y las segundas por variables geográficas y de diseño. En consecuencia, no es práctico realizar un estudio fino que considere todas las posibilidades para todos los diseños de líneas de transmisión, pero es posible estimar pérdidas u otras variables mediante el método de Montecarlo.
- Provoca una variación en los parámetros serie de resistencia e inductancia que debe ser considerada en el área de protecciones eléctricas. Dado que las líneas de transmisión discurren a través de distintos tipos de terreno y a que se demostró que existen diferencias en los parámetros de secuencia cero con magnitud dependiente del tipo de terreno, se tiene que el aumento en la inductancia de acoplamiento entre circuitos de la línea eventualmente podría ocasionar disparos aleatorios por inducción de tensiones entre circuitos. Adicionalmente, las variaciones en los parámetros de secuencia tanto en los casos base y modificados llevan a modificar los niveles de cortocircuito, los que quedan condicionados por factores climáticos, principalmente el contenido de humedad del terreno. Desde el punto de vista práctico, además debe considerarse la modificación del eventual trazado de la fibra óptica que comunica los relés en ambos extremos.
- Provoca una variación en los parámetros serie a distintas frecuencias siempre y cuando no se produzca la ruptura de los aisladores de segmentación, lo que para estado estacionario es poco probable. Este efecto es relevante para maniobras de conexión/desconexión en la línea porque modifica la respuesta modal del sistema, para determinar si es dañino es necesario un análisis fuera del alcance de este trabajo. Adicionalmente, podría ser considerado este efecto, por ejemplo, en estudios calidad de energía.

Desde el punto de vista de las descargas atmosféricas, si se asume que una descarga impacta el cable de guarda y los aisladores de segmentación contornean, entonces no se ven modificadas la impedancia característica ni la constante de propagación.

- La cantidad de fallas en la aislación no presenta una variación apreciable entre los casos base y modificados.
- Permite a lo sumo una disminución en la valorización de las pérdidas de potencia y energía del orden del 0.0948% y una mejora del 0.0363% en el índice de rentabilidad.

Como continuación a este trabajo se propone el estudio de la segmentación y transposición de cables de guarda en torres que permitan este esquema, incluyendo en la medida de lo posible las ecuaciones que permitan describir analíticamente el impacto del acoplamiento entre secuencias homopolares en la impedancia vista por los relés.

Bibliografía

- [1] A. Deri, G. Tevan y A. Castanherira, «The Complex Ground Return Plane: A Simplified Model for Homogeneous and Multilayer Earth Return,» IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1981.
- [2] J. R. Carson, «Wave Propagation in Overhead Wires with Earth Return,» Bell System Technical Journal, 1926.
- [3] J. A. Martinez Velasco, «Parameter Determination for Modeling System Transients - Part I: Overhead lines,» IEEE PES Task Force on Data for Modeling System Transients, 2005.
- [4] J. P. Herrera Romero, «Guía práctica para el diseño y proyecto de líneas de transmisión de alta tensión en Chile,» Facultad de ciencias físicas y matemáticas departamento de ingeniería eléctrica Universidad de Chile, 2010.
- [5] Coordinador eléctrico nacional, «Cálculo de peajes por el sistema de transmisión troncal,» Dirección de peajes del CDEC-SIC, 2017.
- [6] P. Robles Calderón y N. Cáceres García, «Informe Estudio Análisis Comportamiento Aislación Línea Cochrane-Encuentro,» Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Valparaíso, 2017.
- [7] A. Keri, A. Nourai y J. Schneider, «The Open Loop Scheme: An Effective Method of Ground Wire Loss Reduction,» IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Ohio, 1984.
- [8] J. G. Anderson, «Monte Carlo Computer Calculation of Transmission-Line Lightning Performance,» AIEE, 1961.
- [9] S. Ramo, Fields and Waves in Communication Electronics, Wiley & Sons, 1994.

-
- [10] Dwight, Herbert y Bristol, «Tables of Integrals and Other Mathematical Data,» The Macmillan Company, New York, 1957.
- [11] R. Palma Behnke, L. Vargas Díaz y W. Brokering Christie, Los Sistemas Eléctricos de Potencia, Pearson Educational, 2008.
- [12] Cigre Working Group 07 Study Committee 33, Guidelines for the Evaluation of the Dielectric Strength of External Insulation, Cigre, 1992.
- [13] Cigre Working Group 01 Study Committee 33, Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission lines, Cigre, 1991.
- [14] F. J. Lillo Yévenes, «Estudio del Diseño Actual del Apantallamiento ante Rayos de Líneas Aéreas de Alta Tensión para Transelec,» Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, 2017.
- [15] Transmission and Distribution Society Committe of the IEEE Power Engineering, «Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines,» IEEE Standards, 1997.
- [16] J. A. Martinez Velasco, «Análisis de Sobretensiones de Origen Atmosférico Parte II: Cálculo Estadístico de Sobretensiones,» Barcelona.
- [17] IEEE Working Group 15.08.09, «Modeling and Analysis of System Transient Using Digital Programs Part II,» IEEE Power & Energy Society, 1998.
- [18] J. A. Martinez Velasco, «Análisis de Sobretensiones de Origen Atmosférico en Líneas Aéreas de Transporte Parte1: Cálculo de Sobretensiones,» International Conference on Power Systems Transients, Barcelona.
- [19] A. R. Hileman, Insulation Coordination for Power Systems, CRC Press, 1999.
- [20] J. He, B. Zhang, P. Kang, R. Zeng y B. Zhang, «Lightning Impulse Breakdown Characteristics of Frozen Soil,» IEEE Transactions on Power Delivery, 2008.
- [21] J. He, R. Zheng y B. Zhang, Methodology and Technology for Power System Grounding, IEEE Press Wiley, 2013.
- [22] P. Ortuondo, Manual para el Proyecto y Análisis de Sistemas de Puesta a Tierra, Imprenta América, 1997.
- [23] A. P. Meliopoulos, «Transient Analysis of Grounding Systems,» IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1983.

- [24] H. Rudnick, «Electrical power markets,» septiemebre 2018. [En línea]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno14/PMGD/Actores.htm>. [Último acceso: Noviembre 2018].
- [25] I-Sep, «Estudio de Transposición en Líneas de Transmisión del SING,» CDEC-SING, 2015.
- [26] International Standard, «Insulation Coordination Part I: Definitions, Principles and Rules,» IEC, 2006.
- [27] International Standard, «Insulation Coordination Part II: Application Guide,» IEC, 1996.