



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOVIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Modelación de puestas a tierra de líneas de transmisión con ATPDraw.

Autor: Roberto Carlos Marín Valmaseda

Tutor: Dr. Ángel Valcárcel Rojas

Santa Clara

2013

"Año 55 de la Revolución"



Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Modelación de puestas a tierra de líneas de transmisión con ATPDraw.

Autor: Roberto Carlos Marín Valmaseda

rmbalmaseda@uclv.edu.cu

Tutor: Dr. Ángel Valcárcel Rojas.

valca@uclv.edu.cu

Departamento de Electroenergética, facultad de ingeniería eléctrica.

Santa Clara

2013

"Año 55 de la Revolución"



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Tutor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

“No hay más que asomarse a las puertas de las tecnologías y la ciencia contemporáneas para preguntarnos si es posible vivir y conocer ese mundo del futuro sin un enorme caudal de preparación y conocimiento. ”

Fidel Castro Ruz...

DEDICATORIA

Quiero dedicar el presente trabajo a una persona que deseaba estar presente en este momento, por haber podido contar con ella y tenerla a mi lado durante todos los sacrificios que pasé en la universidad. Además fue un ejemplo de lucha, tenacidad y ganas de vivir, por todo esto: gracias ABUELA, siempre estarás y me acompañas en mi corazón.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente quiero agradecer a mis padres y mi hermana por brindarme todo el apoyo necesario para que llegara hasta donde estoy hoy, a mi tutor Ángel Valcárcel por enseñarme a ayudarme con la realización de mi tesis, a mis compañeros de estudios y amigos, principalmente a Alejandro, Jenry, Yander, Peña, Happy y mi amiga Leana por contar con su apoyo en momentos de dificultad y alegría en la universidad, a mi novia porque sin su apoyo no hubiese elaborado mi tesis, en fin a todas las personas que me rodean que han aportado su grano de arena para darme la formación y convicción de la vida que hoy poseo.

TAREA TÉCNICA

Para dar cumplimiento a los objetivos propuestos se proponen las siguientes tareas:

1. Realizar una revisión bibliográfica sobre puesta a tierra de líneas de transmisión.
2. Entrenarse en el trabajo con el programa ATPDraw y la modelación de líneas de transmisión y sistemas de puesta a tierra con este programa.
3. Elaborar un modelo de línea de transmisión de 110 kV en el programa ATPDraw que pueda servir de base para el estudio propuesto.
4. Modelar variantes de sistemas de puesta a tierra de líneas de transmisión con comportamiento dinámico.
5. Obtener los valores de resistencia constante de los modelos dinámicos propuestos.
6. Determinar las corrientes mínimas de rayo que pueden hacer fallar el aislamiento de la línea modelada para los modelos de sistemas de puesta a tierra propuestos con comportamiento dinámico y con valores de resistencia constante.
7. Determinar las corrientes mínimas de rayo que pueden hacer fallar el aislamiento de la línea modelada para los valores de resistencia máximos permisibles propuestos en la norma cubana.
8. Hacer un análisis de los resultados obtenidos.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

En el presente trabajo de diploma se hace un estudio del comportamiento ante descargas atmosféricas de una línea de transmisión de 110 kV, con diferentes sistemas de puesta a tierra, primero con tres modelos de diferentes configuraciones con electrodos horizontales en comportamiento dinámico, posteriormente se utilizan esos mismos modelos pero con resistencia constante. Por último se hace un análisis del comportamiento de la línea con los valores de resistencias máximo que establece la norma cubana para líneas de 110 y 220 kV.

Para ello fue necesario realizar un estudio y una búsqueda de información sobre la puesta a tierra de líneas de transmisión, además de entrenarse en el trabajo con los programas ATPDraw, PAST y Matlab. Con esto se logra determinar las corrientes mínimas de rayo que hacen fallar el aislamiento para cada condición de aterramiento y con ella determinar la razón de salida de la línea en cada caso.

Como resultado del estudio realizado se pudo comprobar la importancia del uso de los modelos de resistencia de puesta a tierras variables en el tiempo para la evaluación del comportamiento ante descargas atmosféricas de las líneas de transmisión de 110 kV, así como la necesidad de revisar los valores de resistencia de puesta a tierra de las líneas de 110 y 220 kV propuestos en la norma cubana, fundamentalmente para terrenos de alta resistividad.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	i
AGRADECIMIENTOS	iii
TAREA TÉCNICA.....	iv
Para dar cumplimiento a los objetivos propuestos se proponen las siguientes tareas:	iv
RESUMEN.....	vi
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Introducción a los Sistemas de Puesta a Tierra.....	4
1.1.1 Objetivos de los Sistemas de Puesta a Tierra.	4
1.1.2 Elementos para efectuar instalaciones de Puesta a Tierra.....	5
1.2 Resistividad en los Sistemas de Puesta a Tierra.....	5
1.2.1 Definición.....	5
1.2.2 Medición de la resistividad del suelo.	8
1.2.3 Método de medición de resistividad.....	10
1.2.3.1 Método de los tres electrodos.	10
1.2.3.2 Método de los cuatro electrodos.....	11
1.2.3.3 Configuración de Schlumberger.	13

1.2.3.4	Configuración de Wenner.	13
1.3	Teoría de la Línea de Transmisión.....	16
1.4	Modelación del comportamiento de Sistemas de Puesta a Tierra	17
Capitulo2 Modelación de ATP_DRAW de líneas de transmisión de 110 y 220kV.		20
2.1	Las descargas inversas.....	21
2.2	Modelación de los elementos de las líneas.	23
2.2.1	Modelación de la línea.	23
2.2.2	Modelación de la estructura.	26
2.2.3	Modelación de la cadena de aisladores.	27
2.2.4	Modelación de las fuentes de tensión a frecuencia de potencia y de corriente de impulso tipo rayo.	28
2.2.5	Modelos generales.....	29
2.3	Determinación del índice de salida de líneas de transmisión.....	30
2.3.1	Modelo electrogeométrico.	31
2.3.2	Determinación de la razón de salida por impacto en la torre y el vano. 34	
Capítulo 3. Valoración de los resultados obtenidos.		36
3.1	Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con modelos de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.	36
3.1.1	Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 1 de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.	38
3.1.2	Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 2 de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.	43
3.1.3	Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 3 de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.	47

3.1.4	Resultados para los tres modelos de resistencia variable en el tiempo.	51
3.2	Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con modelos de resistencias de conexión a tierra constantes en el tiempo.	52
3.2.1	Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 1 de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.	54
3.2.2	Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 2 de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.	57
3.2.3	Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 3 de resistencias de conexión a tierra variables con el tiempo. ...	60
3.2.4	Resultados para los tres modelos de resistencia de conexión a tierra constantes en el tiempo.	63
3.3	Evaluación del comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.	63
3.3.1	Modelo 1 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.	64
3.3.2	Modelo 2 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.	67
3.3.3	Modelo 3 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.	70
3.3.4	Modelo 4 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.	73

3.3.5 Modelo 5 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.....	76
3.3.6 Modelo 6 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.....	79
3.3.7 Resultados para los máximos establecidos por la norma cubana.....	82
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	84
Conclusiones.....	84
Recomendaciones	85
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	86

INTRODUCCIÓN

Las sobretensiones por descargas atmosféricas son una de las principales causas de falla en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, según el lugar donde impacten se clasifican en descargas directas (impacto en los conductores de fase) o indirectas (impacto en la torre o en los hilos de guardia). El cálculo de este tipo de sobretensiones se debe realizar con bastante incertidumbre, debido a la naturaleza aleatoria de las descargas y el conocimiento poco preciso de sus parámetros [1]. Por ello es de singular importancia buscar la mejor alternativa para reducir la salida de las líneas de transmisión, según la configuración de la puesta a tierra que se utilice.

Los riesgos por arcos eléctricos ya han existido desde que el hombre empezó a utilizar la energía eléctrica. Pero en los últimos 10 años se han incrementado las muertes, lesiones severas por quemaduras y las pérdidas de bienes debido a las fallas por arcos eléctricos. Lo anterior ha llevado a los propietarios de instalaciones eléctricas comerciales, industriales y de las propias compañías de suministro eléctrico a poner atención al estudio de las causas, efectos, métodos de análisis y sobretodo los medios de protección contra los flameos y explosiones por arcos eléctricos.

La posibilidad de que el cuerpo humano sea recorrido por la corriente eléctrica constituye el riesgo de electrocución. En la sociedad industrial, la electricidad representa un riesgo invisible pero presente en la mayor parte de las actividades humanas. Su uso generalizado y la propia costumbre hacen que muchas veces el comportamiento sea como si no representara ningún peligro. En ocasiones se olvida que la corriente eléctrica siempre presenta un determinado riesgo que

nunca hay se debe sortear. Por ello este problema representa una problemática actual para las nuevas generaciones. Hasta la fecha, se han creado grupos de organismos, los cuales están pendiente de los métodos de seguridad, análisis y protección contra los riesgos por flameo y explosión por arco. Ello con objetivo de mejorar la seguridad eléctrica de las personas y reducir la exposición de los trabajadores a los riesgos por arcos eléctricos. Pues es necesario capacitar al personal indicado para reducir los riesgos por flameos y explosiones por arco eléctrico.

En Cuba se continúa un estudio detallado con la aplicación del programa ATPDraw en el análisis de sobretensiones originadas por descargas atmosféricas en líneas aéreas de transmisión. Por ende este apartado tiene el objetivo general evaluar el efecto de las condiciones de puesta a tierra en el comportamiento ante descargas atmosféricas en líneas de transmisión de 110 kV.

Para darle aplicación a este objetivo se plantean variantes, como son:

Utilizar modelos de resistencia de puesta a tierra variables en el tiempo, en la evaluación del comportamiento ante descargas atmosféricas de líneas de transmisión de 110 kV y evaluar su efecto en la razón de salida de la línea, comparado con modelos de resistencia constante. Evaluar el comportamiento ante descargas atmosféricas de líneas de 110 kV, con los valores de resistencia de puesta a tierra que propone la norma cubana.

Este trabajo fue estructurado en tres partes. En el capítulo uno se realiza un análisis de la bibliografía relacionada con el tema de los sistemas puesta a tierra de líneas de transmisión. El capítulo dos se aborda la modelación de líneas de transmisión y sistemas de puesta a tierra con el ATPDraw y la determinación de la razón de salida de las líneas. En el capítulo tres se evalúan los diferentes modelos y se hace un análisis de los resultados obtenidos.

Capitulo1. Revisión e investigación bibliográfica sobre el tema de los sistemas puesta a tierra.

La importancia de entender el comportamiento de la electricidad y cuáles son sus aplicaciones, hoy en día es un hecho que todas las personas se ven involucradas de cualquier modo con electricidad tanto en sus casas como en el trabajo. Encausado solo a una parte muy importante de las protecciones de electricidad como son los sistemas de puesta a tierra.

Se puede observar más adelante que existen normas que regulan la importancia de la puesta a tierra y tienen por misión entregar parámetros a los usuarios para asegurar una buena puesta a tierra. También se conocerán conceptos básicos como son los términos y lenguaje de esta parte de la electricidad.

Al tener en cuenta la importancia de la puesta a tierra en líneas de transmisión es que ha existido la necesidad de mejorar estas, debido a que influye mucho las condiciones climáticas, y en todo momento se entiende que una puesta a tierra varía por aspectos del terreno y las condiciones propia que constituyen un problema para medir y obtener una buena puesta a tierra.

Esto es por nombrar algunas condiciones de dificultad que se encuentra en la realidad. Debido a lo antes mencionado es que surge la variante de crear mejores puestas a tierra, así como mejores instrumentos que mida el sistema en donde se va a instalar una puesta a tierra.

Por ello en este capítulo se abordarán estudios que han sido realizados referentes al tema de los sistemas de puesta a tierra, donde se realiza una descripción cronológica de los mismos. Se toma de referencia desde sus primicias hasta los que se han desarrollados en estas últimas décadas.

1.1 Introducción a los Sistemas de Puesta a Tierra.

Un sistema de puesta a tierra es un conjunto de uno o más electrodos metálicos desnudos, enterrados en el terreno e interconectados eléctricamente entre sí. También consiste en la conexión de equipos eléctricos y electrónicos a tierra, cuyo objetivo principal es proporcionar un contacto eléctrico conductivo entre tierra y otros elementos metálicos que se encuentran en una instalación sobre el terreno o en el mismo terreno[2], ello con el objetivo de evitar que se dañen los equipos en caso de una corriente transitoria peligrosa, o también que drene la corriente por falta de aislamiento en uno de los conductores al quedar en contacto con las placas de los contactos y ser tocados por alguna persona que pudiera ocasionarle lesiones e inclusive hasta la muerte.

Por estas razones siempre es importante mantener una resistencia baja en el terreno para que la corriente drene sin contratiempos y no provoque sobretensión en las líneas.

1.1.1 Objetivos de los Sistemas de Puesta a Tierra.

El objetivo de un Sistema de Puesta a Tierra es:

1 Brindar seguridad a las personas.

2 Proteger las instalaciones, equipos y bienes en general, al facilitar y garantizar la correcta operación de los dispositivos de protección.

3 Establecer la permanencia, de un potencial de referencia, al estabilizar la tensión eléctrica a tierra, bajo condiciones normales de operación.

4 Mejorar calidad del servicio.

5 Disipar la corriente asociada a descargas atmosféricas y limitar las sobretensiones generadas.

6 Dispersar las cargas estáticas a tierra.

1.1.2 Elementos para efectuar instalaciones de Puesta a Tierra.

Los elementos que se usan para efectuar una instalación de puesta a tierra son los siguientes:

Electrodos: estos son varillas (generalmente de cobre) que sean resistentes a la corrosión por las sales de la tierra, que van enterradas a la tierra a una profundidad de 3m para que sirva como el elemento que disipará la corriente en la tierra en caso de alguna falla de nuestra instalación o de alguna sobrecarga, las varillas más usadas para este tipo de instalaciones son las varillas de marca Copperwell, pues son las que cumplen con las mejores características.

Conductor o cable: este como ya se había mencionado es el que permitirá hacer la conexión del electrodo hacia las demás partes dentro del sistema de conexión. Debe procurarse que este cable no sea seccionado y en caso de ser necesario debe preferentemente ser soldado para poder asegurarse de su contacto y continuidad del sistema de conexión, pero hay que aclarar que no se puede usar cualquier soldadura sino que debe usarse soldadura exotérmica, pues al calentar el cobre del conductor este puede dañarse y ya no tendría un buen contacto con la soldadura que se le coloque.

Otra cosa importante sobre este conductor es que debe procurarse usar un cable desnudo para que todas las partes metálicas de la instalación queden conectadas a tierra. En el caso de que se use un cable con aislante este debe ser de un color que se distinga de los otros cables.

1.2 Resistividad en los Sistemas de Puesta a Tierra.

1.2.1 Definición.

Para calcular y diseñar el sistema de puesta a tierra lo primero que se debe conocer es la resistividad del suelo que rodea al sistema eléctrico. Este parámetro es el más importante en un sistema puesta a tierra.

La resistividad del suelo es la resistencia que ofrece un determinado volumen de material al paso de una corriente eléctrica.

Las unidades de la resistividad son ohm-metro, derivado de $\Omega - \frac{m^2}{m}$, según se muestra en la Figura 1.2.1. En esta figura la resistividad del terreno ρ en $\Omega \cdot m$, equivale a la resistencia que ofrece al paso de corriente un cubo de terreno de un metro de arista.

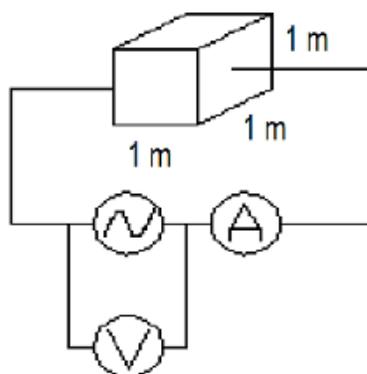


Figura 1.2.1: Cubo de interpretación de unidades de resistividad

La resistencia de un material se define como:

$$R = \rho * l/A \quad (1)$$

Para el caso de la Figura 1.2.1. esta expresión es de la forma:

$$R(\Omega) = \rho(1 \text{ m}/1 \text{ m}^2) \quad (2)$$

De donde:

$$\rho = R(\Omega \text{ m}^2/m) = R(\Omega \cdot m) \quad (3)$$

De ahí que la resistividad se exprese en ohmios-metro.

La resistencia de puesta a tierra y el reparto de potencial en el suelo cuando el sistema de puesta a tierra está recorrido por una corriente de falla tienen como factor proporcional determinante la resistencia específica o resistividad del terreno

y del subsuelo en el que está enterrada. Por esto es que el diseño de un sistema de puesta a tierra requiere del análisis de la naturaleza del suelo donde se va a colocar.

Para configuraciones de redes en forma de malla que abarquen grandes extensiones de terreno se debe conocer la resistividad del suelo a diversas profundidades. En esto interviene el concepto de capas del terreno.

Se sabe que el suelo no es uniforme, por ejemplo, debajo de un terreno fértil puede existir una capa de arcilla y debajo de ésta una base de piedras. Aún, antes de llegar a la arcilla, el terreno puede tener mantos de diferentes composiciones que hacen que sus características químicas y por tanto también las eléctricas varíen. Si la presencia de capas con características de resistencia de valores distintos a los de la capa superficial a diversas profundidades puede tener poco efecto sobre la resistividad aparente del terreno, esas particularidades pueden hacer variar notablemente la resistencia de la red de tierra.

Como se mencionó anteriormente, la resistividad es muy variable de un lugar a otro, y algunos de los factores que la determinan son:

- La composición
- Las sales solubles y su concentración
- El contenido de agua y la humedad relativa
- La temperatura
- La granulometría
- El nivel de compactación
- La disposición que tenga el terreno de capas de rocas sedimentarias.

Para los efectos de interés de la puesta a tierra la resistividad se puede definir como baja, media o alta.

Tipo	Naturaleza del terreno	Resistividad media (Ω-m)
Bajo	Suelo orgánico, cultivable	50-200
Medio	Arcilloso, semiárido	200-750
Alto	Pedregoso, arenoso, árido	mayor a 1000

Tabla 1.1 Valores medios de la resistividad del suelo [3].

“El objetivo de un ingeniero de diseño en sistemas de potencia es un tanto diferente del de un geólogo.... El ingeniero eléctrico requiere conocer la estructura del suelo a profundidades superficiales y en cortas distancias, debido a que el comportamiento de las estructuras de puesta a tierra está mayormente influenciado por las características del suelo que rodean de forma inmediata el electrodo de puesta a tierra” [4].

Lo que se ocupa es un modelo que se aproxime lo suficiente al comportamiento que presentaría el terreno ante el eventual paso de una corriente de falla.

1.2.2 Medición de la resistividad del suelo.

La medición de la resistividad permite definir el medio en el cual el sistema de puesta a tierra se ubicará.

En función del valor de la resistividad medida se tendrá un diseño más o menos económico. Su optimización podrá, ante condiciones dadas, utilizar sitios aledaños con resistividades más favorables o buscar el mejoramiento artificial.

El perfil de resistividad del suelo determina el valor de la resistencia de puesta a tierra y la profundidad y configuración del sistema de puesta a tierra.

Para medir la resistividad del suelo se utiliza un Telurómetro de tierras de cuatro terminales. Este término hace referencia a un instrumento para la medida de aislamiento eléctrico en alta tensión, “Megger” fue la marca comercial del primer

instrumento portátil medidor de aislamiento introducido en la industria eléctrica en 1889.



Figura 1.2.2.1: Ejemplo de un Telurómetro [5]

Los Telurómetros de tierras deben inyectar una corriente de frecuencia que sea distinta a la frecuencia de la red utilizada en el país donde se hace el diseño para evitar se midan voltajes y corrientes que no se deban al dispositivo sino a ruidos eléctricos. Por ejemplo, si se está cerca de una línea en servicio y se realizan mediciones de resistividad y resistencia de tierra, con un aparato de 60 Hz, dichos sistemas van a inducir corrientes por el suelo debido a los campos electromagnéticos de 60 Hz y darán una lectura errónea.

Si los electrodos de prueba se conectan mal o poseen falsos contactos, producen señales falsas de corriente y voltaje. Si hay corrientes distintas a las que envió el dispositivo, éste leerá otras señales de voltaje y corriente que no son las adecuadas. También estos aparatos de podrían tener oscilaciones en sus lecturas y no es posible leerlas.

Los óhmetros pueden ser analógicos o digitales y contienen normalmente 4 carretes de cable calibre 14 AWG, 4 electrodos de material con la dureza suficiente para ser insertados en la tierra (longitud aproximada de 60 cm y un diámetro de 16 mm); a la hora de realizar las mediciones se debe de tener a mano una cinta no metálica de 40 o 50 metros.

Un Telurómetro tiene cuatro terminales 2 de corriente (C1, C2) y 2 de potencial (P1, P2) y están numerados en el aparato C1 P1 P2 C2.

Con este dispositivo puede aplicarse el método de Wenner, que consiste en la colocación de los 4 electrodos en forma lineal, con una separación igual entre cada electrodo. Mediante varias mediciones, que son realizadas al separar cada vez los electrodos se cubre el área de interés. La relación entre la corriente y el potencial da como resultado la resistencia aparente del suelo, la cual se traduce en el valor de la resistividad luego de cálculos e interpretaciones. Como la medición obtenida por el aparato es puntual, se logra hacer mediciones en un sentido, en otro a 90 grados del primero, y, en el sentido de las diagonales.

1.2.3 Método de medición de resistividad.

Para un análisis real del terreno y de las puestas a tierra, es fundamental efectuar la medición de la resistividad del terreno.

Los métodos de medición se pueden clasificar según:

- El tipo de fuente:
 - Método volt-amperímetro.
 - Uso de instrumento específico.
- El número de electrodos utilizados:
 - Método de tres electrodos.
 - Método de cuatro electrodos.
 - Configuración de Schullumberger.
 - Configuración de Wenner.

1.2.3.1 Método de los tres electrodos.

Básicamente consiste en medir la resistencia de puesta a tierra de un electrodo de dimensiones conocidas, enterrado en un terreno cuya resistividad se desea conocer (figura 1.2.3.1.1). El cálculo de la resistividad aparente a una profundidad dada, puede ser realizado al utilizar cualquiera de las tres ecuaciones siguientes, aunque se puede recomendar el uso de la ecuación (7) a partir se obtiene:

$$\rho a = \frac{2\pi RL}{LN\frac{4L}{r} - 1} \quad (4)$$

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} LN\frac{2L}{a} \quad (5)$$

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \text{Arcsenh} \frac{L}{a} \quad (6)$$

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(L\frac{4L}{a} - L \right) \quad (7)$$

Donde:

ρa : Resistividad aparente para una profundidad L (m - Ω)

L: Longitud del electrodo enterrado en contacto con el suelo (m)

r: Radio del electrodo (m)

R: Valor medido de la resistencia (ohmios)

Este método tiene muchas limitaciones, no obstante, actualmente es utilizado por algunas compañías.

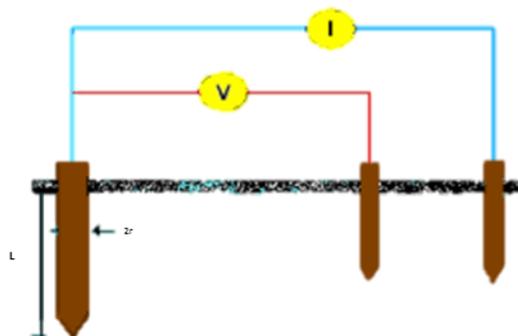


Figura1.2.3.1.1. Método de tres electrodos para la medición de la resistividad

1.2.3.2 Método de los cuatro electrodos.

El principio de este método está basado en la medición de la diferencia de potencial entre dos de los electrodos, luego de haber inyectado al terreno una

corriente a través de los otros dos. La corriente inyectada puede ser corriente continua conmutada o corriente alterna de baja frecuencia (menores de 200 Hz) por razones de acoplamiento entre los conductores. La ecuación fundamental para la medición de resistividad mediante cuatro electrodos según la figura 1.2.3.2.1. es:

$$\rho = \frac{2\pi V}{I} * \frac{1}{\left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2}\right) - \left(\frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_4}\right)} \quad (8)$$

Donde

V: Diferencia de potencial entre dos electrodos

I: Corriente inyectada

r1,r2,r3,r4: Distancia entre los electrodos de acuerdo a la (figura 1.2.3.2.1.)

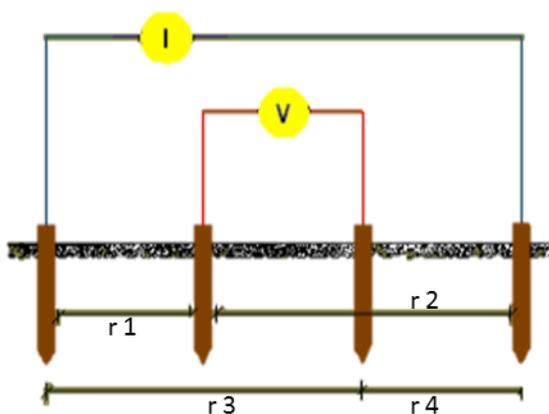


Figura1.2.3.2.1. Medición de la resistividad por el método de los cuatro electrodos

Si el terreno considerado es homogéneo, el valor de la resistividad medida por este método corresponderá al valor único de resistividad presente en el terreno, pero si no es homogéneo, entonces el valor obtenido será ficticio, y resistividad aparente y se designa por ρ_a .

Existen varias configuraciones clásicas de este método, que dependen de la forma relativa en que se ubiquen los electrodos.

1.2.3.3 Configuración de Schlumberger.

Para esta configuración los cuatro electrodos se colocan en línea recta, y mantienen la separación entre los electrodos centrales o de potencial (a) constantes, mientras que los electrodos exteriores varían su separación a partir de los electrodos interiores, a distancias múltiples de (na) de la separación base de los electrodos centrales (a) (figura 1.2.3.3.1)

La ecuación fundamental para este caso es:

$$\rho a_{Sch} = \pi R \cdot n(n + 1)a \quad (9)$$

Algunas de las ventajas de esta configuración son la rapidez con que se realizan las mediciones y la menor sensibilidad a las variaciones laterales del terreno, debido principalmente a que sólo se desplazan los electrodos de corriente, y permanecen en su lugar los de potencial.

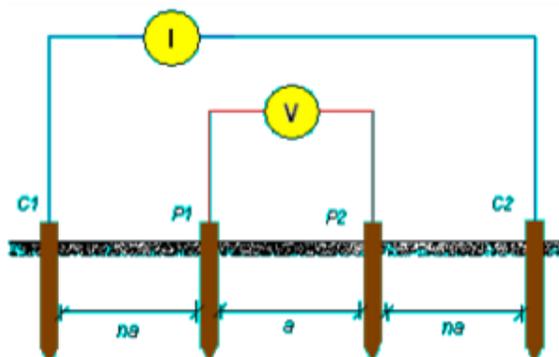


Figura 1.2.3.3.1 Configuración de Schlumberger

1.2.3.4 Configuración de Wenner.

Para esta configuración, los cuatro electrodos se colocan también en línea recta, con igual separación y profundidad de penetración en el terreno (figura 1.2.3.4.1). El método de medición está basado en la ecuación que se muestra desarrollada por el Dr. Frank Wenner, del cual se deriva el nombre del método, donde los electrodos 1 y 4 (externos) se utilizan para inyectar la corriente y los

electrodos 2 y 3 (centrales) sirven para medir la diferencia de potencial que al dividirse por la corriente inyectada de un valor de resistencia R. luego:

$$\rho = \frac{4\pi aR}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2+4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2+4b^2}}} \quad (10)$$

O también

$$\rho = \frac{4\pi aR}{n} \quad (11)$$

Donde:

ρ : Resistividad del terreno (ohm-m)

R: Resistencia medida (ohmios)

a: Distancia entre los electrodos (m)

b : Profundidad de penetración de los electrodos (m)

n: Factor aproximado que tiene un valor entre 1 y 2 (depende de la relación b/a)

Si hacemos $b > a$ la segunda ecuación puede aproximarse a:

$$\rho = 4\pi aR \quad (12)$$

Y si hacemos $b < a$

$$\rho = 2\pi aR \quad (13)$$

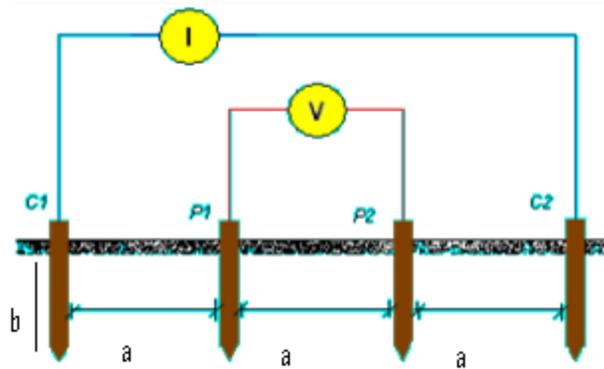


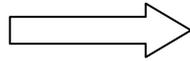
Figura 1.2.3.4.1: Configuración de Wenner

En la configuración de Wenner, los electrodos de corriente (C) y los de potencial (p) pueden tener 3 arreglos alternativos, sin alterar el resultado de la resistividad que se va a medir, siempre y cuando se aplique la expresión adecuada. Estos arreglos son mostrados a continuación.

Arreglos alternativos de la configuración Wenner.

C-P-P-C

P-C-C-P

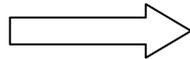


$$\rho = 2\pi a R_1$$

(14)

C-C-P-P

P-P-C-C



$$\rho = 6\pi a R_2$$

(15)

El más frecuente utilizado para las mediciones es el arreglo C_P_P_C.

La configuración de Wenner permite una visualización más rápida de la curva, ya que la resistividad puede ser obtenida en forma más directa a partir de los valores de resistencia R leídos en el instrumento. Por otro lado, se pueden utilizar instrumentos menos sensitivos que en la configuración Schlumberger, pues a medida que se alejan los electrodos de corriente también lo hacen los de potencial [6].

1.3 Teoría de la Línea de Transmisión.

La teoría de la línea de transmisión fue la primera que se utilizó para simular el comportamiento transitorio de los sistemas de puesta a tierra. Sin embargo el desarrollo de esta teoría no fue tan rápido como el de la teoría de circuitos o el de la teoría del campo magnético [14].

Verma [15], Mazzetti [16] y Velázquez [17] aplicaron el concepto de la línea de transmisión con pérdidas sobre un conductor de tierra horizontal, lo cual fue descrito por la ecuación del telegrafista.

$$\frac{\partial V}{\partial x} + L \frac{\partial I}{\partial t} + r_e I = 0 \quad (17)$$

$$\frac{\partial I}{\partial x} + C \frac{\partial V}{\partial t} + GV = 0 \quad (18)$$

La solución de la ecuación anterior fue derivar analíticamente la distribución de corriente y voltaje a lo largo del conductor de tierra en el dominio de s y después convertir las ecuaciones del dominio de s al dominio del tiempo al usar la transformada inversa de Laplace, más tarde, Lorentzou [18] comenzó desde las mismas ecuaciones del telegrafista 1.18 a y b, pero en esta ocasión derivó las ecuaciones de la distribución de corriente y voltaje en el conductor en el dominio del tiempo directamente. La característica común de lo mencionado anteriormente sobre la teoría de las líneas de transmisión es que los parámetros por unidad de longitud son uniformes a lo largo del conductor de tierra.

La teoría de la línea de transmisión de Menter y Grcev [19] para el análisis transitorio de los sistemas de tierra se llevó a cabo mediante la implementación de las ecuaciones de Sunde de una línea de transmisión con pérdidas dependiente de la frecuencia, ecuación 1.3, donde la impedancia longitudinal por unidad de longitud y la admitancia transversal $Z(\Gamma)$ y $Y(\Gamma)$ respectivamente, están en cambio con la frecuencia como se muestra en la ecuación 19 y 20, estos

parámetros antes mencionados se calcularon numéricamente, lo que era imposible en ausencia de computadoras poderosas, aun así, Menter combinó este modelo de línea de transmisión para el conductor de tierra con otras partes de una subestación de 123 kV en el EMPT [20].

$$Y(\Gamma) = \left[Y_i^{-1} + \frac{1}{\pi(\sigma_{Suelo} + i\omega\epsilon_{Suelo})} \log\left(\frac{1.12}{\Gamma a}\right) \right]^{-1} \quad (19)$$

$$Z(\Gamma) = Z_s + \frac{i\omega\mu_0}{2\pi} \log \frac{1.85}{a(\gamma^2 + \Gamma^2)^{1/2}} \quad (20)$$

La razón por la cual la teoría de la línea de transmisión es la primera teoría para modelar el comportamiento transitorio de los sistemas de tierra, es que esta fue inicialmente usada para la simulación del comportamiento transitorio del conductor de tierra. El conductor de tierra tiene un comportamiento transitorio el cual es muy similar al de las líneas de transmisión aéreas, la única diferencia es que el anterior se entierra en el suelo y esta última se deja en el aire. La teoría de las líneas de transmisión para modelar el comportamiento transitorio de los sistemas de tierra puede ser en el dominio del tiempo o en el de la frecuencia, pero es fácil incluir la ionización del suelo en el dominio del tiempo, similar a la teoría de circuitos en esta se puede incluir todos los acoplamientos mutuos entre las diferentes partes del sistema de tierra, además, la teoría de las líneas de transmisión puede predecir el retraso de propagación del rayo, el cual es muy importante cuando el sistema de tierra es muy grande, el tiempo de cálculo requerido para la teoría de la línea de transmisión es extremadamente pequeño comparado con el de la teoría del campo electromagnético.

1.4 Modelación del comportamiento de Sistemas de Puesta a Tierra

Modelar el comportamiento de un sistema de puesta a tierra, tanto desde el punto de vista del régimen permanente como del transitorio, es un problema complejo, debido a los múltiples factores que intervienen en su análisis. El planteamiento

analítico del problema se formuló hace muchos años por Rüdemberg [21] y Sunde [22] entre otros, pero la complejidad de las soluciones y de los métodos matemáticos involucrados, unida a la carencia de ordenadores, hacía difícil el uso de los tratamientos analíticos a los diseñadores de sistemas de puesta a tierra. Por esta razón algunos investigadores intentaron simplificar el problema mediante la búsqueda de relaciones sencillas entre las diversas variables. Para este fin se utilizaron métodos empíricos. [23], [24], [25], [26], [27].

Las redes de puesta a tierra tienen como uno de sus principales objetivos la reducción de las diferencias de potencial en la superficie de las subestaciones, en sus entornos y en las cercanías de las líneas de transporte. Las normas y recomendaciones para el diseño y operación de redes de puesta a tierra [28], [29], [30], [31], [32] utilizan criterios que intentan garantizar la seguridad de las personas. Estos criterios se traducen en especificaciones concretas sobre las diferencias de potencial máximas que pueden aparecer entre dos puntos bien definidos.

Las recomendaciones utilizadas normalmente para su diseño consideran el tiempo de duración de la corriente de falta en la determinación de la tensión de paso y contacto máxima tolerable por el ser humano. Este tiempo depende del retardo en la operación de las protecciones del sistema.

En algunos autores [33] incluso se llega a considerar la resistencia del cuerpo humano, la resistencia de contacto con el suelo y el tiempo de despeje de la falta como variables aleatorias en un modelo probabilístico, con la finalidad de permitir incrementar los límites tolerables de diferencia de potencial aplicados al ser humano debido al riesgo calculado de que ocurran todos los factores más desfavorables simultáneamente.

Antes de los años sesenta, se atendía únicamente a que la resistencia de puesta a tierra fuese baja, como criterio de diseño, pero se comprobó que esto puede no ser suficiente para mantener controladas las diferencias de potencial en la subestación y en su entorno, que es el objetivo que se persigue. Para diseñar

redes de puesta a tierra que permitan mantener las diferencias de potencial dentro de unos límites que garantice la seguridad de la red tanto para las personas como para los equipos, se desarrollan diversos modelos computacionales, los cuales posibilitan el análisis del comportamiento de las mismas en estado transitorio, y con ello la configuración más acertada de la red que depende de las condiciones en las que se encuentra.

Capitulo2 Modelación de ATP_DRAW de líneas de transmisión de 110 y 220kV.

Introducción

En este capítulo se pretende que, con la ayuda del ATPDraw se desarrolle una modelación que permita conocer las variaciones de potencial y corrientes que provocan diferentes transitorios que tienen lugar en estos sistemas. Varios estudios fueron publicados durante los últimos años referentes a la modelación de los componentes de los sistemas eléctricos de potencia en el análisis de transitorios [34], [35]. A continuación se resumen las consideraciones adoptadas para la simulación en el programa ATPDraw.

También se analiza en el capítulo el método electrogeométrico, el cual permite determinar, de forma aproximada, la máxima corriente que provoque una falla de apantallamiento. El método consiste en determinar mediante un análisis geométrico la distancia de arqueo que puede provocar una falla de apantallamiento, y se toma en cuenta la disposición geométrica de los conductores en la torre de transmisión [14].

Además se observa como determinar el comportamiento de la razón de salida de las líneas, lo que ayudará posteriormente hacer un balance general de su índice de salida.

2.1 Las descargas inversas.

Cuando una descarga atmosférica cae en un cable de guarda, la corriente debida a la descarga fluye en ambos sentidos a través de la impedancia impulso del cable de guarda. (La corriente y la tensión) se propagan hasta llegar a la torre, bajan por esta y se encuentran con una resistencia de puesta a tierra que disipa la energía asociada con la descarga atmosférica. (Figura 2.1.1). Lo mismo podemos decir cuando la descarga atmosférica cae directamente en la torre. (Figura 2.1.2)

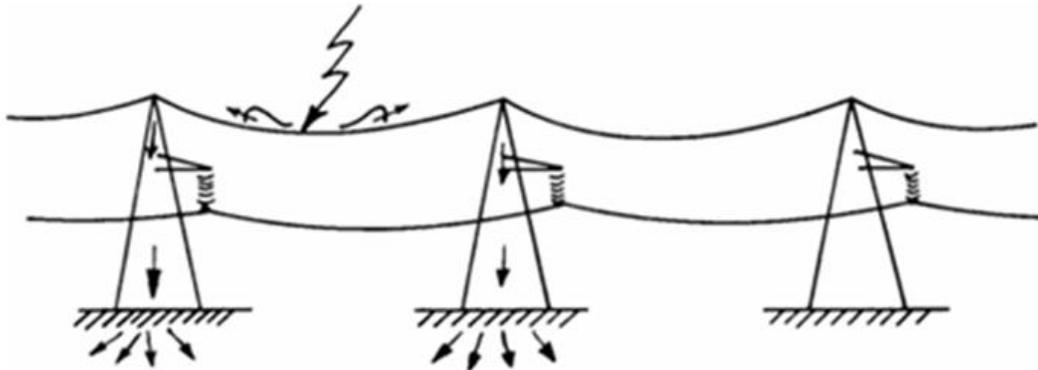


Figura 2.1.1 Incidencia de una descarga atmosférica en el cable de guarda.

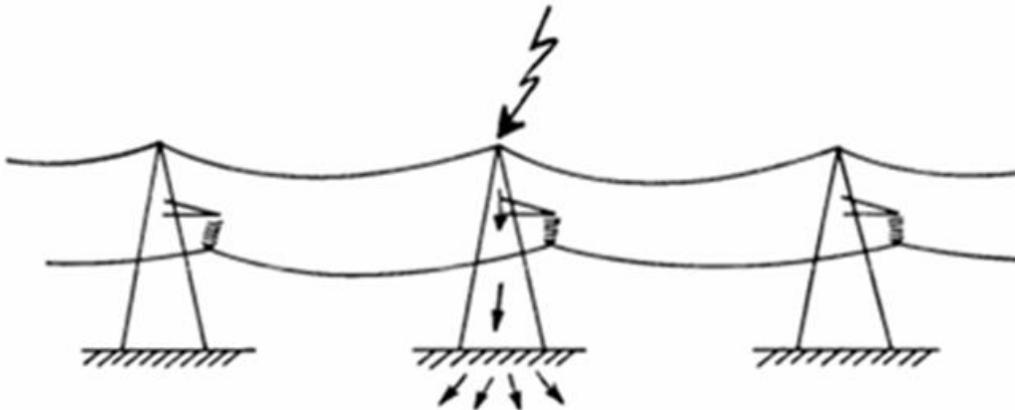


Figura 2.1.2 Incidencia de una descarga atmosférica en la torre.

Según la descripción anterior, una descarga atmosférica, puede considerarse como una fuente de corriente capaz de hacer fluir una corriente permanente (la asociada con el rayo) a través de una impedancia. La tensión producida por la descarga es producto de la corriente y de la impedancia a través de la cual fluye. Las descargas atmosféricas que inciden en los vanos de los cables de guarda y en las torres, tienen la tendencia de caer en las proximidades de éstas, porque se constituyen en los puntos más elevados de las líneas de transmisión. Según el tipo de torre y de su masa metálica pueden llegar a caer hasta el 60% de los rayos en las proximidades de la torre. Cuando la descarga atmosférica cae en el cable de guarda, induce una fracción de su potencial en los conductores de fase (factor de acople capacitivo entre conductores y cable de guarda). El problema se presenta cuando la resistencia de puesta a tierra de la torre es alta y la corriente del rayo “rebota” o sea que desarrolla una alta tensión que eleva el potencial de la torre de transmisión con relación a la resistencia de puesta a tierra. La descarga atmosférica que cae en el cable de guarda o directamente en la torre, al llegar a la base de la torre(suelo) y encontrar una alta resistencia (resistencia de puesta a tierra de la estructura) no encuentra un medio propicio para el esparcimiento de la corriente del rayo de manera eficiente, y hace que la torre alcance un alto potencial eléctrico, que aumenta súbitamente la tensión entre el brazo de la torre y el conductor de fase, hasta el punto que se supera el aislamiento proporcionado por el aire exterior a la cadena de aisladores y se presenta un flameo desde el brazo de la torre (que se encuentra a un alto potencial) y el conductor de base. Lo anterior es lo que se conoce como flameo inverso y se llama así porque se genera desde el brazo de la torre hacia el conductor de fase, como puede apreciarse en la Figura 2.1.3.

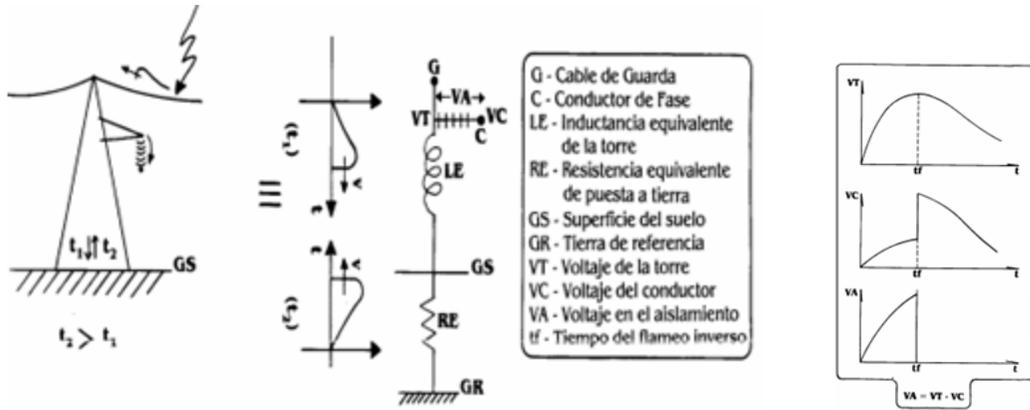


Figura 2.1.3 Flameo en una torre de transmisión.

Además la corriente a través de la torre también produce un campo magnético variable entre el conductor de fase y la torre, que contribuye al flameo inverso. Según todo lo anterior para obtener un número de salidas de la línea aceptable, la resistencia de puesta a tierra debe ser muy baja y más aún cuando el nivel cerámico es alto [36].

2.2 Modelación de los elementos de las líneas.

A continuación se presenta un resumen de las características y objetivos de los modelos desarrollados para llevar a cabo este tipo de cálculos. En este caso se hace una representación de la línea, torres, cadenas de aisladores, fuentes de tensión a frecuencia de potencia y de corriente de impulso.

2.2.1 Modelación de la línea.

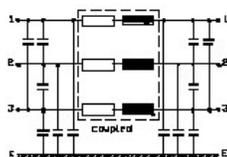
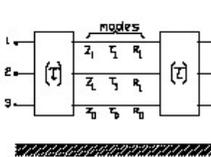
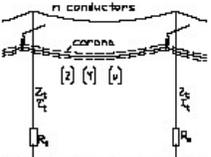
En el caso de sobretensiones debidas al rayo se trata de transitorios de frente rápido, por lo que la representación de una línea aérea se debe hacer, de acuerdo con la tabla 2.2 y con las variantes propuestas [37], se tiene en cuenta los siguientes aspectos:

La representación debe extenderse a dos o tres vanos desde el punto de impacto de la descarga atmosférica.

Se debe incluir la representación de las estructuras y de sus impedancias de puesta tierra.

- Es necesario desarrollar un modelo que evite reflexiones de ondas en cualquiera de los extremos del tramo de línea representado; esto se puede conseguir al adaptar la línea en los dos extremos mediante la instalación de una matriz de resistencias de valor igual a la impedancia característica, o se hace que las dos secciones de los extremos tengan una longitud tal que, con el tiempo de simulación escogido, ninguna onda reflejada en los extremos abiertos alcance la parte de la línea que es de interés.
- El modelo será, evidentemente, el de una línea no transpuesta.
- Es aconsejable incluir el efecto de la tensión a frecuencia de operación.
- El efecto corona puede tener una influencia importante.

Tabla 2.2 Representación de líneas aéreas.

LÍNEAS AÉREAS		GRUPO I : 0.1 Hz + 3 kHz	GRUPO II : 50/60 Hz + 20 kHz	GRUPO III : 10 kHz + 3 MHz	GRUPO IV : 100 kHz + 50 MHz
Línea transpuesta		 <p>[R] es una matriz de 3x3 con $R_{ii} = (R_0 + 2R_1)/3$ $R_{ij} = (R_0 - R_1)/3, i \neq j.$ $m = 1 \dots 5$ Igual para [L] y [C]. O igual modelo que en Grupo II.</p>	 <p>Transformación modal con [9]</p>	 <p>[Z] = matriz impedancias características [Y] = matriz de admitancias [v] = matriz de velocidades Z_t = impedancia característica de torre τ_t = tiempo de propagación de la torre R_t = resistencia puesta a tierra torre</p>	Z_{self}  $Z_{auto} = 1/3 Z_0 + 2/3 Z_1$
Línea no transpuesta	Capacitiva	Importante	Importante	Despreciable para simulaciones monofásicas	Despreciable
	Inductiva	Importante	Despreciable para simulaciones monofásicas	Despreciable para simulaciones monofásicas	Despreciable
Parámetros dependientes de la frecuencia	Modos de tierra (Z_0)	Importante	Importante	Importante	Importante
	modos aéreos (Z_1)	Despreciable	Despreciable	Despreciable	Despreciable
Efecto corona		Importante si $U > U_c$	Despreciable	Muy importante	Despreciable

L = inductancia
 R = resistencia
 C = capacidad

Z = impedancia característica
 τ = tiempo de propagación
 f = frecuencia

índice 1: sistema a secuencia positiva
 índice 0: sistema a secuencia homopolar

Puesto que las tensiones más elevadas se producirán en el punto de impacto, sólo será necesario considerar los apoyos cercanos a este punto. La Figura.2.2.1.1 muestra la representación escogida para la línea y la Figura.2.2.1.2 el modelo utilizado en ATPDraw.

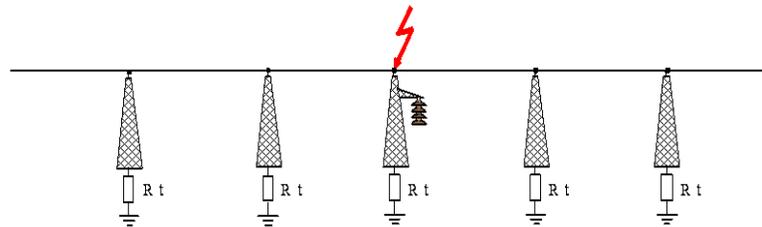


Fig.2.2.1.1 Modelo que considera dos torres adyacentes más un tramo de línea lo suficientemente grande como para que las reflexiones en los extremos no afecten el análisis.

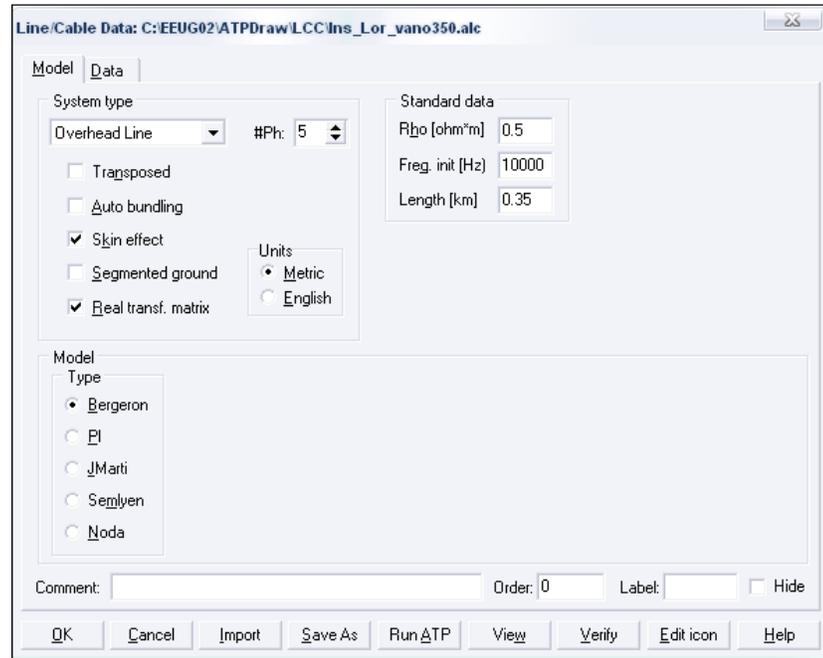
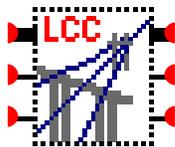


Fig.2.2.1.2 Modelo del ATPDRAW utilizado para representar los tramos de línea entre estructuras

2.2.2 Modelación de la estructura.

Se supone que la torre es una simple línea corta de transmisión con una impedancia transitoria constante, aterrada mediante su resistencia de aterramiento a la base. Esta impedancia transitoria se ha calculado y medido tanto en el campo como en modelos de escala y que pueden ser idealizadas por un cono de altura h y un radio de base r . Las torres convencionales de doble-circuito, poseen una impedancia transitoria, ampliamente aceptada por la literatura [38][39][40], que se expresa mediante:

$$Z_t = 30 \ln 2 \left(1 + \frac{h^2}{r^2} \right) \Omega \quad (21)$$

Y para torres cilíndricas, la literatura [39][40][41] plantea que la expresión siguiente da resultados satisfactorios:

$$Z_t = 60 \ln \left(\frac{h}{r} \right) + 90 \left(\frac{r}{h} \right) - 60 \quad \Omega \quad (22)$$

donde h y r son la altura y el radio equivalente (significa la periferia dividida por 2π) de la torre.

Con esta expresión de impedancia transitoria, se desarrolló un modelo de la torre en ATP, véase la Figura 2.2.2.1

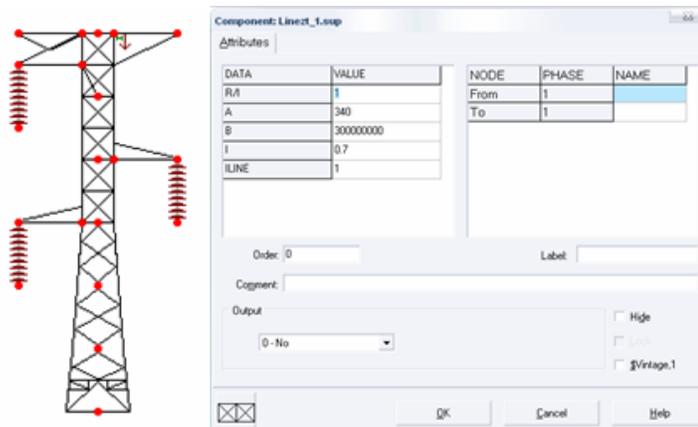


Fig. 2.2.2.1. Representación de la estructura en el ATPDraw.

2.2.3 Modelación de la cadena de aisladores.

Los aisladores se representan mediante interruptores controlados como se puede ver en la Figura 2.2.3.1

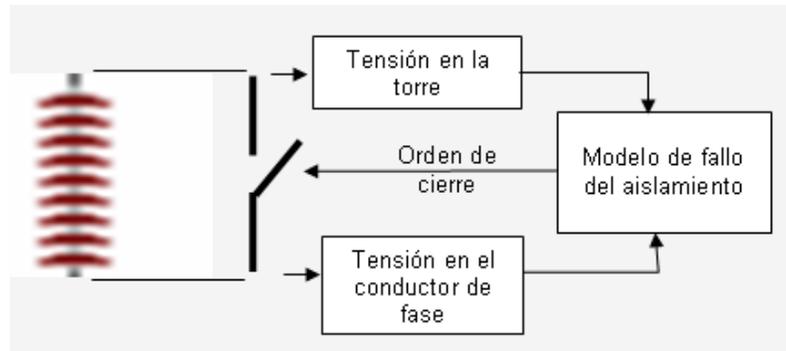


Fig.2.2.3.1.Representación de la cadena de aisladores en el ATPDRAW.

2.2.4 Modelación de las fuentes de tensión a frecuencia de potencia y de corriente de impulso tipo rayo.

Para la modelación de la fuente de alimentación se utilizó un modelo trifásico disponible en el ATPDRAW, tal como muestra la Figura 2.2.5.1

La fuente de impulso se representa mediante una fuente de corriente con forma en doble rampa también disponible en el ATPDRAW, ver la Figura. 2.2.5.2

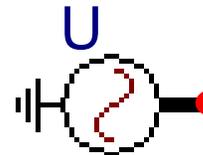
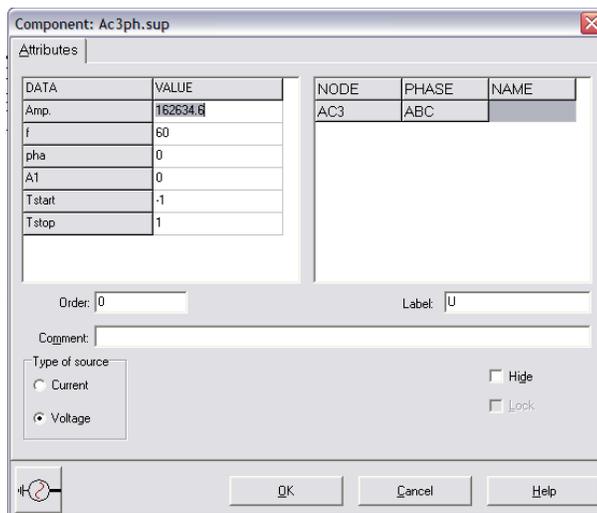


Fig. 2.2.5.1 Fuente de tensión a frecuencia de potencia.

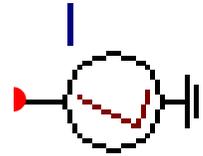
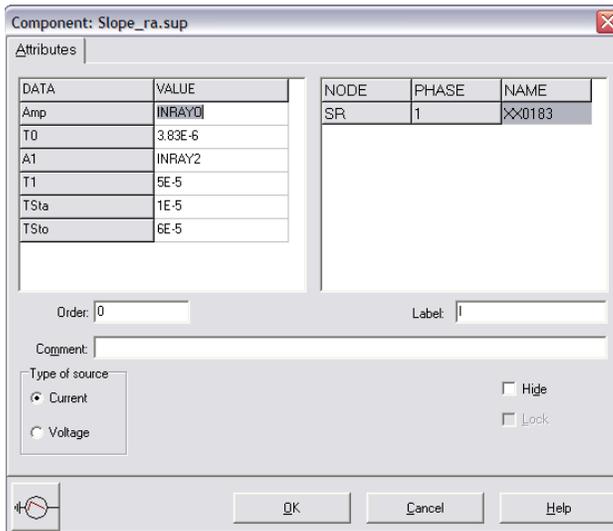


Fig. 2.2.5.2 Fuente de impulso a frecuencia de potencia.

2.2.5 Modelos generales.

Para la representación del impacto en el tope de la torre se utiliza el modelo de la Figura 2.2.6.1 y para el impacto en el vano entre torres el modelo de la Figura 2.2.6.2

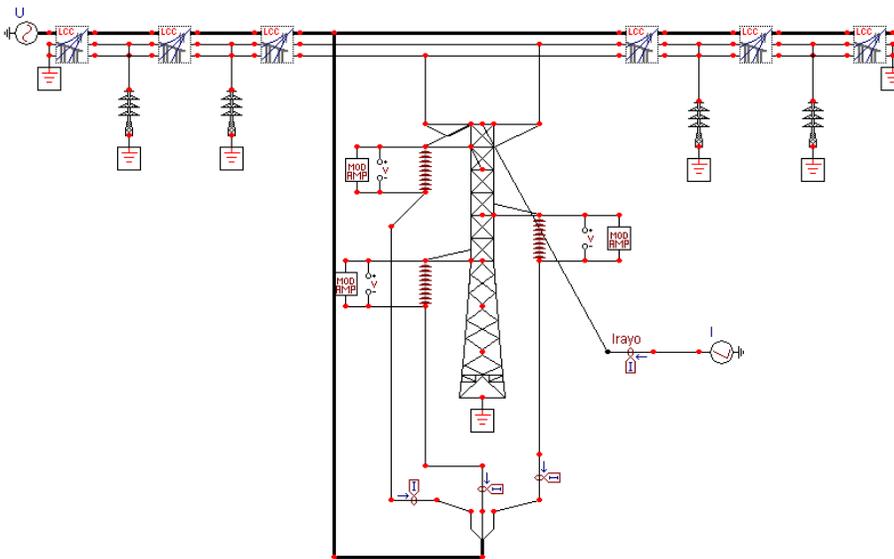


Figura 2.2.6.1 Modelo general para la incidencia del rayo en la torre.

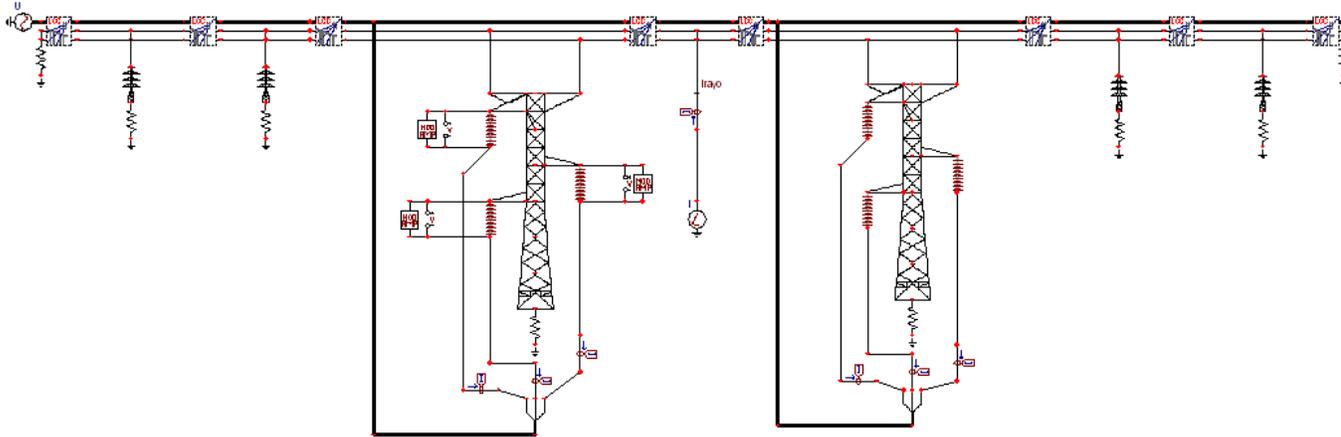


Figura 2.2.6.2 Modelo general para la incidencia del rayo en los vanos.

2.3 Determinación del índice de salida de líneas de transmisión.

Para determinar la razón de salida de una línea aérea de potencia por el impacto de descargas atmosféricas, lo más recomendado en la literatura es el uso del Modelo Electrogeométrico (MEG) [42] [43], tanto para impactos directos como para impactos indirectos.

Se entiende por “impactos directos” cuando el rayo impacta directamente la línea eléctrica, ya sea en la torre, en el vano entre torres o en los conductores de fase. Cuando el impacto se produce en la torre o en los conductores de blindaje en el vano entre torres puede ocurrir lo que se conoce como una “descarga inversa”, y provoca una circulación de la corriente de rayo de la estructura hacia los conductores de fase.

En el presente trabajo se propone un método de determinación de la razón de salida de una línea de transmisión, se considera la posibilidad de ser determinadas las corrientes mínimas de rayo que hacen fallar el aislamiento para

impactos en la torre y en el vano entre torres, con éstas se determina la razón de salida para cada uno de estos posibles lugares de impacto.

2.3.1 Modelo electrogeométrico.

Basado en el modelo electrogeométrico (MEG), el ancho del área de atracción de una línea aérea viene dado como se muestra en la Figura 2.3.1.1 por [43],[44]:

$$A = b + 2x \quad (\text{m}) \quad (23)$$

o lo que es lo mismo:

$$A = b + 2\sqrt{r_s^2 - (r_{sg} - h)^2} \quad (\text{m}) \quad (24)$$

siendo:

$$r_s = 8 \cdot I_s^{0.65} \quad (\text{m}) \quad (25)$$

$$r_{sg} = k_{sg} \cdot r_s \quad (\text{m}) \quad (26)$$

r_s = Distancia de impacto (m).

r_{sg} = Distancia de impacto al plano de tierra (m). I_s = Corriente de retorno (KA).

k_{sg} = Entre 0.6 y 1 según el criterio de diferentes autores va a depender del nivel de voltaje y la altura de la línea.

h = Altura de los cables protectores de la línea en caso de que esté desprotegida.

b = Separación entre los cables protectores para una línea protegida con dos cables o la separación entre las fases extremas de una línea desprotegida e igual a cero para una línea protegida con un solo cable protector.

La razón de salida total de la línea es la suma de las salidas por impactos en la torre, por impactos en el vano entre torres y por fallas de blindaje.

Según lo planteado anteriormente, el área total de impacto en una línea está dado por:

$$A_{total} = \frac{A}{1000} L \quad (\text{Km}^2) \quad (27)$$

donde:

L = longitud de la línea (Km).

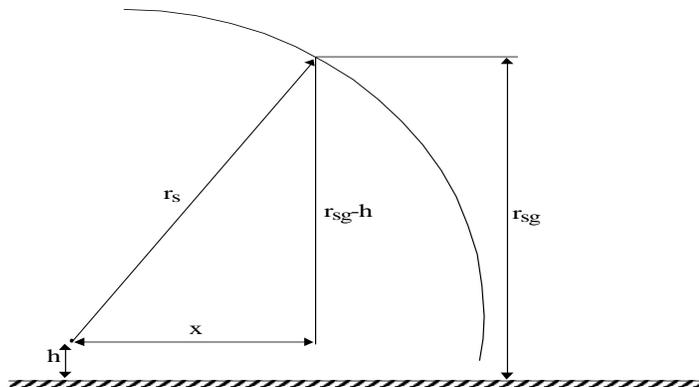


Figura 2.3.1.1. Área de atracción a ambos lados de la línea.

El área de impacto en la torre será, según la Figura 2.3.1.2:

$$A_{torres} = A_t N_t \quad (\text{Km}^2) \quad (28)$$

donde:

A_t = área de atracción de una torre (Km^2).

N_t = número de torres de la línea.

$$A_t = \frac{\pi A x}{2} \quad (\text{Km}^2) \quad (29)$$

$$x = \sqrt{r_s^2 - \left(\frac{L_v}{2} - h\right)^2} \quad (\text{Km}) \quad (30)$$

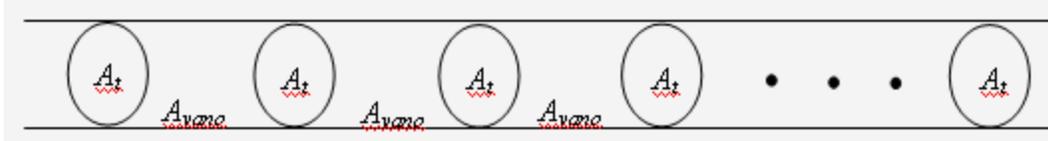


Figura 2.3.1.2. Áreas de impacto en una línea.

El área de impacto en el vano entre torres se determina como la diferencia entre el área total (A_{total}) y el área de las torres (A_{torres}):

$$A_{vano} = A_{total} - A_{torres} \quad (\text{Km}^2) \quad (31)$$

Una situación especial se presenta para valores de corriente de rayo donde las áreas de atracción de las torres se solapan, la Figura 2.3.1.3 muestra esta situación; en este caso, al área de las torres, calculada anteriormente, se le resta las áreas de solapamiento:

$$A_{torres} = A_{torres} - (N_t - 1) A_{solapamiento} \quad (\text{Km}^2) \quad (32)$$

donde:

$$A_{solapamiento} = \frac{1}{8} \left[-2 L_v \sqrt{A^2 \left(4 - \frac{L_v^2}{r_s^2} \right)} + \left(4 L_v^2 + A^2 \left(4 - \frac{L_v^2}{r_s^2} \right) \right) \text{ArcTan} \left(\frac{\sqrt{A^2 \left(1 - \frac{L_v^2}{4 r_s^2} \right)}}{L_v} \right) \right] \quad (33)$$

L_v = longitud del vano entre torres (Km).

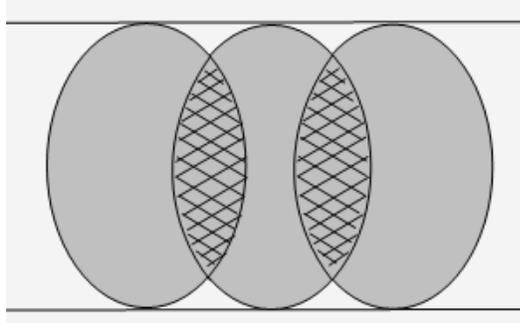


Figura 2.3.1.3. Solapamiento del área de atracción de las torres.

2.3.2 Determinación de la razón de salida por impacto en la torre y el vano.

A partir de la corriente mínima capaz de hacer fallar el aislamiento para impacto en la torre, I_t ; con un tiempo de frente medio de 3.83 μ s. Cualquier corriente igual o mayor que ésta I_t , impactará la torre si incide dentro de su área de atracción A_t . Este valor de corriente se incrementa hasta 250 kA en pasos de 0.5 kA. Para cada corriente se calcula la nueva distancia de impacto y con ella la nueva área de atracción.

Si la densidad de rayos a tierra de la región es N_g (número de rayos por Km^2 al año) para cada corriente la razón de salida será [42].

$$N_{AI} = P(I) \cdot N_g \cdot A_1 \quad (34)$$

donde:

$P(I)$ = Función de la distribución acumulada de la corriente y está dada por [7]:

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \quad (35)$$

en cada incremento de corriente se calcula:
$$\Delta N_{AI} = P(I) \cdot N_g \cdot \Delta A \quad (36)$$

donde:

ΔA = es el incremento de área para cada corriente.

El índice de salida total por impacto en la torre N_{AIT} es:

$$N_{AIT} = N_{AI} + \sum_{I=I_1}^{250} \Delta N_{AI} \quad (37)$$

De igual forma se procede para el cálculo de la razón de salida por impactos en el vano, siendo, en este caso, el área de impacto el área de vano A_{vano} y la corriente mínima I_1 es la menor corriente de rayo que impactando en el vano hace fallar el aislamiento. En este caso para cada incremento de la corriente de rayo se produce una reducción del área de impacto en el vano, existe por tanto un decremento de área ΔA , por lo que el número de salidas por impacto en el vano es:

$$N_{AIV} = N_{AI} - \sum_{I=I_1}^{250} \Delta N_{AI} \quad (38)$$

El índice total de salidas por descargas inversas es:

$$N_{DI} = N_{AIT} + N_{AIV} \quad (39)$$

Capítulo 3. Valoración de los resultados obtenidos.

Con la ayuda del ATPDraw se evaluó el comportamiento de un modelo de línea de transmisión ante descargas atmosféricas, con diferentes configuraciones de electrodos, con el uso de modelos de resistencias variables en el tiempo con la corriente drenada al terreno y modelos de resistencias constantes en el tiempo. Los modelos de línea que se usan son los mostrados en las figuras 2.2.6.1 y 2.2.6.2 del epígrafe 2.2.6, para impacto directo en la torre y para impacto directo en el vano entre torres. Para el caso de resistencias variables en el tiempo con la corriente se utilizó una resistividad del terreno de $100\Omega\text{m}$.

3.1 Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con modelos de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.

Para el análisis del comportamiento de las líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con modelos de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo, se empleó el Matlab, en este se programó la ecuación (38) donde se calcula el valor de la resistencia de dispersión según la resistividad del terreno y la longitud del electrodo. Se modeló la resistencia de dispersión de los segmentos como un parámetro concentrado adicional, la cual se representó tanto en ATPDraw como en MATLAB/Simulink con una resistencia a cada lado de los segmentos (figura 3.1.1.2). Se considera un doble valor de esta resistencia $2 \cdot R_L$ a cada lado del segmento en orden de obtener el valor de R_L después de la conexión en paralelo. Se usan tres variantes para la modelación de las resistencias variables en el tiempo.

$$R_L = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \left(\iint_{\Gamma \Gamma} \frac{dl' \cdot dl}{r} + \iint_{\Gamma_s \Gamma} \frac{dl_s \cdot dl}{r} \right) = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \left(I_{self} + I_{mut} \right) = R_{self} + R_{mut} \quad (38)$$

Donde:

R_{self} – resistencia propia del segmento en un medio homogéneo y sin frontera (tierra) (Ω).

R_{mut} - Resistencia mutua entre el segmento y su imagen en relación con la superficie de la tierra(Ω).

ρ – resistividad de la tierra (Ωm). (39)

$$I_{mut} = 2 \cdot \left(1 \cdot \ln \frac{\sqrt{l^2 + 4 \cdot h^2 + 1}}{2 \cdot h} - \sqrt{l^2 + 4 \cdot h^2} + 2 \cdot h \right) \quad (40)$$

$$I_{self} = 2 \cdot \left(1 \cdot \ln \frac{\sqrt{l^2 + r_0^2 + 1}}{r_0} - \sqrt{l^2 + r_0^2} + r_0 \right) \quad (41)$$

I_{mut} - corriente mutua entre el segmento y su imagen en relación con la superficie de la tierra.

I_{self} - resistencia propia del segmento en un medio homogéneo y sin frontera.

L - longitud del electrodo.

R_0 – radio del electrodo.

h - profundidad a la que es enterrada el electrodo.

3.1.1 Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 1 de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.

Este Modelo 1 está compuesto por un conjunto de electrodos horizontales con la forma que se muestra en la figura 3.1.1.2, donde para cada electrodo se toma un valor de resistencia de 49.39Ω y una longitud de 5m. Estos se muestran en las figuras 3.1.1.1 y 3.1.1.3 respectivamente, donde se estudia para la incidencia del rayo en la torre y en el vano entre torres. En las figuras 3.1.1.4 y 3.1.1.5 se muestra el comportamiento cuando ocurre la falla mínima de corriente en los aisladores.

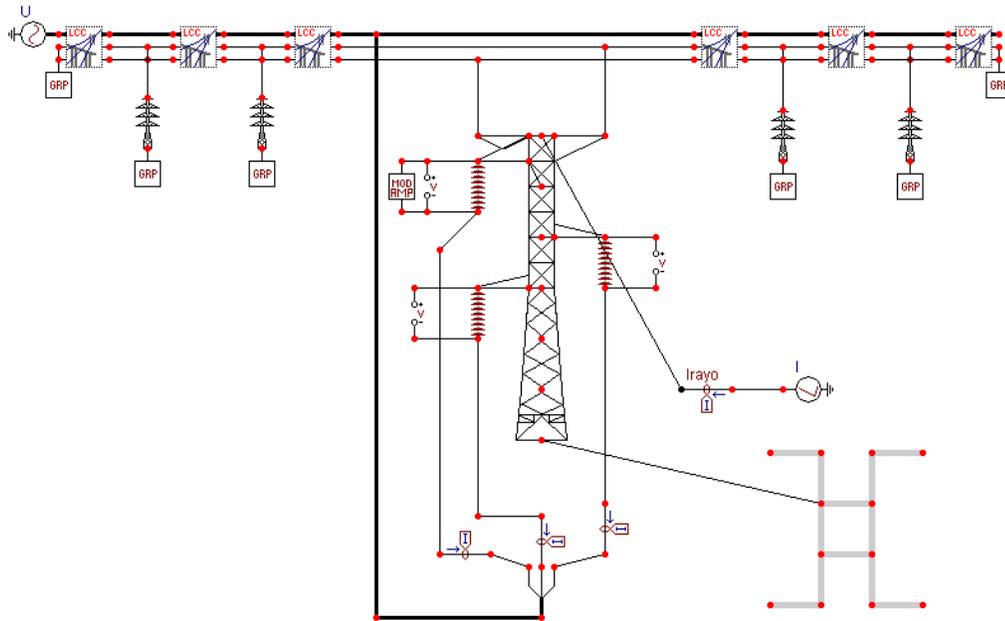


Figura 3.1.1.1 Modelo para la incidencia del rayo en la torre.

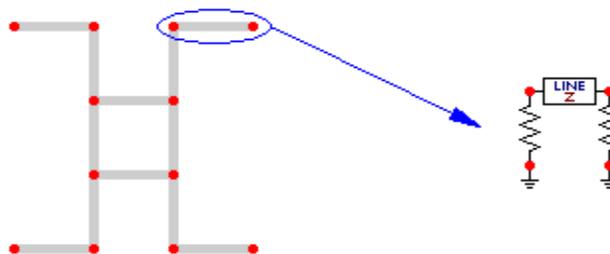


Figura 3.1.1.2 Configuración del Modelo 1 y estructura de cada electrodo usado.

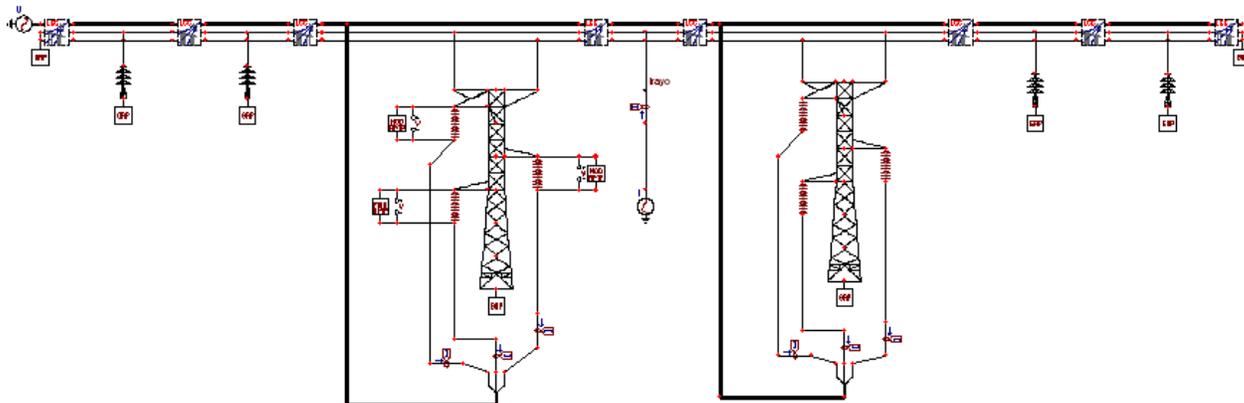


Figura 3.1.1.3 Modelo para incidencia del rayo en los vanos.

Para la determinación de la corriente mínima de rayo, que hace fallar el aislamiento de la línea se ejecuta un procedimiento en ATPDraw, que incrementa los valores de corriente de rayo desde un valor mínimo hasta el valor de la corriente de falla, y se evalúa el comportamiento de la línea para cada valor de corriente y cada cierto valor de tiempo de muestreo.

En las figuras siguientes se muestra los voltajes a través de los aisladores en el momento de falla, tanto para la incidencia del rayo en la torre(figura 3.1.1.6) como en el vano entre torres(figura 3.1.1.7), Con los valores de corriente mínimas de rayo para ambos eventos y una determinada densidad de rayos a tierra, se determina el razón de salida de la línea, programado en Matlab (fallas de la línea por descargas atmosféricas por cada 100 km de línea al año).

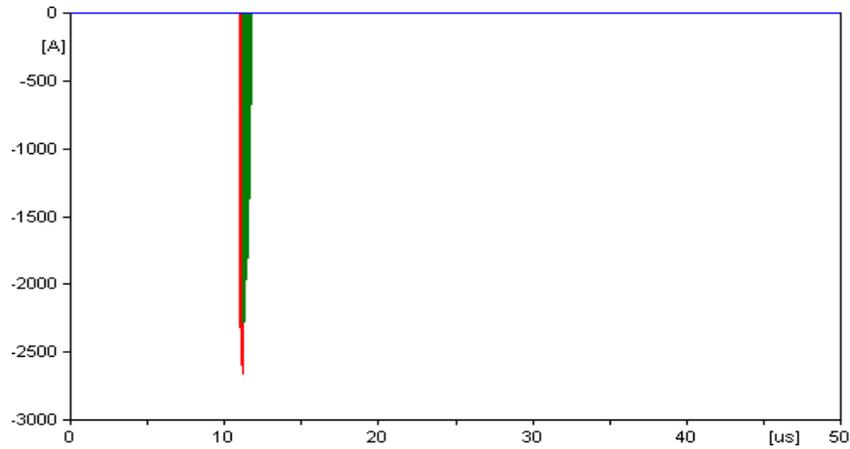


Figura 3.1.1.4 Corriente de falla de los aisladores de las fases a y c con el impacto del rayo en el tope de la torre para el modelo 1.

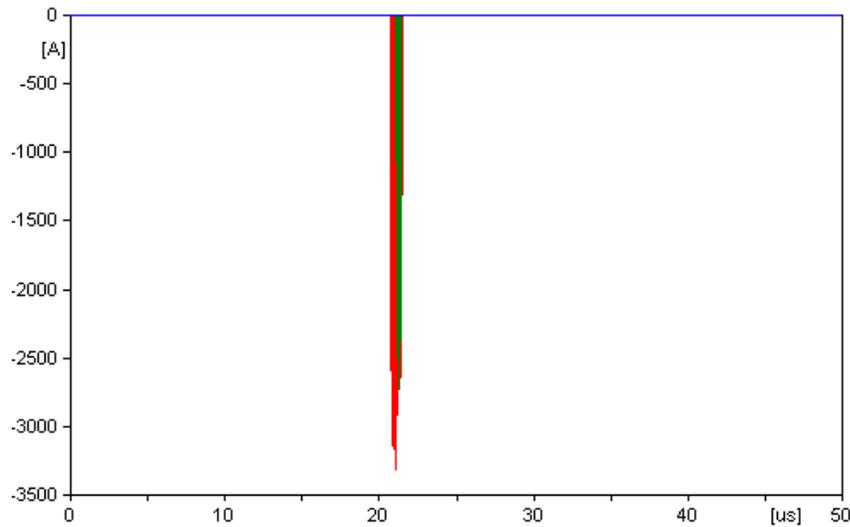


Figura 3.1.1.5 Corriente de falla de los aisladores de las fases a y c con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 1.

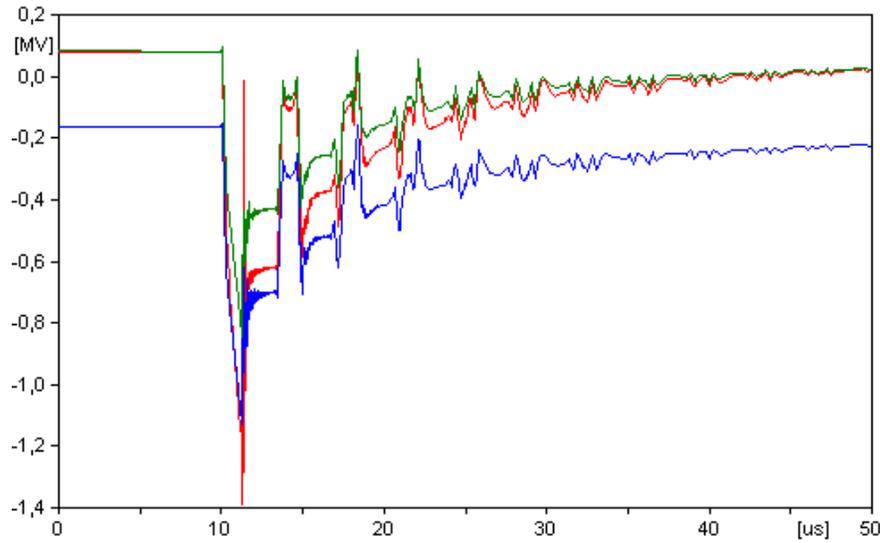


Figura 3.1.1.6 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en la torre para el modelo 1.

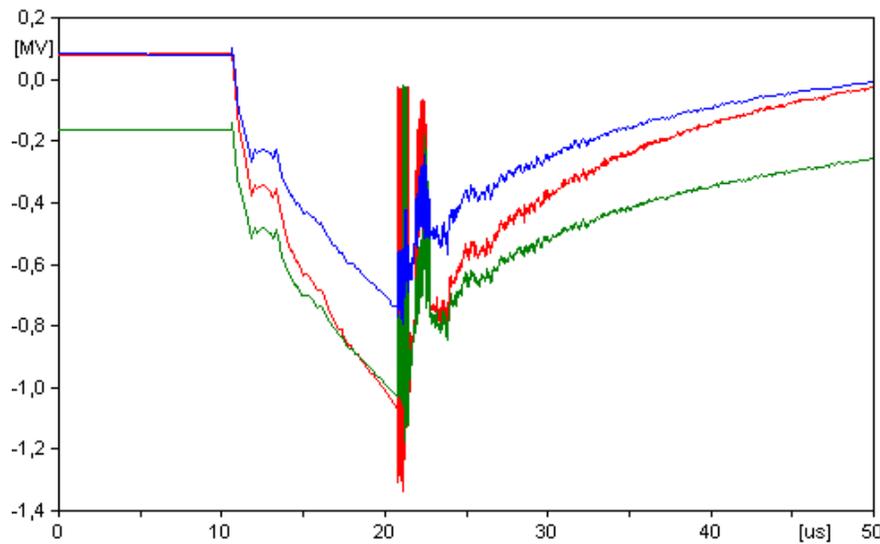


Figura 3.1.1.7 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 1.

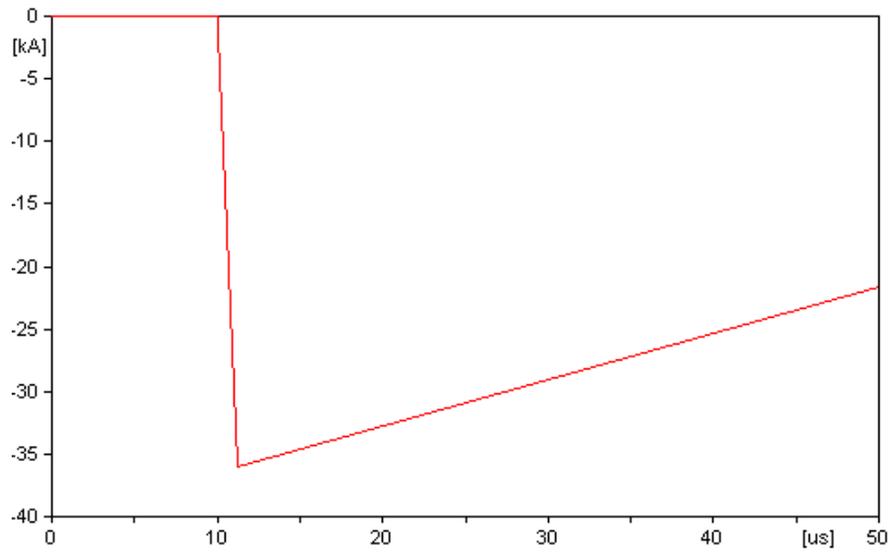


Figura 3.1.1.8 Corriente de rayo mínima (36 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el tope de la torre para el modelo1.

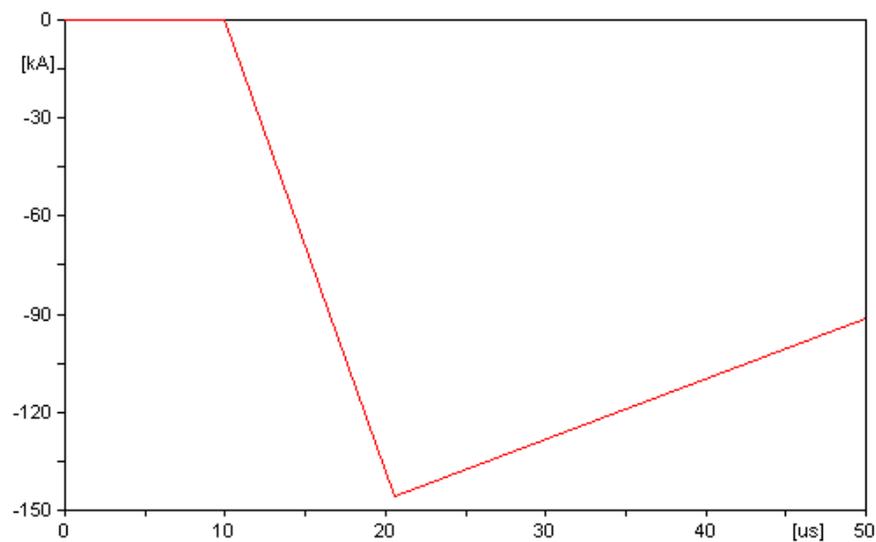


Figura 3.1.1.9 Corriente de rayo mínima (146 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para el modelo1.

3.1.2 Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 2 de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.

Este Modelo 2 es usado en terrenos de muy alta resistividad, el cual consiste en un electrodo horizontal enterrado a todo lo largo del vano entre torres. En este caso se considera un vano de 250 m de longitud y una resistencia de dispersión para cada electrodo de 1.96Ω , los cuales están interconectados a lo largo de la línea como se muestra en la figura 3.1.2.1 para la incidencia del rayo en la torre y la figura 3.1.2.2 para la incidencia del rayo en el vano. En las figuras 3.1.1.3 y 3.1.1.4 se muestran los valores de las corrientes de falla, y el voltaje a través de los aisladores para la corriente mínima de rayo que los hace fallar, figuras 3.1.1.5 y 3.1.1.6.

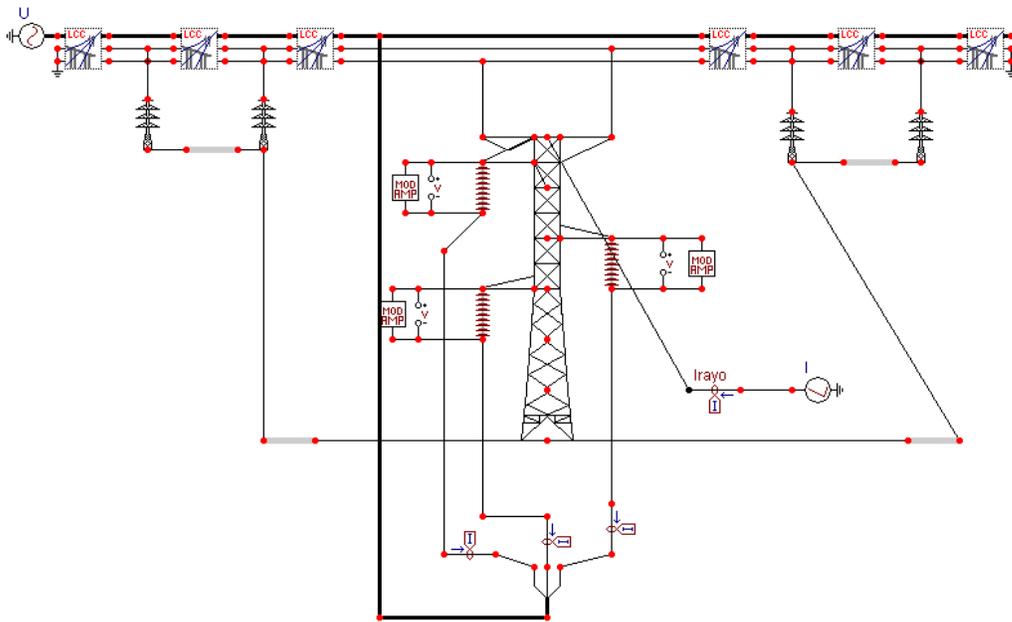


Figura 3.1.2.1 Modelo para la incidencia del rayo en la torre.

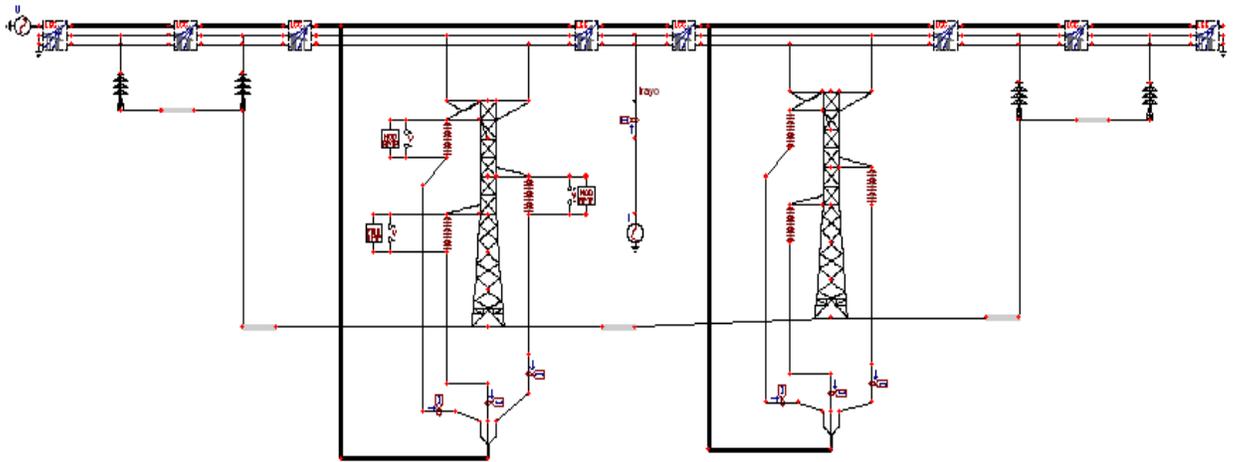


Figura 3.1.2.2 Modelo para la incidencia del rayo en el vano entre torres.

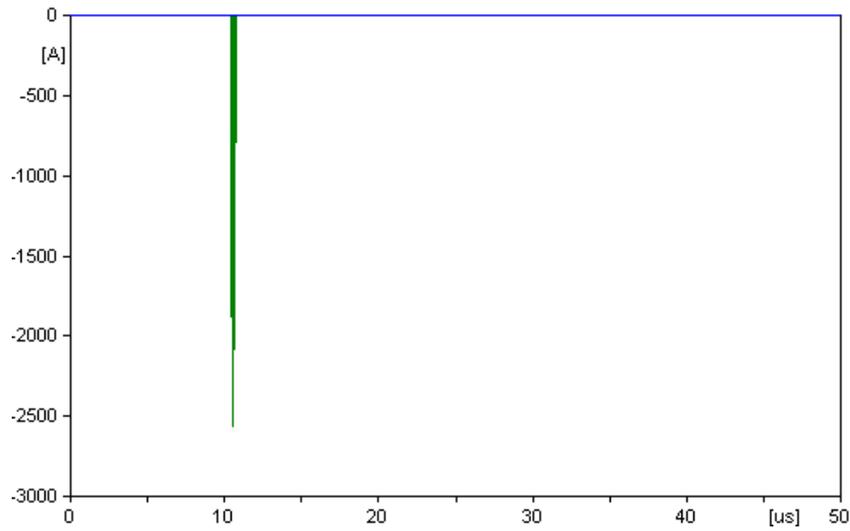


Figura 3.1.2.3 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el tope de la torre para el modelo 2.

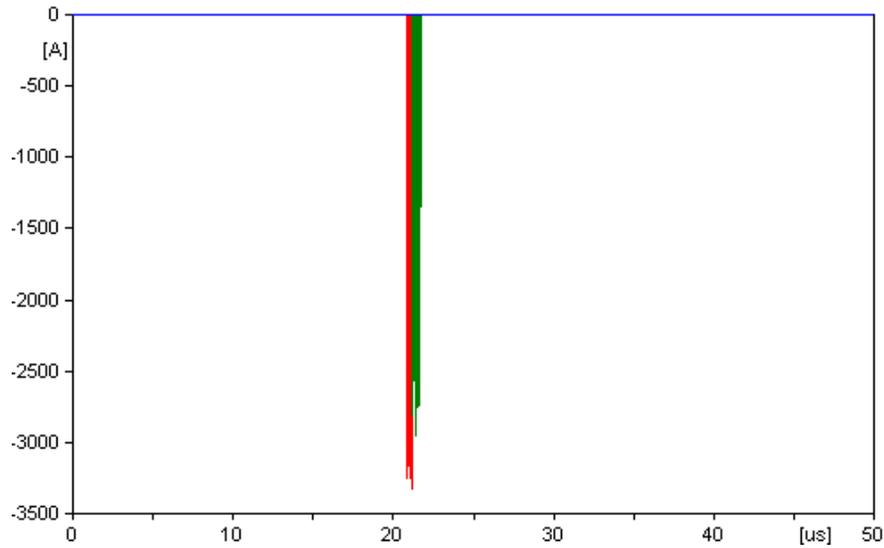


Figura 3.1.2.4 Corriente de falla de los aisladores de las fases a y c con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 2.

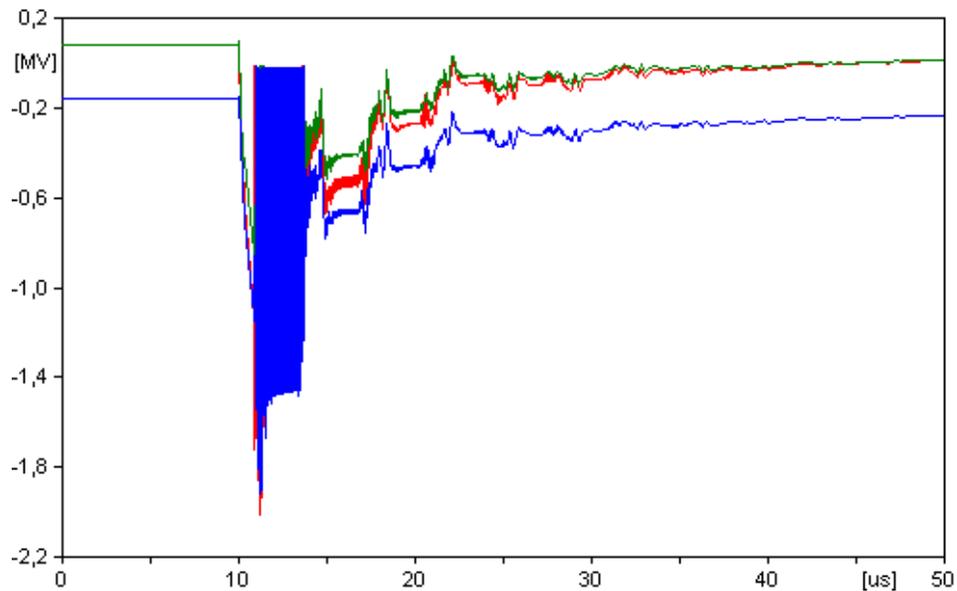


Figura 3.1.2.5 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en la torre para el modelo 2.

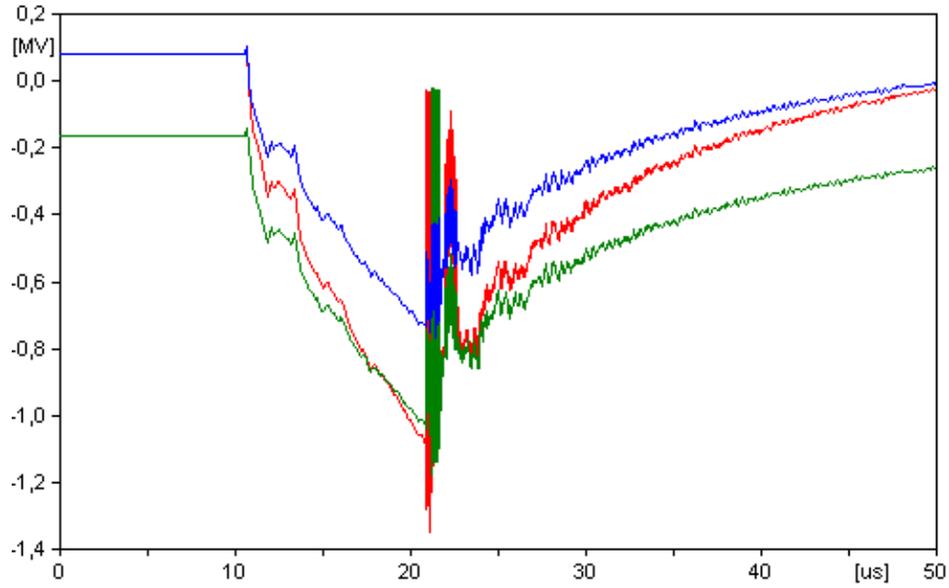


Figura 3.1.2.6 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 2.

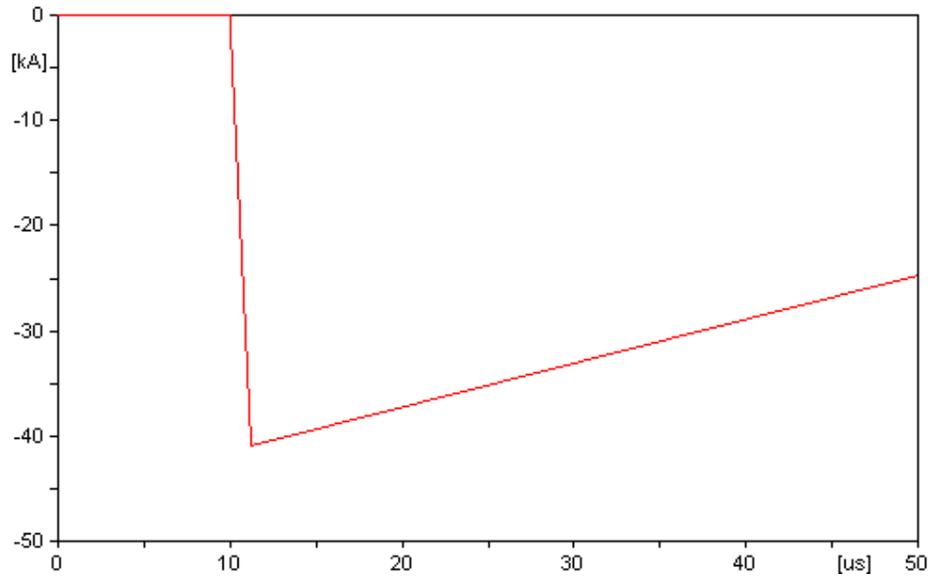


Figura 3.1.2.7 Corriente de rayo mínima (41 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el tope de la torre para el modelo 2.

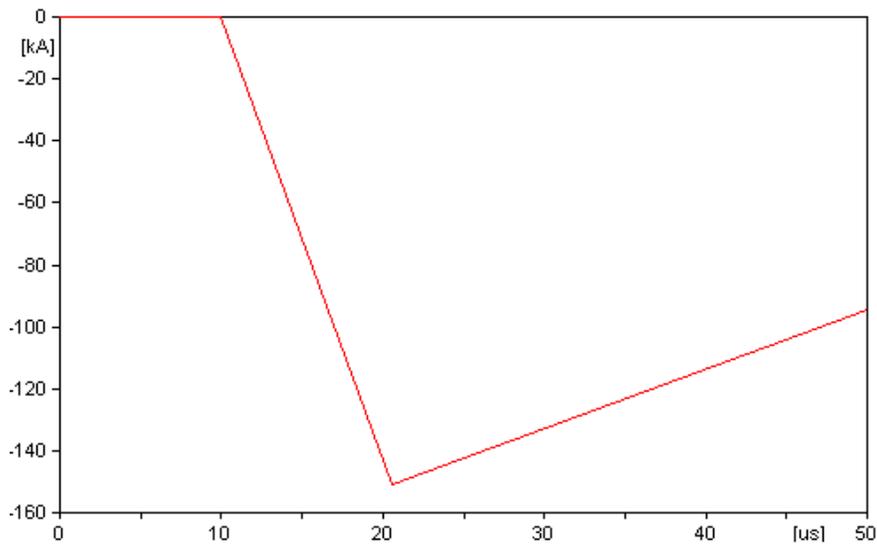


Figura 3.1.2.8 Corriente de rayo mínima (151 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para el modelo 2.

3.1.3 Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 3 de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.

Este Modelo 3 también se usa en terrenos de alta resistividad, en este se usan electrodos de diferentes longitudes dentro de la configuración, en los electrodos centrales la resistencia de dispersión es de 49.39Ω y longitud de 5 m, mientras que en los electrodos exteriores son de resistencia de dispersión 28.81Ω y longitud de 10 m, en las figuras 3.1.3.1 y 3.1.3.2 se muestran los modelos utilizados. Además el comportamiento de la corriente de los aisladores cuando fallan. En las figuras 3.1.3.3 y 3.1.3.4 se muestran los valores de las corrientes mínimas de falla y el voltaje a través de los aisladores para la corriente mínima de rayo que los hace fallar, figuras 3.1.3.5 y 3.1.3.6.

y de la corriente del rayo que incide en la torre y el vano.

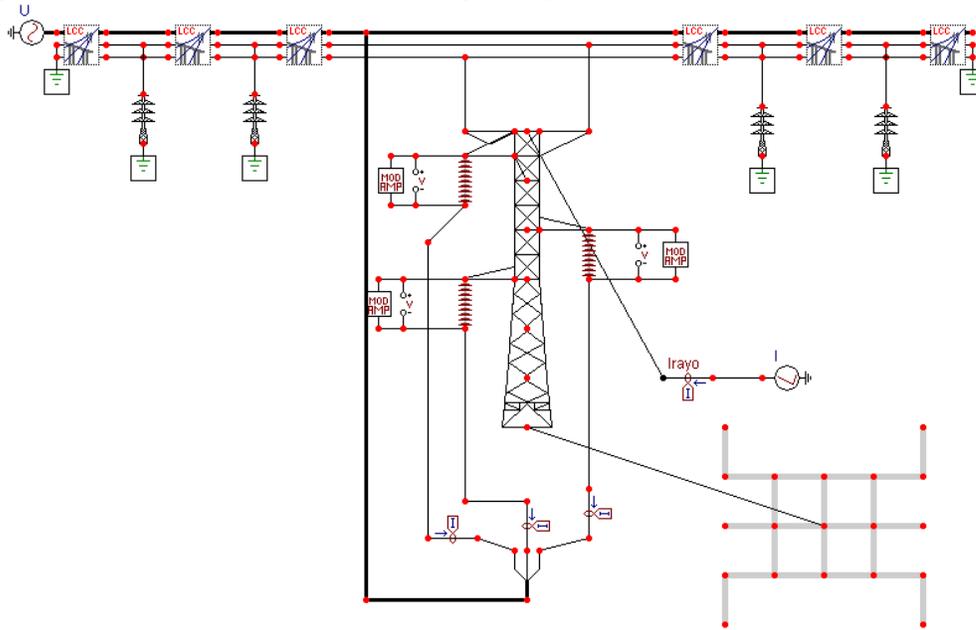


Figura 3.1.3.1 Modelo para la incidencia del rayo en la torre.

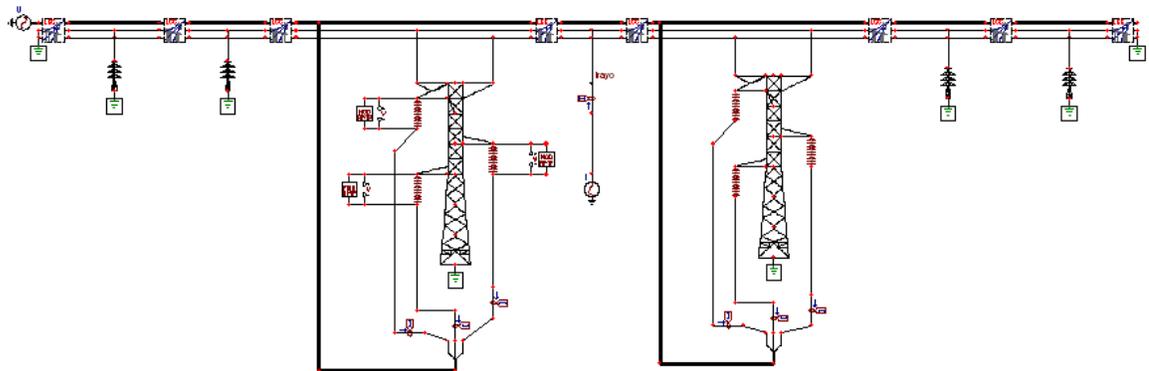


Figura 3.1.3.2 Modelo para la incidencia del rayo en el vano entre torres.

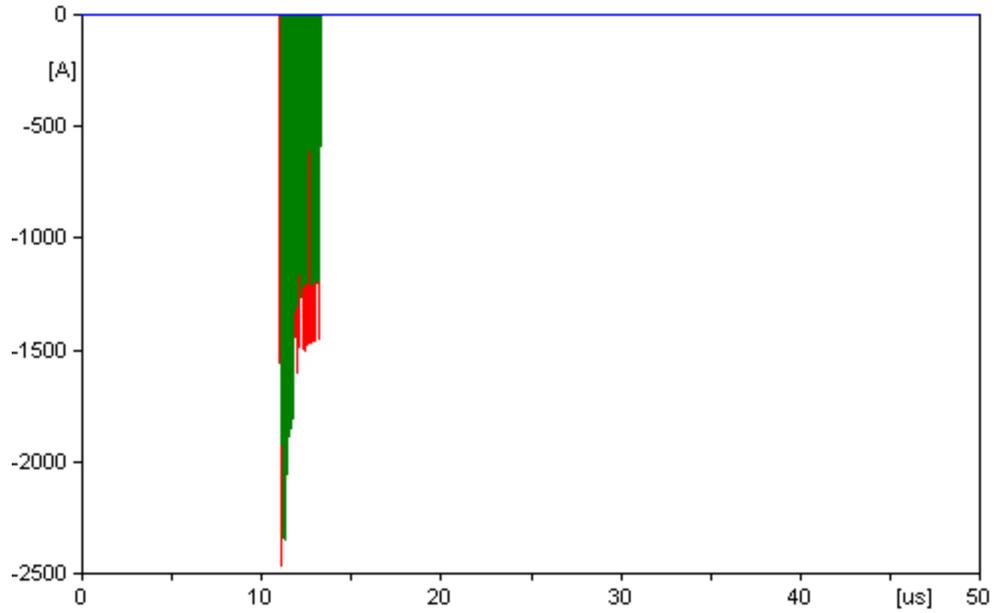


Figura 3.1.3.3 Corriente de falla de los aisladores de la fase a y c con el impacto del rayo en el tope de la torre para el modelo 3.

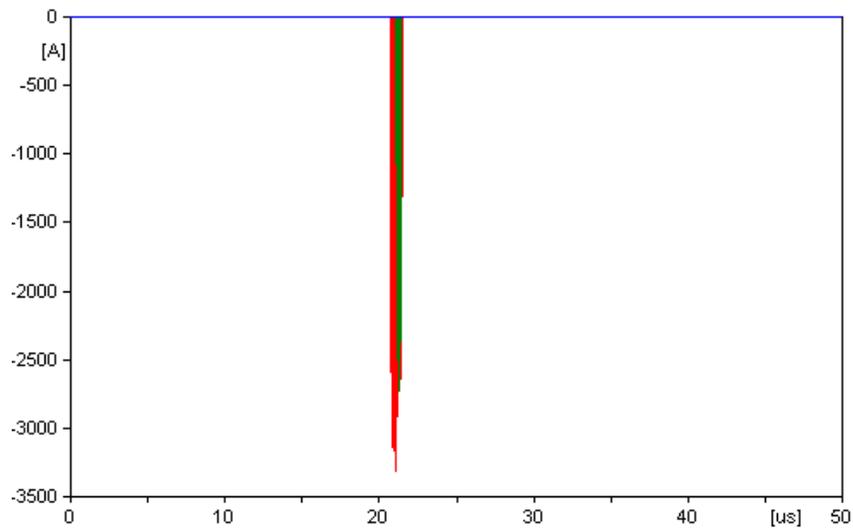


Figura 3.1.3.4 Corriente de falla de los aisladores de las fases a y c con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 3.

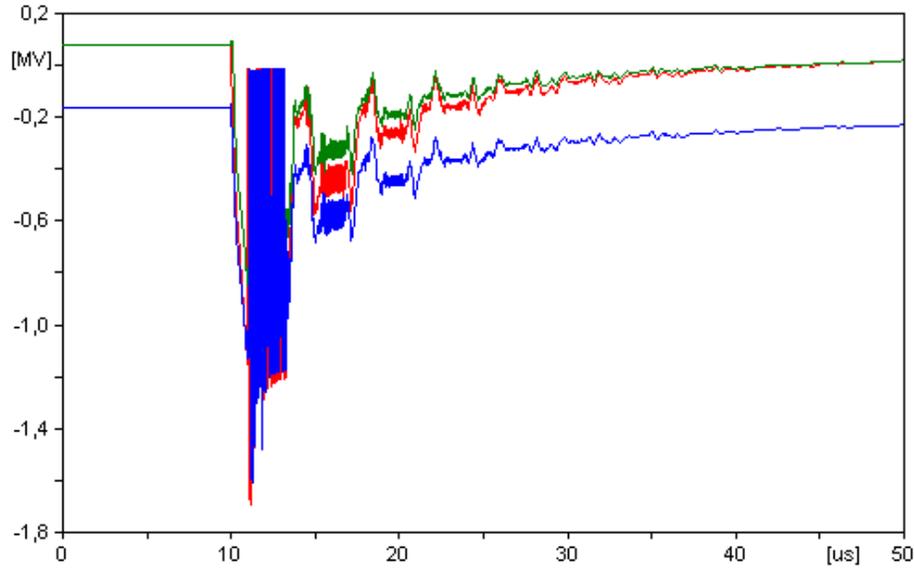


Figura 3.1.2.5 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 3.

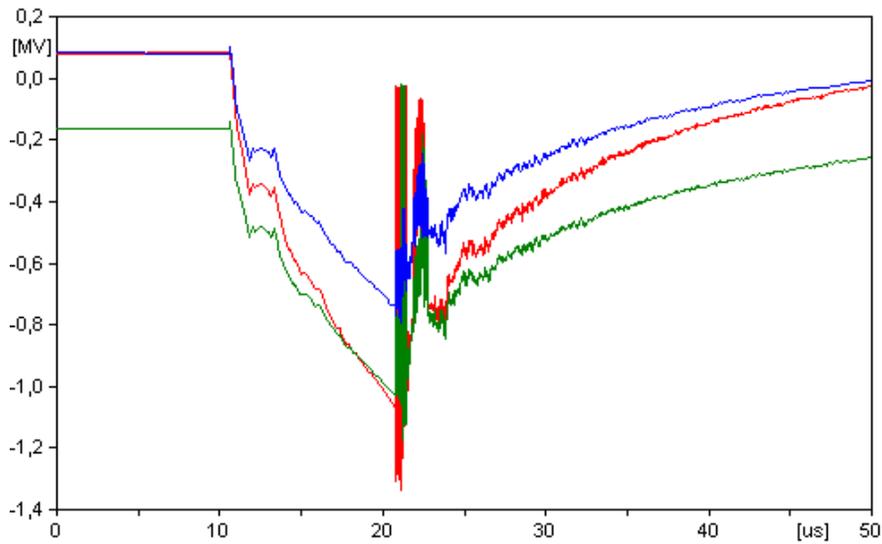


Figura 3.1.1.7 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 3.

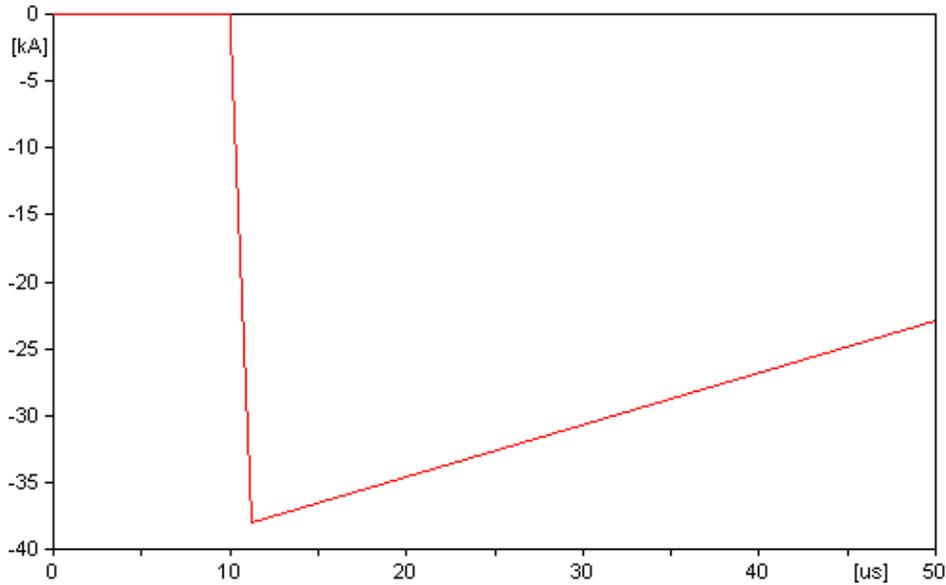


Figura 3.1.3.5 Corriente de rayo mínima (38 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el tope de la torre para el modelo 3.

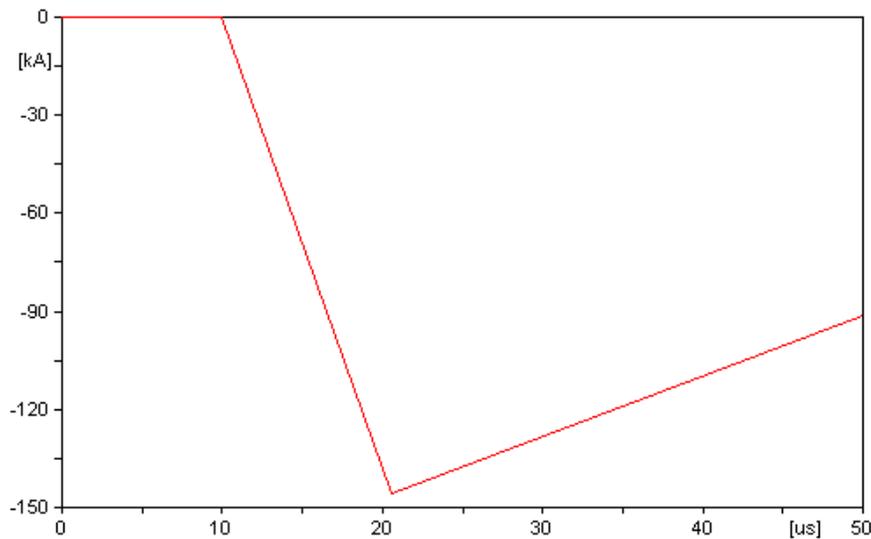


Figura 3.1.3.6 Corriente de rayo mínima (147 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para el modelo 3.

3.1.4 Resultados para los tres modelos de resistencia variable en el tiempo.

Para la obtención de la razón de salida de la línea para cada valor de corriente se utilizó un programa en Matlab, según el algoritmo propuesto en el epígrafe 2.3.1

Tabla 3.1. Obtención de la razón de salida para resistencias variables en el tiempo

Modelos empleados	Resistencia de dispersión(Ω)*	Valor de corriente de fallo mínima con impacto en la torre	Valor de corriente de fallo mínima con impacto en los vanos	Razón de salida en las líneas salidas/100 km/año
1	49.39	36	146	6
2	28.81	40	151	5
3	(49.39, 28.81)	38	148	6

* Los valores de resistencia de dispersión mostrados es para cada electrodo de cada configuración.

3.2 Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con modelos de resistencias de conexión a tierra constantes en el tiempo.

Para determinar los valores de resistencias constantes me apoyo en los resultados obtenidos en el programa PAST, del cual se tomaron muestras para resistividad de 100(Ω m) en terreno homogéneo para electrodo horizontal. A partir de las figuras 3.2.1 y 3.2.2, voy a variar los valores de la resistencia y obtener las fallas en los aisladores, además el índice de salida de la línea.

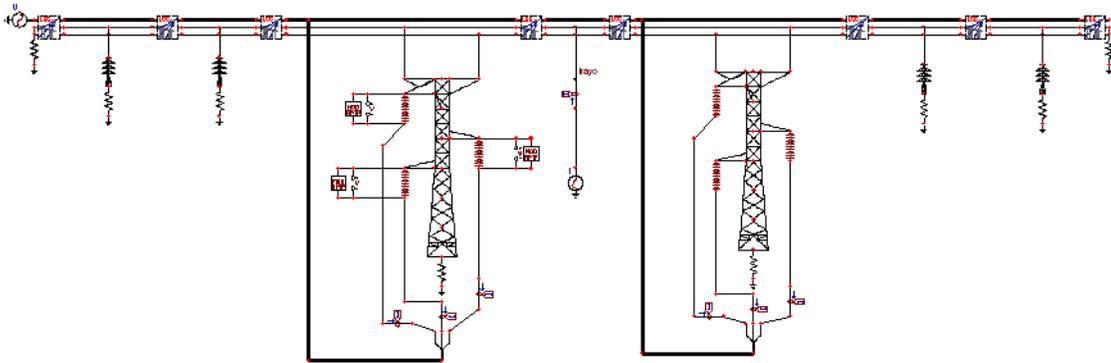


Figura 3.2.1. Modelo a usar para el cálculo de resistencias constantes con el tiempo con la incidencia del rayo en los vanos.

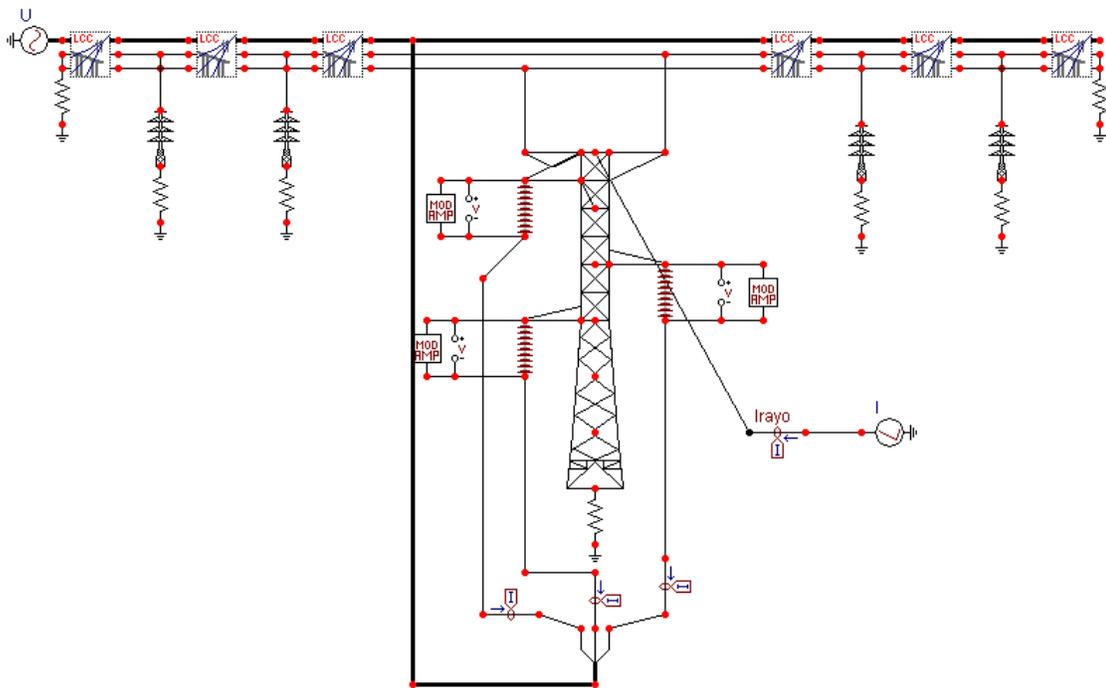


Figura 3.2.2. Modelo a usar para el cálculo de resistencias constantes con el tiempo con la incidencia del rayo en la torre.

3.2.1 Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 1 de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.

Para este caso se usa un valor de resistencia constante en el tiempo obtenida con el PAST de 4.07Ω . En las figuras 3.2.1.1 y 3.2.1.2 se muestran las corrientes de falla en los aisladores y en las figuras 3.2.1.5 y 3.2.1.6 las corrientes mínimas de rayo que hacen fallar el aislamiento.

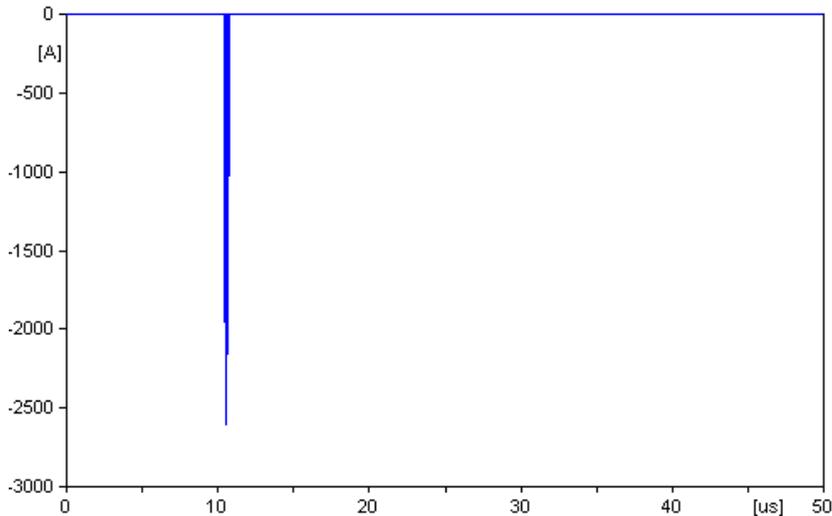


Figura 3.2.1.1 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el tope de la torre para el modelo 1.

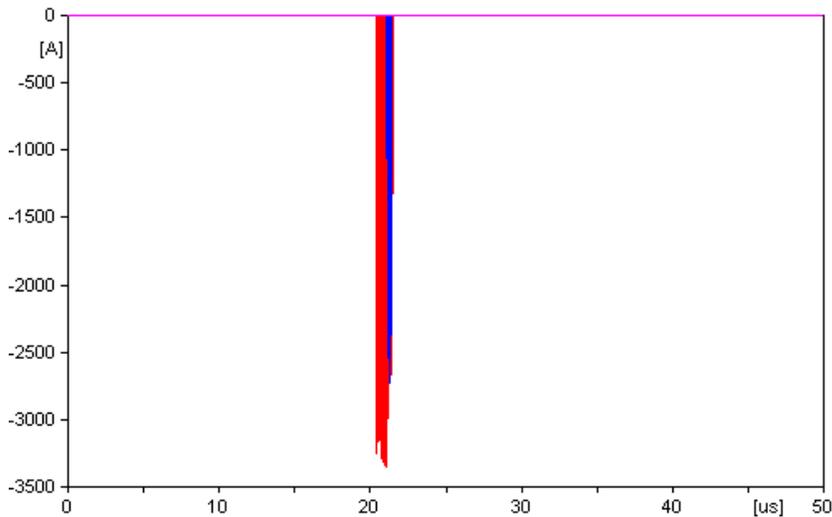


Figura 3.2.1.2 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 1.

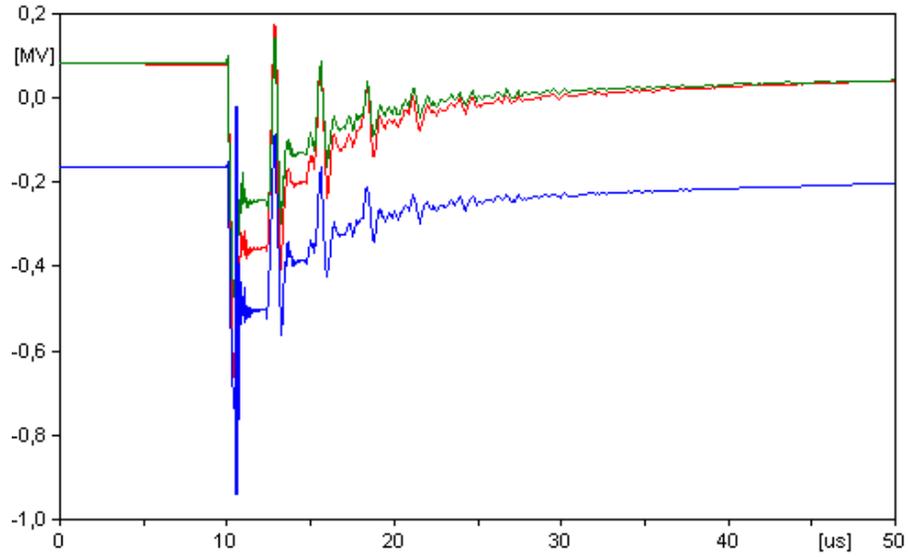


Figura 3.2.1.3 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en la torre para el modelo 1 de resistencia constante.

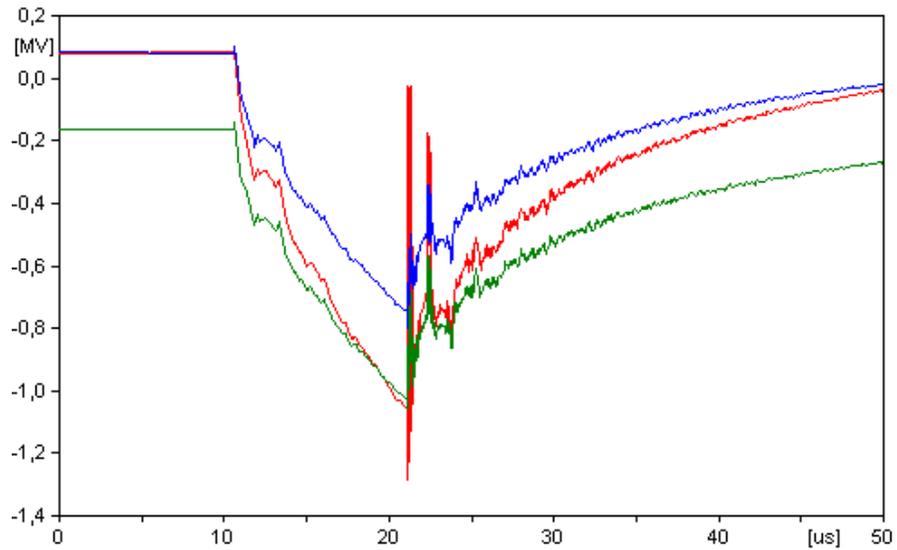


Figura 3.2.1.4 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 1 de resistencia constante.

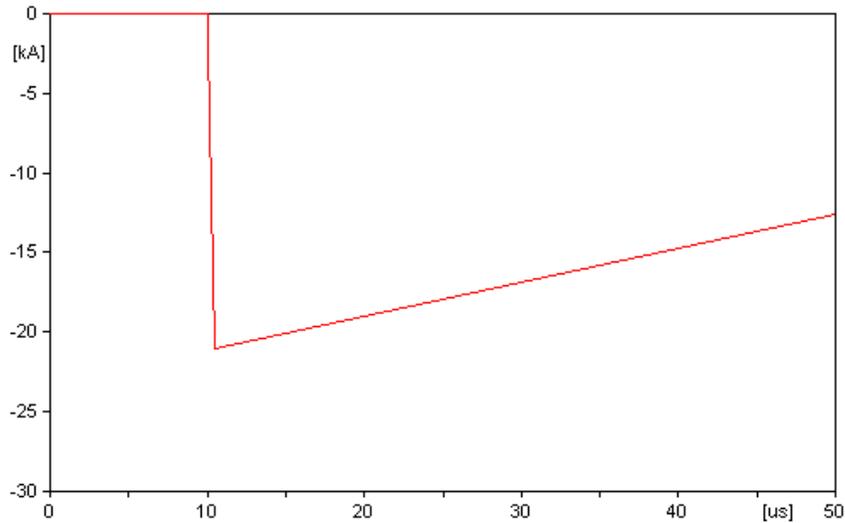


Figura 3.2.1.5. Corriente de rayo mínima (21kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el tope de la torre para el modelo 1.

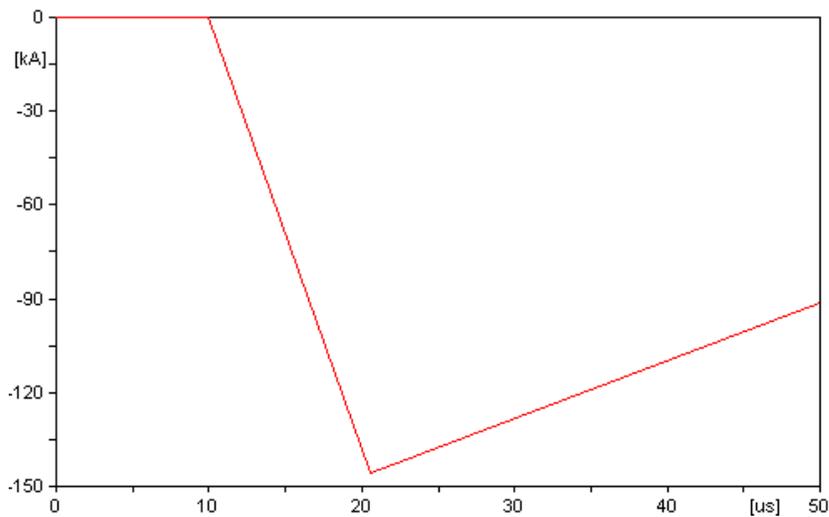


Figura 3.2.1.6 Corriente de rayo mínima (136 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para el modelo 1.

3.2.2 Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 2 de resistencias de conexión a tierra variables en el tiempo.

Para este caso se usa un valor de resistencia constante en el tiempo obtenida con el PAST de 0.94Ω . En las figuras 3.2.2.1 y 3.2.2.2 se muestran las corrientes de falla en los aisladores y en las figuras 3.2.2.5 y 3.2.2.6 las corrientes mínimas de rayo que hacen fallar el aislamiento.

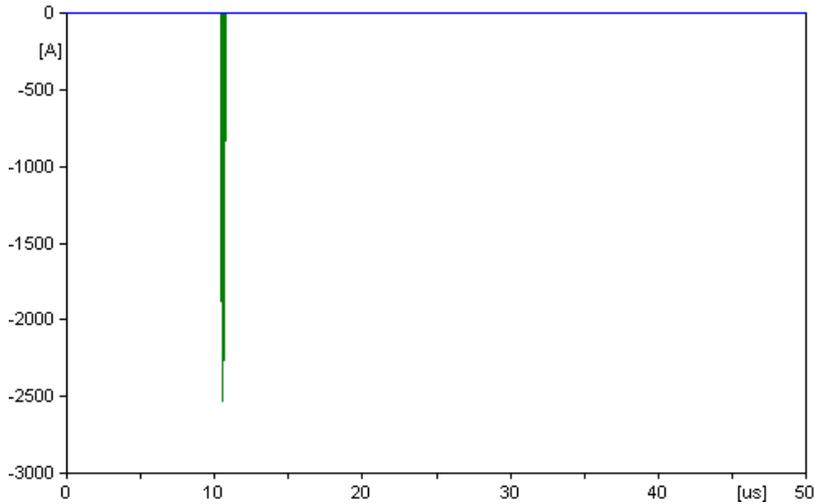


Figura 3.2.2.1 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el tope de la torre para el modelo 2.

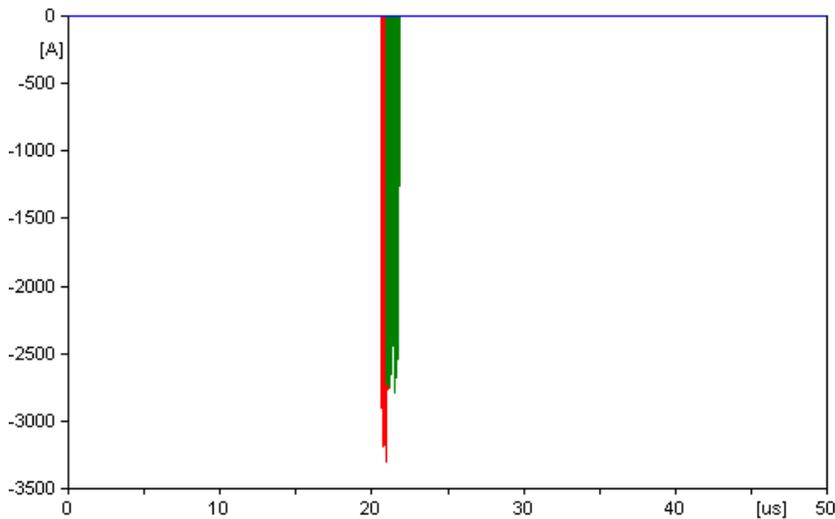


Figura 3.2.2.2 Corriente de falla de los aisladores de la fase a y c con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 2.

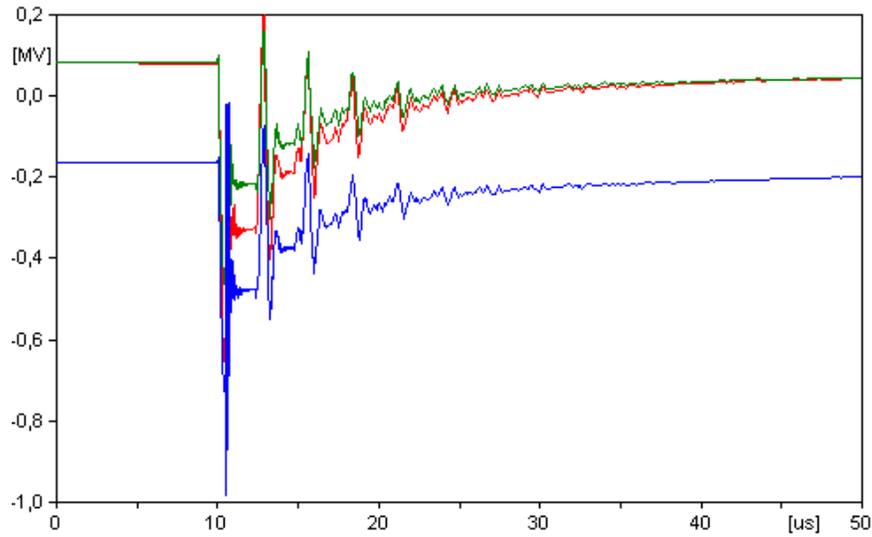


Figura 3.2.2.3 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en la torre para el modelo 2 de resistencia constante.

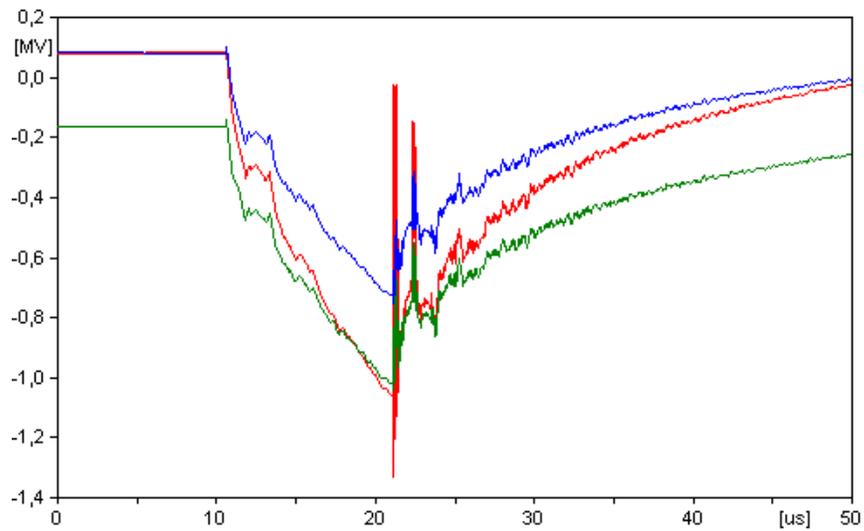


Figura 3.2.2.4 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 2 de resistencia constante.

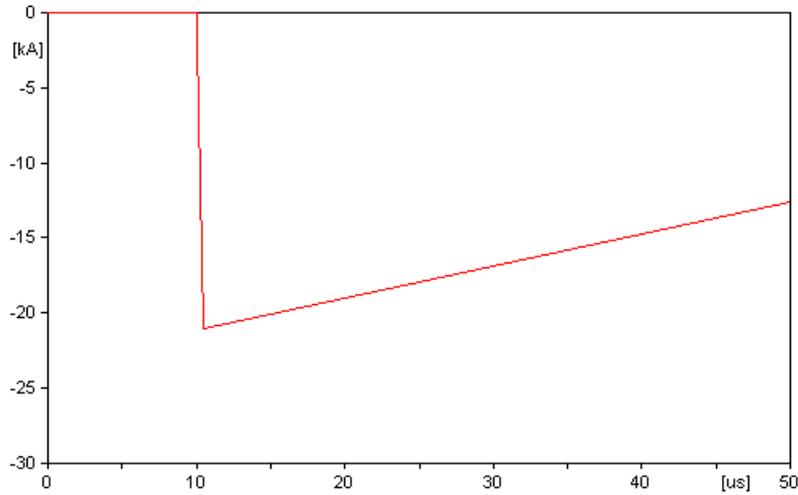


Figura 3.2.2.5 Corriente de rayo mínima (21kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el tope de la torre para el modelo 2.

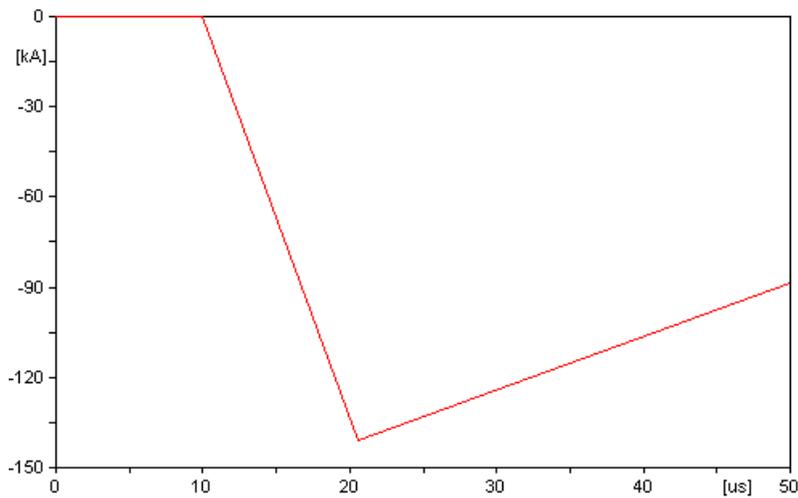


Figura 3.2.2.6 Corriente de rayo mínima (146 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para el modelo 2.

3.2.3 Comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas con el Modelo 3 de resistencias de conexión a tierra variables con el tiempo.

Para este caso se usa un valor de resistencia constante en el tiempo obtenida con el PAST de 2.11Ω . En las figuras 3.2.3.1 y 3.2.3.2 se muestran las corrientes de falla en los aisladores y en las figuras 3.2.3.5 y 3.2.3.6 las corrientes mínimas de de que hacen fallar el aislamiento.

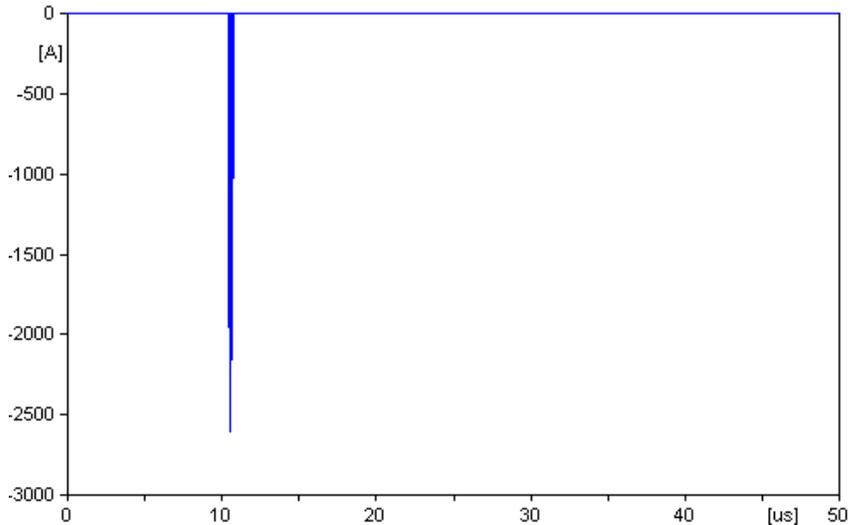


Figura 3.2.3.1 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el tope de la torre para el modelo 3.

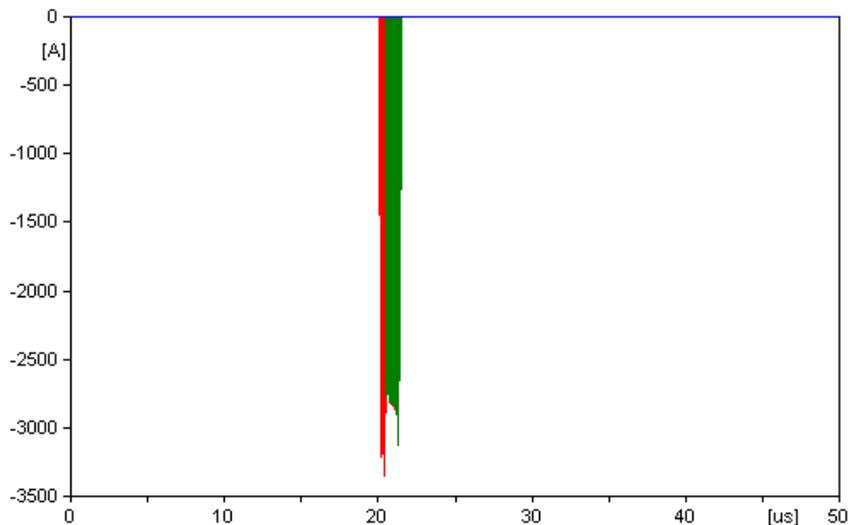


Figura 3.2.3.2 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 3.

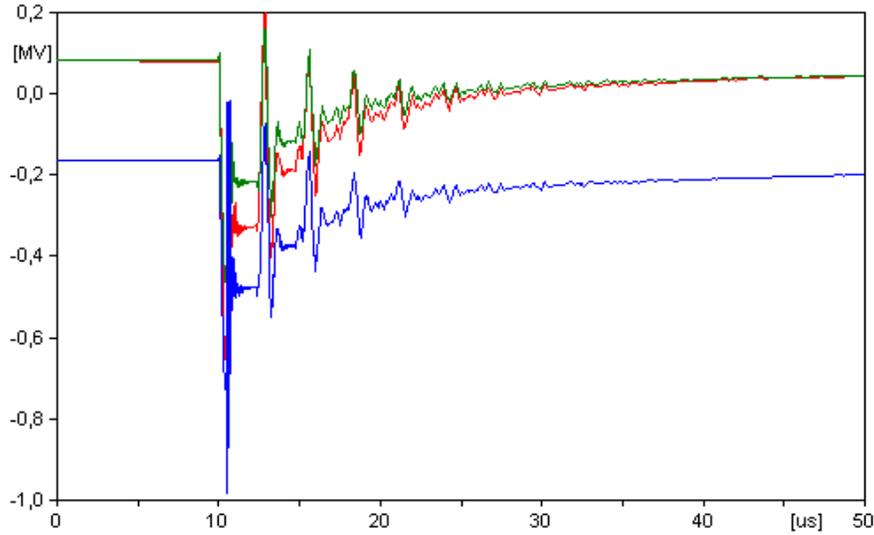


Figura 3.2.3.3 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en la torre para el modelo 3 de resistencia constante

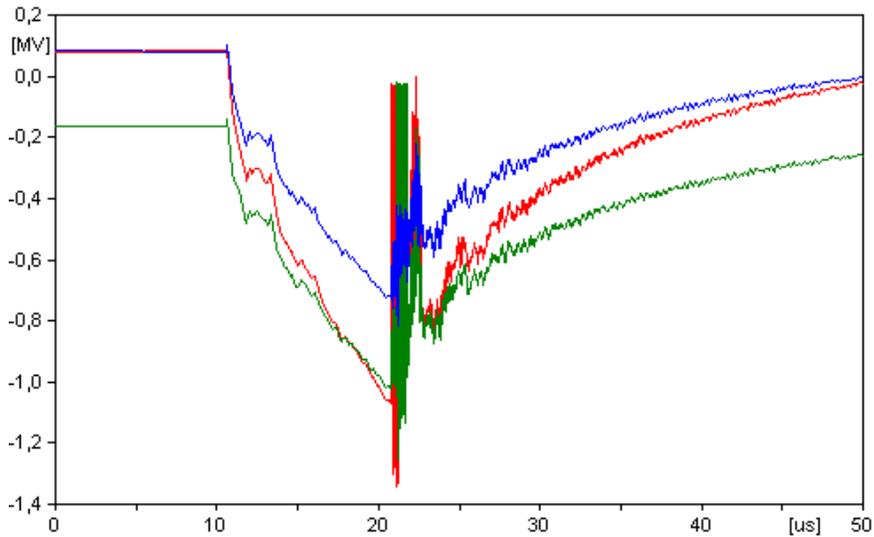


Figura 3.2.3.4 Voltaje de falla de los aisladores con el impacto del rayo en el vano entre torres para el modelo 3 de resistencia constante

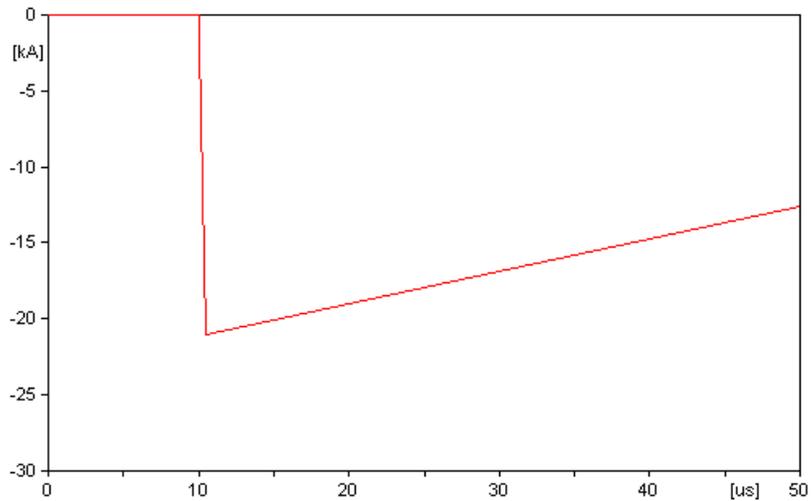


Figura 3.2.2.5 Corriente de rayo mínima (21kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el tope de la torre para el modelo 3.

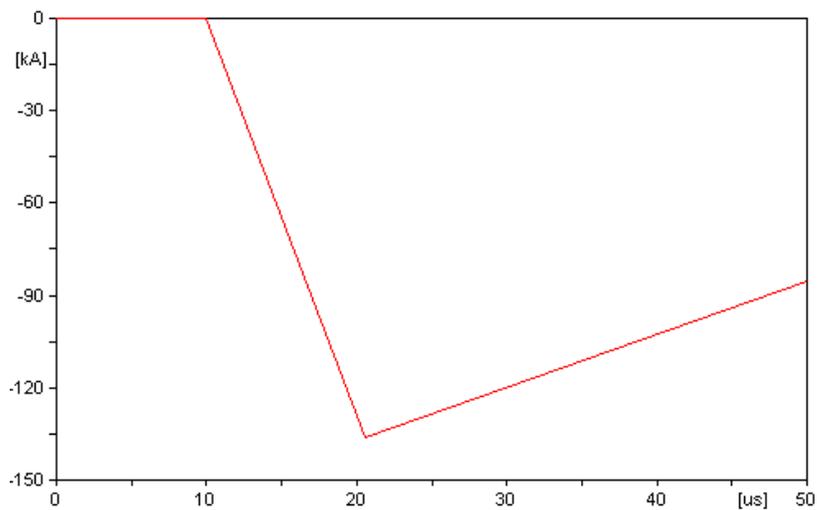


Figura 3.2.3.6 Corriente de rayo mínima (141 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para el modelo 3.

3.2.4 Resultados para los tres modelos de resistencia de conexión a tierra constantes en el tiempo.

Con los valores de corrientes mínimas de rayo obtenidas se determina la razón de salida de la línea para cada caso.

Tabla 3.2. Obtención de la razón de salida para resistencias constantes en el tiempo.

Resistencia constante(Ω)	Valor de corriente de fallo mínima con impacto en la torre (kA)	Valor de corriente de fallo mínima con impacto en los vanos (kA)	Razón de salida en las líneas (salidas/100 km/año)
0.94	21	146	9
2.11	21	141	9
4.07	21	136	9

3.3 Evaluación del comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.

La norma cubana tiene establecido valores máximos de resistencias de puesta a tierra según la resistividad del terreno como se muestra en la tabla 3.3.1

Tabla 3.3 Valores máximos admisibles de las resistencias de los sistemas de puesta a tierra en las estructuras de líneas aéreas eléctricas de 110 y 220 kV.

Valores de resistividad del suelo ρ (Ωm)	Máximo valor admisible de resistencia a tierra
	Ω
Hasta 100	10
de 101 a 500	15
de 501 a 1000	20
de 1001 a 5000	30

Mayor de 5000

 $6 \times 10^{-3} \rho$

Como se puede apreciar para valores altos de resistividad del terreno la resistencia máxima permisible puede tener valores relativamente altos, por lo que se propone hacer valoración del comportamiento del modelo de línea de transmisión empleado en los epígrafes anteriores, para los valores de resistencia propuestos en la norma.

3.3. Modelo 1 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.

Para una resistencia de 10Ω , obtiene los valores de corriente mínima de falla en los aisladores que se muestran en las figuras 3.3.1.1 y 3.3.1.2 y en las figuras 3.3.2.3 y 3.3.2.4 los voltajes mínimos que hacen fallar el aislamiento.

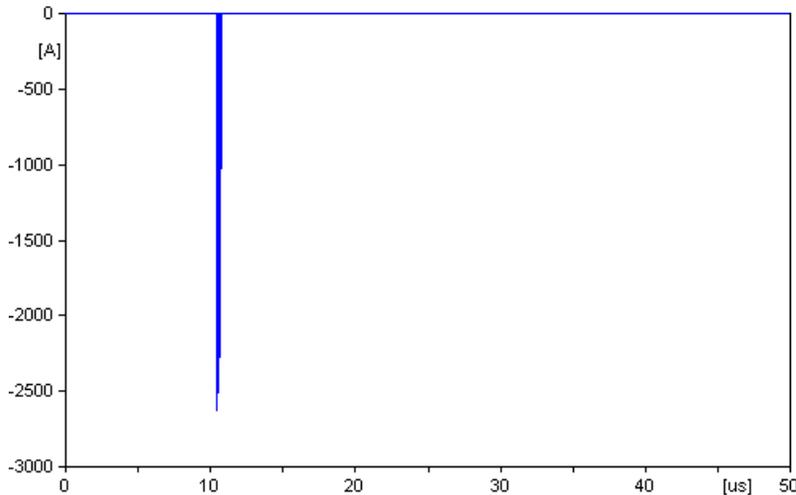


Figura 3.3.1.1 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el tope de la torre para resistencia de 10Ω .

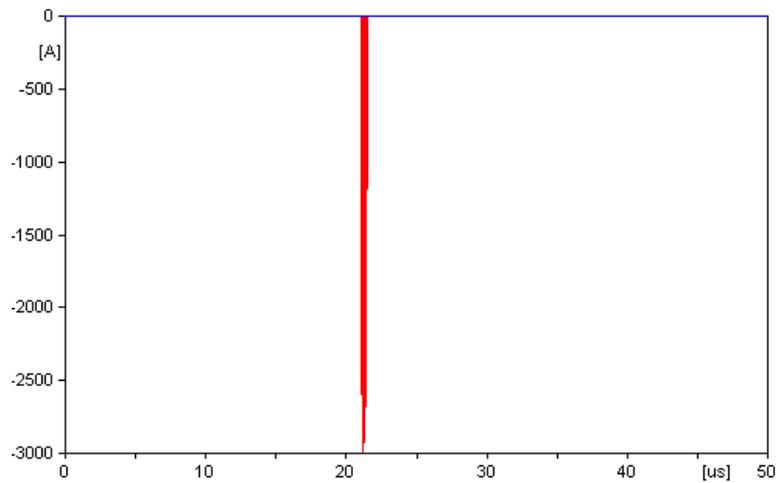


Figura 3.2.3.2 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 10Ω .

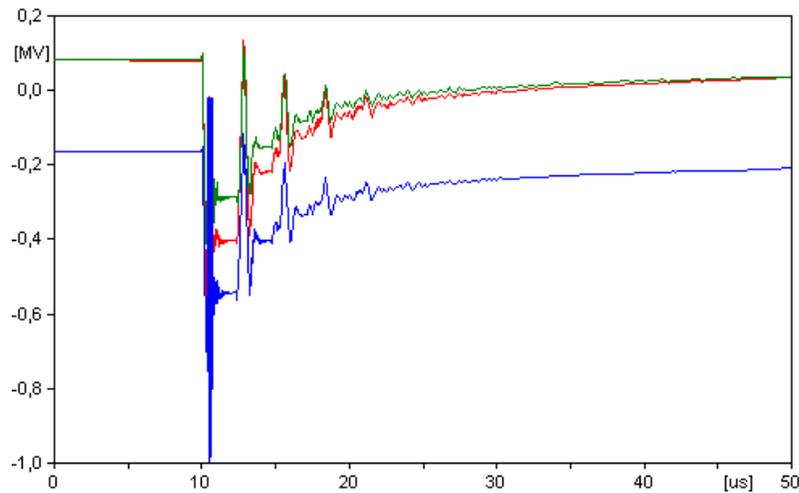


Figura 3.2.3.3 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el tope de la torre para resistencia de 10Ω .

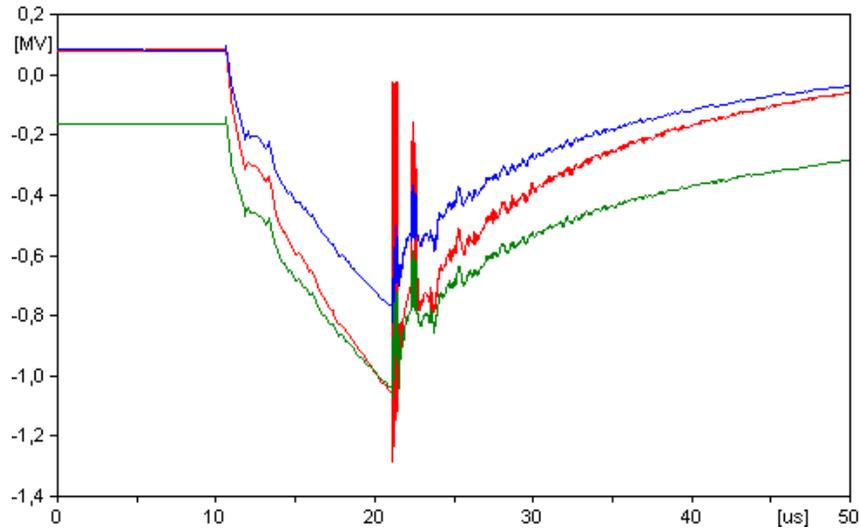


Figura 3.2.3.4 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 10 Ω.

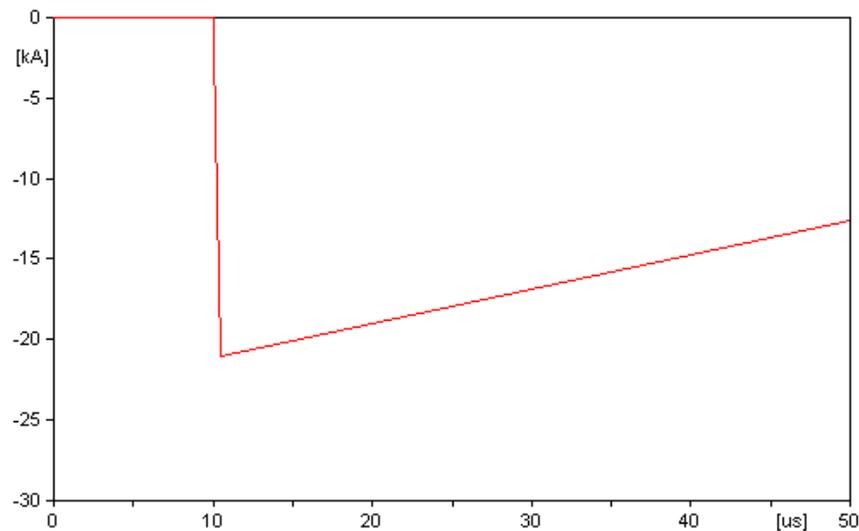


Figura 3.3.1.5 Corriente de rayo mínima (21kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el tope de la torre para resistencia de 10 Ω.

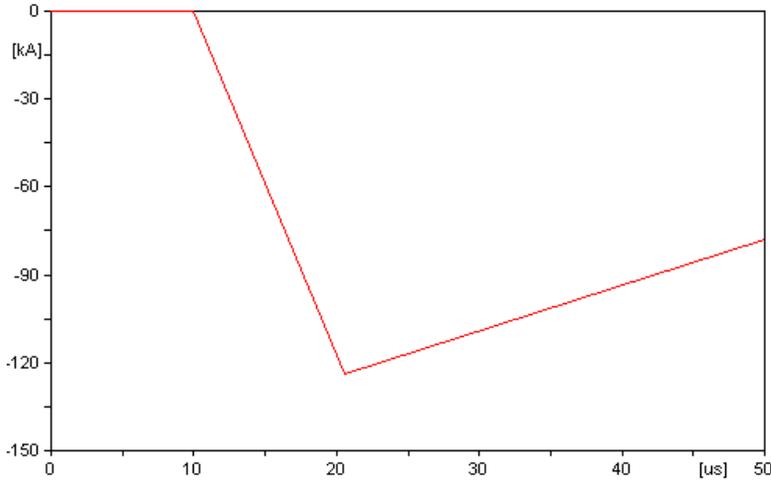


Figura 3.3.1.6 Corriente de rayo mínima (124 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para resistencia de 10 Ω .

3.3.2 Modelo 2 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.

Este modelo los resultados obtenidos son para una resistencia de 20 Ω .

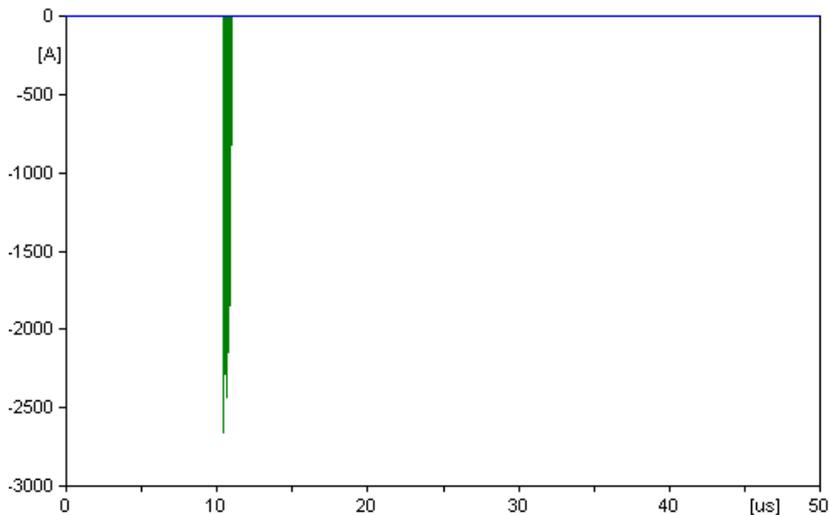


Figura 3.3.2.1 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el tope de la torre para resistencia de 20 Ω .

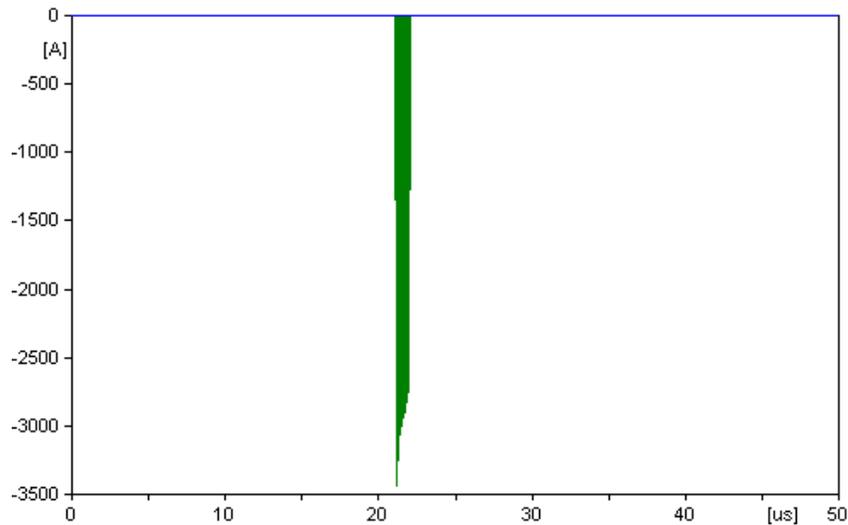


Figura 3.3.2.2 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 20Ω .

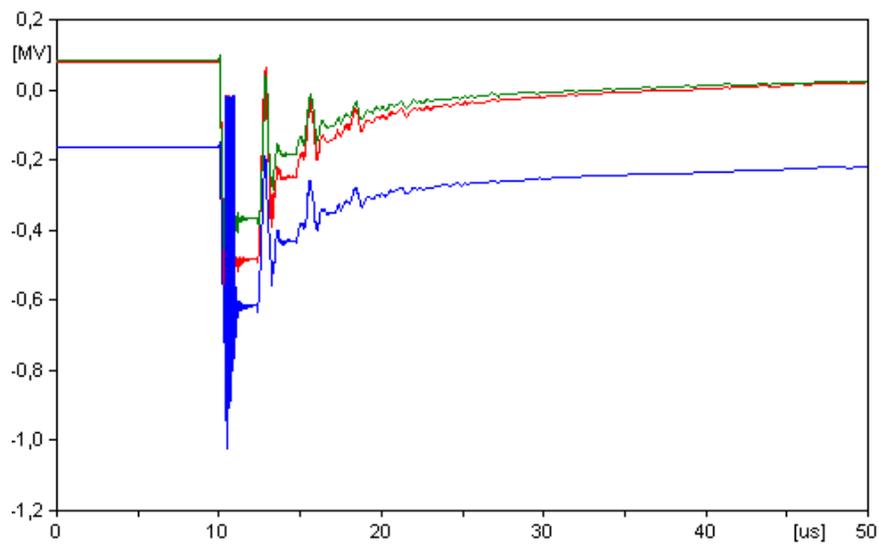


Figura 3.3.2.3 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el tope de la torre para resistencia de 20Ω

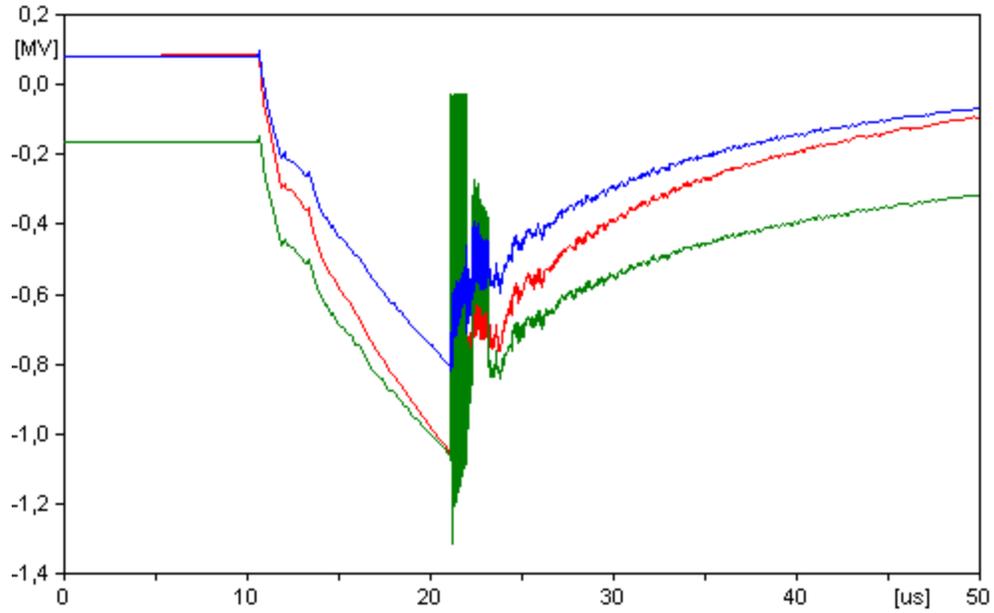


Figura 3.3.2.4 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 20 Ω.

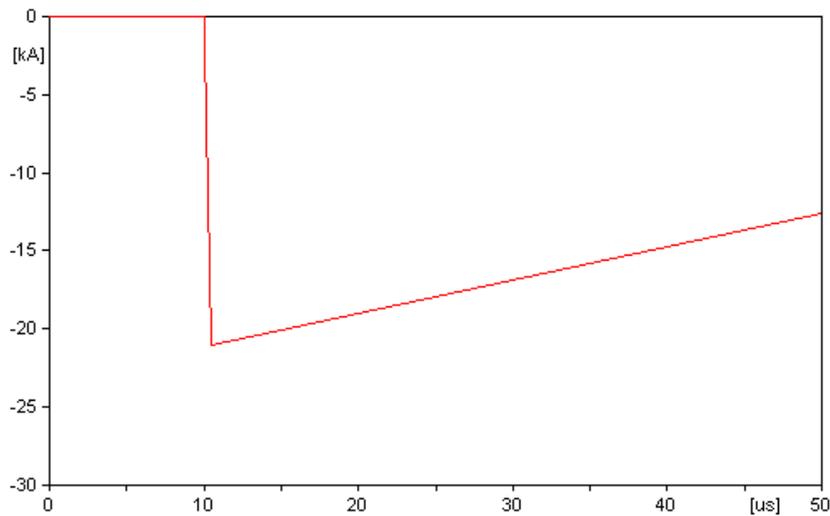


Figura 3.3.2.5 Corriente de rayo mínima (21 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en la torre para resistencia de 20.

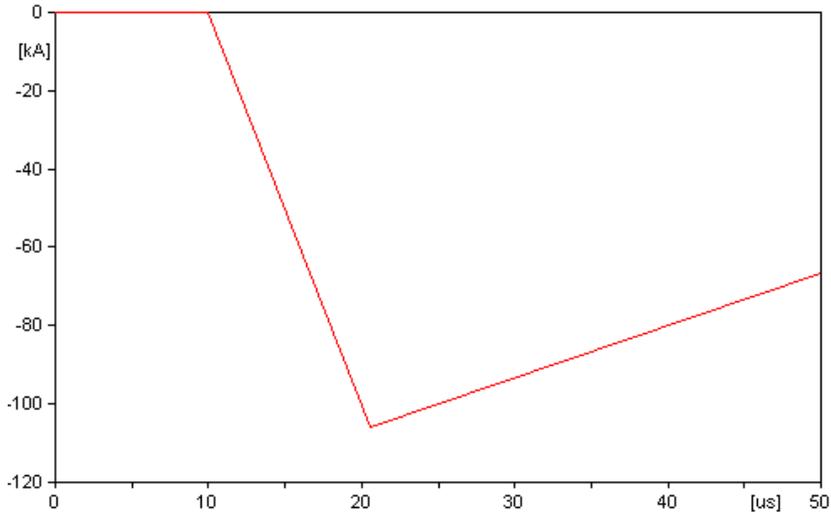


Figura 3.3.2.6 Corriente de rayo mínima (106 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para resistencia de 20 Ω .

3.3.3 Modelo 3 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.

Este modelo los resultados obtenidos son para una resistencia de 30 Ω .

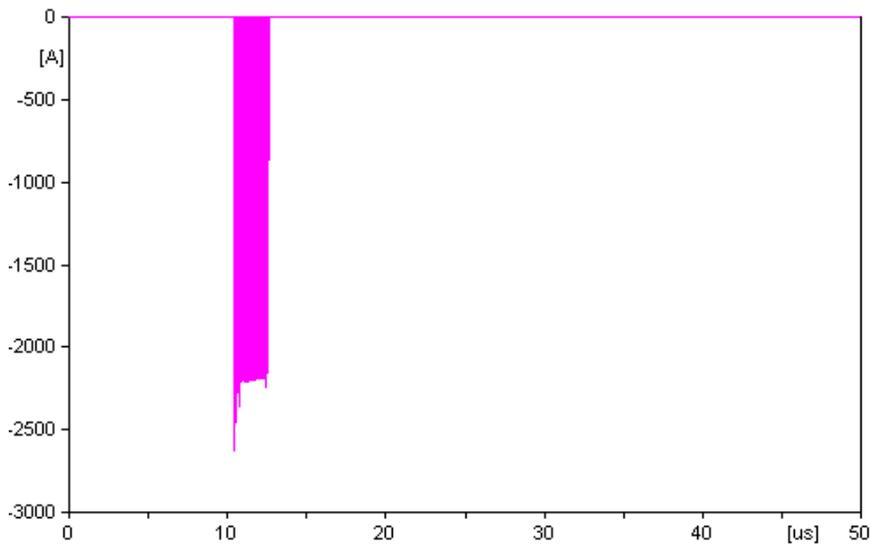


Figura 3.3.3.1 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el tope de la torre para resistencia de 30 Ω .

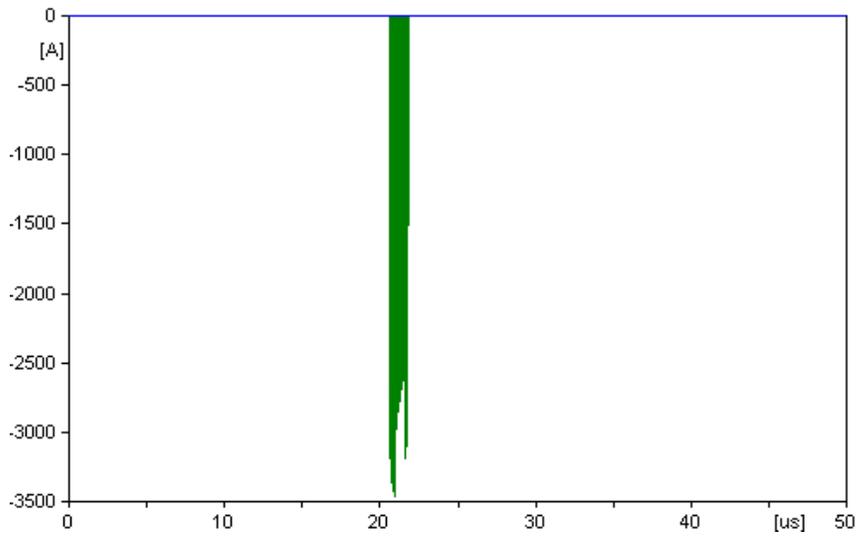


Figura 3.3.3.2 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 30Ω .

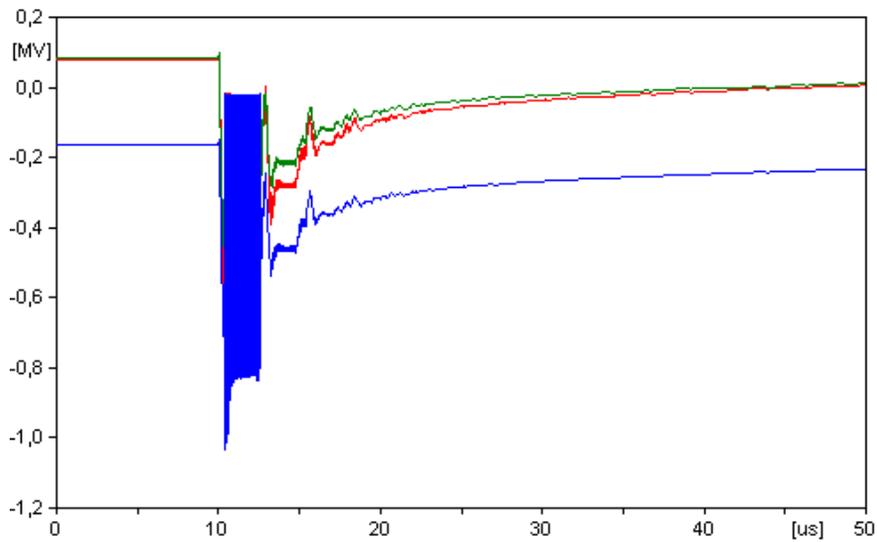


Figura 3.3.2.3 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en la torre para resistencia de 30Ω .

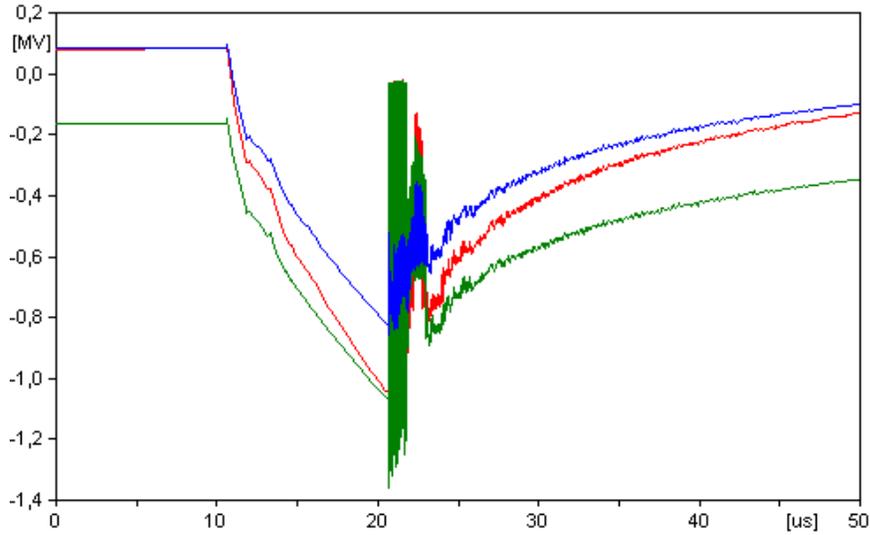


Figura 3.3.2.4 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 30 Ω.

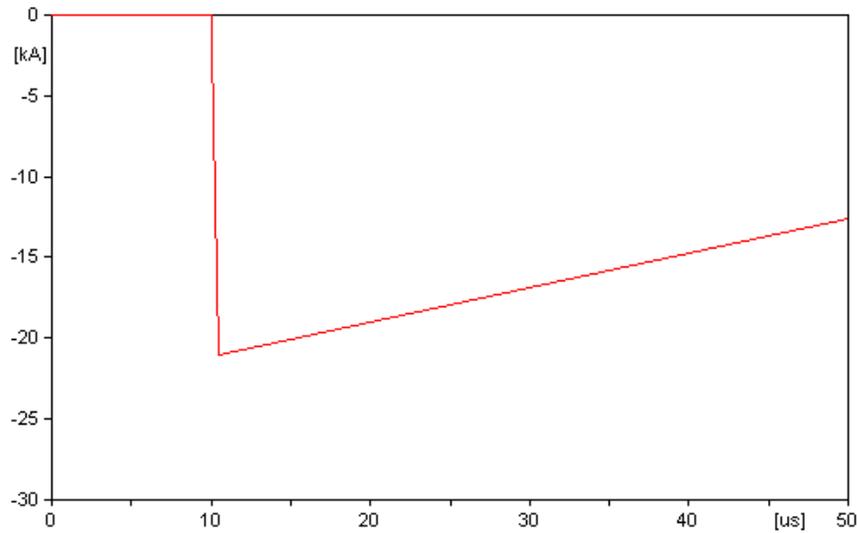


Figura 3.3.3.5 Corriente de rayo mínima (21kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el tope de la torre para resistencia de 30 Ω.

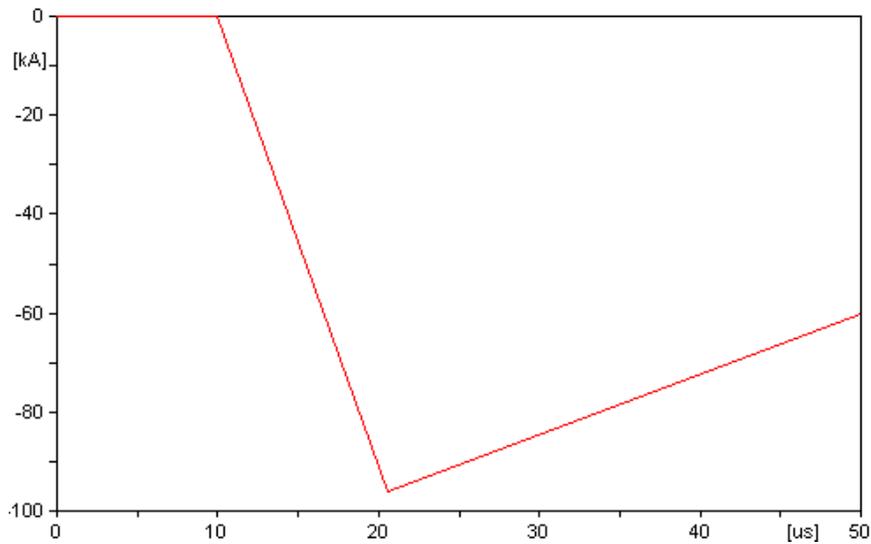


Figura 3.3.3.6 Corriente de rayo mínima (96 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para resistencia de 30 Ω .

3.3.4 Modelo 4 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.

En este modelo los resultados obtenidos son para una resistencia de 40 Ω .

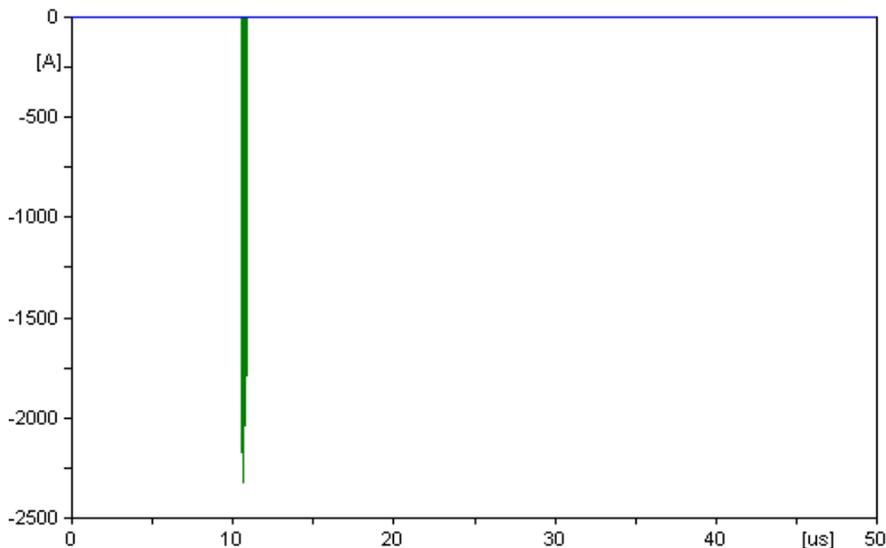


Figura 3.3.4.1 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 40 Ω .

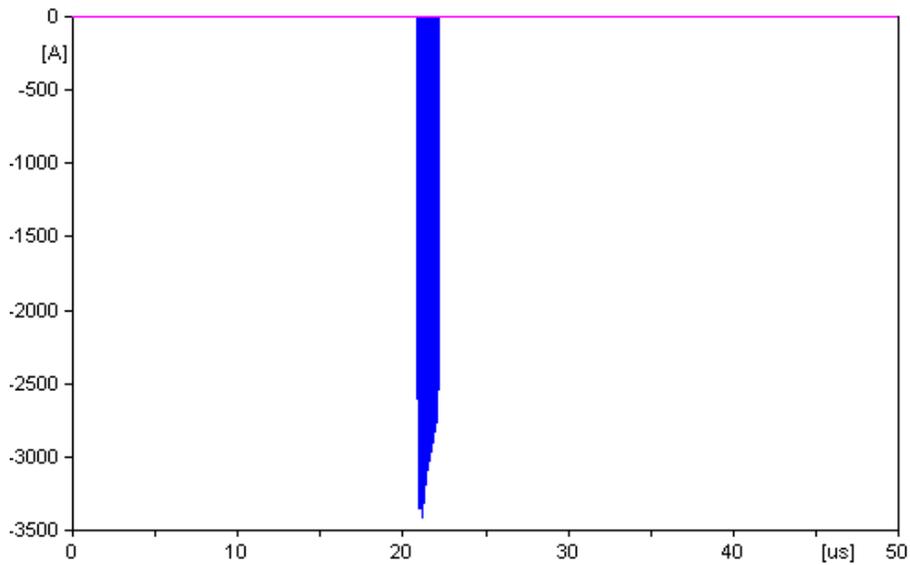


Figura 3.3.4.2 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 40Ω .

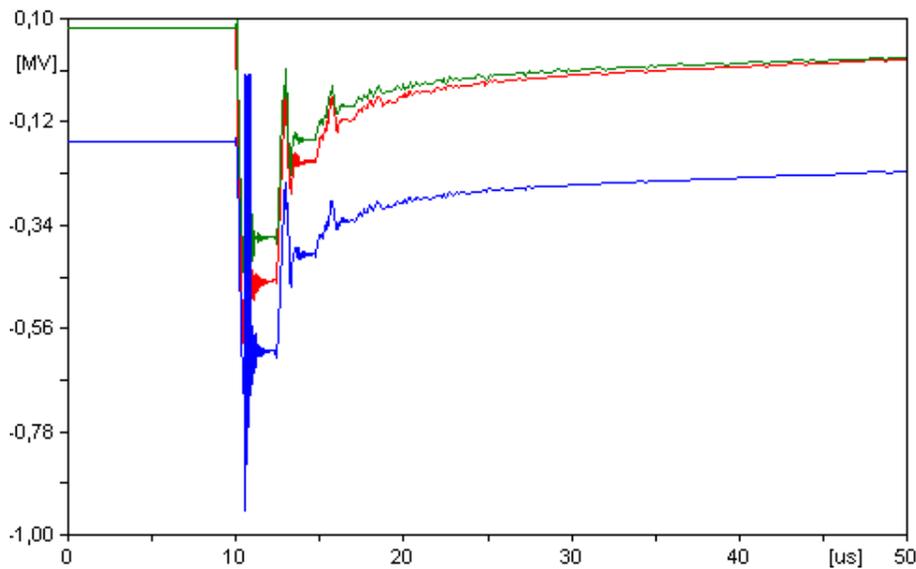


Figura 3.3.4.3 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en la torre para resistencia de 40Ω .

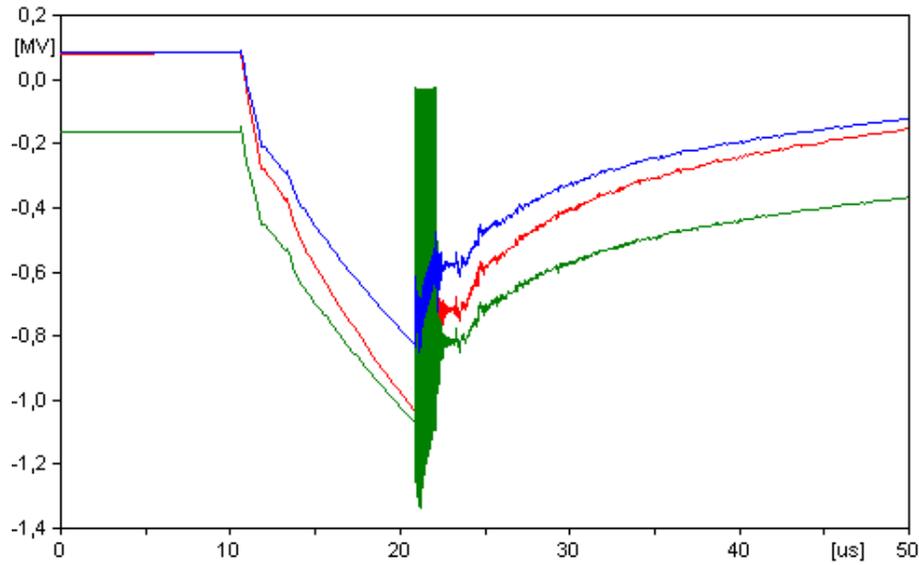


Figura 3.3.4.4 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 40Ω .

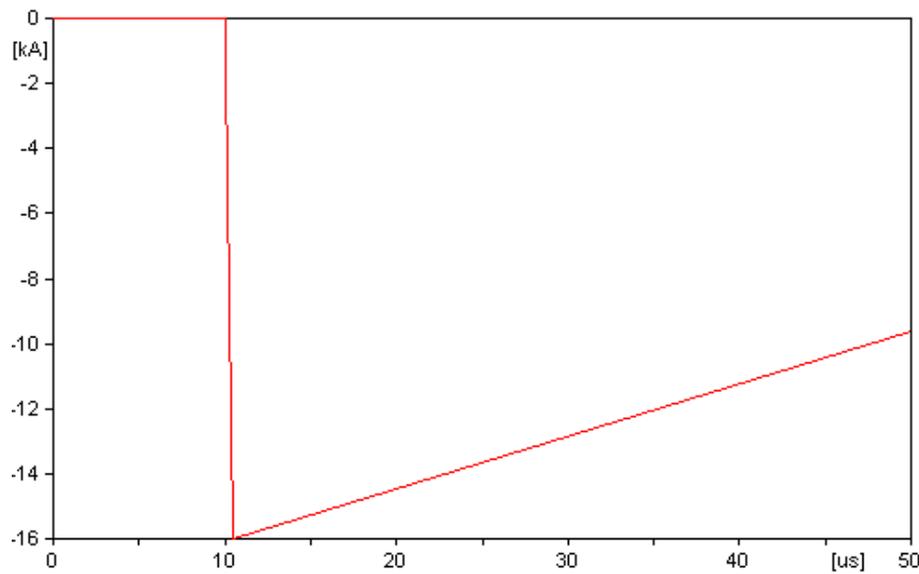


Figura 3.3.4.5 Corriente de rayo mínima (16 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el tope de la torre para resistencia de 40Ω .

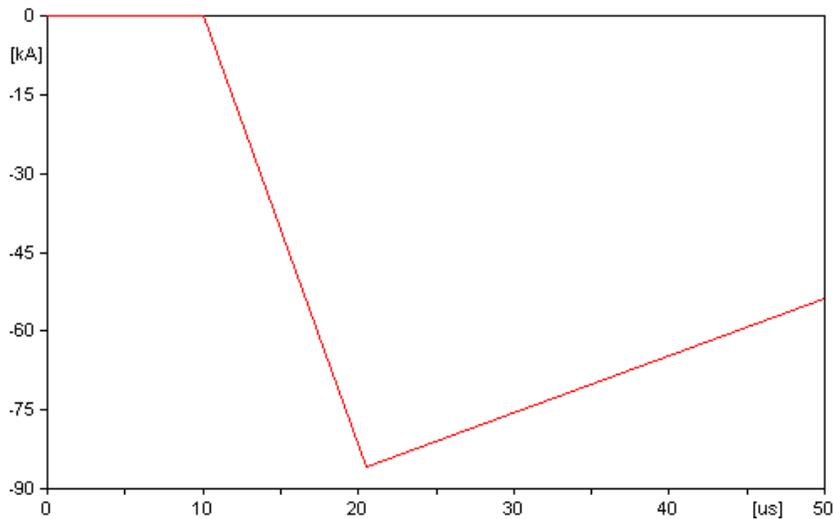


Figura 3.3.4.6 4 Corriente de rayo mínima (86 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para resistencia de 40 Ω .

3.3.5 Modelo 5 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.

Este modelo los resultados obtenidos son para una resistencia de 50 Ω .

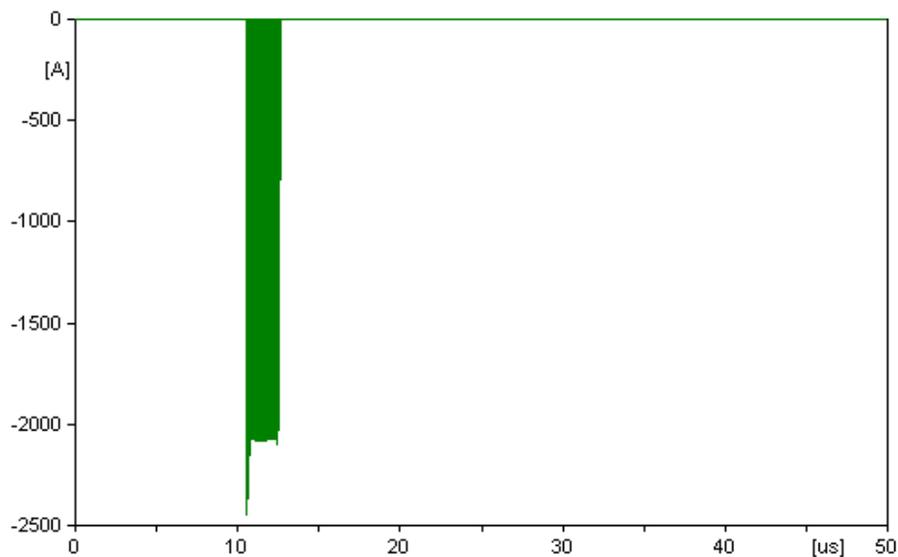


Figura 3.3.5.1 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el tope de la torre para resistencia de 50 Ω .

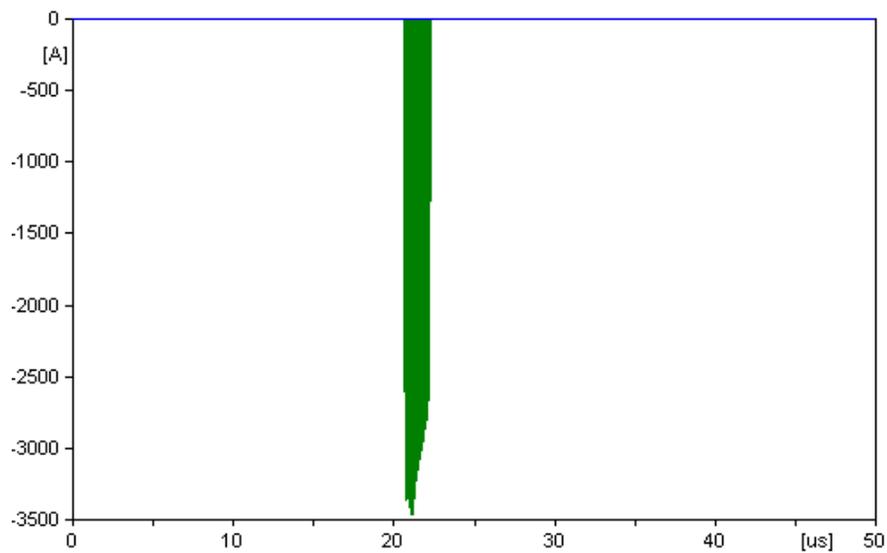


Figura 3.3.5.2 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 50 Ω .

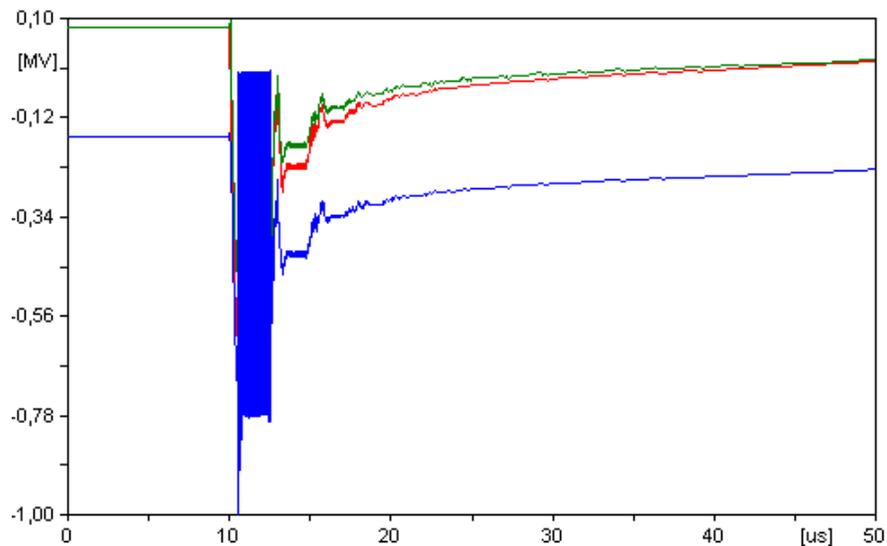


Figura 3.3.5.3 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en la torre para resistencia de 50 Ω .

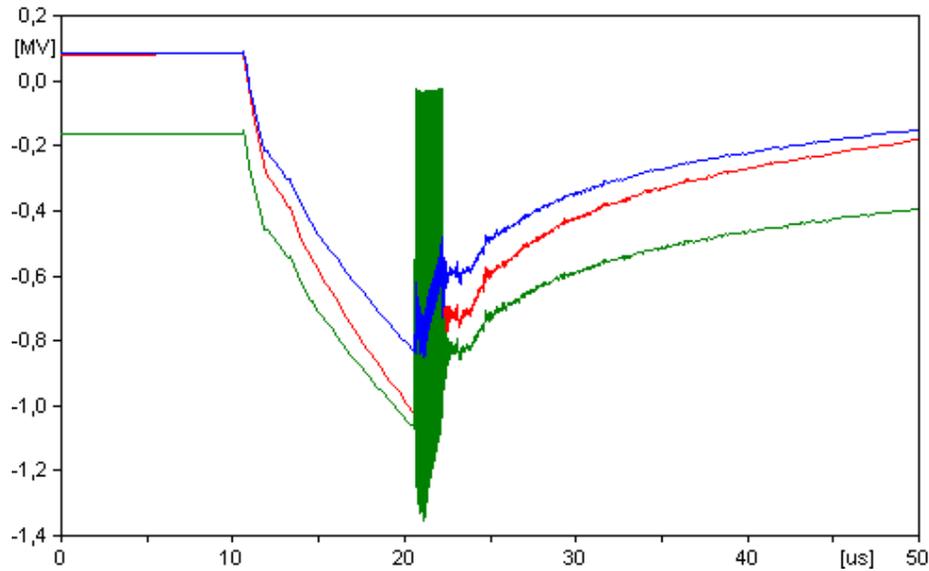


Figura 3.3.5.4 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 50Ω .

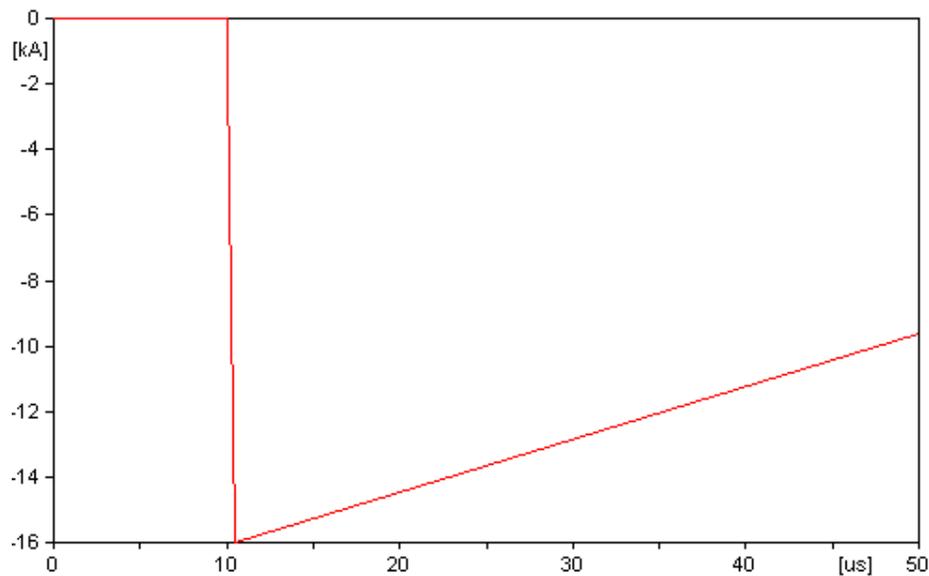


Figura 3.3.5.5 Corriente de rayo mínima (16kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el tope de la torre para resistencia de 50Ω .

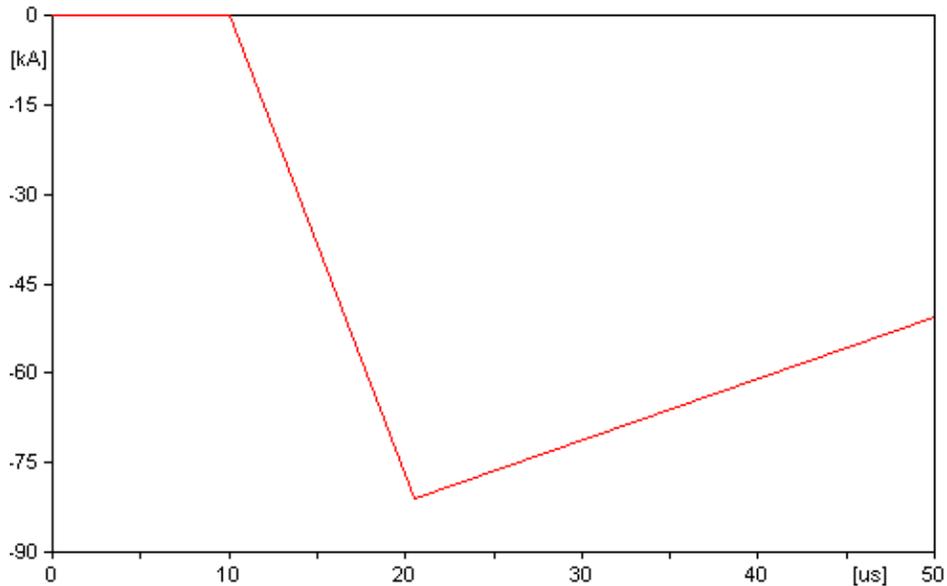


Figura 3.3.5.6 Corriente de rayo mínima (81 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para resistencia de 50 Ω.

3.3.6 Modelo 6 para el comportamiento de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas para los valores de resistencias de conexión a tierra máximos establecidos por la norma.

Este modelo los resultados obtenidos son para una resistencia de 60Ω.

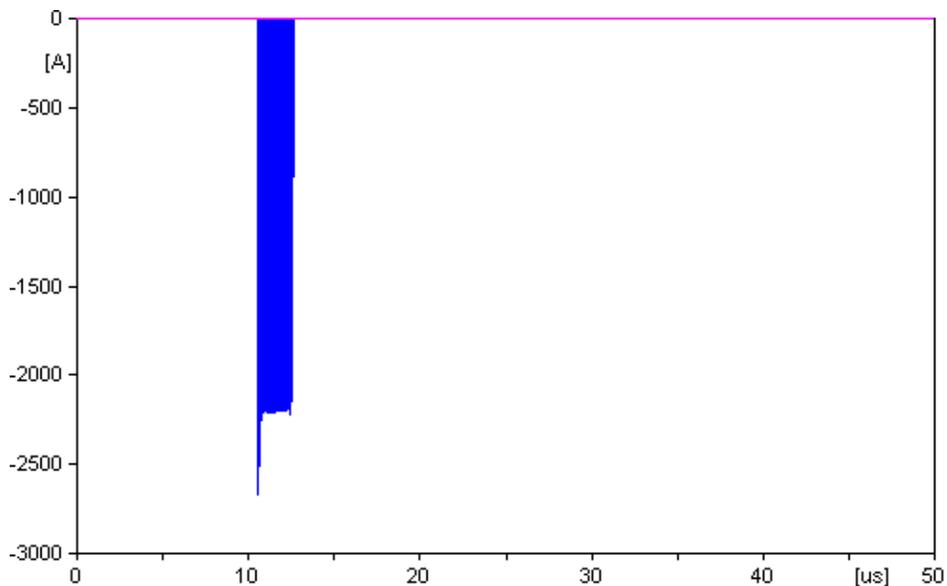


Figura 3.3.6.1 Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el tope de la torre para resistencia de 60Ω .

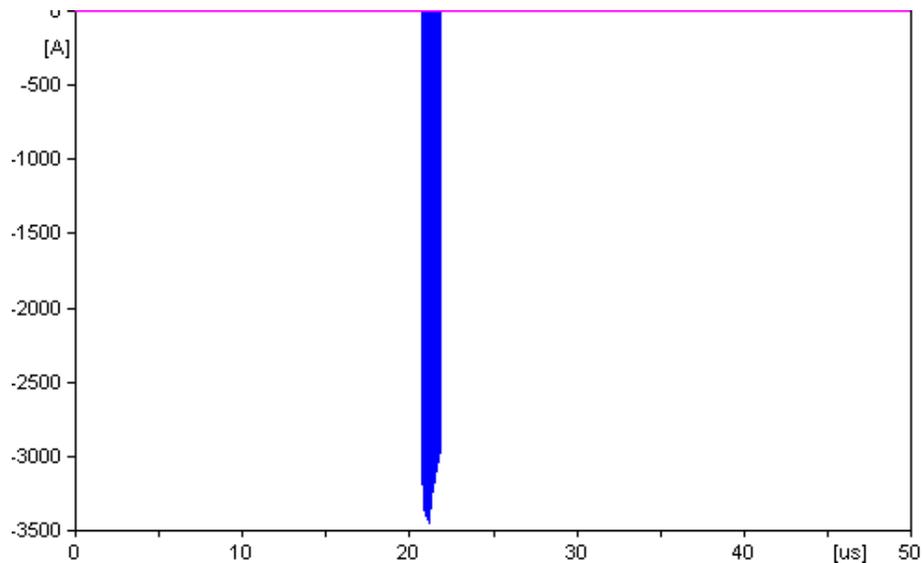


Figura 3.3.6.2. Corriente de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 60Ω .

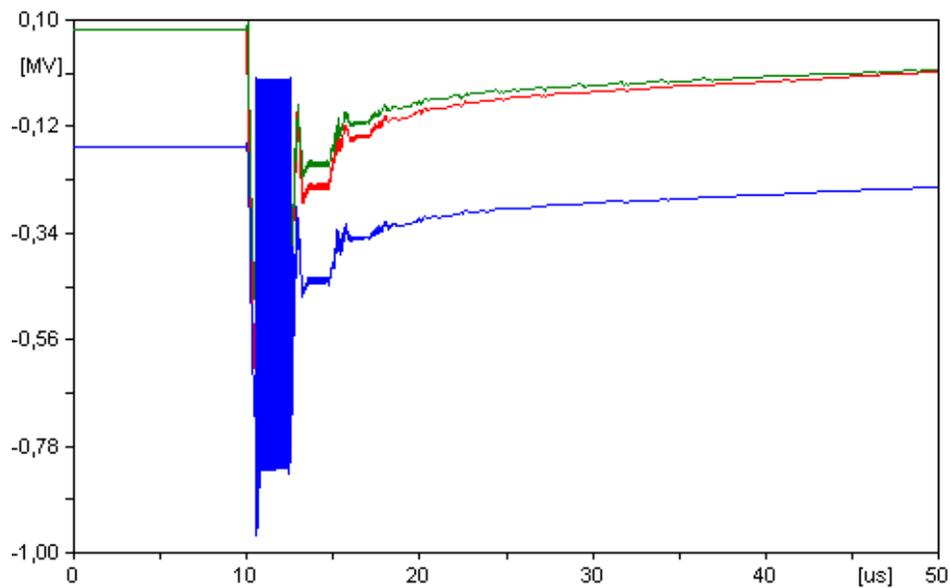


Figura 3.3.6.3 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en la torre para resistencia de 60Ω .

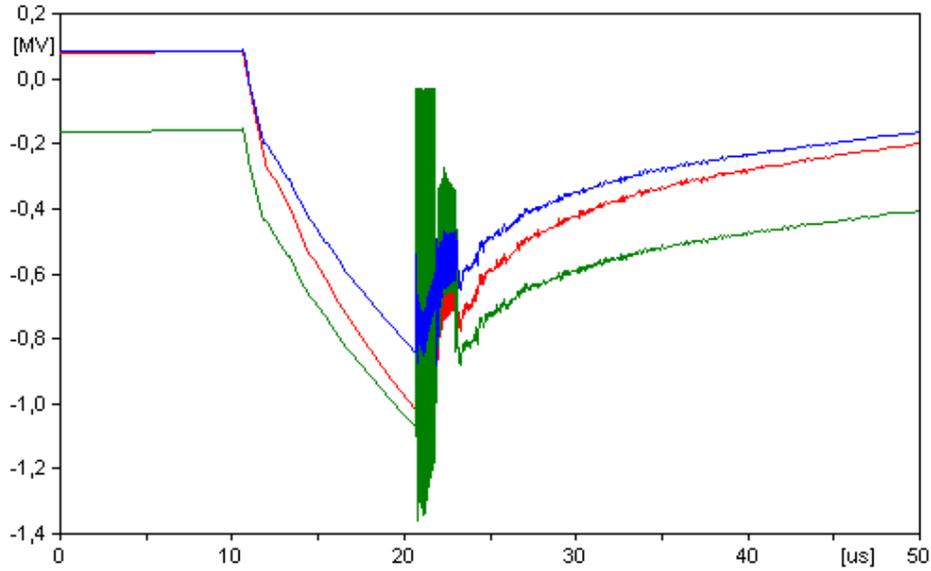


Figura 3.3.6.4 Voltaje de falla de los aisladores de la fase a con el impacto del rayo en el vano entre torres para resistencia de 60 Ω.

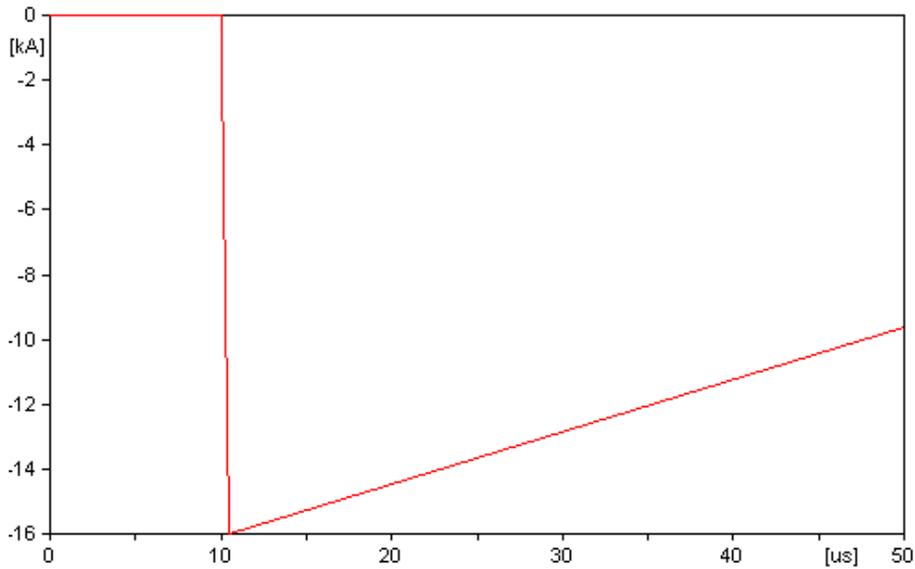


Figura 3.3.6.5 Corriente de rayo mínima (16kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el tope de la torre para resistencia de 60 Ω.

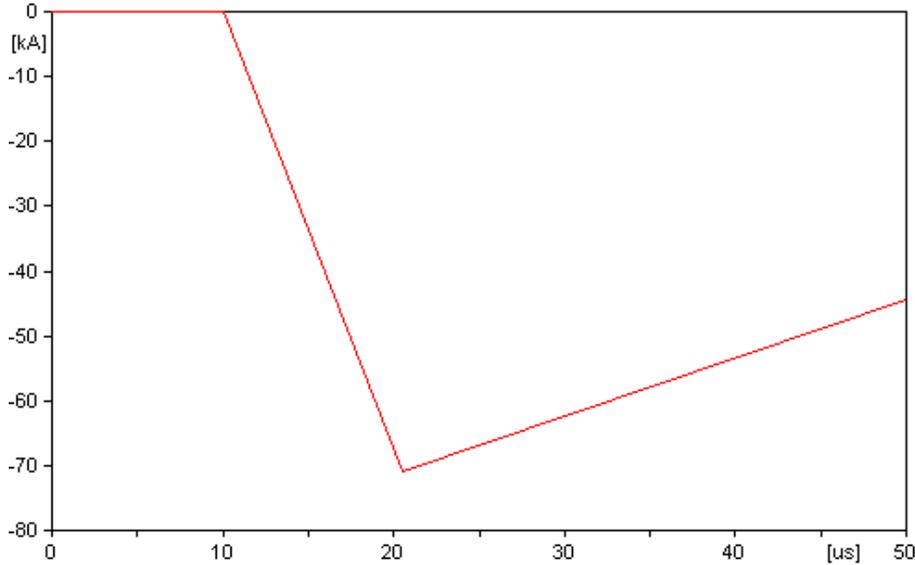


Figura 3.3.6.6 Corriente de rayo mínima (71 kA) que hace fallar los aisladores para impacto en el vano entre torres para resistencia de 60Ω .

3.3.7 Resultados para los máximos establecidos por la norma cubana.

Con los valores de corrientes mínimas de rayo obtenidas se determina la razón de salida de la línea para cada caso.

Tabla 3.3. Obtención de la razón de salida al utilizar la norma cubana.

Resistencia constante(Ω)	Valor de corriente de fallo mínima con impacto en la torre (kA)	Valor de corriente de fallo mínima con impacto en los vanos (kA)	Razón de salida en las líneas (salidas/100 km/año)
10	21	124	9
20	21	106	9
30	21	96	10
40	16	86	11
50	16	81	11
60	16	71	12

Como se puede apreciar en la tabla 3.3.2 mientras mayor es la resistencia de puesta a tierra mayor se hace el índice de salida y para valores de menores de 20Ω el índice se mantiene en 9 salidas/100 km/año.

Si se hace una comparación entre los tres grupos de análisis agrupándolos en la Tabla 3.4

Tabla 3.4 Comparación general de la obtención de salida en las líneas para todos los modelos utilizados y lo establecido por la norma cubana.

Resistencia (Ω)	Valor de corriente de fallo mínima con impacto en la torre (kA)	de de Valor de corriente de fallo mínima con impacto en los vanos(kA)	Razón de salida en las líneas (salidas/100 km/año)
Resistencia dinámica	36	146	6
	40	151	5
	38	148	6
0.94	21	146	9
2.11	21	141	9
4.07	21	136	9
10	21	124	9
20	21	106	9
30	21	96	10
40	16	86	11
50	16	81	11
60	16	71	12

Como se puede apreciar en la tabla 3.4, cuando en la modelación se considera el comportamiento dinámico de la resistencia de puesta a tierra, condición más cercana a la realidad, los valores de razón de salida son inferiores a cuando la modelación se hace con los valores constantes de los tres modelos analizados. Por otra parte de la tabla se puede apreciar también que para valores de resistencia entre 20 y 1Ω , la razón de salida se mantiene constante y en este caso igual a 9 salidas por cada 100 km de línea al año y para valores de resistencia por encima de 20Ω , la razón de salida se incrementa en 2 ó 3 salidas al año.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Una vez concluido el trabajo se arribaron a las siguientes conclusiones:

1. En la modelación del comportamiento ante rayos de líneas de transmisión se logran resultados más cercanos a la realidad si la resistencia de puesta a tierra se modela dinámicamente.
2. Buscar valores de resistencia de puesta a tierra por debajo de los 20Ω , en las líneas de transmisión, no reduce la razón de salida de la línea y si puede incrementar considerablemente los costos de instalación.
3. Los valores de resistencia de puesta a tierra máximos permisibles propuestos en la norma cubana, para terrenos de alta resistividad, pueden incrementar considerablemente la razón de salida de las líneas.

Recomendaciones

.

- 1 Continuar con el trabajo en la modelación dinámica de los diferentes sistemas de puesta a tierra de las líneas de transmisión.
- 2 Proponer a la Unión Eléctrica una revisión de los valores de resistencia de puesta a tierra máximos permisibles para valores altos de resistividad del terreno.

.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Teixeira, F. J. Teiga: Modelado de Tierra en electrodos de Sistemas Eléctricos Energía, Tesis para el grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica y Ordenadores, FEUP, Porto, 2000.
- [2] Rojas, G. Manual de sistemas de puesta a tierra, México. DF
- [3] SALAZAR, J. Seminario de Puesta a Tierra. San José, Costa Rica.
- [4] DALAWI, F. Transmission Line Grounding. EPRI EL-2699, 1982.
- [5] http://www.atcorp.com/Equipment/biddle/DET_5_2.asp
- [6] G. V. KELLER, F. C. F. Electrical Methods in Geophysical Prospecting. 1966a.
- [7] F. S. GRANT, G. F. W. West, Interpretation Theory in Applied Geophysics, 1965.
- [8] ORELLANA, E. Prospección Geoeléctrica en Corriente Continua, Madrid. 1972.
- [9] TAGG, G. F. Earth Resistances, 1964.
- [10] G. V. KELLER, F. C. F. Electrical Methods in Geophysical Prospecting. 1966b.
- [11] E. ORELLANA, H. M. M. Master Tables and Curves for Vertical Electrical Sounding Over Layered Structures, Madrid, 1966.
- [12] G. KUNETZ, J. P. R. Traitement Automatique Des Sondages Electriques. Geophysical Prospecting, 1970.
- [13] JOHANSEN, H. K. A Man/Computer Interpretation System for Resistivity Soundings Over a Horizontally Stratified Earth. Geophysical Prospecting, 1977.
- [14] Gallego Landera, Y. Modelación de sistemas de puestas a tierra para evaluación de sobretensiones transitorias, Tesis en opción al grado de Máster en Ciencia Técnicas. UCLV. Cuba, 2013.

- [15] Verma R., Mukhedkar D., "Impulse Impedance of Buried Ground Wires". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 5, Sep. /Oct., pp.2003-2007, 1980
- [16] Mazzetti C., Veca G. M., "Impulse behavior of grounding electrodes", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 9, pp.3148-3156, 1983.
- [17] Velazquez R. and Mukhedkar D. "Analytical modeling of grounding electrode transient behavior", IEEE Trans. On Power Apparatus and System, Vol. PAS-103, No. 6, pp. 1314-1322, 1984
- [18] Lorentzoun M. I., Hatzargyriou N. D., Papadis B. C., "Time Domain Analysis of grounding electrodes impulse response", IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 18, No. 2, pp. 517-524, April, 2003.
- [19] Menter F., Grcev L., "EMTP-Based Model for Grounding System Analysis", IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 9, pp.1838-1847, October, 1994.
- [20] Long W., Cotcher D., Ruiu D., Adam P., Lee S., Adapa R., "EMTP-a powerful tool for analyzing power system transient", IEEE Trans. Computer Application in Power, pp. 36-41, July, 1990.
- [21] RÜDEMBERG R. "Grounding Principles and Practice, Part I: Fundamental Considerations on Ground Circuits". Electrical Engineering. Vol. 64, No, Inc., New York. 1, pp. 1-13, 1945.
- [22] SUNDE, E.D. "Earth Conduction Effects in Transmission Systems". Dover Publications, 1968.
- [23] THAPAR B., GOYAL S.L. "Scale Model of Station Grounding Grids In Non-Uniform Soils". IEEE, Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-2, No. 4, pp.1060-1066, 1987.
- [24] THAPAR B., GROSS E. "Grounding Grids for High Voltage Station-IV". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-68, pp. 782-788, 1963.
- [25] THAPAR B., PURI K. "Mesh Potential in High-Voltage Grounding Grids" IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-86, pp.249-254, 1967.

[26] KINYON A. "Earth Resistivity Measurements for Grounding Grids" AIEE. Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-57, pp. 795-800, (1961).

[27] ARMSTRONG H., SIMPKIN L. "Grounding Electrode Potential Gradients from Model Test". AIEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-50, pp. 618-623, 1960.

[28] ANSI/IEEE Std. 80-1986. "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding" Wiley Interscience, 1986.

[29] DAWALIBI F., BOUCHARD M., MUKHEDKAR D. "Survey on Power System Grounding Design Practices". IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 4, pp. 1396-1405, 1980.

[30] "Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias" Ministerio de Industria y Energía. España ,1985.

[31] SVERAK J., BENSON R., DICK W., DODDS T, et al. "Safe Substation Grounding - Part II". IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 10, pp. 4281-4290, 1982.

[32] SVERAK J., DICK W., DODDS T., HEPPE R "Safe Substation Grounding - Part I". IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 9, pp. 4281-4290, 1981.

[33] WANG W. VELAZQUEZ R., MUKHEDKAR D., GERVAIS Y. "A Practical Probabilistic Method to Evaluate Tolerable Step and Touch Voltages". IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 12, pp. 3522-3530, 1984.

[34] Agoris D., Psalidas M., Pyrgioti E., Karagianopoulos C., "ATP-EMTP Models for the estimation of Lemp Hazard for electronic systems in high voltage substation using atpdraw", 26th International Conference on lightning protection, Cracow Poland, september 2-6, 2002.

[35] Ametani, A., Kawamura, T., "A method of a lightning surge analysis recommended in Japan using EMTP", Power Delivery IEEE Transactions on, Japan, Vol. 20, pp. 867-875, April 2005.

- [36] León Ortiz, J. Puestas a tierra de líneas de transmisión, *Gamma, Boletín Técnico*, Vol15, pp1-2, 2005.
- [37] CIGRE WG33.01, "Characterization of lightning for applications in electric power systems", TF 33.01.02, Lightning location systems, Dubrovnic, 1998.
- [38] Chisholm W.A, Chow Y.L. and Srivastava K.D, "Lightning Surge Response of Transmission towers", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, pp. 3232–3242, 1983.
- [39] IEEE Working Group Report, "Estimating Lightning Performance of Transmission Lines II – Updates to Analytical Models", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 8, pp. 1254–1267, 1993.
- [40] IEEE Working Group Report: "Calculating the Lightning Performance of Distribution Lines", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5, No. 3, pp. 1408-1417, July, 1990.
- [41] Anderson J.G. IEEE. "Transmission Line Reference Book". Chapter 12. "Lightning performance of transmission lines", pp. 545–595. Electric Power Research Institute, Palo Alto, 1987.
- [42] Petrov N.I., Petrova G.N., Waters R.T., "Determination of attractive-area and collection-volume of earthed structures", 25th International Conference on Lightning Protection, Rhodes - Greece 18-22 September, 2000.
- [43] Chowdhuri P. "Electromagnetic transients in power systems". Research Studies Press LTD, 1996.
- [44] Anderson, J.G., "Lightning Performance of Transmission Lines", Cap. 12 de Transmission Line Reference Book 345 kV and Above, second Edition, Revised. Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, 1987.