



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Coordinación de aislación a las descargas atmosféricas en instalaciones de alta tensión

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Mariana D'Agosto

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.

DIRECTOR DE TESIS

Michel Artenstein Universidad de la República

TRIBUNAL

Ignacio Afonso Universidad de la República

César Briozzo Universidad de la República

Andrés Cardozo Universidad de la República

Rafael Hirsch Admin. Nac. de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

DIRECTOR ACADÉMICO

Michel Artenstein Universidad de la República

Montevideo
martes 19 julio, 2022

Coordinación de aislación a las descargas atmosféricas en instalaciones de alta tensión, Mariana D'Agosto.

ISSN 1688-2806

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).

Contiene un total de 117 páginas.

Compilada el miércoles 10 agosto, 2022.

<http://iie.fing.edu.uy/>

Agradecimientos

A mi tutor, Michel Artenstein, por su tiempo y dedicación. Ha sido un excelente guía durante el recorrido de esta tesis. Agradezco sus valiosos aportes.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

El propósito de esta tesis consistió en analizar la coordinación de aislación a las descargas atmosféricas en las líneas y estaciones de alta tensión (entre 100 kV y 245 kV), tomando como modelos diseños típicos de la red de transmisión uruguaya.

Inicialmente se describieron, en términos generales, los conceptos principales de un proceso de coordinación de aislación y las principales características de las descargas atmosféricas.

La temática se abordó en dos partes. La primera parte se enfocó en la coordinación de aislación para las líneas, donde se describieron los conceptos principales y los modelos a utilizar. Se desarrolló en detalle un ejemplo de aplicación en que se compararon dos modelos distintos de líneas aéreas que difieren en la altura de las torres, disposición de hilos de guardia y en el largo de la cadena de aisladores. Asimismo, para cada línea, se simularon distintos modelos de cadenas de aisladores y resistencias de puestas a tierra en la torre donde se inyecta la descarga, con la intención de evaluar cómo impactan los diferentes modelos en los resultados de las simulaciones y en las tasas de falla de la línea. De igual forma, la descarga fue simulada de distintas maneras con el mismo fin.

La segunda parte se orientó a la coordinación de aislación para las estaciones, donde se desarrollaron dos metodologías distintas. Una de ellas consistió en representar la descarga atmosférica como una fuente de corriente, aplicada directamente en la línea conectada a la estación. La otra, en modelar la descarga de manera simplificada como una fuente de tensión. El objetivo de esto fue sopesar los resultados obtenidos y elegir así la mejor metodología. Siendo el descargador un equipo de vital importancia para la protección de la estación frente a fenómenos de alta frecuencia, como lo son las descargas atmosféricas, fue de interés analizar dos modelos distintos de descargadores, para evaluar su desempeño en la limitación de las sobretensiones en la estación.

Los resultados obtenidos muestran la conveniencia de coordinar la aislación de las líneas utilizando modelos muy precisos de la fuente de corriente que modela el rayo, las cadenas de aisladores y las resistencias de puesta a tierra. En forma análoga, los resultados de la coordinación de aislación de la estación muestran diferencias importantes entre los resultados obtenidos aplicando una metodología simplificada en relación a los resultados obtenidos en base a un modelado más preciso.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	I
Resumen	III
1. Introducción	1
1.1. Objetivo	1
1.2. Desarrollo	2
1.3. Estructura de la Tesis	2
2. Coordinación de aislación- Conceptos generales	5
2.1. Tensiones impuestas y soportadas	5
2.1.1. Tipos de sobretensiones	5
2.1.2. Formas de ondas normalizadas	6
2.1.3. Soportabilidad del equipamiento y factores de corrección . .	7
2.2. Tipos de aislación	8
2.3. Métodos de coordinación de aislación: determinístico, estadístico y semiestadístico	9
2.3.1. Metodo determinístico	10
2.3.2. Método estadístico	10
2.3.3. Metodo semiestadístico	10
3. Descargas atmosféricas	11
3.1. Descripción general del fenómeno físico	11
3.2. Parámetros de la descarga	13
4. Coordinación de aislación de líneas aéreas de AT a las descargas atmosféricas	17
4.1. Descripción general	17
4.2. Parámetros de aislación a definir o a verificar	18
4.3. Descargas directas e inversas	18
4.4. Tasas de falla	23
4.4.1. Tasa de falla a las descargas directas	23
4.4.2. Tasa de falla a las descargas directas con contorno en la cadena de aisladores	24
4.4.3. Tasa de falla a las descargas inversas	24

Tabla de contenidos

5. Modelos para la simulación de descargas atmosféricas en líneas aéreas	27
5.1. Introducción	27
5.2. Modelo de las líneas	27
5.3. Torres	28
5.4. Conductores de fase e hilos de guardia	29
5.5. Puesta a Tierra	29
5.6. Descarga	30
5.7. Cadena de aisladores	31
6. Simulaciones de descargas atmosféricas en líneas aéreas	35
6.1. Síntesis de los modelos utilizados	35
6.2. Descripción de casos y resultados: Descargas directas	38
6.2.1. Calculo teórico	38
6.2.2. Simulaciones	40
6.2.3. Efecto del contorneo de la cadena de aisladores para una descarga directa	43
6.2.4. Conclusiones para las descargas directas	44
6.3. Descripción de casos y resultados: Descargas inversas	45
6.3.1. Descargas inversas en la línea vieja	46
6.3.2. Descargas inversas en la línea nueva	50
6.3.3. Tasa de falla a las descargas inversas	52
6.3.4. Efecto del contorneo de la cadena de aisladores para una descarga inversa	54
6.4. Conclusiones sobre las descargas inversas	56
7. Coordinación de aislación de Estaciones a las descargas atmosféricas	59
7.1. Descripción general	59
7.2. Descarga directamente en la línea	60
7.3. Método simplificado de la fuente de tensión	60
7.4. Parámetros de aislación a verificar	61
8. Modelos para la simulación de descargas atmosféricas en Estaciones	63
8.1. Estación	63
8.2. Conductores de la estación	63
8.3. Equipos de maniobra y transformador	64
8.4. Descargadores	64
8.5. Cadena de aisladores de los pórticos	66
8.6. Efecto corona	66
8.7. Determinación de la distancia mínima de descarga	67
8.8. Modelo explícito de línea	68
8.9. Fuente de tensión del modelo de Hileman	68
8.9.1. Amplitud de la fuente de tensión	68
8.9.2. Tiempo de pico	69

8.9.3. Tiempo de bajada	70
9. Simulaciones de descargas atmosféricas en Estaciones	71
9.1. Síntesis de modelos utilizados	71
9.2. Elección de la corriente de diseño para el modelo explícito de la línea	72
9.3. Descripción de casos y resultados	74
9.4. Sensibilidad de los resultados a la metodología utilizada	76
9.4.1. Comparación de las tensiones a la entrada de la estación de ambos métodos	77
9.5. Modelos de descargadores	78
9.6. Análisis a las descargas directas	81
9.7. Conclusiones sobre descargas atmosféricas en estaciones	81
10. Conclusiones y trabajos futuros	83
Apéndices	85
A. Desarrollos teóricos asociados a las descargas inversas	85
B. Modelo Líder de cadena de aisladores	93
C. Datos para los modelados	95
C.1. Datos líneas Nueva y Vieja	95
C.2. Equipos de maniobra	96
C.3. Transformador	96
C.4. Conductores de la estación	96
C.5. Esquema de las torres	97
Referencias	99
Índice de tablas	101
Índice de figuras	103

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1

Introducción

La coordinación de aislación es el proceso en el cual se seleccionan los valores de tensión que deben ser soportados por los equipos y materiales de una subestación y líneas asociadas, de forma que soporten todas las posibles sobretensiones a la cual el sistema pueda estar expuesto [3].

Como resultado de este proceso se definen (en la etapa de diseño) o verifican (en la etapa de operación) algunas características de las instalaciones analizadas, en particular distancias en aire en las estaciones, niveles de aislación de los equipos, ubicación de descargadores, geometría y distancias en aire de las cabezas de las torres, características de las cadenas de aisladores.

Dado que existe una gran variedad de sobretensiones a las que el sistema puede estar expuesto, se definen habitualmente tres categorías de sobretensiones (como se detalla en la sección 2.1.1) frente a las cuales se suele hacer la coordinación de la aislación: sobretensiones temporarias, sobretensiones de maniobra y sobretensiones de rayo.

Esta tesis se enfoca en la coordinación de aislación a las sobretensiones de rayo (descargas atmosféricas) en líneas aéreas y estaciones de tensión nominal entre 100 kV y 245 kV , las cuáles se denominan “de Alta Tensión” en la nomenclatura clásica. Si bien la aislación de equipos y materiales debe poder soportar cualquier tipo de sobretensiones a las que estén sometidos, en este rango de tensiones es particularmente crítico coordinar adecuadamente la aislación para este tipo específico de sobretensiones. Los ejemplos de aplicación se han desarrollado para líneas aéreas y estaciones de tensión nominal de operación 150 kV , que es la tensión nominal de operación en Alta Tensión que se utiliza casi exclusivamente en la red uruguaya.

1.1. Objetivo

El objetivo de esta tesis es analizar y desarrollar metodologías para realizar la coordinación de aislación a las descargas atmosféricas de líneas aéreas y estaciones

Capítulo 1. Introducción

de Alta Tensión. Algunas de las metodologías analizadas se validarán a través de su aplicación a diseños típicos de estaciones y líneas aéreas en la red de Trasmisión uruguaya.

El desarrollo se hará para estaciones aisladas en aire. La coordinación de aislación a las descargas atmosféricas de estaciones aisladas en hexafluoruro de azufre (GIS) presenta características muy particulares, por lo que no será abordada en la Tesis.

1.2. Desarrollo

En la Tesis se hará una revisión de los métodos de coordinación de aislación a las descargas atmosféricas existentes, y de su aplicación al diseño y evaluación de la aislación de líneas y estaciones a las descargas atmosféricas.

Se revisarán particularmente las distintas filosofías de modelado de los componentes principales de las instalaciones a analizar, en particular:

- Parámetros geométricos de la línea aérea
- Cadenas de aisladores, torres y resistencias de puesta a tierra
- Modelos que permiten predecir en qué parte de la torre incide el rayo
- Descargadores y otros equipos de estación
- Parámetros de la descarga atmosférica

Las simulaciones se desarrollaron con el software *ATP (Alternative Transient Program)* haciendo uso de su interfase gráfica *ATPDraw* [14].

1.3. Estructura de la Tesis

La tesis se divide básicamente en dos partes, la primera parte hace referencia a la coordinación de aislación a las descargas atmosféricas de las líneas aéreas (que abarca los primeros seis capítulos de esta tesis) y la segunda parte engloba la coordinación de aislación a las descargas atmosféricas para las estaciones (descripta en los capítulos restantes). A continuación se hace una breve descripción de los capítulos:

Dado que la temática de la tesis se encuentra incluida dentro del tema coordinación de aislación de líneas aéreas y estaciones de Alta Tensión (AT), se hace una introducción a este tema en forma genérica (Capítulo 2).

El capítulo 3 desarrolla la introducción a las descargas atmosféricas, con una descripción general del fenómeno y de los principales parámetros que la caracterizan y que son determinantes para llevar a cabo este estudio.

1.3. Estructura de la Tesis

El capítulo siguiente (4) se enfoca en la coordinación de aislación de las líneas a las descargas atmosféricas. Se muestran los distintos tipos de descargas que pueden darse en ellas y su clasificación. Se detallan también los cálculos de las tasas de falla de las líneas para los distintos tipos de descarga.

El capítulo 5 describe el modelado en *ATPDraw* de la línea y sus principales componentes (torres, puestas a tierra, cadenas de aisladores, etc). También se describen los modelos utilizados para simular la descarga.

La parte de coordinación de aislación de las líneas finaliza con en el capítulo 6 donde se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, los cálculos para las tasas de fallas y las conclusiones al respecto.

En el capítulo 7 se introduce la coordinación de aislación a las descargas atmosféricas para las estaciones. Se mencionan los métodos que se utilizan hoy en día para llevar a cabo este tipo de análisis.

El capítulo 8 realiza una descripción del modelado en *ATPDraw* de una estación y los equipos que la componen, así como los elementos necesarios para simular la descarga.

La parte de coordinación de aislación de estaciones se finaliza presentando los resultados de las simulaciones obtenidas para los distintos modelos aplicados. Se realizó un análisis de la sensibilidad de los mismos cerrando el capítulo con las conclusiones extraídas.

Se indican finalmente en el Capítulo 10 las conclusiones finales de la Tesis, así como una descripción de posibles trabajos futuros.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 2

Coordinación de aislación- Conceptos generales

2.1. Tensiones impuestas y soportadas

Como fue mencionado en la introducción, las sobretensiones a las que puede estar expuesto un sistema son muy variadas, siendo necesario poder clasificarlas de alguna forma para poder facilitar el análisis y determinar entre otras cosas lo siguiente:

- El modelo más adecuado para el equipamiento y las líneas de acuerdo a las características del fenómeno que se pretende representar con el objetivo de realizar las simulaciones correspondientes.

- Evaluar la soportabilidad de los elementos del sistema mediante los ensayos de campo o laboratorio aplicando las formas de onda normalizadas que representan dichas sobretensiones.

La nomenclatura clásica define tres categorías de sobretensiones, las cuales se clasifican según su forma de onda, duración y pico [6]:

2.1.1. Tipos de sobretensiones

- Sobretensiones temporarias (también denominadas sobretensiones de baja frecuencia), son sobretensiones de frecuencia próxima a la industrial, su forma de onda es similar a la de frecuencia industrial y su duración puede ser de hasta 1 hora.
Pueden tener su origen tanto en maniobras programadas de la red (energización de líneas) como en incidentes imprevistos (rechazos de carga, cortocircuitos). Los valores de sobretensión típicos encontrados oscilan entre 1,1 y 1,7 *pu*.

Capítulo 2. Coordinación de aislación- Conceptos generales

- Sobretensiones de maniobra (también denominadas sobretensiones de frente lento), son sobretensiones del tipo impulsivas de llamado frente lento porque su pico se alcanza en un tiempo de subida entre los $20 \mu s$ y $5 ms$ y su duración puede ser de hasta $20 ms$.
Como lo indica su nombre son sobretensiones que se deben a maniobras en la red como ser energización de líneas, transformadores, maniobras de cargas capacitivas, inductivas, etc. Valores típicos alcanzados se encuentran entre 2 y 3 pu.
- Sobretensiones de rayo (también denominadas sobretensiones de frente rápido), son sobretensiones del tipo impulsivas de frente rápido, porque su pico se alcanza en un tiempo de subida entre los $0,1 \mu s$ y $20 \mu s$ y su duración puede ser de hasta $300 \mu s$.
Como lo indica también su nombre se debe principalmente a sobretensiones causadas por descargas atmosféricas. Sus valores típicos alcanzados se encuentran entre 4 y 7 pu.

2.1.2. Formas de ondas normalizadas

La norma IEC 60071-1 [3] define para cada tipo de sobretensión clasificada anteriormente una forma de onda normalizada la cual se utiliza como representativa del fenómeno.

- Forma de onda normalizada para sobretensiones temporarias:
Forma de onda de tensión sinusoidal de frecuencia entre 48 y $62 Hz$ y duración un minuto.
- Forma de onda normalizada para sobretensiones de maniobra:
Impulso de tensión con tiempo de pico $250 \mu s$ y tiempo de valor de amplitud media de $2500 \mu s$.
- Forma de onda normalizada para sobretensiones de rayo:
Impulso de tensión con tiempo de pico $1,2 \mu s$ y tiempo de valor de amplitud media de $50 \mu s$.

2.1. Tensiones impuestas y soportadas

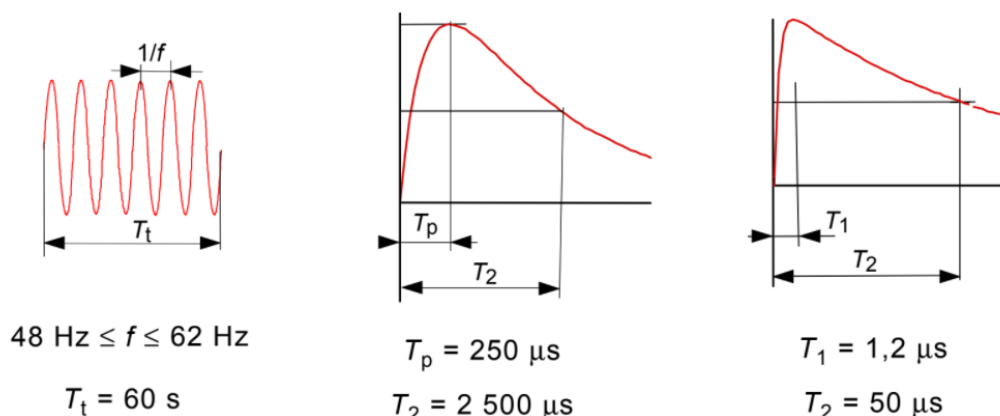


Figura 2.1: Formas de ondas normalizadas para sobretensión temporaria, de maniobra y de rayo [3].

Según el nivel de tensión en el cual se está trabajando hay sobretensiones que terminan siendo determinantes para la coordinación de la aislación. Por ejemplo, las sobretensiones de maniobra, en general, terminan siendo determinantes para el dimensionamiento de las líneas y definición de niveles de aislación de estaciones en Extra Alta Tensión (300 kV o más), y en el caso de líneas y estaciones de Alta Tensión (entre 245 y 100 kV) pasan a ser relevantes las sobretensiones de rayo.

2.1.3. Soportabilidad del equipamiento y factores de corrección

Para mantener la correcta aislación del equipamiento, todas las tensiones a las que se encuentre expuesto el sistema deben ser inferiores a sus valores de soportabilidad. Estos valores dependen del tipo de sobretensión al cual se expone el sistema y de su clase de tensión. Para cada clase de tensión de un sistema eléctrico, la norma IEC 71-1 [3] define valores de soportabilidad para un impulso normalizado de maniobra o rayo en condiciones ambientales estándar (20°C, 101,3 kPa, 11 $\frac{g}{m^3}$ de humedad absoluta). Estos valores de soportabilidad son conocidos por los nombres de *BIL* Basic Lightning Impulse Insulation Level (para impulso de rayo) y *BSL* Basic Switching Impulse Insulation Level (para impulso de maniobra) y se verifican para cada tipo de equipo mediante ensayos normalizados en laboratorio.

Para compensar las diferencias entre las condiciones estándar en la cual fueron definidos los valores de *BIL* y *BSL* y las reales en las cuales se encuentra el equipamiento, se aplican factores de corrección a los valores de tensiones máximas obtenidas en el sistema. Los principales son los siguientes:

- K_t factor asociado a las condiciones atmosféricas. Solo para aislaciones externas.
- K_s factor de seguridad que tiene en cuenta las restantes diferencias de rigidez dieléctrica entre las condiciones de servicio durante la vida útil (adicionales a las

Capítulo 2. Coordinación de aislación- Conceptos generales

consideradas en K_t) y aquellas del ensayo de tensión soportada normalizada.

Para la determinación de K_t se puede suponer que los efectos de la temperatura ambiente y la humedad tienden a anularse entre sí. Por lo tanto, solo se tiene en cuenta la presión del aire correspondiente a la altitud de la ubicación del equipamiento. Considerando a Uruguay en condiciones estandar se define $K_t = 1$, por lo que solo es necesario definir el factor de seguridad. Para los valores de K_s la norma IEC 60071-2 [4] recomienda el valor de 1,15 para aislaciones internas y 1,05 para aislaciones externas.

Teniendo en cuenta entonces el factor de corrección, el valor de soportabilidad para los equipos frente a sobretensiones del tipo rayo es el siguiente:

$$\frac{BIL}{K_s}$$

2.2. Tipos de aislación

Los tipos de aislación de un equipamiento eléctrico pueden clasificarse de la siguiente forma [3]:

- Externa
- Interna
- Regenerativa
- No regenerativa

Una aislación es del tipo externa cuando se encuentra en contacto con el ambiente, expuesta a las condiciones atmosféricas como ser polución, humedad, contaminación de aves, etc. Sus partes vivas están separadas por las distancias en aire.

La aislación interna es la aislación entre partes sólidas, líquidas o gaseosas que no está en contacto con las condiciones atmosféricas o condiciones externas. Se refiere a la interna de los equipos, como ser aceite en los transformadores, SF6 en los interruptores, etc.

La aislación regenerativa conserva sus propiedades aislantes íntegramente una vez que sufre una descarga disruptiva. En general esta tipo de aislación se presenta en las aislaciones externas. En estos casos se admite un cierto riesgo de falla.

La aislación externa regenerativa tiene un comportamiento de probabilidad de soportabilidad frente a una descarga disruptiva que se puede asumir gaussiano, donde el valor medio de la curva es denominado *CFO* (Critical Flashover Voltage). Dicho valor representa el 50 % de la probabilidad de aguante de la aislación. La desviación estándar σ se considera entre 2 % y 3 % para sobretensiones de rayos

2.3. Métodos de coordinación de aislación: determinístico, estadístico y semiestadístico

y entre 5% y 7% para sobretensiones de maniobra [9].

La aislación no regenerativa, una vez que sufre una descarga, no recupera íntegramente sus propiedades aislantes o las pierde por completo. Ejemplo de este tipo de aislación es la aislación interna de los equipos de potencia como ser aceite de los transformadores.

2.3. Métodos de coordinación de aislación: determinístico, estadístico y semiestadístico

La coordinación de aislación de una línea aérea es un procedimiento esencialmente estadístico dado que:

- las tensiones impuestas son generalmente de naturaleza aleatoria como es el caso de las descargas atmosféricas. También lo son las sobretensiones de maniobra, donde la energización de líneas o recierres dependen del instante de cierre del disyuntor.
- las tensiones soportadas por las diferentes distancias en aire y por los aisladores son fenómenos aleatorios (la misma tensión aplicada a veces produce descarga y otras no). A su vez, dependen fuertemente de las condiciones meteorológicas del lugar en que se instalará la línea.

Es posible tener en cuenta todas estas variables aleatorias simultáneamente solo si se conocen las correspondientes distribuciones de probabilidad y a través de simulaciones complejas basadas en el método de Monte Carlo o similares [12]. La complejidad de estos métodos justifica el uso de procedimientos simplificados de coordinación de aislación (determinísticos o semiestadísticos) en los cuales algunas de estas variables (o todas) se consideran de forma determinística [6].

Existe un fuerte incentivo económico para diseñar las aislaciones de líneas aéreas en función de riesgos de falla aceptables (debido a que el aire, como medio autorrecuperable, permite que luego de un fallo la línea pueda volver a funcionar normalmente), que se calculan por lo general por medio de métodos semiestadísticos.

A diferencia de lo que ocurre con las líneas aéreas, los parámetros principales que definen la aislación en las estaciones suelen estar normalizados, utilizándose como referencia los valores de *BIL* y *BSL* proporcionados por las Normas internacionales *IEC* o similares. El criterio consiste habitualmente en comparar las tensiones impuestas (calculadas con algún tipo de criterio estadístico) con estos valores, debiendo ser inferiores para que resulten aceptables. Las correspondientes aislaciones regenerativas suelen diseñarse en primera aproximación con los mismos niveles de aislación, dado que (a diferencia del caso de las líneas) no existe un estímulo económico tan grande para optimizar estas distancias a través de un

Capítulo 2. Coordinación de aislación- Conceptos generales

procedimiento de cálculo más complejo.

2.3.1. Metodo determinístico

Este método consiste en considerar la máxima sobretensión a la cual el equipo está expuesto y verificar que la aislación lo soporta con una cierta probabilidad de falla y un cierto factor de seguridad. No suele considerarse ningún parámetro variable y suele determinarse para el peor caso.

2.3.2. Método estadístico

El método estadístico se aplica fundamentalmente para las aislaciones regenerativas. El riesgo de falla se determina combinando cálculos de probabilidad conjunta de las sobretensiones impuestas y soportadas, teniendo en cuenta la naturaleza estadística tanto de las sobretensiones impuestas como de las sobretensiones aguantadas por las aislaciones regenerativas. A efectos de realizar estos cálculos, se asume que tanto las aislaciones impuestas como las soportadas son variables aleatorias con distribuciones de probabilidad conocidas.

No es habitual realizar estos cálculos en forma analítica, sino realizar simulaciones mediante el método de Monte Carlo [12].

Repitiendo los cálculos para diferentes tipos de aislamientos y para diferentes estados de la red, se puede obtener, en particular, la tasa de interrupción total del sistema debido a fallas de aislamiento y evaluar si dicha tasa de falla es aceptable.

2.3.3. Metodo semiestadístico

Este método consiste en considerar ciertos parámetros del estudio de forma estadística pero no todos de manera simultánea.

Se realiza entonces un “barrido” estadístico sólo de los parámetros estadísticos seleccionados, evitándose realizar simulaciones complejas en las cuales se buscan variar todos los parámetros al mismo tiempo. Este método es el que se usa habitualmente al coordinar la aislación a las descargas atmosféricas en líneas y estaciones, y es el que se usa en los ejemplos de aplicación que se desarrollan en esta Tesis.

Capítulo 3

Descargas atmosféricas

3.1. Descripción general del fenómeno físico

Hay cuatro tipos de descargas entre nube y tierra, dependiendo de la dirección de propagación de las cargas (ascendente, descendente) y de su polaridad (positiva, negativa)

En la figura 3.1 se representan estos cuatro tipos de descargas.

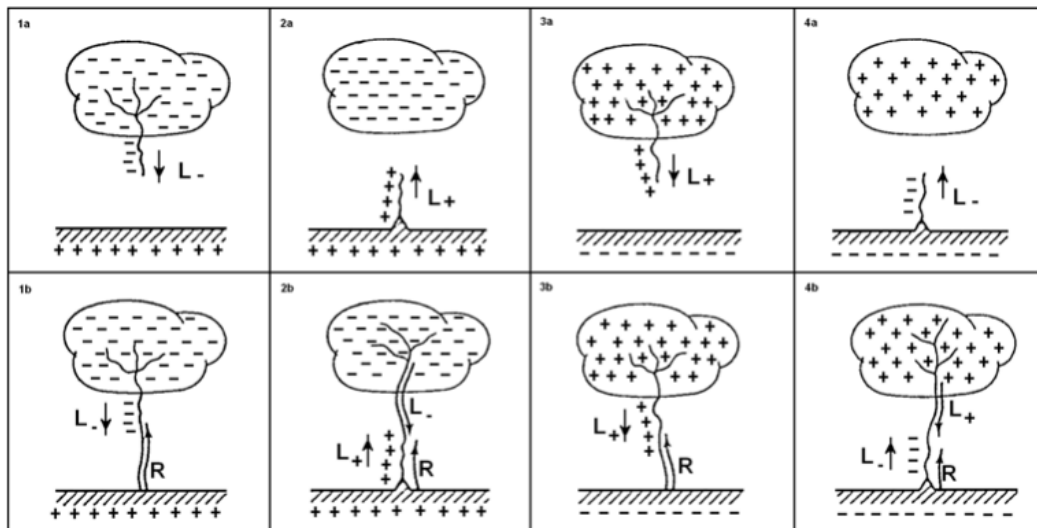


Figura 3.1: Tipos de descargas [15].

- Figura 1: Descendente negativo
- Figura 2: Ascendente negativo
- Figura 3: Descendente positivo
- Figura 4: Ascendente positivo

Capítulo 3. Descargas atmosféricas

Entre el 85 y 95 % de las descargas que se dan en estructuras menores a los 100 metros aproximadamente, son descargas descendentes con polaridad negativa. El porcentaje restante, responde a descargas ascendentes con polaridad negativa o positiva, o descendentes positivos [11]. La mayoría de las líneas de transmisión tienen alturas inferiores a los 100 metros, por lo que son expuestas a descargas descendentes y con polaridad negativa. Se ha reportado que el 90 % de las mismas son de esta polaridad [2]. Por lo tanto, este es el tipo de descarga que se considera para el estudio.

La polaridad de la tensión impuesta respecto a tierra tiene un efecto importante en la soportabilidad de los aislamientos. Cuando se ensaya la misma distancia en aire con polaridad positiva y negativa, tiene menor soportabilidad con polaridad positiva. Esto se debe a que la propagación de los fenómenos de ionización se logra más fácilmente bajo estrés positivo que bajo estrés negativo [4].

El proceso de la descarga atmosférica comienza dentro de la nube. Se genera una separación de cargas dentro ella, quedando su parte superior con carga positiva y la inferior con carga negativa. Debido al gran tamaño que tiene la tierra en proporción a la nube, el gradiente de carga que se genera debajo de ella es muy alto, lo que provoca que las cargas se muevan hacia la tierra. Este movimiento que se inicia se le llama líder descendente [17].

La descarga del líder comienza con un valor reducido de corriente, entre 100 y 1000A, y se va propagando de a saltos totalmente aleatorios entre 50 y 100 *m*, a una velocidad de aproximadamente 0,05 % la velocidad de la luz, pudiendo incluso ramificarse. Entre cada paso se generan pausas de aproximadamente 50 μ s [17].

Cuando el líder se encuentra próximo a la tierra, el campo eléctrico que induce localmente en ella aumenta, generando una acumulación local de cargas que son impulsadas hacia él, formando así una especie de líder ascendente. Cuando el líder ascendente conecta con el descendente queda formado un canal ionizado entre la nube y tierra, por el cual se produce una descarga rápida de retorno desde la tierra hacia la nube. Esta corriente es de valor mucho mas elevado, de decenas de kA, dado que la carga que sube es aproximadamente igual a la que bajó durante la descarga líder, pero la velocidad del movimiento de cargas es mucho mayor [6].

En la figura 3.2 se puede ver de forma esquemática el proceso de la descarga. En la parte de la izquierda de la figura se ve como queda la separación de cargas en la nube. Una vez que la acumulación de cargas en la parte inferior de la misma supera cierto valor de gradiente de campo, comienza a formarse el líder descendente. Este se propaga hacia la tierra hasta alcanzar el líder ascendente, momento en el cuál se genera la primera descarga de retorno desde la tierra hacia la nube a través del canal ionizado.

3.2. Parámetros de la descarga

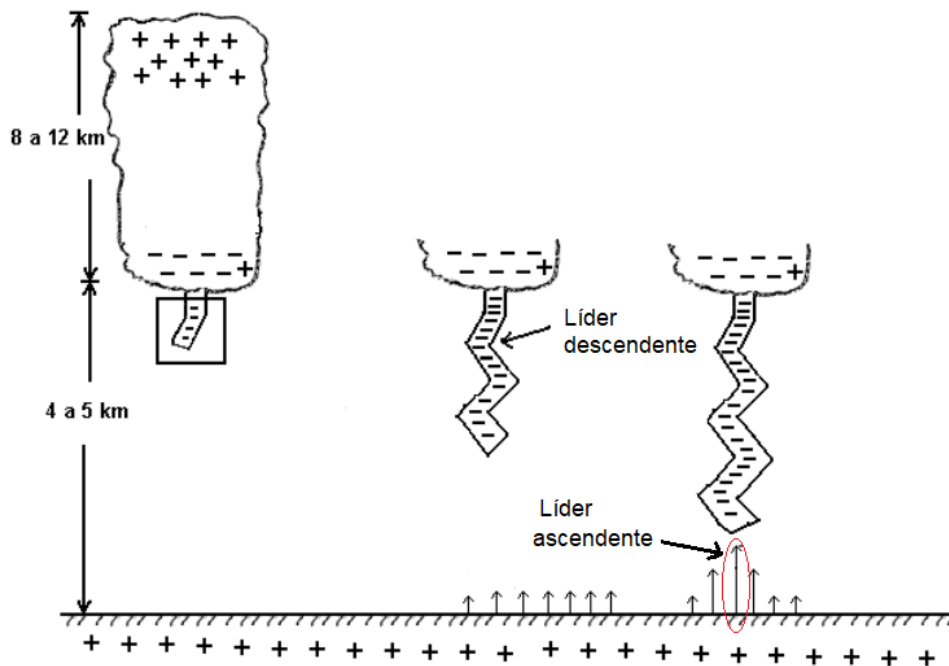


Figura 3.2: Proceso de la descarga. Figura adaptada de [15].

Puede suceder que luego de la primera descarga de retorno se generen otras descargas sucesivas por ese canal ionizado. Entre el 45 y 55 % de los rayos tiene una única descarga. El resto tiene en promedio tres descargas por rayo. En general, las descargas subsiguientes tienen solo un 40 % del valor de pico de la primera descarga, aunque su pendiente es mayor [2] pero su tiempo de pico al ser muy corto se da en momentos donde la aislación de la cadena de aisladores tiene en general mayor soportabilidad [5]. Por lo tanto, a los efectos del diseño de la aislación, se considera habitualmente la primera descarga de retorno por considerarse la más severa.

3.2. Parámetros de la descarga

Las descargas atmosféricas se modelan habitualmente por su forma de onda de corriente. Los parámetros que la caracterizan son los siguientes:

- Valor de pico
- Tiempo de pico
- Pendiente
- Tiempo de bajada

La forma más simple de modelar la descarga es a través de dos rectas, como lo muestra la figura 3.3, donde la primera recta representa el frente de la onda y la segunda la bajada.

Capítulo 3. Descargas atmosféricas

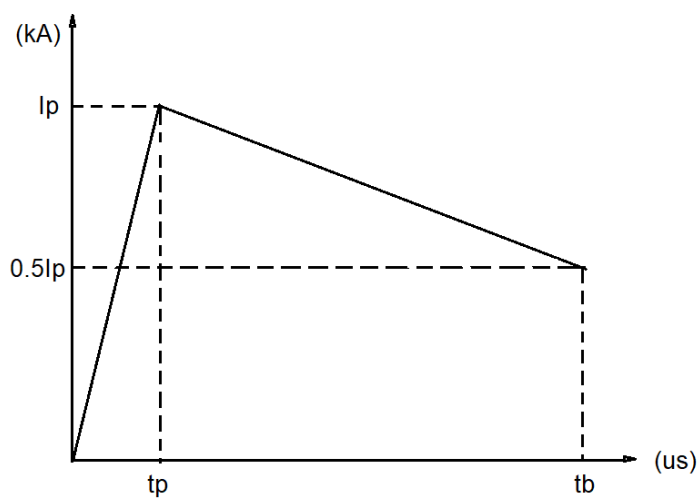


Figura 3.3: Forma de onda de corriente simplificada de la descarga.

El valor de pico de corriente (I_p) es alcanzado durante el tiempo de pico (t_p) y el tiempo de bajada (t_b) está definido para la caída del 50% del valor de pico ($0,5I_p$).

Una representación un poco mas realista de la descarga, considera una cierta concavidad en los primeros microsegundos de la onda, como lo muestra la siguiente figura:

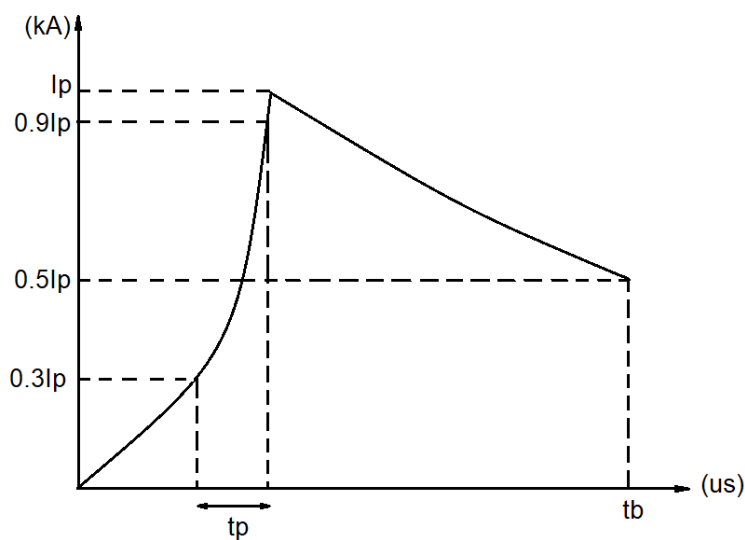


Figura 3.4: Forma de onda de corriente detallada de la descarga.

3.2. Parámetros de la descarga

CIGRE [2] hace una representación analítica de esta forma de onda definiendo los parámetros de la siguiente manera:

El tiempo de pico queda definido por el tiempo en que la corriente pasa de tener un valor de 30 % del pico ($0,3I_p$) al 90 % del pico ($0,9I_p$).

La pendiente considerada es la pendiente máxima (S_m), que se define para el punto de la onda en el cual se alcanza el 90 % del valor de pico de la corriente.

El tiempo de bajada se define para la caída del 50 % del valor de pico de corriente.

Para ciertos estudios, es importante tener en cuenta la correlación que existe entre los parámetros de la descarga, como ser entre el tiempo de pico (o pendiente) con el pico de la corriente. Para eso, es necesario conocer la distribución estadística que los representa.

Todos los parámetros de la descarga se pueden aproximar mediante una distribución logarítmica normal, cuya función de densidad de probabilidad es de la forma [2]:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\beta x} e^{-\frac{1}{2} \left[\frac{\ln(\frac{x}{M})}{\beta} \right]^2} \quad (3.1)$$

donde M es la mediana y β la desviación estandar.

El valor medio μ se calcula como: $\mu = M \exp \frac{\beta^2}{2}$.

En particular, la distribución estadística del pico de corriente se representa a través de dos distribuciones logarítmicas. Una de las curvas es válida para corrientes menores a 20 kA (representando las descargas directas, explicada en capítulo 4) y la otra para corrientes mayores a 20 kA (representando las descargas inversas, explicada en capítulo 4).

La tabla 3.1 muestra los valores de M y β para los valores de corriente de pico en los distintos intervalos.

$3 \leq I_p \leq 20\text{kA}$		$I_p > 20\text{kA}$	
M	β	M	β
61,1	1,33	33,3	0,605

Tabla 3.1: Valores de β y M para I_p [2].

Capítulo 3. Descargas atmosféricas

La función de densidad de probabilidad para el pico de corriente es útil para poder calcular las tasas de falla de la línea, como se verá en capítulos posteriores.

En la tabla 3.2 se indican los valores de M y β para S_m y t_p calculados en función de I_p . En particular, estas correlaciones serán consideradas en las simulaciones mas adelante.

	$3 \leq I_p \leq 20 \text{ kA}$		$I_p > 20 \text{ kA}$	
	M	β	M	β
$S_m I_p$	$12I_p^{0,171}$	0,554	$6,5I_p^{0,376}$	0,554
$t_p I_p$	$1,77I_p^{0,188}$	0,494	$0,906I_p^{0,411}$	0,494

Tabla 3.2: Correlación entre parámetros de la descarga [2].

Capítulo 4

Coordinación de aislación de líneas aéreas de AT a las descargas atmosféricas

4.1. Descripción general

El objetivo de realizar una buena coordinación de aislación frente a las descargas atmosféricas para las líneas aéreas es obtener la menor tasa de falla posible. La tasa de falla de la línea se define en este contexto como el número de fallas de aislación anuales que ocurren en la línea causadas por descargas atmosféricas.

Para esto, es necesario determinar la correcta ubicación de los hilos de guardia respecto a las fases, y una resistencia de puesta a tierra adecuadamente baja para minimizar el efecto de la elevación de tensión de la torre sobre la tensión impuesta en las aislaciones.

Como dato de entrada, es necesario contar con la cantidad de rayos nube tierra que caen en la zona (donde será instalada la línea) por km^2 por año, parámetro que se conoce como N_g y se determina de la siguiente manera [1]:

$$N_g = 0,04T_d^{1,25} \quad (4.1)$$

Siendo T_d el índice ceraúnico, que representa la cantidad de días al año en que se escuchó un trueno en algún lugar determinado.

En Uruguay, el índice ceraúnico varía entre 15 y 45. En las simulaciones se asumió un índice ceraúnico de 35, valor conservador para las zonas del país en que se encuentran ubicadas las líneas que se tomaron como referencia para las simulaciones.

Considerando una línea con una terna horizontal y dos hilos de guardia separados por una distancia S_g , el número total de rayos que cae en toda la línea por

Capítulo 4. Coordinación de aislación de líneas aéreas de AT a las descargas atmosféricas

100km-año es el siguiente [11]:

$$N_s = \frac{N_g(S_g + 28h^{0.6})}{10} \quad (4.2)$$

Siendo h es altura del hilo de guardia en la torre en metros. Se observa que la altura de la torre impacta en el valor de N_s . A mayor altura de la torre mayor exposición al impacto de las descargas.

Con el valor de N_g y la configuración de la línea es posible determinar sus tasas de falla, como se explica más adelante en este capítulo.

4.2. Parámetros de aislación a definir o a verificar

El estudio de coordinación de aislación de una línea aérea busca definir (o verificar, si la línea es existente) los siguientes parámetros principales:

- Distancias en aire entre partes vivas y torre, y entre fases
- Características principales de las cadenas de aisladores
- Resistencia de puesta a tierra de las torres
- Disposición de los cables de guardia

En el capítulo 6 se analizará el impacto que tiene en la tasa de falla a las descargas los distintos modelos para la resistencia de puesta a tierra y la cadena de aisladores en la torre que ocurre la descarga y la disposición de los hilos de guardia.

Las distancias en aire se coordinan usualmente con la longitud de las cadenas de aisladores, para que las descargas ocurran a lo largo de la cadena y no a través de otras distancias en aire entre los conductores de fase y la torre.

4.3. Descargas directas e inversas

Las descargas directas son las descargas que caen directamente en los conductores de fase. Las descargas inversas son las descargas que caen en el hilo de guardia o en la torre. En general, la mayoría de las descargas inversas se dan en la torre. Esto se debe a que, al ser un objeto voluminoso y en punta, es propicio a la formación de un líder ascendente. Los rayos que impactan “en mitad del vano”, imponen a las aislaciones sobretensiones menores que los que impactan directamente en la torre, ya que, al impactar en el vano, solo la mitad de corriente llegará a la torre, además de las amortiguaciones que sufre la onda de tensión mientras lo recorre. Por otra parte, la experiencia muestra que es poco probable un contorno en aire en mitad del vano entre el cable de guardia y la fase, dado que las distancias en

4.3. Descargas directas e inversas

aire entre el cable de guardia y los conductores de fase suele ser mayor en mitad del vano que en la torre.

Ambos tipos de descarga elevan la tensión entre extremos de las cadenas de aisladores (la descarga directa eleva principalmente la tensión en el conductor de fase, en tanto que la descarga inversa eleva principalmente la tensión en la torre), pudiendo provocar un contorneo de la cadena. En caso de producirse el contorneo por descarga inversa, parte de la corriente de descarga circula hacia el conductor de fase, y en caso de producirse el contorneo por descarga directa, circula parte de la corriente hacia la torre y por ende hacia el hilo de guardia. En ambos casos, el valor de corriente para lo cual esto sucede se denomina corriente crítica.

Para determinar la cantidad de descargas directas e inversas a la que está expuesta una línea se utiliza el modelo electrogeométrico. El modelo electrogeométrico es un modelo matemático que permite determinar si un rayo que se acerca a la línea caerá en los conductores de fase, hilo de guardia o tierra.

La distancia de impacto se define como la distancia que hay entre la punta del líder descendente y el objeto que recibirá el impacto en el momento en que comienza a desarrollarse el líder ascendente exitoso desde ese objeto [17].

El valor de pico de corriente de la descarga está relacionado con la distancia de impacto de la siguiente forma:

$$r = AI^b \quad (4.3)$$

Siendo:

- r distancia de impacto en m
- I pico de la corriente de descarga en kA
- A y b son parámetros que varían según la fuente de estudio

Las distancias de impacto para las líneas aéreas se definen de manera distinta según el rayo descargue a tierra, en las fases o hilo de guardia.

La distancia de impacto del rayo a tierra se denomina r_g y la distancia de impacto a las fases o al hilo de guardia se denomina r_c .

Capítulo 4. Coordinación de aislación de líneas aéreas de AT a las descargas atmosféricas

En la tabla 4.1 se presentan valores de A y b para algunos modelos propuestos para las distancias mencionadas [11].

	r_g de tierra		r_c de fase e hilo de guardia	
	A	b	A	b
Young	27	0,32	27γ	0,32
Brown-Whitehead	6,4	0,75	7,1	0,75
Love	10	0,65	10	0,65
IEEE-1992	$10\beta^b$	0,65	10	0,64
^b $\beta = 0,36 + 0,17 \log(43 - y)$ para $y < 40$; $\beta = 0,55$ para $y \geq 40$ ^d $\gamma = \frac{444}{(462-h)}$ para $h > 18$, $\gamma = 1$ para $h < 18$				

Tabla 4.1: Expresiones de la distancia de impacto.

Las alturas h e y , son las alturas promedio del hilo de guardia y de la fase, y se calculan de la siguiente forma:

$$h_{promedio} = h_{torre} - \frac{2}{3} flecha$$

$$y_{promedio} = y_{torre} - \frac{2}{3} flecha$$

Las flechas se estiman entre un 2% y 3% del vano para líneas de 150 kV.

Para el modelo electrogeométrico es necesario tener las distancias r_c y r_g definidas a partir de un método elegido de la tabla 4.1

4.3. Descargas directas e inversas

El esquema para representar el modelo electrogeométrico se muestra en la figura siguiente:

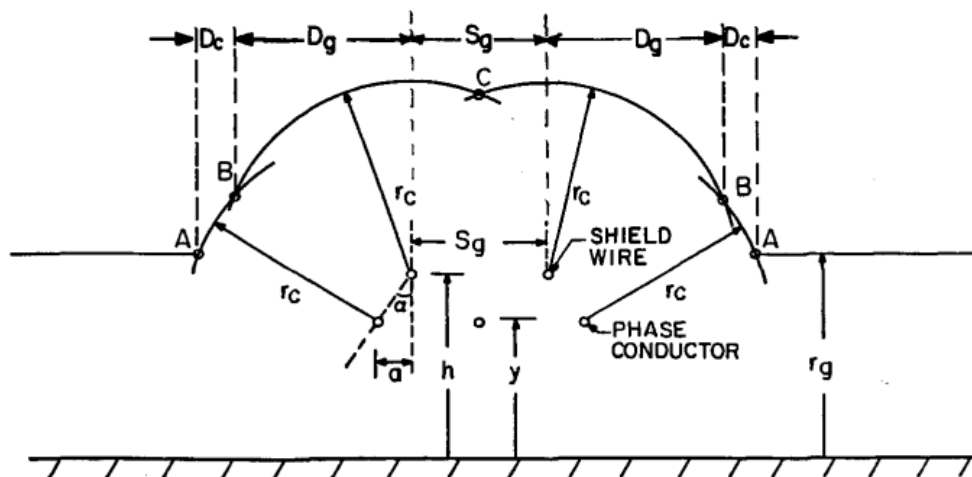


Figura 4.1: Modelo Electrogeométrico [11].

La figura 4.1 representa la cabeza de una torre de alta tensión con dos hilos de guardia, ubicados a una altura h , separados una distancia S_g . La torre sostiene tres fases ubicadas de manera horizontal, a una altura y .

En la figura se pueden ver trazados círculos de radio r_c centrados en los conductores de fase e hilo de guardia, y una recta paralela a la tierra a distancia r_g . r_c y r_g son las distancias de impacto definidas anteriormente correspondientes a un determinado valor de la corriente de pico del rayo, de acuerdo a la fórmula 4.3. Los círculos son secciones transversales de cilindros que cubren las fases y el hilo de guardia a lo largo de la línea, en tanto que la recta representa la sección transversal de un plano paralelo a tierra. Los distintos cilindros de radio r_c y el plano de altura r_g representan las zonas de atracción para el líder descendente. Si el líder descendente intersecta primero el cilindro de radio r_c centrado en el conductor de fase, el trazador ascendente exitoso saldrá del conductor de fase y habrá una descarga al conductor de fase. De forma análoga, si el líder descendente intersecta primero el cilindro de radio r_c centrado en el hilo de guardia, el trazador ascendente exitoso saldrá del hilo de guardia y habrá una descarga al hilo de guardia. Finalmente, si el líder descendente intersecta primero el plano paralelo a tierra, la descarga será a tierra.

La intersección de los círculos está identificada en la figura mediante los puntos A, B y C. Si de esos puntos de intersección se trazan rectas verticales, quedan definidas las distancias D_c , D_g y S_g , como lo muestra la figura 4.1. Aceptando la hipótesis habitual de que los rayos caen verticalmente [9], las zonas de atracción para el líder descendente pasan a ser los rectángulos definidos por estas distancias y el largo de la línea.

Capítulo 4. Coordinación de aislación de líneas aéreas de AT a las descargas atmosféricas

Entonces, si el líder descendente intersecta el rectángulo de ancho D_c , la descarga se concretará en el conductor de fase; si intersecta el rectángulo de ancho D_g y S_g , se concretará en los hilos de guardia; y si intersecta el plano r_g , se concretará a tierra.

Las distancias r_c y r_g aumentan al aumentar el valor de pico de corriente, como lo indica la ecuación 4.3. Como consecuencia, para las geometrías típicas de torres de transmisión, D_g y r_g van aumentando, y D_c disminuyendo [11].

A medida que continúa aumentando el valor de pico de corriente, se llega a un valor I_m tal que D_c se hace cero, y las distancias D_g y r_g se unen en un único punto. Esquemáticamente se puede interpretar que al ser D_c nulo, las fases ya no estarían expuestas a la descarga, por lo tanto, no habrían descargas directas.

Se puede decir que, para corrientes de pico mayores a I_m , las descargas se producirán en el hilo de guardia, en la torre, o tierra.

La siguiente imagen detalla el procedimiento explicado anteriormente para las corrientes $I_m > I_2 > I_1$.

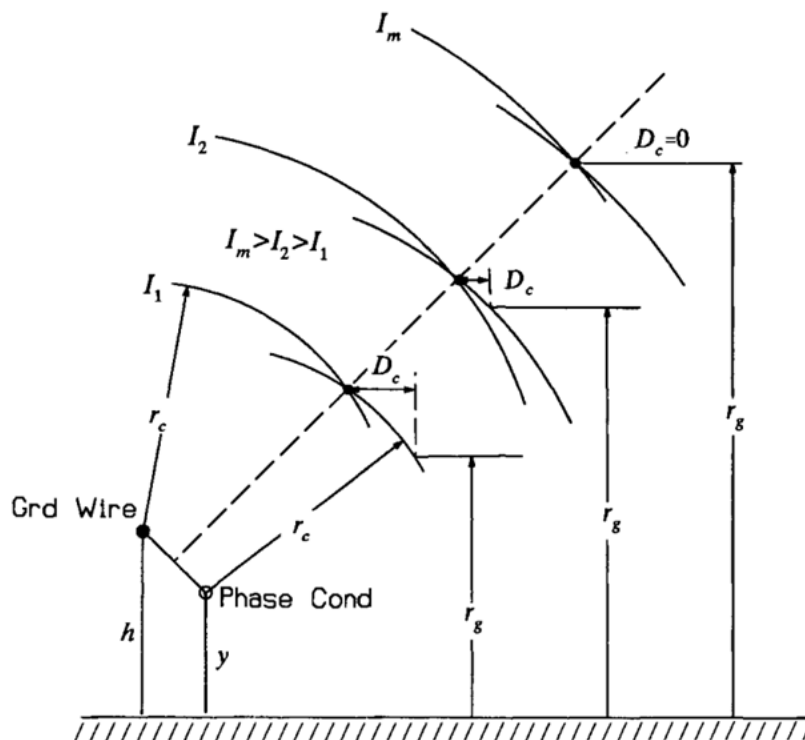


Figura 4.2: Definición de I_m para $D_c = 0$ [11].

La corriente I_m es un valor calculado teóricamente. Depende directamente de la geometría de la torre y la disposición que tienen los hilos de guardia. Una buena disposición de los hilos de guardia es lo que garantiza un bajo valor de I_m , y con

esto, una buena protección de la línea frente a las descargas directas.

4.4. Tasas de falla

Para determinar las tasas de falla de la línea a las descargas directas e inversas, es necesario contar con el valor N_g mencionado al comienzo de este capítulo y la configuración de la línea. En los siguientes puntos se detallan los cálculos para las tasas de falla de la línea a las descargas directas e inversas.

4.4.1. Tasa de falla a las descargas directas

Suponiendo una línea de longitud L y disposición horizontal como en la figura 4.1, y aceptando la hipótesis habitual de que los rayos caen verticalmente [9], la franja de exposición de las fases es el área $2LD_c$, multiplicando dicho valor por la densidad de rayos de la zona N_g y la probabilidad de ocurrencia de una corriente directa, se obtiene la tasa de falla a las descargas directas SFR , expresada matemáticamente como lo siguiente:

$$SFR = \int_3^{I_m} 2N_gLD_c(I)f(I) \cdot dI \quad (4.4)$$

$f(I)$ es la densidad de probabilidad del valor se pico de la corriente de rayo descrita en el Capítulo 3 ecuación 3.1.

Observando los límites de integración, 3 kA es el mínimo valor de corriente reportado por CIGRE [2] e I_m es el máximo valor de corriente que puede caer en las fases.

Otra forma de representar SFR , es en fallas/100km-año, de forma de independizar el cálculo de la longitud de la línea:

$$SFR = \frac{2N_g}{10} \int_3^{I_m} D_c(I)f(I) \cdot dI \quad (4.5)$$

En caso de tener una sola terna vertical:

$$SFR = \frac{N_g}{10} \int_3^{I_m} D_c(I)f(I) \cdot dI \quad (4.6)$$

4.4.2. Tasa de falla a las descargas directas con contorneo en la cadena de aisladores

Para saber si pueden existir descargas directas con contorneo en la cadena de aisladores, se debe calcular el valor de corriente que provoca el contorneo. Esta corriente se determina en base a la impedancia de onda vista por la corriente que impacta el conductor y la tensión soportada por la cadena de aisladores, de la siguiente forma [11]:

$$I_c = \frac{2E}{Z_c} \quad (4.7)$$

Donde:

- E es el valor de aislación de la cadena de aisladores. El valor tomado para este estudio es el CFO .
- Z_c la impedancia de onda del conductor.

Si el valor de I_c supera el valor de I_m , entonces no habrá descargas directas con contorneo en la cadena de aisladores. En caso contrario, sí las habrá. La tasa de falla correspondiente se denomina $SFFOR$, y se calcula con fórmulas similares a las 4.5 y 4.6, pero usando un límite de integración inferior de I_c kA en vez de 3 kA . Por ejemplo, para el caso de simple terna vertical, se obtiene:

$$SFFOR = \frac{N_g}{10} \int_{I_c}^{I_m} D_c(I) f(I) \cdot dI \quad (4.8)$$

$SFFOR$ está expresada en fallas/100km-año.

4.4.3. Tasa de falla a las descargas inversas

La tasa de falla a las descargas inversas se determina por la probabilidad de que la corriente crítica (I_c) sea excedida, multiplicada por la cantidad de rayos que se espera que caigan en la torre. Si se desprecia el número de descargas que causan falla de blindaje, el número de descargas que caen en la torre, N_T , se asumen aproximadamente igual al 60 % de N_s [6].

De esta forma, la tasa de falla para las descargas inversas, expresada por número de fallas por 100 km por año, se calcula de la siguiente forma:

$$NBF = N_T P(I_c) \quad (4.9)$$

4.4. Tasas de falla

Se denomina $P(I_c)$ a la probabilidad acumulada de que un valor de corriente de pico I_c sea excedido y se determina de la siguiente manera [1]:

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2,6}} \quad (4.10)$$

Para determinar $P(I_c)$, se podría integrar en la corriente la función de densidad de probabilidad de la ecuación 3.1, en los extremos de integración desde I_c hasta el valor máximo de corriente de rayo reportado (habitualmente del orden de los 200 kA), utilizando los parámetros de la tabla 3.1 para $I > 20$ kA.

Pero, para este caso, es de mayor utilidad utilizar la representación alternativa adoptada por el *IEEE* 1243 indicada en la ecuación 4.10.

El valor de corriente crítica se puede estimar mediante simulación o mediante ecuaciones simplificadas [2]. En este estudio, la corriente crítica se determinó a través de simulaciones.

La ecuación 4.9 asume, de manera simplificada, que la probabilidad de descarga inversa no depende del punto en el que se encuentre la tensión de frecuencia industrial. Para considerar la influencia de la tensión industrial en la tasa de falla, se divide el ciclo de tensión a frecuencia industrial en intervalos de tiempo elementales, y se considera la tensión de frecuencia industrial constante en cada uno de esos intervalos. La probabilidad de que la línea esté sometida a cada una de esas tensiones a frecuencia industrial cuando cae el rayo es uniforme, por lo que la tasa de falla se puede calcular según la siguiente ecuación:

$$NBF = N_T \sum P_i t_i \quad (4.11)$$

- t_i es el intervalo de tiempo i en por unidad del ciclo de la frecuencia industrial. Se divide el ciclo de frecuencia industrial en intervalos t_i , de forma que en cada t_i se está aplicando un valor distinto de tensión a frecuencia industrial.
- P_i es la probabilidad de que I_i sea excedida (I_i es la corriente crítica determinada para cada t_i).

Este es el cálculo que se tomará en cuenta para la tasa de falla a las descargas inversas.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 5

Modelos para la simulación de descargas atmosféricas en líneas aéreas

5.1. Introducción

Las simulaciones se realizaron sobre dos modelos de líneas bien distintos. Se diferencian principalmente en su altura, en la disposición de sus hilos de guardia, y en la longitud de las cadenas de aisladores. Ambas líneas tienen una sola terna vertical instalada.

La nomenclatura para referenciarlas fue línea nueva y línea vieja. La línea vieja era una línea de 110 kV que fue re-aislada en 150 kV y de ahí el interés en compararla con el modelo de una línea nueva ya diseñada para 150 kV .

En el apéndice C, figura C.3, se detalla un esquema del tipo de torre que contiene cada línea. Cabe aclarar que el modelo de la línea vieja posee un solo hilo de guardia y el de la línea nueva dos.

Para ambas líneas se probaron distintos modelos de cadenas de aisladores, resistencias de puesta a tierra en la torre que sufre la descarga, y formas de onda de rayo, para analizar como impactan estos parámetros en los cálculos de las tasas de falla.

En las secciones siguientes se detallan los modelos mencionados.

5.2. Modelo de las líneas

Como lo que se está modelando es un fenómeno transitorio de ondas viajeras, la línea se modela por medio de sus parámetros distribuidos, calculados a una frecuencia determinada. Para este caso se eligió 350 kHz , dado que es una frecuencia

Capítulo 5. Modelos para la simulación de descargas atmosféricas en líneas aéreas

del orden de las que aparecen habitualmente al simular descargas atmosféricas [9].

Para modelar la línea se utilizó la subrutina *LCC* que proporciona el *ATPDraw*, la cual calcula las impedancias de la línea completa, tomando como datos de entrada la geometría de la torre, las características de los conductores, la frecuencia del fenómeno, y la resistividad del terreno.

Como en el fenómeno a analizar es relevante la influencia de las torres y sus puestas a tierra, la línea se modela vano por vano, representando tres vanos hacia cada lado de la torre en la cual se simula la descarga, lo cual permite analizar adecuadamente las reflexiones y refracciones de la onda viajera durante el período de tiempo de interés. Los vanos extremos de la línea se modelaron con una mayor longitud, de forma de no tener reflexiones adicionales de extremos lejanos durante el período de estudio. No fue necesario considerar las transposiciones de la línea, dado que fueron pocos vanos los que se modelaron. Los hilos de guardia se incluyen de forma explícita en el modelo.

5.3. Torres

Las torres fueron modeladas como líneas, o tramos de líneas monofásicas de parámetros distribuidos. En particular, la torre donde se simula la descarga se modeló como una serie de tramos, donde cada uno representa la distancia entre las ménsulas de la torre, de forma de poder obtener la tensión en el extremo de la cadena de aisladores de cada fase. Las demás torres fueron modeladas como un único tramo de línea. En el Apéndice C se encuentra un esquema de los modelos de torres utilizadas.

La impedancia de onda de las torres se determinó a partir del cálculo de modelos de torres típicas, que se determinan a partir de su altura (h) y el ancho de su base ($2r$) de la siguiente forma [6]:

$$Z_c = 30 \ln \left(\frac{2(h^2 + r^2)}{r^2} \right) \quad (5.1)$$

Resultando:

	Torre nueva	Torre vieja
$Z_T(\Omega)$	170	185

Tabla 5.1: Impedancia de onda de las torres.

5.4. Conductores de fase e hilos de guardia

Si bien la subrutina *LCC* calcula las impedancias necesarias para la línea completa, es necesario, adicionalmente, calcular la impedancia de onda individual del conductor de fase, a efectos de estimar la corriente mínima de contorno por falla de blindaje, de acuerdo a lo indicado en la ecuación 4.7. Estas impedancias de onda se pueden obtener por medio de la rutina *LCC*, o calcular manualmente mediante la aplicación de fórmulas sencillas.

Si no se considera el efecto corona, se tiene la siguiente fórmula para la impedancia de onda propia [6]:

$$Z_c = 60 \ln \frac{2h}{r} \quad (5.2)$$

Siendo:

- r el radio del conductor en m
- h la altura promedio del conductor respecto al suelo en m .

En este caso, se considera la fase más alta, por ser la que está más expuesta a las descargas directas.

Con los datos de los conductores de fase (ver Apéndice C) y sus respectivas alturas promedio, se determinan las impedancias de onda de las líneas, indicadas en la siguiente tabla:

	Línea nueva	Línea vieja
$Z_c(\Omega)$	508	502

Tabla 5.2: Impedancia de onda de los conductores.

Respecto a los hilos de guardia, solo es necesario tener los valores de la impedancia de onda de los hilos de la línea nueva para ser utilizados en el capítulo 7.

$Z_{g1}(\Omega)$	$Z_{g2}(\Omega)$
542	558

Tabla 5.3: Impedancia de onda de los hilos de guardia de la línea nueva.

5.5. Puesta a Tierra

La resistencia de puesta a tierra en la torre donde se simuló la descarga se modeló de dos formas:

- Como una resistencia fija de valor 10Ω

Capítulo 5. Modelos para la simulación de descargas atmosféricas en líneas aéreas

- Como una resistencia variable con la corriente

El valor de resistencia de puesta a tierra de 10Ω , es un valor típico de puesta a tierra utilizado para las torres de Transmisión en la red eléctrica uruguaya.

Para altas magnitudes de corriente, la resistencia de puesta a tierra tiende a disminuir su valor debido a la ionización del suelo. A medida que la corriente crece, aumenta el campo eléctrico que genera. Cuando este supera un valor límite E_0 , se generan descargas que evaporan la humedad del suelo, produciendo a su vez arcos que provocan una disminución de la resistividad del terreno. Este efecto genera en la resistencia de puesta a tierra, un comportamiento de conductor casi perfecto.

Una forma de representar dicho comportamiento es a través de la siguiente fórmula [2]:

$$R_i = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I_r}{I_g}}} \quad (5.3)$$

- I_r corriente de rayo en kA
- I_g corriente en kA requerida para lograr que el gradiente E_0 sea superado

Asumiendo un electrodo esférico:

$$I_g = \frac{\rho E_0}{2\pi R_0^2}$$

Siendo:

- R_0 la resistencia medida a baja corriente en Ω
- ρ la resistividad de terreno en Ωm
- $E_0 = 400 \frac{kV}{m}$

Para R_0 se toma el valor de 10Ω y para $\rho = 100 \Omega m$.

Las demás torres de la línea se modelaron con resistencias de puesta a tierra de valor 10Ω .

5.6. Descarga

Para modelar la descarga se utilizó el modelo que proporciona el *ATP* para una fuente de corriente doble rampa, similar a la mostrada en la figura 3.3, en la cual se especifica el valor de pico de corriente, el tiempo de pico, y el valor de pico al 50 %, con su tiempo correspondiente, como se muestra en la figura 3.3.

5.7. Cadena de aisladores

Se eligió utilizar como tiempo de pico $2 \mu s$, y como tiempo de bajada $50 \mu s$. Estos valores se usan habitualmente en la literatura, y son del orden de los recomendados por [2]. De aquí en adelante, se utilizará la nomenclatura $2/50 \mu s$ para hacer referencia a esos tiempos.

Como fue mencionado en el capítulo 3, ciertos parámetros como la pendiente y el tiempo de pico, tienen correlación con el valor de pico de corriente. Fue de interés analizar como afectan en el desempeño de las descargas estas correlaciones.

Para esto se utilizó el modelo de fuente de corriente CIGRE, disponible en *ATP*, cuya forma de onda es similar a la representada en la figura 3.4. Dicho modelo permite introducir un tramo cóncavo en los primeros microsegundos de la onda, lo cuál refleja mejor el comportamiento real de las corrientes de rayo.

Los datos que utiliza son: el valor de pico de corriente I_p , el tiempo de pico t_p , tiempo de bajada t_b y pendiente máxima S_m . Correlaciona el tiempo de pico y la pendiente máxima con el valor de pico de corriente, como fue indicado en la tabla 3.2. Cabe aclarar que, para que el modelo funcione, dado que S_m debe ser por definición la pendiente máxima de la onda, debe cumplirse la siguiente condición:

$$t_p > \frac{I_p}{S_m} \quad (5.4)$$

Esta fuente fue utilizada para modelar las descargas inversas, por lo que en la tabla 3.2 las relaciones entre parámetros se determinan para las corrientes mayores a $20 kA$, las que resultaron:

$$S_m = 6,5 I_p^{0,376}$$
$$t_p = 0,906 I_p^{0,411}$$

El procedimiento consistió en elegir el parámetro variable I_p y a partir de él calcular S_m y t_p , verificando siempre que se cumpla la relación 5.4.

Como observación se comenta que esta relación entre parámetros es para la mediana de las distribuciones lognormales de S_m y t_p , pero se utiliza como aproximación para valores de picos de los parámetros calculados.

5.7. Cadena de aisladores

La cadena de aisladores se modeló como una capacidad en paralelo con una llave en posición abierta, que cierra para un determinado valor de referencia. Estas llaves fueron modeladas de tres formas distintas:

- Llave controlada por tensión
- Llave modelada como curva $V(t)$
- Llave programada por Modelo Líder

Capítulo 5. Modelos para la simulación de descargas atmosféricas en líneas aéreas

Para modelar la capacidad de la cadena de aisladores, se asumió que cada plato de la cadena de aisladores tiene una capacidad de 80 pF , que es un valor típico para los platos “standard” que se usan en las líneas de Trasmisión uruguayas. La cadena de aisladores de la torre vieja tiene 9 platos y la torre nueva tiene 11. Por lo tanto, la capacidad de la cadena de aisladores de la torre vieja vale: $\frac{80}{9} \text{ pF}$ y para la torre nueva vale: $\frac{80}{11} \text{ pF}$.

Es necesario disponer asimismo de la longitud y el CFO de las cadenas de aisladores, que son datos de entrada a algunos de los modelos desarrollados.

Para esto se tomó como referencia un catálogo de cadena de aisladores típico del cual se obtuvo lo siguiente:

- 9 aisladores plato tienen un CFO de 860 kV y una longitud de $1,314 \text{ m}$.
- 11 aisladores plato tienen un CFO de 1025 kV y una longitud de $1,606 \text{ m}$.

- Llave controlada por tensión

Cuando la tensión en bornes de la cadena de aisladores supera un valor fijo V_f , la llave se cierra generando un cortocircuito en la cadena de aisladores, simulando el contorneo por la misma. El valor fijo V_f que se toma de referencia para el aguante de la cadena de aisladores es el CFO .

- Llave modelada como curva $V(t)$

La curva $V(t)$ representa el comportamiento del aguante de la cadena de aisladores en función del tiempo y es válida para la forma de onda de tensión estándar $1,2/50 \text{ } \mu\text{s}$ [1].

$$V(t) = \left(400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) W \quad (5.5)$$

Donde:

- V es la tensión en bornes de la cadena de aisladores en kV
- t es el tiempo en que ocurre la descarga en μs
- W es la longitud de la cadena de aisladores en m

5.7. Cadena de aisladores

- Llave programada por Modelo Líder

Como se comentó en el capítulo 2, hay una forma de onda de tensión normalizada para sobretensiones atmosféricas. Es importante evaluar la aislación para formas de ondas que no sean la normalizada. Incluso, la forma de onda de tensión que resulta en la cadena de aisladores cuando está expuesta a una descarga inversa resulta ser distinta a la curva de tensión normalizada [2]. Es por eso que resulta de utilidad analizar el modelo Líder. Este modelo consiste en simular el proceso físico de la descarga, por lo que resulta ser más realista y aplicable para cualquier tipo de onda.

Independientemente de la forma de onda, polaridad, y la geometría de los electrodos, la descarga siempre tiene tres etapas [2]:

- El efecto corona en los extremos de los electrodos
- Comienzo de la formación del Líder
- La propagación del Líder

Cuando el voltaje en los electrodos excede el del efecto corona, se comienza a formar el Líder de la descarga. Si el mismo se mantiene con un valor que excede el del efecto corona, la descarga se concreta cuando el Líder termina de alcanzar el electrodo opuesto.

En la figura 5.1 se muestra un esquema del proceso de la descarga, cuando a un electrodo separado una distancia d de un plano a tierra se le aplica un impulso de tensión. La velocidad de propagación del Líder es v y x es la distancia que separa el extremo del Líder (que se aproxima al potencial de tierra) de tierra.

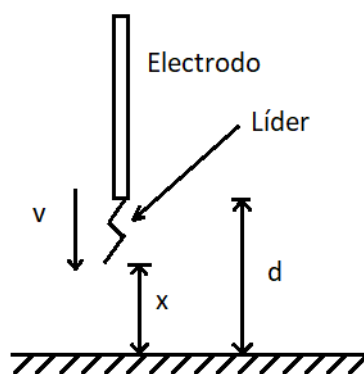


Figura 5.1: Esquema que representa el modelo Líder.

Si el gradiente entre la torre y el conductor es mayor que un gradiente límite E_1 , se forma una descarga incipiente (el “Líder”), que avanza en el aire a lo largo de la cadena de aisladores de longitud d con una velocidad v . Cuando el Líder

Capítulo 5. Modelos para la simulación de descargas atmosféricas en líneas aéreas

contornea por completo la cadena de aisladores, se produce la descarga.

El modelo Líder propuesto por [2] se basa en representar su velocidad de la propagación, y es el modelo utilizado en esta tesis.

La velocidad se describe por la siguiente ecuación:

$$v(t) = k_L e(t) \left[\frac{e(t)}{x(t)} - E_1 \right] \quad (5.6)$$

Siendo:

- $L(t) = d - x(t)$, donde $L(t)$ es la longitud de Líder y d la longitud de la cadena de aisladores medidas en metros
- $v(t) = \frac{dL(t)}{dt}$ es la velocidad del Líder en m/s
- $e(t)$ es la tensión aplicada en extremos de la cadena de aisladores en kV
- E_1 es el gradiente límite en kV/m
- k_L una constante en $m^2V^{-2}s^{-1}$

Los valores elegidos para k_L y E_1 dependen de la configuración del gap entre el electrodo y tierra y el tipo de polaridad de la descarga. Se toman los valores recomendados por CIGRE 63 [2] para el peor caso de configuración, y polaridad negativa: $k_L = 1,3 m^2V^{-2}s^{-1}$ y $E_1 = 600 kV/m$.

Reescribiendo la ecuación 5.6, se obtiene la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{dL(t)}{dt} = k_L e(t) \left[\frac{e(t)}{(d - L(t))} - E_1 \right] \quad (5.7)$$

Esta ecuación sólo vale cuando el gradiente (en valor absoluto) a lo largo de x es no menor que E_1 : $\left| \frac{e(t)}{d-L(t)} \right| \geq E_1$.

Si no se cumple esa condición no comienza a formarse el Líder ($L = 0$) o (si ya se había comenzado a formar) no se sigue desarrollando ($v = 0$).

Para poder resolver la ecuación 5.7, se utilizó la herramienta Models del programa *ATP* cuyo código se encuentra en el Apéndice B.

Capítulo 6

Simulaciones de descargas atmosféricas en líneas aéreas

6.1. Síntesis de los modelos utilizados

En la figura 6.1 se muestra una parte del modelado de la línea en *ATPDraw*. La figura corresponde a una descarga inversa en la línea nueva. Se puede ver la torre en la cual se inyecta la descarga, modelada como una serie de tramos de parámetros distribuidos con su resistencia de puesta a tierra, en este caso variable con la corriente. Se observa que, entre medio de los tramos de parámetros distribuidos de la torre, están modeladas las cadenas de aisladores como una capacidad en paralelo con una llave; en este caso el modelo de la llave es de tensión fija. El vano de la línea, compuesto por sus tres fases y los dos hilos de guardia, están modelados con la rutina *LCC*. A la izquierda de la torre se muestra el modelo de la torre adyacente, como un único parámetro distribuido, con su resistencia de puesta a tierra de valor fijo.

Capítulo 6. Simulaciones de descargas atmosféricas en líneas aéreas

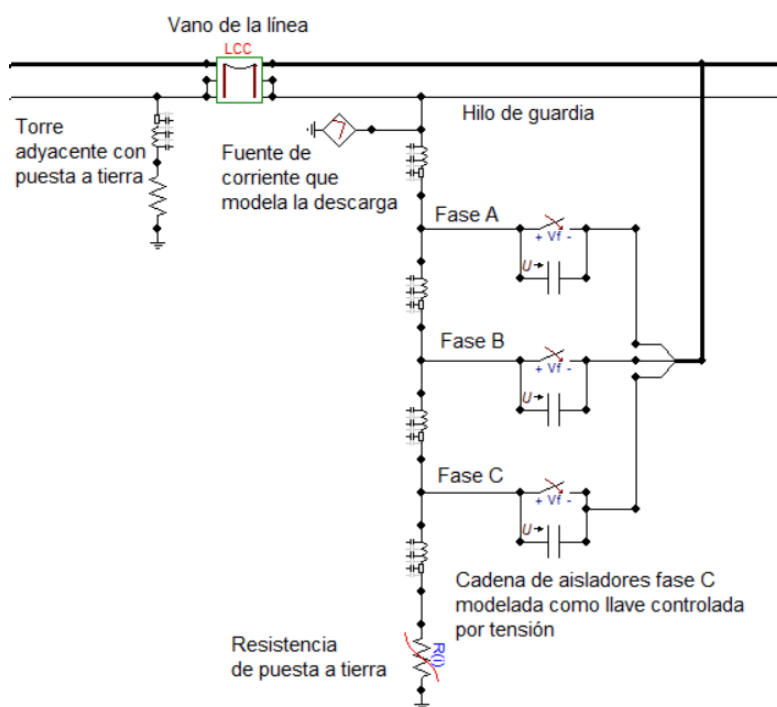


Figura 6.1: Descarga inversa en la torre nueva modelada con resistencia de puesta a tierra variable con la corriente y cadena de aisladores como llave controlada por tensión.

En la siguiente figura 6.2 se muestra el modelo para una descarga directa en la misma línea. En este caso, la fuente de corriente está inyectada en la fase A. La torre que sufre la descarga está modelada con una puesta a tierra fija y su cadena de aisladores por modelo Líder.

6.1. Síntesis de los modelos utilizados

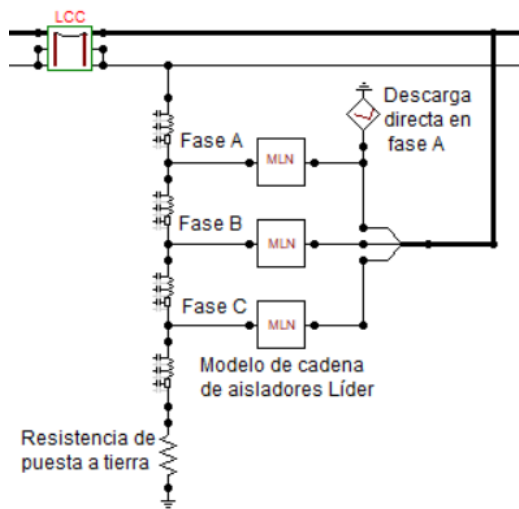


Figura 6.2: Descarga directa en la fase A. Torre modelada con cadena de aisladores tipo Líder y resistencia de puesta a tierra de valor fijo.

En la figura 6.3 se puede ver el modelo de la línea nueva con todos sus vanos, y la fuente de frecuencia industrial. El modelo de la cadena de aisladores es tipo Líder y la resistencia de puesta a tierra es variable con la corriente. En particular, la descarga está modelada por la fuente de corriente CIGRE.

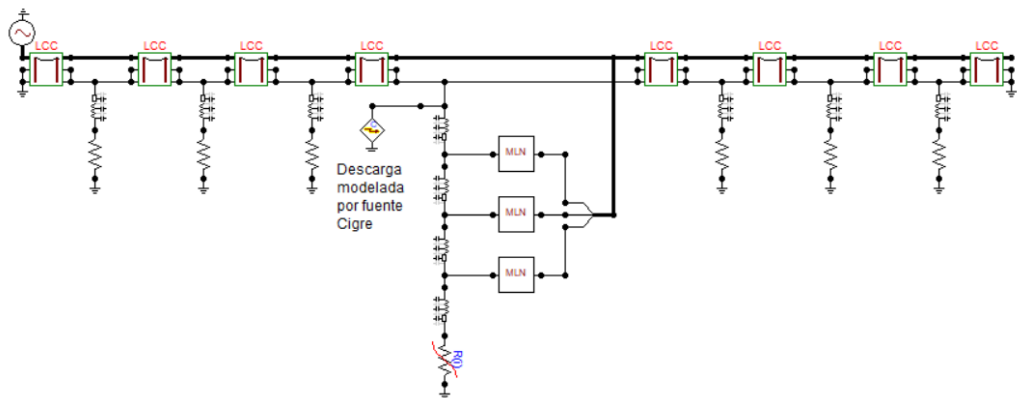


Figura 6.3: Modelo de la línea nueva con todos sus vanos. Descarga inversa modelada como fuente CIGRE.

6.2. Descripción de casos y resultados: Descargas directas

6.2.1. Calculo teórico

Para determinar el máximo valor de corriente directa (I_m) para el cual las fases estarán expuestas se utiliza el modelo electrogeométrico detallado en el capítulo 4, siendo un procedimiento teórico que no se apoya en simulaciones.

Se desarrollaron las ecuaciones algebraicas del modelo para cada distancia de impacto de la tabla 4.1, en la cual se fue variando la corriente de descarga desde 3 kA hasta encontrar el valor de I en el cual D_c vale cero, punto en el cual se determina I_m .

Una vez hallado el valor de I_m , se calcula la corriente mínima para la cual existen descargas directas con contorno en la cadena de aisladores (I_c), utilizando la ecuación 4.7. Este valor obtenido mediante esa fórmula simplificada, se verificará posteriormente en detalle mediante simulaciones.

En caso que I_c sea inferior a I_m , se concluye que habrá descargas directas con contorno en la cadena de aisladores. En estos casos, aplicando la formula 4.8, se determina la tasa de falla para descargas directas con contorno.

Para determinar la tasa de falla a las descargas directas se utiliza la fórmula 4.6.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

METODO	Línea vieja				Línea nueva			
	$I_m(kA)$	$I_c(kA)$	SFR	$SFFOR$	$I_m(kA)$	$I_c(kA)$	SFR	$SFFOR$
IEEE 92	12	3,43	0,081	0,077	12,4	4,04	0,042	0,038
Brown-Whitehead	12,2	3,43	0,087	0,084	11	4,04	0,033	0,029
Love	7,8	3,43	0,034	0,031	7,6	4,04	0,016	0,013
Young	<3	3,43	0	0	<3	4,04	0	0

Tabla 6.1: Corriente crítica y tasas de falla para las descargas directas calculadas teóricamente.

Las tasas $SFOR$ y $SFFOR$ son expresadas en fallas/100km-año.

Analizando los valores de la tabla 6.1, se observa que las tasas de falla varían según la fórmula de distancia de impacto elegida. En particular, para el método Young, su valor fue 0 en ambas líneas, lo que significa que están perfectamente blindadas. Dicho de otra forma, ninguna corriente de rayo caerá en los conductores de fases. Luego, en orden ascendente, los mejores resultados se obtuvieron con el método Love, IEEE 92 y luego Brown-Whitehead. Cabe destacar que la fórmula de distancia de impacto que se usa actualmente es la IEEE 92, ya que es la más moderna de las cuatro.

6.2. Descripción de casos y resultados: Descargas directas

Para los cuatro métodos, la tasa de falla SFR de la línea vieja es mayor que la línea nueva. Esto se debe a que el parámetro $D_c(I)$ en la línea nueva es inferior que en la línea vieja para un mismo valor de corriente I . Se puede decir que el diseño de la torre nueva es mejor en cuanto a la ubicación de los hilos respecto de la vieja. Esta ubicación queda determinada por el ángulo que forma la fase más expuesta a las descargas con el hilo de guardia. Cuanto más alta es la torre, menor debe ser el ángulo [2]. En el caso de la línea nueva, cuya altura es de $36,25\text{ m}$, este ángulo es de 14° ; y en la línea vieja, es de 27° , siendo su altura de $26,6\text{ m}$. En el apéndice C figura C.3 se encuentra un esquema detallado de las dos torres utilizadas para cada línea.

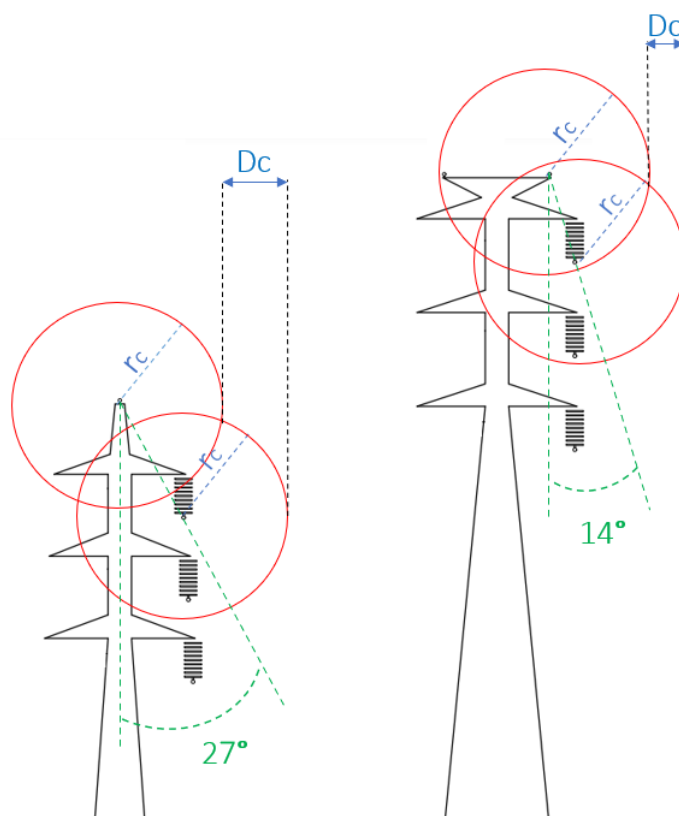


Figura 6.4: Distancias D_c para un valor de corriente I y ángulos de blindaje de la línea vieja (izquierda) y de la línea nueva (derecha).

Respecto a las tasas $SFFOR$ reflejadas en la misma tabla 6.1, se puede ver que los valores de la línea nueva son menores que los de la línea vieja. Si bien esto es esperable, ya que la tasa SFR obtenida de la línea nueva es inferior a la línea vieja, esta tasa depende de la aislación de la cadena de aisladores. Se recuerda que la tasa $SFFOR$ contiene todas las corrientes contenidas entre la crítica e I_m . La corriente crítica está definida por el CFO de acuerdo a la ecuación 4.7. Al ser el valor del CFO de la cadena de aisladores de la torre nueva superior al de la torre

Capítulo 6. Simulaciones de descargas atmosféricas en líneas aéreas

vieja (debido a que la cadena es más larga), la corriente crítica es mayor y por lo tanto colabora en la disminución de la tasa *SFFOR*.

6.2.2. Simulaciones

Como ya fue dicho, los resultados de la tabla 6.1 fueron calculados de forma teórica, considerando un modelo de cadena de aisladores de valor fijo *CFO* y sin considerar la influencia de la tensión de la frecuencia industrial.

Se buscó analizar también a través de simulaciones, el impacto que tiene la variación del modelado de la cadena de aisladores en el contorneo, considerando a su vez distintos puntos de la onda de tensión de frecuencia industrial. Los modelos de cadena de aisladores utilizados fueron los tres modelos descritos en el capítulo 5. En particular, para el modelo de llave controlada por tensión fija, se tomó el valor del *CFO* de la cadena de aisladores.

Los distintos puntos de la onda de frecuencia industrial se tomaron variando el ángulo de la fase A cada 20° .

Todas las descargas directas se modelaron como una fuente de corriente doble rampa $2/50 \mu s$ aplicadas en la fase A, por ser la fase más alta y por lo tanto la más expuesta a las descargas directas.

En las imágenes 6.5 y 6.6 se muestran, para cada una, tres gráficas. Cada gráfica representa un modelo de cadena de aisladores como fue descrito en el capítulo 5. En el eje de las ordenadas se representa el valor de la corriente de contorneo de la cadena de aisladores, y en el eje de las abscisas la variación del ángulo de la fase A de la fuente de frecuencia industrial. Se aclara que la fuente que usa el ATP es una fuente con variación cosenoidal.

6.2. Descripción de casos y resultados: Descargas directas

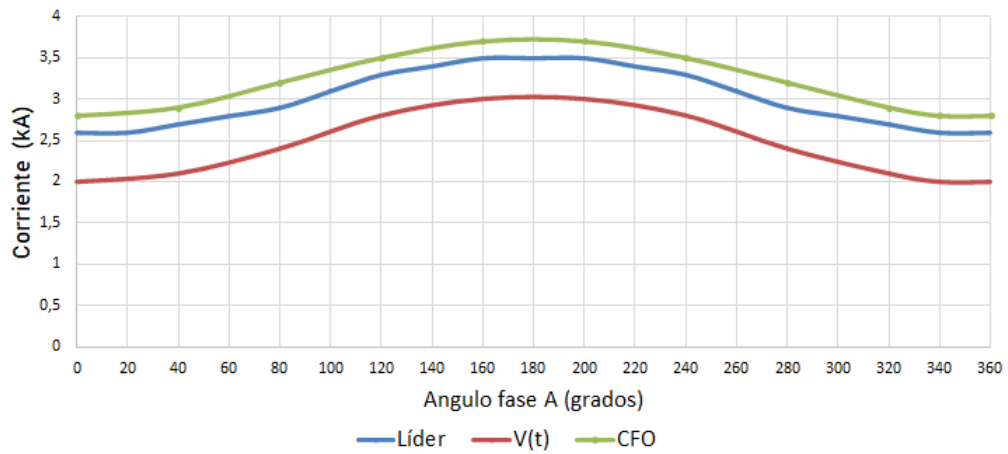


Figura 6.5: Corrientes de contorno para descargas directas en línea vieja en función de la variación del ángulo de la fase A.

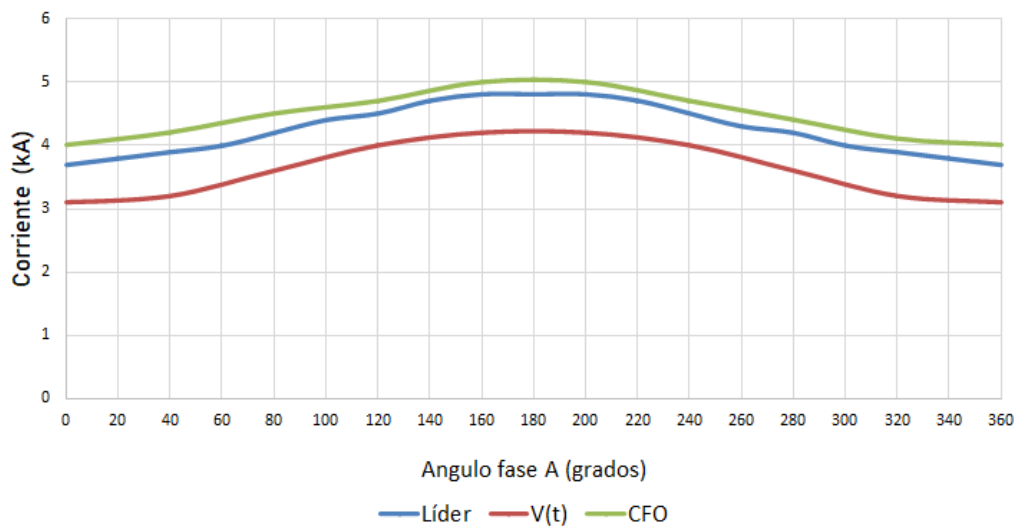


Figura 6.6: Corrientes de contorno para descargas directas en línea nueva en función de la variación del ángulo de la fase A.

De las gráficas, se puede observar que la cadena de aisladores que fue modelada con una llave de valor CFO fue la que soportó valores más altos de corriente, siendo por lo tanto, el modelo más permisivo (el que define la tasa de falla más baja). Para el caso en que fue modelada con la curva $V(t)$, los valores de corriente soportados fueron los menores.

Si se hace una comparación entre estos dos modelos, como lo muestra la figura 6.7, se puede ver que, para tiempos pequeños, el modelo de $V(t)$ soporta altos valores de tensión, pero para tiempos superiores a los $4 \mu s$, el aguante de este mo-

Capítulo 6. Simulaciones de descargas atmosféricas en líneas aéreas

delo comienza a estar por debajo del CFO . Por lo tanto, los tiempos de contorno siempre fueron superiores a $4 \mu\text{s}$, lo cual es consecuencia de los valores bajos de corriente de rayo.

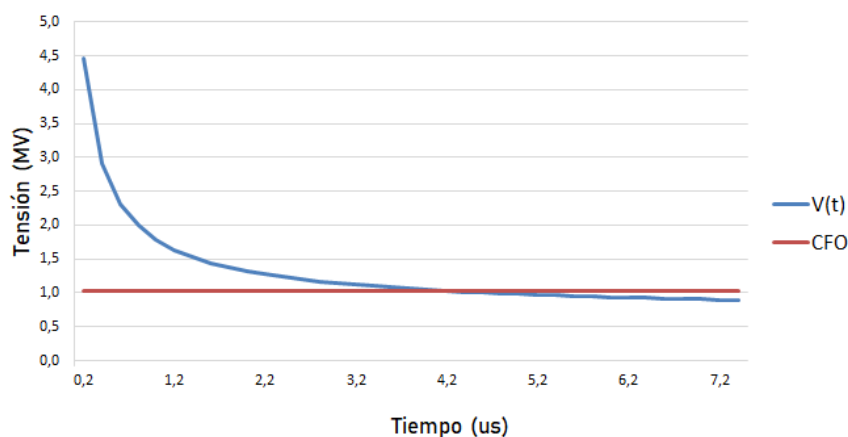


Figura 6.7: Curva $V(t)$ comparada con CFO .

El caso del modelo Líder no es posible verlo gráficamente de esta forma, ya que, en este caso, el aguante de la cadena de aisladores está vinculado a la velocidad de la propagación del Líder, que a su vez depende de la onda de tensión aplicada a la cadena de aisladores, en cada caso específico simulado. De todas formas, dado que el modelo Líder es el que representa físicamente el proceso de la descarga, es por lo tanto, el modelo más preciso de los tres.

Para este tipo de descargas no resulta relevante modelar la resistencia de puesta a tierra variable con la corriente, dado que los valores de corriente no son lo suficientemente elevados como para que esto genere un impacto en el modelo de la resistencia.

Respecto a los valores teóricos calculados en la tabla 6.1 se recuerda que I_c fue hallada para un valor de tensión igual al CFO , por lo que resultaría comparable con el caso de cuando la tensión a frecuencia industrial pasa por cero en la simulación. Este valor no tiene en cuenta la tensión de la fuente industrial, por lo que el valor teórico hallado sería comparable al de la simulación en el ángulo 90° , pues el modelo de fuente de tensión del ATP es cosenoidal. Observando las gráficas correspondientes al caso de CFO para el ángulo 90° , se obtienen los valores de $3,3 \text{ kA}$ para la torre vieja y aproximadamente $4,5 \text{ kA}$ para la torre nueva, resultando similares a los calculados teóricamente. En el caso de la torre vieja, se obtuvo el valor de $3,43 \text{ kA}$ y en caso de la torre nueva, 4 kA .

De forma general para las dos líneas, las corrientes críticas para los tres modelos de cadenas de aisladores estuvieron por debajo de los 4 kA para la línea vieja, como lo muestra la figura 6.5; y por debajo de los 5 kA para la nueva, como lo

6.2. Descripción de casos y resultados: Descargas directas

muestra la figura 6.6, para todo el rango de variación de la tensión de frecuencia industrial.

6.2.3. Efecto del contorneo de la cadena de aisladores para una descarga directa

El contorneo en la cadena de aisladores tiene un impacto distinto según la descarga sea inversa o directa. En este caso, se muestra el impacto para una descarga directa. El análisis para una descarga inversa se muestra en la sección referida a este tema.

En el caso de una descarga directa en una fase, si la cadena de aisladores contornea, prácticamente toda la corriente de rayo se drena por la puesta a tierra de la torre, como se muestra en la figura 6.8. La figura corresponde al caso de la línea nueva, con modelo de cadena de aisladores tipo Líder, en la cual se aplicó una descarga directa en la fase A, de forma de onda $2/50 \mu s$ y valor de pico $3,7 kA$. Luego de los $15 \mu s$, se produce el contorneo en la cadena de aisladores. La figura refleja los valores de corrientes por las fases y por la puesta a tierra de la torre. Se puede ver que, antes del contorneo, prácticamente toda la corriente de rayo se va por la fase A, y otro porcentaje (debido al acoplamiento electromagnético entre el conductor de fase y el cable de guardia) por la puesta a tierra. Al momento del contorneo, casi toda la corriente se drena por la puesta a tierra.

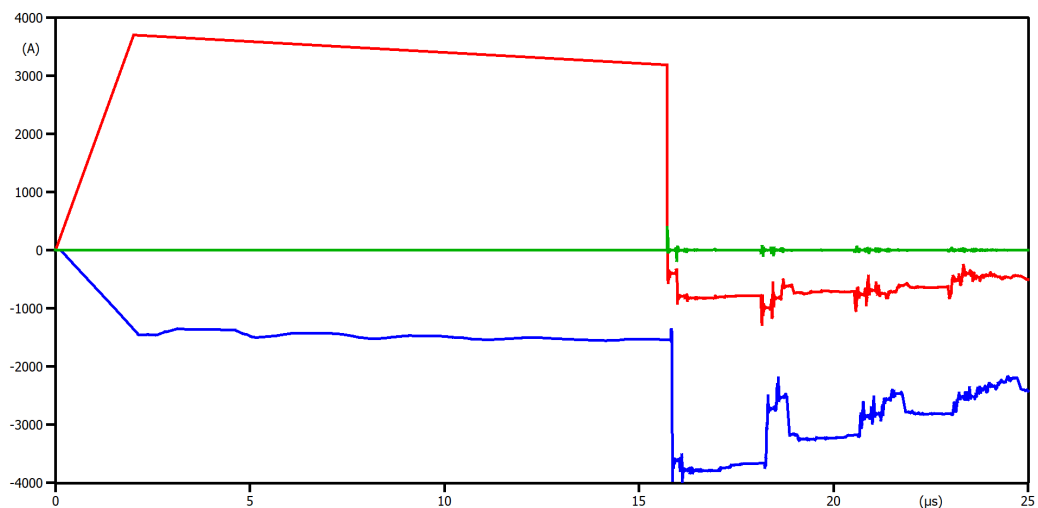


Figura 6.8: Corriente de descarga por la fase A (rojo), corriente por la puesta a tierra de la torre (azul) y por las otras fases (verde).

Como consecuencia de esto, la tensión en la fase A se reduce considerablemente, como lo muestra la figura 6.9. De igual forma sucede en las otras fases, debido al acoplamiento electromagnético.

Capítulo 6. Simulaciones de descargas atmosféricas en líneas aéreas

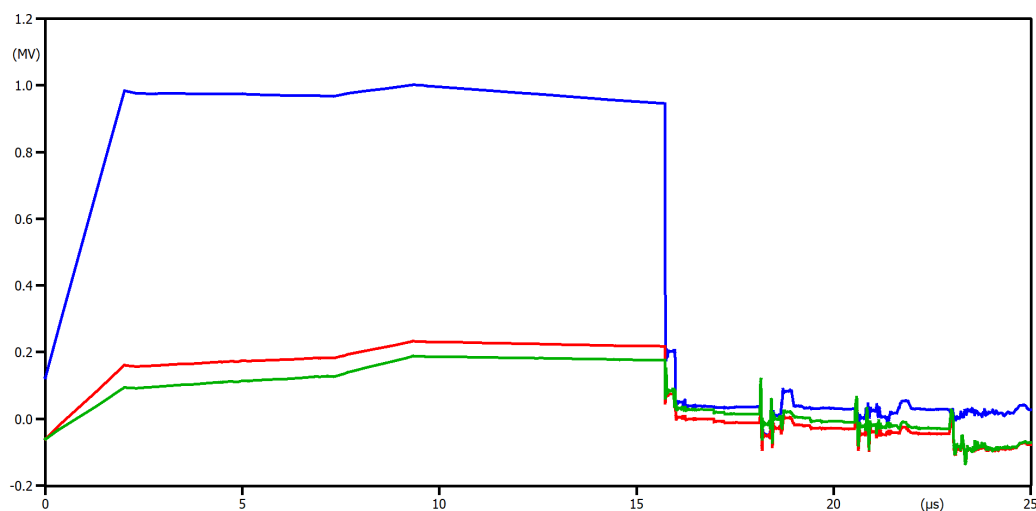


Figura 6.9: Tensiones por las fases A (azul), fase B (rojo) y fase C (verde) antes y después del contorneo de la cadena de aisladores de la fase A a los 16 μ s. Caso de una descarga directa en la fase A.

6.2.4. Conclusiones para las descargas directas

La cantidad de rayos que caen en los conductores de fase de una línea, por 100km por año, se representa por su tasa de falla *SFR*.

Esta tasa se determina de forma algebraica a través del modelo eletrogeométrico, basándose en la disposición que tienen los hilos de guardia y las fases en la cabeza de la torre. Esta disposición es fundamental para una buena protección frente a las descargas directas. En particular, cuanto más alta es la torre, menor debe ser el ángulo que forma la fase más expuesta a las descargas con el hilo de guardia. El procedimiento de cálculo depende del modelo de distancia de impacto elegido, por lo que este parámetro influye en los resultados obtenidos.

Debido a que la tasa de falla *SFR* de la línea nueva resultó ser inferior a la de la línea vieja, se concluye que el diseño de la geometría de la cabeza de torre de la primera es más adecuado para prevenir descargas directas.

Cuando los rayos caen en los conductores de fases, puede suceder que provoque contorneo en la cadena de aisladores cuando la sobretensión impuesta supera la tensión soportada por la aislación, lo que se refleja en la tasa de falla *SFFOR*. La aislación en la cadena está determinada por la cantidad de aisladores de plato que contiene. Siendo la cadena de aisladores de la línea nueva más larga que la línea vieja, es de esperar que su tasa de falla sea inferior, lo cual se corrobora con los resultados que muestra la tabla 6.1.

A su vez, el contorneo en la cadena de aisladores depende fuertemente del modelo de aislación diseñado para la cadena. A través de simulaciones se analizó el comportamiento de los distintos modelos de cadenas de aisladores, Líder, $V(t)$ y llave controlada por tensión. El modelo Líder es más preciso de los tres, ya que es el que mejor representa el fenómeno de la descarga.

6.3. Descripción de casos y resultados: Descargas inversas

Las descargas inversas que son relevantes para la coordinación de aislación son las que provocan contorneo en alguna de sus cadenas de aisladores, ya que traen como consecuencia una falla en la línea y un aumento de la tensión en la fase en la cual descargan. Esta tensión viaja a lo largo de la línea pudiendo resultar perjudicial para las estaciones conectadas en sus extremos.

Los valores de corriente que provocan contorneo en la cadena de aisladores (corrientes críticas), suelen utilizarse como valor de referencia para la coordinación de aislación de las estaciones, como se verá en el capítulo 7.

En estos casos, como se está frente a corrientes de valores elevados, interesa analizar el impacto de modelar la resistencia de puesta a tierra de la torre donde ocurre la descarga de forma variable con la corriente, según la ecuación 5.3. Se analizaron los dos tipos de puesta a tierra: R_{pat} fija y $R_{pat}(I)$.

Al igual que las descargas directas, se analizaron los tres tipos de modelo de cadena de aisladores, y se combinaron con los dos modelos de puesta a tierra mencionados en el párrafo anterior.

De forma adicional, para el caso de modelo de cadena de aisladores Líder y resistencia de puesta a tierra variable con la corriente, se probó modelar la descarga a través de la fuente de corriente CIGRE, explicada en el capítulo 5.

Para todos estos modelos se hicieron simulaciones buscando encontrar la corriente crítica en cada caso, considerando a su vez la variación de la tensión a frecuencia industrial, como se hizo en las descargas directas.

6.3.1. Descargas inversas en la línea vieja

En la tabla 6.2 se muestran los resultados de las corrientes críticas hallados para los tres modelos de aisladores, en función de la variación del ángulo de la fase A, considerando la resistencia de puesta a tierra de la torre de valor fijo igual a 10Ω . La corriente de descarga se modeló como una fuente de corriente doble rampa $2/50 \mu s$. Para cada modelo se indica el valor de la corriente crítica y la fase en la cual se da la descarga. La variación de la fase en la cual se da la descarga se genera por la variación de la onda de frecuencia industrial. En el Apéndice A se analiza este aspecto más en detalle.

Torre vieja con $R_{pat} = 10\Omega$						
	CFO		V(t)		Líder	
ϕA	$I_c(kA)$	Fase	$I_c(kA)$	Fase	$I_c(kA)$	Fase
0	63	B	80	B	90	B
40	63	C	78	C	85	C
80	63	C	78	C	85	C
120	63	A	78	A	90	A
160	58	A	75	A	80	A
200	58	A	75	A	80	A
240	62	A	78	A	87	A
280	58	B	75	B	82	B
320	58	B	75	B	82	B

Tabla 6.2: Corriente crítica de descarga inversa para distintos modelos de cadenas de aisladores con R_{pat} fijo, teniendo en cuenta distintos puntos de la onda de frecuencia industrial.

6.3. Descripción de casos y resultados: Descargas inversas

En la tabla 6.3, se muestran los mismos resultados anteriores pero con resistencia de puesta a la tierra variable con la corriente. Adicionalmente se probó, solo para el caso de modelo de cadena de aisladores Líder, el desempeño de la fuente de corriente CIGRE.

Torre vieja con $R_{pat}(I)$								
	<i>CFO</i>		$V(t)$		Líder		Líder F.CIGRE	
ϕA	$I_c(kA)$	Fase	$I_c(kA)$	Fase	$I_c(kA)$	Fase	$I_c(kA)$	Fase
0	80	B	100	B	110	B	200	B
20	80	C	105	C	115	C	200	C
40	80	C	105	C	110	C	190	C
60	75	C	105	C	110	C	190	C
80	80	C	105	C	110	C	190	C
100	72	A	105	A	110	A	200	C
120	75	A	100	A	110	A	190	A
140	70	A	95	A	100	A	180	A
160	68	A	93	A	95	A	170	A
180	70	A	90	A	95	A	170	A
200	68	A	92	A	95	A	170	A
220	70	A	95	A	100	A	180	A
240	75	A	97	A	105	A	190	A
260	75	B	97	B	105	B	180	B
280	72	B	95	B	100	B	170	B
300	70	B	95	B	100	B	170	B
320	75	B	95	B	100	B	170	B
340	75	B	97	B	105	B	180	B

Tabla 6.3: Corriente crítica de descarga inversa para los distintos modelos de cadenas de aisladores con $R_{pat}(I)$, teniendo en cuenta distintos puntos de la onda de frecuencia industrial.

Capítulo 6. Simulaciones de descargas atmosféricas en líneas aéreas

La siguiente figura 6.10 muestra de forma gráfica las tablas 6.2 y 6.3 anteriormente expuestas.

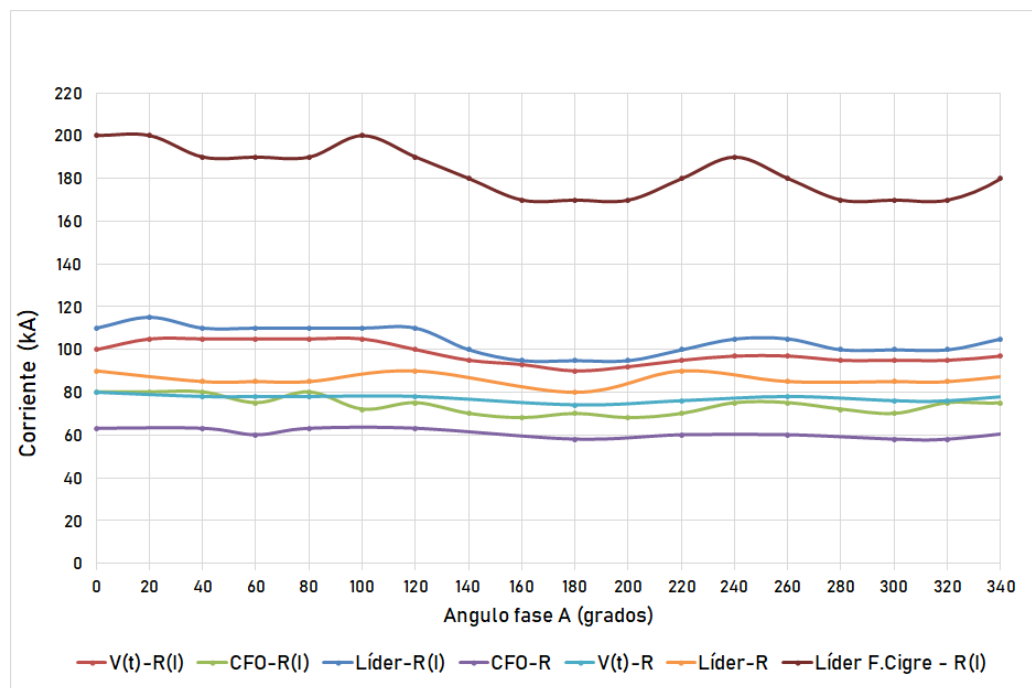


Figura 6.10: Valores de corrientes de contorno para descargas inversas en la línea vieja en función de la variación del ángulo de la fase A.

En el eje de las ordenadas se representa el valor de la corriente crítica, y en el eje de las abscisas la variación del ángulo de la fase A de la fuente de frecuencia industrial.

Analizando los resultados de los modelos para el caso de resistencia fija, se observa que el más conservador fue el correspondiente al modelo de cadena de aisladores CFO , luego el de $V(t)$ y luego el de modelo Líder. En este caso, vemos que los modelos de la cadena de aisladores respondieron de forma distinta respecto a las descargas directas, en relación a la comparación entre el modelo CFO y $V(t)$. Esto es porque las descargas se dan en tiempos inferiores a lo que sucede en las descargas directas, dado que las corrientes de rayo son mucho más altas.

Comparando las tablas 6.2 y 6.3 se observó que las corrientes críticas resultantes para el modelo $R_{pat}(I)$ fueron superiores a las corrientes críticas obtenidas para el modelo de resistencia de valor fijo (valor que se corresponde con la corriente de régimen). El aumento de la corriente crítica se relaciona con una mejor soportabilidad de la cadena de aisladores. Debido a que el modelo de $R_{pat}(I)$ contempla la baja resistencia que ofrece el suelo para altas corrientes, las reflexiones de la onda de tensión en la puesta a tierra contribuyen a la reducción de tensión en la torre, y con ello la tensión en extremos de la cadena de aisladores, beneficiando su

6.3. Descripción de casos y resultados: Descargas inversas

soportabilidad (Ver apéndice A).

Para los modelos $R_{pat}(I)$, el desempeño de los modelos de las cadenas de aisladores fue similar al de R_{pat} fija.

Respecto al desempeño del modelo de fuente de corriente CIGRE, se observa que los resultados fueron más permisivos que con fuente doble rampa. Esto es debido a que, para altas corrientes, los tiempos de pico aumentan, con lo que reduce el impacto en comparación con frentes de onda rápidos (Ver Apéndice A).

Se realizaron algunas simulaciones adicionales a efectos de verificar lo indicado en el Apéndice A, en cuanto a la influencia del tiempo de frente en la tensión impuesta a las cadenas de aisladores.

Para observar el impacto que tiene el frente de onda en la descarga de la cadena, se simularon algunos casos en la línea vieja, modelo Líder de cadena de aisladores, $R_{pat}(I)$ en la puesta a tierra de la torre y fuente doble rampa 2/50 μs . Se obtuvieron los siguientes resultados:

t_p (μs)	I_c (kA)	fase	V_{torre} (MV)
0,5	55	B	2.4
1	75	B	1,77
2	110	B	1,62
3	135	B	1,5

Tabla 6.4: Impacto del frente de onda en la descarga con fuente doble rampa.

Vemos que cuanto mayor es el tiempo de pico, la tensión en lo alto de la torre disminuye, siendo menos exigente la tensión en la cadena de aisladores (Apéndice A ecuación A.5) con lo que la corriente crítica aumenta.

Se hace notar, en relación a la fuente CIGRE, que los parámetros t_p , I_p y S_m están correlacionados por las siguientes fórmulas (ver Tabla 3.2):

$$S_m = 6,5I_p^{0,376}$$

$$t_p = 0,906I_p^{0,411}$$

Capítulo 6. Simulaciones de descargas atmosféricas en líneas aéreas

t_p (μs)	I_p (kA)	S_m ($\mu s/kA$)	$\frac{S_m t_p}{I_p} > 1$
0,5	0,25	3,9	7
2	6	12	4
4	29	23	3
9	184	46	2

Tabla 6.5: Correlación de parámetros de la fuente CIGRE.

La correlación entre t_p e I_p no permite que se den valores altos de corriente de pico con tiempos de pico pequeños.

6.3.2. Descargas inversas en la línea nueva

Al igual de como se procedió en el caso de la línea vieja, se muestra a continuación los resultados para la línea nueva.

En la tabla 6.6, se muestran los resultados de las corrientes críticas obtenidos para los tres modelos de cadena de aisladores y R_{pat} fija en la torre que ocurre la descarga, según la variación de la onda de frecuencia industrial. La corriente de descarga se modeló como una fuente de corriente doble rampa $2/50 \mu s$.

Torre nueva con $R_{pat} = 10\Omega$						
	CFO		V(t)		Líder	
ϕA	I_c (kA)	Fase	I_c (kA)	Fase	I_c (kA)	Fase
0	80	C	105	C	120	C
40	75	C	100	C	115	C
80	75	C	95	C	115	C
120	80	C	105	C	120	C
160	85	A	110	A	115	A
200	85	A	110	A	115	A
240	85	B	105	B	120	B
280	80	B	100	B	115	B
320	80	B	105	B	120	B

Tabla 6.6: Corriente crítica de descarga inversa para los distintos modelos de cadenas de aisladores, con R_{pat} fija, teniendo en cuenta distintos puntos de la onda de frecuencia industrial.

6.3. Descripción de casos y resultados: Descargas inversas

En la tabla 6.7, se muestran los resultados anteriores pero para el caso de resistencia de puesta a tierra variable con la corriente. Adicionalmente, para el modelo de cadena de aisladores Líder, se simuló con la fuente CIGRE, pero los resultados superaron los valores de corriente crítica de 200 kA (valor aceptado en la literatura como cota máxima aproximada de los picos de corriente de rayo que se pueden dar en la realidad), por lo que no figura en la tabla.

Torre nueva con $R_{pat}(I)$						
	CFO		V(t)		Líder	
ϕA	$I_c(kA)$	Fase	$I_c(kA)$	Fase	$I_c(kA)$	Fase
0	98	B	130	B	138	B
20	92	C	125	C	136	C
40	90	C	125	C	133	C
60	89	C	125	C	132	C
80	90	C	125	C	133	C
100	92	C	125	C	137	C
120	96	C	130	C	140	A
140	98	A	135	A	136	A
160	95	A	130	A	132	A
180	94	A	130	A	132	A
200	95	A	130	A	132	A
220	98	A	135	A	135	A
240	96	B	130	B	139	B
260	92	B	125	B	133	B
280	90	B	125	B	130	B
300	89	B	125	B	129	B
320	90	B	125	B	130	B
340	96	B	125	B	133	B

Tabla 6.7: Corriente crítica de descarga inversa para los distintos modelos de cadenas de aisladores, con $R_{pat}(I)$, teniendo en cuenta distintos puntos de la onda de frecuencia industrial.

Capítulo 6. Simulaciones de descargas atmosféricas en líneas aéreas

La figura 6.11 grafica las dos tablas anteriormente expuestas.

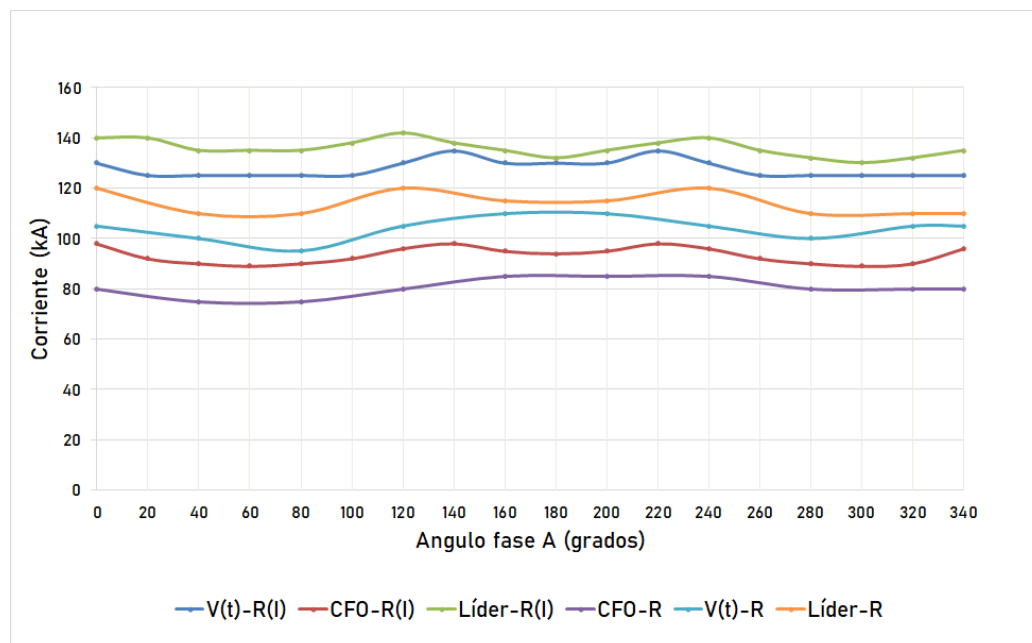


Figura 6.11: Valores de corrientes de contorno para descargas inversas en la línea nueva en función de la variación del ángulo de la fase A.

De igual forma que en el caso de la línea vieja, para el caso de resistencia con valor fijo el modelo más conservador fue el correspondiente al modelo de cadena de aisladores *CFO*, luego el de *V(t)* y luego el de modelo Líder. En el caso de la resistencia de puesta a tierra variable con la corriente, se observa también que los resultados fueron más permisivos que con los de resistencia fija, debido a la baja resistencia que ofrece el suelo para altas corrientes.

Para los modelos $R_{pat}(I)$, el desempeño de los modelos de las cadenas de aisladores fue similar al de resistencia fija.

Respecto al desempeño del modelo de fuente de corriente CIGRE, se puede concluir que en este caso no se dan descargas inversas.

6.3.3. Tasa de falla a las descargas inversas

Para los tres modelos de cadenas de aisladores y utilizando $R_{pat}(I)$, se determinan las tasas de falla por descargas inversas para ambas líneas de la forma en que fue detallada en la sección 4.4.3. Se utiliza la ecuación 4.11 y los valores obtenidos de las simulaciones para las corrientes críticas.

Previamente fue necesario hallar los valores de N_s (ecuación 4.2) correspondientes a cada línea, como se muestra en la siguiente tabla:

6.3. Descripción de casos y resultados: Descargas inversas

	Línea nueva	Línea vieja
N_s	83,77	68,27

Tabla 6.8: Valores de N_s en rayos/100km-año para la línea nueva y vieja.

A continuación se muestran los resultados de las tasa de falla NBF calculada para los casos mencionados. NBF es expresada en fallas/100km-año.

NBF para la línea vieja			
Líder	$V(t)$	CFO	Líder F.CIGRE
1,71	1,97	3,92	0,41

Tabla 6.9: Tasa de falla a las descargas inversas para la línea vieja con modelo $R_{pat}(I)$ en la torre que ocurre la descarga.

Las tasas de falla para línea nueva fueron calculadas con uno y dos hilos de guardia, dado que a futuro se instalará la segunda terna en la torre.

NBF para línea nueva				
	Líder	$V(t)$	CFO	Líder F.CIGRE
2 hilos de guardia	1,10	1,24	2,73	0
1 hilo de guardia	1,88	1,96	4,07	0

Tabla 6.10: Tasa de falla a las descargas inversas para la línea nueva con modelo $R_{pat}(I)$ en la torre que ocurre la descarga.

Como era de esperar, en base a los resultados obtenidos según las tablas 6.3 y 6.7, la tasa más alta se corresponde con el modelo de cadena de aisladores con el que se obtuvieron las corrientes críticas más bajas, que fue el CFO . Luego, las tasas disminuyen de valor a medida que el modelo de cadena de aisladores tolera corrientes críticas más altas, por lo que siguen en orden decreciente los modelos $V(t)$, luego Líder y luego el modelo Líder con fuente de corriente CIGRE.

Respecto a la línea nueva, se observa que las tasas de falla obtenidas con dos hilos de guardia son inferiores a las obtenidas con un hilo de guardia. Tener otro hilo de guardia genera un camino adicional para evacuar la corriente de descarga, al disminuir la corriente disminuye la sobretensión asociada y con esto la tensión en extremos de la cadena de aisladores. Por otro lado el factor de acoplamiento con dos hilos de guardia aumenta respecto a un solo hilo y esto también favorece en la reducción de la tensión en extremos de la cadena de aisladores (ver Apéndice A).

Capítulo 6. Simulaciones de descargas atmosféricas en líneas aéreas

Respecto a las descargas directas, el hilo de guardia impacta en la tasa *SFR*, ya que al aumentar la cantidad de hilos el radio de protección de la línea aumenta. Se entendió innecesario analizar en detalle este caso dado que la tasa de falla a las descargas directas es muy pequeña, lo que muestra que la terna instalada está bien cubierta por su propio hilo de guardia.

6.3.4. Efecto del contorneo de la cadena de aisladores para una descarga inversa

Cuando se está frente al caso de una descarga inversa, si una de las cadenas de aisladores sufre contorneo, una pequeña proporción de la corriente de rayo se va hacia esta fase, elevando su tensión. Las simulaciones para este caso corresponden al de la línea nueva, con modelo Líder en cadena de aisladores y resistencia de puesta a tierra variable con la corriente. La descarga fue simulada para una corriente de pico de 138 kA y una forma de rayo $2/50 \mu\text{s}$.

La figura 6.12 muestra la evolución de las tensiones de las tres fases a la altura de la cadena de aisladores. Previo a los $8 \mu\text{s}$, la cadena de aisladores de la fase B contornea. En ese instante puede verse el aumento de la tensión en esta fase.

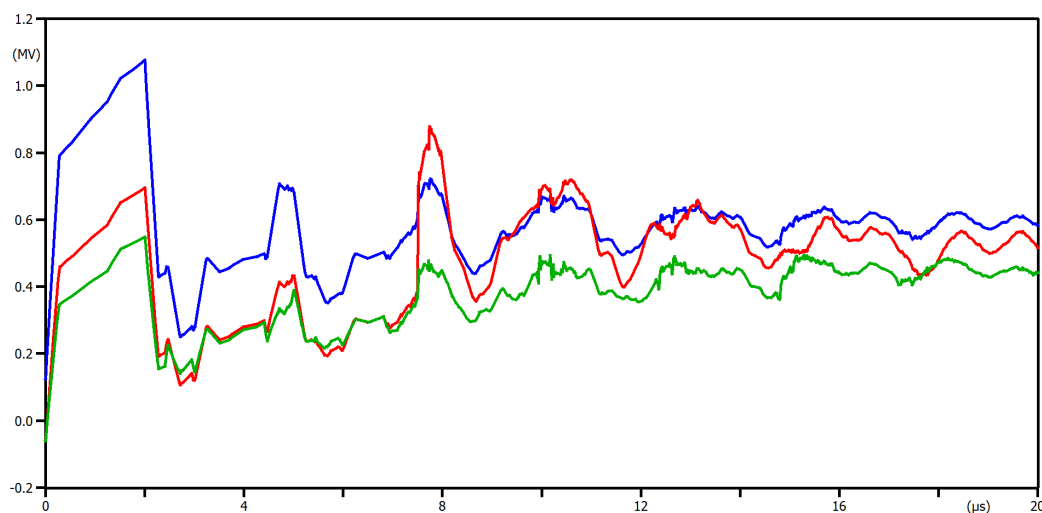


Figura 6.12: Tensiones de las fases A (azul), B (roja) y C (verde) en la cadena de aisladores. La cadena de la fase B sufre contorneo previo a los $8 \mu\text{s}$.

La figura 6.13 muestra la comparación entre la tensión de la fase B del caso anterior y la resultante para una corriente de 137 kA que no provoca contorneo en la cadena. Se observa cómo el contorneo aumentó la tensión en la fase.

6.3. Descripción de casos y resultados: Descargas inversas

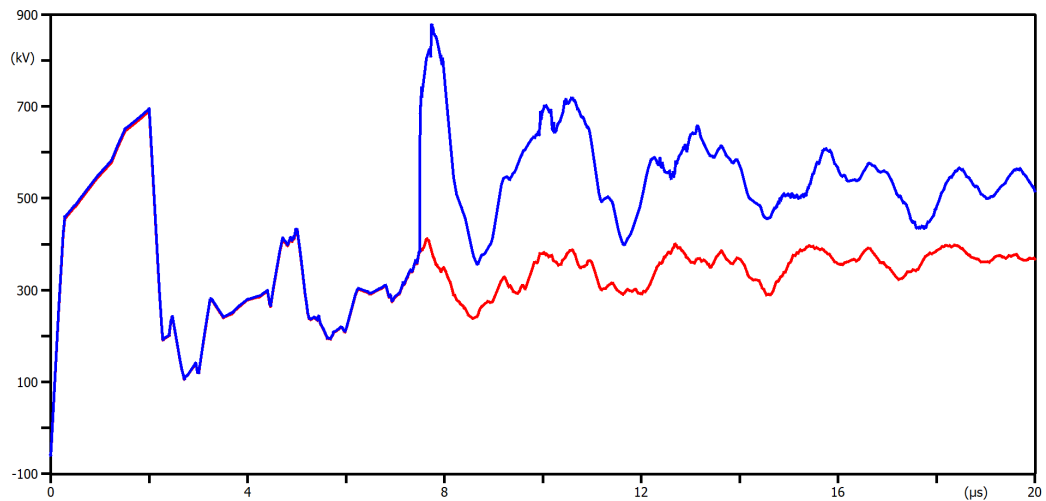


Figura 6.13: Comparación de la tensión de la fase B para una corriente de rayo de 138 kA provocando contorno en la cadena de aisladores (azul) y 137 kA sin contorno (rojo).

La figura 6.14 refleja como se reparte la corriente de rayo entre la puesta a tierra de la torre y los hilos de guardia al momento de impactar el rayo en la torre. Se muestra además las corrientes que circulan por las resistencias de las torres adyacentes. Si bien el modelo de estas resistencias es de valor fijo y el de la torre de descarga es variable con la corriente, por lo que los valores específicos de corriente son aproximados, no deja de ser una buena aproximación. Se observa que prácticamente toda la corriente de rayo se va por la puesta a tierra de la torre.

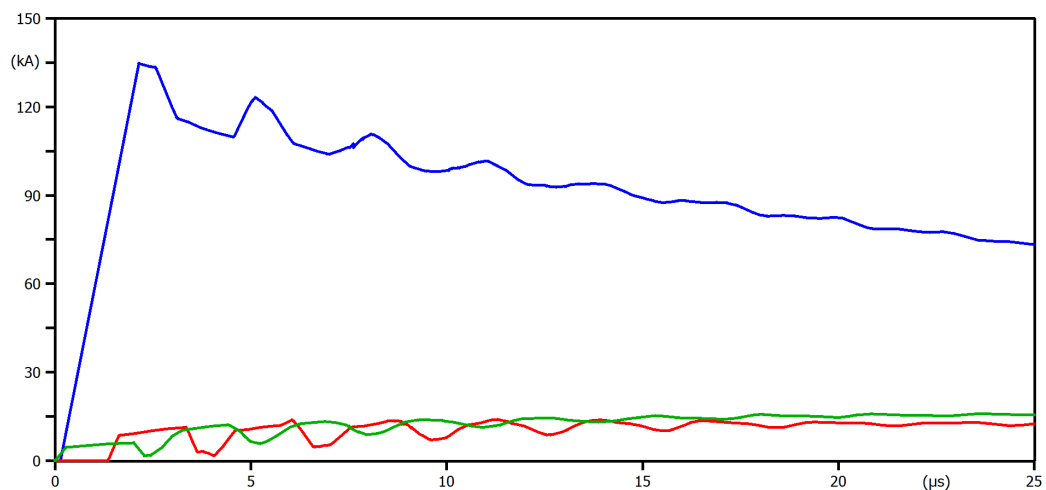


Figura 6.14: Corriente que circula por la puesta a tierra de la torre (azul), por los hilos de guardia (verde) y por las puestas a tierras de las torres adyacentes (rojo) cuando impacta una descarga inversa en la torre de forma de onda 2/50 μs y 138 kA de pico.

La figura 6.15 muestra las corrientes por las fases. En particular se destaca la de la fase B, que aumenta considerablemente al momento del contorno en la cadena

Capítulo 6. Simulaciones de descargas atmosféricas en líneas aéreas

de aisladores. De todas formas es una baja proporción respecto de la corriente de rayo.

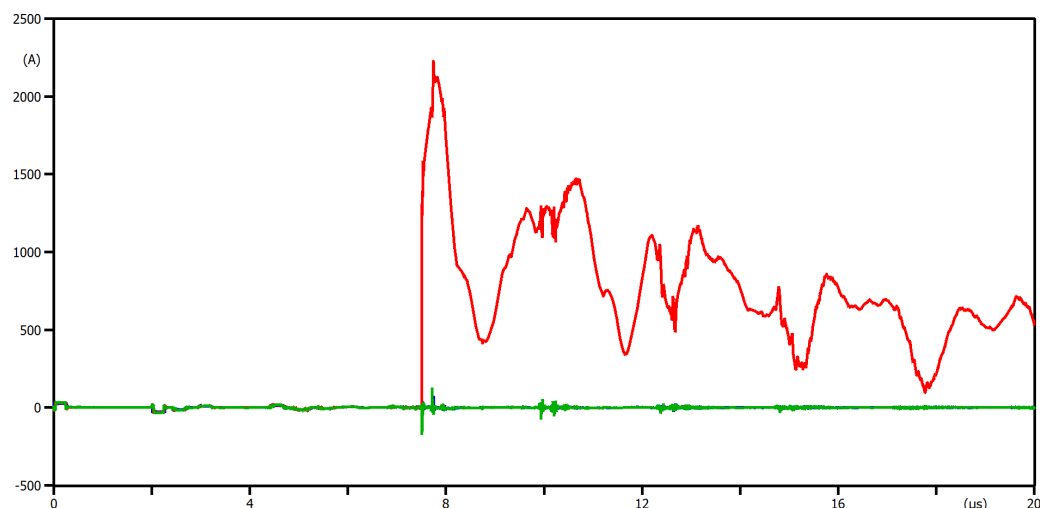


Figura 6.15: Corrientes de rayo por las fases. Se observa la circulación de corriente por la fase B (rojo) al momento del contorneo de la cadena. En verde se representa la circulación de corriente por las fases restantes.

6.4. Conclusiones sobre las descargas inversas

Como ya fue mencionado anteriormente, las descargas inversas que son relevantes para la coordinación de aislación de una línea frente a las descargas atmosféricas son las que provocan contorneo en alguna de las cadenas de aisladores.

Cuando ocurre una descarga inversa en una torre (como sucede en la mayoría de los casos de descargas inversas), la mayor parte de la corriente de rayo se drena por su puesta a tierra (ver figura 6.14). En caso que una de las cadenas de aisladores contornee, parte de la corriente de descarga circula hacia la fase a la cual está conectada. Esta corriente va acompañada de una onda de tensión de magnitud considerable que viaja por la fase a lo largo de la línea, pudiendo impactar en alguna de las estaciones extremas en caso de no lograr amortiguarse considerablemente.

El contorneo en la cadena de aisladores está vinculado directamente con la soportabilidad de su aislación. Existen varias formas de modelar la cadena de aisladores para las simulaciones. De los tres modelos probados ya mencionados anteriormente, el modelo Líder es el más preciso.

Los resultados mostraron que la tasa de falla a las descargas inversas de la línea nueva es siempre inferior que la de la línea vieja. Como ya se comentó, esto es principalmente porque la cadena de aisladores de la línea nueva tiene mayor longitud que la línea vieja.

6.4. Conclusiones sobre las descargas inversas

El modelo de la resistencia de puesta a tierra dependiente de la corriente permitió resultados más permisivos en cuanto a la soportabilidad de la cadena de aisladores respecto al modelado de valor fijo, determinado para la corriente de régimen. Esto es porque al contemplarse la baja resistividad del suelo para altas corrientes, el valor de la resistencia disminuye, con lo que la tensión reflejada en la puesta a tierra colabora con la disminución de tensión en la torre y con esto la tensión en extremos de la cadena de aisladores.

El modelo de la fuente de corriente también tuvo su impacto en los resultados. El modelo de fuente CIGRE es más representativo del rayo que la fuente doble rampa, y con el se obtuvieron mejores resultados en los valores de las tasas de falla en comparación con esta última.

Como resultado del comparativo entre ambas líneas se concluye que, a pesar de ser la torre nueva más alta que la vieja y estar más expuesta a las descargas como lo indica el parámetro N_s , lo determinante en cuanto a las descargas inversas termina siendo el diseño de la cadena de aisladores.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 7

Coordinación de aislación de Estaciones a las descargas atmosféricas

7.1. Descripción general

Las estaciones de alta tensión suelen estar blindadas con hilos de guardia para proteger todos sus equipos frente a las descargas atmosféricas. En caso de ocurrir una descarga, la misma será interceptada por los hilos de guardia de la estación y se drenará a tierra a través de la malla de tierra. Por lo tanto, la exposición de los equipos frente a este tipo de fenómenos puede darse solo a través de la línea, de forma que la descarga ocurra en una de las líneas conectadas a la estación y viaje por ella hasta llegar a impactar con los equipos de la estación. De aquí la importancia que tiene, para la coordinación de aislación a las descargas atmosféricas de una estación, la coordinación de aislación a las descargas atmosféricas de las líneas que llegan a ella.

De acuerdo a lo descrito en el capítulo 4 las descargas que llegan a través de la línea pueden darse por falla de blindaje (descarga directa) o por las descargas inversas que se dan mayoritariamente en la torre.

El diseño del blindaje de las líneas de Alta Tensión suele asegurar que las descargas directas en las líneas sean mucho menos frecuentes que las inversas. Adicionalmente, las descargas inversas generan ondas de tensión de pendiente muy abrupta (idealmente infinita) lo que las hace particularmente críticas a la hora de evaluar su impacto en las aislaciones de las estaciones. Por lo tanto, son las descargas inversas las que se consideran habitualmente, para analizar la coordinación de aislaciones en la estación.

No obstante, no se puede asegurar que en algunos casos particulares no sean las descargas directas las relevantes, por lo que en forma conservadora se deberían analizar ambos tipos de descarga.

Capítulo 7. Coordinación de aislación de Estaciones a las descargas atmosféricas

Se toma como dato de entrada un riesgo de falla en la estación máximo aceptable de exposición a las descargas atmosféricas. Habitualmente se eligen valores de una falla cada 250 a 1000 años [11], los valores más altos corresponden a estaciones aisladas en hexafluoruro de azufre (denominadas estaciones GIS).

Asumiendo a su vez una tasa de falla para la línea en valores de fallas/100km-año, es posible obtener la distancia mínima de descarga a la estación. Cuanto más lejos impacte la descarga de la estación, menor será el pico y la pendiente de la sobretensión a la entrada, ya que el recorrido de la onda por la línea va disminuyendo el valor de su pico por amortiguación en las resistencias de la línea, reducción del acoplamiento con los cables de guardia, y el valor de su pendiente por el efecto corona.

La coordinación de aislación de la estación frente a las descargas atmosféricas se puede analizar de dos formas:

- Aplicando la descarga directamente en la línea conectada a la estación.
- Utilizando el método simplificado de la fuente de tensión.

En esta parte de la Tesis se describen las principales características de estas dos metodologías de análisis, así como los modelos asociados que se utilizan. Se aplican asimismo ambas metodologías para verificar los principales parámetros de coordinación de aislación a las descargas atmosféricas de una estación de 150 kV típica. Dado que el descargador es un equipo relevante para la coordinación de aislación de la estación, se probaron dos modelos distintos para evaluar su impacto en la limitación de las sobretensiones en la estación.

7.2. Descarga directamente en la línea

Para los casos en que se simuló la descarga directamente en la línea, el modelo utilizado fue el de la línea nueva con resistencia de puesta a tierra variable con la corriente y modelo Líder en la cadena de aisladores. Se consideraron los dos hilos de guardia instalados. La forma de onda utilizada para la descarga fue 2/50 μ s.

7.3. Método simplificado de la fuente de tensión

El método simplificado de la fuente de tensión consiste en simular la descarga a través de una fuente de tensión sin tener que modelar la línea de forma explícita.

El método utilizado es el método Hileman [11] (descrito en su capítulo 11). La descarga se simula a través de una fuente de tensión E_m , conectada a la estación mediante una impedancia Z_i y una línea de impedancia de onda Z_c . Se denomina d_m a la distancia mínima desde la estación a lo largo de la línea a la cuál se supone que cae el rayo.

7.4. Parámetros de aislación a verificar

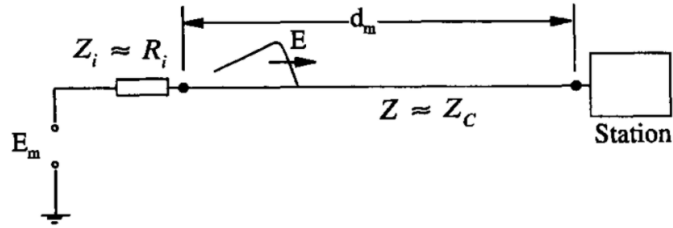


Figura 7.1: Metodo de Hileman [11].

La impedancia Z_i es la impedancia que ve la onda de tensión que se refleja al llegar a la estación y vuelve al punto donde ocurrió la descarga. Si se desprecia el efecto de la impedancia de onda de la torre, Z_i se compone del paralelo de tres impedancias: $\frac{Z_g}{2}$, Z_c , R_i . R_i es la resistencia de puesta a tierra de la torre que sufre la descarga y Z_g la impedancia de onda del hilo de guardia (el factor de 2 es debido a que al momento de la descarga la corriente se reparte en dos por el hilo hacia ambos lados de la torre).

La fuente de tensión modelada E_m , se calcula de forma tal que la tensión que llega a la estación sea E , siendo E la máxima tensión de aguante de la cadena de aisladores. Se asume en forma simplificada, por lo tanto, que la onda de tensión que llega a la estación no ha sido amortiguada por descargas en cadenas de aisladores en torres intermedias entre la torre en que se produjo la descarga y la estación.

La tensión E_m se aplica detrás de la impedancia Z_c , que representa la impedancia de onda de la línea modelada como parámetros distribuidos (sin pérdidas), de forma que E es también la tensión que se aplica a la llegada a la estación.

La distancia d_m se determina con el valor del riesgo de falla asumido para la estación (Ra) y la tasa de falla de la línea a las descargas inversas (NBF):

$$d_m = \frac{Ra}{NBF} \times 100000(m)$$

Ra expresada en fallas/año y NBF en fallas/100km-año.

La distancia d_m es, por lo tanto, la distancia a lo largo de la línea adyacente a la estación, en la que se producen anualmente tantas descargas inversas como las indicadas por Ra .

7.4. Parámetros de aislación a verificar

Como se comentó en el capítulo 2, para los equipos de estación se debe asumir una probabilidad de falla practicamente nula, debido a que su aislación interna no es regenerativa. Por este motivo, las tensiones a la que estará expuesto el equipa-

Capítulo 7. Coordinación de aislación de Estaciones a las descargas atmosféricas

miento deberá ser inferior a su soportabilidad (sección 2.2.2).

Se asumirá, en los estudios de esta Tesis, que los valores de soportabilidad para los equipos de clase 170 kV en condiciones ambientales estándar frente a las sobretensiones de rayo son los siguientes:

Clase (kV)	Equipos de maniobra	Equipos con bobinados
170	750	650

Tabla 7.1: Valores soportados en kV para sobretensiones de rayo recomendados por la norma IEC 60071-1.

Estos valores son los que se usan habitualmente en Uruguay, y han sido seleccionados de entre los valores recomendados por la Norma IEC 60071-1 [3].

Según [4], cuando se coordina la aislación por métodos determinísticos, se debe aplicar un factor de seguridad de 1,05 para las aislaciones externas de los equipos y 1,15 para las internas, resultando:

Clase 170 (kV)	Equipos de maniobra	Equipos con bobinados
Aislación externa	714,3	619
Aislación interna	652,2	565,2

Tabla 7.2: Valores soportados en kV para sobretensiones de rayo recomendados por la norma IEC 60071-1 con factor de seguridad aplicado.

Para las cadenas de aisladores de los pórticos, se asume una probabilidad de falla del 10% (U_{90}). Considerando que el CFO vale 1025 kV , se obtiene $U_{90} = 985$ kV . Considerando el factor 1,05 resulta el valor de 938 kV .

Capítulo 8

Modelos para la simulación de descargas atmosféricas en Estaciones

8.1. Estación

El diseño de la estación a estudiar contiene dos secciones de línea y una sección de transformador. Para estudiar la coordinación de aislación de la estación se consideraron los dos métodos mencionados en el capítulo 7, por lo que fue necesario modelar la estación de dos formas:

- Para el caso en que la descarga se aplica directamente en la línea, la estación se modeló de forma trifásica.
- Para el caso del método simplificado, la estación se modeló de forma monofásica, ya que el método simplificado es un modelo monofásico.

Cabe señalar que inicialmente la estación fue modelada de forma monofásica para aplicar los dos métodos. Para el caso del método explícito de la línea, el modelo monofásico de la estación se conectó a la fase que sufre la descarga y las otras dos fases de la línea se conectaron a un elemento de parámetros distribuidos de gran longitud para evitar reflexiones. Esta forma de modelado simplificado afectó los resultados en relación al modelo detallado trifásico. En particular, se observó un aumento en la corriente crítica en la torre en que se produce la descarga.

8.2. Conductores de la estación

Los conductores de barra y conexión entre equipos se modelaron monofásicos como parámetros distribuidos, representados por su impedancia de onda para el caso del método simplificado; y para el caso del modelo explícito de la línea, se modelaron de forma trifásica con la rutina *LCC* del *ATP*. Los datos necesarios para los modelos están descriptos en el Apéndice C.

8.3. Equipos de maniobra y transformador

Debido a que el fenómeno a estudiar es de alta frecuencia, los equipos de maniobra son modelados por su capacidad a tierra y el transformador por sus capacidades a tierra y entre bobinados. El transformador modelado es de tres bobinados de 150/31,5/11 kV . En el Apéndice C se encuentran los valores utilizados.

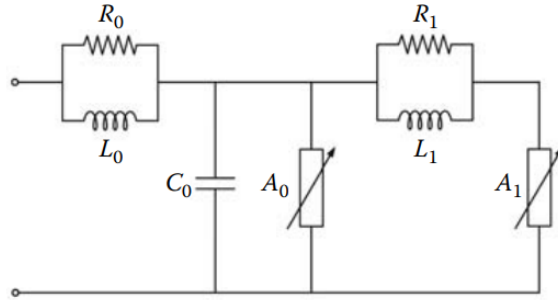
8.4. Descargadores

La forma clásica de modelar un descargador es a través de una resistencia no lineal, formada por un conjunto de puntos de tensión y corriente que corresponden a distintas zonas de actuación del descargador. Estas zonas representan el comportamiento del descargador frente a fenómenos de baja frecuencia, fenómenos de maniobra y fenómenos de rayo, y son datos proporcionados por el fabricante. El programa *ATP* incluye un modelo específico para descargadores, el cual aproxima la curva tensión-corriente ingresada mediante una función de tipo exponencial. El descargador modelado para este estudio contiene el siguiente conjunto de puntos:

$I(kA)$	$V(kV)$
0,1	240
0,5	260
1	270
5	298
10	317
20	352
40	400

Tabla 8.1: Conjunto de puntos $V(I)$ para representar el modelo clásico del descargador.

Actualmente hay distintos modelos de descargadores propuestos en la literatura que permiten mejorar la precisión del modelo clásico exponencial, principalmente para sobretensiones de alta frecuencia. Uno de ellos es el descargador propuesto por la *IEEE* [10], que se representa de la siguiente forma:

Figura 8.1: Modelo de descargador propuesto por *IEEE* [10].

Este modelo dependiente de la frecuencia pretende dar una respuesta más dinámica al modelo del descargador. Se compone de dos resistencias no lineales, A_0 y A_1 , separadas por un filtro L_1R_1 . Para corrientes de frente lento, la impedancia del filtro es despreciable, quedando ambas resistencias en paralelo, y, para corrientes de frente rápidos, la impedancia del filtro se eleva, derivándose la corriente por A_0 . La inductancia L_0 representa el campo magnético existente en la cercanía del descargador. La resistencia R_0 pretende evitar problemas de integración numérica en las simulaciones. El capacitor C_0 representa la capacitancia entre los terminales del descargador. Se recomienda modelar las bajadas del conductor a tierra y la conexión aérea del descargador, como una inductancia concentrada de valor $1 \mu\text{H}/\text{m}$ en serie con el modelo [13].

Los parámetros del modelo se determinan en base a la altura del descargador (d) y la cantidad de columnas en paralelo (n) que lo componen de la siguiente manera:

L_0 (μH)	R_0 (Ω)	L_1 (μH)	R_1 (Ω)	C_0 (pF)
$0,2 \frac{d}{n}$	$100 \frac{d}{n}$	$15 \frac{d}{n}$	$65 \frac{d}{n}$	$100 \frac{d}{n}$

Tabla 8.2: Parámetros del descargador IEEE.

Para el descargador modelado $d = 1,459 \text{ m}$ y $n = 1$.

Los valores para A_0 y A_1 se determinan como valores por unidad de la tensión residual a la onda de corriente estandarizada de rayo, que tiene una forma de onda $8/20 \mu\text{s}$ y 10 kA de valor de pico. Podría ser necesario un ajuste de los valores A_0 , A_1 y L_1 en caso que la respuesta del modelo del descargador frente a las ondas estandarizadas superen el 1% de error respecto a lo declarado por el fabricante [13].

Para este caso fue necesario ajustar los valores, obteniéndose los siguientes resultados:

Capítulo 8. Modelos para la simulación de descargas atmosféricas en Estaciones

	A_0	A_1
$I(kA)$	$V(kV)$	$V(kV)$
0,01	269,907	210,064
1	325,739	264,046
5	348,874	-
10	366,456	-
15	383,730	-
20	405,014	308,465

Tabla 8.3: Conjuntos de valores $V(I)$ para A_0 y A_1 .

El valor de L_1 hallado para el ajuste fue $14,5 \mu H$.

8.5. Cadena de aisladores de los pórticos

Las cadenas de aisladores dentro de la estación no fueron modeladas, pero hay que tener en cuenta que cuando viaja una sobretensión por la línea lo primero que encuentra al llegar a la estación es la cadena de aisladores del pórtico, por lo que es necesario determinar el valor de tensión de entrada para observar su aguante.

8.6. Efecto corona

El principal impacto del efecto corona en la coordinación de aislación de la estación es su influencia sobre la pendiente de la onda de tensión que viaja desde el punto de impacto de la descarga hasta la estación. El efecto corona provoca una disminución en la pendiente de la onda, lo cual resulta beneficioso desde el punto de vista de la limitación de tensiones en la estación que imponen los descargadores (“efecto distancia”) [4].

Si se asume una onda de tensión tipo rampa, el valor de la pendiente de la descarga al llegar a la estación se determina de la siguiente manera [7]:

$$S = \frac{1}{K_{co}L_c} \quad (8.1)$$

Siendo:

K_{co} factor por efecto corona en $\frac{\mu s}{kV.m}$

L_c distancia entre el punto de impacto de la descarga y la estación en m .

En el modelo explícito de la línea, el efecto corona no está contemplado. Sí lo está en el método simplificado, a través de la pendiente de la onda de la fuente de tensión.

8.7. Determinación de la distancia mínima de descarga

8.7. Determinación de la distancia mínima de descarga

De acuerdo a lo indicado en el capítulo 7, la distancia mínima de descarga, d_m , se determina a partir de las tasas de falla para la línea y la estación. El valor utilizado para la tasa de falla a las descargas inversas de la línea (NBF) fue la determinada en el capítulo 6 para el modelo elegido, cuyo valor se corresponde con 1,1 fallas/100km-año.

En los casos en que no se disponga del NBF , podrá tomarse como valores de referencia para las líneas de 150 kV entre 3 y 5 fallas/100km-año [8].

De todas formas, cabe aclarar que de acuerdo a lo ya visto en el Capítulo 4, las tasas de falla dependen de varios factores, como ser, el índice cerámico de la zona, los modelos de cadenas de aisladores y resistencias de puesta a tierra, etc, lo que hace difícil obtener valores exactos a partir de la literatura.

Para la estación se eligió el valor de referencia $R_a = \frac{1}{400}$ [11].

El valor de d_m en metros se determina de la siguiente forma:

$$d_m = \frac{R_a}{NBF} \times 100000$$

Siendo:

$$R_a = \frac{1}{400} \text{ fallas/año}$$

$$NBF = 1,1 \text{ fallas/100km-año}$$

Resultando $d_m = 227 \text{ m}$. Esta distancia se ubica entre la primera y segunda torre de la línea contando desde la estación, como lo indica la siguiente figura:

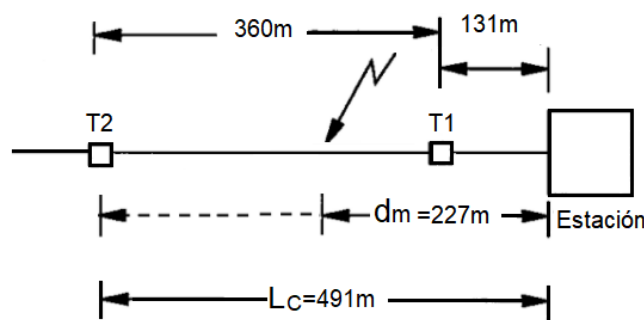


Figura 8.2: Distancias mínima de descarga a la estación.

Los vanos en toda la línea son de 360 m, a excepción del primero que es de 131 m, donde se encuentra la primera torre (T_1). Suponiendo que la descarga inversa impactará en una torre y no en la mitad del vano, se debe corregir la distancia d_m

Capítulo 8. Modelos para la simulación de descargas atmosféricas en Estaciones

agregando longitud hasta alcanzar la segunda torre (T_2), resultando: $L_c = 491 m$. L_c es la distancia mínima de descarga que se toma para el diseño.

8.8. Modelo explícito de línea

Como ya se comentó anteriormente, el modelo utilizado fue el de la línea nueva con resistencia de puesta a tierra variable con la corriente, modelo Líder en la cadena de aisladores, y dos hilos de guardia. La torre intermedia hacia la estación (en este caso resultó una sola), se modeló de forma detallada, al igual que la torre donde ocurre la descarga. El objetivo de esto consistió en observar si existen contorneos en las cadenas de aisladores de esta torre, y con esto, un posible beneficio en reducir las tensiones hacia la estación.

El pórtico de entrada a la estación se modeló con una puesta a tierra de bajo valor, $0,1 \Omega$, dado que esta conectada a la malla de tierra de la estación.

La descarga se simuló a través de una fuente de corriente del tipo doble rampa, $2/50 \mu s$, inyectada en la torre que se encuentra ubicada a una distancia L_c respecto a la estación, es decir, en la segunda torre.

8.9. Fuente de tensión del modelo de Hileman

La fuente de tensión se modeló como una fuente doble rampa, similar a la utilizada para la representar la descarga. El valor de pico de tensión (E_m) se corresponde con el tiempo de pico (t_p), y el tiempo de bajada (t_b) está definido para la caída del 50 % del valor de pico ($0,5E_m$).

Las siguientes secciones detallan los cálculos que determinan estos parámetros.

8.9.1. Amplitud de la fuente de tensión

De acuerdo a lo indicado en 7.3 figura 7.1, E_m se determina de la siguiente manera:

$$E_m = E \frac{Z_c + Z_i}{Z_c}$$

Es necesario determinar los siguientes parámetros: E , Z_i (paralelo entre $\frac{Z_g}{2}$, Z_c , R_i) y Z_c . Como la línea nueva tiene dos hilos de guardia distintos, el valor de Z_g se calcula como la impedancia equivalente (Z_e) entre los dos hilos [11] (ver ecuación A.4).

El valor de R_i se obtiene de la fórmula 5.3 para la corriente de diseño I_D correspondiente. Hileman determina la corriente I_D de manera de cumplir exactamente con la tasa de falla elegida como objetivo. Debido al ajuste en la distancia

8.9. Fuente de tensión del modelo de Hileman

mínima de descarga L_c , indicada más arriba (en 8.7), la tasa de falla de la estación resultante es 0,0054 fallas/año, valor superior al elegido de R_a (0,0025 fallas/año).

Para poder bajar el número de fallas que llegan a la estación hasta el valor elegido, el valor de corriente para el cual se diseña debe ser superior a la corriente crítica. Esta corriente se determina de la siguiente manera:

$$P(I > I_D) = \frac{R_a}{N_T L_c} \quad (8.2)$$

Donde la probabilidad de que I_D sea excedida se calcula con la ecuación expresada en 4.10 y el valor de N_T como el 60% de N_s tal como está descrito en 4.2. Se recuerda que el valor de N_T corresponde a todas las descargas inversas que caen en la torre.

La amplitud de la tensión E , corresponde al valor de aguante máximo de la cadena de aisladores previo a su descarga. Asumiendo en forma conservadora una probabilidad de falla en la aislación de 0,3%, se determina E de la siguiente forma: $E = CFO(1 + 3\sigma)$, donde CFO es 1025 kV y $\sigma = 0,03$.

En la siguiente tabla se resumen los datos necesarios para determinar E_m :

I_D (kA)	R_i (Ω)	Z_c (Ω)	$\frac{Z_c}{2}$ (Ω)	Z_i (Ω)	E (kV)
180	5,11	508	176	4,92	1117,25

Tabla 8.4: Parámetros de la línea nueva para calcular E_m .

Se observa que $R_i \approx Z_i$, confirmándose la simplificación sugerida por Hileman referida a este tema.

El valor de la amplitud de la fuente de tensión es el siguiente:

E_m (kV)
1128

8.9.2. Tiempo de pico

El tiempo de pico (t_p) fue determinado a través de la amplitud de la tensión E y la pendiente S , dada por el efecto corona.

$$t_p = \frac{E}{S}$$

Se recuerda que

$$S = \frac{1}{K_{co} L_c}$$

Capítulo 8. Modelos para la simulación de descargas atmosféricas en Estaciones

El valor de K_{co} se toma para el caso de un único conductor [7]: $1,5 \times 10^{-6} \frac{\mu s}{kV \cdot m}$.

Siendo $L_c = 491 \text{ m}$, se obtiene $S = 1358 \text{ kV}/\mu s$ y el tiempo de pico resulta $0,82 \mu s$.

8.9.3. Tiempo de bajada

El tiempo de bajada (t_b) se calcula de la siguiente manera [11]:

$$t_b = \frac{Z_g \cdot L_v}{R_i \cdot c}$$

Siendo:

Z_g la impedancia de onda del cable de guardia en Ω (en este caso Z_e)

L_v el vano promedio de la línea en m

c la velocidad de la luz en $\frac{m}{s}$

R_i valor de resistencia de la puesta a tierra en Ω

Resumiendo; los parámetros para la fuente de tensión de Hileman se presentan en la siguiente tabla:

Parámetros fuente de tensión Hileman		
E_m (kV)	t_p (μs)	t_b (μs)
1128	0,82	83

Tabla 8.5: Parámetros de la fuente de tensión del método Hileman.

El método simplificado de Hileman aplicado a la estación se representa en la siguiente figura:

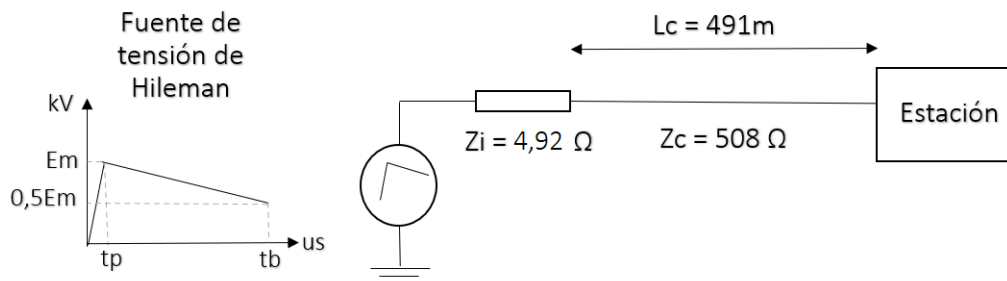


Figura 8.3: Método simplificado de la fuente de tensión de Hileman aplicado a la estación.

Capítulo 9

Simulaciones de descargas atmosféricas en Estaciones

9.1. Síntesis de modelos utilizados

A continuación se muestran las imágenes de como quedan modelados en *ATPDraw* los dos métodos utilizados junto con la estación.

- Modelo de la estación aplicando el método explícito línea:

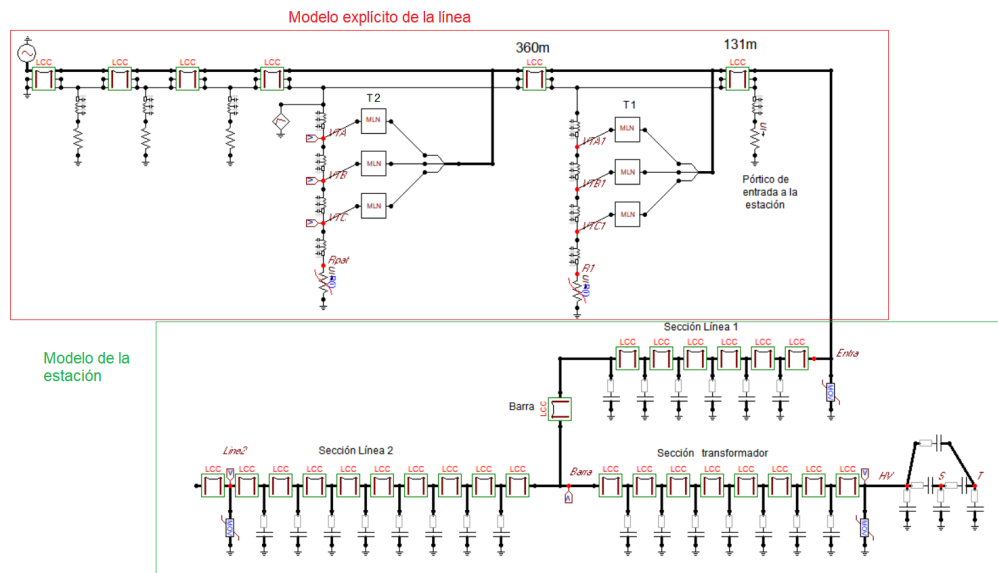


Figura 9.1: Modelo de la estación con el método explícito de la línea.

Capítulo 9. Simulaciones de descargas atmosféricas en Estaciones

- Modelo de la estación aplicando el método simplificado de Hileman:

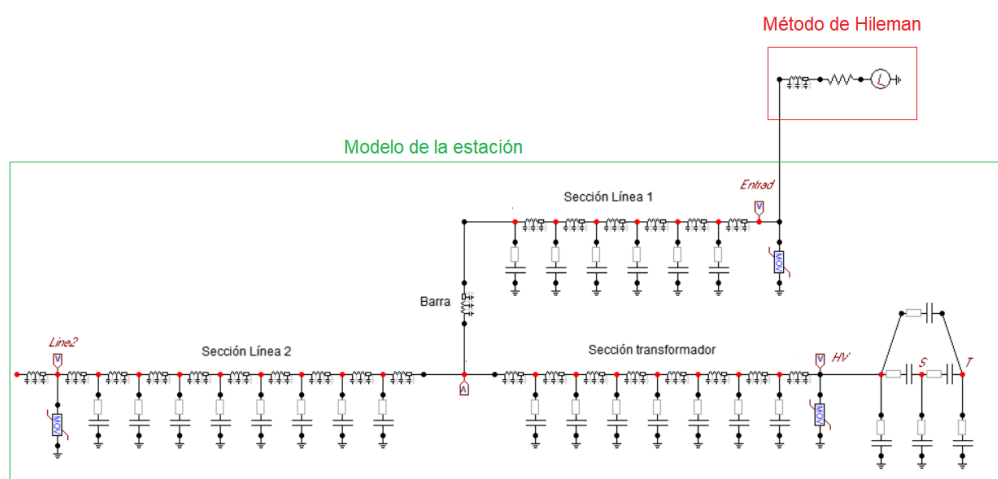


Figura 9.2: Modelo de la estación con el método Hileman.

9.2. Elección de la corriente de diseño para el modelo explícito de la línea

Para el modelo explícito de la línea, es necesario elegir una corriente de diseño. Como el estudio se realiza para proteger la estación frente a las descargas inversas, la corriente podría elegirse entre la corriente crítica y la corriente considerada cota máxima, que son 200 kA .

El contorneo en cadenas de aisladores en torres intermedias hacia la estación podría colaborar con la disminución de tensión, por lo que no es claro si tomar una corriente más alta como corriente de diseño representa un peor caso. La forma de visualizar esto consiste en, comparar las tensiones resultantes a la entrada de la estación para el caso que provoca contorneo en la cadena intermedia y un valor de corriente levemente inferior que no lo haga. El contorneo en la torre intermedia se obtuvo para 159 kA . Para realizar la comparación se tomó el valor de 158 kA , que es levemente inferior y no provoca contorneo. En la siguiente figura se muestran las dos situaciones:

9.2. Elección de la corriente de diseño para el modelo explícito de la línea

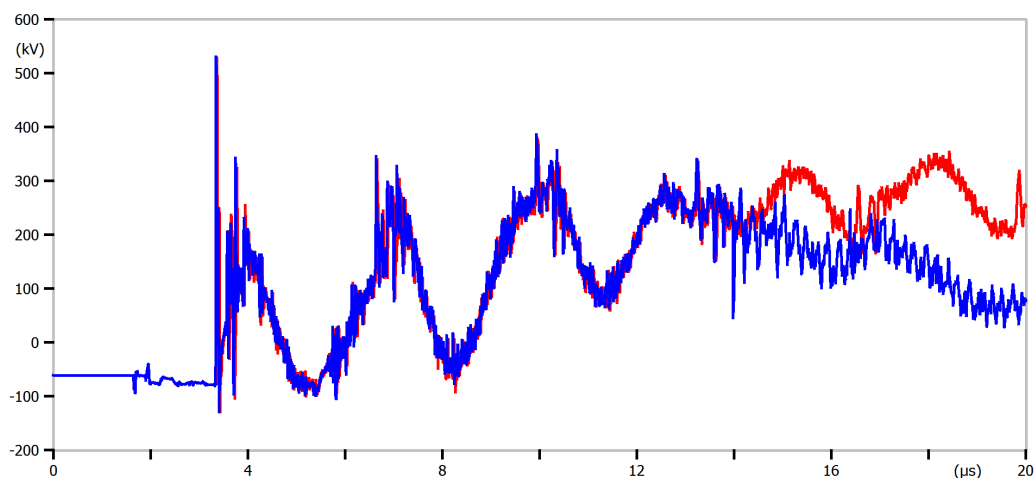


Figura 9.3: Tensiones a la entrada de la estación comparando el caso de tener contorneo en la cadena de aisladores en la torre intermedia, que se corresponde con 159 kA (azul) y el caso de no tener, que se corresponde con 158 kA (rojo).

Se observa que las tensiones a la entrada de la estación, para ambos casos (solo se muestra la fase B que fue la que resultó en mayor valor), resultan similares hasta aproximadamente los 14 μs , instante en el cual se visualiza el efecto del contorneo en la torre intermedia, que disminuye la tensión, pero tiempos posteriores al instante en que se da el valor de pico.

En la figura siguiente se muestra un zoom de la figura anterior en los primeros microsegundos, para observar que los frentes de onda a la entrada de la estación, en ambos casos, son similares:

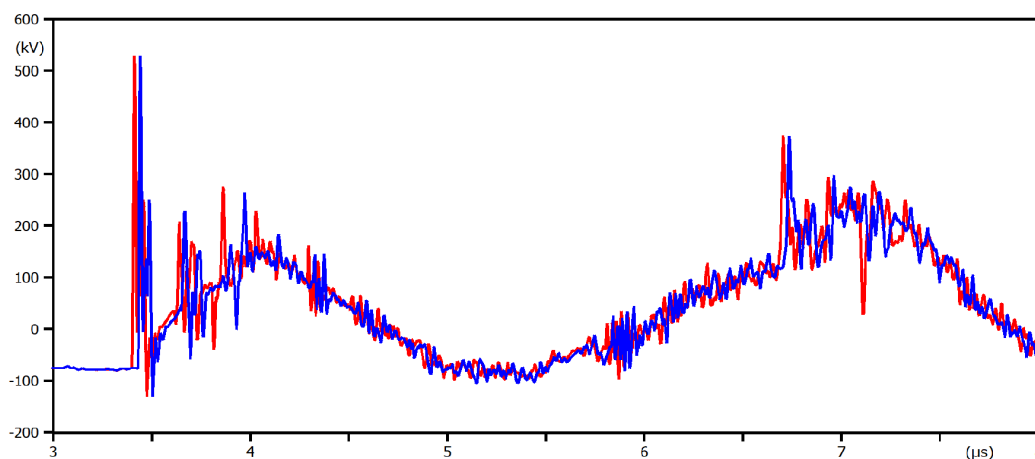


Figura 9.4: Zoom de la figura 9.4 para mostrar los frentes de onda resultantes en la entrada a la estación.

Es importante, por lo tanto, el instante en el cual se da el contorneo en la cadena de aisladores, lo que está directamente relacionado con el modelo.

Capítulo 9. Simulaciones de descargas atmosféricas en Estaciones

Para este estudio en particular, y con este modelo de cadenas de aisladores (Líder), no se toma en cuenta para el diseño el contorno en la torre intermedia, y de forma conservadora se eligió, como corriente de diseño, 200 kA . Cabe mencionar que se analizó el comportamiento para los otros modelos de cadenas de aisladores (CFO y $V(t)$) y los resultados fueron similares. No obstante, para otros estudios, y en particular para otros modelos de cadenas de aisladores, podrían utilizarse otros criterios. Incluso los contorneos en cadenas de aisladores de torres intermedias podrían colaborar en la reducción del frente de onda de tensión, permitiendo un diseño con corrientes inferiores.

9.3. Descripción de casos y resultados

Se realizaron simulaciones variando la cantidad de descargadores en servicio para ver su impacto. También, se analizaron simulaciones quitando una línea de servicio para comprobar lo que indica la teoría [11] en cuanto a que, a mayor número de líneas en servicio, mejor se controlan las sobretensiones.

Se pusieron medidores de tensión en los puntos de entrada a la estación, en la barra, en extremo de la segunda línea y en bornes de alta del transformador (HV) y se simularon los siguientes casos:

- Caso 1: Sin descargadores en las líneas y transformador.
- Caso 2: Sin descargadores y sin la línea 2 en servicio.
- Caso 3: Con descargador solo en la entrada.
- Caso 4: Con descargador solo en bornes de alta del transformador.
- Caso 5: Con todos los descargadores en servicio.

A efectos de determinar si es necesario instalar descargadores en la estación, se debe verificar que las tensiones resultantes para todos los equipos de maniobra se encuentren por debajo del valor de $652,2 \text{ kV}$, como fue indicado en la tabla 7.2. Para el caso del transformador, deben estar por debajo de $565,2 \text{ kV}$, y para la cadena de aisladores del pórtico de entrada por debajo de 938 kV .

9.3. Descripción de casos y resultados

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

	Método de la Línea				Método Hileman			
	Entrada	HV	Barra	Línea 2	Entrada	HV	Barra	Línea 2
Caso 1	650	287	320	310	1747	1712	1700	1787
Caso 2	720	350	430	-	2209	2193	2120	-
Caso 3	290	245	270	280	345	377	365	415
Caso 4	660	265	315	305	646	340	423	555
Caso 5	280	260	270	263	318	293	302	290

Tabla 9.1: Tensiones obtenidas en kV luego de simulada la descarga para los distintos métodos y los distintos casos mencionados.

En la tabla anterior, para el caso de modelo explícito de la línea, se observa que los casos 2 y 4 superan el valor admisible de tensión para equipos de maniobra a la entrada de la estación, por lo que, sería necesario la instalación de descargadores a la entrada para proteger el transformador de medida de tensión. Para el método simplificado, los casos 1 y 2 superan los valores de tensión admisibles en todos los puntos de medida, por lo que se requieren descargadores en la estación para limitar las sobretensiones. Como lo muestran los resultados para los siguientes casos, instalando descargadores en la línea o en el transformador las sobretensiones resultan admisibles para los equipos de maniobra.

De los resultados obtenidos para el caso 5, se hace notar que, cuanto más descargadores se encuentran en servicio, mayor es la protección. Puntualmente para una protección segura del transformador, este debe contar con su propio descargador (caso 4). Comparando el caso 1 con el caso 2 para cada modelo, se observa que tener mas líneas conectadas ayuda a reducir las tensiones, esto se debe a que la onda de tensión cuenta con un camino adicional para dispersarse. Tener descargador a la entrada de la línea que sufre la descarga ayuda notoriamente a controlar la sobretensión en la estación, por lo que sería recomendable que todas las líneas de la estación cuenten con su descargador.

9.4. Sensibilidad de los resultados a la metodología utilizada

Respecto a los métodos utilizados, el método de la línea resultó ser el más permisivo. Al estar la línea modelada de forma explícita con sus torres, se generan caminos adicionales para disipar la corriente de descarga, con lo que disminuye la corriente que va circulando por el hilo de guardia hacia la estación, con ello las tensiones inducidas en las fases, y por ende la tensión a la entrada de la estación. En el método simplificado, al simular la descarga directamente con una fuente de tensión, no se visualizan estas disminuciones. El valor de la fuente de tensión utilizada, calculado en base a la tensión máxima que no hace contornear las cadenas de aisladores, es además, demasiado conservador. Si bien el método contempla la puesta a tierra en la torre que sufre la descarga, esta resistencia, a los efectos de la simulación, colabora con la disminución de tensión solo en un 3%.

Para el caso del modelo explícito de la línea, se muestra en la siguiente figura 9.5 las corrientes por las resistencias de puesta a tierra de las torres hacia la estación y el pórtico de entrada. Se puede ver que prácticamente toda la corriente de descarga se drena por la puesta a tierra de la torre que sufre la descarga, ubicada a una distancia L_c de la estación.

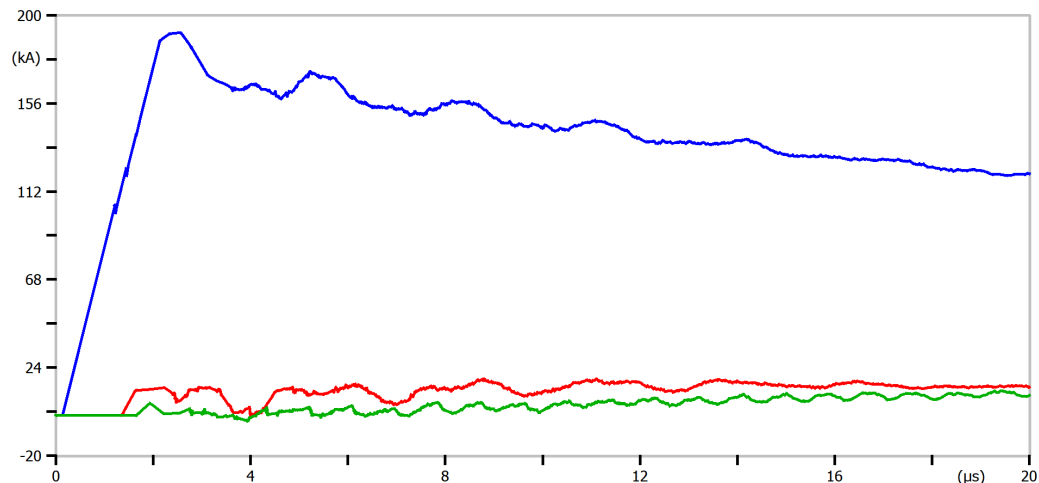


Figura 9.5: Corriente por las puestas a tierra para una descarga de 200 kA . La gráfica azul se corresponde con la corriente por la R_{pat} de la torre que sufre la descarga, la gráfica roja con la corriente por la R_{pat} de la torre de intermedia y la verde con la corriente por la R_{pat} del pórtico de entrada.

9.4. Sensibilidad de los resultados a la metodología utilizada

La siguiente figura 9.7 muestra las tensiones resultantes por los vanos de la línea hacia la estación. Solo se muestra la fase B, ya que fue la que resultó con el mayor valor de sobretensión. Se puede ver como la tensión disminuye notoriamente hacia la estación.

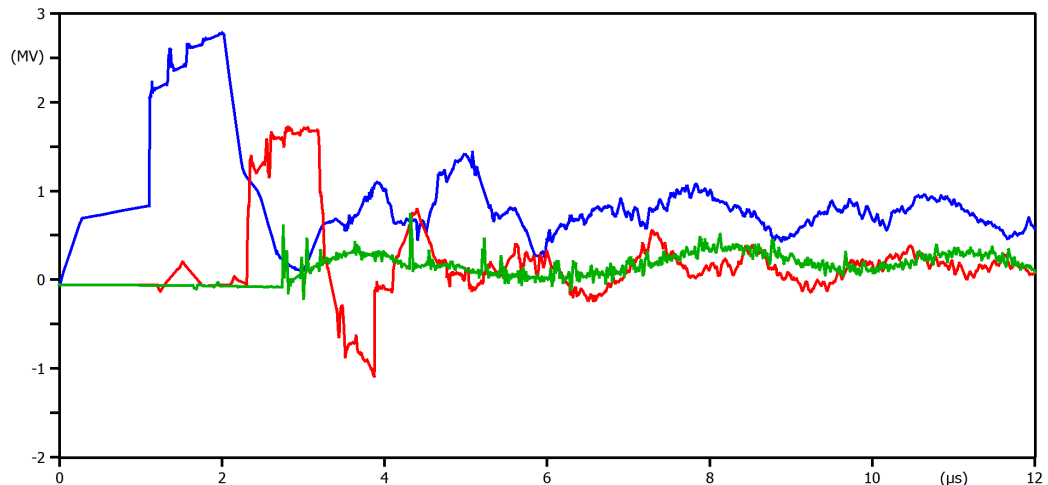


Figura 9.6: Tensiones de la fase B en los vanos de la línea para una descarga de 200 kA . Tensión en el vano de la torre que ocurre la descarga (azul), tensión en el vano de 131 m (rojo) y tensión a la entrada de la estación (verde).

9.4.1. Comparación de las tensiones a la entrada de la estación de ambos métodos

Las descargas atmosféricas, como fue mencionado en el capítulo 2, son sobretensiones de frente rápido. Esta denominación está vinculada a la pendiente de la onda de tensión que la representa. Cuando más pronunciada es la pendiente, más rápido es su crecimiento. Por esta razón las distancias pasan a ser relevantes en este tipo de fenómenos, ya que en una longitud muy pequeña la tensión puede variar considerablemente. Es de esperar, por lo tanto, que si la pendiente de la onda incidente en la estación es muy grande, en un instante dado habrá una diferencia de tensión grande entre la tensión del descargador y la tensión del equipo a proteger, si este equipo está a una distancia grande del descargador. Se considera, por lo tanto, que una onda de tensión de pendiente grande a la entrada de la estación es un “peor caso” a considerar.

La siguiente figura 9.7 muestra las tensiones a la entrada de la estación para el caso 1 de los dos métodos desarrollados y la tensión de la fuente del método de Hileman.

Capítulo 9. Simulaciones de descargas atmosféricas en Estaciones

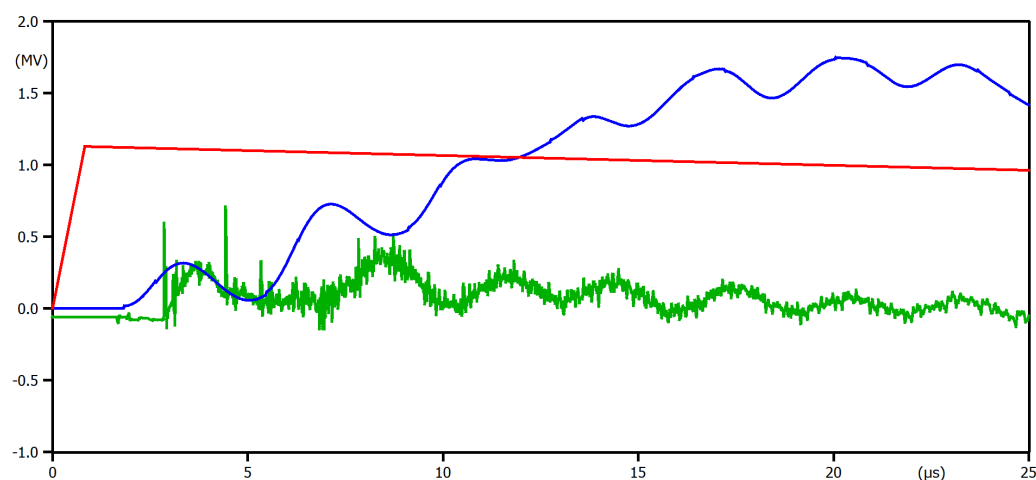


Figura 9.7: Tensiones a la entrada de la estación aplicando el método de la línea (verde) y el método de Hileman (azul). Fuente de tensión de Hileman (rojo).

Observando la tensión resultante del método de la línea, se ve, al inicio de la simulación, que su pendiente es prácticamente infinita. Aún así, su valor de pico no fue tan elevado, estando muy próximo al valor de soportabilidad de los equipos de maniobra. En el método de Hileman, si bien se consideró el efecto corona en la pendiente, su valor de pico es muy elevado (casi tres veces la soportabilidad de los equipos de maniobra). Es de esperar, por lo tanto, que las tensiones obtenidas en la estación con el método detallado, sean muy inferiores a las del método de Hileman, dado que los valores bajos de tensión de la onda incidente compensarán en mucho el efecto de la pendiente muy alta.

Se puede observar a su vez, para el método de Hileman, que la tensión se va elevando respecto a su valor de pico. Esto tiene que ver con las capacidades de los equipos y las reflexiones dentro de la estación. En el caso de la línea, esto no es visible, ya que la simulación fue realizada para 200 kA , estando el efecto del contorneo en la cadena de la torre intermedia, que colabora con la disminución de la tensión para tiempos posteriores a los $14 \mu s$.

9.5. Modelos de descargadores

Para el caso del método de Hileman, en el que resultó necesaria la instalación de los descargadores, se probaron los dos modelos de descargadores anteriormente mencionados. Comparando los resultados para el caso 5 (todos los descargadores en servicio) las simulaciones resultaron las siguientes:

9.5. Modelos de descargadores

	Descargador $V(I)$				Descargador $IEEE$			
	Entrada	HV	Barra	Línea2	Entrada	HV	Barra	Línea2
Caso 5	318	293	302	290	364	303	315	283

Tabla 9.2: Tensiones obtenidas en kV para los distintos modelos de descargadores.

Las imágenes siguientes muestran el comportamiento de los descargadores en los puntos de medida.

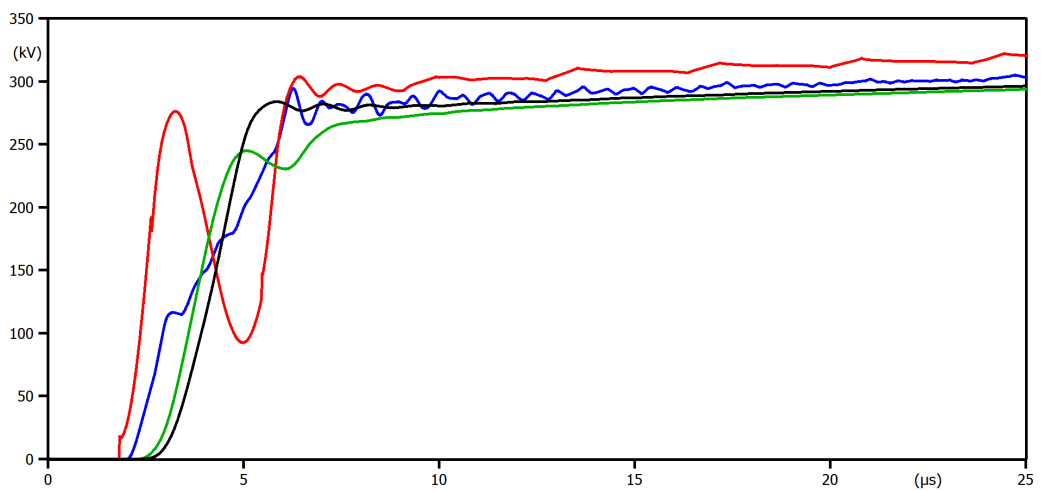


Figura 9.8: Tensiones resultantes dentro de la estación con el modelo de descargador $V(I)$. En la entrada (rojo), en la barra (azul), en bornes del transformador (negro) y en la línea2 (verde).

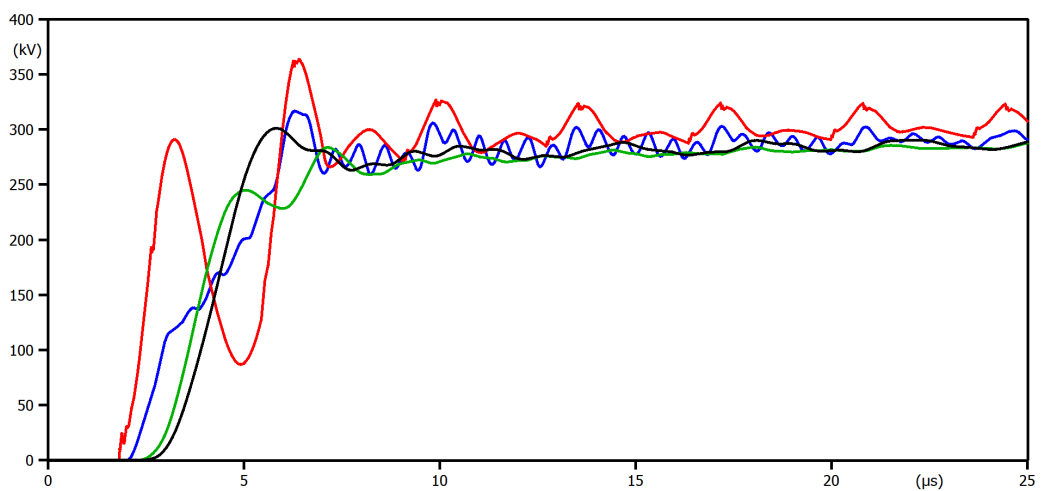


Figura 9.9: Tensiones obtenidas en la estación con el modelo de descargador $IEEE$. En la entrada (rojo), en la barra (azul), en bornes del transformador (negro) y en la línea2 (verde).

Capítulo 9. Simulaciones de descargas atmosféricas en Estaciones

Se observa que las tensiones resultantes con el modelo de descargador *IEEE* tienen un poco más de oscilaciones que el caso con el modelo clásico; esto es debido a las capacitancias e inductancias que contiene el modelo. Si al modelo clásico se le agrega la capacidad entre terminales del descargador (C_0) y la inductancia que modela la puesta a tierra, el comportamiento resulta un poco mas parecido al modelo del descargador *IEEE*.

En la siguiente figura se muestran las tensiones resultantes a la entrada de la estación para los dos modelos de descargadores y para el modelo clásico con el ajuste mencionado.

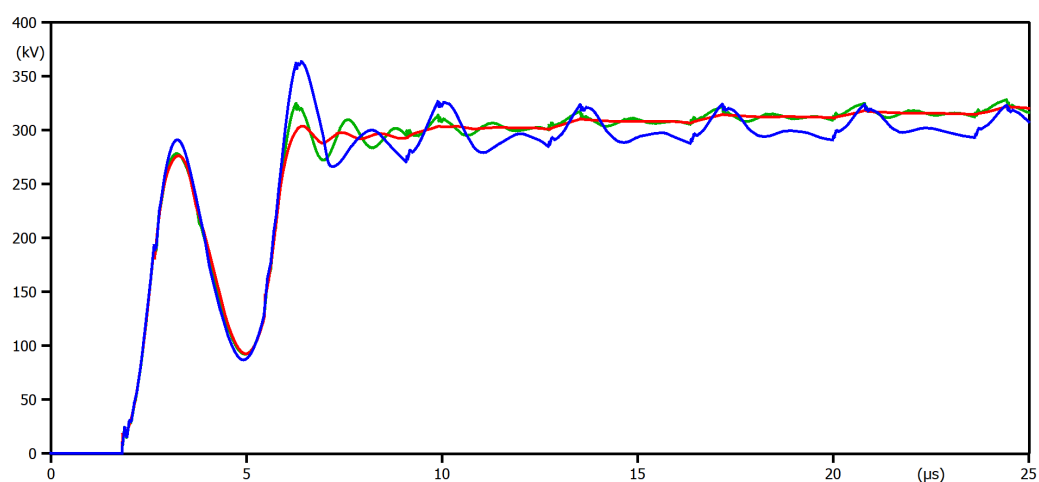


Figura 9.10: Tensión a la entrada de la estación con modelo de descargador *IEEE* (azul), clásico (rojo) y clásico ajustado (verde).

9.6. Análisis a las descargas directas

En general, las descargas directas no suelen ser las determinantes para la coordinación de aislación de estaciones a las descargas atmosféricas. De todas formas, se realizó una análisis para evaluarlo.

Como las descargas son directas, la tasa de falla que interesa es la *SFR*. Se eligió como referencia el cálculo de tasa de falla para el método *IEEE 92* de la tabla 6.1.

La distancia de impacto a la estación, L_c , se determina de la siguiente forma:

$$L_c = \frac{R_a}{SFR} \times 100000(m) \quad (9.1)$$

Siendo:

$$R_a = \frac{1}{400} \text{ fallas/año}$$

$$SFR = 0,042 \text{ fallas/100km-año}$$

Resultando $L_c = 6250 \text{ m}$.

Si se divide la distancia L_c por 360, que es el largo del vano de la línea, se obtiene el valor de 17,4. Asumiendo que el rayo cae en la torre, ese valor se corresponde con la torre número 18. Si además se considera que, de acuerdo a los cálculos realizados en el capítulo 6, la máxima corriente directa que puede descargar es de 12,4 kA, a esa distancia y con ese valor de corriente la sobretensión de entrada a la estación está totalmente atenuada. Por lo tanto, la coordinación de aislación para la estación la determinan, en este caso, las descargas inversas.

9.7. Conclusiones sobre descargas atmosféricas en estaciones

Respecto a los métodos utilizados para la coordinación de aislación de la estación se observó que las principales diferencias entre ambos radica en la onda de tensión incidente hacia la estación.

El método de la línea genera una onda de tensión de pendiente infinita, debido a que es consecuencia de una descarga inversa en la línea. Pese a tener pendiente infinita, el valor de pico que llega a la estación se reduce significativamente a lo largo del recorrido. Esta reducción la aporta el propio modelo, ya que, al contemplar las torres intermedias entre la torre de descarga y la estación, permite tener en cuenta las descargas en las cadenas de aisladores en estas torres, así como el drenaje de las corrientes que circulan por los cables de guardia a través de sus resistencias de puesta a tierra. Una desventaja de este modelo es que necesita contar con los

Capítulo 9. Simulaciones de descargas atmosféricas en Estaciones

datos de la línea para poder modelar de forma explícita la cantidad de vanos que sean necesarios.

El método simplificado se utiliza justamente en caso de no contar con esta información o, como lo indica su nombre, para simplificar el estudio; lo que tiene como consecuencia tener que diseñar los parámetros que simulan la descarga con valores demasiado exigentes.

Si bien este método tiene en cuenta el efecto corona de la línea -efecto que colabora con la reducción de la pendiente de la onda- el valor de tensión de pico elegido para el diseño es demasiado conservador, ya que, fue elegido para que la cadena de aisladores tenga una probabilidad de falla del 0,3 %, sin tener en cuenta, en particular, la corriente del rayo, ni posibles descargas en cadenas de aisladores de torres intermedias.

Como conclusión, se puede decir que en caso de no contar con información de las líneas que se conectan a la estación, aplicar el método simplificado es una forma alternativa para realizar la coordinación de aislación de la estación, aunque sus resultados podrían resultar demasiado conservadores. En caso de sí contar con esta información, aplicar el método explícito sería lo más conveniente, para obtener resultados más precisos a la hora de realizar el estudio.

En relación a los modelos de descargadores, se observa que la coordinación de aislación no cambió sustancialmente al cambiar el modelo clásico $V(I)$ por el modelo *IEEE* más preciso. Por lo que podría utilizarse cualquiera de los dos.

Se concluyó asimismo que las descargas directas en las líneas no son relevantes a los efectos de la coordinación de aislación. Esta conclusión no es necesariamente cierta cuando se analizan líneas y estaciones de tensiones más altas [16].

Capítulo 10

Conclusiones y trabajos futuros

Como se vio a lo largo de la Tesis las coordinaciones de aislación de las estaciones y las líneas que se conectan a ellas están estrechamente relacionadas.

La descarga en la línea puede darse por una descarga directa o una descarga inversa; para este último caso se hace referencia puntualmente a las que provocan contorno en una de las cadenas de aisladores.

Una buena coordinación a las descargas directas de la línea está relacionada con el ángulo que forma la fase más expuesta a las descargas con los hilos de guardia; cuando más alta es la torre menor debe ser el ángulo.

Para las descargas inversas, considerando las que caen en la torre, los parámetros más relevantes son: el diseño de la cadena de aisladores y la puesta a tierra de la torre. A los efectos de las simulaciones, es importante tener un modelo de cadena de aisladores que sea lo más realista posible, de forma de que los resultados no resulten tan conservadores. Es por esto que es aconsejable utilizar el modelo de cadena de aisladores Líder, ya que es el que mejor representa el fenómeno de la descarga. A su vez, una resistencia de puesta a tierra variable con la corriente para la torre donde se simula la descarga es lo más aconsejable cuando se simulan descargas inversas, ya que los valores de corrientes son elevados y el impacto que esto tiene en el comportamiento de la resistencia de puesta a tierra es relevante.

Respecto a los métodos utilizados para realizar la coordinación de aislación de la estación, se concluyó que el método explícito de la línea sería el más conveniente, en caso de contar con los datos necesarios. De lo contrario, el método simplificado es una buena alternativa, aunque resulta ser demasiado conservador.

A los efectos de proteger los equipos de estación frente a las descargas atmosféricas, es conveniente contar con descargadores a la entrada de las líneas, de forma de evitar que las sobretensiones ingresen a la estación.

De los dos modelos de descargadores estudiados, el clásico $V(I)$ y el *IEEE*, se observó que podría utilizarse indistintamente cualquiera de los dos, ya que no

Capítulo 10. Conclusiones y trabajos futuros

aportaron diferencias significativas en la reducción de las sobretensiones.

Para este estudio en particular, las descargas directas no resultaron relevantes para la coordinación de aislación de estaciones de 150 kV .

Como trabajos futuros podrían considerarse los siguientes:

- modelar el efecto corona e incluirlo en el modelo explícito de la línea, obteniendo así una representación más realista con resultados más precisos.

- realizar estudios de contraste de los resultados de las tasas de falla teóricas obtenidos en la tesis contra registro histórico de número de aperturas de protecciones en las líneas de Alta Tensión en Uruguay que cuentan con las torres analizadas (vieja y nueva) razonablemente atribuibles (con algún indicador a definir) a las descargas atmosféricas.

Apéndice A

Desarrollos teóricos asociados a las descargas inversas

La intención de este Apéndice es mostrar algunos cálculos teóricos basados en [11], que justifican algunos de los resultados de las simulaciones mostrados anteriormente.

La figura A.1 muestra una descarga de valor de pico I_p y tiempo de pico t_p , en una torre de impedancia de onda Z_T . La mayor parte de la descarga se va por la puesta a tierra de la torre R_{pat} , y el resto se reparte en dos por el hilo de guardia de impedancia de onda Z_g . La corriente que se va por los hilos de guardia genera tensiones inducidas en los conductores de fases A, B, C de valores $V_{TT}C_A, V_{TT}C_B, V_{TT}C_C$, siendo C_A, C_B, C_C los factores de acomplamiento del hilo de guardia con las respectivas fases y V_{TT} la tensión en lo alto de la torre donde ocurre la descarga.

Apéndice A. Desarrollos teóricos asociados a las descargas inversas

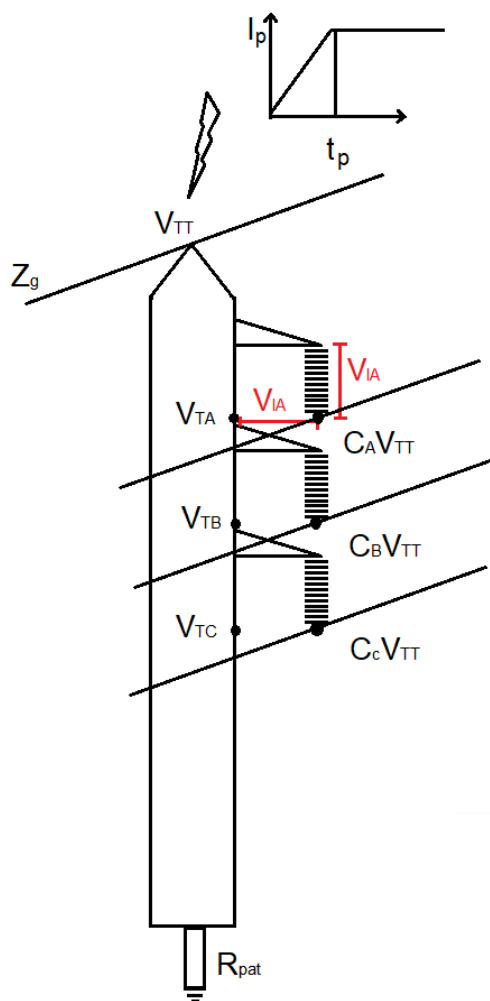


Figura A.1: Descarga inversa en la torre con las tensiones relevantes.

Sean V_{IA} , V_{IB} , V_{IC} las tensiones entre extremos de las cadenas de aisladores de las respectivas fases. Si se desprecia el tiempo de tránsito entre el extremo frío de la cadena de aisladores (punto de anclaje de la cadena de aisladores en la ménsula de la torre) y el punto en la torre a la altura del conductor, las tensiones entre extremos de las cadenas de aisladores pueden representarse de la siguiente forma:

$$V_{IA} = K_{IA}K_{sp}I_p \quad (A.1)$$

$$V_{IB} = K_{IB}K_{sp}I_p \quad (A.2)$$

$$V_{IC} = K_{IC}K_{sp}I_p \quad (A.3)$$

Siendo

$$K_{IA} = (K_{TA} - C_A K_{TT})$$

$$K_{IB} = (K_{TB} - C_B K_{TT})$$

$$K_{IC} = (K_{TC} - C_C K_{TT})$$

Donde

$$K_{Ti} = \frac{Z_g R_{pat}}{Z_g + 2R_{pat}} + \alpha_T Z_T \frac{T_i}{tp}$$

para $i = A, B, C, T$.

T_i es el tiempo que demora la onda de tensión en ir desde el punto i en la torre (que se corresponde con la altura de conductor i en el caso de A, B, C o en lo alto de la torre para T) hasta la puesta a tierra.

El factor K_{sp} introduce el efecto de las reflexiones en las torres adyacentes, que para este ejemplo se considera igual a 1.

α_T es el coeficiente de reflexión al pie de torre cambiado de signo:

$$\alpha_T = \frac{Z_T - R_{pat}}{Z_T + R_{pat}}$$

Se observa que cuanto más bajo es el valor de R_{pat} , mayor es α_T , y por lo tanto menor es la onda de tensión que se refleja.

Apéndice A. Desarrollos teóricos asociados a las descargas inversas

El factor de acoplamiento C entre el hilo de guardia y cada fase depende de las distancias geométricas entre ellos. A modo de ejemplo, se muestra en la siguiente figura un hilo de guardia de impedancia de onda Z_1 , ubicado a una altura h_1 del suelo y Z_c la fase ubicada a una altura h_c .

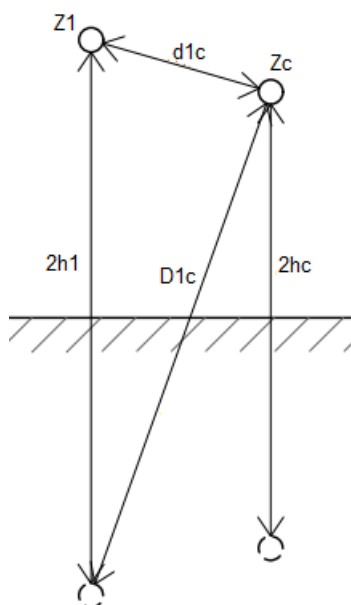


Figura A.2: Distancias para el cálculo del factor de acoplamiento.

La distancia D_{1c} es la distancia entre el conductor Z_c y la imagen de Z_1 respecto de la tierra.

El factor de acoplamiento se calcula como:

$$C = \frac{Z_{1c}}{Z_1}$$

Siendo:

$$Z_{1c} = 60 \ln \frac{D_{1c}}{d_{1c}} \text{ y } Z_1 = 60 \ln \frac{2h_1}{r}$$

Para las alturas de los conductores se consideran los valores promedios en metros. Se recuerda que r es el radio del conductor en metros.

En el caso de haber otro hilo de guardia de impedancia Z_2 (como en el caso de la línea nueva), el factor de acoplamiento se calcula de la siguiente manera:

$$C = \frac{\frac{Z_{1c} + Z_{2c}}{2}}{Z_e}$$

Siendo Z_e la impedancia equivalente entre los dos hilos de guardia que se determina con la siguiente ecuación:

$$Z_e = \frac{Z_{12} + \frac{Z_1 + Z_2}{2}}{2} \quad (\text{A.4})$$

Cuanto más cerca esté el conductor del hilo de guardia, mayor será su factor de acoplamiento. En la tabla siguiente se muestran los factores de acoplamiento entre los hilos de guardia y fases para la torre nueva.

C_A	C_B	C_C
0,391	0,295	0,224

Tabla A.1: Factores de acoplamiento de las fases A, B, C con los hilos de guardia de la línea nueva.

De las ecuaciones A.1, A.2, A.3, se puede observar que la tensión en extremos de la cadena de aisladores disminuye para mayor acoplamiento pero aumenta con la altura del conductor (debido al factor K_{Ti}), por lo tanto estos dos factores influyen para la descarga de la cadena de aisladores.

A modo de ejemplo se muestran los cálculos para el caso torre nueva modelada con resistencia de puesta a tierra variable. Para este caso se determinó $R_{pat}(I) = 5,62 \Omega$ con la fórmula 5.3, utilizando el valor de corriente crítica 138 kA (resultado de simulación para ángulo de fase A 0° modelo Líder) y un tiempo de pico de $2 \mu\text{s}$. Los valores de K_I resultaron los siguientes:

K_{IA}	K_{IB}	K_{IC}
8,18	8,58	8,59

Tabla A.2: Valores K_{IA} , K_{IB} y K_{IC} .

Si se considera la variación de la tensión a frecuencia industrial, las tensiones en extremos de las cadenas de aisladores resultan:

$$\begin{aligned} V_{IA} &= K_{IA}K_{sp}I + V_{LN} \sin(\omega t) \\ V_{IB} &= K_{IB}K_{sp}I + V_{LN} \sin(\omega t - 120) \\ V_{IC} &= K_{IC}K_{sp}I + V_{LN} \sin(\omega t + 120) \end{aligned}$$

Siendo $V_{LN} = V_{LL} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ (V_{LL} tensión entre fases de frecuencia industrial).

Apéndice A. Desarrollos teóricos asociados a las descargas inversas

Se observa que los términos de la forma $K_{Ix}K_{sp}I$ son una componente continua de las tensiones V_{IA} , V_{IB} y V_{IC} .

De la tabla A.2, K_{IA} resultó ser el menor valor; esto significa que esta fase será la menos expuesta a sufrir descarga durante todo el ciclo (capítulo 10, apéndice 4 Hileman [11]). En la tabla 6.7 se pudo verificarlo, la fase A fue la que descargó menos veces durante todo el ciclo. Los valores de K_{IB} y K_{IC} resultaron muy parecidos, por lo que se espera que ambas fases resulten expuestas por igual.

A continuación se muestran dos simulaciones (para los casos donde el ángulo de la fase A está en 0° y en 180°) que reflejan la evolución en el tiempo de las tensiones de las tres cadenas de aisladores. Ambas corresponden al modelo Líder en cadena de aisladores y resistencia de puesta a tierra variable con la corriente. La corriente de descarga es de 140 kA .

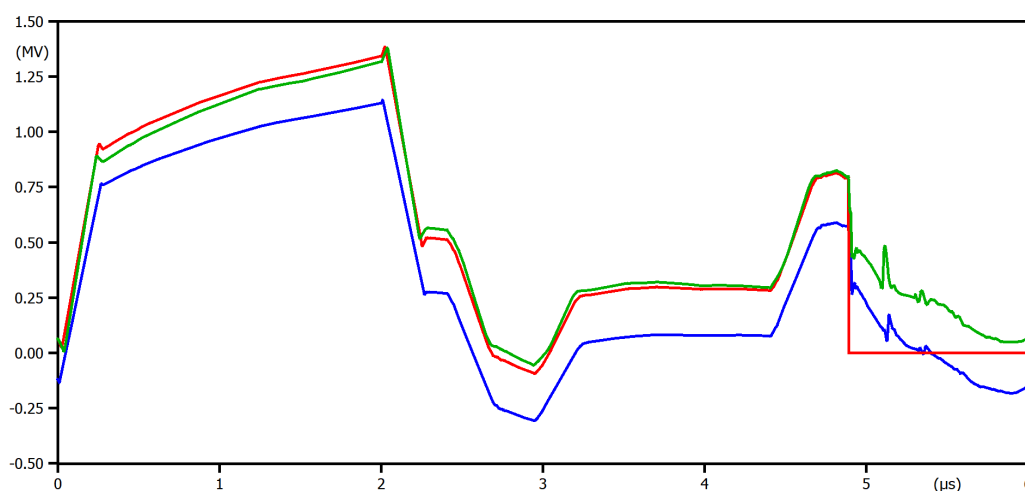


Figura A.3: Tensión en extremos de la cadena de aisladores, fase A (azul), fase B (rojo), fase C (verde). Simulación realizada para ángulo de fase A en 0° .

La fase A (color azul) resultó ser la cadena con menor tensión y las de las cadenas de las fases B (rojo) y C (verde) similares. En este caso descarga la fase B, como se aprecia en la figura instantes previos a los $5 \mu\text{s}$.

Si se considera un ángulo de 180° para la fase A, los valores anteriormente mostrados varían como lo muestra la figura A.4; resultando la tensión de la cadena de la fase A la más alta y las de las fases C y B más bajas. En este caso, descarga la cadena de la fase A.

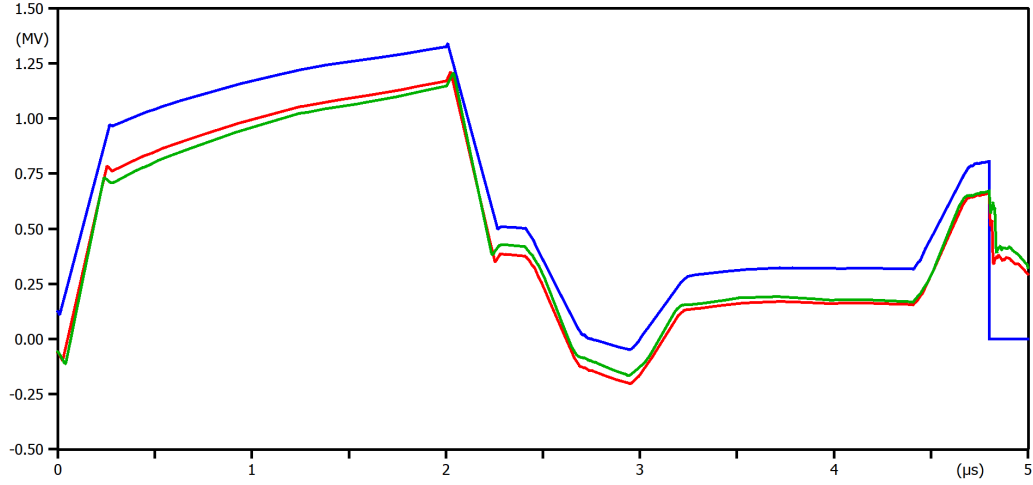


Figura A.4: Tensión en extremos de la cadena de aisladores, fase A (azul), fase B (rojo), fase C (verde). Simulación realizada para ángulo de fase A en 180° .

Otros factores que influyen en la tensión en extremos de la cadena de aisladores y que fueron analizados con simulaciones son: el tiempo de pico de la descarga t_p y la resistencia de puesta a tierra de la torre R_{pat} .

Para poder ver el impacto de t_p , se reescribe la ecuación A.1 para el caso de V_{IA} :

$$V_{IA} = \left(R_e(1 - C_A) + \frac{(\alpha_T Z_T (T_A - C_A T_T))}{t_p} \right) K_{sp} I_p \quad (A.5)$$

Donde

$$R_e = \frac{Z_g R_{pat}}{Z_g + 2R_{pat}}$$

Siendo el numerador constante para un valor de pico de I_p , se observa la dependencia inversamente proporcional de V_{IA} con t_p . Esto explica los resultados obtenidos para la fuente Cigre, donde a mayor t_p menor es la tensión en bornes de la cadena de aisladores, y por lo tanto, las corrientes críticas obtenidas en ese caso fueron más elevadas que para la fuente $2/50 \mu s$.

Impacto de la puesta a tierra:

En la siguiente figura A.5 se muestran las tensiones en extremos de la cadena de aisladores de la fase C para la torre nueva, comparando los resultados entre una puesta a tierra de valor 10Ω y una dependiente de la corriente. La fuente de corriente de descarga fue modelada como una fuente doble rampa de valores $2/50 \mu s$. Ambas simulaciones fueron realizadas para el caso con modelo Líder en cadena de aisladores y para una corriente de $120 kA$.

Apéndice A. Desarrollos teóricos asociados a las descargas inversas

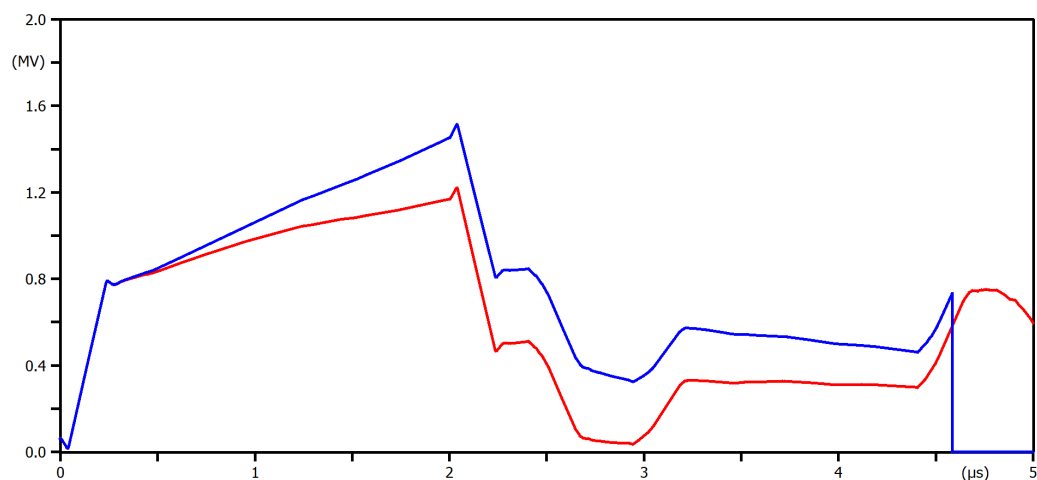


Figura A.5: Cambio en la pendiente inicial de la tensión en extremos de la cadena de aisladores debido al coeficiente de reflexión α_T para una descarga de 120 kA . La simulación azul representa el caso con la puesta a tierra de valor fijo 10Ω y la simulación roja representa el de la puesta a tierra variable con la corriente.

Se recuerda que la torre tiene una longitud de $36,25 \text{ m}$, por lo tanto el término $2T_T$ vale $0,24 \mu\text{s}$. En este tiempo hay un quiebre en la pendiente inicial de las tensiones, debido justamente a los efectos del rebote de la onda al llegar a la puesta a tierra. Luego de ese tiempo, el crecimiento de la pendiente para la torre modelada con resistencia variable es menor que para el caso de resistencia de valor fijo, observándose aquí el efecto de α_T .

Los vanos son de 360 m , por lo que $2T_s$ vale $2,67 \mu\text{s}$ y recién en este tiempo se pueden apreciar los efectos de las torres adyacentes, que, como se muestra en la figura A.5, colaboran con la disminución de tensión.

Apéndice B

Modelo Líder de cadena de aisladores

La cadena de aisladores con modelo Líder se implementó en *ATP* por medio de un elemento Models. En él se programaron las ecuaciones que fueron descritas en el capítulo 5 de esta Tesis. Este elemento se conecta en paralelo con un capacitor que representa la cadena de aisladores y actúa sobre una llave controlada por TACS que simula la descarga a través de ella, como lo muestra la siguiente figura:

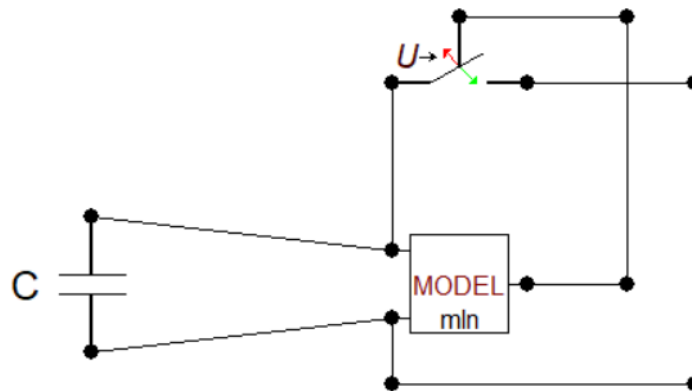


Figura B.1: Modelo de la cadena de aisladores tipo Líder.

Apéndice B. Modelo Líder de cadena de aisladores

El código programado en Models que representa el comportamiento del modelo Líder es el siguiente:

```
MODEL MLN
DATA    K1 {dflt:1.3},
        E1 {dflt:600},
        GAP {dflt:1.606}
INPUT V,fase
OUTPUT Desca
VAR Delv, Desca, L, Vgap
HISTORY
        L{dflt:0},
        V {dflt:0},
        fase{dflt:0}
INIT
    Desca:=0
    Vgap:=99999
ENDINIT
EXEC
Delv:=abs(V-fase)/1000
if L<GAP then
    if (abs(Delv/(GAP-L)) >E1 or abs(Delv/(GAP-L))=E1) then
        Delv:= (abs(delay(V,timestep)-delay(fase,timestep)))/1000
        L:= (delay(L,timestep)+timestep*K1*Delv*((Delv/(GAP-delay(L,timestep))-
E1)))
        if ((L=GAP) or (L>GAP)) then
            Desca:= 1
        endif
    endif
endif
ENDEXEC
ENDMODEL
```


Apéndice C

Datos para los modelados

C.1. Datos líneas Nueva y Vieja

Los datos de las líneas nueva y vieja ingresados en *ATP* son los siguientes:

Model Data Nodes							
#	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]
1	1	0.402	1.09	0.1198	3.395	32.57	22.57
2	2	0.402	1.09	0.1198	3.395	28.57	18.57
3	3	0.402	1.09	0.1198	3.395	24.57	14.57
4	4	0	0.55	1.1598	2.3	36.25	27.25
5	5	0.39	0.725	0.524	-2.3	36.25	27.25

Figura C.1: Datos de la línea nueva.

Model Data Nodes							
#	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]
1	1	0.354	0.825	0.2202	2.8	21.8	15.8
2	2	0.354	0.826	0.2202	3	18.3	12.3
3	3	0.354	0.826	0.2202	3.2	14.8	8.8
4	4	0	0.438	3.6	0	26.6	21.6

Figura C.2: Datos de la línea vieja.

Apéndice C. Datos para los modelados

C.2. Equipos de maniobra

Equipos de maniobras	capacidad (μF)
Seccionador	112
Disyuntor	10
Transformador de corriente	300
Transformador de tensión	7800
Aislador soporte	85

Tabla C.1: Capacidad a tierra de los equipos de maniobra.

C.3. Transformador

	capacidad (μF)
CP (Capacidad bobinado primario a tierra)	8428
CS (Capacidad bobinado secundario a tierra)	15420
CT (Capacidad bobinado terciario a tierra)	16080
CPS (capacidad entre bobinado primario y secundario)	5293
CPT (capacidad entre bobinado primario y terciario)	9757
CST (capacidad entre bobinado secundario y terciario)	14280

Tabla C.2: Capacidad a tierra y entre bobinados del transformador.

C.4. Conductores de la estación

Las barras se consideraron a una altura de 8 m respecto del suelo y los conductores de conexión entre equipos a 5 m.

	Conductores de barra	Conexión entre equipos
Diámetro (mm)	34,02	21,75
$Z_c(\Omega)$	410,8	409,4
$R(\Omega/Km)$	0,042	0,1018

Tabla C.3: Impedancia de onda de los conductores de barra y conexión entre equipos.

Para el caso en que la estación se modeló trifásica los conductores de barra se consideraron con una separación entre ellos de 1,5 m y de igual forma las conexiones entre equipos.

C.5. Esquema de las torres

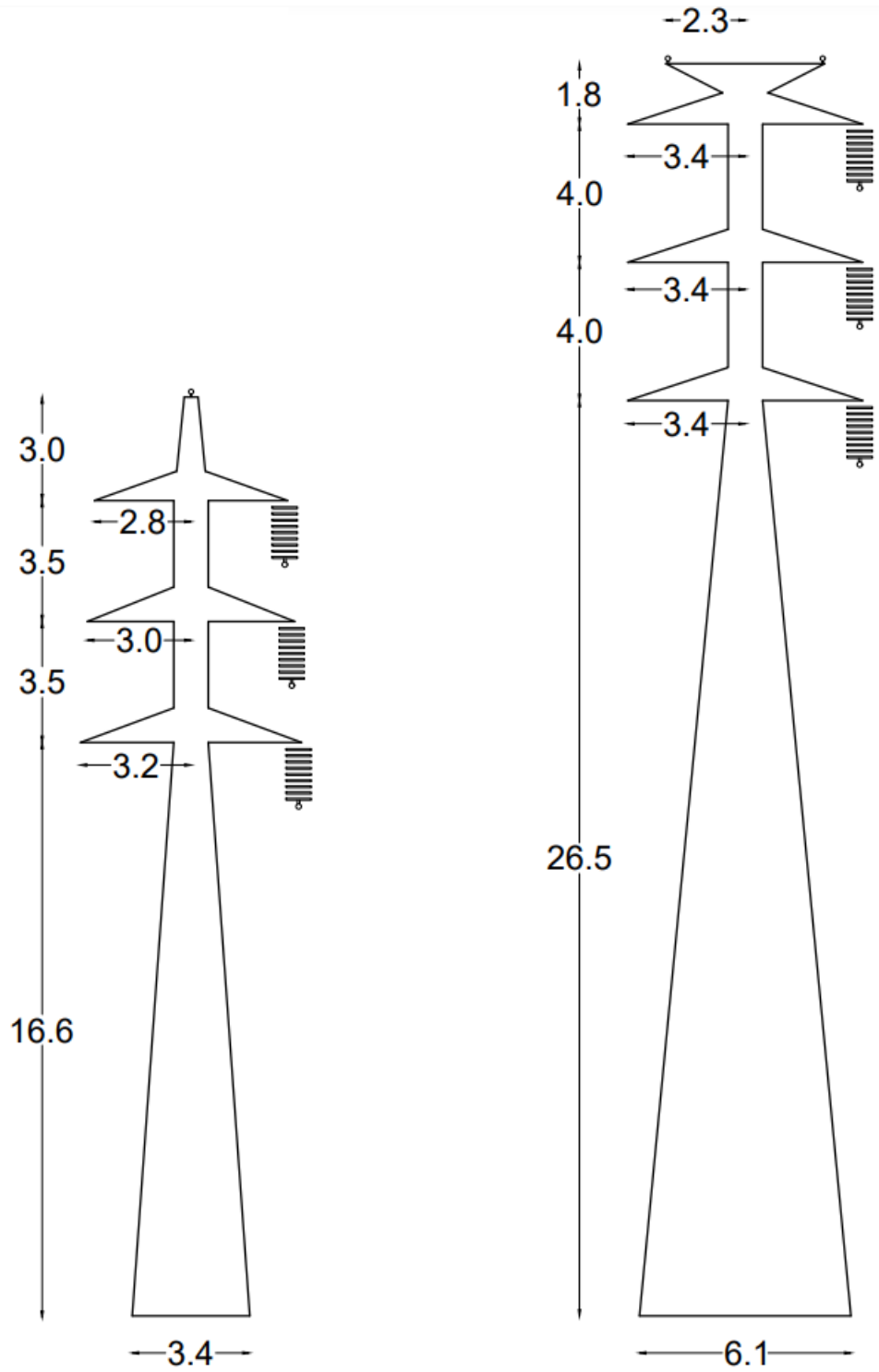


Figura C.3: Esquema de las torres.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Referencias

- [1] IEEE 1234. Guide for improving the lightning performance of transmission lines. 1997.
- [2] Technical Brochure CIGRE 63 Working Group 01 Study Committee 33. Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines. 1991.
- [3] Norma IEC 60071-1. Insulation coordination, part 1: Definitions, principles and rules. Tercera Edición 2006.
- [4] Norma IEC 60071-2. Insulation coordination, part 2: Application guide. Tercera Edición 1996.
- [5] J.G. Anderson. *Transmission Line Reference Book 345kV and Above*, chapter Lightning Performance of Transmission Lines. 2nd edition, EPRI.
- [6] Michel Artenstein. *Curso transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia*. Facultad de Ingeniería Udelar.
- [7] Norma IEC 60071-2 Annex F. Lightning overvoltages. 1996.
- [8] F.Kiessling. *Overhead Power Lines, Planning Design, Construction*. Springer, 2003.
- [9] Furnas. *Transitórios elétricos e coordenação de isolamento*. Universidad Federal Fluminense, Editora Universitaria, 1987.
- [10] Norma IEEE C62.22 Annex G. Guide for the application of metal-oxide surge arresters for alternating-current systems. 1997.
- [11] Andrew R. Hileman. *Insulation Coordination for Power Systems*. Taylor and Francis Group, 1999.
- [12] Ferley Castro-Aranda Juan A. Martinez. *Lightning Performance Analysis of Overhead Transmission Lines Using the EMTP*. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 20, NO. 3, JULY 2005.
- [13] Ferley Castro-Aranda Juan A. Martinez-Velasco. *Power System Transients*. CRC Press, 2010.

Referencias

- [14] Hans Kristian Høidalen László Prikler. *ATPDRAW Users' Manual*. 2009.
- [15] César Briozzo María Simon. *Descargas atmosféricas – Fundamentos y protección*, chapter Notas preliminares para el curso de Protección contra Descargas Atmosféricas. Facultad de Ingeniería Udelar.
- [16] M.Artenstein A.Segade C.Zoppolo M.D'Agosto. *Insulation Coordination study of lightning overvoltages for a 500 kV substation (IEEE Uruguay EPIM 2018, Noviembre 2018)*.
- [17] IEEE Prof. César Briozzo y Prof. María Simon, Senior Member. *Pararrayos no Convencionales*. 7^o Encuentro de Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas EPIM - Oct. 2008-Uruguay.

Índice de tablas

3.1. Valores de β y M para I_p [2].	15
3.2. Correlación entre parámetros de la descarga [2].	16
4.1. Expresiones de la distancia de impacto.	20
5.1. Impedancia de onda de las torres.	28
5.2. Impedancia de onda de los conductores.	29
5.3. Impedancia de onda de los hilos de guardia de la línea nueva.	29
6.1. Corriente crítica y tasas de falla para las descargas directas calculadas teóricamente.	38
6.2. Corriente crítica de descarga inversa para distintos modelos de cadenas de aisladores con R_{pat} fijo, teniendo en cuenta distintos puntos de la onda de frecuencia industrial.	46
6.3. Corriente crítica de descarga inversa para los distintos modelos de cadenas de aisladores con $R_{pat}(I)$, teniendo en cuenta distintos puntos de la onda de frecuencia industrial.	47
6.4. Impacto del frente de onda en la descarga con fuente doble rampa.	49
6.5. Correlación de parámetros de la fuente CIGRE.	50
6.6. Corriente crítica de descarga inversa para los distintos modelos de cadenas de aisladores, con R_{pat} fija, teniendo en cuenta distintos puntos de la onda de frecuencia industrial.	50
6.7. Corriente crítica de descarga inversa para los distintos modelos de cadenas de aisladores, con $R_{pat}(I)$, teniendo en cuenta distintos puntos de la onda de frecuencia industrial.	51
6.8. Valores de N_s en rayos/100km-año para la línea nueva y vieja.	53
6.9. Tasa de falla a las descargas inversas para la línea vieja con modelo $R_{pat}(I)$ en la torre que ocurre la descarga.	53
6.10. Tasa de falla a las descargas inversas para la línea nueva con modelo $R_{pat}(I)$ en la torre que ocurre la descarga.	53
7.1. Valores soportados en kV para sobretensiones de rayo recomendados por la norma IEC 60071-1.	62
7.2. Valores soportados en kV para sobretensiones de rayo recomendados por la norma IEC 60071-1 con factor de seguridad aplicado.	62

Índice de tablas

8.1. Conjunto de puntos $V(I)$ para representar el modelo clásico del descargador.	64
8.2. Parámetros del descargador IEEE.	65
8.3. Conjuntos de valores $V(I)$ para A_0 y A_1	66
8.4. Parámetros de la línea nueva para calcular E_m	69
8.5. Parámetros de la fuente de tensión del método Hileman.	70
9.1. Tensiones obtenidas en kV luego de simulada la descarga para los distintos métodos y los distintos casos mencionados.	75
9.2. Tensiones obtenidas en kV para los distintos modelos de descargadores.	79
A.1. Factores de acoplamiento de las fases A, B, C con los hilos de guardia de la línea nueva.	89
A.2. Valores K_{IA} , K_{IB} y K_{IC}	89
C.1. Capacidad a tierra de los equipos de maniobra.	96
C.2. Capacidad a tierra y entre bobinados del transformador.	96
C.3. Impedancia de onda de los conductores de barra y conexión entre equipos.	96

Índice de figuras

2.1. Formas de ondas normalizadas para sobretensión temporaria, de maniobra y de rayo [3].	7
3.1. Tipos de descargas [15].	11
3.2. Proceso de la descarga. Figura adaptada de [15].	13
3.3. Forma de onda de corriente simplificada de la descarga.	14
3.4. Forma de onda de corriente detallada de la descarga.	14
4.1. Modelo Electrogeométrico [11].	21
4.2. Definición de I_m para $D_c = 0$ [11].	22
5.1. Esquema que representa el modelo Líder.	33
6.1. Descarga inversa en la torre nueva modelada con resistencia de puesta a tierra variable con la corriente y cadena de aisladores como llave controlada por tensión.	36
6.2. Descarga directa en la fase A. Torre modelada con cadena de aisladores tipo Líder y resistencia de puesta a tierra de valor fijo.	37
6.3. Modelo de la línea nueva con todos sus vanos. Descarga inversa modelada como fuente CIGRE.	37
6.4. Distancias D_c para un valor de corriente I y ángulos de blindaje de la línea vieja (izquierda) y de la línea nueva (derecha).	39
6.5. Corrientes de contorno para descargas directas en línea vieja en función de la variación del ángulo de la fase A.	41
6.6. Corrientes de contorno para descargas directas en línea nueva en función de la variación del ángulo de la fase A.	41
6.7. Curva $V(t)$ comparada con CFO	42
6.8. Corriente de descarga por la fase A (rojo), corriente por la puesta a tierra de la torre (azul) y por las otras fases (verde).	43
6.9. Tensiones por las fases A (azul), fase B (rojo) y fase C (verde) antes y después del contorno de la cadena de aisladores de la fase A a los 16us. Caso de una descarga directa en la fase A.	44
6.10. Valores de corrientes de contorno para descargas inversas en la línea vieja en función de la variación del ángulo de la fase A.	48
6.11. Valores de corrientes de contorno para descargas inversas en la línea nueva en función de la variación del ángulo de la fase A.	52

Índice de figuras

6.12.	Tensiones de las fases A (azul), B (roja) y C (verde) en la cadena de aisladores. La cadena de la fase B sufre contorneo previo a los $8\mu s$.	54
6.13.	Comparación de la tensión de la fase B para una corriente de rayo de $138 kA$ provocando contorneo en la cadena de aisladores (azul) y $137 kA$ sin contorneo (rojo).	55
6.14.	Corriente que circula por la puesta a tierra de la torre (azul), por los hilos de guardia (verde) y por las puestas a tierras de las torres adyacentes (rojo) cuando impacta una descarga inversa en la torre de forma de onda $2/50 \mu s$ y $138 kA$ de pico.	55
6.15.	Corrientes de rayo por las fases. Se observa la circulación de corriente por la fase B (rojo) al momento del contorneo de la cadena. En verde se representa la circulación de corriente por las fases restantes.	56
7.1.	Metodo de Hileman [11].	61
8.1.	Modelo de descargador propuesto por <i>IEEE</i> [10].	65
8.2.	Distancias mínima de descarga a la estación.	67
8.3.	Método simplificado de la fuente de tensión de Hileman aplicado a la estación.	70
9.1.	Modelo de la estación con el método explícito de la línea.	71
9.2.	Modelo de la estación con el método Hileman.	72
9.3.	Tensiones a la entrada de la estación comparando el caso de tener contorneo en la cadena de aisladores en la torre intermedia, que se corresponde con $159 kA$ (azul) y el caso de no tener, que se corresponde con $158 kA$ (rojo).	73
9.4.	Zoom de la figura 9.4 para mostrar los frentes de onda resultantes en la entrada a la estación.	73
9.5.	Corriente por las puestas a tierra para una descarga de $200 kA$. La gráfica azul se corresponde con la corriente por la R_{pat} de la torre que sufre la descarga, la gráfica roja con la corriente por la R_{pat} de la torre de intermedia y la verde con la corriente por la R_{pat} del pórtico de entrada.	76
9.6.	Tensiones de la fase B en los vanos de la línea para una descarga de $200 kA$. Tensión en el vano de la torre que ocurre la descarga (azul), tensión en el vano de $131 m$ (rojo) y tensión a la entrada de la estación (verde).	77
9.7.	Tensiones a la entrada de la estación aplicando el método de la línea (verde) y el método de Hileman (azul). Fuente de tensión de Hileman (rojo).	78
9.8.	Tensiones resultantes dentro de la estación con el modelo de descargador $V(I)$. En la entrada (rojo), en la barra (azul), en bornes del transformador (negro) y en la línea2 (verde).	79
9.9.	Tensiones obtenidas en la estación con el modelo de descargador <i>IEEE</i> . En la entrada (rojo), en la barra (azul), en bornes del transformador (negro) y en la línea2 (verde).	79

Índice de figuras

9.10. Tensión a la entrada de la estación con modelo de descargador <i>IEEE</i> (azul), clásico (rojo) y clásico ajustado (verde).	80
A.1. Descarga inversa en la torre con las tensiones relevantes.	86
A.2. Distancias para el calculo del factor de acoplamiento.	88
A.3. Tensión en extremos de la cadena de aisladores, fase <i>A</i> (azul), fase <i>B</i> (rojo), fase <i>C</i> (verde). Simulación realizada para ángulo de fase <i>A</i> en 0°	90
A.4. Tensión en extremos de la cadena de aisladores, fase <i>A</i> (azul), fase <i>B</i> (rojo), fase <i>C</i> (verde). Simulación realizada para ángulo de fase <i>A</i> en 180°	91
A.5. Cambio en la pendiente inicial de la tensión en extremos de la cadena de aisladores debido al coeficiente de reflexion α_T para una descarga de 120 kA . La simulación azul representa el caso con la puesta a tierra de valor fijo $10\ \Omega$ y la simulación roja representa el de la puesta a tierra variable con la corriente.	92
B.1. Modelo de la cadena de aisladores tipo Líder.	93
C.1. Datos de la línea nueva.	95
C.2. Datos de la línea vieja.	95
C.3. Esquema de las torres.	97

Esta es la última página.
Compilado el miércoles 10 agosto, 2022.
<http://iie.fing.edu.uy/>