

# UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **“SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS DE FRENTE RÁPIDO DEBIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN”**

TESIS

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS CON  
MENCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA

**ELABORADO POR**

MIGUEL ALEJANDRO LINARES VARGAS

**ASESOR**

M.Sc. Ing. JUAN ERNESTO VELÁSQUEZ SEVILLANO

LIMA – PERÚ

2013

## **DEDICATORIA**

Mi tesis la dedico con todo mi corazón:

A quien en vida fue mi padre Alejandro, por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizaron, por todo su apoyo y enseñanzas que me acompañarán siempre.

A mi madre Elva, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, por sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien y más que a nada por su amor incondicional.

A mi amor Mary, por brindarme su inmenso amor, paciencia y comprensión. Gracias por que has sido la razón de quien soy ahora.

A mi familia, por todo su cariño y apoyo.

## **AGRADECIMIENTO**

Especialmente a mi asesor, M.Sc. Ing. Juan Ernesto Velásquez Sevillano, por sus consejos y valiosa guía durante el desarrollo de la presente tesis.

Al Ing. Sergio Pinto por sus enseñanzas y por darme la inspiración de realizar el presente trabajo.

A los profesores revisores, M.Sc. Ing. Justo Hermilo Yanque Montufar y al M.Sc. Ing. Moisés Ariste Flores Tinoco, por sus valiosas sugerencias.

A la Universidad Nacional de Ingeniería y a la sección de Posgrado por las facilidades prestadas durante mi estancia en esta magna escuela.

A todos aquellos amigos y compañeros que me brindaron su apoyo y sobre todo su amistad.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I</b>	
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>3</b>
1.1 Definición del Problema .....	3
1.2 Justificación .....	3
1.3 Objetivos.....	4
1.4 Aportes .....	4
1.5 Alcances .....	4
1.6 Estructura de la Tesis .....	4
<b>CAPITULO II</b>	
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>6</b>
2.1 Introducción .....	6
2.2 Sobretensiones en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	7
2.2.1 Tensión Continua (a frecuencia industrial) .....	9
2.2.2 Sobretensión Temporal.....	9
2.2.3 Sobretensión Transitoria .....	9
2.2.4 Sobretensión Combinada.....	10
2.3 Descargas Atmosféricas (Rayo).....	11
2.3.1 Mecanismo de la Corriente de Rayo .....	11
2.3.2 Tipos de Descargas Atmosféricas.....	13
2.3.3 Parámetros de un Rayo .....	14
2.4 Pararrayos .....	15
2.4.1 Estructura del Pararrayos .....	16
2.4.2 Funcionamiento del Pararrayos .....	17
2.5 Teoría de Onda Viajera.....	18
2.5.1 Impedancia Característica .....	18
2.5.2 Comportamiento de las Ondas Viajeras.....	19
2.6 Solución Matemática y Simulación.....	22
2.6.1 ATPDraw (Alternative Transients Program) .....	22
<b>CAPITULO III</b>	
<b>MODELADO DE EQUIPOS Y COMPONENTES ELÉCTRICOS .....</b>	<b>26</b>
3.1 Modelado del Rayo .....	26
3.2 Modelado de Líneas de Transmisión .....	30
3.2.1 Modelado de Conductores en una Línea de Transmisión .....	30

3.2.2 Modelado de la Torre de Transmisión.....	32
3.2.3 Efecto Corona, Distorsión y Atenuación.....	39
3.3 Modelado de Sistemas de Puesta a Tierra.....	40
3.3.1 Modelo Simplificado.....	40
3.3.2 Modelo Ionizado.....	41
3.3.3 Modelo de Parámetros Distribuidos y Contrapesos.....	43
3.3.4 Modelo de Puesta a Tierra de una Subestación Eléctrica .....	45
3.4 Modelado de Cadena de Aisladores .....	47
3.4.1 Descripción de la Disrupción con Onda de Impulso .....	47
3.4.2 Modelo Propuesto.....	47
3.4.3 Modelo Propuesto en el ATP .....	53
3.5 Modelado del Pararrayos .....	54
3.5.1 Modelos para Transitorios Rápidos.....	55
3.5.2 Modelo Propuesto en el ATP .....	58
3.6 Modelado de Barras y Conductores de Conexión de Equipos.....	61
3.7 Modelado de Equipos en Subestaciones .....	64
3.7.1 Modelado de Estructuras y Aisladores de Soporte.....	65
3.8 Modelado de Transformadores de Potencia.....	66
3.9 Modelado de Equipos Especiales .....	68
3.9.1 Cables .....	68
3.9.2 Reactor de Barra o de Línea .....	69
3.9.3 Banco de Condensadores.....	69
3.9.4 Reactor Serie y Reactores con Núcleo de Aire .....	69
3.9.5 Compensador Estático de Reactivos .....	70
3.9.6 Bobina de Bloqueo.....	71
<b>CAPITULO IV</b>	
<b>METODOLOGÍA PROPUESTA.....</b>	<b>72</b>
4.1 Filosofía de Protección contra Sobretensiones .....	72
4.1.1 Metodología de Protección en Subestaciones Eléctricas .....	76
4.1.2 Metodología de Protección en Líneas de Transmisión .....	79
4.2 Criterios Generales de Simulación.....	83
4.2.1 Factor de Corrección del Aislamiento.....	83
4.2.2 Evaluación de las Sobretensiones de Frente de Onda Rápida que No Tienen Forma de Onda Estándar.....	85
4.2.3 Fenómenos Transitorios Originados por Corriente de Rayo.....	86
4.2.4 Efecto Corona.....	87

4.2.5 Peor Escenario .....	88
4.2.6 Probabilidad de Caída de Rayo .....	89
4.2.7 Caídas Múltiples de Impulsos de Rayo .....	89
4.2.8 Reflexión de Impulso Rayo .....	89
4.2.9 Paso de Tiempo y Tiempo de Simulación .....	89
4.3 Consideraciones Generales del Método .....	90
4.4 Validación del Modelo .....	91
4.4.1 Prueba de Campo.....	91
4.4.2 Modelado de Subestación y Validación del Modelo .....	92
4.4.3 Comparación con el Método de la IEC.....	92
<b>CAPITULO V</b>	
<b>APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA .....</b>	<b>93</b>
5.1 Caso de Estudio (Subestación Eléctrica en 220kV) .....	93
5.2 Datos del Sistema Eléctrico a Estudiar .....	93
5.2.1 Datos de la Línea de Transmisión.....	93
5.2.2 Datos de las Puestas a Tierra .....	94
5.2.3 Datos de los Pararrayos.....	95
5.2.4 Datos de la Subestación Eléctrica.....	95
5.3 Cálculo de Sobretensiones Utilizando la Norma IEC 60071-2.....	98
5.4 Aplicación de la Metodología .....	99
5.5 Modelado y Simulación .....	104
5.6 Análisis de Sensibilidad .....	104
5.6.1 Sensibilidad a la Variación de los Valores de Puesta a Tierra.....	104
5.6.2 Sensibilidad a la Variación de los Valores del Frente de Onda .....	105
5.7 Resultado de la Aplicación de la Metodología.....	106
5.7.1 Caso 1: Rayo Impacta en la Torre de Transmisión T1 .....	106
5.7.2 Caso 2: Rayo Impacta Directamente en la Línea de Transmisión .....	108
5.8 Análisis de Resultados.....	109
5.9 Metodología Propuesta vs IEC 60071-2.....	109
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>110</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>110</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>113</b>
<b>ANEXO A</b>	
Método matemático de solución utilizado por el EMTP .....	115
<b>ANEXO B</b>	
Fundamentos del Modelo LCC tipo JMarti .....	123

## **ANEXO C**

Modelos del Efecto Corona.....	128
C.1 Modelo de componentes discretos.....	128
C.2 Modelo Aplicable.....	131

## **ANEXO D**

Selección Adecuada de Pararrayos.....	132
D.1 Resumen.....	132
D.2 Introducción.....	132
D.3 Definiciones.....	132
D.4 Metodología de Selección de un Pararrayos.....	134
D.5 Aplicativo.....	136
D.5 Conclusiones y Recomendaciones.....	137

## **ANEXO E**

La Ruptura en Aire por Sobretensiones de Rayo BIL/CFO.....	138
E.1 Nivel Básico de Aislamiento (BIL - Basic Insulator Level).....	138
E.2 BIL estándares.....	141

## **ANEXO F**

Introducción a la Coordinación de Aislamiento.....	142
F.1 Procedimiento para la coordinación de aislamiento.....	143
F.2 Método determinístico.....	143
F.3 Método estadístico.....	144

## **ANEXO G**

Determinación de aislamiento según la norma IEC-60071.....	145
G.1 Objetivo.....	145
G.2 Procedimiento.....	145

## **ANEXO H**

Simulación del Sistema en Estudio.....	148
--	-----

## **ANEXO I**

Perfiles de Tensión Obtenidos.....	150
I.1 Para una corriente rayo de 20 kA.....	150
I.2 Para una corriente rayo de 50 kA.....	150
I.3 Para una corriente rayo de 100 kA.....	151
I.4 Para una corriente rayo de 200 kA.....	160

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Valores del factor K.....	52
Tabla 3.2: Representación de pararrayos de óxido metálico.....	55
Tabla 3.3: Valores de A0 y A1 .....	58
Tabla 3.4 Valores característicos de los pararrayos.....	61
Tabla 3.5: Valores de capacitancias a tierra de equipos en subestación eléctrica .....	63
Tabla 3.6: Valores de capacitancias a tierra de equipos en subestación eléctrica .....	64
Tabla 3.7 Valores típicos de capacitancias para transformadores de potencia .....	68
Tabla 4.1: Ecuaciones de corrección por altura .....	84
Tabla 5.1: Sobretensiones obtenidas para el Caso 2.....	108
Tabla D.1: Diagrama de flujo para selección de pararrayos .....	135
Tabla D.2: Cuadros de selección de pararrayos .....	136
Tabla E.1: Valores estándares de BIL y BSL según la IEC 71.1 .....	141
Tabla E.2: Valores estándares de BIL y BSL según ANSI C92, IEEE 1313.1 .....	141
Tabla I.1: Valores pico de sobretensión obtenidos.....	153
Tabla I.2: Valores pico de sobretensión obtenidos.....	156
Tabla I.3: Valores pico de sobretensión obtenidos.....	159
Tabla I.4: Valores pico de sobretensión obtenidos.....	162
Tabla I.5: Valores pico de sobretensión obtenidos.....	165
Tabla I.6: Valores pico de sobretensión obtenidos.....	168



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Tipos de ondas características de tensiones y sobretensiones de acuerdo a norma IEC 60071 .....	8
Figura 2.2: Ejemplo de una descarga atmosférica típica de polaridad negativa .....	11
Figura 2.3: Formación del rayo .....	12
Figura 2.4: Tipos de rayos .....	14
Figura 2.5: Protección del pararrayos .....	15
Figura 2.6: Característica típica de un pararrayos de oxido metálico .....	16
Figura 2.7: Representación de una onda viajera.....	19
Figura 2.8: Circuito general.....	20
Figura 2.9: Desarrollando el circuito de Thevenin equivalente .....	21
Figura 2.10: Una estación con $n=4$ líneas y su equivalente Thevenin .....	21
Figura 2.11: Una subestación con $n$ líneas y su equivalente Thevenin .....	22
Figura 2.12: Diagrama de flujo lógico del funcionamiento del ATP .....	25
Figura 3.1: Forma de la onda de impulso tipo rayo estandarizado .....	28
Figura 3.2: Modelo de rayo graficado en el ATPDraw .....	29
Figura 3.3: Ventana de datos de entrada del rayo .....	30
Figura 3.4: Caja de diálogo de datos del modelo de la línea .....	32
Figura 3.5: Modelo de conductores de línea graficado en el ATPDraw .....	31
Figura 3.6: Ejemplo de modelo de torre de varios pisos para 500 kV.....	33
Figura 3.7: Ejemplo de modelo de torre de varios pisos sin circuito R/L .....	33
Figura 3.8: Ejemplo de modelo de torre .....	34
Figura 3.9: Modelo general para una antena de doble cono .....	35
Figura 3.10: Incidencia de corriente de manera vertical en el cono.....	35
Figura 3.11: Representación de una torre de dos niveles .....	36

Figura 3.12: Representación de una cruceta de madera.....	36
Figura 3.13: Modelos de torres típicas .....	37
Figura 3.14: Modelo en ATPDraw de la estructura de una torre de transmisión.....	38
Figura 3.15: Caja de dialogo de datos del modelo de impedancia .....	39
Figura 3.16: Efecto corona en la propagación de un impulso tipo rayo .....	39
Figura 3.17: Modelo simplificado de una puesta a tierra .....	40
Figura 3.18: Multiconductores de tierra como una esfera.....	41
Figura 3.19: Una alta corriente, la barrilla se convierte en una semiesfera .....	42
Figura 3.20 Resistencia al impulso de un conjunto de varillas .....	42
Figura 3.21 Las ondas de tensión y de tensión viajan por el contrapeso y decrecen a medida que se propaga la onda en función del tiempo .....	43
Figura 3.22 Circuito equivalente de un contrapeso .....	44
Figura 3.23: Modelo de resistencia no lineal graficado en el ATPDraw .....	45
Figura 3.24: Ventana de datos de entrada del pararrayos .....	46
Figura 3.25: Ventana de datos de la curva no lineal del pararrayos.....	46
Figura 3.26: Característica de tensión-tiempo de un aislamiento .....	48
Figura 3.27: Modelo de cadena de aisladores graficado en el ATPDraw .....	53
Figura 3.28: Implementación de la función contorno inverso en el tiempo .....	54
Figura 3.29: Característica típica de un pararrayos.....	55
Figura 3.30: Circuito equivalente de un pararrayos según CIGRE .....	56
Figura 3.31: Modelo de pararrayos para impulsos de frente rápido.....	57
Figura 3.32: Circuito equivalente de un pararrayos según IEEE .....	57
Figura 3.33: Ventana de datos de entrada del pararrayos .....	59
Figura 3.34: Ventana de datos de la curva no lineal .....	59
Figura 3.35: Vista de la curva no lineal del pararrayos en el ATPDraw .....	60
Figura 3.36: Modelo de pararrayos modelado en el ATPDraw .....	60

Figura 3.37: Diámetro aproximado de corona alrededor de un conductor bajo tensión de impulso .....	62
Figura 3.38: Representación de interruptores .....	64
Figura 3.39: Representación de las estructuras y aisladores de apoyo de las barras: (a) Común a todas las fases (b) Individual para cada fase .....	65
Figura 3.40: Corte de un modelo simplificado de un transformador .....	66
Figura 3.41: Sección transversal de un transformador que muestra la capacitancia .....	67
Figura 3.42: Representación simple de un cable .....	68
Figura 3.43: Modelo equivalente de un reactor en serie.....	69
Figura 3.44: Diagrama de un reactor instalado en una subestación.....	69
Figura 3.45: Modelo de un reactor para transitorios de freno rápido .....	70
Figura 3.46: Modelo de un compensador estático para transitorios de freno rápido.....	71
Figura 4.1: Diagrama de flujo general del método.....	74
Figura 4.2: Diagrama de flujo lógico de modelado y simulación.....	75
Figura 4.3: Curva tensión-tiempo del aislamiento .....	76
Figura 4.4: Diagrama de flujo lógico de la metodología de protección en subestaciones eléctricas .....	78
Figura 4.5: Alternativa de protección con pararrayos en líneas de transmisión.....	81
Figura 4.6: Diagrama de flujo lógico de la metodología de protección en líneas de transmisión .....	82
Figura 4.7: Formas típicas de sobretensiones debido a un rayo (a) antes del pararrayos; (b) después del pararrayos; (c) en la cadena de aisladores.....	86
Figura 4.8: Resumen de las atenuaciones y distorsiones de la onda de impulso.....	88
Figura 4.9: Comparación de escenarios.....	88
Figura 5.1: Estructura de la línea de transmisión en 220 kV .....	94
Figura 5.2: Puesta a tierra de las torres de transmisión .....	94
Figura 5.3: Vista de perfil de la subestación eléctrica en 220 kV.....	97
Figura 5.4: Arreglo general de la subestación eléctrica.....	97

Figura 5.5: Caja de dialogo de datos del modelo de la línea .....	99
Figura 5.6: Datos geométricos de la línea.....	100
Figura 5.7: Curva V-t de la cadena de aisladores .....	101
Figura 5.8: Modelo de la torre de transmisión en el ATPDraw .....	101
Figura 5.9: Curvas características de los pararrayos .....	102
Figura 5.10: Grafica de Z vs f de la puesta a tierra .....	105
Figura 5.11: Gráficas de sensibilidad de la tensión en bornes de la cadena de aisladores en función del frente de onda de la corriente de la descarga atmosférica (a) $t_c = 2 \mu s$ ; (b) $t_c = 5 \mu s$ ; (c) $t_c = 10 \mu s$ .....	105
Figura 5.12: Sobretensiones en cada fase para una corriente rayo de 20 kA .....	106
Figura 5.13: Sobretensiones en cada fase para una corriente rayo de 50 kA .....	106
Figura 5.14: Valores máximos de sobretensión para condición normal.....	107
Figura 5.15: Valores máximos de sobretensión para condición seccionadores de los transformadores abiertos.....	107
Figura 5.16: Valores máximos de sobretensión para la condición sin pararrayos en los transformadores de potencia .....	108
Figura 5.17: Comparación de Metodologías .....	109
Figura A.1: Detalles de una red eléctrica alrededor del nodo N <sup>o</sup> 1 .....	115
Figura A.2: Circuito Equivalente “ $\pi$ ” para solución AC de estado estable de líneas de transmisión .....	120
Figura B.1: Funciones de ponderación usadas por Snelson en función del tiempo.....	124
Figura B.2: Circuito equivalente del modelo en nodo K.....	124
Figura B.3: Circuito encontrado por Meyer y Dommel para simplificar las funciones de ponderación.....	125
Figura B.4: Funciones de ponderación obtenidas del circuito de la Figura B.3 .....	126
Figura B.5: Circuito equivalente del modelo de J. Martí. ....	126
Figura B.6: Síntesis de la impedancia característica o equivalente.....	126
Figura C.1: Propagación de un impulso en una línea de transmisión; (a) sin efecto corona, (b) con efecto corona.....	128

Figura C.2: Modelo lineal del efecto corona .....	130
Figura D.1: Principales características de un pararrayos .....	134
Figura D.2: Diagrama de flujo para selección de pararrayos.....	134
Figura E.1: Característica de la resistencia de aislamiento para un aislamiento autorrecuperable.....	139
Figura E.2: Característica de la resistencia dieléctrica de aislamiento para un aislamiento no recuperable.....	139
Figura E.3: Curvas de probabilidad según pruebas .....	140
Tabla E.1: Valores estándares de BIL y BSL según IEC 71.1 .....	141
Tabla E.2: Valores estándares de BIL y BSL según ANSI C92, IEEE 1313.1 .....	141
Figura F.1: Coordinación entre la característica de Operación de un descargador y la curva de tensión-tiempo de un aislamiento .....	143
Figura G.1: Curva para determinar el factor Kcd.....	146
Fuente: Norma IEC-60071 .....	146
Figura G.2: Curva para determinar los factores Ka y Ks .....	147
Figura H.1: Gráfica de Simulación en ATPDraw, Parte I .....	148
Figura H.2: Gráfica de Simulación en ATPDraw, Parte II .....	149
Figura I.1: Sobretensiones en bornes de la cadena de aisladores de la línea de transmisión para un rayo de 20 kA.....	150
Figura I.2: Sobretensiones en bornes de la cadena de aisladores de la línea de transmisión para un rayo de 50 kA.....	150
Figura I.3: Sobretensiones en la cadena de aisladores.....	151
Figura I.4: Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica.....	151
Figura I.5: Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2 .....	151
Figura I.6: Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2.....	152
Figura I.7: Sobretensiones en la barra .....	152
Figura I.8: Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3 .....	152
Figura I.9: Sobretensiones en los transformadores 1, 2 y 3 .....	153

Figura I.10: Sobretensiones en la cadena de aisladores.....	154
Figura I.11: Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica.....	154
Figura I.12: Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2.....	154
Figura I.13: Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2.....	155
Figura I.14: Sobretensiones en la barra.....	155
Figura I.15: Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3.....	155
Figura I.16: Sobretensiones en la cadena de aisladores.....	156
Figura I.17: Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica.....	157
Figura I.18: Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2.....	157
Figura I.19: Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2.....	157
Figura I.20: Sobretensiones en la barra.....	158
Figura I.21: Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3.....	158
Figura I.22: Sobretensiones en los transformadores 1, 2 y 3.....	159
Figura I.23: Sobretensiones en la cadena de aisladores.....	160
Figura I.24: Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica.....	160
Figura I.25: Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2.....	160
Figura I.26: Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2.....	161
Figura I.27: Sobretensiones en la barra.....	161
Figura I.28: Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3.....	161
Figura I.29: Sobretensiones en los transformadores 1, 2 y 3.....	162
Figura I.30: Sobretensiones en la cadena de aisladores.....	163
Figura I.31: Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica.....	163
Figura I.32: Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2.....	163
Figura I.33: Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2.....	164
Figura I.34: Sobretensiones en la barra.....	164
Figura I.35: Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3.....	164

Figura I.36: Sobretensiones en la cadena de aisladores.....	165
Figura I.37: Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica.....	165
Figura I.38: Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2.....	165
Figura I.39: Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2.....	166
Figura I.40: Sobretensiones en la barra.....	167
Figura I.41: Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3.....	167
Figura I.42: Sobretensiones en los transformadores 1, 2 y 3.....	168

## LISTA DE SÍMBOLOS

A	Amperio.
kA	kiloamperio.
kV	kilovoltio.
MV	Megavoltio.
V	Voltio.
km	kilómetro.
m	metro.
t	tiempo.
Vref	tensión de referencia.
V <sub>50%</sub>	tensión con una probabilidad del 50% de contorno.
μs	microsegundo.



## LISTA DE NOMENCLATURAS

ATP	<i>Alternative Transients Program.</i>
BIL	<i>Basic Lightning Impulse Insulation Level.</i>
BSL	<i>Basic Switching Impulse Insulation Level.</i>
CFO	<i>Critical Flashover Voltage.</i>
CIGRE	Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas en Alta Tensión
EMTP	<i>Electro-Magnetic Transients Program.</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission.</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers.</i>
MCOV	Sobretensión Máxima de Operación Continua. Maximum Continuous Over Voltage.
MOV	Varistor de Óxido Metálico.
NBA	Nivel Básico de Aislamiento.
VCF	Tensión Crítica de Contorneo.
ZnO	Óxido de Zinc.

## RESUMEN

Uno de los problemas que afecta al diseño y operación de los sistemas eléctricos de potencia es el gran número de instalaciones eléctricas de alta tensión ubicadas en lugares con alta densidad de descargas atmosféricas, que por lo general están situados a más de 3000 msnm, como en el sistema eléctrico peruano. Por este motivo, se le ha dado gran importancia al análisis de transitorios electromagnéticos de alta frecuencia en el diseño de instalaciones de alta tensión, lo que permitirá plantear mejores estrategias de coordinación de aislamiento en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión.

Este trabajo comienza con el desarrollo del marco teórico, donde se detallan aspectos fundamentales como son las descargas atmosféricas y los pararrayos, elementos críticos para hacer un adecuado estudio de transitorios electromagnéticos originados por descargas atmosféricas.

En esta tesis se propone una metodología de simulación que permite el análisis de los transitorios electromagnéticos de frente de onda rápida en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión, y el cálculo de la magnitud de las sobretensiones ocasionadas por dicho fenómeno. La herramienta computacional para el logro de este objetivo es el programa de transitorios electromagnéticos, Alternative Transient Program (ATP).

La metodología que se desarrolla en el presente trabajo permite seleccionar adecuadamente los equipos eléctricos y lograr configuraciones óptimas de diseño en subestaciones de alta tensión y líneas de transmisión. Con ello, se reduce la posibilidad de daño en los equipos eléctricos (como transformadores de potencia) por efecto de las descargas atmosféricas y también se minimiza la salida de las líneas de transmisión por dichos fenómenos.

## **ABSTRACT**

One of the problems that affect the design and operation of power systems is the large number of high voltage electrical equipment installed in places of high density of lightning, by geography these installations involve, usually are located more than 3000 masl in Peruvian power system. For this reason, it has given great importance to the analysis of high frequency electromagnetic transients in the design of high voltage installations, which will allow the development of better insulation coordination strategies in electrical substations and transmission lines.

This research begins with the development of the theoretical framework, which describes the fundamental theoretical aspects such as lightning and surge arrester, critical elements to make a proper study of fast front transients caused by lightning.

In this thesis proposed a simulation methodology that allows analysis of transient electromagnetic fast front in electrical substations and transmission lines, and determine the magnitude of surges caused by this phenomenon. The computational tool for achieving this objective is the Alternative Transient Program (ATP).

Through this methodology properly can select electrical equipment, and ensure appropriate design configurations in high-voltage substations and transmission lines, thereby avoiding costly damage to electrical equipment such as power transformers, and minimizes the output transmission lines by the effect of lightning.

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia hoy en día se conforman por tres partes importantes: generación, transmisión y distribución, que en conjunto tienen como finalidad entregar energía eléctrica a los usuarios o consumidores. Los sistemas eléctricos de transmisión están conformados principalmente por subestaciones eléctricas y líneas de transmisión que son de vital importancia puesto que por estos se transmite energía eléctrica desde las fuentes de generación hasta los usuarios finales (generalmente estas fuentes están alejadas de los consumidores finales). Los sistemas eléctricos de transmisión por lo general abarcan áreas geográficas de gran extensión, donde muchas de sus instalaciones están ubicadas en zonas donde suelen presentarse descargas atmosféricas (rayos).

Las descargas atmosféricas producen sobretensiones transitorias de gran magnitud y muy corta duración en los sistemas eléctricos de transmisión, las que pueden afectar la normal operación de los sistemas eléctricos y la integridad de los equipos eléctricos que éstas conforman. Cabe mencionar que las descargas atmosféricas son las responsables de las sobretensiones más importantes a la que están expuestos los sistemas eléctricos de alta tensión, pudiendo causar daños irreparables a los transformadores de potencia, reactores, interruptores y otros equipos de las subestaciones eléctricas. Esto traería como consecuencia la pérdida de cientos de MVA por lo que dichas sobretensiones deben ser contrarrestadas utilizando niveles adecuados de aislamiento eléctrico y dispositivos de protección conocidos como pararrayos.

Los sistemas eléctricos en zonas donde se presentan descargas atmosféricas normalmente están apantallados, esto quiere decir que en teoría están protegidos de un impacto directo del rayo; sin embargo, esto no garantiza que no se pueda producir una sobretensión fase-tierra o fase-fase en el sistema eléctrico; por lo que la protección contra estas sobretensiones transitorias se vuelve una consideración crítica en el diseño de las instalaciones eléctricas de alta tensión.

Las características fundamentales de las sobretensiones transitorias en líneas de transmisión que resultan de caídas de rayos, dependerán de la forma en que se producen y se pueden dividir en cuatro tipos principales:

- 1) Descarga al cable de guarda/torre sin contorneo inverso: La descarga atmosférica impacta en el cable de guarda o en la estructura torre-tierra sin producirse ningún arco eléctrico en las cadenas de aisladores y ninguna sobretensión transitoria de gran magnitud en las fases.
- 2) Descarga directa a los conductores: La descarga atmosférica pasa a través de la zona de protección de los cables de guarda e impacta directamente en los conductores de fase.
- 3) Descarga al cable de guarda/torre con contorneo inverso: La descarga atmosférica impacta en el cable de guarda o en la estructura torre-tierra produciéndose un arco eléctrico en las cadenas de aisladores llamada contorneo inverso, el cual produce una sobretensión transitoria que supera el grado de aislamiento de las cadenas de aisladores, ingresando y propagándose a través de los conductores de fase.
- 4) Falla de apantallado con contorneo directo: La descarga atmosférica pasa a través de la zona de protección de los cables de guarda e impacta directamente en los conductores de fase, produciéndose un arco eléctrico desde la fase hacia los cables de guarda o la estructura torre-tierra.

En el caso de las subestaciones eléctricas un buen diseño de apantallamiento asegura la protección contra descargas atmosféricas de tal manera que los rayos no puedan impactar de manera directa a los equipos eléctricos que están instalados dentro de ésta; por lo cual la única manera de que una sobretensión transitoria (debido a una descarga atmosférica) se produzca en bornes de los aislamientos dentro de la subestación eléctrica es un impulso de rayo que se propaga por los conductores de fase de la línea de transmisión.

# **CAPÍTULO I**

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1 Definición del Problema**

En la actualidad para el cálculo de sobretensiones transitorias los diseñadores de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión utilizan la norma IEC 60071-2, la cual es general y no cubre todos los aspectos particulares que se pueden presentar en el estudio de las sobretensiones transitorias. Por lo tanto se plantea la siguiente hipótesis:

El modelado de componentes y equipos eléctricos del sistema de transmisión y una metodología basada en la simulación del fenómeno transitorio de sobretensión debido a descargas atmosféricas, como una alternativa con mayores ventajas respecto al método planteado por la IEC (IEC 60071-2).

### **1.2 Justificación**

El enfoque de este trabajo se centra en plantear una metodología de simulación que permita solucionar problemas de diseño de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión mediante el cálculo de las sobretensiones de frente de onda rápida producidas por descargas atmosféricas, lo que nos permitirá hacer un estudio óptimo de coordinación de aislamiento.

Se tiene en cuenta que según las características de las descargas atmosféricas, éstas se dividen en dos tipos principales: descargas atmosféricas de frente rápido y de frente lento. En sistemas de alta tensión se hace énfasis en las descargas atmosféricas de frente rápido debido a que son las más perjudiciales, a su vez estos tipos de onda se dividen en 2 grupos principales: las de polaridad negativa y polaridad positiva pero se consideran en el estudio principalmente las de polaridad negativa porque son las más comunes y son las que se consideran en las normas IEC, ANSI y los estándares de fabricación (alrededor de un 90% de las descargas atmosféricas que afectan a instalaciones eléctricas son de polaridad negativa).

En conclusión el modelo de rayo utilizado será el de frente de onda rápida con polaridad negativa, por lo tanto todos los modelos serán elaborados para simular el comportamiento de los diferentes equipos eléctricos frente a estos tipos de

sobretensiones transitorias. Sin embargo, es importante destacar que en la metodología planteada también podrían modelarse sobretensiones de polaridad positiva.

### **1.3 Objetivos**

Desarrollar una guía de modelado y simulación de los principales componentes y equipos eléctricos en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión de alta tensión, para establecer una metodología que permitirá analizar el efecto de los transitorios electromagnéticos de frente de onda rápida causados por descargas atmosféricas que afectan a los equipos en alta tensión. La metodología esta apoyada en el estudio de transitorios electromagnéticos y en la aplicación de los dispositivos de protección de última tecnología.

### **1.4 Aportes**

- 1) Desarrollo de una guía de modelado y simulación en ATP/EMTP de los principales componentes y equipos eléctricos en sistemas de alta tensión.
- 2) Desarrollo de una metodología para el análisis de los transitorios electromagnéticos de frente de onda rápida causados por descargas atmosféricas en equipos de alta tensión.

### **1.5 Alcances**

El presente trabajo de tesis describe y desarrolla la metodología de modelado y simulación de instalaciones eléctricas de alta tensión como son subestaciones eléctricas y líneas de transmisión para analizar fenómenos transitorios de onda de frente rápido, como son las descargas atmosféricas.

Se excluye de este trabajo de tesis el estudio del apantallamiento eléctrico en sistemas eléctricos de alta tensión, así como el estudio de transitorios electromagnéticos en subestaciones tipo GIS.

### **1.6 Estructura de la Tesis**

El contenido de este trabajo de tesis está conformado por seis capítulos y siete anexos, respectivamente documentados, como se describen a continuación:

En el capítulo I, INTRODUCCIÓN, se mencionan el estado del arte, justificación, los objetivos y aportes del trabajo de tesis que se presenta.

En el capítulo II, MARCO TEÓRICO, se presenta los conceptos y temas básicos que ayudan a desarrollar el presente trabajo, estos abarcan temas como: tipos de sobretensiones que se pueden presentar en los sistemas de potencia; la teoría actual que se tiene sobre las descargas atmosféricas; los conceptos y fundamentos de los

pararrayos como uno de los principales equipos de protección contra descargas atmosféricas; la teoría de ondas viajeras en la que se basa los fundamentos matemáticos para entender el fenómeno; y por último, se detalla el modelo matemático y la herramienta de simulación utilizada en este trabajo para poder procesar y obtener los datos requeridos para el estudio.

En el capítulo III, MODELADO DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES ELÉCTRICOS, se desarrolla los principios y fundamentos del modelado de diferentes componentes y equipos eléctricos a ser simulados en el software Alternative Transient Program (ATP/EMTP) que se utilizarán para modelar los fenómenos transitorios en los sistemas de transmisión. Entre los principales componentes a modelar tenemos: el rayo, las líneas de transmisión, los aisladores, los sistemas de puesta a tierra, pararrayos, equipos de subestaciones entre otros.

En el capítulo IV, METODOLOGÍA PROPUESTA, se propone la metodología en donde se describen los requerimientos necesarios para simular las subestaciones eléctricas y las líneas de transmisión ante los fenómenos transitorios producidos por la descarga atmosférica, además también se hacen referencia a consideraciones que facilitarán el análisis y simplificarán el cálculo.

En el capítulo V, APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA, se presenta el estudio de sobretensiones transitorias de alta frecuencia, utilizando la metodología desarrollada, como el caso de una subestación en alta tensión, así como cálculos y evaluaciones que permitirán optimizar el diseño de las instalaciones eléctricas.

En el capítulo VI, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES, se menciona los diferentes logros y complicaciones que surgieron en la elaboración del presente trabajo de tesis además de resaltar los criterios más importantes considerados, dando finalmente una serie de conclusiones y recomendaciones que serán de mucha utilidad para el diseño de instalaciones eléctricas en alta tensión y trabajos de investigación.



## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Introducción**

Han transcurrido más de dos siglos y medio desde que Benjamín Franklin demostró en 1752 que el rayo es una descarga eléctrica de gran magnitud, desde ese entonces numerosas investigaciones científicas se han llevado a cabo, pero ninguna ha llegado a esclarecer los orígenes exactos sobre la formación de este.

El estudio sistemático del rayo y sus efectos se inició en el año 1924 en Suecia, debido en primer lugar a que las descargas atmosféricas comenzaban a causar perturbaciones en las líneas de transmisión de la época. Casualmente en esa misma fecha empezó la aplicación práctica de una de las herramientas más valiosas en su observación y medición, como lo era el osciloscopio de rayos catódicos.

Las primeras líneas de transmisión que entraron en operación comercial a comienzos del siglo pasado, alcanzaron rápidamente extensiones considerables (más de 100 km); el rayo, como es de suponer, se convirtió rápidamente en una preocupación en el diseño de éstas. En un principio no se tenían mayores conocimientos sobre este tipo de fenómeno, y tampoco existían los instrumentos y dispositivos adecuados para su estudio y análisis; sin embargo al desarrollarse el osciloscopio de rayos catódicos permitió iniciar un estudio sistemático del rayo como descarga eléctrica y sus efectos sobre las instalaciones eléctricas de la época.

Desde entonces los diseños de instalaciones eléctricas en alta tensión dedican especial cuidado al estudio de todos los fenómenos eléctricos que de una u otra forma afectan a los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, teniendo en consideración que las sobretensiones de origen externo más importantes son debidas a las descargas atmosféricas.

En Alemania, Suecia, Estados Unidos y otros países se procedió a la observación y registro del fenómeno no solamente en las líneas de transmisión, sino también en estructuras expuestas o específicamente construidas para tales fines. En un principio, a los investigadores les interesaba la forma de la onda del rayo, luego se procedió a medir y registrar su intensidad de corriente, dando paso en un futuro a los estándares y modelos de rayos que hoy tenemos.

Como sabemos, las descargas atmosféricas son perjudiciales para los sistemas de potencia, ya que cuando ocurre este fenómeno sobre algunos elementos del sistema eléctrico, se producen variaciones rápidas de tensión y corriente. Para explicar este fenómeno, se desarrollaron varias teorías formales desde 1920 por destacados investigadores, entre ellos los profesores Karl Berger y Schonland, a quienes se les atribuye los conocimientos actuales sobre los diferentes tipos de descargas atmosféricas. Estas teorías involucran ecuaciones de derivadas parciales que por su complejidad numérica hacían dificultoso el estudio de los transitorios causados por descargas atmosféricas.

Debido a la complejidad del cálculo diferencial, se desarrollaron programas que realizan el cálculo a través de métodos numéricos; así, en la actualidad los programas de simulación digital para transitorios electromagnéticos ofrecen una amplia variedad de modelos de los componentes de la red, como en el software diseñado para analizar transitorios en forma numérica Alternative Transient Program (ATP) [3].

Sin embargo, esta modalidad, involucra la necesidad de representar el fenómeno transitorio a través de la selección de los modelos y parámetros apropiados que permitan predecir el comportamiento del sistema eléctrico ante dichos transitorios, de tal manera que refleje el comportamiento real de los equipos eléctricos.

Este capítulo tiene como finalidad el desarrollo del marco teórico, los fundamentos matemáticos que permiten desarrollar los modelos adecuados y una metodología para analizar transitorios electromagnéticos de onda de frente rápido debido a descargas atmosféricas en los sistemas eléctricos de alta tensión.

## **2.2 Sobretensiones en Sistemas Eléctricos de Potencia**

En los sistemas de potencia y en general en las subestaciones eléctricas de alta tensión y en las líneas de transmisión, se presentan fenómenos electromagnéticos de corta duración o larga duración que provocan sobretensiones. Estas sobretensiones, originadas ya sea por maniobras o por descargas atmosféricas, pueden producir daños en los diferentes componentes y equipos eléctricos instalados, por ello con el fin de protegerlos, es importante comprender el comportamiento del fenómeno electromagnético asociado. Las sobretensiones transitorias son de suma importancia en el diseño de instalaciones de alta tensión debido a que éstas definen la selección de equipos con un adecuado nivel de aislamiento eléctrico y distancias de seguridad. El modelado de los componentes de un sistema eléctrico nos permite entender el comportamiento de estos fenómenos, utilizando para ello modelos matemáticos adecuados para un rango específico de frecuencias.

Las sobretensiones, según la norma IEC 60071, son tensiones entre fase y tierra o fase y fase con un valor pico que exceda el pico correspondiente a la tensión más alta de diseño para el equipo eléctrico. Según esta misma norma, las sobretensiones se clasifican en base a su forma y duración, independientemente de la forma en que fueron originadas. Se divide en las siguientes clases:

- 1) Tensión permanente a frecuencia industrial
- 2) Sobretensión temporal
- 3) Sobretensión transitoria
  - Sobretensión de frente de onda lenta
  - Sobretensión de frente de onda rápida
  - Sobretensión de frente de onda muy rápida
- 4) Sobretensión combinada (temporal, frente de onda lenta y rápida)

En la Figura 2.1 se muestran los tipos de onda y se dan las características de las tensiones y sobretensiones de acuerdo a la clasificación de la norma IEC 60071 de coordinación de aislamiento.

Clase	Baja frecuencia		Transitoria		
	Continuo	Temporal	Frente-lento	Frente-rápido	Frente muy rapido
Rango de voltaje o sobrevoltaje por fase					
Voltaje o sobrevoltaje por fase	$f = 50 \text{ Hz}$ or $60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3\ 600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq T_1 \leq 3\ 600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5\ 000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$3 \text{ ns} < T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Voltaje estándar por fase					
	$f = 50 \text{ Hz}$ or $60 \text{ Hz}$ $T_1$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2\ 500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	
Prueba estándar	Prueba a frecuencia nominal de corta duración	Prueba a frecuencia nominal de corta duración	Prueba a impulso de maniobra	Prueba a impulso de rayo	

**Figura 2.1.** Tipos de ondas características de tensiones y sobretensiones de acuerdo a norma IEC 60071

Fuente: [13]

### **2.2.1 Tensión Continua (a frecuencia industrial)**

Es una tensión (rms) de régimen permanente a frecuencia industrial que tiene un valor constante y se aplica continuamente a cualquier par de terminales de una configuración del aislamiento.

### **2.2.2 Sobretensión Temporal**

Son elevaciones de tensión de larga duración, sus características principales son:

- Señales con crestas periódicas.
- Frecuencia de oscilación entre 10Hz y 500Hz.
- Tiempo de duración entre 0.03 y 3600 segundos.
- Amplitud igual o inferior a 1.5 p.u de la tensión máxima de operación.

Las causas principales que la originan son: pérdida súbita de carga (rechazo de carga), desconexión de cargas inductivas o conexión de cargas capacitivas, efecto Ferranti, fallas desbalanceadas a tierra, resonancia y fenómenos no lineales como ferresonancia.

### **2.2.3 Sobretensión Transitoria**

Son elevaciones de tensión en forma de ondas de poca duración, pueden ser oscilatorias o no oscilatorias y por lo general son muy amortiguadas; se clasifican en:

#### **2.2.3.1 Sobretensión de frente de onda lento**

Son, generalmente, ondas unidireccionales que se asocian a maniobras, sus características principales se describen a continuación:

- Señales de mediana frecuencia ( $< 50$  kHz) aperiódica, intermitente y de amortiguación lenta.
- Tiempo de duración del pico, entre 20 y 5000 microsegundos.
- Tiempo de duración de la sobretensión menor a 20 milisegundos.
- Amplitud inferior a 4 p.u. de la tensión máxima de operación.

Las sobretensiones de maniobra tienen una gran variedad de formas, magnitud y duración. Para un evento particular, sus parámetros están determinados tanto por el sistema eléctrico como por las características del dispositivo de interrupción. La forma puede ser unipolar, oscilatoria o bastante irregular, superpuestas a la frecuencia industrial o a las tensiones temporales.

Las operaciones de maniobra más importantes en los sistemas eléctricos que pueden ocasionar estos tipos de sobretensión son:

- Energización de líneas, con línea abierta en el extremo lejano o terminado en un transformador sin carga.
- Re-energización de líneas, con carga atrapada en la línea luego de la interrupción previa.
- Rechazo de carga, por operación del interruptor en el extremo distante, seguida posiblemente por la desconexión del extremo emisor.
- Maniobra de transformador sin carga, con carga secundaria de reactores shunt; también, maniobra de reactores de alta tensión.
- Arranque de motores, etc.

### **2.2.3.2 Sobretensión de frente de onda rápido**

Son, generalmente, ondas unidireccionales que se asocian a las descargas atmosféricas, sus características principales son:

- Señales de alta frecuencia con crestas aperiódicas y rápida amortiguación.
- Tiempo de duración del pico entre 0.1 y 20 microsegundos.
- Tiempo de duración de la sobretensión menor a 300 microsegundos.

Son causadas principalmente por descargas atmosféricas que impactan en las líneas de transmisión de manera directa en los conductores de fase o en los soportes, ocasionando en este último caso, contorneo inverso en las cadenas de aisladores.

### **2.2.3.3 Sobretensión de frente de onda muy rápido**

Son, generalmente, ondas unidireccionales que se asocian a maniobras en circuitos encapsulados, sus características principales son:

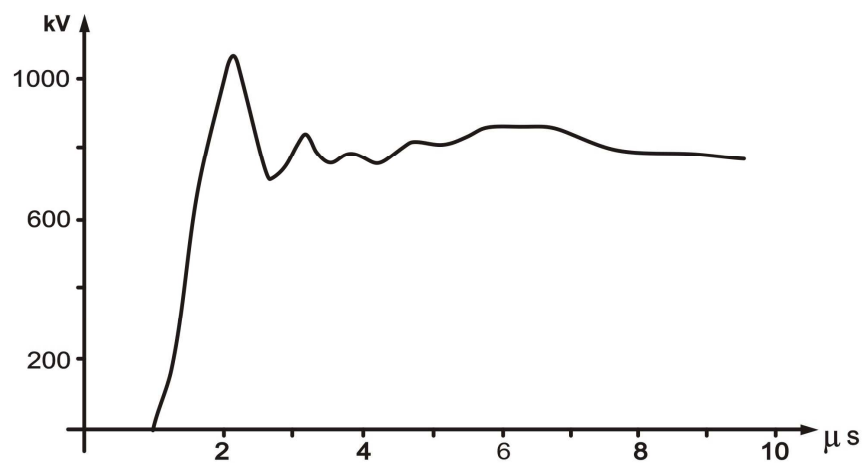
- Señales con trenes de crestas aperiódicas.
- Tiempo de duración del frente menor que 100 nanosegundos.
- Tiempo total de duración de la sobretensión menor a 3 microsegundos.
- Son causadas principalmente por maniobras en subestaciones GIS.

### **2.2.4 Sobretensión Combinada**

Las sobretensiones combinadas pueden darse esporádicamente, constan de dos componentes de sobretensión aplicados simultáneamente entre cada uno de los terminales de fase.

### 2.3 Descargas Atmosféricas (Rayo)

Se estima que en el planeta existen alrededor de 2000 tormentas eléctricas en todo momento, esto da como resultado 100 relámpagos a tierra por segundo u 8 millones de descargas por día. En 1752 Benjamín Franklin demostró que el rayo era una descarga eléctrica de grandes proporciones, luego se descubrió que se genera por la acumulación de cargas eléctricas que crean un campo eléctrico entre una nube y la tierra o entre nubes, cuya disrupción ocurre en forma de relámpagos (manifestación luminosa del arco eléctrico) y se acompaña de truenos (manifestación sonora) debido a la expansión brusca del plasma del arco y aunque la corriente de descarga es en sí misma invisible, el rayo se hace visible debido a que excita las moléculas de aire, las ioniza y las hace emitir luz [1].



**Figura 2.2.** Ejemplo de una descarga atmosférica típica de polaridad negativa  
**Fuente:** elaboración propia

En la Figura 2.2 se presenta un ejemplo típico de descarga atmosférica de polaridad negativa, donde se puede apreciar que la onda tiene una pendiente inicial muy pronunciada hasta llegar a un valor pico y luego ésta va decreciendo lentamente.

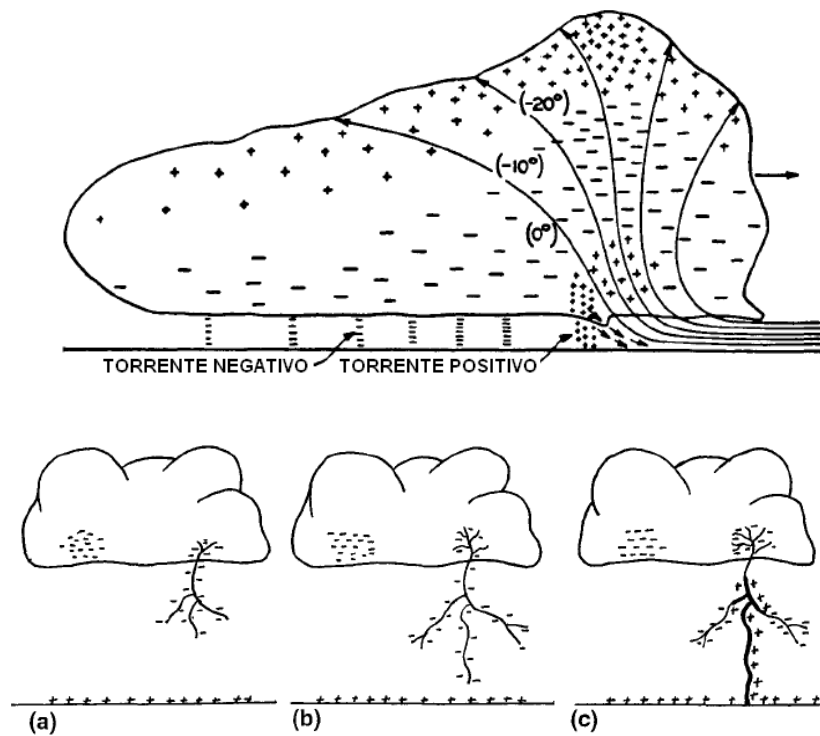
Las sobretensiones más comunes son producidas por descargas atmosféricas de polaridad negativa, se comportan como ondas de alta frecuencia aperiódicas que pueden alcanzar decenas de millones de voltios y la magnitud promedio del impulso de corriente negativo puede fluctuar entre 1 kA y 200 kA con una duración total entre 5 y 500 microsegundos; las descargas de polaridad positiva tienen sus propias características de variación.

#### 2.3.1 Mecanismo de la Corriente de Rayo

Comprender el mecanismo de formación del rayo permite desarrollar un modelo matemático aproximado que ayuda al modelado de dicho fenómeno.

En la Figura 2.3, la parte inferior de la nube tiene carga negativa y la parte superior tiene carga positiva, así mismo las cargas positivas se acumulan en el suelo debajo de la proyección de la nube cuya distancia media al suelo es de 1500 metros; las temperaturas dentro de la nube pueden llegar a temperaturas menores a los 0 °C y las velocidades del viento por debajo de ella, llegar a los 150 kilómetros por hora; al cabo del proceso de separación de cargas, la diferencia de potencial entre los centros de carga puede alcanzar el punto de ruptura eléctrica del aire, esta ruptura con arco eléctrico ocurre inicialmente en medio de la nube entre la región de carga negativa y la inferior con carga positiva.

Después de este evento, los gradientes de tensión, suficientemente grandes en el borde de la nube, propician que la descarga se propague hacia otros centros de carga a partir de la nube hacia tierra, con un líder invisible que al conducir más carga adquiere luminosidad.



**Figura 2.3.** Formación del rayo  
Fuente: [1]

El líder va acercándose a tierra a través de pasos de unos 50 m (véase Figura 2.3b) ocasionando la aparición en el suelo, de otro líder ascendente que va a su encuentro con polaridad opuesta y con una velocidad de entre 10% y 30% la velocidad de la luz. Cuando ambos líderes se encuentran, se produce la neutralización de ambas corrientes y la formación de un canal ionizado (plasma); la corriente de retorno rara vez superan los

200 kA, según la ubicación terrestre pueden tener un valor medio que puede variar entre 25 y 45 kA [1].

Lo anterior describe el mecanismo del primer impacto de un rayo, luego, por el mismo canal pueden pasar corrientes en ambos sentidos, aunque el promedio es de tres impactos por rayo; de ese modo otros centros de carga en la nube y en el suelo pueden enviar otros impulsos eléctricos de descarga.

### **2.3.2 Tipos de Descargas Atmosféricas**

La descripción simplificada de la última etapa de la carrera del rayo que se presentó en la sección anterior es la propuesta por CF Wagner. Sin embargo, existen cuatro tipos de rayo según lo definido por Berger, estos se ilustran en la Figura 2.4; el nombre asociado a cada tipo corresponde primero a la polaridad de la carga en la nube donde inicia el líder y el segundo es la dirección del líder; donde el nombre de la polaridad denota la polaridad de la corriente resultante a tierra.

El primer tipo de rayo, el rayo de polaridad negativa descendente, predomina en estructuras con alturas menores a los 100 metros; aproximadamente del 85% al 95% de los rayos que impactan en estas estructuras, son rayos de polaridad negativa con una magnitud promedio de 33 kA.

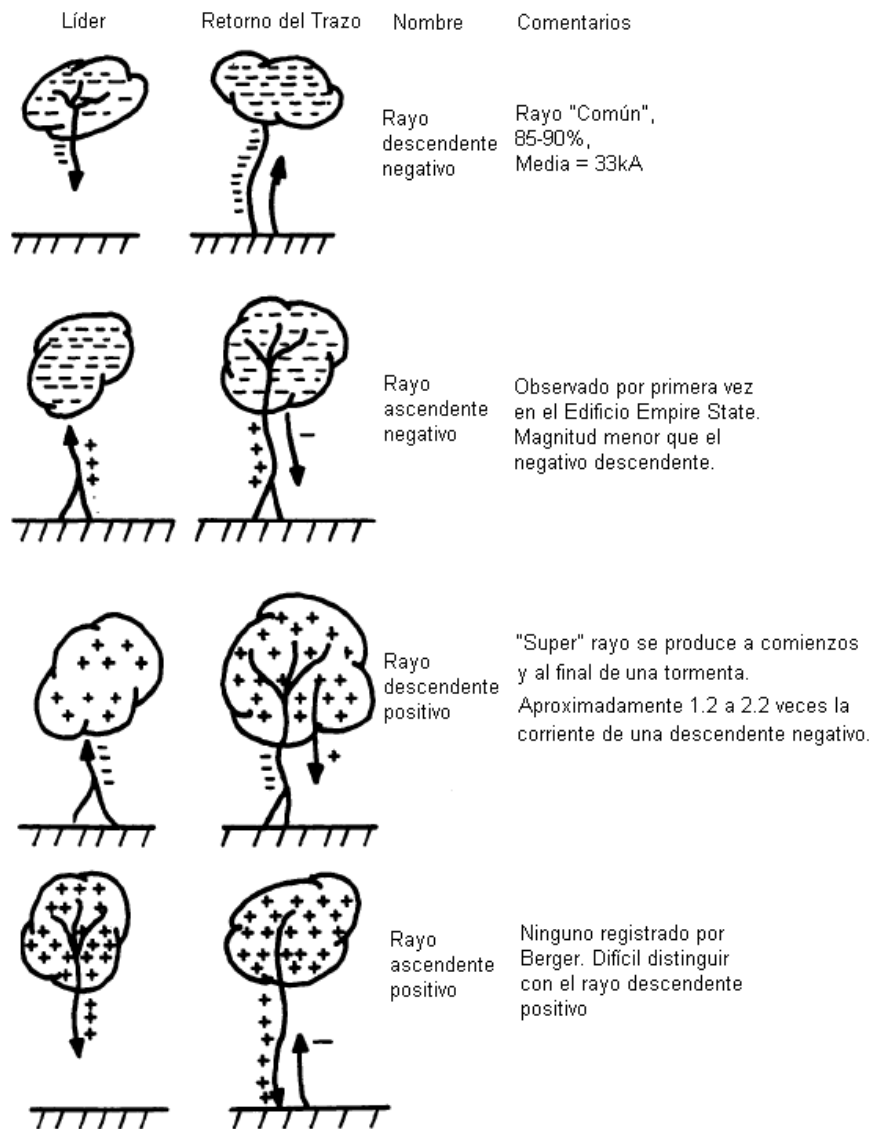
Los rayos de polaridad negativa ascendente predominan en las estructuras altas. Por ejemplo en chimeneas, mástiles de 80 metros, situado en la cima de un monte de 650 m. Este tipo de rayo tiene una magnitud promedio de 25 kA.

El tercer tipo de rayo es el rayo de polaridad positiva ascendente también conocido como el "super rayo", con magnitudes de 1,2 a 2,2 veces la magnitud de los rayos de polaridad negativa descendentes; la cola es significativamente más grande. Las descargas de polaridad ascendente en general ocurren al comienzo o al final de una tormenta y se producen sobre el océano. Sólo del 2 al 10% del total de los rayos son de polaridad positiva.

En cuanto a los rayos de polaridad positiva descendente no existe una fuente completa de datos; sin embargo, no hay una separación clara entre rayos de polaridad positiva ascendente y descendente.

En conclusión, del 85 al 95% de los rayos en las estructuras con alturas menores a 100 metros en terrenos llanos u ondulados son de polaridad negativa descendente, mientras que del 5 al 15% son de polaridad negativa o positiva ascendente. Por lo tanto, para el estudio de líneas de transmisión o subestaciones eléctricas (a excepción de terrenos montañosos muy altos o torres en cruces de ríos) es de principal preocupación el análisis de los rayos de polaridad negativa descendente [1].





**Figura 2.4.** Tipos de rayos  
Fuente: [1]

### 2.3.3 Parámetros de un Rayo

Para estudios eléctricos los parámetros del rayo de mayor interés son:

- La corriente pico (kA) de la primera descarga y de las subsecuentes.
- La tasa de crecimiento de la corriente en el frente de onda kA/μs.
- La forma de onda de la corriente.
- El tiempo del frente de onda.
- El tiempo de la cresta de la onda.
- El tiempo de cola del impulso.
- Correlación entre los parámetros kA y kA/μs.
- La tasa de incidencia de descargas por kilometro cuadrado por año (Ng).

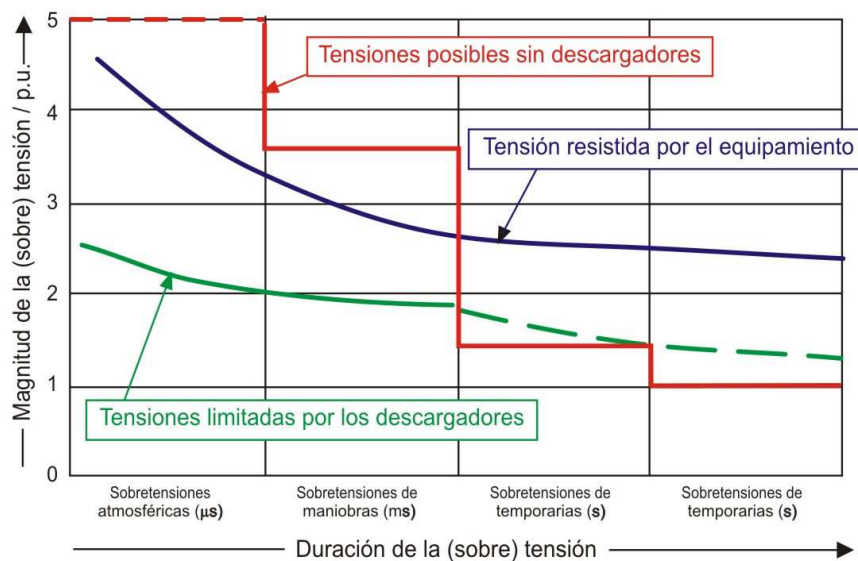
## 2.4 Pararrayos

El pararrayos (también llamado apartarrayo o descargador de sobretensiones) es un dispositivo cuya función consiste en derivar a tierra las sobretensiones que pueden aparecer en las instalaciones eléctricas por maniobra o como consecuencia de una elevada inducción electromagnética o incidencia de descargas atmosféricas. Para dar protección a las instalaciones eléctricas, el pararrayos se encuentra conectado de forma permanente a la red entre fase-tierra y actúa únicamente cuando la tensión alcanza o supera un valor determinado, operando por efecto directo de la tensión.

En sistemas de potencia el uso de pararrayos es de vital importancia debido a que sin la función protectora de éste, las sobretensiones inducidas podrían contornear o perforar los aisladores suspendidos de la red de transmisión o los aislamientos externos o internos de los diferentes equipos en subestaciones eléctricas, pudiendo ocasionar deterioros o daños con la consecuente reducción de la continuidad y calidad del servicio eléctrico; constituye de esta manera un auxilio para la coordinación de aislamiento en los sistemas eléctricos.

La tecnología en la fabricación de pararrayos ha ido evolucionando hasta llegar en la actualidad a la aplicación de resistores no lineales o semiconductores dependientes de la tensión, constituidos por bloques sólidos de óxidos metálicos.

En la Figura 2.5, se muestra las sobretensiones que pueden aparecer en un sistema eléctrico de alta tensión (expresadas en p.u.) del valor de cresta de la máxima tensión permanente entre fase y tierra, la curva de la tensión resistida por el aislamiento del equipo y la curva de tensión que puede limitar el pararrayos.



**Figura 2.5.** Protección del pararrayos  
Fuente: elaboración propia

### 2.4.1 Estructura del Pararrayos

El elemento principal del pararrayos de última generación es un resistor no lineal de óxido metálico formado por una pila de pastillas alojadas en un cilindro de fibra de vidrio envuelto por un recubrimiento de porcelana vidriada o una envoltura de polímeros con compuestos de silicona. A continuación se describen las partes principales de un pararrayos [10].

#### 2.4.1.1 Varistor de óxido metálico (MOV)

El varistor de óxido metálico, MOV por sus siglas en inglés, actualmente se fabrica de óxido de zinc, material que posee una característica no lineal poco pronunciada en la zona de sub-tensión y una característica no lineal muy pronunciada en la zona de sobretensión; este comportamiento es el adecuado para la respuesta rápida que se requiere cuando surgen sobretensiones en la red. La Figura 2.6 muestra el comportamiento de la resistencia eléctrica de un MOV en función de la tensión presente entre sus terminales.

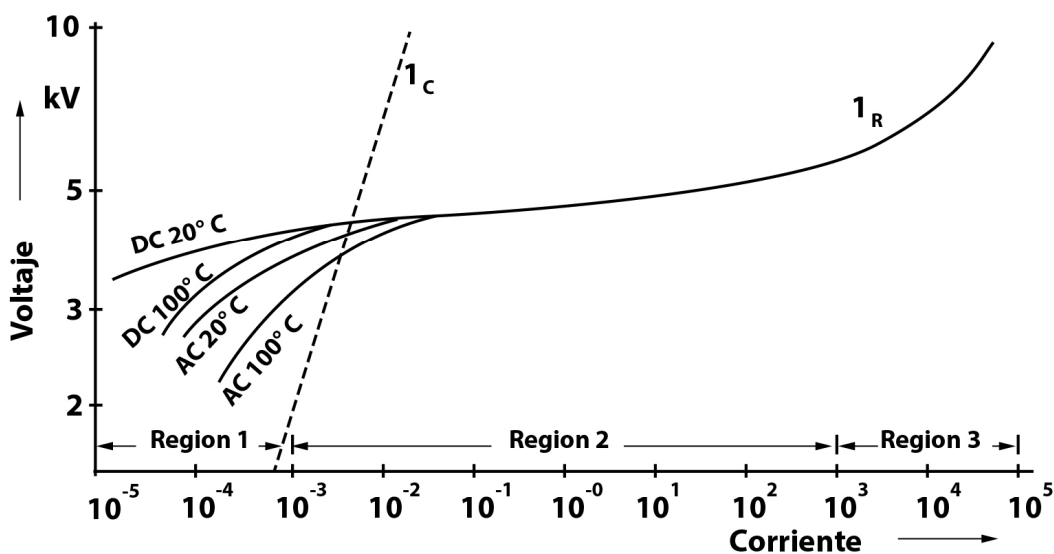


Figura 2.6. Característica típica de un pararrayos de óxido metálico

Fuente: elaboración propia

#### 2.4.1.2 Cilindro Aislante

El cilindro que aloja las pastillas de óxido metálico debe ser un buen aislante eléctrico y poseer suficiente capacidad para soportar las altas temperaturas causadas por las corrientes que son drenadas a tierra en condiciones de sobretensión.

#### 2.4.1.3 Envoltura externa

La envoltura externa del pararrayos cumple la función de proteger a los componentes internos de los efectos del ambiente.

#### **2.4.1.4 Tapas encapsuladas**

Los extremos longitudinales del pararrayos están herméticamente cerrados mediante tapas presurizadas de encapsulado; de esta forma se trata de evitar que la humedad ingrese al interior del pararrayos.

#### **2.4.1.5 Terminales de conexión**

Son el medio que une eléctricamente el MOV del pararrayos con la instalación que se protege. Con el fin de reducir la resistencia de contacto los terminales de conexión poseen un baño de plata, mejorándose de esa forma la conductividad que se logra con la presión mecánica del armado.

### **2.4.2 Funcionamiento del Pararrayos**

El funcionamiento del pararrayos se basa en el comportamiento no lineal, variable y dependiente de la tensión que posee el varistor, se describe de la siguiente manera:

- Para condiciones de tensión nominal, el funcionamiento del pararrayos es similar al de un aislador que está conectado a una red eléctrica.
- Para condiciones de sobretensión, el funcionamiento del pararrayos sigue la trayectoria de valores no lineales de la curva característica tensión - corriente.

#### **2.4.2.1 Funcionamiento en condiciones de tensión nominal de la red**

En condiciones normales de operación de la red, el pararrayos se comporta como un aislante eléctrico conectado entre la línea (fase) y tierra, en estas circunstancias el varistor de óxido metálico presenta un valor muy alto de resistencia eléctrica, y permite la circulación a través del varistor y sobre el aislamiento de pequeñas corrientes de fuga de tipo capacitivo - resistivo, con componentes armónicas cuyo valor (rms) está comprendido entre 0.2 mA y 3 mA. Dicha corriente, fluye de manera permanente entre línea y tierra a través del pararrayos.

#### **2.4.2.2 Funcionamiento en condiciones de sobretensión en la red**

El comportamiento dinámico del varistor de óxido metálico se produce en condición de sobretensión del sistema eléctrico, lo que se traduce en la reducción del valor de su resistencia eléctrica y en consecuencia el incremento del valor de corriente que pasa por el pararrayos hacia tierra. Este comportamiento dinámico se ve reflejado, según la ley de Ohm, en el valor de la tensión presente entre los terminales del pararrayos. Los valores de tensión que describen el comportamiento dinámico del pararrayos son los siguientes:

- Tensión nominal del pararrayos, es el máximo valor eficaz de tensión de fase-tierra permisible entre los terminales del pararrayos, para el cual ha sido diseñado. Se

utiliza como un parámetro de referencia para las características específicas de operación.

- Tensión de conducción del pararrayos, es la mínima magnitud de tensión que provoca el estado pleno de conducción del pararrayos. Corresponde al punto de la característica tensión - corriente en el cual la pendiente de la recta tangente a la curva se reduce significativamente (punto de inflexión).
- Tensión de desconducción del pararrayos, es el valor máximo de tensión post descarga en la que al eliminarse la sobretensión, se recupera plenamente la resistencia a la conducción, lo que provoca el corte del paso de corriente a tierra y hace que el pararrayos alcance y mantenga el estado de aislador eléctrico.
- Tensión máxima de operación continua (MCOV), es el máximo valor de tensión al cual puede quedar sometido el pararrayos antes de iniciar el estado de conducción. En la característica tensión - corriente del varistor, corresponde al punto en el cual la pendiente de la recta tangente a la curva empieza a reducir su valor.

#### **2.4.2.3 Correlación de funcionamiento sobretensión – MCOV en el pararrayos**

Al momento que la tensión en los terminales del pararrayos supera el MCOV se inicia la reducción de la resistencia eléctrica del MOV, empezando la circulación de una corriente a través del pararrayos; cuando la tensión en los terminales del pararrayos supera el valor de la tensión de conducción, se da una reducción abrupta y significativa en la resistencia eléctrica del MOV y a través del pararrayos circula una corriente a tierra. Luego que la sobretensión se ha eliminado y llega a una magnitud igual o menor a la tensión de desconducción se interrumpe el paso de corriente por el pararrayos y éste recupera el estado de aislamiento a la tensión MCOV que poseía antes de que apareciera la sobretensión.

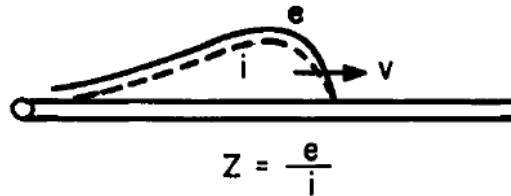
Se debe hacer una adecuada selección del pararrayos y su relación con la máxima tensión tolerable en el sistema (véase Anexo D).

## **2.5 Teoría de Onda Viajera**

### **2.5.1 Impedancia Característica**

Cualquier perturbación eléctrica transitoria, tal como una descarga atmosférica que impacta a un conductor de fase, se traduce en una onda que se puede analizar utilizando la teoría de ondas viajeras. Según esta teoría, una línea de transmisión se visualiza como una red eléctrica distribuida compuesta por resistencias, inductancias en serie y capacitancias en paralelo, cuyas ecuaciones de derivadas parciales son escritas y

resueltas para tensión y corriente, despreciando normalmente las resistencias serie y paralelo. Este puede ser simplificado asumiendo que un rayo al impactar sobre un conductor produce ondas de tensión (e) y de corriente (i) que se desplazan a una velocidad de propagación (v) y que están relacionadas por una impedancia Z igual a (e/i), tal como es representado en la Figura 2.7.



**Figura 2.7.** Representación de una onda viajera  
**Fuente:** elaboración propia

Las siguientes ecuaciones pueden ser desarrolladas:

$$Z = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad , \quad v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad \dots(2.1)$$

Donde:

Z: Impedancia característica

L: Inductancia por unidad de longitud

C: Capacitancia por unidad de longitud

v: Velocidad de propagación de la onda viajera

### 2.5.2 Comportamiento de las Ondas Viajeras

Cuando las ondas de tensión y corriente que viajan en una línea de transmisión llegan a un punto de discontinuidad eléctrica, es decir, a un punto de cambio en la impedancia característica del circuito, una parte de las ondas de tensión y de corriente son reflejadas y otras transmitidas.

El circuito de la Figura 2.8 muestra una impedancia característica de conductor  $Z_1$  que desemboca en otra impedancia característica  $Z_k$ , que puede ser resistiva, capacitiva, inductiva, o de cualquier combinación de éstos, donde la suma de todas las corrientes en A es cero.

Las ecuaciones utilizadas para la solución, generalmente se dividen en ecuaciones normales, que describen las ondas que se desplazan, y ecuaciones de contorno, que especifican las condiciones necesarias en el punto de discontinuidad. Estas ecuaciones son [1]:

Ecuaciones Normales

$$e = iZ \text{ (onda incidente)}$$

$$e' = i'Z \text{ (onda reflejada)}$$

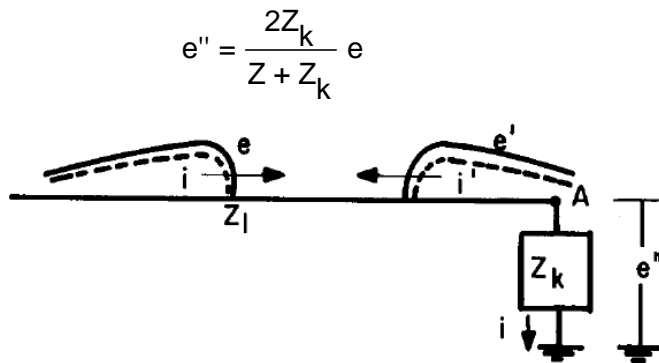
$$e'' = i''Z_k \text{ (onda derivada)}$$

Ecuaciones de Contorno

$$i'' = i - i' \text{ (corriente transmitida)}$$

$$e'' = e + e'$$

Desarrollando las ecuaciones se tiene:



**Figura 2.8.** Circuito general  
**Fuente:** elaboración propia

También se tiene:

$$i'' = \frac{2Z}{Z + Z_k} i \quad e' = \frac{Z_k - Z}{Z + Z_k} e \quad i' = \frac{Z_k - Z}{Z + Z_k} i \quad \dots(2.2)$$

Cuando  $Z_k=0$ , en un cortocircuito, se tiene:

$$e'' = 0 \quad i'' = 2i \quad \dots(2.3)$$

$$e' = -e \quad i' = -i \quad \dots(2.4)$$

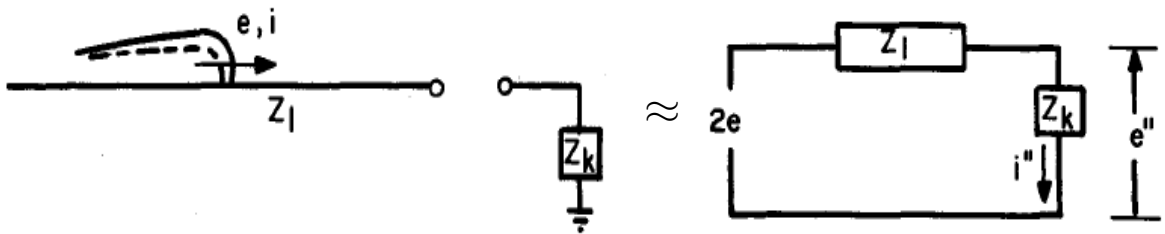
Cuando  $Z_k=$  infinito, en circuito abierto, se tiene:

$$e'' = 2e \quad i'' = 0 \quad \dots(2.5)$$

$$e' = e \quad i' = -i \quad \dots(2.6)$$

### 2.5.2.1 El uso del teorema de Thevenin

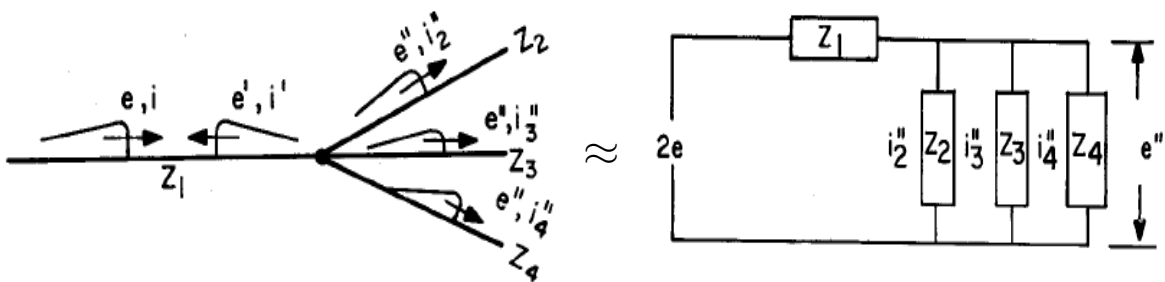
El teorema de Thevenin se puede aplicar al circuito de la Figura 2.9 para obtener la tensión a través de la impedancia  $Z_k$ . En primer lugar se abre el circuito en el punto de discontinuidad y en segundo lugar se calcula la tensión en circuito abierto; de las ecuaciones 2.5 y 2.6, la tensión del circuito abierto es igual a  $2e$ .



**Figura 2.9.** Desarrollando el circuito de Thevenin equivalente  
**Fuente:** elaboración propia

### 2.5.2.2 Caso para múltiples líneas

Este es un caso especial e importante para su aplicación en el análisis de sobretensiones en subestaciones eléctricas que consiste en una sola línea a la que están conectadas otras líneas. La Figura 2.10 representa el caso de una línea de entrada y  $(n - 1)$  líneas de salida, así como su equivalente Thevenin, las líneas tienen una impedancia de  $Z_1, Z_2, Z_3,$  etc; por lo tanto suponiendo un total de cuatro líneas, cada línea tiene un valor diferente de impedancia característica:



**Figura 2.10.** Una estación con  $n=4$  líneas y su equivalente Thevenin  
**Fuente:** elaboración propia

Del circuito equivalente Thevenin tenemos:

$$i_2'' = \frac{e''}{Z_2} \quad i_3'' = \frac{e''}{Z_3} \quad i_4'' = \frac{e''}{Z_4} \quad \dots(2.7)$$

A modo de ejemplo simplificado, en la Figura 2.11 se considera una subestación eléctrica de maniobra que tiene un total de  $(n)$  líneas, cada una de las cuales tiene una impedancia  $Z$ ; suponiendo que un pico de tensión y corriente viajan en dirección a la subestación y que las barras y los equipos dentro de la estación no actúan como puntos de discontinuidad (lo hacen, pero su efecto puede ser despreciado), entonces, el circuito de Thévenin será el que se muestra en la Figura 2.11 y la tensión transmitida en cada línea ( $e''$ ) la que se presenta según la ecuación 2.8.



$$e'' = \frac{2 \left( \frac{Z}{n-1} \right)}{Z + \left( \frac{Z}{n-1} \right)} e = \frac{2e}{n} \quad \dots(2.8)$$



**Figura 2.11.** Una subestación con n líneas y su equivalente Thevenin  
**Fuente:** elaboración propia

## 2.6 Solución Matemática y Simulación

Ante la necesidad de contar con información detallada relativa a los fenómenos transitorios que se pueden presentar en los sistemas eléctricos de potencia, han surgido herramientas computacionales basadas en métodos numéricos que permiten analizar prácticamente cualquier evento en el sistema eléctrico.

A inicios de los años 60's, el profesor Hermann Dommel inicia la creación del Electromagnetic Transients Program, posteriormente diversas empresas y universidades incorporaron nuevos modelos al programa, lo que lo convierte en el mejor programa para el análisis de transitorios electromagnéticos en la actualidad.

Originalmente el desarrollo del ATP estuvo a cargo del profesor Hermann Dommel; sin embargo la industria americana se dio cuenta de su gran potencial y utilidad por lo que se asignó a otras personas para trabajar en el desarrollo del EMTP. Bajo la dirección de Boneville Power Administration (BPA), sale éste de los estados unidos y aparece en el Japón y en Europa.

### 2.6.1 ATPDraw (Alternative Transients Program)

#### 2.6.1.1 Introducción

Inicialmente para el análisis de sistemas eléctricos ante eventos transitorios se disponía de los Analizadores de Transitorios de Redes o TNA (Transient Network Analyser), los cuales básicamente permitían un análisis analógico de transitorios electromagnéticos mediante la interconexión de dispositivos a escala para simular la red eléctrica real.

Debido a la necesidad de contar con información más precisa y completa de datos acerca del comportamiento de los equipos eléctricos y de los sistemas eléctricos en general, ante eventos transitorios, se desarrollaron algoritmos sofisticados que permiten obtener de manera precisa la solución de problemas complejos, esta necesidad junto con la evolución presentada en la velocidad de procesamiento y en la capacidad de memoria de los computadores actuales da como resultado la creación de herramientas para el análisis de eventos transitorios electromagnéticos a través de simulación digital, el mejor ejemplo de estas herramientas lo constituye el ATP (Alternative Transients Program) del EMTP (Electromagnetic Transients Program), mediante el cual se pueden interconectar a través de ecuaciones un gran número de modelos matemáticos de los componentes de los sistemas eléctricos.

Diversas características hacen del EMTP un programa único en el análisis de transitorios, una de éstas es la cantidad de elementos de red preprogramados a través de sus modelos matemáticos, entre los cuales se encuentran las líneas de transmisión, transformadores de potencia, máquinas síncronas y asíncronas, los cuales han sido razonablemente validados con pruebas de campo. Una segunda característica es su capacidad de modelar redes híbridas, esto es, combinar redes eléctricas con sistemas de control en forma interactiva a través del uso de Transients Analysis of Control System (TACS) o bien a través de programación estructurada, MODELS. Otra característica de gran relevancia es que se cuenta con un gran grupo de usuarios a nivel mundial.

Algunos modelos han sido desarrollados dentro de BPA, pero otros han sido desarrollados por universidades o por otras empresas, ejemplos de estos casos son los modelos lineales dependientes de la frecuencia.

Los métodos computacionales digitales no pueden simular los fenómenos transitorios en forma continua, en su lugar se emplean secuencias de solución a intervalos discretos de tiempo. La discretización causa errores de truncación los cuales ocasionan inestabilidad numérica pudiendo causar divergencia sobre la solución correcta. Para eliminar esta inestabilidad los modelos empleados en el EMTP usan el método de la regla trapezoidal para la solución de las ecuaciones diferenciales. Este método es numéricamente estable aunque también presenta ciertas oscilaciones numéricas las cuales han sido superadas mediante el uso de amortiguadores numéricos.

#### **2.6.1.2 Descripción Básica**

El ATPDraw para Windows es un preprocesador gráfico (mouse – driven), para la versión ATP del Programa de Transitorios Electromagnéticos (EMTP) [3].

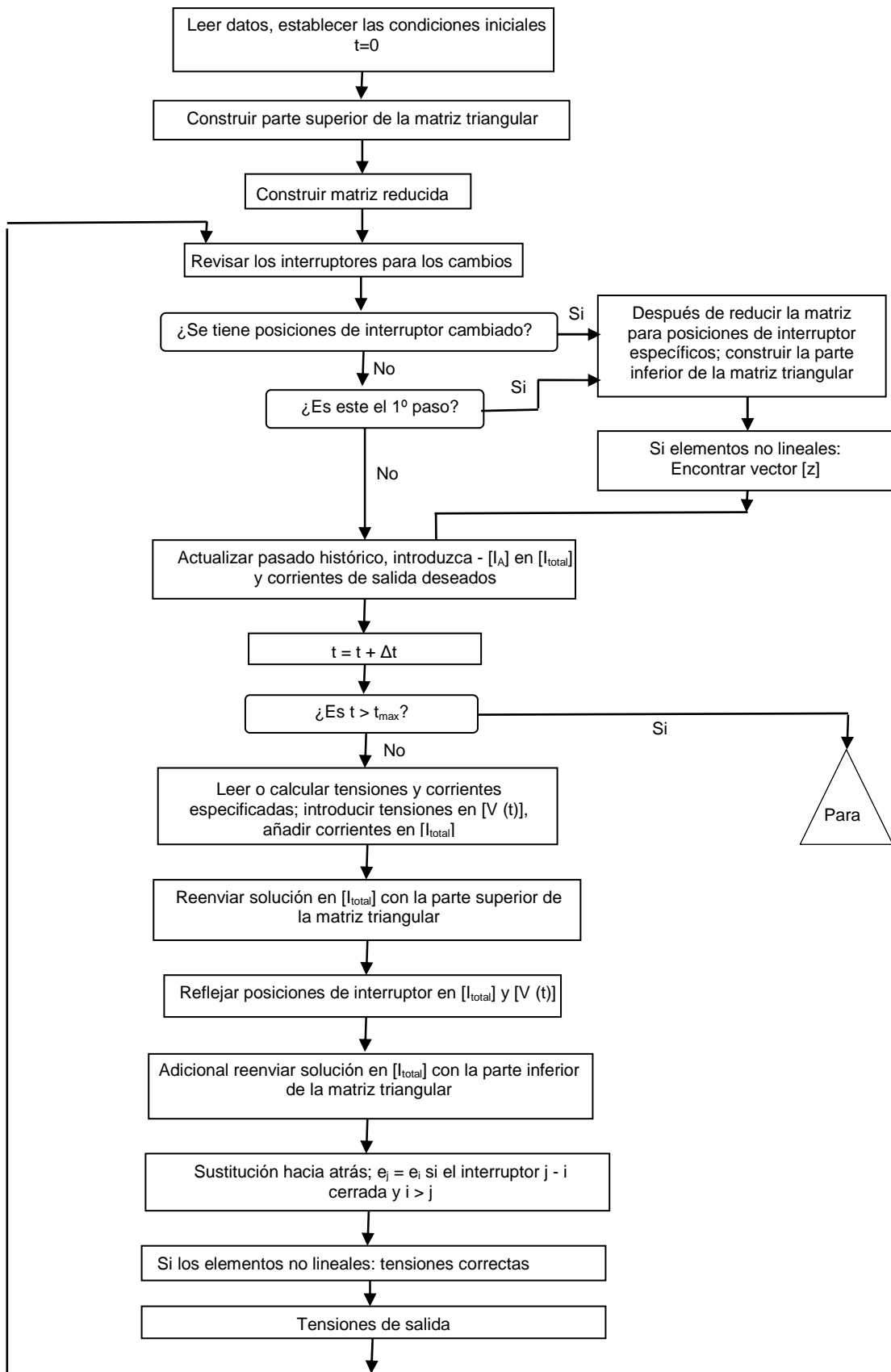
Este programa ayuda a crear y editar el modelo de la red eléctrica que será simulada, interactivamente. En el programa, el usuario puede construir un circuito eléctrico, seleccionando los componentes predefinidos de un menú de elementos. El preprocesador entonces crea de forma automática el archivo de entrada correspondiente del ATP en formato texto. El nombre de los nodos del circuito es administrado por el ATPDraw y el usuario puede renombrar los nodos que considere importante resaltar.

En el anexo A se resumen los métodos matemáticos de solución que son empleados en el EMTP para la simulación digital de los fenómenos transitorios y en la Figura 2.12 se presenta el diagrama de flujo lógico del funcionamiento del ATP [2].

Los métodos y modelos básicos usados en el EMTP, están explicados de manera detallada en el libro "Electro-Magnetic Transients Program", Theory Book; el contenido de este libro abarca los siguientes tópicos:

- Efecto de modelación y oscilaciones numéricas
- Resistencia de Amortiguamiento óptima
- Efecto del paso de iteraciones
- Modelos matemáticos de elemento distribuidos acoplados y desacoplados
- Modelo matemático de línea de transmisión, respuesta en frecuencia
- Modelo matemático de cables eléctricos
- Modelo matemático de transformadores eléctricos
- Modelo matemático de fuentes de tensión y de corriente
- Modelo matemático de la máquina eléctrica universal entre otros
- Modelo matemático de interruptores
- Modelo matemático de pararrayos
- Análisis de sistemas de control (TACS)

Estos modelos matemáticos desarrollados en el EMTP, son la base sólida que sustenta el modelado de los diferentes componentes y equipos eléctricos que se detallará en el siguiente capítulo.



**Figura 2.12.** Diagrama de flujo lógico del funcionamiento del ATP

Fuente: [2]

## CAPÍTULO III

### MODELADO DE EQUIPOS Y COMPONENTES ELÉCTRICOS

En este capítulo se realiza una síntesis de trabajos de investigación centrados en el desarrollo de directrices de modelado de transitorios rápidos (es decir, en un rango de frecuencia de 10 kHz hasta 1 MHz), donde se usa filosofías de modelado, relaciones matemáticas simplificadas, datos típicos de equipos eléctricos y ejemplos aplicativos en sistemas de potencia. Para ilustrar el procedimiento, se desarrolla el modelado de los principales equipos y componentes eléctricos de sistemas eléctricos de alta tensión; en éstos predominarán las capacitancias intrínsecas, debido principalmente a que para una onda de alta frecuencia las inductancias tienden a comportarse como un circuito abierto mientras que las capacitancias tienden a comportarse como un circuito cerrado y por lo tanto éstas afectan las magnitudes de las sobretensiones de frente de onda rápido.

Los modelos a desarrollar son simulados mediante la ayuda del programa de análisis de transitorios electromagnéticos de sistemas eléctricos ATPDraw Versión 5.7, debido a que este programa posee una serie de librerías predefinidas que serán utilizadas y mejoradas, para poder obtener de esta manera el modelado general del sistema eléctrico.

#### **3.1 Modelado del Rayo**

El ATPDraw tiene programados modelos de fuentes de corriente tipo impulso, que obedecen a distintas funciones matemáticas adoptadas por organismos internacionales de normalización (IEEE, IEC, etc.) para cumplir, o tratar de cumplir, con ciertas formas de onda normalizadas. Los modelos de onda de rayo más populares son los de doble exponencial, la triangular y la función de Heidler.

El primer modelo, en orden cronológico, fue el “triangular” o también llamado “doble rampa”, inicialmente este fue utilizado ampliamente; sin embargo, en la actualidad este modelo ha sido abandonado, porque no representa con precisión las formas de onda normalizadas para representar el rayo.

El siguiente modelo en desarrollarse fue el de “doble exponencial”, definido por la siguiente ecuación (3.1):

$$e(t) = E \left( e^{at} - e^{bt} \right) \quad \dots(3.1)$$

Esta función fue estudiada en profundidad por Bewley; hay que tener en cuenta de la expresión anterior que ambos coeficientes a y b deben ser negativos, ya que en caso contrario la función crece sin límites. Para la aplicación más común, la onda crece más o menos rápidamente hasta un valor pico determinado, y luego decrece más lentamente hasta anularse para tiempos muy grandes.

Un defecto es que su derivada para el inicio de la función es elevada, en contradicción con las ondas registradas en casos reales. Otro defecto de la función es que no puede usarse para ondas de corta duración.

El último modelo en desarrollarse está basado en la función de Heidler, definida por la siguiente expresión [3]:

$$h(t) = k \frac{(t / \tau)^n}{1 + (t / \tau)^n} \cdot e^{-t/\tau} \quad \dots(3.2)$$

Esta función fue estudiada y agregada al ATP por Bernd Stein. La función tiene la ventaja de que su derivada inicial es nula, de acuerdo con las formas de onda normalizadas; además puede usarse para ondas de menor duración que las ondas doble exponencial.

El modelo de doble exponencial ha sido utilizado ampliamente en la literatura por su sencillez y su exactitud relativamente buena. El modelo Heidler es más complejo, pero elimina el problema principal mostrado por la doble exponencial: la derivada no nula al comienzo del impulso de rayo en contraste con el fenómeno físico. En particular, se muestra que los dos modelos son equivalentes en el intervalo de frecuencia de hasta 2 MHz, es decir, el intervalo de interés de los fenómenos de rayos típicos.

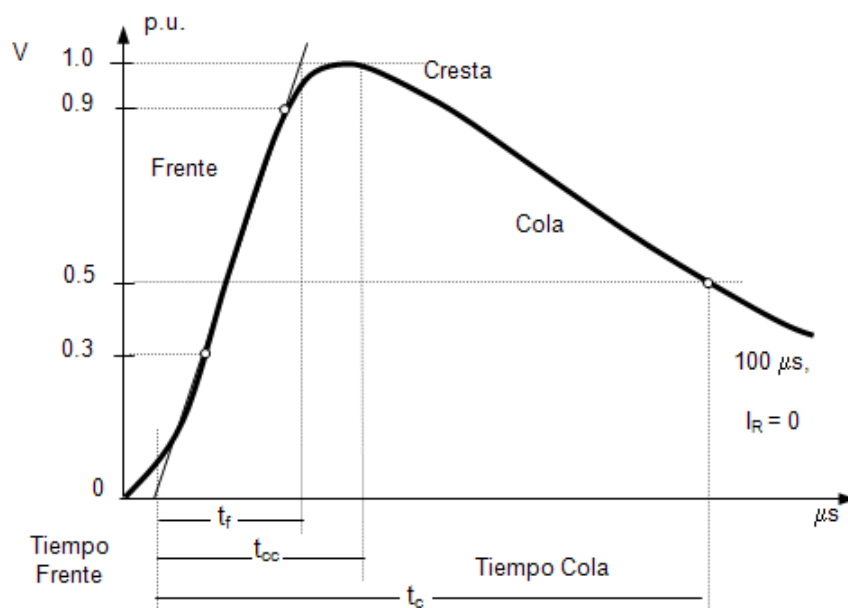
La IEEE en publicaciones actuales recomienda que el doble exponencial no debe ser utilizado para representar la onda del rayo, pero hay que tener en cuenta que la doble exponencial es una forma de onda estándar IEEE que comúnmente son descritos para pruebas de equipos; por otro lado el modelo Heidler es usado en los últimos trabajos de la CIGRE y recientemente se discuten en documentos de la IEC.

En conclusión, en la actualidad el ATP dispone de varios modelos para representar las descargas atmosféricas utilizadas en la simulación de transitorios electromagnéticos. En el desarrollo del presente trabajo de tesis se utilizará la fuente de corriente Heidler type 15 pues es la fuente que se ajusta con mayor exactitud a la forma de onda del rayo estándar según se explica en los párrafos anteriores.

El impulso de rayo estándar se describe por su tiempo a la cresta y su tiempo a la mitad del valor de la cola; el momento de la cresta se determina, con una línea entre dos puntos del frente de onda al 30% y 90% de su valor de cresta; el punto en que esta línea

intersecta el eje de abscisas origen se llama el origen virtual y todos los tiempos se miden a partir de este punto; luego se traza, una línea horizontal sobre la cresta a fin de cortar la línea del frente de la onda, el tiempo desde el origen virtual a este punto de intersección se denota como el tiempo de frente o como el tiempo virtual a la cresta  $t_f$ , el tiempo medio para el valor de cola es simplemente el tiempo entre el origen virtual y el punto en que la tensión disminuye al 50% del valor de cresta,  $t_c$ ; como se muestra en la Figura 3.1.

La norma IEC 60071-1, establece un rango para  $t_f$  comprendida entre  $0.1 \mu s$  y  $20 \mu s$  y un valor menor de  $300 \mu s$  para  $t_c$ ; con un valor estándar para  $t_f$  igual a  $1.2 \mu s$  y para  $t_c$  igual a  $50 \mu s$ ; onda tipo 1.2/50  $\mu s$ .



**Figura 3.1.** Forma de la onda de impulso tipo rayo estandarizado  
**Fuente:** elaboración propia

Las características de este modelo implementado en el ATPDraw, modelo Heidler tipo 15 [3], se muestran a continuación:

- Tipo: Fuente de corriente
- Amplitud (A): El valor pico de la función onda
- $T_f(t)$ : El tiempo de frente de onda. Intervalo entre  $t=0$  y el tiempo del pico de la función onda
- $\tau(t)$ : Duración entre el tiempo  $t=0$  y el tiempo cuando la amplitud de la función rayo ha caído a 37% de su valor pico.
- $n$ : Factor que influye en la tasa de aumento la función onda
- $T_{sta}(t)$ : >Tiempo de comienzo
- $T_{sto}(t)$ : Tiempo de parada

La expresión matemática de la función onda:

$$h(t) = \text{Amplitude} \frac{(t / T_f)^n}{1 + (t / T_f)^n} \cdot e^{-t/\tau} \quad \dots(3.3)$$

La ventana de entrada se muestra en la Figura 3.3.

Consideraciones:

Hay que tener en cuenta los siguientes puntos [1]:

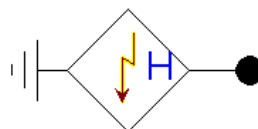
- El modelo anterior desarrollado representa a las descargas atmosféricas de polaridad negativa descendentes; debido a que son las más comunes (alrededor de un 85% de los rayos que afectan a instalaciones eléctricas son de polaridad negativa) y los que se consideran en las normas como la IEC, ANSI y estándares de fabricación.
- El factor n es importante porque afecta el comportamiento de la onda en el tiempo de frente de onda, el valor recomendado ésta entre 2 y 4.
- Para definir adecuadamente el comportamiento de la forma de onda hay que tener en consideración que el tiempo de frente de onda (T<sub>f</sub>) depende de la magnitud del rayo como se muestra en la siguiente expresión:

$$t_f = 0.207 \cdot I_F^{0.53} \quad \dots(3.4)$$

- En base a una extensa base de datos recolectados por Berger y que éste analizó por primera vez en 1975 y que se volvió a examinar por Anderson y Eriksson en 1980, con las nuevas discusiones sobre estos parámetros que presenta el informe del Grupo de Trabajo de CIGRE en 1991, la distribución estadística de todos los parámetros del rayo se puede aproximar por medio de la distribución logarítmica normal, cuya función de densidad de probabilidad es de la forma:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\beta x}} e^{-\frac{1}{2} \left[ \frac{\ln(x/M)}{\beta} \right]^2} \quad \dots(3.5)$$

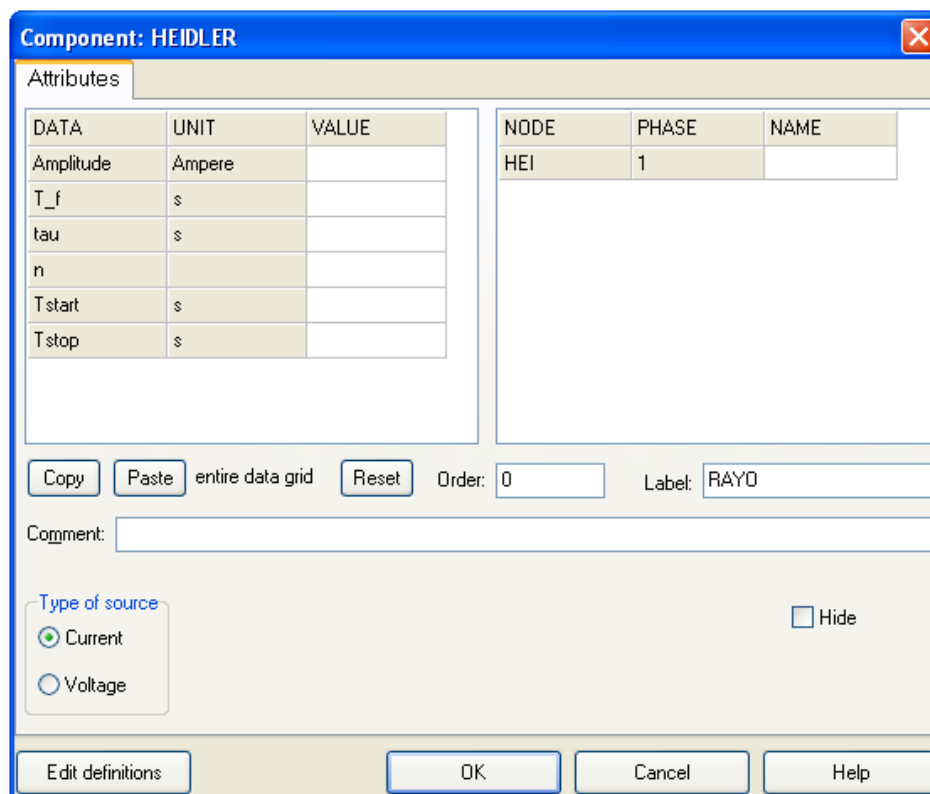
De acuerdo a esta ecuación se obtienen los parámetros (M) y (β) que son coeficientes de correlación importantes y que sirven para hallar la expresión matemática de modelado de las descargas atmosféricas.



**Figura 3.2.** Modelo de rayo Heidler Type 15 graficado en el ATPDraw

**Fuente:** elaboración propia





**Figura 3.3.** Ventana de datos de entrada del rayo  
**Fuente:** elaboración propia

### 3.2 Modelado de Líneas de Transmisión

#### 3.2.1 Modelado de Conductores en una Línea de Transmisión

Para el análisis de transitorios electromagnéticos en líneas de transmisión los parámetros más representativos son: la impedancia característica y el factor de propagación, que de forma general están dados por las siguientes expresiones:

$$Z(w) = \sqrt{\frac{R' + jwL'}{G' + jwC'}} \quad \dots(3.6)$$

$$A(w) = e^{-\gamma l}$$

El exponente  $\gamma$  se denomina constante de propagación y está dado por:

$$\gamma = \sqrt{(R' + jwL')(G' + jwC')} \quad \dots(3.7)$$

Tanto  $Z$  y  $\gamma$  son complejos y dependientes de la frecuencia. Donde  $R'$ ,  $L'$ ,  $C'$  y  $G'$  son los parámetros de la línea de transmisión, los cuales juegan un papel importante en la determinación de  $Z$  y  $\gamma$ .

Las expresiones anteriores muestran la dependencia de los parámetros que caracterizan a una línea de transmisión de la frecuencia, puesto que los fenómenos transitorios son de alta frecuencia, para el análisis en el presente trabajo se tiene en cuenta que los modelos para la determinación de los parámetros sean dependientes de la frecuencia o tratados como parámetros constantes pero calculados a la frecuencia del fenómeno en análisis.

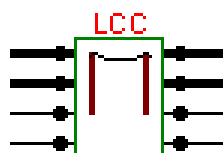
El ATPDraw posee una gran variedad de modelos para representar las líneas de transmisión, éste y los fundamentos matemáticos del modelado pueden ser encontrados en el libro "Theory Book EMTP" [3].

Para esta tesis se utiliza el modelo de ATP LCC del tipo JMarti que modela la línea de transmisión y sus respectivos parámetros en función de la frecuencia. No se considera transposición en la línea debido a que se analizan tramos relativamente cortos. En el Anexo B se presenta el desarrollo teórico básico del modelo de línea JMarti, cuyas características resaltantes son las siguientes:

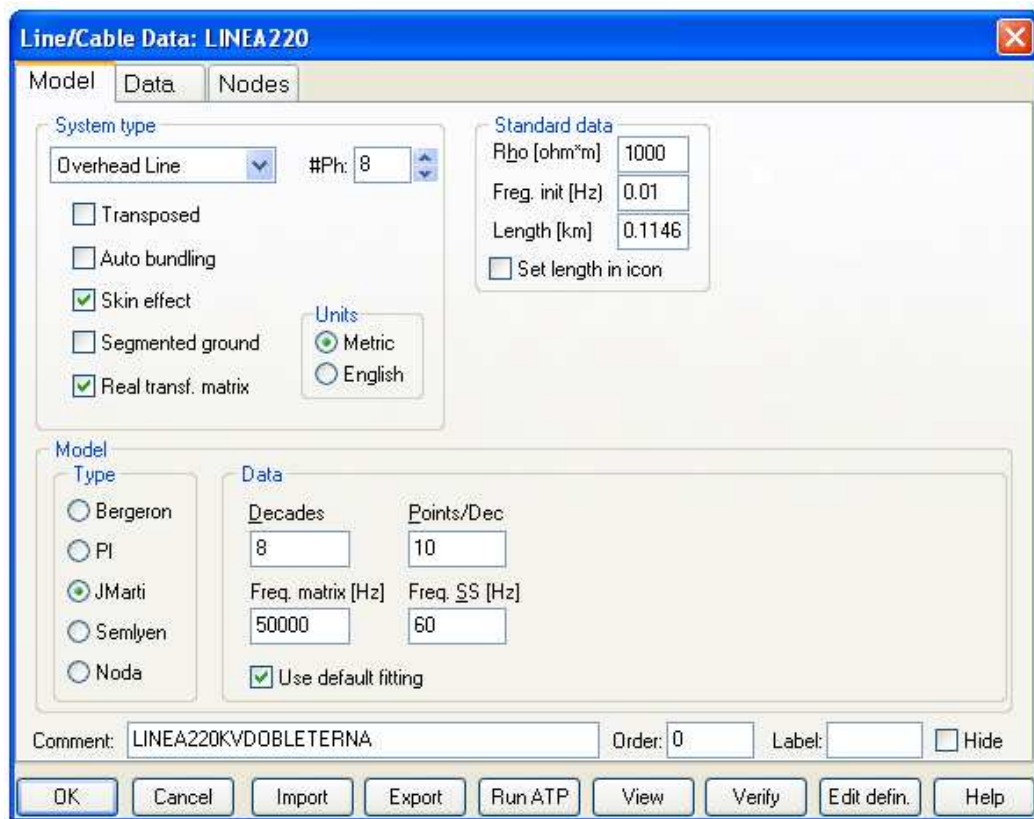
- Desarrollado para el modelado de líneas de transmisión en un rango completo de frecuencias.
- Las rutinas de obtención de datos son sencillas y ayudan a obtener una representación en transformaciones nodales de líneas desbalanceadas y no transpuestas.
- Se basa en la aplicación básica de BODE, el cual adapta la función libremente dependiendo como se vayan necesitando polos y ceros para la curva.

### 3.2.1.1 Representación de la línea usando ATPDraw

En base a lo explicado anteriormente, se utilizó el modelo de ATP, LCC del tipo JMarti [3]. En la Figura 3.5 se muestra una ventana cuyos datos corresponden al modelo de la línea de transmisión que será utilizada, donde se muestra la caja de dialogo de entrada que corresponde a los datos geométricos de la línea, como son la disposición de los conductores, números de hilos por fase, radio interno y externo, altura de la torre, etc.



**Figura 3.4.** Modelo de conductores de línea graficado en el ATPDraw  
**Fuente:** elaboración propia



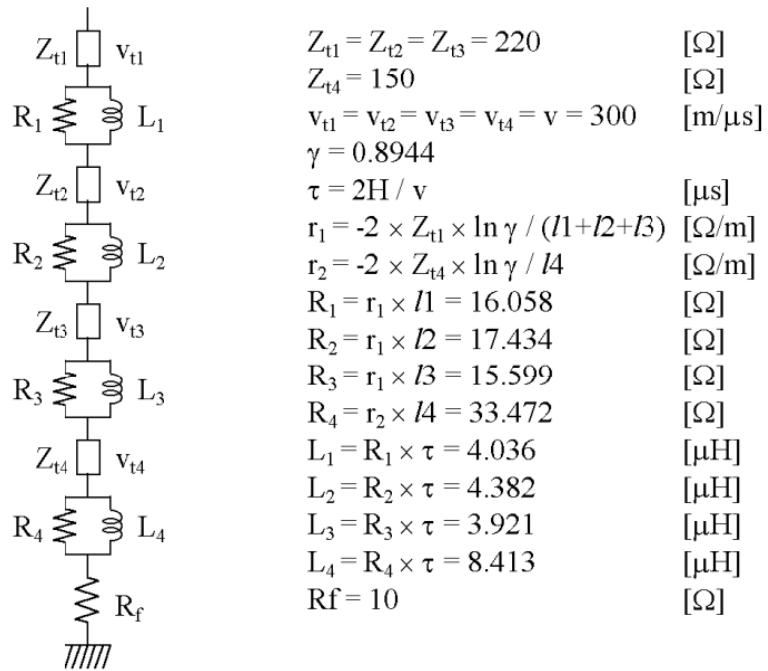
**Figura 3.5.** Caja de diálogo de datos del modelo de la línea  
**Fuente:** elaboración propia

### 3.2.2 Modelado de la Torre de Transmisión

Para el modelado de la torre de transmisión principalmente se utiliza una serie de impedancias, teniendo como parámetro principal la impedancia característica y la velocidad de propagación del impulso. Existen actualmente tres modelos principales para la simulación de torres de transmisión y se mencionan a continuación:

#### 3.2.2.1 Modelo Torre de varios pisos

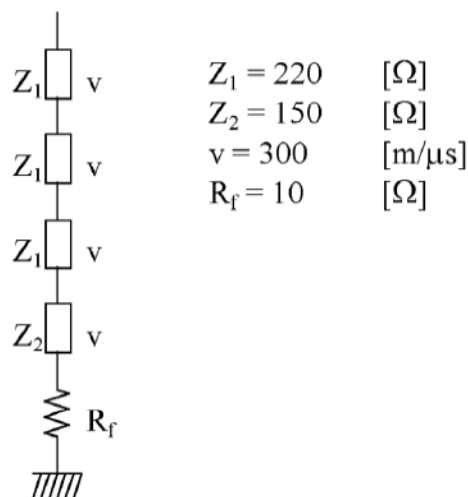
Este modelo de torre consiste en parámetros distribuidos de línea representados como impedancias características y circuitos R/L en paralelo para representar la atenuación de la onda viajera a lo largo de la torre. Este modelo fue originalmente desarrollado para líneas de transmisión de 500 kV, en la Figura 3.6 se muestra un modelado tipo para líneas en extra alta tensión; sin embargo este modelo no es recomendado para modelar las torres de líneas en alta tensión por obtener altas sobretensiones que superan los valores comunes para este tipo de instalaciones al agregar los componentes del circuito R/L.



**Figura 3.6.** Ejemplo de modelo de torre de varios pisos para 500 kV  
**Fuente:** elaboración propia

### 3.2.2.2 Modelo Torre de varios pisos sin circuito paralelo R/L

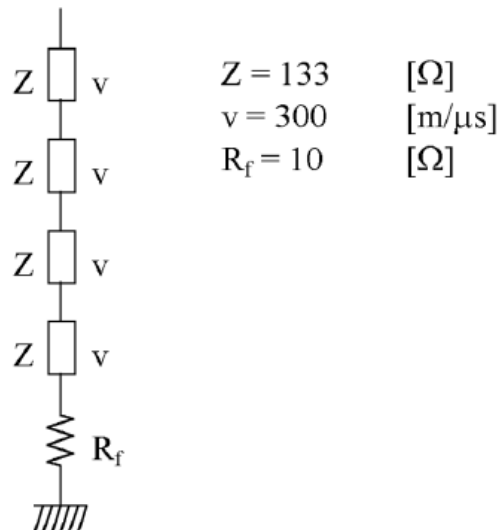
Este modelo es el más adecuado para torres de transmisión en alta tensión, una de las razones es la tendencia de la descarga disruptiva fase-tierra más acorde con los valores comúnmente obtenidos sin considerar los circuitos paralelos R/L. La impedancia y los otros parámetros del modelo simplificado son los mismos que los del modelo torre de varios pisos. Se muestra en la Figura 3.7.



**Figura 3.7.** Ejemplo de modelo de torre de varios pisos sin circuito R/L  
**Fuente:** elaboración propia

### 3.2.2.3 Modelo Torre Simple distribuida

Este es el modelo más simple donde se concentra en hallar la impedancia de la torre en su totalidad. Esta configuración se muestra de manera simplificada en la Figura 3.8, la mayor ventaja es la facilidad y la simplicidad de aplicar el modelo. Además, este modelo muestra una estrecha concordancia con los resultados medidos en una torre de varios pisos sin considerar el circuito paralelo R/L.



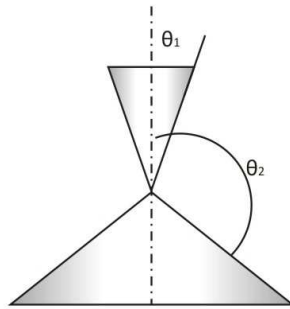
**Figura 3.8.** Ejemplo de modelo de torre simple distribuida  
**Fuente:** elaboración propia

La experiencia demuestra que el modelo más adecuado para la simulación en sistemas de alta tensión es el modelo simple distribuido o el modelo de varios pisos sin considerar los circuitos paralelo R/L.

El principio se basa en modelar la torre de transmisión como un cono o cilindro sólido. Aplicando la teoría del campo esféricamente simétrico electromagnético formado entre un par de conos, esta teoría fue desarrollada por Marku-vitz (1968), Jordan y Balmain (1968); Kraus (1988) y es útil en muchos diseños de antena.

La teoría sustenta que la impedancia característica está definida en general por dos conos, cada uno con un ángulo  $\theta_1$  y  $\theta_2$  como se muestra en la Figura 3.9, este cono no necesita ser perfecto para obtener una impedancia característica constante, la impedancia característica está descrita por la siguiente ecuación [5]:

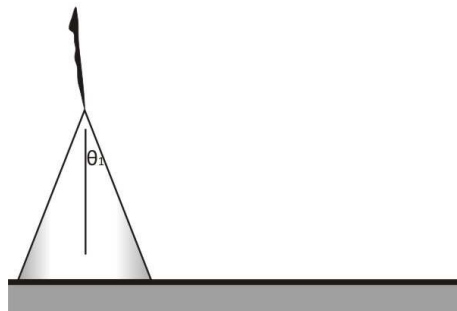
$$Z = 60 \ln \frac{\cot\left(\frac{\theta_1}{2}\right)}{\cot\left(\frac{\theta_2}{2}\right)} \quad \dots(3.8)$$



**Figura 3.9.** Modelo general para una antena de doble cono  
**Fuente:** elaboración propia

En el caso donde la cúspide de la torre es excitada de manera vertical por una corriente, como se muestra en la Figura 3.10; Sargent y Darveniza (1969), la impedancia característica está descrita por la ecuación (3.9) [5]:

$$Z = 60 \ln \frac{\sqrt{2}}{\text{sen } \theta} \quad \dots(3.9)$$



**Figura 3.10.** Incidencia de corriente de manera vertical en el cono  
**Fuente:** elaboración propia

Esta última ecuación es la que se emplea para hallar la impedancia característica de las torres de transmisión y puede ser transformada como se muestra a continuación [2]:

$$Z = 30 \ln \left[ \frac{2(h^2 + r^2)}{r^2} \right] \Omega \quad \dots(3.10)$$

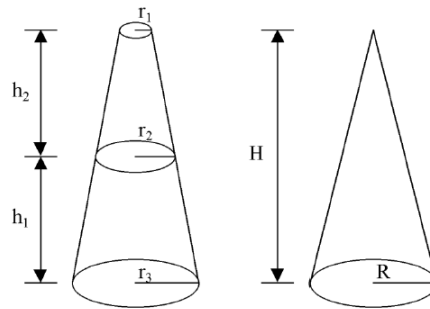
Donde:

H: La altura de la torre

r: Radio medio da la torre

De manera equivalente para una torre de dos niveles, como se muestra en la Figura 3.11, puede ser descrita por la ecuación (3.11):

$$R = \frac{(r_1 h_2 + r_2 H + r_3 h_1)}{2H} \quad \dots(3.11)$$



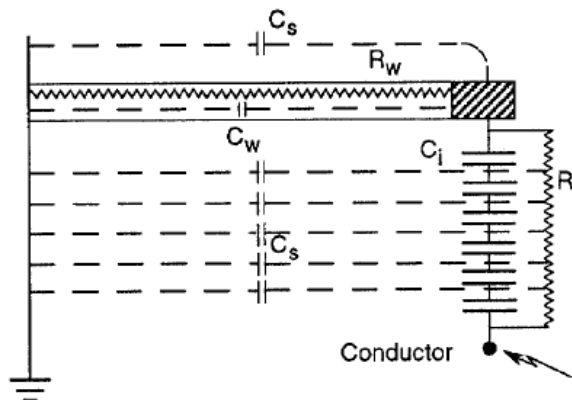
**Figura 3.11.** Representación de una torre de dos niveles  
**Fuente:** elaboración propia

### 3.2.2.4 Postes de Madera y Crucetas

Los postes de madera y crucetas pueden ser modelados por una combinación en paralelo de una resistencia y un condensador como se muestra en la Figura 3.12, donde se muestra una combinación de una madera transversal del brazo y una cadena de aisladores de suspensión soportados sobre una estructura de tierra. En el caso de postes de madera, la estructura también se modela en una forma similar a la cruceta. Puesto que la resistencia a las fugas a través de los aisladores ( $R_i$ ) es normalmente mucho mayor que la de los brazos de madera o postes, se puede despreciar. Del mismo modo, la capacitancia parásita del aislante de la madera al suelo,  $C_s$ , se puede despreciar. Nótese que los valores de la capacitancia y la resistencia son muy sensibles a los contenidos de humedad.

Las características de formación de arco eléctrico se pueden modelar mediante un interruptor controlado por tensión como se desarrollará en la sección 3.4.

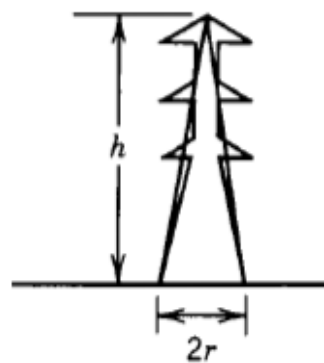
En general el efecto de las crucetas se puede despreciar debido a que el recorrido que hace el impulso de rayo es mucho menor que el recorrido que hace sobre la estructura de la torre de transmisión o se puede considerar el pequeño tramo como el modelo tomado para el total de la torre [8].



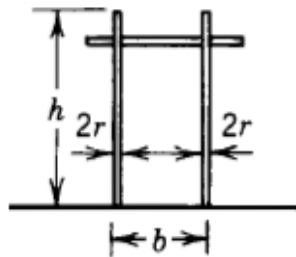
**Figura 3.12.** Representación de una cruceta de madera  
**Fuente:** [8]

En resumen, en el modelado de la estructura (torre de transmisión) impactada por el rayo se considera los tramos más importantes. Si se desea, se puede detallar aun más incluyendo por ejemplo las crucetas en las fases, pero la precisión que se logra al detallar no es importante. Cada uno de los elementos metálicos se puede modelar como un tramo de línea ideal sin pérdidas con una impedancia característica dada por las estructuras de soporte, donde se tomará como velocidad de propagación de la onda el 85% de la velocidad de la luz además de los modelos típicos para las torres de transmisión más utilizadas en la actualidad, como se muestra en la Figura 3.13.

La torre se divide de acuerdo a los tramos que se necesiten con la misma impedancia característica, ésta por lo general está en un rango entre 100-300  $\Omega$  y de acuerdo a la distancia que se considere [2].



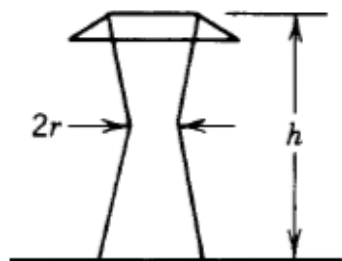
$$Z_t = 30 \ln \left[ \frac{2 (h^2 + r^2)}{r^2} \right]$$



$$Z_t = 1/2 (Z_s + Z_m)$$

$$Z_s = 60 \ln (h/r) + 90 (r/h) - 60$$

$$Z_m = 60 \ln (h/b) + 90 (b/h) - 60$$

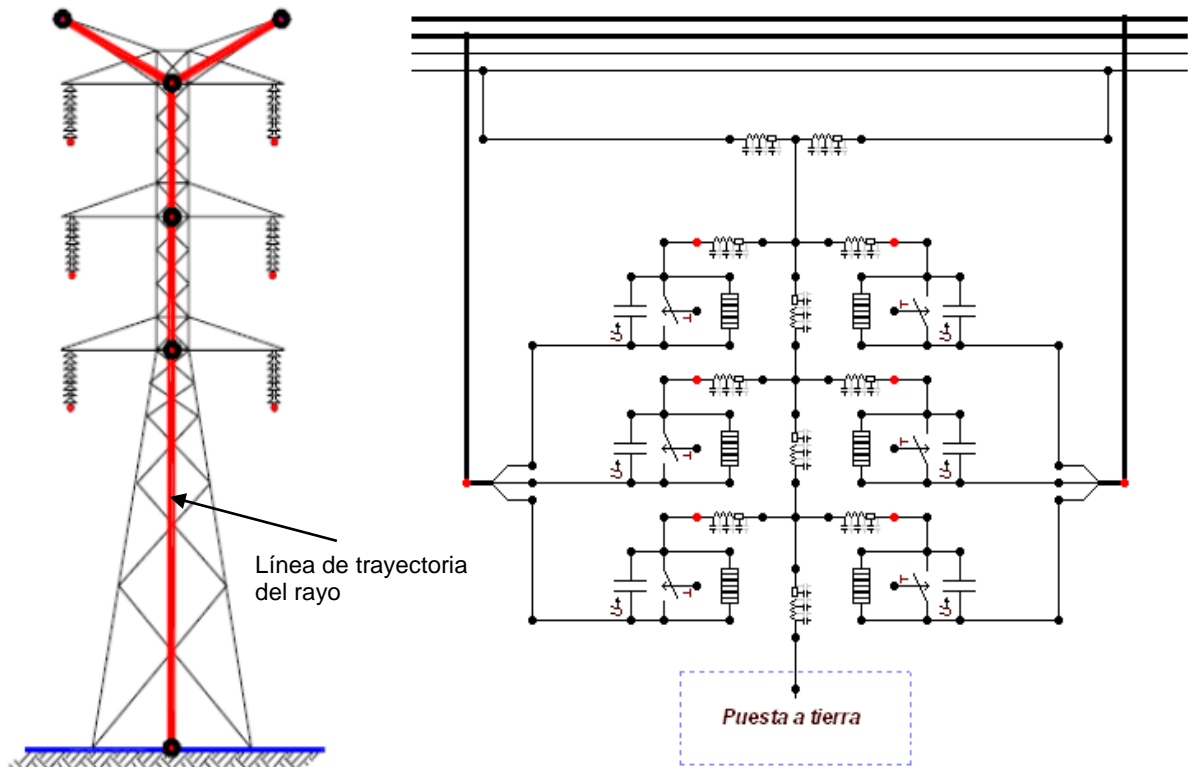


$$Z_t = 60 \ln \left[ \ln \left( \sqrt{2} \frac{2h}{r} \right) - 1 \right]$$

**Figura 3.13.** Modelos de torres típicas  
Fuente: [2]



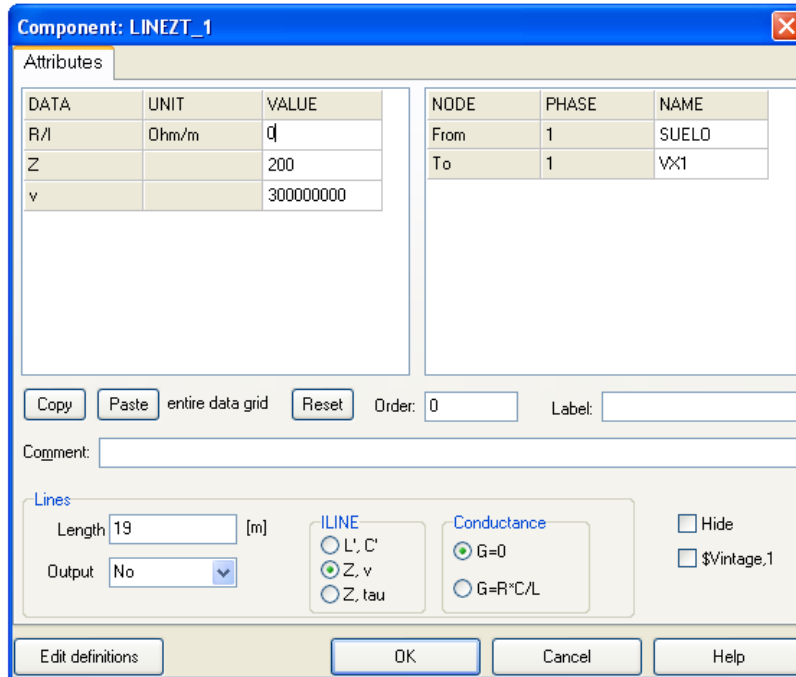
En la Figura 3.14 se muestra el modelo a implementarse en el ATPDraw de la estructura metálica de una de las torres de la línea de transmisión que llega a la subestación según la trayectoria esperada que sigue el rayo.



**Figura 3.14.** Modelo en ATPDraw de la estructura de una torre de transmisión  
**Fuente:** elaboración propia

Las características del modelo utilizado en el ATPDraw para la estructura de la torre de transmisión (la caja de diálogos se muestra en la Figura 3.15) está compuesta por una serie de impedancias características, cuyos parámetros de modelación se muestran a continuación [3]:

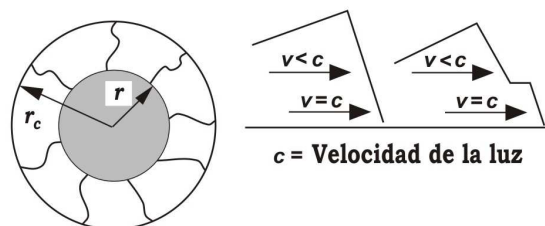
- Tipo: LINEZT\_1 (Distributed parameters, single phase)
- R/l (Ohm/m): Resistencia por unidad de longitud
- Z (Ohm): Impedancia característica
- V (m/s): Velocidad de propagación de onda
- Length (m): Longitud de la línea
- Se considera  $G=0$



**Figura 3.15.** Caja de diálogo de datos del modelo de impedancia  
**Fuente:** elaboración propia

### 3.2.3 Efecto Corona, Distorsión y Atenuación

Cuando la tensión en un conductor alcanza un valor crítico ( $v_c$ ) y el campo eléctrico alrededor de éste produce el rompimiento dieléctrico del aire, éste se ioniza alrededor del conductor. Como consecuencia, el efecto corona implica un aumento en la capacitancia de la línea debido a la ionización del aire alrededor del conductor, como se muestra en la Figura 3.16. Este efecto aparece tanto entre fase - tierra y entre fases, la mayor parte de los modelos para el efecto corona son de fase a tierra. Dado que este efecto tiende a reducir la inclinación de la sobretensión que se propaga; hay muchas propuestas sobre los métodos para simular efecto corona [6].



**Figura 3.16.** Efecto corona en la propagación de un impulso tipo rayo  
**Fuente:** elaboración propia

Se sabe que la corona tiene un efecto significativo sobre las sobretensiones asociadas a los rayos en líneas de transmisión. La labor llevada a cabo por Wagner, de la Cruz y Lloyd dio lugar a las siguientes conclusiones importantes acerca de los efectos corona:

- Para elevadas magnitudes de sobretensiones positivas, el efecto corona es independiente del tamaño del conductor y la geometría. Lo mismo se aplica para sobretensiones de polaridad negativa excepto por el tamaño del conductor.
- Las condiciones climáticas no tiene un impacto significativo sobre la distorsión corona.
- El factor de acoplamiento entre las fases aumenta con picos de tensión más pronunciados.
- El tiempo de cola de la onda de rayo no está influenciada por el efecto corona.

En el anexo C se describe brevemente el modelado que podría ser utilizado y es el más aceptable para dicho fenómenos según estándares internacionales.

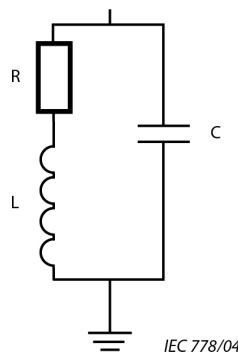
En resumen, un modelo del efecto corona está basado en el proceso microscópico del fenómeno, siendo complicado e impráctico considerarlo en el análisis de sobretensiones transitorias, más aún si no hay un tramo considerado de propagación para el impulso.

### 3.3 Modelado de Sistemas de Puesta a Tierra

El modelado del comportamiento dinámico de un sistema de puesta a tierra cuando circula a través de éste una corriente transitoria es muy complejo. Por consiguiente, es difícil representar con precisión la propagación de la onda a través de este sistema.

#### 3.3.1 Modelo Simplificado

El modelo simplificado representa al sistema de puesta a tierra mediante los parámetros eléctricos R, L y C; el inconveniente de este método es hallar de manera adecuada los valores de impedancia y capacitancia representativo de este sistema, por lo que varios autores pueden representar este mediante diferentes configuraciones, en la Figura 3.17 se presenta el modelo utilizado por la IEC.



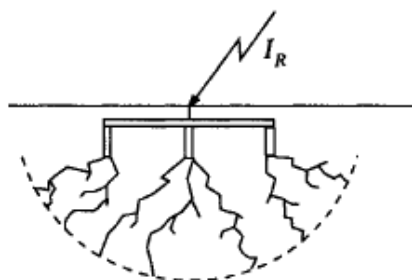
**Figura 3.17.** Modelo simplificado de una puesta a tierra  
**Fuente:** [10]

### 3.3.2 Modelo Ionizado

Este modelo de puesta a tierra se define para varillas de tierra o contrapesos dentro de unos 15 metros de la base de una torre. El mecanismo de la ionización es que altas magnitudes de la corriente del rayo, que fluyen a través de la resistencia del terreno, disminuyen la resistencia del terreno significativamente por debajo de los valores medidos. Aunque ésto ha sido conocido durante muchos años, no se podía proporcionar un método para estimar la resistencia de impulso, principalmente debido a la falta de datos y a la falta de un procedimiento de cálculo simplificado. Dentro del Grupo de Trabajo de CIGRE, Weck analizó los datos de medición de resistencia de impulso para llegar a un método simplificado. Para altas corrientes, representativas de un rayo, cuando el gradiente supera un gradiente crítico de  $E_0$ , la disrupción del suelo se produce; es decir, como la corriente aumenta, se genera vapor de la humedad del suelo que a su vez produce arcos. Dentro de las zonas de formación de arcos, la resistividad disminuye desde su valor original, hasta un valor límite que se aproxima a cero (se convierte en un conductor perfecto). Esta descomposición del suelo puede ser vista como el aumento del diámetro y la longitud de la varilla como se muestra en la Figura 3.19, que muestra el límite inicial o área. A medida que aumenta la ionización, la forma de la zona se vuelve más esférica, como se ilustra en la Figura 3.19, que muestra también el límite final o área. La Figura 3.18 ilustra que la distribución semiesférica se produce para múltiples electrodos de tierra.

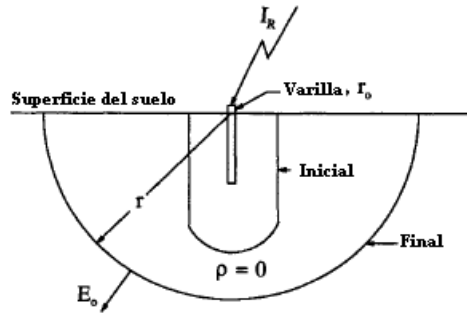
Asumiendo un electrodo semiesférico de radio  $r_0$  en la Figura 3.19, la descomposición de suelo comienza cuando el gradiente en la superficie del hemisferio exterior es superior al del  $E_0$  gradiente crítico del suelo. La resistencia en corriente continua es  $R_0$  y la resistividad del suelo es  $\rho$  (ohm-metros);  $E_0$  se aproxima a 400 kV/m. La corriente requerida para alcanzar este gradiente se denota como  $I_g$  y está determinada por la ecuación (3.12) [1]:

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \frac{\rho E_0}{R_0^2} \dots(3.12)$$



**Figura 3.18.** Multiconductores de tierra como una esfera

**Fuente:** [1]



**Figura 3.19.** Una alta corriente, la varilla se convierte en una semiesfera  
**Fuente:** [1]

Para corrientes superiores a  $I_g$ , la distribución de la tierra continúa y se expande, alcanzando un radio ( $r$ ). Dentro de esta área descrita por ( $r$ ), la resistividad del suelo se considera cero, siendo el suelo un conductor perfecto; esta disminución no es rápida hasta las zonas de formación de arco, aproximado de una semiesfera. La trama de la resistencia se muestra en la Figura 3.20, cuando éste se produce en configuraciones de puesta a tierra de mayor dimensionamiento o un conjunto de varillas, una semiesfera se produce a una corriente  $I_g$ . Así, la resistencia bajo altas corrientes es simplemente la resistencia de una semiesfera de radio ( $r$ ). Por lo tanto, la resistencia se vuelve  $R_i$  y se expresa:

$$R_i = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I_R}{I_g}}} \quad \dots(3.13)$$

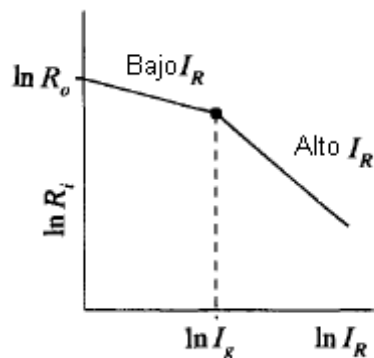
Donde:

$R_i$ : Valor de la resistencia dinámica

$R_0$ : Resistencia a corriente continua

$I_g$ : Corriente de dispersión máxima

$I_R$ : Corriente que atraviesa la puesta a tierra



**Figura 3.20.** Resistencia al impulso de un conjunto de varillas  
**Fuente:** [1]

### 3.3.3 Modelo de Parámetros Distribuidos y Contrapesos

Este modelo representa cada segmento de la red de aterramiento como un segmento de propagación en base a las características dinámicas de los parámetros eléctricos R, L y C, principalmente se utiliza para modelar contrapesos.

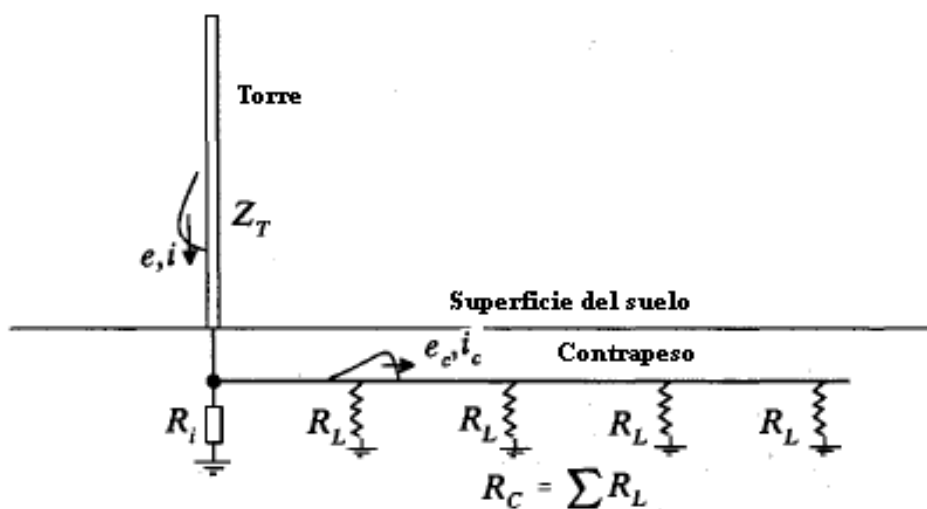
Los contrapesos son conductores horizontales enterrados en la tierra a una profundidad de aproximadamente 1 metro y conectados a la base de la torre. Se creía que los contrapesos eran eficaces debido a su acoplamiento capacitivo con los conductores de fase. Sin embargo, se encontró que este acoplamiento sólo es efectivo para un intervalo de 3% a 10% de la longitud del contrapeso.

En la Figura 3.21 se ilustra el fenómeno; las ondas de tensión y corriente que bajan de la torre viajan e inciden sobre una combinación de la tierra concentrada y los contrapesos, lo que resulta en las ondas de corriente  $i_c$  y tensión  $e_c$ , éstas viajan a lo largo de los contrapesos a aproximadamente 1/3 la velocidad de la luz. Estas ondas de corriente y tensión se reflejan y disipan a través de la resistencia a las fugas a lo largo de los contrapesos y por lo tanto con un retardo de tiempo disminuyen la resistencia de puesta a tierra total de la torre.

Las ecuaciones de este circuito son similares a las ecuaciones de una línea con parámetros distribuidos y se puede expresar como sigue [6]:

$$L = \frac{\partial V(x,s)}{\partial x} = -sLI(x,s) \quad \dots(3.14)$$

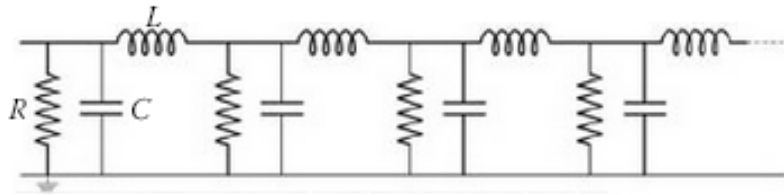
$$\frac{\partial I(x,s)}{\partial x} = -(G + sC)V(x,s) \quad (G = 1/R) \quad \dots(3.15)$$



**Figura 3.21.** Las ondas de tensión y de corriente viajan por el contrapeso y decrecen a medida que se propaga la onda en función del tiempo

Fuente: [1]

E.D. Sunde representa estos componentes por un circuito equivalente para un contrapeso único como se muestra en la Figura 3.22.



**Figura 3.22.** Circuito equivalente de un contrapeso  
Fuente: elaboración propia

Se tiene en cuenta la ionización del suelo, una resistencia no lineal podría ser incluida. Sin embargo, la ionización del suelo no es instantánea y la resistividad del suelo disminuye con una constante de tiempo de aproximadamente  $2 \mu\text{s}$ , este valor es bastante grande en comparación con los tiempos de frente de onda asociadas con las descargas atmosféricas, por ejemplo. Por otra parte, si se produce la ionización del suelo, siempre se produce una reducción de la elevación del potencial de tierra. Por lo tanto, hacer caso omiso de este fenómeno siempre da resultados conservadores. El análisis siguiente considera solamente un circuito equivalente con parámetros constantes y lineales.

Las expresiones para el cálculo de R, L y C en la longitud por unidad, para conductores horizontales son [6]:

$$R = G^{-1} = \frac{\rho}{\pi \ell} * \left[ \text{Ln} \left( \frac{2\ell}{\alpha} \right) - 1 \right], \quad C = \pi \epsilon \ell * \left[ \text{Ln} \left( \frac{2\ell}{\alpha} \right) - 1 \right]^{-1}, \quad L = \frac{\mu_0 \ell}{2\pi} * \left[ \text{Ln} \left( \frac{2\ell}{\alpha} \right) - 1 \right],$$

$$\alpha = \sqrt{2 * a * h} \quad (\ell \gg a, \quad \ell \gg d) \quad \dots(3.16)$$

Donde:

- $\ell$  es la longitud del conductor, en m
- a es el radio del conductor, en m
- d es la profundidad de enterramiento, en m
- $\rho$  es la resistividad del suelo (se supone que sea homogéneo) en  $\Omega\text{-m}$
- $\mu_0$  es la permitividad de vacío ( $4\pi \times 10^{-7} \text{ H / m}$ )
- $\epsilon$  es la permitividad del suelo (valor típico:  $\epsilon = 10\epsilon_0$ , con  $\epsilon_0 = 8,85 \times 10^{-12} \text{ F/m}$ )

Se debe tener en cuenta que los cálculos de los parámetros anteriores se dan en unidad de longitud que depende de las características del contrapeso. Aunque diferentes autores divergen en la determinación de estos valores de R, L y C, las discrepancias

permanecen generalmente respecto a las aproximaciones debidas a variaciones de resistividad del suelo o de la falta de homogeneidad del suelo.

### 3.3.4 Modelo de Puesta a Tierra de una Subestación Eléctrica

En los sistemas de puesta a tierra de las subestaciones eléctricas debido a que tienen una gran extensión, el fenómeno de ionización se produce de manera muy local y es probable que se produzca un efecto muy limitado. El modelo simplificado presentado anteriormente en la sección 3.3.1 es generalmente el más adecuado, considerando simplemente el efecto de la resistencia [1].

En resumen, se debe tener en cuenta que los valores típicos de un sistema de puesta a tierra para líneas de transmisión se encuentra comprendido entre 10 ohm y 100 ohm, y la resistencia de tierra representativa dentro de las subestaciones está generalmente entre 0,1 a 1 ohms.

Por lo tanto, el modelo para el sistema de puesta a tierra será representado por una resistencia para el caso de una subestación eléctrica, para modelar el contrapeso se utilizará impedancias y para modelar la característica ionizante de la puesta a tierra se utilizará el modelo del ATPDraw de la resistencia no lineal dependiente de la corriente ( $I_g$ ), representado en la Figura 3.23.



**Figura 3.23.** Modelo de resistencia no lineal graficado en el ATPDraw

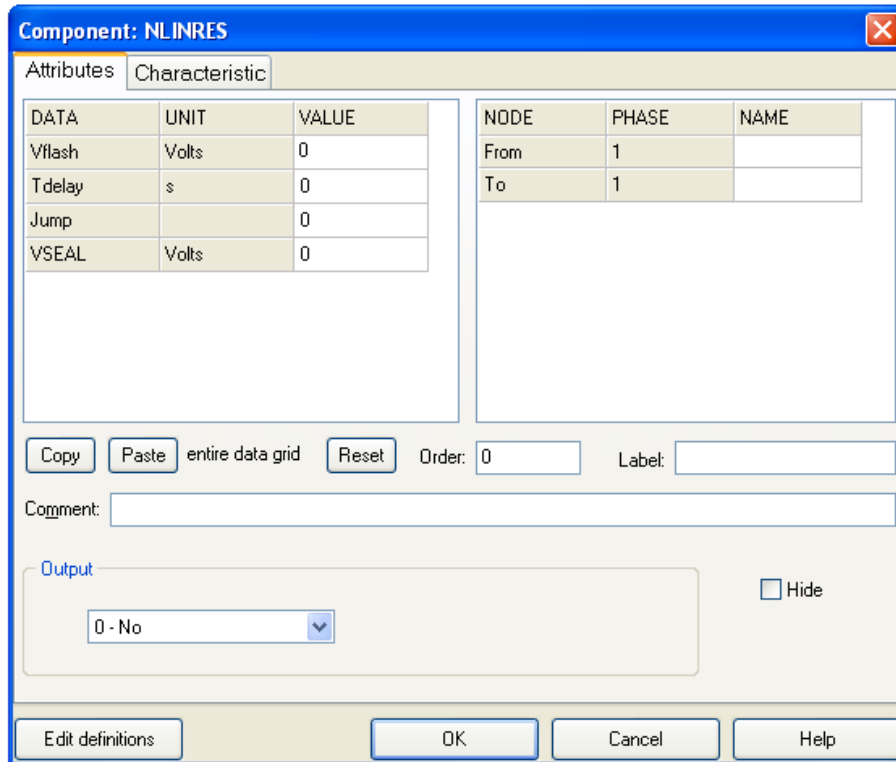
**Fuente:** elaboración propia

En las figuras 3.24 y 3.25 se muestran las ventanas de ingreso de datos de las características del modelo tipo 99 con los que se representa un pararrayos implementado en el ATPDraw y que se describen a continuación [3]:

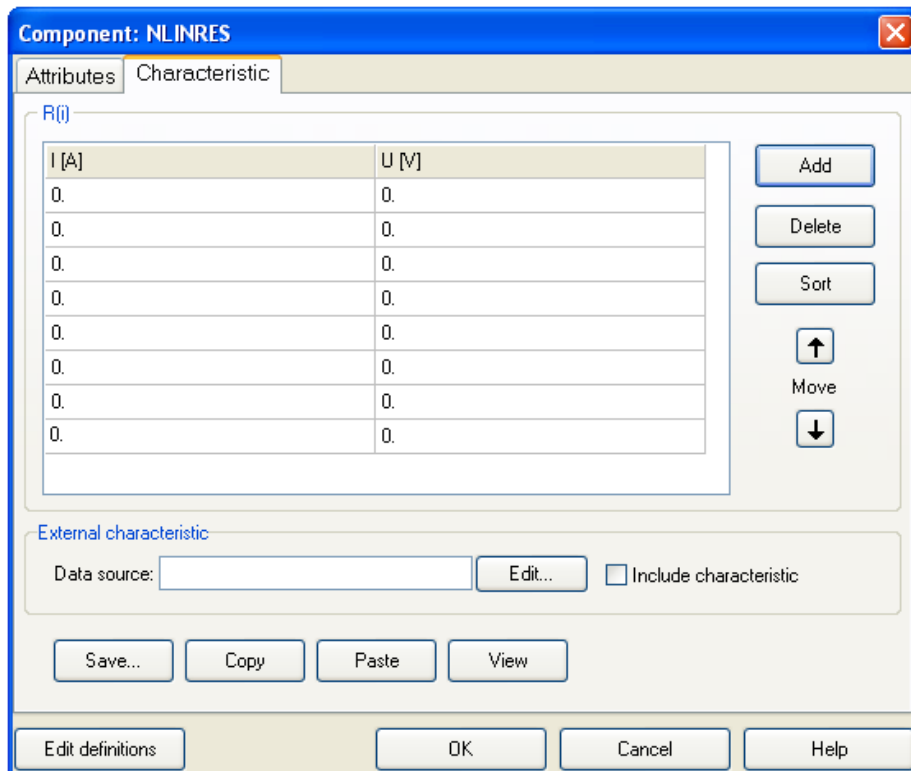
- Tipo: No lineal dependiente de la corriente
- VFlash: Tensión de arco del espaciamento conectado en serie
- Tdelay: El tiempo mínimo de producción de arco
- Jump: Comienza el cálculo por saltos de segmentos numéricos
- VSEAL: Apertura del arco por debajo de la curva de tensión

El modelo depende de la curva característica del comportamiento no lineal expresado por la ecuación que describe la corriente  $I_g$ , esta curva es expresada según el valor de la puesta a tierra y la corriente impulso que fluye a través de la tierra, el cuadro de entrada de estos valores se expresa en la Figura 3.25.





**Figura 3.24.** Ventana de datos de entrada del pararrayos  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura 3.25.** Ventana de datos de la curva no lineal del pararrayos  
**Fuente:** elaboración propia

### **3.4 Modelado de Cadena de Aisladores**

#### **3.4.1 Descripción de la Disrupción con Onda de Impulso**

El comportamiento de los aisladores en el aire depende de varios factores, tales como el tipo de polaridad y la tensión aplicada, la distribución del campo eléctrico, la longitud de separación, y las condiciones atmosféricas. La ruptura dieléctrica de un gas se caracteriza por la formación de cargas libres debido a la ionización de moléculas por colisión con electrones libres acelerados por el campo eléctrico. Este fenómeno se desarrolla en fases sucesivas, que se describen a continuación:

- a) La primera fase es de inicio de corona; que se desarrolla en la región de alto campo eléctrico en la proximidad de los electrodos, origina descargas súbitas en forma de filamentos, que se, propagan sólo por una parte de la brecha de separación.
- b) La segunda fase es la fase de líder, caracterizada por la formación y la elongación de un canal, que se propaga con el desarrollo de la corona en forma de punta. Dependiendo del valor y la forma de la tensión aplicada, y la longitud de separación, el líder alcanzará el electrodo opuesto.
- c) Una vez que las descargas filamentosarias líderes de corona han alcanzado el punto opuesto, la tercera fase se desarrolla; el canal líder se alarga y aumenta la velocidad de reducción de brecha eléctrica, en este punto el canal es ionizado y la brecha está en cortocircuito.

En la primera fase, el líder depende fuertemente de la polaridad de la tensión aplicada, en casi todas las geometrías, la tensión de disrupción mínima disminuye con la longitud de separación y depende de la forma de impulso incidente.

En el caso de los impulsos de rayos, debido a la rápida disminución de la tensión aplicada durante la cola, el líder no puede desarrollarse como en el caso de los impulsos de maniobra; debido a la alta tasa de aumento de la tensión en el frente de onda, las primeras coronas son casi inmediatamente seguidas por una sucesión de descargas filamentosarias dirigidas hacia el otro extremo, antes de que un líder tenga tiempo para desarrollarse significativamente, los filamentos alcanzan el electrodo opuesto, causando una condición de disrupción dieléctrica.

#### **3.4.2 Modelo Propuesto**

La cadena de aisladores puede ser representada por interruptores controlados por tensión, con condensadores conectados entre las respectivas fases y la torre. Donde los condensadores simulan los efectos de acoplamiento de los conductores a la estructura de la torre.

Los valores típicos de capacitancia para aisladores de suspensión son del orden de 10-50 pF aproximadamente. Los valores de capacitancia mencionados se obtuvieron en pruebas y fueron corroborados por resultados de simulación por computadora. Los valores de capacitancia para dieléctricos no cerámicos son de un orden de magnitud menor (aproximadamente 50%) comparados con aisladores de cerámicos.

También, el mecanismo del contorno inverso en aisladores puede ser representado por curvas de tensión-tiempo. Las características de los aisladores pueden ser representadas en función de la longitud del aislador o el CFO. La tensión de descarga disruptiva del aislamiento eléctrico puede ser calculada mediante la ecuación (3.17), durante la simulación se compara con la tensión real en bornes del aislante. Si la tensión aislante supera esta tensión, una descarga disruptiva se produce a través del aislador. El tiempo de frente de la formación de arcos puede ser muy empinadas, (alrededor de 20 ns) y está determinado por la física del rompimiento dieléctrico del aire. Para un análisis simplificado, no es necesario un modelo detallado para la formación de arcos y un conmutador ideal será una representación adecuada [8].

$$V_{v-t} = K_1 + \frac{K_2}{t^{0.75}} \quad \dots(3.17)$$

Donde:

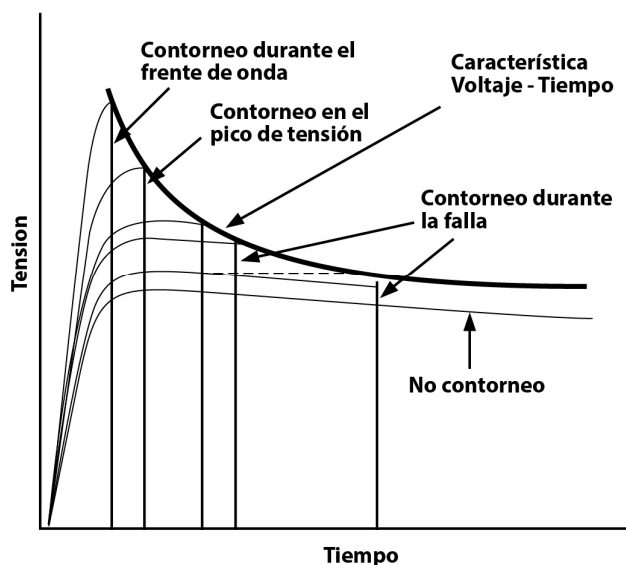
Vv-t: Tensión de contorno inverso, kV

K1 = 400L

K2 = 710L

L= Longitud del aislador en metros

t = Tiempo transcurrido luego de rayo



**Figura 3.26.** Característica de tensión-tiempo de un aislamiento  
**Fuente:** elaboración propia

La característica de la curva tensión-tiempo de los espacios de aire y cadenas de aisladores han sido de interés para muchos investigadores y se ha informado de un gran volumen de trabajo experimental. El problema, sin embargo, es que el conocimiento del rendimiento de aislamiento bajo la tensión del impulso estándar no es suficiente para predecir el rendimiento del aislamiento expuesto a cualquier impulso rayo no estándar. Además, es incorrecto suponer que el contorneo inverso se producirá cuando una onda de tensión sólo supera la curva tensión-tiempo en cualquier momento. Los experimentos sólo son adecuados para relacionar el pico de la tensión de impulso estándar para el tiempo de descarga disruptiva. Con el fin de obtener resultados correctos en todo momento hasta el contorneo inverso, serían necesarias otras modificaciones a la curva tensión-tiempo [1].

En el programa ATPDraw, es necesaria la representación exacta de la separación en aire (de las cadenas de aisladores y distancia entre electrodos, sin perjuicio de distribución a los impulsos de rayos estándar y no estándar) para los estudios de sobretensiones transitorias. Dos alternativas son posibles para superar las deficiencias de la curva tensión-tiempo. La primera es para producir experimentalmente características de contorneo para impulsos de todos los tipos y formas que pueden ocurrir. El segundo es desarrollar un procedimiento analítico para predecir el rendimiento del aislamiento como una función de la forma de onda de impulso de tensión, el tiempo hasta la producción del arco, la configuración del espacio y otros. La primera alternativa es casi imposible, simplemente porque las sobretensiones de origen atmosférico pueden ser demasiado grandes para su reproducción en laboratorio por los generadores disponibles. Por lo tanto, la segunda alternativa parece ser más atractiva, especialmente si los modelos de tipo ATP desarrollados pueden ser validados.

En el ATPDraw, las características tensión-tiempo se modelan usando unos sistemas de control de rutina (TAC). Esto incluye un interruptor controlado por tensión (conectado en paralelo con un capacitor) que se cierra automáticamente cuando la sobretensión supera la tensión de ionización del aislamiento eléctrico, calculado a partir de la curva de tensión-tiempo, simulando un contorneo inverso también llamado "backflashover". El tiempo de puesta en marcha (es decir, el tiempo cero) para las características tensión-tiempo debe estar sincronizado con el momento en que rayo golpea el cable de guarda o la parte superior de la torre.

Los métodos principales para representar un aislador son los que se nombran a continuación:

### 3.4.2.1 Método de Integración

Diversos enfoques se han propuesto para evaluar el sostenimiento dieléctrico del aislamiento bajo sobretensiones eléctricas; los enfoques se pueden agrupar en dos categorías principales; el primero es el método de integración que emplea el criterio de igual área para determinar el tiempo de ruptura, el principio básico es integrar la diferencia entre la tensión aplicada y una tensión constante en el tiempo, se supone que tiene lugar cuando la integral llegue a un valor fijo en función de la configuración del espacio y la polaridad de la tensión, como se ve en la ecuación (3.2). Este enfoque permite tener en cuenta la forma de la onda de tensión aplicada en cualquier forma.

$$DI = ty \int_{t_0}^{t_d} (U(t) - U')^k dt \quad \dots(3.17)$$

Los valores DI, U' y k (en la mayoría de los casos k es diferente de la unidad) necesitan adaptarse al impulso estándar de la siguiente manera: Tres puntos de la curva tensión-tiempo tienen que ser conocidos, a continuación, los parámetros de DI, U' y k se determinan mediante la resolución de un sistema no lineal de tres ecuaciones con tres incógnitas, donde la tensión de referencia U' corresponde aproximadamente a la tensión de sostenimiento dieléctrica de un espacio de aire sometido a un impulso rayo estándar de polaridad positiva.

El modelo en ATP basado en este método tiene algunas limitaciones. Debido que para largos tramos (2m o más) los parámetros DI, U' y k no se pueden determinar por el algoritmo para resolver el sistema de ecuaciones. Por lo tanto, el modelo es adecuado sólo para tramos cortos. Por otra parte, diversos estudios muestran que la ecuación (3.4) sólo es válida para condiciones limitadas.

### 3.4.2.2 Método Físico

Se clasifica como un enfoque físico, es el método de desarrollo de líderes, que presta especial atención a los parámetros de degradación y aspectos físicos relacionados con el mecanismo de la disrupción; está basado parcialmente en resultados experimentales.

Al resolver un conjunto de ecuaciones diferenciales que presenta el desarrollo del líder se calcula la curva característica tensión-tiempo, obtenido de un proceso numérico que desde el punto de vista físico puede ser descrito a continuación: Cuando el impulso aplicado alcanza una cierta magnitud, se desarrollan destellos a partir de un extremo en el espacio vacío, una vez que cruzan la separación de aislamiento, las ondas ionizantes se propagan a lo largo del canal del destello hasta que llegan a la zona conductora relativamente cerca del electrodo, en ese momento el líder comienza a desarrollarse y

progresivamente tiende un puente. Cuando la separación se cierra por el líder y la tensión aplicada es todavía lo suficientemente alta, las intensas ondas ionizantes desarrollan finalmente un arco eléctrico.

En el algoritmo numérico, primero se formula empíricamente la velocidad del líder (en función de la tensión aplicada en bornes del aislador), la longitud de líder, la longitud de separación, la geometría de la brecha y la intensidad de campo eléctrico; con dos factores que contribuyen, es decir, el núcleo líder y la nube de corona. Entonces esta ecuación se combina con ecuaciones circuitales determinando condiciones experimentales y resolviéndose numéricamente, como se describe a continuación.

Se tiene que el tiempo de ruptura está expresado como:

$$t_c = t_i + t_s + t_1 \quad \dots(3.18)$$

Donde:

$t_i$  = Tiempo de inicio de corona (que se supone cero)

$t_s$  = Tiempo de propagación de destello

$t_1$  = Tiempo de propagación del líder

Para  $t_s$ :

$$\frac{1}{t_s} = 1.25 \left( \frac{E}{CFO} \right) - 0.95 \quad \dots(3.19)$$

Donde:

E: Máximo gradiente de tensión antes del arco eléctrico (kV/m)

CFO: Critical Flash Over (kV/m)

Para  $t_1$ :

$$\frac{dL}{dt} = KV(t) \left[ \frac{V(t)}{g - L} - E_o \right] \quad \dots(3.20)$$

Donde:

V(t): Tensión a través del aislamiento eléctrico

L: Longitud de descarga

g: Longitud de separación del aislamiento

**Tabla 3.1** Valores del factor K  
Fuente: [1]

Configuración	Polaridad	$K \left[ \frac{m^2}{kV^2 \text{ sec}} \right]$	$E_o \left[ \frac{kV}{m} \right]$
Brecha de aire, Aislador tipo poste	Positiva	0,8	600
	Negativa	1	670
Aislador tipo Cap y Pin	Positiva	1,2	520
	Negativa	1,3	600

Utilizando la ecuación diferencial (3.20), la longitud del líder puede ser resuelta como una función del tiempo. El desglose se produce cuando la longitud "L" del líder es igual a la longitud de separación "g" y el tiempo correspondiente especifica la  $T_L$ .

Este método puede producir la curva característica tensión-tiempo de una separación con cualquier forma de onda de impulso en un tiempo extremadamente corto (por ejemplo, menos de un microsegundo del tiempo de frente de onda) a una longitud de separación de hasta 7m. Se ha corroborado, que los cálculos de la formación de líderes y las características de degradación de tiempo-tensión que se llevarán a cabo son idénticos a los resultados experimentales obtenidos por investigadores [8].

En resumen el modelo más recomendable es el modelo físico, bajo este modelo se puede caracterizar principalmente bajo dos tipos de impulsos:

### Bajo un impulso estándar

Las curvas tensión-tiempo varían significativamente con la forma geométrica de la separación entre bornes de los sistemas a aislar eléctricamente. A medida que la separación eléctrica se asemeja a un campo eléctrico uniforme, la curva tensión-tiempo se vuelve menos pronunciada. La siguiente ecuación se aproxima a la curva de tensión con un tiempo alrededor de dos a once microsegundos [6]:

$$V_{b-t} = \left( 0.58 + \frac{1.39}{\sqrt{t}} \right) \text{CFO} \quad \dots(3.21)$$

Donde:

$V_{b-t}$ : Es la tensión pico de disrupción

t: Es el tiempo de contorno inverso

### Bajo un impulso no estándar

Los resultados experimentales muestran que  $V_{b-t}$  aumenta cuando disminuye la duración de cola. Si la tensión aumenta de modo que la disrupción se lleva a cabo

alrededor de la cresta, las diferentes formas de impulso tienden a ser menos significativas y convergen todas las curvas; menores diferencias pueden deberse a la interacción del circuito y modificaciones ligeras asociadas a los parámetros del frente de onda. Debido a la variedad de impulsos y configuraciones de aislamiento, los resultados disponibles no se pueden generalizar, sin embargo una buena aproximación se da en la siguiente ecuación [6]:

$$CFO_{NS} = \left( 0.977 + \frac{2.82}{t_h} \right) CFO_S \quad \dots(3.22)$$

Donde:

$CFO_S$ : El CFO estándar para una onda de impulso 1.2/50  $\mu s$ .

$CFO_{NS}$ : CFO no estándar para un tiempo de cola  $t_h$  en microsegundos.

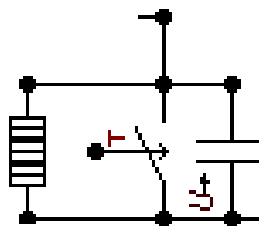
### 3.4.3 Modelo Propuesto en el ATP

Se utilizó para modelar la cadena de aisladores el modelo en ATP "TACSSWIT - Simple TACS-controlled TYPE 13 switch" [3], que básicamente consiste en un interruptor que cierra al mandar una señal de control, para nuestra aplicación esta tensión es dada por la curva tensión-tiempo de disrupción de los aisladores característica de la cadena de aisladores. Esta respuesta del aislamiento es presentada por la ecuación 3.23, se simula utilizando la opción de los TACS disponibles en el ATPDraw que permite implementar formulas matemáticas y bloques de control, como se muestra en la Figura 3.28.

La ecuación a implementar se muestra a continuación:

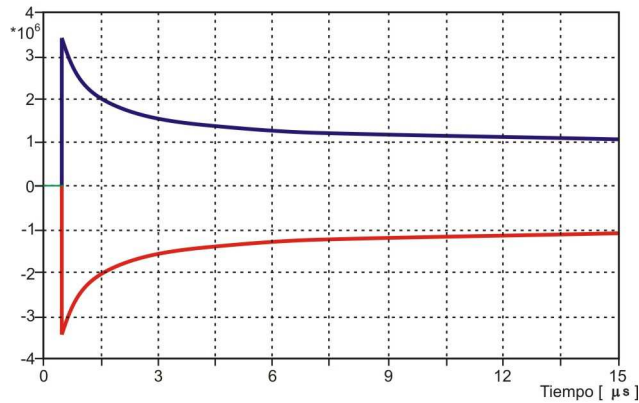
$$V_{b-t} = \left( 0.58 + \frac{1.39}{(t*10^6)^{0.5}} \right) * CFO * 10^3 \quad \dots(3.23)$$

Para controlar el hecho que para valores iniciales muy pequeños el valor de la tensión de contorno tiende al infinito, se puede multiplicar el valor de la tensión de contorno por una señal de desplazamiento de tiempo.



**Figura 3.27.** Modelo de cadena de aisladores graficado en el ATPDraw  
**Fuente:** elaboración propia





**Figura 3.28.** Implementación de la función contorno inverso en el tiempo  
**Fuente:** elaboración propia

La tensión de disrupción de los aisladores toma la tensión resistente al impulso del rayo, pero hay que tener en consideración que se deben aplicar los factores de corrección por las condiciones del sitio.

### 3.5 Modelado del Pararrayos

La característica no lineal V-I de un pararrayos (ZnO) está dada por [1]:

$$I = kV^\alpha \quad \dots(3.24)$$

El parámetro  $k$  depende de las dimensiones de los bloques de ZnO, mientras  $\alpha$ , describe la característica no lineal que depende del material de los varistores (para bloques de ZnO es mayor a 30).

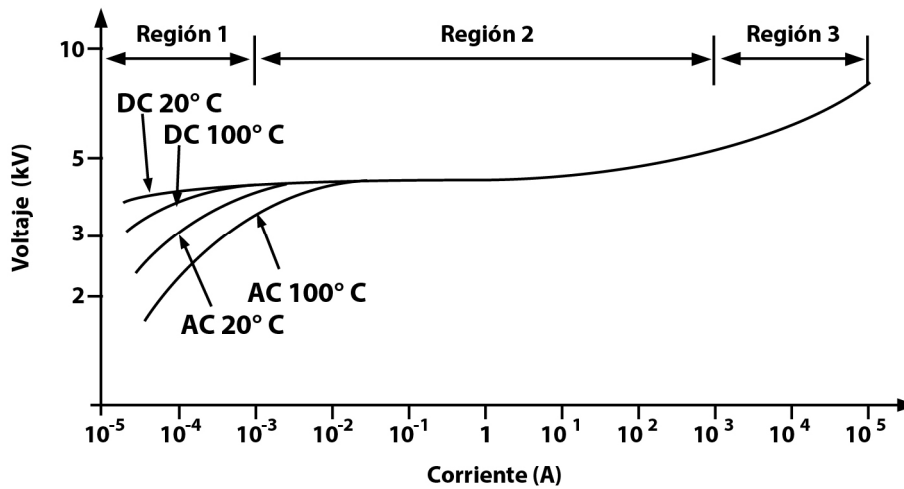
La característica V-I del pararrayos de óxido metálico puede ser dividida en tres regiones como se muestra en la Figura 3.29.

- a) En la región 1,  $I$  es menor a 1 mA y tiene un comportamiento similar al aislador.
- b) En la región 2,  $I$  está entre 1mA y alrededor de 1000 o 2000A y tiene una corriente predominantemente resistiva.
- c) En la región 3,  $I$  está entre 1kA y 100kA. Para valores de corrientes muy altos, la característica se aproxima a una relación lineal con la tensión, el varistor MO se convierte en una resistencia pura.

El coeficiente  $\alpha$  es variable para el varistor, alcanza un valor máximo de 50 en la primera región y decrece alrededor de 7-10 en la tercera región.

La característica V-I del pararrayos depende de la forma del impulso de corriente que lo atraviesa; por ejemplo, una onda rápida con un valor de amplitud grande resulta en un pico mayor de tensión. En la Tabla en 3.2 se muestra de manera general las consideraciones del modelado de un pararrayos según el CIGRE. Comúnmente se usa

un modelo de acuerdo con los casos a analizar. Sin embargo, una inductancia de alrededor  $1\mu\text{H}/\text{m}$  para el conductor a tierra debe ser incluido para el modelo de altas frecuencias.



**Figura 3.29.** Característica típica de un pararrayos  
Fuente: elaboración propia

**Tabla 3.2** Representación de pararrayos de óxido metálico  
Fuente. [1]

Características del Modelo	Transitorio de Baja Frecuencia	Transitorio de Frente Lento	Transitorio de Frente Rapido	Transitorio de Frente Muy Rapido
Dependiente de la Temperatura	Importante	Despreciado	Despreciado	Despreciado
Característica V-I				
Dependiente de la Frecuencia	Despreciado	Despreciado	Importante	Muy Importante
Característica V-I				
Inductancia del Bloque MOV	Despreciado	Despreciado	Importante	Muy Importante
Inductancia del conductor a tierra	Despreciado	Despreciado	Importante	Muy Importante

### 3.5.1 Modelos para Transitorios Rápidos

El comportamiento dinámico del pararrayos fue descrito en los años 70s. Desde entonces una serie de modelos han sido desarrollados [6].

Los modelos actuales de pararrayos no incorporan el tiempo ni la dependencia de la frecuencia. Actualmente, el comportamiento de los pararrayos son medidos físicamente en laboratorio, y el pico de tensión del pararrayos, puede ocurrir antes del pico de corriente. Para un pico de corriente dado, un pico de tensión en el pararrayos se incrementa cuando el frente de onda es reducido; sin embargo, este incremento es

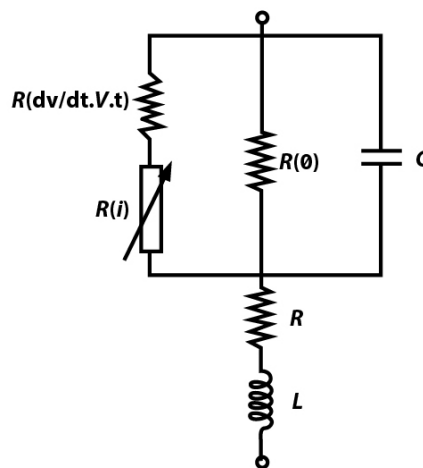
proporcional a la magnitud de la corriente. Hay que tener en cuenta que los fenómenos transitorios de frente rápido hacen aparecer un efecto inductivo.

Alguno de los mejores modelos durante los últimos años para simular el comportamiento de un pararrayos para transitorios rápidos son presentados a continuación:

### 3.5.1.1 Modelo CIGRE

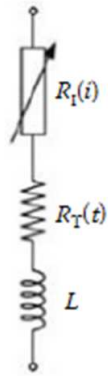
El circuito eléctrico equivalente para el pararrayos incluye posibles retardos de tiempo para el mecanismo de conducción, efectos térmicos, capacitancias formadas en paralelo/serie según conexiones, e inductancia de los elementos del varistor, determinado por la forma de onda de corriente que atraviesa el pararrayos [6].

Las pruebas realizadas para frente de onda rápida (descargas atmosféricas) muestran valores de descarga para una tensión dada y el pico de corriente asociado; para describir el comportamiento dinámico del pararrayos, se necesita de un circuito equivalente como se muestra en la Figura 3.30. Donde la corriente depende de la resistencia  $R(i)$ , la resistencia de encendido  $R(dv/dt, V, t)$ , y la resistencia dependiente de la temperatura  $R(\theta)$ , todos ellos representan el comportamiento para frecuencias bajas. El elemento  $R$  y  $L$  representan los bloques de ZnO.



**Figura 3.30.** Circuito equivalente de un pararrayos según CIGRE  
Fuente: [6]

El modelo puede ser simplificado depreciando  $R(\theta)$  y la capacitancia  $C$ , y  $R(dv/dt, V, t)$  con  $R(i)$  pueden combinarse para ser representada por una sola resistencia  $R(I)$  del pararrayos. El circuito equivalente reducido, la resistencia de encendido ( $R_T$ ) y la inductancia se muestran en la Figura 3.31.

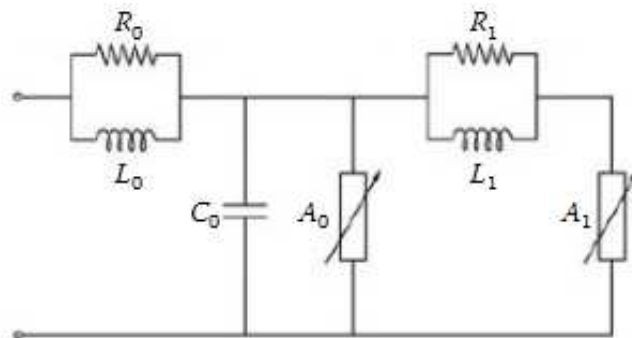


**Figura 3.31.** Modelo de pararrayos para impulsos de frente rápido  
**Fuente:** [6]

La resistencia  $R(i)$  puede ser determinada de la característica de la tensión-corriente dados por fabricante para una onda de  $8/20 \mu s$ . El valor de  $R_T$  puede ser considerado dentro de la aproximación de la resistencia no lineal y el elemento  $L$  puede ser expresado por una inductancia ideal ( $L$ ) con una características de  $1 \mu H$  por longitud del pararrayos (en metros).

### 3.5.1.2 Modelo IEEE

El modelo IEEE se caracteriza por tener dos comportamientos no lineales, este modelo fue propuesto por D.W. Durbak; el circuito equivalente se presenta en la Figura 3.32. Donde: “ $d$ ” es la altura del pararrayos (en m) y “ $n$ ” es el número de columnas paralelas de discos de óxido metálico [6].



**Figura 3.32.** Circuito equivalente de un pararrayos según IEEE  
**Fuente:** [6]

$$\begin{aligned}
 L_1 &= 15 \frac{d}{n} & R_1 &= 65 \frac{d}{n} & C &= 100 \frac{n}{d} \\
 L_0 &= 0.2 \frac{d}{n} & R_0 &= 100 \frac{d}{n} & &
 \end{aligned}
 \quad \dots(3.25)$$

La curva no lineal tensión-corriente de  $A_0$  y  $A_1$  son estimadas en la Tabla 3.3:

**Tabla 3.3** Valores de  $A_0$  y  $A_1$

**Fuente:** [6]

Corriente kA	Voltaje por unidad de 10 kA, 8/20 $\mu$ s para $A_0$	Voltaje por unidad de 10 kA, 8/20 $\mu$ s para $A_1$
0.01	0.875	—
0.1	0.963	0.769
1	1.050	0.850
2	1.088	0.894
4	1.125	0.925
6	1.138	0.938
8	1.169	0.956
10	1.188	0.969
12	1.206	0.975
14	1.231	0.988
16	1.250	0.994
18	1.281	1.000
20	1.313	1.006

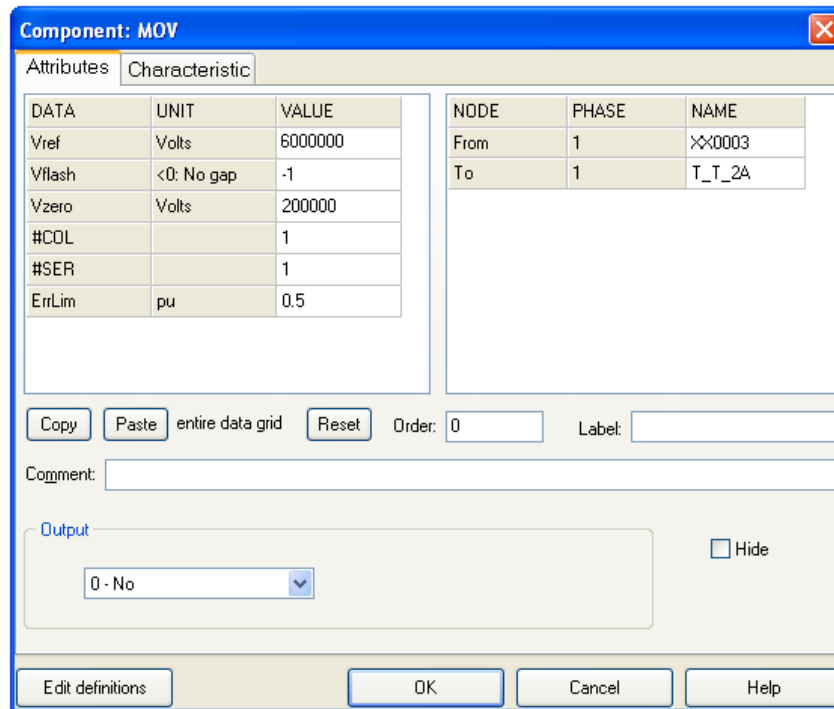
Este modelo es el más preciso; sin embargo, para poder hacer un correcto modelado la determinación de los parámetros  $L_0$ ,  $R_0$ ,  $L_1$ ,  $R_1$  y  $C$  mediante las fórmulas anteriores son aproximaciones, que deben ser determinadas mediante una serie de pruebas, no se utilizará en el presente trabajo debido a lo mencionado.

### 3.5.2 Modelo Propuesto en el ATP

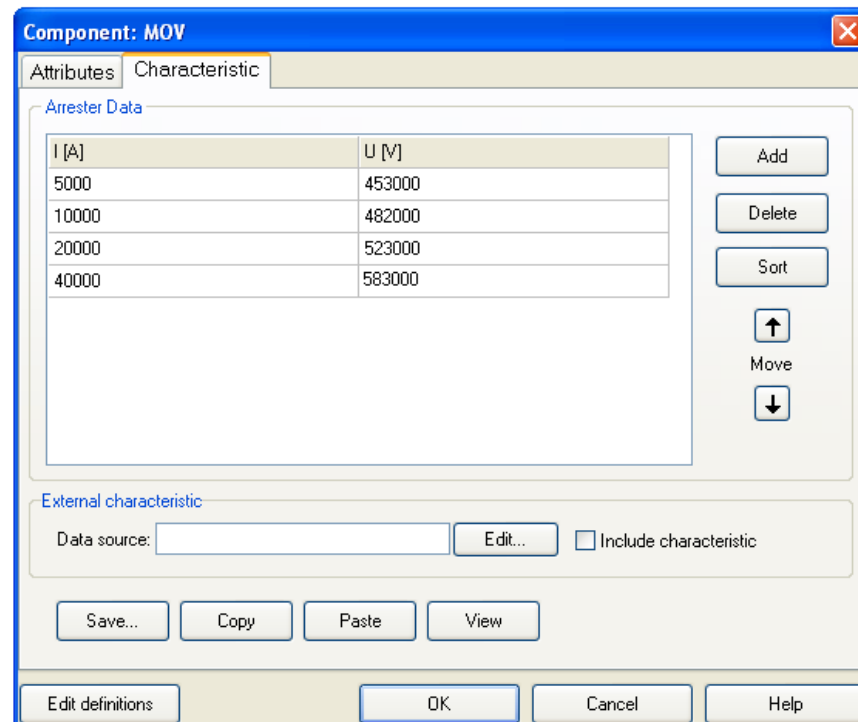
El modelo más apropiado y aceptado para simulaciones es el de la CIGRE y es el que se utilizará en el presente trabajo debido a su simplicidad y poco requerimiento computacional. Se utilizará el modelo MOV tipo 92 (modelo exponencial dependiente de la corriente) que aproxima la curva tensión-corriente característica de cada pararrayos que será utilizada para representar el elemento no lineal, para la inductancia y la capacitancia se utiliza los modelos disponibles en el ATPDraw [3].

En las figuras 3.33 y 3.34 se muestran las ventanas de entrada de las características del modelo tipo 92, implementado en el ATPDraw, cuyos parámetros son:

- $V_{ref}$ : Tensión de referencia en [V] (Normalmente se coloca la tensión nominal).
- $V_{flash}$ : Valor negativo cuando no hay un espaciamento.
- $V_{zero}$ : Tensión inicial, para nuestro análisis es 0V.
- COL: Número de columnas de pararrayos (normalmente 1).
- SER: Número de bloques en serie en cada rama (normalmente 1).
- ErrLim: Tolerancia de error (normalmente 0.05pu.)

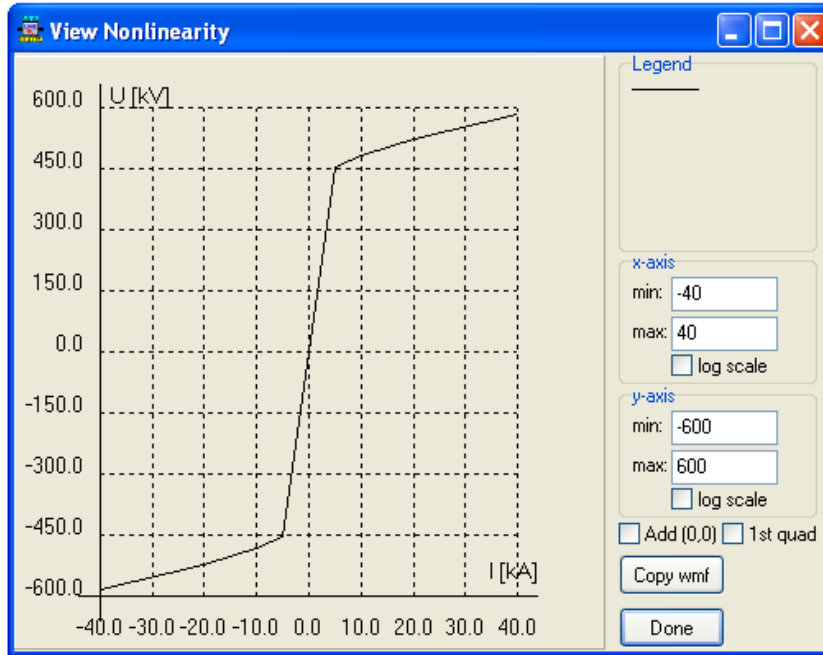


**Figura 3.33.** Ventana de datos de entrada del pararrayos  
**Fuente:** elaboración propia

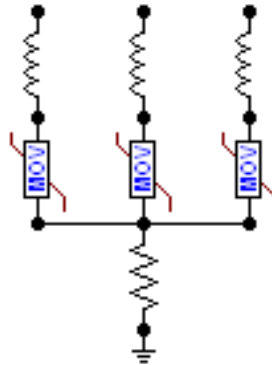


**Figura 3.34.** Ventana de datos de la curva no lineal  
**Fuente:** elaboración propia

El ATPDraw dispone una ventana que puede mostrar la curva del pararrayos como se muestra en la Figura 3.35.



**Figura 3.35.** Vista de la curva no lineal del pararrayos en el ATPDraw  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura 3.36.** Modelo de pararrayos modelado en el ATPDraw  
**Fuente:** elaboración propia

A continuación se muestra la Tabla 3.4 donde se muestran los valores característicos de los pararrayos.

Se debe tener en cuenta un factor de corrección debido a que la curva característica está dada para un impulso rayo de 8/20  $\mu$ s, mientras que las ondas que realmente inciden en el pararrayos serán de un menor tiempo de frente, el factor de corrección será de 1.1 y deberá multiplicarse a las tensiones residuales. No se considera la determinación de la energía que puede disipar el pararrayos ya que este puede disipar la energía producida por un rayo (para estudios de capacidad de disipación de energía del pararrayos se utiliza estudios de transitorios de maniobra).

**Tabla 3.4** Valores característicos de los pararrayos  
Fuente: [1]

Valor Nominal $U_r$ (kV, rms)	MCOV Nominal $U_c$ (kV, rms)	Paso de corriente Tensión Residual (kV) Pico	Tensión Residual a Corriente Impulso (kV Crest) 8/20 $\mu$ s Onda de corriente						Tensión Residual a Impulso de Maniobra (kV Crest) 30/60 Corriente rayo	
			10 kA	1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	500 A
3	2.55	13.1	7.0	7.4	7.7	8.3	9.4	10.7	6.5	6.7
6	5.10	22.0	13.8	14.6	15.2	16.3	18.2	20.5	12.9	13.4
9	7.65	31.0	20.7	21.8	22.7	24.3	27.0	30.3	19.3	20.0
10	8.40	33.7	22.7	24.0	24.9	26.7	29.6	33.2	21.2	22.0
12	10.2	40.0	27.6	29.1	30.2	32.4	35.9	40.2	25.7	26.7
15	12.7	48.8	34.3	36.1	37.5	40.2	44.5	49.7	32.0	33.2
18	15.3	57.9	41.3	43.5	45.2	48.4	53.5	59.8	38.5	39.9
21	17.0	64.0	46.0	48.4	50.2	53.8	59.4	66.4	42.8	44.4
24	19.5	72.8	52.7	55.5	57.6	61.7	68.1	76.1	49.1	51.0
27	22.0	81.5	59.4	62.5	64.9	69.5	76.7	85.6	55.4	57.4
30	24.4	90.1	65.9	69.4	72.0	77.1	85.0	94.9	61.5	63.7
33	27.5	101	74.3	78.2	81.2	86.9	95.8	107	69.3	71.8
36	29.0	106	78.4	82.4	85.6	91.6	101	113	73.0	75.7
39	31.5	115	85.1	89.5	93.0	99.5	110	122	79.4	82.3
42	34.0	120	89.2	93.8	97.4	104	115	128	83.1	86.2
45	36.5	128	95.2	100	104	111	123	137	88.7	91.9
48	39	137	102	107	111	119	131	146	95.1	98.6
54	42	147	110	115	120	128	141	158	102	106
60	48	167	125	132	137	146	161	180	117	121
66	53	184	138	145	151	161	177	198	129	133
72	57	199	149	157	163	174	192	214	139	144
78	62	216	162	170	177	189	208	232	151	157
84	68	236	177	187	194	207	228	254	165	171
90	70	242	183	192	199	213	235	262	170	176
96	76	263	198	208	216	231	254	284	185	191
108	84	291	219	231	240	256	282	314	205	212
120	98	338	255	269	279	298	328	366	238	247
132	106	368	276	290	301	322	355	396	257	267
138	111	386	290	305	316	338	372	415	270	280
144	115	401	301	317	328	351	387	431	280	291
162	130	450	339	356	370	395	435	485	316	327
168	131	455	342	360	373	399	440	490	319	331
172	140	485	365	384	399	426	469	523	340	353
190	144	498	375	395	410	438	482	538	350	363
192	152	526	397	417	433	463	510	568	370	384
198	160	553	417	439	456	487	536	598	389	403
204	165	570	430	452	470	502	553	616	401	416
216	174	601	454	478	496	530	583	650	424	439
228	182	628	475	499	518	554	610	680	443	459
240	190	655	495	521	541	578	636	709	462	479
258	209	725	546	574	596	638	702	782	509	528
264	212	735	554	582	604	647	711	793	516	535
276	220	761	573	603	626	670	737	821	535	554
298	230	796	601	632	656	702	772	860	560	581
294	235	813	614	645	670	717	788	879	572	593
300	239	827	624	656	681	729	802	893	582	603
312	245	847	639	672	698	747	821	915	596	618

### 3.6 Modelado de Barras y Conductores de Conexión de Equipos

Las barras y los conductores de conexión entre los equipos eléctricos en el interior de una subestación eléctrica y los puntos de discontinuidad son representados por secciones de línea. Estos tramos de línea se modelan como una impedancia de parámetros distribuidos, si son más de 3 metros. De lo contrario por lo general se utiliza una inductancia de parámetros concentrados de 1,0  $\mu$ H/m.

Los parámetros distribuidos se pueden calcular con aquellos de la línea utilizando el modelo dado por la IEEE Std 998, cuya ventaja es que considera el efecto corona; se



define el radio de corona para el caso de un solo conductor ( $R_c$ ), la siguiente expresión fue dada por Anderson [14]:

$$R_c \times \ln\left(\frac{2 \times h}{R_c}\right) - \frac{V_c}{E_0} = 0 \quad \dots(3.26)$$

Donde:

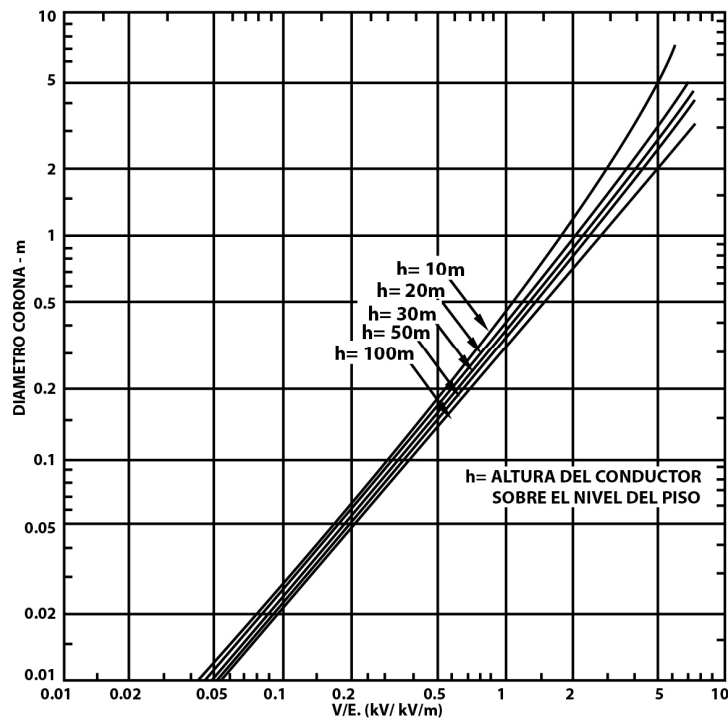
- $R_c$ : Radio de corona en metros.
- $h$ : Altura media del conductor en metros.
- $V_c$ : Tensión admisible del aislador para un aumento de polaridad negativa que tiene un frente de  $6 \mu s$  en kV ( $V_c$  en el BIL para los aisladores).
- $E_0$ : Gradiente límite de corona, se toma igual a  $1500 \text{ kV/m}$ .

La ecuación puede resolverse por ensayo y error (una solución aproximada se indica en la Figura 3.37), en el caso de los conductores, el radio del haz bajo la corona  $R_c$  se toma como sigue:

$$R'_c = R_0 + R_c \quad \dots(3.27)$$

Donde:

- $R_c$ : Radio de un solo conductor dado por la ecuación de Anderson.
- $R_0$ : Radio equivalente del conductor.



**Figura 3.37.** Diámetro aproximado de corona alrededor de un conductor bajo tensión de impulso  
Fuente: [1]

### Radio equivalente para subconductores

Para diferentes números de conductores se tiene la siguiente tabla:

**Tabla 3.5** Radios equivalente

**Fuente:** [1]

En el caso de un conductor dúplex, el radio equivalente $R_0$ está dada por:	$R_0 = \sqrt{r \times l}$
En el caso de un paquete de tres conductores:	$R_0 = \sqrt[3]{r \times l^2}$
En el caso de un haz de cuatro conductores:	$R_0 = \sqrt[4]{\sqrt{2} \times r \times l^3}$
En el caso de más de cuatro conductores:	$R_0 = 0.5 \times l' \times \sqrt[n]{n \times \frac{2 \times r}{l'}}$

Donde:

- $R_0$ : es el radio de subconductor en metros
- $l$ : es el espaciado entre los conductores adyacentes en metros
- $l'$ : es el diámetro del círculo de los subconductores
- $n$ : es el número de subconductores

### Impedancia característica de las barras

Por lo tanto, la impedancia de los conductores bajo corona en ohms, por Brown:

$$Z_s = 60 \times \sqrt{\ln\left(\frac{2 \times h}{R_c}\right) \times \ln\left(\frac{2 \times h}{r}\right)} \quad \dots(3.28)$$

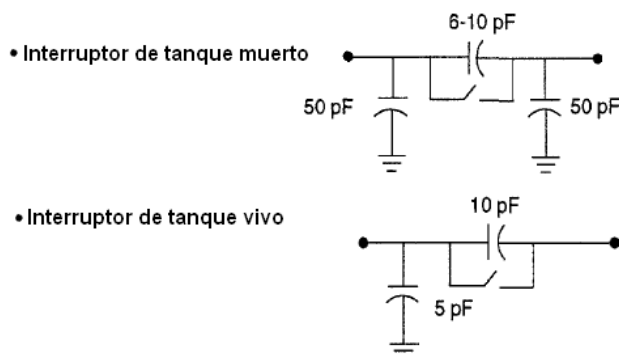
Donde:

- $h$ : Altura media del conductor
- $R_c$ : Radio de la corona
- $r$ : Radio del conductor, o radio equivalente sin corona

Para conductores tubulares se sigue el mismo procedimiento.

### 3.7 Modelado de Equipos en Subestaciones

Los equipos de una subestación eléctrica, tales como interruptores, seccionadores, transformadores de medida, entre otros se representan por sus capacitancias parásitas a tierra. El caso de los interruptores se muestra en la Figura 3.38; se presenta además en la Tabla 3.5 un cuadro resumen de los valores mínimos de capacitancia utilizados en los estudios de rayos para diferentes tipos de equipos en subestaciones, cuando los datos reales no están disponibles; estos valores se basan en la información del proveedor y sólo aquellos más bajos se aplican como una suposición pesimista. Si los conmutadores o interruptores de desconexión tienen más de un soporte, deben añadirse capacitancias apropiadas al modelo, el estado abierto/cerrado de los interruptores y conmutadores debe ser considerado, y pueden ser representados por interruptores ideales.



**Figura 3.38.** Representación de interruptores  
Fuente: [8]

**Tabla 3.6** Valores de capacitancias a tierra de equipos en una subestación eléctrica  
Fuente: [8]

Equipos	Capacitancia a Tierra (pF)		
	115 kV	400 kV	765 kV
Seccionador	100	200	160
Interruptor de Tanque Muerto	100	150	600
Aislador del Soporte de la Barra	80	120	150
Transformador de Tensión Capacitivo	8000	5000	4000
Transformador de Tensión Inductiva	500	550	600
Transformador de Corriente	250	680	800
Autotransformador	3500	2700	5000

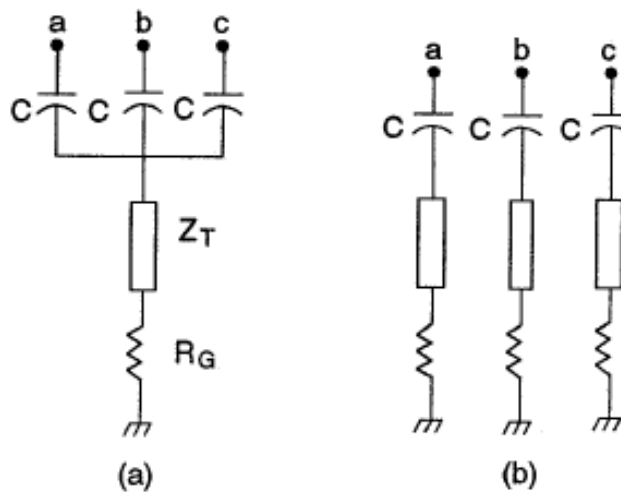
### 3.7.1 Modelado de Estructuras y Aisladores de Soporte

Las estructuras de soporte de las barras están representadas por un modelo de parámetros distribuidos con impedancias calculadas a partir de la geometría de la estructura, puede utilizarse el mismo modelo para hallar la impedancia característica de una torre de transmisión desarrollado en la sección 3.2.2, y con velocidad de propagación igual a la velocidad de la luz; las configuraciones típicas de soporte de las barras se muestran en la Figura 3.39.

Simulaciones comparativas indican que las estructuras de apoyo no tienen mucho impacto en los resultados de la simulación y se puede despreciar; sin embargo, la capacitancia a tierra de todos los aisladores debe estar representada, ya que la capacitancia de la subestación es uno de los parámetros críticos que modifican la forma de onda ante sobretensiones.

Los valores típicos de estas capacitancias se muestran a continuación:

- $10\text{pF} < C < 100\text{pF}$
- $100\ \text{ohmios} < Z_T < 300\ \text{ohmios}$



**Figura 3.39.** Representación de las estructuras y aisladores de apoyo de las barras: (a) Común a todas las fases. (b) Individual para cada fase.

Fuente: [8]

Donde:

- C: Capacitancia parásitas
- $Z_T$ : Impedancia característica de la estructura
- $R_G$ : Resistencia de puesta a tierra

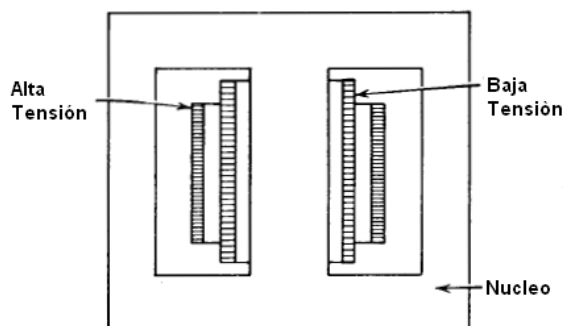
Para la estructura se utilizará el modelo ATP LINEZ y los aisladores serán simulados mediante capacitancias en serie.

### 3.8 Modelado de Transformadores de Potencia

Se considera un modelo muy simple como se muestra en la Figura 3.40, el cual cuenta con dos cilindros de devanados, un núcleo y un tanque; el devanado interior, más cercano al núcleo, es el de baja tensión y está circundado por el devanado de alta tensión; se puede considerar estos devanados como cilindros metálicos coaxiales que forman las placas de un condensador, de manera similar se formarán capacitancias entre el devanado interior y el núcleo.

En general se sabe que los valores de las capacitancias dependen del área entre las placas, la separación de las placas y la permitividad del material separado entre éstos; por lo tanto, los transformadores de potencia de gran potencia tendrían una mayor capacitancia que los de menor potencia, simplemente porque son físicamente más grandes.

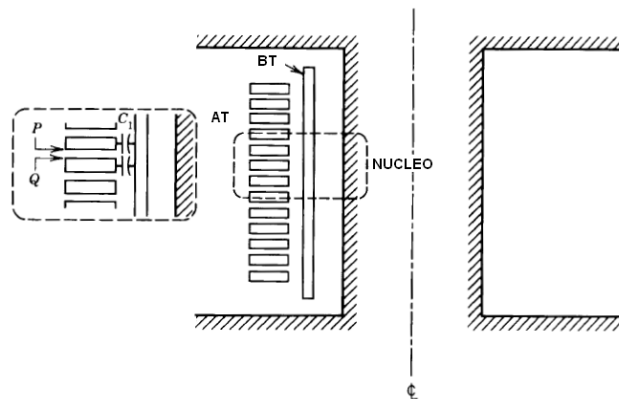
Los detalles de diseño, en particular el tipo de devanado utilizado, puede afectar significativamente los valores de capacitancia; dos estilos de devanado el tipo capa y el tipo de disco son los que suelen utilizarse. Desde el punto de vista de capacitancia el tipo de disco es más parecido a una pila de disco. Se ha encontrado que la capacitancia efectiva a tierra para arrollamiento de disco a menudo no supera el 30%-40% del valor de un tipo de capa devanado para los mismos kVA.



**Figura 3.40.** Corte de un modelo simplificado de un transformador  
**Fuente:** [2]

La capacitancia es un parámetro que depende de las características geométricas del transformador de potencia. La Figura 3.41 muestra una sección transversal de un transformador con un devanado de baja tensión (LV) y un devanado de tipo disco de alta tensión (HV). La capacitancia entre dos anillos del arrollamiento (HV) se encuentra entre las superficies de P y Q en el recuadro. Se puede calcular con bastante exactitud por la fórmula.

$$C = \frac{k \epsilon_0 A}{d} \quad \dots(3.29)$$



**Figura 3.41.** Sección transversal de un transformador que muestra la capacitancia  
**Fuente:** [2]

Donde:

- A: es el área del anillo formado por la superficie P y Q
- d: es la separación entre P y Q
- K: es la permitividad relativa del dieléctrico formado por el aislamiento del cable y el aceite que llena el espacio entre los anillos.

Esta capacitancia es claramente significativamente mayor que la capacitancia entre un anillo y el devanado de baja tensión. Esto es debido a que el área del borde de un anillo es mucho menor que las áreas P y Q.

Se utiliza el modelo ATP del capacitor, la capacitancia toma valores según la norma IEC 60071-4 *Insulation Coordination - Computational guide to insulation coordination and model*, el transformador puede ser representado por sus capacitancias a la tierra.

Las capacitancias de los autotransformadores se pueden calcular mediante la siguiente fórmula, que tiene una validez para transformadores en conexión estrella; para un transformador de conexión delta, el resultado tiene que dividirse entre 2 [14].

$$C = 0.52 \cdot P^{0.4} \quad \dots(3.30)$$

Donde:

- C es la capacitancia en nF.
- P es la potencia del transformador en MVA.
- El siguiente conjunto de valores, se recomienda en Japón como la capacitancia mínima a tierra.

**Tabla 3.7** Valores típicos de capacitancias para transformadores de potencia  
**Fuente:** [13]

Tensión Nominal kV	Capacitancia nF
500	3
187-220-275	2,5
110-155	1,5
66-77	1

De la literatura se tiene que por lo general el valor de la capacitancia a tierra del transformador varía entre 1 y 4 nF.

### 3.9 Modelado de Equipos Especiales

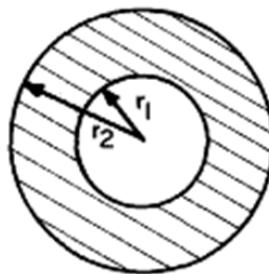
A continuación se desarrollan modelos muy simplificados de equipos eléctricos que pueden instalarse en una subestación eléctrica.

#### 3.9.1 Cables

El modelo del cable es análogo a la formulación de la ecuación para el cálculo de conductores de barra; pero en este caso la velocidad de propagación es diferente y varía inversamente con la raíz cuadrada de la permitividad del medio, las siguientes ecuaciones representan la impedancia característica y la velocidad de propagación [1]:

$$Z = \frac{60}{\sqrt{k}} \ln \frac{r_2}{r_1} \qquad v = \frac{300}{\sqrt{k}} \text{ m} / \mu\text{s} \qquad \dots(3.31)$$

La impedancia característica del cable varía entre 30 y 60 ohms y la velocidad de propagación esta alrededor de 1/3 a 1/2 de la velocidad de la luz.



**Figura 3.42.** Representación simple de un cable  
**Fuente:** elaboración propia

### 3.9.2 Reactor de Barra o de Línea

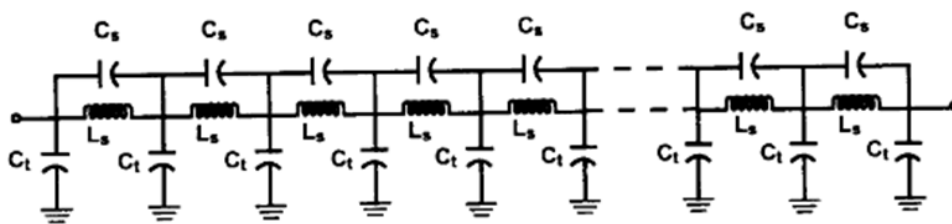
Estos reactores se comportan frente a un transitorio, como un transformador en vacío por lo tanto para el modelado será aplicable la tabla para bushings externos de la sección de transformadores de potencia.

### 3.9.3 Banco de Condensadores

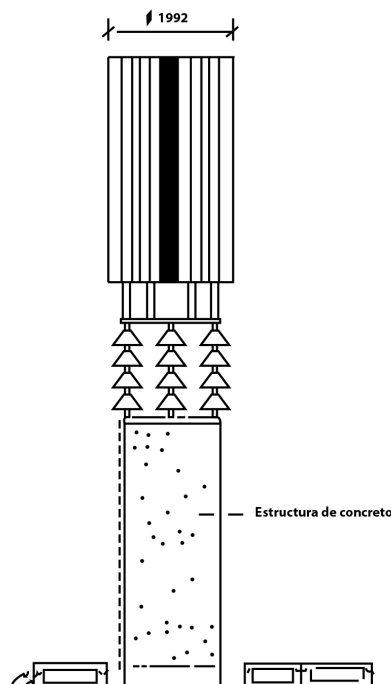
Será simplemente modelado por el circuito capacitivo que forman los condensadores según datos de fábrica.

### 3.9.4 Reactor Serie y Reactores con Núcleo de Aire

A diferencia de los reactores con núcleo de hierro, éstos tienen otras características y puede ser representado por un circuito equivalente formado por reactancias por espira ( $L_s$ ) y capacitancias entre espiras ( $C_s$ ) y capacitancia a tierra, como se muestra en la Figura 3.43 [4].



**Figura 3.43.** Modelo equivalente de un reactor en serie  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura 3.44.** Diagrama de un reactor instalado en una subestación  
**Fuente:** elaboración propia



La capacitancia serie ( $C_s$ ) está determinada principalmente por las espiras adyacentes y forman cilindros (véase Figura 3.44),  $C_T$  está dada por la capacitancia equivalente del toroide horizontal y está definida por las siguientes ecuaciones:

$$C_s = \frac{\epsilon_0 A}{t} \quad \dots(3.32)$$

$$A = \pi(r_0^2 - r_1^2) \quad \dots(3.33)$$

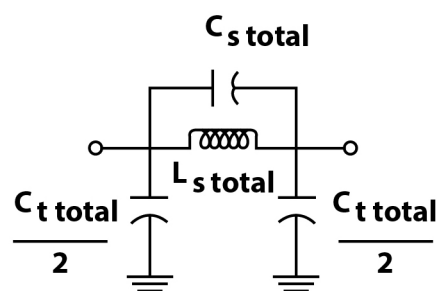
$$C_t = C_D + C_P \quad \dots(3.34)$$

$$C_D = 2\pi\epsilon_0 \frac{(2D + S)}{3} \quad \dots(3.35)$$

$$C_P = \pi\epsilon_0 D \left[ \frac{D}{4h} + \ln \left( 1 + \frac{S}{h} \right) \right] \quad \dots(3.36)$$

Donde:

- $\epsilon_0$ : La constante del material dieléctrico
- A: Área efectiva de la espira transversal
- t: Espesor del material aislante
- $r_0$ : Radio externo de las espiras
- $r_1$ : Radio interno de las espiras
- S: Diámetro del conductor
- D: Diámetro de la espira
- H: Altura sobre el suelo

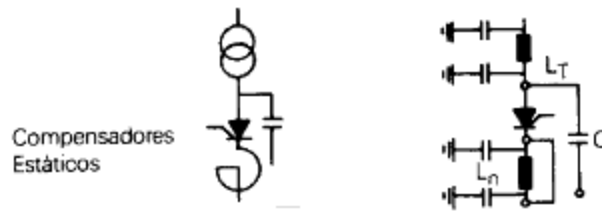


**Figura 3.45.** Modelo de un reactor para transitorios de frente rápido

**Fuente:** elaboración propia

### 3.9.5 Compensador Estático de Reactivos

Se expresa por un conjunto de modelos de transformador, reactor con núcleo de aire y modelo de capacitor como se muestra en la Figura 3.46 [4].



**Figura 3.46.** Modelo de un compensador estatico para transitorios de frente rápido  
**Fuente:** elaboración propia

### 3.9.6 Bobina de Bloqueo

Modelada por una inductancia lineal según estándares IEC, la inductancia de la bobina principal son: 0.2, 0.25, 0.315, 0.4, 0.5, 1.0 y 2 mH, este valor no deberá ser menor al 90% del valor especificado.

Las bobinas de bloqueo no se encuentran necesariamente en todas las fases. La mayoría de las bobinas de bloqueo tienen un descargador pequeño en paralelo como protección, por donde pasa la onda del rayo.

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGÍA PROPUESTA**

La metodología que se propone en la presente tesis implica el modelado de los diferentes componentes y equipos eléctricos del sistema eléctrico a estudiar mediante el ATPDraw (véase Capítulo 3) bajo un procedimiento que se desarrolla en el presente capítulo, esto nos permita analizar los diferentes casos de estudios que comprenda un análisis de sobretensiones transitorias debido a descargas atmosféricas en cualquier sistema eléctrico. Todo el modelado estará enfocado en la filosofía de protección contra descargas atmosféricas así como en criterios generales de simulación.

En forma general la metodología propuesta se puede considerar como un flujo lógico para diferentes casos de análisis como se muestran en la Figura 4.1. En la Figura 4.2 se muestra la secuencia de modelado en el ATPDraw de manera detallada, este flujo lógico permite presentar las premisas que permiten optimizar el tiempo de modelado y evita cualquier complicación en cada paso de la simulación.

#### **4.1 Filosofía de Protección contra Sobretensiones**

La filosofía de protección contra descargas atmosféricas da las pautas básicas de protección del aislamiento eléctrico en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión, dimensionando adecuadamente el aislamiento y seleccionando lugares de instalación de pararrayos u otros componentes estandarizados (véase Anexo F). Como se describió anteriormente, el elemento principal de protección utilizado hoy en día es el pararrayos con elementos activos de óxido metálico (MO), este constituye el principal medio de protección contra sobretensiones de frente rápido en sistemas eléctricos en alta tensión. Los pararrayos se han utilizado por muchos años para proteger equipos en subestaciones eléctricas; sin embargo, la protección de la subestación contra estas sobretensiones transitorias, considera algunos otros factores como:

##### **Punto de instalación del pararrayos**

El punto de instalación del pararrayos para la protección del equipo eléctrico en una subestación eléctrica queda determinado por tres factores:

- La localización del dispositivo

- El criterio del margen de protección adoptado
- La colocación física del equipo

En un principio un pararrayos debe proteger en primer término a los equipos con aislamiento no recuperable y mientras más cerca del equipo se instalen mayor es la protección que proporciona.

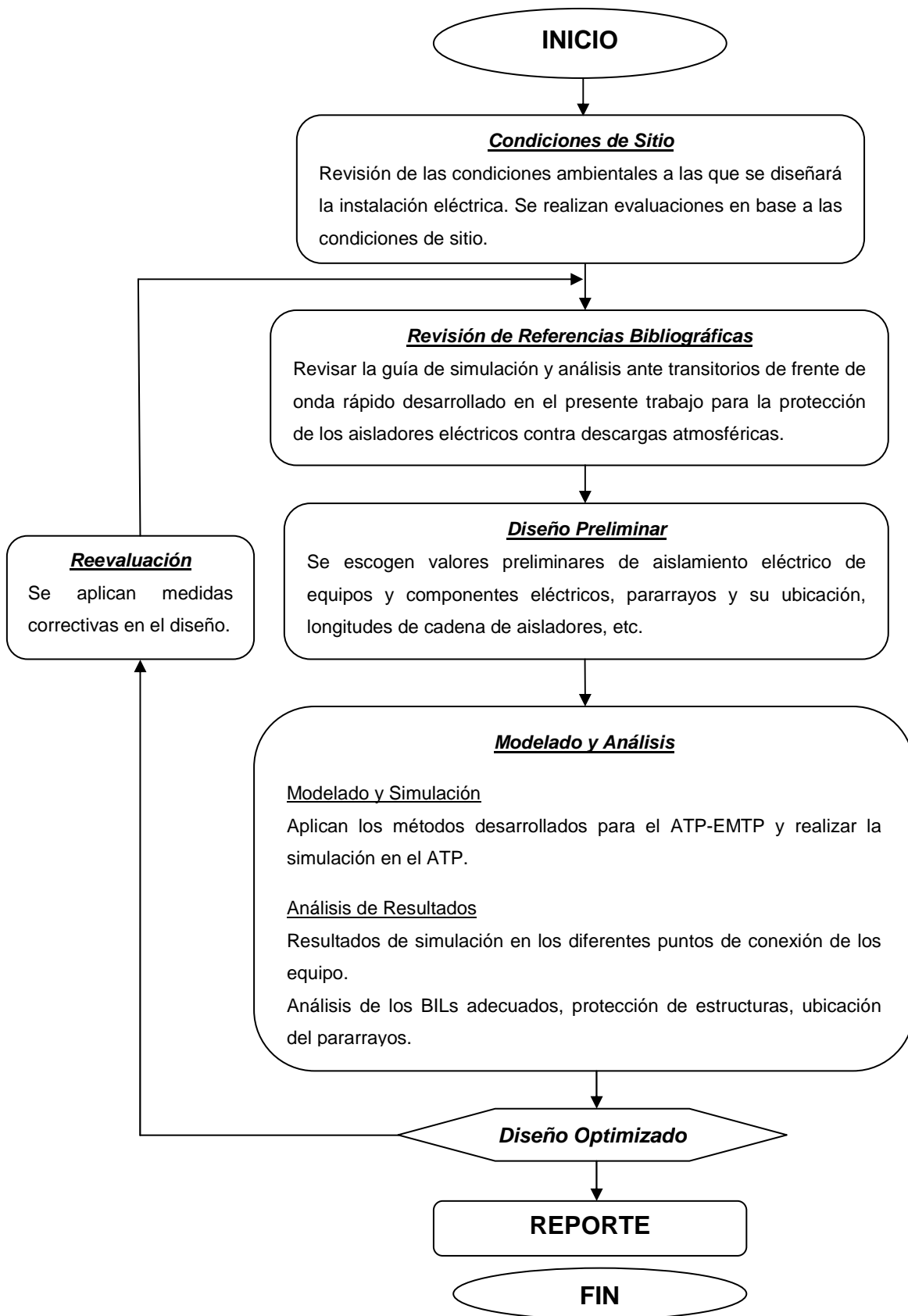
### **El margen de protección de aislamiento**

El margen de protección se define como la diferencia entre la tensión de disrupción del aislamiento (BIL) y el nivel de protección que proporciona el pararrayos, el concepto básico establece que una mayor protección se obtiene a la menor distancia del pararrayos con respecto al objeto a proteger; el problema entonces es encontrar la distancia óptima considerando la ubicación del equipo en la subestación y los demás equipos a proteger.

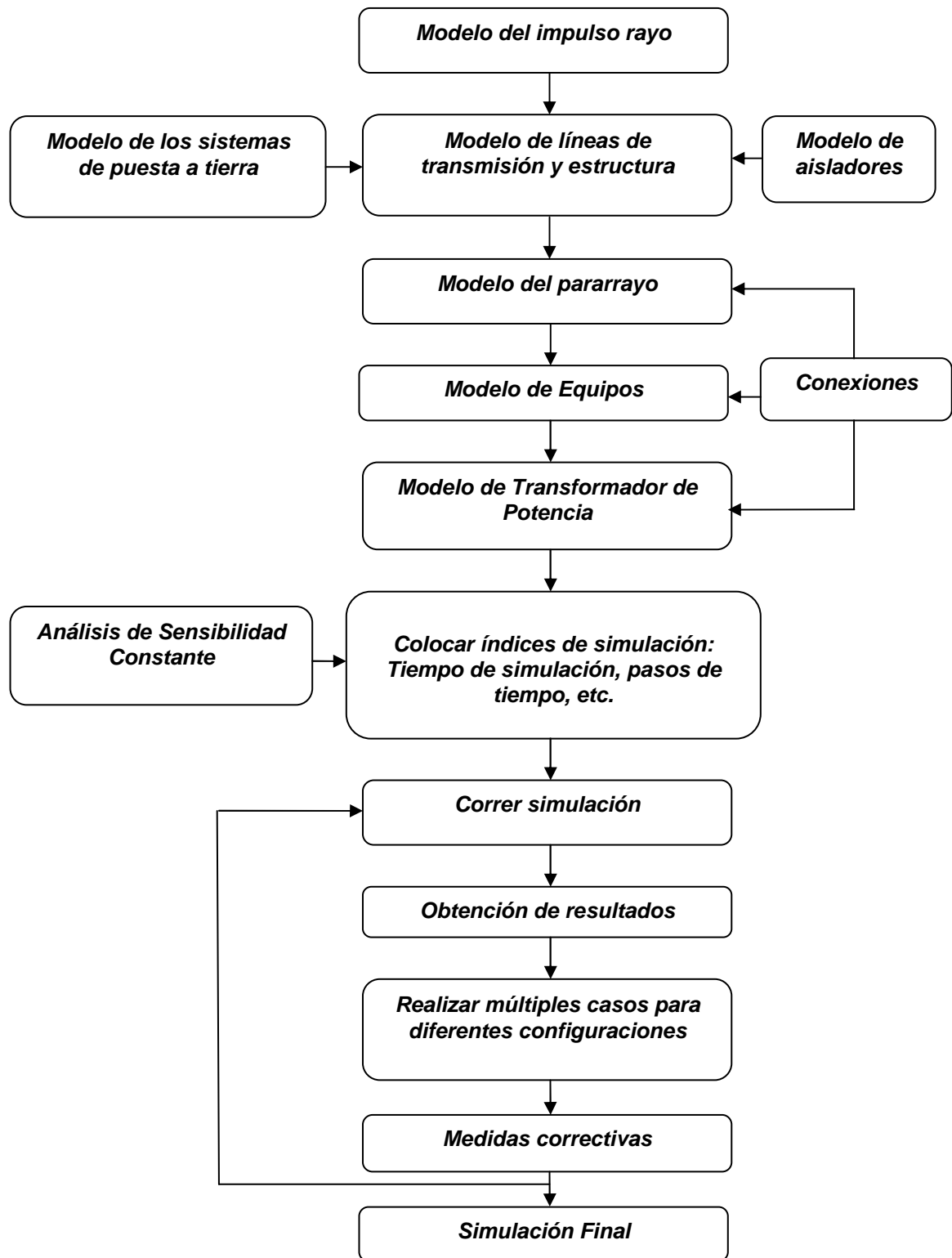
El objetivo específico para la protección en líneas de transmisión es evitar la disrupción eléctrica en la cadena de aisladores como contorneo directo o inverso (backflashover) y según sea necesario se utilizarán pararrayos en los puntos de mayor susceptibilidad.

También hay que tener en cuenta los siguientes márgenes:

- Margen para ondas de frente rápido
- Margen para ondas de maniobra.



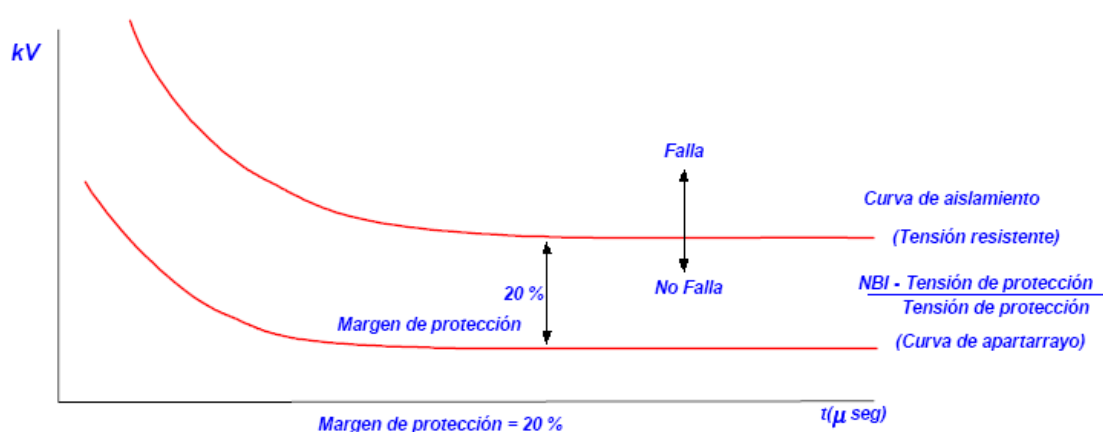
**Figura 4.1.** Diagrama de flujo general del método  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura 4.2.** Diagrama de flujo lógico de modelado y simulación  
**Fuente:** elaboración propia

#### 4.1.1 Metodología de Protección en Subestaciones Eléctricas

Debido a que las sobretensiones pueden ingresar a la subestación a través de las fases, se deben ubicar pararrayos en las llegadas/salidas de las líneas eléctricas (véase anexo 1). La instalación de pararrayos obedece a la necesidad que tienen los equipos o partes de la instalación de protección contra las sobretensiones de impulso. En la Figura 4.3 se tienen las curvas tensión-tiempo del aislamiento y del pararrayos, cualquier valor de tensión por encima de la curva del aislamiento sin protección produce falla.



**Figura 4.3.** Curva tensión-tiempo del aislamiento  
**Fuente:** elaboración propia

Con el concepto básico se puede dar comienzo al proceso de selección de los NBAs de los equipos en subestaciones eléctricas, por lo general, el tipo de subestación y el diseño básico de ésta es conocido y normalmente las opciones de NBA para los equipos eléctricos se limitan a uno o tres valores. El procedimiento general se propone a continuación:

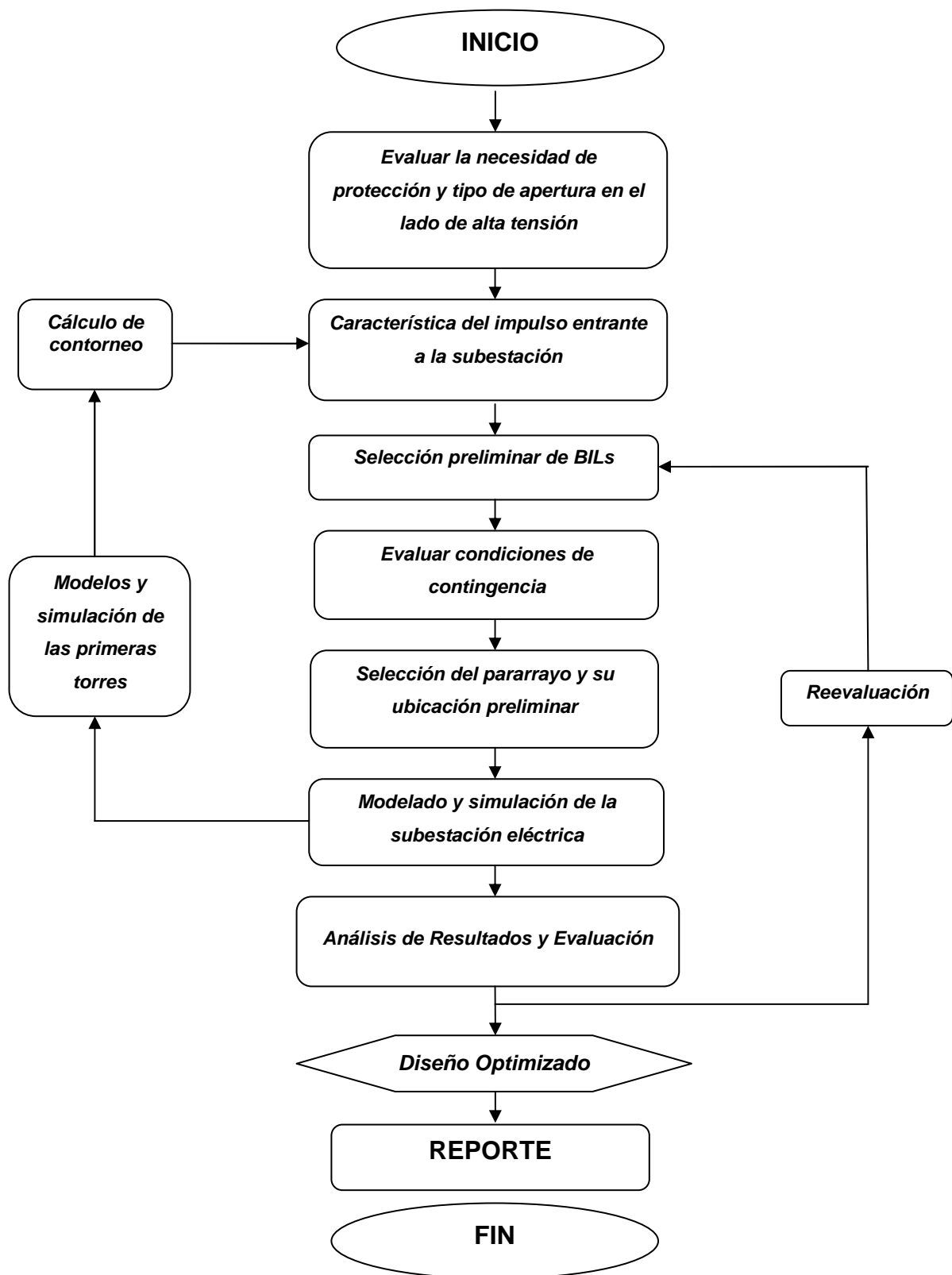
1. Evaluar la necesidad de protección y el tipo de seccionador o interruptor automático en condición de apertura. La necesidad de protección bajo la condición de apertura del seccionador e interruptor se evalúa primero, ya que si se necesitan pararrayos, deben ser incluidos en el análisis inicial de la subestación eléctrica.
2. Características del impulso que entra a la subestación. La metodología propuesta, basada en los criterios generales presentados en la sección 4.3, reproducirán la onda de entrada a la subestación.
3. Selección preliminar de NBA, aquellos propuestos se limitan normalmente entre uno y tres valores. Estos valores serán corroborados con los valores de las sobretensiones que se obtendrán por simulación.
4. Evaluar las condiciones de contingencia. La condición normal de una subestación durante condiciones de tormenta es por lo general con todas las líneas en servicio.

Sin embargo, las condiciones de contingencia con menos líneas en servicio pueden existir. Dado que se asocian normalmente con una baja probabilidad de ocurrencia, la consideración de no todas las líneas en servicio rara vez es necesaria. Si la contingencia es probable o se considera importante, entonces las probabilidades deben ser evaluadas.

5. Selección de pararrayos y su ubicación preliminar, el método empleado para seleccionar los pararrayos se describe en el Anexo D, la ubicación seleccionada para el estudio inicial, si los pararrayos de línea de entrada se utilizan deben ser colocados en las entradas de la subestación, los lugares seleccionados deben dar preferencia a la protección del transformador de potencia. Para una subestación sencilla, puede ser en las barras; mientras que para una subestación grande, la ubicación es generalmente a la entrada de la misma y cerca del transformador de potencia.
6. Configuración del modelo en el programa digital de transitorios ATPDraw. Los modelos fueron desarrollados en el Capítulo 3 y están de acuerdo con todas las consideraciones desarrolladas.
7. Sobretensiones Transitorias y Evaluación – Selección de NBAs. Con el impulso de frente de onda rápido entrante a la subestación, la magnitud y formas de los impulsos de tensión se miden a lo largo de la subestación, generalmente en los lugares donde están los equipos y en los puntos abiertos en las barras. Las formas de onda de estas tensiones normalmente no se asemejan a la forma de onda de rayo estándar sobre el cual los NBAs y el sostenimiento del aislamiento se basan. Por lo tanto un método de evaluación es necesario para cambiar estas sobretensiones (éste se desarrolla en la sección 4.4.1) a las tensiones de cresta equivalentes para un impulso de  $1.2/50 \mu s$ .
8. Reevaluación. A partir de la obtención de los datos de simulación se obtendrá los valores de NBA de diseño de los equipos y componentes eléctricos. Si los NBAs necesarios se consideran excesivos, pueden ser utilizados pararrayos adicionales dentro de la subestación o considerar otras medidas correctivas.

Con el procedimiento desarrollado anteriormente se puede obtener el diseño óptimo de la subestación eléctrica desde el punto de vista de protección contra ondas de impulso y coordinación de aislamiento. Esquemáticamente el procedimiento se presenta en la Figura 4.4.





**Figura 4.4.** Diagrama de flujo lógico de la metodología de protección en subestaciones eléctricas

**Fuente:** elaboración propia

#### **4.1.2 Metodología de Protección en Líneas de Transmisión**

La aplicación de pararrayos para la protección contra descargas atmosféricas en líneas de transmisión en un inicio no fue considerada, desde inicios de 1930 hasta finales de 1950, fueron usados tubos de protección por expulsión en vez de cables aéreos de guarda, la experiencia con estos primeros pararrayos dio como resultado un buen funcionamiento de la línea; sin embargo, los excesivos costos de mantenimiento y la vida limitada de estos pararrayos, eventualmente los hizo poco atractivos, posteriormente algunas compañías de distribución de energía eléctrica recurrieron a colocar pararrayos clase estación o clase intermedia en estructuras ubicadas en puntos críticos a lo largo de la línea.

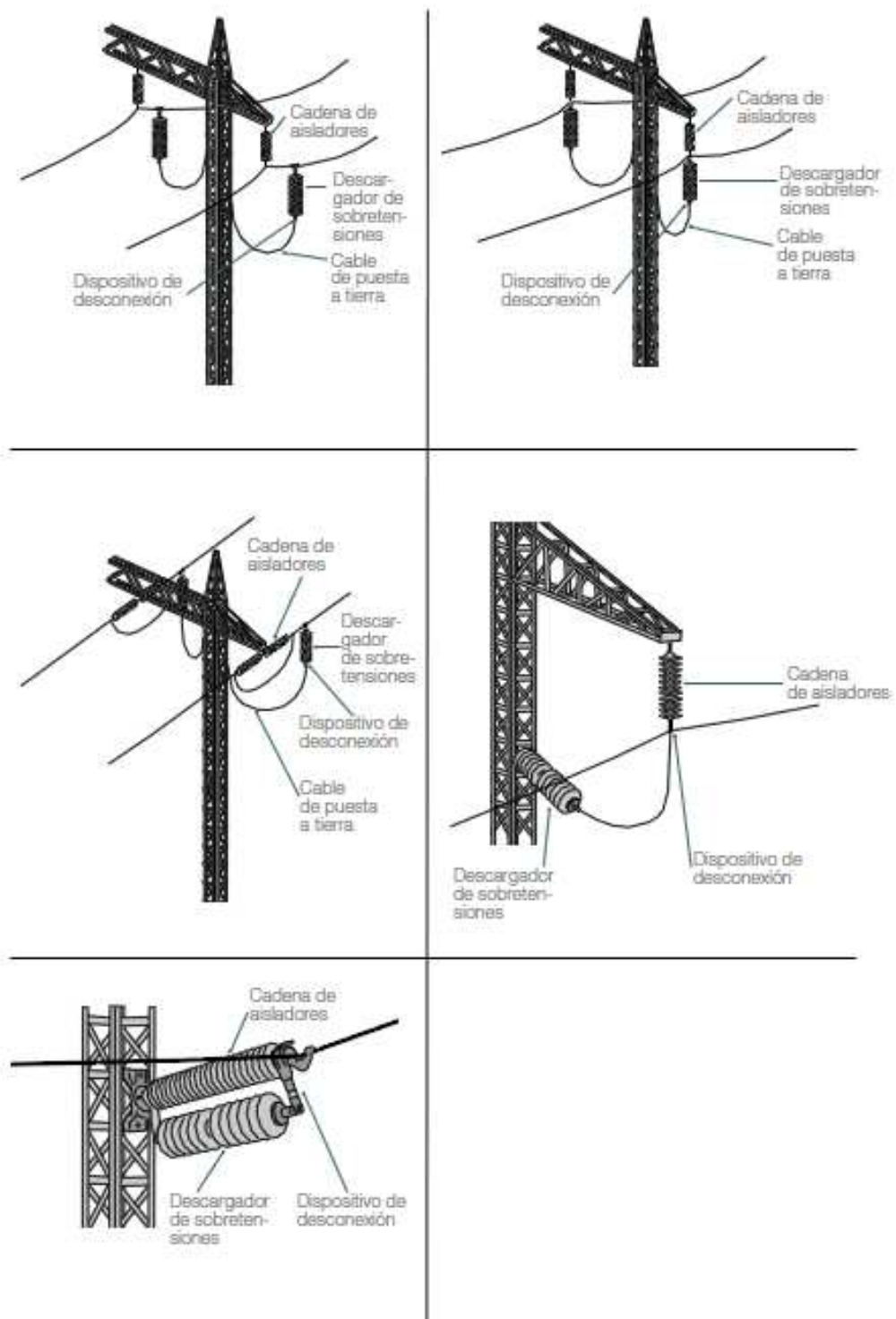
Los aisladores de una línea de transmisión pueden ser protegidos de una descarga atmosférica por cables de guarda. Sin embargo, la eficacia del apantallado depende de distintos factores, primordialmente del ángulo de instalación y la puesta a tierra de la estructura; si bien los pararrayos de línea fueron creados en un principio para la protección de aisladores en puntos críticos de la línea tales como estructuras con alta resistencia de dispersión, tramos con muy alto nivel cerámico, etc., pronto se iniciaron estudios para evaluar la posibilidad de emplear estos pararrayos en líneas de transmisión para sustituir al cable de guarda.

El desarrollo de pararrayos de óxido metálico (MO), posibilitó retomar los estudios y pruebas sobre la protección en líneas de transmisión, desde 1981 se emprendió un programa de investigación para examinar la aplicación de pararrayos en líneas, a fin de solucionar los problemas concernientes al contorno inverso en las cadenas de aisladores debidos al impacto de rayos en las estructuras y que no eran satisfactoriamente resueltos por el blindaje tradicional con cable de guarda u otros métodos; el objetivo estaba centrado en explotar los medios de reducir el contorno inverso en localidades expuestas, donde no es posible obtener bajas resistencias de puesta a tierra. Los resultados obtenidos luego de la instalación de los pararrayos, indicaron una mejora en el funcionamiento de la línea a través de una reducción en el número de salidas por rayo por año.

El porcentaje de contorno inverso en aisladores de líneas de transmisión puede ser reducido mediante el incremento del aislamiento o por la reducción de la resistencia de puesta a tierra de cada estructura soporte (torre o poste); ninguno de estos métodos puede ser aplicado si las líneas se encuentran en lugares montañosos de alta resistividad de suelo y no es posible tanto técnica como económicamente mejorarla; la opción válida es instalar pararrayos de líneas en paralelo a los aisladores para suprimir el contorno en los mismos.

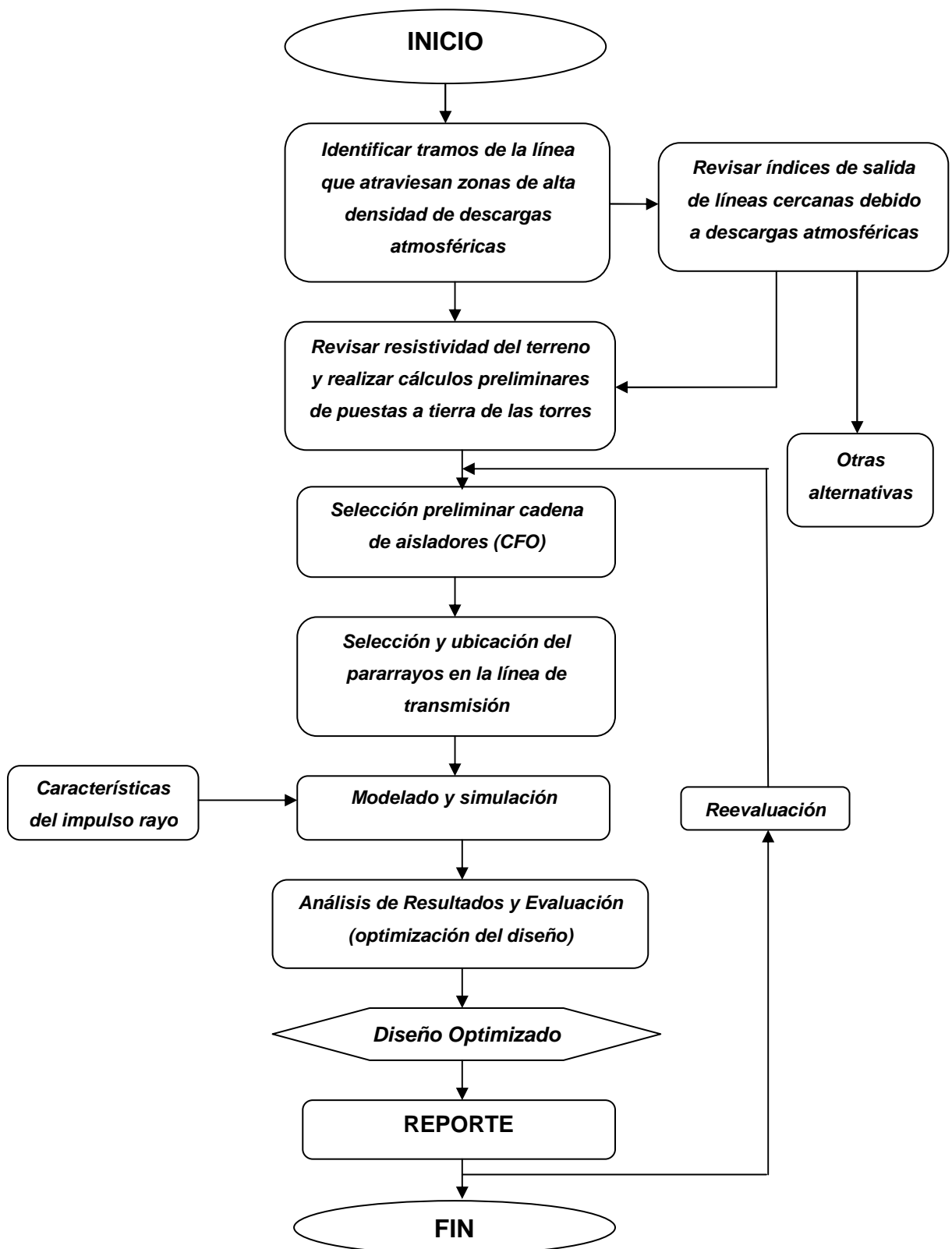
Los nuevos pararrayos de líneas formados por bloques de óxido metálico y envoltura polimérica cumplen con las exigencias eléctricas y mecánicas para ser instalados en líneas de transmisión y reducir el contorneo en aisladores. El procedimiento general para la aplicación se propone a continuación:

1. Identificar los tramos de líneas que atraviesen zonas con alta densidad de descargas atmosféricas, haciendo uso de mapas de densidad de rayos o niveles isoceráunicos.
2. Revisar índices de salida de líneas cercana debido a descargas atmosféricas, ello ayuda a hacer un pronóstico de la salida de la línea.
3. Revisar la resistividad del suelo en la ruta al pie de las torres y realizar cálculos de puesta a tierra preliminares.
4. Seleccionar un rango de tensiones de impulso para el NBA de la cadena de aisladores, ésto estará basado en el estudio de aislamiento de la cadena de aisladores en la estructura.
5. Selección del pararrayos y ubicación preliminar, los métodos empleados para la selección adecuada del pararrayos se describen en el Anexo D. En cuanto a la ubicación seleccionada para el estudio inicial, éstos pueden configurarse de muchas maneras para ello hay que realizar el análisis de transitorios según los diferentes casos, como se muestra en la Figura 4.5.
6. Sobretensiones/Evaluación. Se analiza según el tipo de descarga atmosférica más crítico, la magnitud y formas de onda de las sobretensiones se miden en bornes de la cadena de aisladores de la línea. Las formas de onda de estas sobretensiones normalmente no se asemejan a la forma de onda de rayo estándar sobre el cual los BILs y las resistencias de aislamiento se basan.
7. Reevaluación, si el nivel de aislamiento de la cadena de aisladores, si la selección y ubicación de los pararrayos y el sistema de puesta a tierra de las estructuras son los adecuados, se empieza con el diseño de detalle; si no fuera el caso, se debe realizar modificaciones y volver a realizar todos los pasos anteriores hasta obtener un diseño óptimo.



**Figura 4.5.** Alternativa de protección con pararrayos en líneas de transmisión  
**Fuente:** catálogo ABB

Con el procedimiento desarrollado anteriormente se puede obtener una aplicación práctica de selección e instalación de pararrayos en líneas de transmisión. El procedimiento se describe en la Figura 4.6.



**Figura 4.6.** Diagrama de flujo lógico de la metodología de protección en líneas de transmisión

**Fuente:** elaboración propia

## 4.2 Criterios Generales de Simulación

### 4.2.1 Factor de Corrección del Aislamiento

Por lo general el BIL se especifica para condiciones atmosféricas estándar; sin embargo, las condiciones atmosféricas normales de laboratorio o de sitio raramente son los que se dan en la realidad, por tanto los factores de correlación son necesarios para determinar la tensión de impulso en valor cresta que se debe aplicar para que el BIL sea válido para las condiciones reales de diseño; después de establecer el BIL, dependiendo de las condiciones de sitio, este debe ser aumentado o disminuido.

En una manera opuesta, para la coordinación de aislamiento, el BIL, BSL, o CFO para las condiciones normales (no estándar), donde la línea o estación se va a construir es conocido y se necesita un método para obtener el nivel de BIL requerido en condiciones normales; en artículos recientes de la IEEE, los factores de corrección nuevos y mejorados fueron sugeridos sobre la base de pruebas al nivel del mar, la ecuación propuesta que posteriormente fue aprobado en la norma IEC 42, es:

$$U_A = \delta^m H_c^w U_s \quad \dots(4.1)$$

Donde:

- $\delta$  :Densidad relativa del aire
- $H_c$ : Factor de corrección por humedad absoluta
- $m$  y  $w$ : son constantes que dependen del factor  $G_0$  factor que se define como:

$$G_0 = \frac{CFO_s}{500S} \quad \dots(4.2)$$

Donde  $CFO_s$  es el CFO bajo condiciones estándares. De la ecuación inicial se puede escribir:

$$\begin{aligned} BIL_A &= \delta^m H_c^w BIL_s \\ CFO_A &= \delta^m H_c^w CFO_s \end{aligned} \quad \dots(4.3)$$

Para impulsos tipo rayo,  $G_0$  está comprendido entre 1.0 y 1.2; también se considera para el diseño y selección adecuado del nivel de aislamiento, condiciones mojadas o bajo lluvia se asume por lo tanto  $H_c = 1$ ; finalmente para el diseño se tendrá:

$$CFO_A = \delta CFO_s \quad \dots(4.4)$$

$$BIL_A = \delta BIL_s \quad \dots(4.5)$$

El factor predominante en las ecuaciones anteriores de corrección es la densidad relativa del aire; se define como [1]:

$$\delta = \frac{PT_0}{P_0T} \quad \dots(4.6)$$

Donde  $P_0$  y  $T_0$  son la presión y temperatura estándar (temperatura en grados Kelvin),  $P$  y  $T$  son la presión y temperatura ambiente. De la ecuación anterior se puede ver claramente que la densidad relativa del aire es una función de la presión y temperatura, y también una función de la altitud; en cualquier altitud específica, la presión y la temperatura del aire no son constantes sino variables.

En un inicio se utilizaron modelos lineales para representar la densidad del aire en función de la altitud; sin embargo, la ecuación lineal no representa correctamente la realidad (esta se limitan a una altitud máxima de 2 kilómetros), una ecuación de regresión más satisfactoria es de la forma exponencial, estas se muestran en la Tabla 4.1.

**Tabla 4.1** Ecuaciones de corrección por altura  
Fuente: [1]

Condiciones	Ecuación lineal para principales valores	Ecuación exponencial para principales valores	Desviación Estándar Promedio
Densidad relativa del aire, $\delta$			
En tormenta	$0.997-0.106A$	$1.000 e^{-A/8.59}$	0.019
Sin tormenta	$1.025-0.090A$	$1.025 e^{-A/9.82}$	0.028
Despejado	$1.023-0.103A$	$1.030 e^{-A/8.65}$	0.037
$\delta H_c$			
En tormenta	$1.035-0.147A$	$1.034 e^{-A/6.32}$	0.025
Sin tormenta	$1.023-0.122A$	$1.017 e^{-A/8.00}$	0.031
Despejado	$1.025-0.132A$	$1.013 e^{-A/7.06}$	0.034

En resumen los factores recomendados por estándares internacionales se mencionan a continuación:

Según la norma IEC 60071-2 la ecuación recomendada es la siguiente:

$$\delta = e^{-A/8.15} \quad \dots(4.7)$$

Según la norma IEEE STD 1313.2-199 la ecuación recomendada es la siguiente:

$$\delta = e^{-A/8.6} \quad \dots(4.8)$$

Donde:  $A$  es la altura en kilómetros

#### 4.2.2 Evaluación de las Sobretensiones de Frente de Onda Rápida que No Tienen Forma de Onda Estándar

El nivel de aislamiento (BIL) de los equipos eléctricos en una subestación se verifica en laboratorio mediante la aplicación de un impulso de rayo estándar (véase Anexo E), es decir, por lo general un impulso que tiene una forma de onda estándar 1.2/50  $\mu$ s. Además, las pruebas de aire y aislamiento de porcelana, emplean casi exclusivamente impulso estándar de forma de onda de rayo para obtener el CFO y la curva de tensión-tiempo.

Por lo tanto, el sostenimiento al impulso rayo de todos los aislamientos se define mediante el uso de ondas de rayo estándar. Sin embargo, por lo general la forma de onda de las sobretensiones que aparecen a través del aislamiento no se parece a la forma de onda estándar, por ejemplo en una subestación, la forma de onda típica de una sobretensión en un lugar detrás de un pararrayos se ilustra en la Figura 4.7 (a), mientras que la forma de onda típica de una sobretensión en un lugar por delante del pararrayos se representa en la Figura 4.7 (b). La forma de la onda de la sobretensión a través del aislamiento de la línea causada por un impacto en la torre se muestra en la Figura 4.7 (c). Por lo tanto deben ser usados algunos métodos para permitir la estimación del sostenimiento del aislamiento (BIL) a partir de las formas de ondas no estándares, resultan del cálculo de un índice de severidad, que proporciona una medida de la gravedad del impulso del rayo en relación al sostenimiento del aislamiento; el índice de gravedad (SI) esta definida por las siguientes ecuaciones:

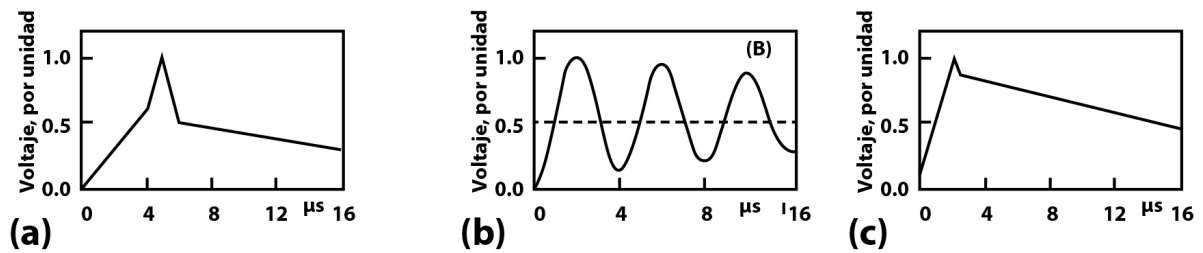
$$SI = \frac{E_C}{E_{MAX}} \qquad SI = \frac{CFO_{MIN}}{CFO} \qquad \dots(4.9)$$

Donde:

- $E_{MAX}$  es la tensión máxima del impulso que tiene una forma no estándar.  $E_{MAX}$  también puede definirse como el CFO para las formas de onda no estándar ( $CFO_N$ ).
- $CFO_{MIN}$  es el CFO mínimo para la forma de onda estándar de los picos de tensión que tiene una cresta del  $E_C$ .

El índice de gravedad (SI) no sólo proporciona una medida de la gravedad, sino también puede ser utilizada para estimar el CFO o BIL (estos métodos sólo se aplican para aislamientos de tipo auto-recuperable). Teniendo en cuenta que una forma de onda típica de la sobretensión en el transformador es la de la Figura 4.7b, el método habitual es comparar la cresta de picos de sobretensión en el transformador con un impulso de magnitud 110% del BIL.





**Figura 4.7.** Formas típicas de sobretensiones debido a un rayo (a) antes del pararrayos; (b) después del pararrayos; (c) en la cadena de aisladores

Fuente: [1]

En resumen, de manera general el SI para transformadores de potencia con un tiempo de cresta menor a  $2\mu\text{s}$  será 1.29 y para tiempos de cresta mayores a  $2\mu\text{s}$  será 1.15. Para otros equipos eléctricos el valor de SI será de 1.15 [1].

#### 4.2.3 Fenómenos Transitorios Originados por Corriente de Rayo

Los sistemas de transmisión normalmente son diseñados con “un apantallamiento perfecto” o con una probabilidad de falla del mismo, muy pequeña, las descargas atmosféricas que caerían en forma directa serían de muy poca probabilidad, el contorno inverso ocasionado por una descarga que cae sobre la torre de transmisión o sobre el cable de guarda próximo es la causa más común de desconexión de una línea; se denomina contorno inverso porque este se presenta entre el soporte y la fase, debido al aumento de la tensión en el mismo, a continuación se los describe:

##### 4.2.3.1 Descarga Directa en los conductores de fase

Las descargas directas a los conductores de fase de una línea de transmisión “apantallada” son poco probables, se producen normalmente cuando una descarga atmosférica de baja magnitud (unos pocos kA) pasa a través de la zona de protección de los cables de guarda, tradicionalmente, el modelo electrogeométrico se basa en la distancia de protección, que es utilizado para determinar la máxima corriente de rayo que puede atravesar el apantallamiento e impactar directamente en los conductores de fase.

El enfoque usual ha sido diseñar el aislamiento de línea de transmisión (para soportar la falla del apantallado) el cual permita una protección máxima predicha por el modelo electrogeométrico sin una interrupción en la línea; las sobretensiones producidas por corrientes iguales o inferiores a la falla del apantallado, deben considerarse cuando se producen en unos pocos vanos cerca de la subestación eléctrica, como se ha explicado anteriormente más del 90% de las descargas a tierra son de polaridad negativa; el número medio de descargas consecutivas por descarga

atmosférica es de tres, por lo general separados por menos de 50 milisegundos entre impulsos.

El diseño de un apantallamiento adecuado puede reducir de manera significativa el número de contorneos directos originados por rayos que llegan a los conductores de fase, ya que solo descargas con una corriente de pico muy pequeña alcanzarán estos conductores.

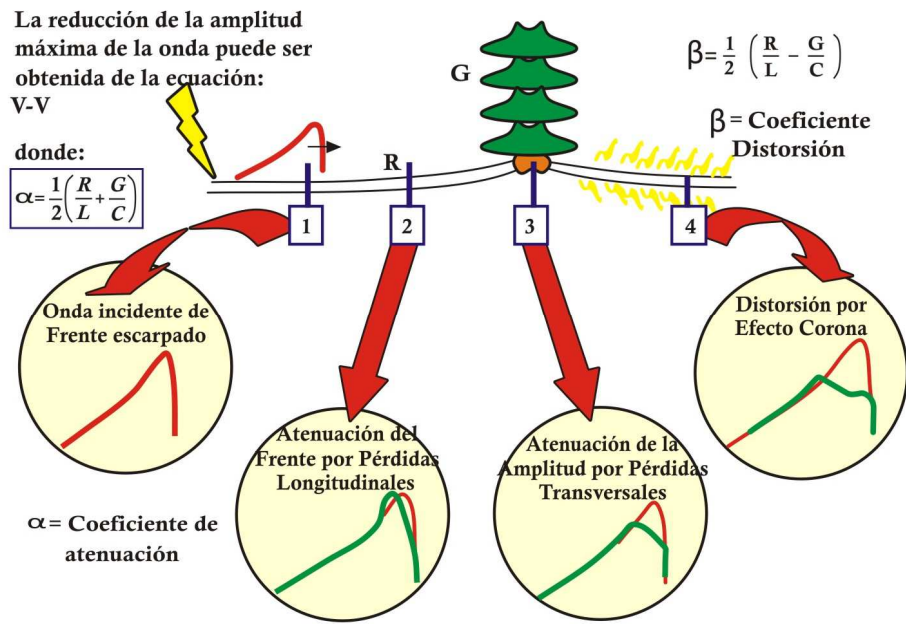
#### **4.2.3.2 Contorneo Inverso**

Los contorneos inversos en líneas de transmisión se producen por la propagación de sobretensiones transitorias en las estructuras que al superar la rigidez dieléctrica del aislamiento externo ocasiona una falla de éste a través del aire, puenteando los aisladores entre sus herrajes de extremidad, desde la ménsula del soporte hasta el conductor. Cuando se produce el contorneo inverso, una parte de la corriente del rayo se transfiere a los conductores de fase a través del arco eléctrico (disrupción) que se propaga sobre las cadenas de aisladores; el aumento de tensión como resultado del contorneo inverso tiene una alta pendiente. Generalmente, el contorneo inverso causa una falla temporal de línea a tierra que es despejada rápidamente por los interruptores del sistema eléctrico.

Para los estudios de diseño de subestaciones eléctricas, los rayos impactan en una torre de transmisión cercana causando un contorneo inverso, el impulso entra en la subestación y se propaga en su interior.

#### **4.2.4 Efecto Corona**

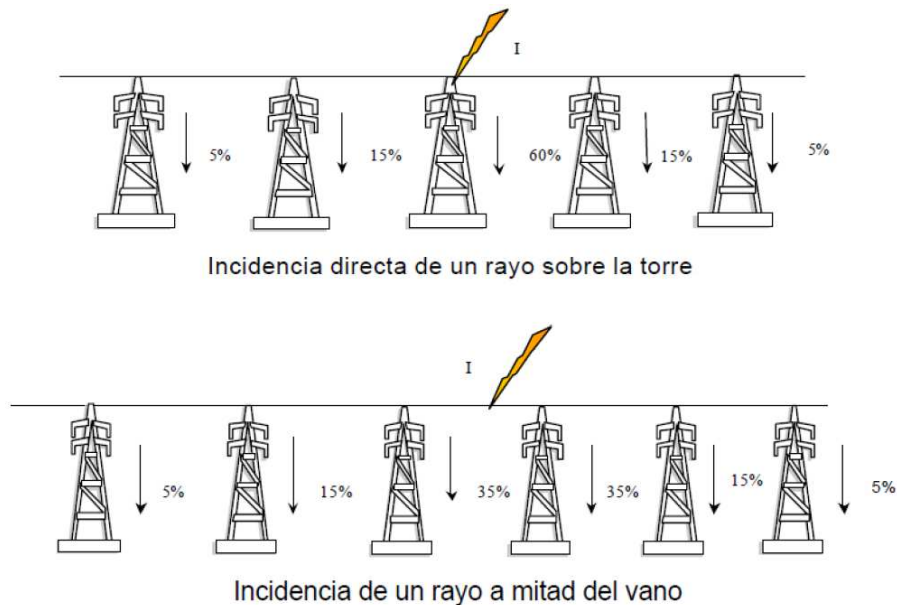
Aunque el efecto corona puede reducir durante la propagación de la onda, el pico de sobretensiones de origen atmosférico en un 5% - 15%, en general en el análisis de sobretensiones el efecto corona se obvia con el fin de contar con un margen de seguridad. Asimismo, esto evita la complejidad del modelado y el tiempo de simulación en ordenador los que constituyen otras de las razones para tomar en cuenta este enfoque.



**Figura 4.8.** Resumen de las atenuaciones y distorsiones de la onda de impulso  
**Fuente:** elaboración propia

#### 4.2.5 Peor Escenario

Se considera que en el peor de los casos, el impacto del rayo se da en la torre más cercana a la subestación que está completamente apantallada, debido a que por la torre se desplazaría gran parte de la onda incidente con lo que se tiene una mayor probabilidad de contorneo inverso en comparación con el caso en que la descarga atmosférica impacte sobre el cable de guarda, como se ve la Figura 4.9.



**Figura 4.9.** Comparación de escenarios  
**Fuente:** elaboración propia

#### 4.2.6 Probabilidad de Caída de Rayo

La función de distribución acumulada permite calcular la probabilidad de que la corriente de cresta de una descarga sea igual o mayor que un valor de corriente  $I$  y se aproxima de la siguiente forma [1]:

$$P(I_f) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_f}{31}\right)^{2.6}} \quad \dots(4.10)$$

Donde:

$P(I_f)$ : Probabilidad de caída de un rayo con magnitud  $I_f$

$I_f$ : Magnitud del rayo incidente

#### 4.2.7 Caídas Múltiples de Impulsos de Rayo

Más del 70% de los rayos a tierra tienen caídas múltiples y descargas secundarias, típicamente 3 o 4, con intervalos de tiempo entre caídas de 30 a 50 ms, algunas veces, puede tener una separación espacial importante por ejemplo varios kilómetros, estos efectos de impulsos de rayo pueden ser considerados para el análisis de sobretensiones transitorias como un análisis de caída de un impulso por cada caso de análisis.

#### 4.2.8 Reflexión de Impulso Rayo

Una consideración importante al realizar la simulación es evitar que los impulsos transitorios debido a una descarga atmosférica se reflejen indefinidamente dentro del sistema eléctrico modelado, esto debido a que la onda eléctrica se propaga a velocidades cercanas a la luz en distancias relativamente muy cortas ocasionando reflexiones de onda (con el doble de amplitud que la incidente) en los circuitos abiertos del sistema eléctrico modelado, por ello para evitar esta reflexión que causarían un error de gran consideración en la simulación, se considera en los extremos de la línea de transmisión una impedancia igual a la impedancia característica de la línea.

#### 4.2.9 Paso de Tiempo y Tiempo de Simulación

La precisión de la simulación digital puede verse afectada por el paso de tiempo de simulación que se configure. El paso de tiempo depende principalmente del tiempo de cresta de las ondas transitorias que se propagan en el sistema eléctrico. Se debe tener en consideración que pasos de tiempo pequeños causan un mayor esfuerzo computacional y que pasos de tiempo grandes causan errores de simulación. El tiempo de simulación principalmente depende del tiempo total de la onda incidente del rayo. En forma general podemos considerar:

- Pasos de tiempo: 1 a 20 ns , típico: 5 ns
- Tiempo de simulación: 15 $\mu$ s y 200 $\mu$ s, típico 50 $\mu$ s

### **4.3 Consideraciones Generales del Método**

Para el desarrollo de la metodología se consideran los siguientes puntos:

#### **Nivel de tensión del sistema eléctrico**

Se refiere a la tensión nominal del sistema eléctrico, el cual se define como un valor de denominación nominal para asignar a un sistema el nivel de tensión.

#### **Los niveles básicos de aislamiento por rayo**

BIL (NBA): Valor cresta de un impulso de rayo estándar para el cual el aislamiento presenta un 90% de probabilidad de sostener (o un 10% de probabilidad de colapsar), bajo condiciones específicas aplicables para aislamientos auto-recuperables.

#### **Datos de la línea de transmisión**

- Número de circuitos
- Número de conductores por fase, conductores del cable de guarda.
- Resistencia de los conductores en corriente continua.
- Radio externo e interno de los conductores.
- Distancia horizontal entre conductores desde el centro del haz a una línea de referencia definido por el usuario.
- Altura vertical del haz de conductores en la torre.
- Altura vertical del haz a la mitad del vano.
- Distancia entre conductores.
- Estructura típica de la torre de transmisión.
- Nivel de aislamiento de la cadena de aisladores.
- Distancia entre torres en el tramo de análisis.

#### **Datos de los pararrayos**

- Características generales de los pararrayos (Ur, MCOV, MOV, entre otros).
- Curva de tensiones residuales de los pararrayos (curva tensión - tiempo).

#### **Datos de las puestas a tierra**

- Valor de la resistencia de puesta a tierra de la subestación eléctrica
- Geometría de la puesta a tierra y valor de la resistencia de dispersión al pie de las torres de transmisión.

### **Datos de la subestación eléctrica**

- Diseño básico de la subestación eléctrica.
- Datos de los equipos instalados.
- Distancia entre equipos.
- Conductores de conexión entre equipos.
- Equipos eléctricos especiales.

### **Datos de la descarga eléctrica**

- Tiempo de frente de onda
- Magnitud del rayo
- Tiempo de cola de la descarga eléctrica

## **4.4 Validación del Modelo**

### **4.4.1 Prueba de Campo**

Uno de los objetivos específicos de una investigación del EPRI fue estudiar y modelar el tipo de transitorios que se genera durante un contorno inverso en la cadena de aisladores en líneas de transmisión en las proximidades de una subestación eléctrica. El estudio del contorno que inicia una onda de frente rápido es importante para el diseño de aislamiento de la subestación en el rango de tensión de hasta 245 kV. Una maqueta a escala de una subestación con tensión nominal de 115 kV (550 kV BIL) fue construida por el Centro de Investigación de Líneas de Transmisión en Alta Tensión del EPRI (HVTRC) en Lenox, Massachusetts. Esto fue hecho para investigar el comportamiento de los impulsos de tensión no estándar en el aislamiento de subestaciones. En la subestación indicada, los espacios fase-fase y fase-tierra, cantidad y tipo de aislamiento se produjeron de acuerdo a los procedimientos de diseño estándar de la empresa eléctrica que participó en el estudio. Los interruptores se instalaron para proporcionar reflexiones de onda en diferentes modos de funcionamiento, así como configuraciones de equipos eléctricos en subestaciones. Otros espacios típicos de aire de la subestación (barras, un anillo de circunvalación, y el conductor de la estructura) también fueron incorporadas en el diseño de la subestación. Experimentos de picos súbitos de tensión se llevaron a cabo mediante la aplicación de impulsos fase-tierra y fase a fase. Los impulsos fueron generados por la descarga de un banco de condensadores en el devanado terciario de un autotransformador de una sola fase lo que resultó en un impulso de una forma de  $0.2/200\mu\text{s}$  aplicado al objeto de prueba [8].

#### **4.4.2 Modelado de Subestación y Validación del Modelo**

En las simulaciones digitales de las pruebas que se llevaron a cabo, la evaluación comparativa del modelo de subestación fue realizada por el EPRI con la versión 1.0 del EMTP. La maqueta de la subestación y el circuito de prueba fueron modelados basados en pautas similares a las descritas en este trabajo de tesis. Por ejemplo, se modelaron las conexiones entre dos soportes de aisladores y la capacitancia parásita de cada aislador por parámetros distribuidos .

Los conductores de fase se representan mediante un modelo de línea que tiene en cuenta la naturaleza distribuida de los conductores de fase, también refleja la dependencia del acoplamiento de línea tierra y de amortiguamiento de la tierra sobre el impulso de la descarga atmosférica; los nodos, donde los aisladores están conectados a la estructura de soporte, están conectados al cable de guarda por conductores de cobre, este cable forma parte de la configuración de la línea, por lo que fue representado como una distribución de los parámetros de la línea de transmisión. El cable de guarda se conecta a tierra sólidamente a la entrada de la subestación, los conductores de tierra, que conectan a las torres por el cable de guarda, fueron representados con elementos lineales concentrados. La forma de los impulsos de tensión de entrada se modeló con el mayor detalle posible.

La sobretensión en la subestación viene dada por el impulso que incide en la línea entrante, el impulso que ingresa se supone que es el resultado de un contorno inverso en el aislamiento de la línea en las proximidades de la subestación, la magnitud de la tensión que llega está limitada por los pararrayos en la entrada de la subestación, estas condiciones fueron representadas en el estudio.

De acuerdo a las sobretensiones calculadas que se obtuvieron de la simulación en el EMTP y los oscilogramas obtenidos por mediciones directas de los impulsos en la subestación de estudio, la EPRI concluyó que la evaluación comparativa era satisfactoria, por lo que los resultados de las simulaciones con EMTP quedaron validados [8].

#### **4.4.3 Comparación con el Método de la IEC**

En el Capítulo 5, para un caso de estudio, se compara los valores obtenidos según el procedimiento de la norma IEC 60071-2 y la metodología aplicada en esta tesis, donde se valida el modelo mediante la comparación de los resultados obtenidos con la metodología propuesta y la metodología que recomienda la IEC que es la que se utiliza actualmente.

## CAPÍTULO V

### APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

#### 5.1 Caso de Estudio (Subestación Eléctrica en 220kV)

A continuación se desarrolla el modelado de una línea de transmisión y una subestación eléctrica en 220 kV que suministra energía a una planta minera; todas estas instalaciones eléctricas están diseñadas para una altitud de 4200 msnm (los datos que son presentados pertenecen a una ingeniería básica de diseño); el objetivo es hallar los perfiles de sobretensión debidos a descargas atmosféricas teniendo en cuenta condiciones de operación críticas en la subestación eléctrica y casos de contingencias; para la simulación se considera que las descargas atmosféricas inciden en el cable de guarda así como en un conductor de las fases; para ambos casos se presentan las sobretensiones obtenidas en bornes de los aisladores así como en bornes de los pararrayos.

#### 5.2 Datos del Sistema Eléctrico a Estudiar

##### 5.2.1 Datos de la Línea de Transmisión

La línea de transmisión en 220 kV es de doble terna y tiene instalados dos cables de guarda, el armado de las torres de transmisión se muestran en la Figura 5.1.

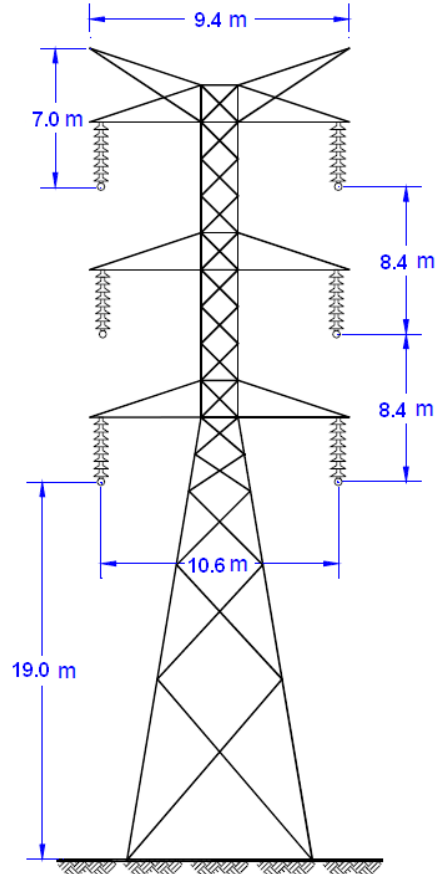
Los datos generales de la línea de transmisión son:

- **Número de circuitos:** Doble terna.
- **Número de conductores por fase:** 1 conductor por fase, conductor ACSR.
- **Número de conductores de guarda:** 2 conductores.
- **Resistencia de los conductores en corriente continua:** 0.0545  $\Omega$ /km.
- **Radio interno de los conductores de fase:** 0.527 cm.
- **Radio externo de los conductores de fase:** 1.5825 cm.
- **Distancia horizontal de los conductores:** Se muestra en la Figura 5.1.
- **Altura vertical de los conductores:** Se muestra en la Figura 5.1.
- **Estructura de la torre de transmisión:** Se muestra en la Figura 5.1.
- **Nivel de aislamiento de las cadenas de aisladores (al nivel del mar):** 1700 kV aproximadamente.



- Resistividad promedio del terreno: 1000 ohm-m.
- Distancia entre torres:

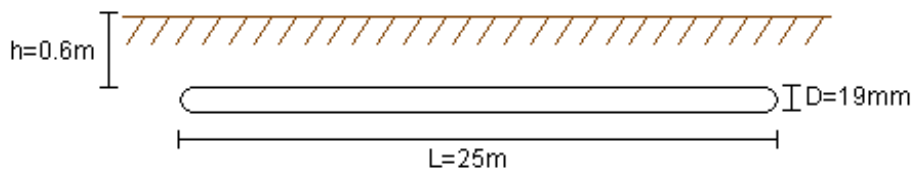
Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 4	Tramo 5
115 m	245 m	140 m	176 m	199 m



**Figura 5.1.** Estructura de la línea de transmisión en 220 kV  
**Fuente:** elaboración propia

### 5.2.2 Datos de las Puestas a Tierra

Se consideró para el diseño de la puesta a tierra de las torres de transmisión un contrapeso de 25 m enterrado a una profundidad de 0.6 m, como se muestra en la Figura 5.2, el valor de la resistencia de la puesta a tierra es de 40 ohms. El valor del sistema de puesta a tierra de la subestación eléctrica es de 1 ohm.



**Figura 5.2.** Puesta a tierra de las torres de transmisión  
**Fuente:** elaboración propia

### 5.2.3 Datos de los Pararrayos

Para los pararrayos de entrada en la subestación se tiene las siguientes características de catálogo, estos datos se utilizan para modelar la curva característica del pararrayos:

- **Pararrayos 1 y 2 que se encuentra a la entrada:**

Tensión nominal 198 kV:

I (kA)	V residual (kV)
5	428
10	451
20	494
40	541

- **Pararrayos de los transformadores de potencia:**

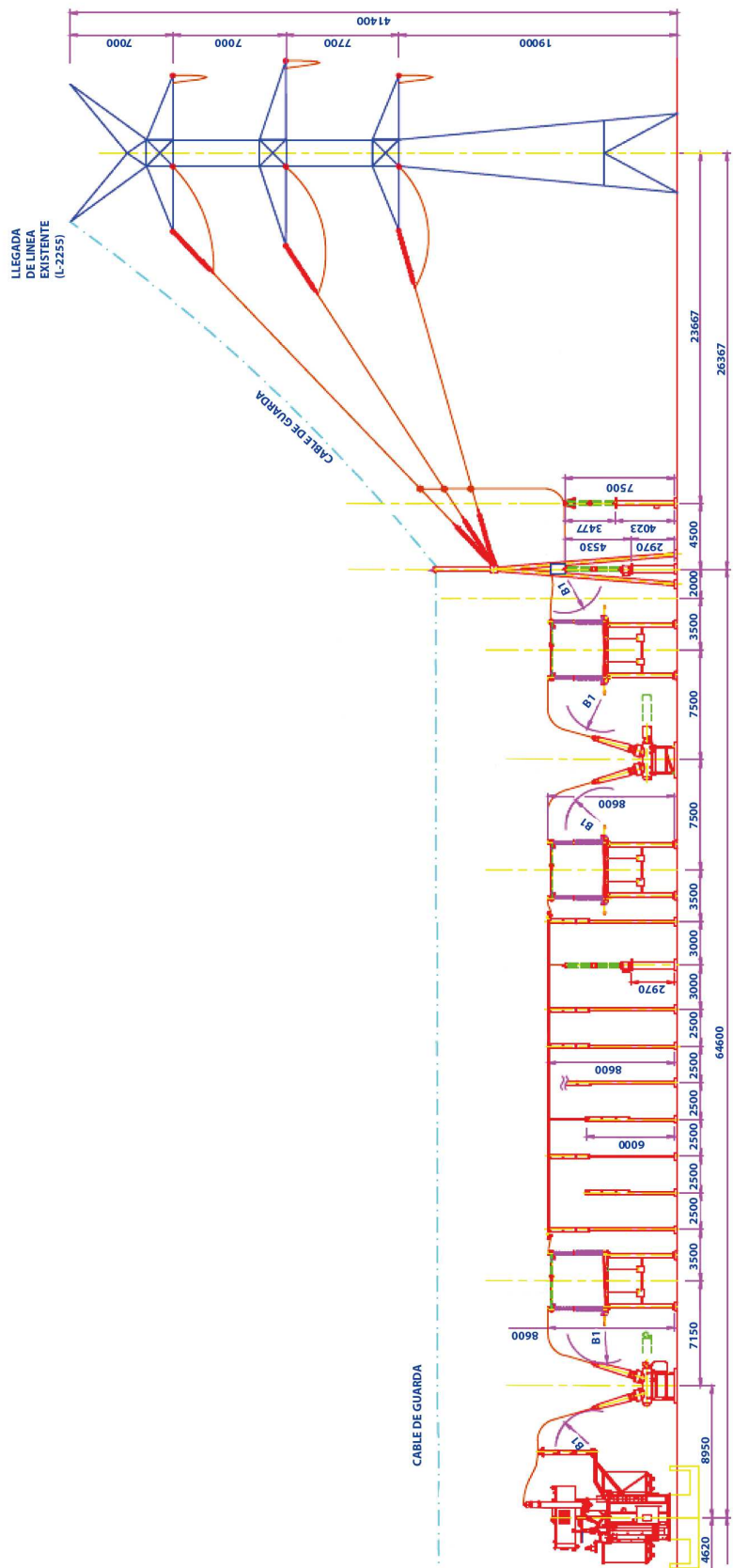
Tensión nominal 216 kV:

I (kA)	V residual (kV)
5	467
10	492
20	539
40	590

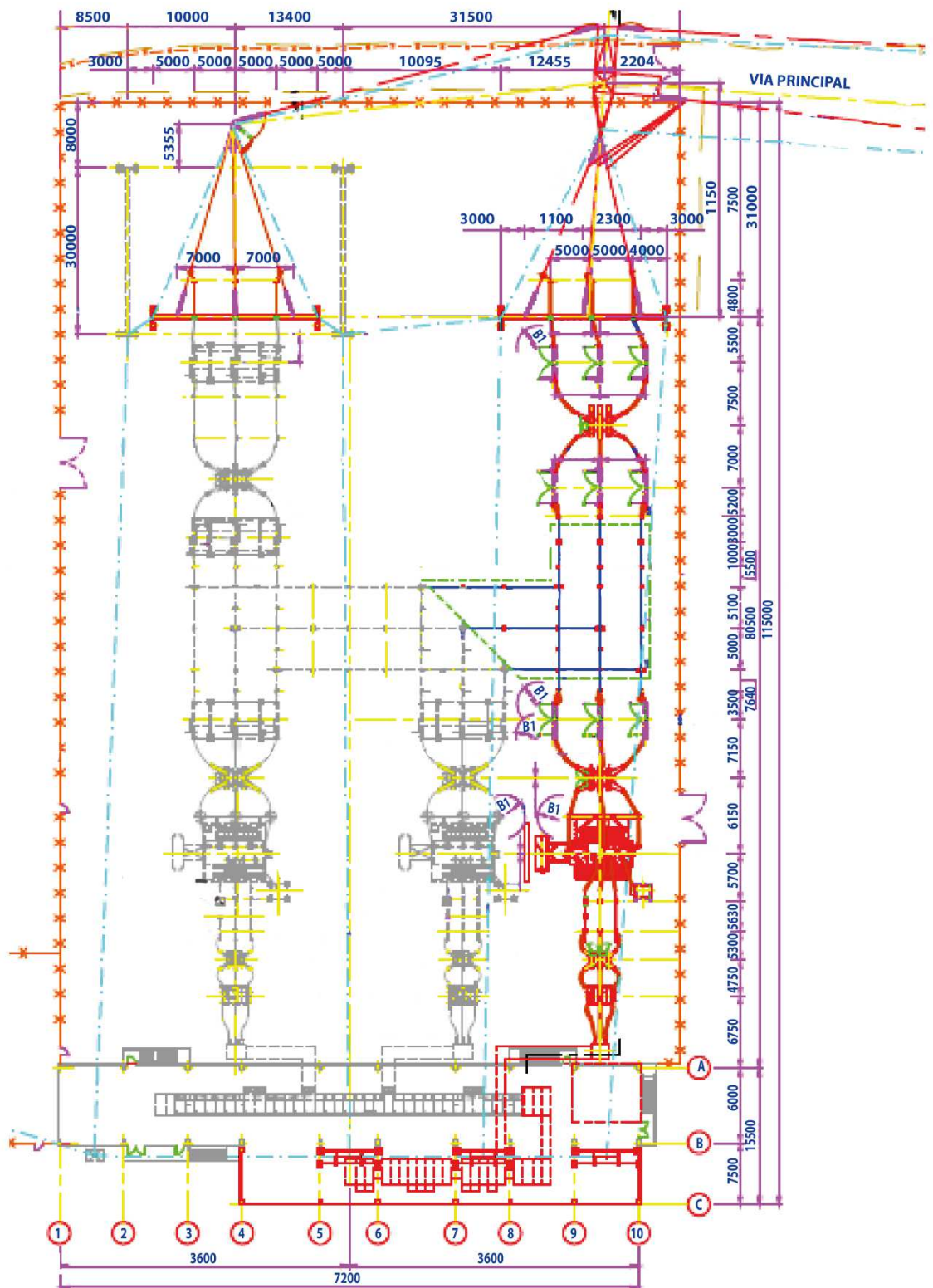
### 5.2.4 Datos de la Subestación Eléctrica

La subestación eléctrica tiene una disposición de equipos como se muestra en las figuras 5.3 y 5.4, y están unidos por conductores tubulares de aluminio. A continuación se enumeran los equipos que se utilizan los cuales tendrán un BIL preliminar de 950 kV (corregido por altura).

- 1- Transformador de tensión de línea
- 2- Seccionador de línea
- 3- Interruptor de línea
- 4- Seccionador de barra a la entrada
- 5- Transformador de tensión de barra
- 6- Seccionador de barra a la salida
- 7- Interruptor de potencia del transformador
- 8- Pararrayos
- 9- Transformador de potencia



**Figura 5.3. Vista de perfil de la subestación eléctrica**  
**Fuente: PEPSA**



**Figura 5.4.** Arreglo general de la subestación eléctrica  
**Fuente:** PEPSA

### 5.2.5 Cálculo de Sobretensiones Utilizando la Norma IEC 60071-2

A continuación se determinan los valores máximos de sobretensiones utilizando el método de la IEC (véase Anexo G).

#### Características de la red:

Tensión Nominal: 220 kV, Tensión Máxima: 245 kV

#### Tensiones representativas:

TOV

Falla fase – tierra (Urp): **212 kV**

Rechazo de carga (Urp)

Sobretensión fase-fase: **343 kV**

Sobretensión fase-tierra: 198 kV

#### Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (Ucw):

NPR(Upl):	494 kV
Factor A (Tabla F.2 – IEC 60071-2):	4500 kV
Cantidad de líneas conectadas a la subestación (n):	2
Distancia del primer pararrayos al seccionador de línea:	7 m
Distancia del primer pararrayos al seccionador de barra:	24 m
Distancia del primer pararrayos al seccionador del transformador (L1):	60 m
Distancia del pararrayos al transformador de potencia (L2):	69 m
Vano típico de la línea:	300 m
Índice de fallas (salidas):	Rkm = 1.0/100 km-año
Tasa de falla aceptable:	Ra = 1.0/400 años
Longitud equivalente de tasa de falla:	Lsp = 300 m

Aislamiento Externo (de la ecuación F.17 IEC 60071-2):

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L_1}{L_{sp} + L_a} \quad \dots(5.1)$$

Ucw = 739.5 kV

Aislamiento Interno (de la ecuación F.19 IEC 60071-2):

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L_2}{L_{sp} + L_a} \quad \dots(5.2)$$

Ucw = 776.2 kV

### Determinación de las tensiones soportadas específicas:

Factor de seguridad:

Aislamiento interno:  $K_s = 1.15$

Aislamiento externo:  $K_s = 1.05$

Factor de corrección por altura (4200 msnm):  $K_a = 1.674$

### Resultado Final:

Sobretensión soportada a impulso tipo rayo:

		Externo (kV)	Interno (kV)
Sobretensión	fase-tierra	1300	893
	fase-fase	1300	893

### 5.3 Aplicación de la Metodología

Para el caso de estudio desarrollado en esta tesis, se tiene en cuenta para la simulación todos los modelos desarrollados en el Capítulo 3, así como también todos los procedimientos y criterios básicos de modelado y simulación descritos en el Capítulo 4. A continuación se presentan todos los modelos en los cuales se han incluido los datos del sistema a estudiar.

La línea de transmisión se modela en el ATP de acuerdo a sus características, quedando finalmente los datos como se muestra en las figuras 5.5 y 5.6.



**Figura 5.5.** Caja de diálogo de datos del modelo de la línea  
**Fuente:** elaboración propia

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0.527	1.5825	0.0545	5.3124	35.8	35.8
2	2	0.527	1.5825	0.0545	6.3124	27.4	27.4
3	3	0.527	1.5825	0.0545	5.3124	19	19
4	4	0.527	1.5825	0.0545	-5.3124	35.8	35.8
5	5	0.527	1.5825	0.0545	-6.3124	27.4	27.4
6	6	0.527	1.5825	0.0545	-5.3124	19	19
7	7	0.475	0.74	0.408	4.7	42.8	42.8
8	8	0	0.4572	4.04513	-4.7	42.8	42.8

**Figura 5.6.** Datos geométricos de la línea  
**Fuente:** elaboración propia

Se modela la torre de transmisión hallando la impedancia característica de la torre según la ecuación (3.10):

$$Z_T = 30 \ln \left[ \frac{2(h^2 + r^2)}{r^2} \right]$$

Donde: h= 42 m y r= 4.5 m

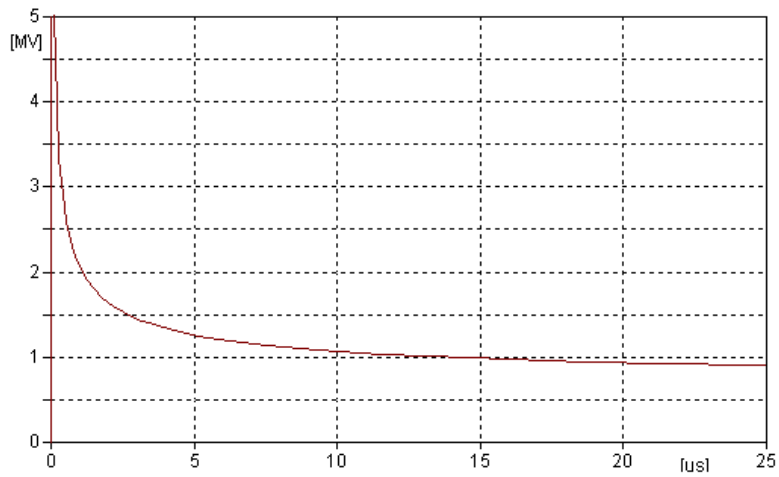
Por lo tanto los parámetros de la torre sería:

Z = 155.15 ohms

V = 255 000 km/s

Se desprecia el efecto corona porque para este caso de estudio no se consideran distancias grandes de línea.

La cadena de aisladores es simulada mediante un interruptor accionado por un controlador que cerrará el circuito en caso que el valor de la sobretensión en bornes de la cadena de aisladores exceda a la curva característica V-t en función de un BIL corregido por altura cuya magnitud aproximadamente es 1050 kV, ver Figura 5.7. Adicionalmente este interruptor estará conectado en paralelo con un capacitor de 30 pF.



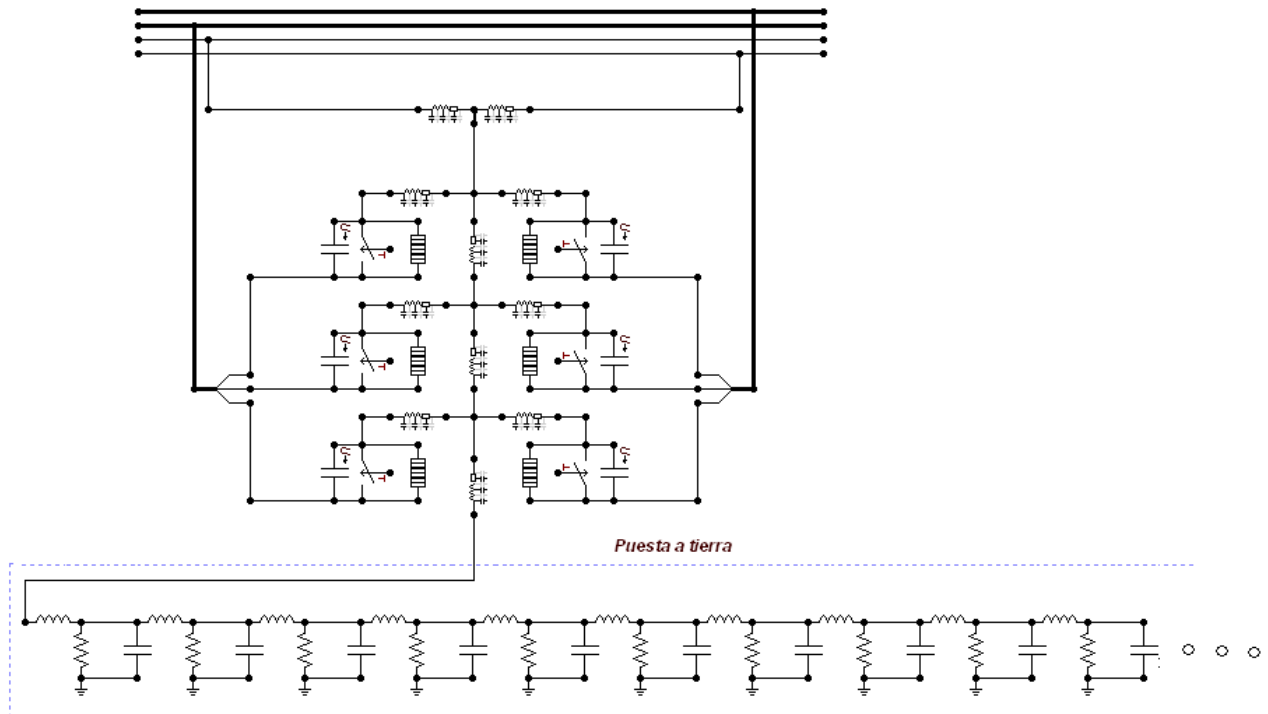
**Figura 5.7.** Curva V-t de la cadena de aisladores  
**Fuente:** elaboración propia

La puesta a tierra de las torres se modela de acuerdo al modelo de parámetros distribuidos. Estos son:

$R = 40 \text{ Ohms}$ ,  $L = 26.175 \text{ } \mu\text{H}$ ,  $C = 1.328 \text{ nF}$ , dividido en 20 segmentos sería:

$R = 800 \text{ Ohm}$ ,  $L = 1.309 \text{ } \mu\text{H}$ ,  $C = 0.067 \text{ nF}$

Por lo tanto el modelo final es:



**Figura 5.8.** Modelo de la torre de transmisión en el ATPDraw  
**Fuente:** elaboración propia



Para el modelo del pararrayos se consideran las curvas características basadas en parámetros no lineales como se muestran en la Figura 5.9 (aplicando el factor de corrección) y las tablas a continuación:

- **Pararrayos 1 y 2 que se encuentran a la entrada de la bahía:**

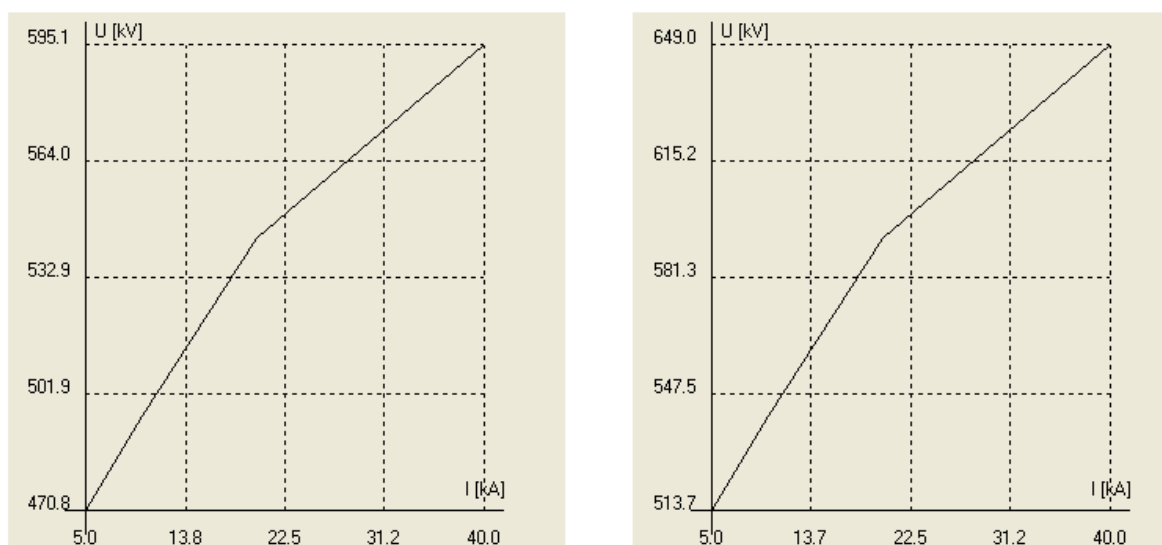
Tensión nominal 198 kV:

I (kA)	V residual (kV)	U (V)
5	451	470800
10	475	496100
20	513	543400
40	561	595100

- **Pararrayos de los transformadores de potencia:**

Tensión nominal 216 kV:

I (kA)	V residual (kV)	U (V)
5	488	513700
10	514	541200
20	555	592900
40	607	649000



**Figura 5.9.** Curvas características de los pararrayos  
Fuente: elaboración propia

El modelo de impedancia de los conductores de conexión entre equipos dentro de la subestación eléctrica tiene los siguientes parámetros:

- $Z = 400$  ohms
- $V = 300\ 000$  km/s

Los modelos de los diferentes equipos de la subestación están representados por capacitancias, éstos se muestran en la tabla a continuación:

<b>Equipos eléctricos</b>	<b>Cf-t (pF)</b>	<b>Cf-f (pF)</b>
Transformador de tensión de línea	5000	-
Seccionador de línea	200	10
Interruptor de línea	75	10
Seccionador de barra a la entrada	200	10
Transformador de tensión de barra	5000	-
Seccionador de barra a la salida	200	10
Interruptor de potencia del transformador	75	10

El modelo para los transformadores de potencia de 120 MVA, 220/22.9 kV se considera como capacitancias cuyos valores son:

$C_{f-t}$ : 3 nF

Los modelos de las descargas atmosféricas están de acuerdo con la forma de onda estándar, teniendo en consideración que la probabilidad de incidencia de rayo es la descrita en la siguiente tabla:

<b>I (kA)</b>	<b>Probabilidad (%)</b>
20	75.75
50	22.39
100	4.54
200	0.78

El tiempo de simulación considerado es de  $50\mu\text{s}$  y el paso de tiempo de 1ns.

## 5.4 Modelado y Simulación

Utilizando los modelos anteriores se procede a simular diferentes casos de estudio.

### Caso 1: Rayo impacta en la torre de transmisión T1

En este escenario el rayo impacta en la torre adyacente a la subestación y se evalúan los perfiles de sobretensión obtenidos para diferentes magnitudes de impulso de rayo, para ello se utiliza el modelo de puesta a tierra distribuida y se tienen tres escenarios de operación:

- a) Operación normal: En este escenario se evalúa los perfiles de sobretensión considerando el normal funcionamiento de la subestación (véase Anexo H).
- b) Seccionadores abiertos: En este escenario los seccionadores a la entrada de cada uno de los transformadores de potencia se encuentran en posición abierta (véase Anexo H).
- c) Sin pararrayos en los transformadores: En este escenario se evalúa que no se han instalado pararrayos de protección en los transformadores de potencia o éstos se encuentran fuera de servicio (véase Anexo H).

### Caso 2: Rayo impacta de manera directa a la línea de transmisión

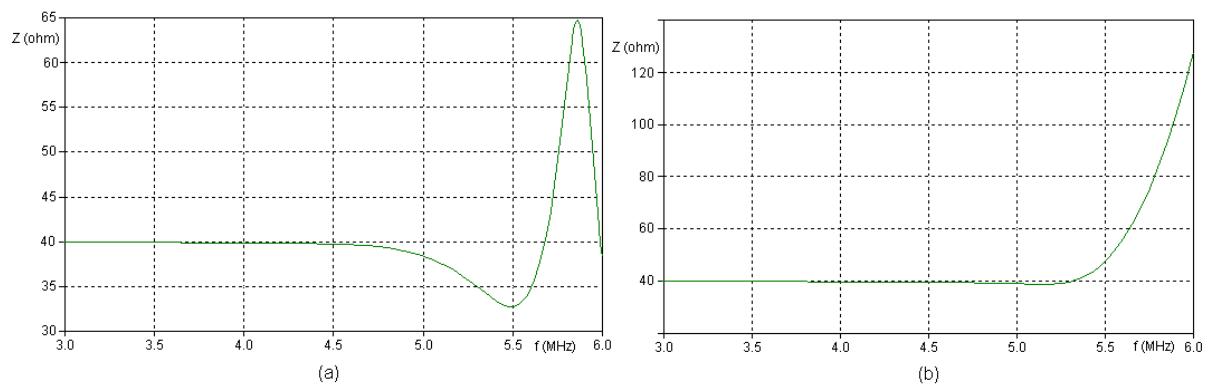
En este escenario se evalúan diferentes magnitudes de impulso de rayo, con los que se obtienen los perfiles de sobretensión en diferentes puntos del sistema eléctrico en estudio. Se utiliza el modelo de puesta a tierra distribuida.

- a) Para una corriente rayo de 5 kA
- b) Para una corriente rayo de 10 kA
- c) Para una corriente rayo de 20 kA

## 5.5 Análisis de Sensibilidad

### 5.5.1 Sensibilidad a la Variación de los Valores de Puesta a Tierra

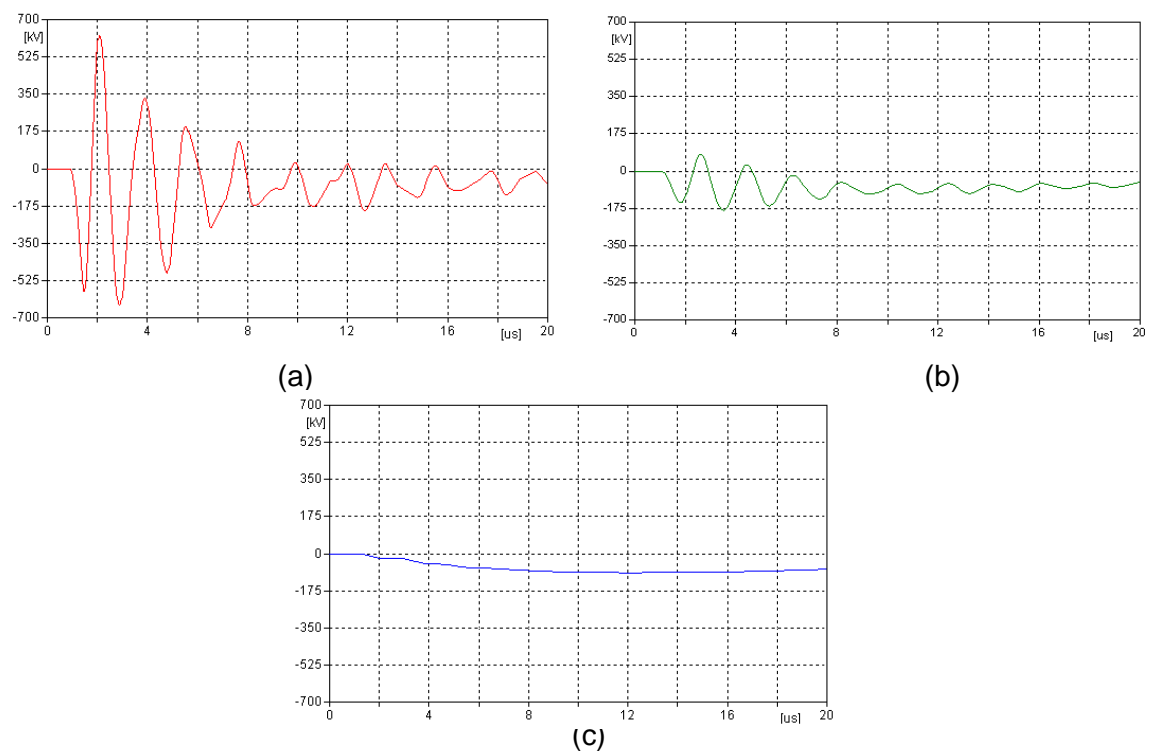
En este análisis de sensibilidad se puede apreciar cómo la frecuencia del impulso rayo puede influir en el valor de la impedancia del sistema de puesta. En la Figura 5.10 se puede apreciar la variación de la impedancia de puesta a tierra en función a la frecuencia (comportamiento dinámico) para los modelos de la puesta a tierra distribuida y RLC, para el modelo del ítem 5.2.2. Para el caso de conductores horizontales (contrapesos) es recomendable utilizar el modelo de parámetros distribuidos [15].



**Figura 5.10.** Gráfica de  $Z$  vs  $f$  de la puesta a tierra; (a) Modelo distribuido, (b) Modelo RLC  
**Fuente:** elaboración propia

### 5.5.2 Sensibilidad a la Variación de los Valores del Frente de Onda

En este análisis de sensibilidad se determina que el valor de la magnitud de la sobretensión va aumentando a medida que el tiempo de frente de onda de la corriente de la descarga atmosférica es más pequeño, por lo tanto este parámetro es un factor muy importante a tener en cuenta. En la Figura 5.11 se puede apreciar los valores de sobretensión para diferentes valores de frente de onda.



**Figura 5.11.** Gráficas de sensibilidad de la tensión en bornes de la cadena de aisladores en función del frente de onda de la corriente de la descarga atmosférica (a)  $t_c = 2 \mu s$ ; (b)  $t_c = 5 \mu s$ ; (c)  $t_c = 10 \mu s$   
**Fuente:** elaboración propia

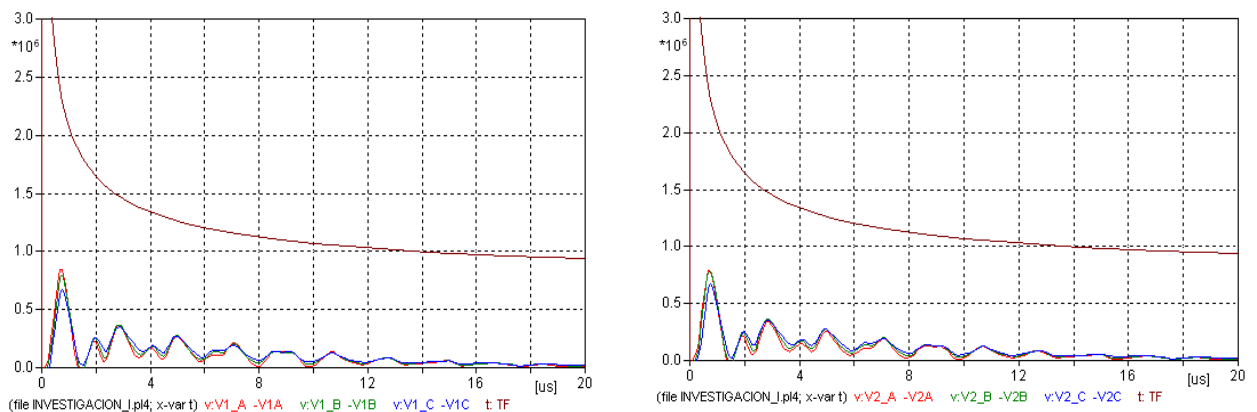
## 5.6 Resultado de la Aplicación de la Metodología

A continuación se presentan las gráficas y tablas de valores pico obtenidos a partir de los perfiles de sobretensión para cada caso de estudio (véase Anexo I).

### 5.6.1 Caso 1: Rayo Impacta en la Torre de Transmisión T1

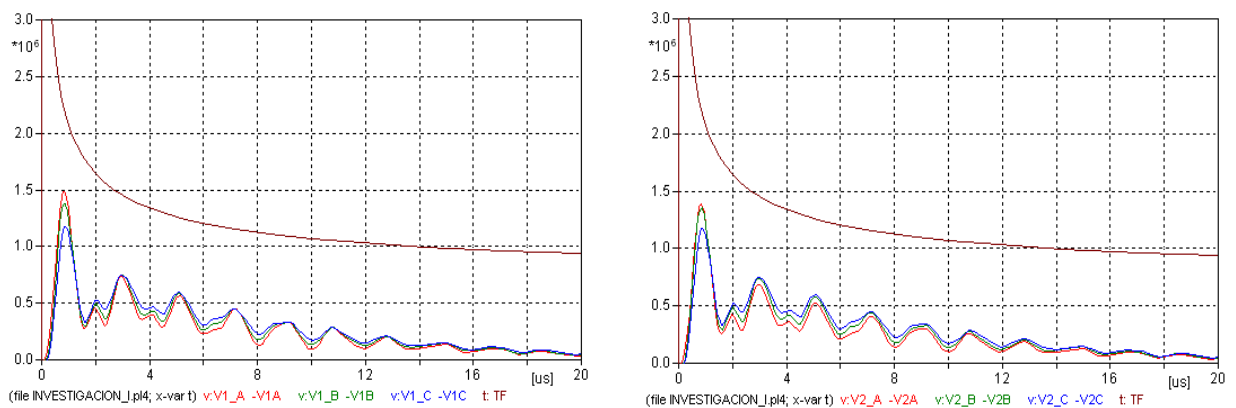
En las figuras 5.12 y 5.13 se muestran los perfiles de sobretensión para cada una de las fases en bornes de la cadena de aisladores en la torre de transmisión, donde se puede verificar que las sobretensiones transitorias producidas por descargas atmosféricas de 20 kA y 50 kA respectivamente no llegan a causar contorneo inverso.

Los gráficos mostrados a continuación son obtenidos de los datos de salida de simulación en ATPDraw para cada condición de estudio (véase Anexo I).



**Figura 5.12.** Sobretensiones en cada fase para una corriente rayo de 20 kA

**Fuente:** elaboración propia

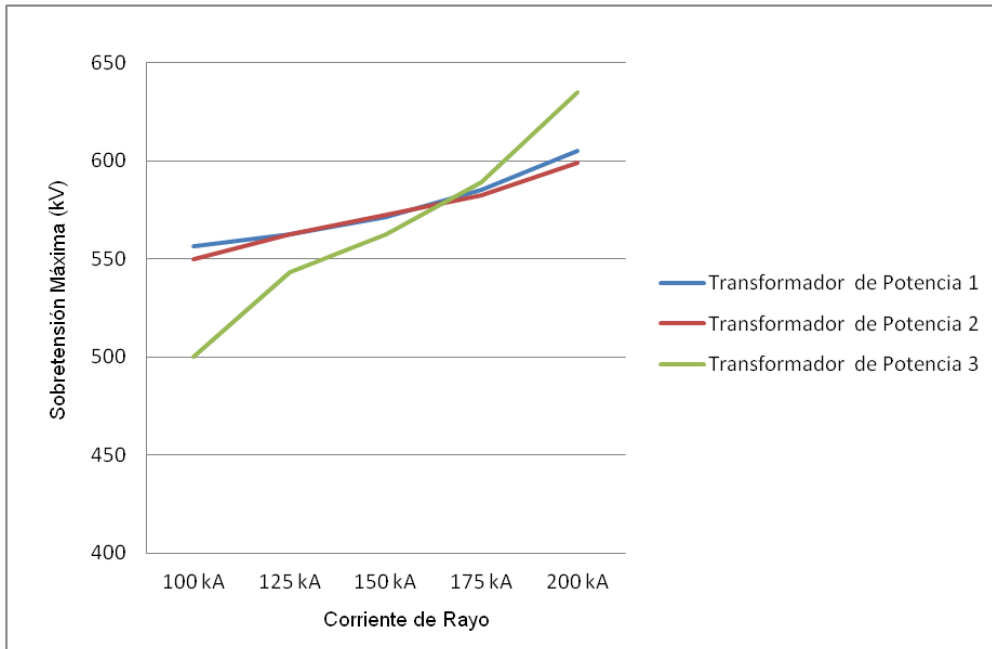


**Figura 5.13.** Sobretensiones en cada fase para una corriente rayo de 50 kA

**Fuente:** elaboración propia

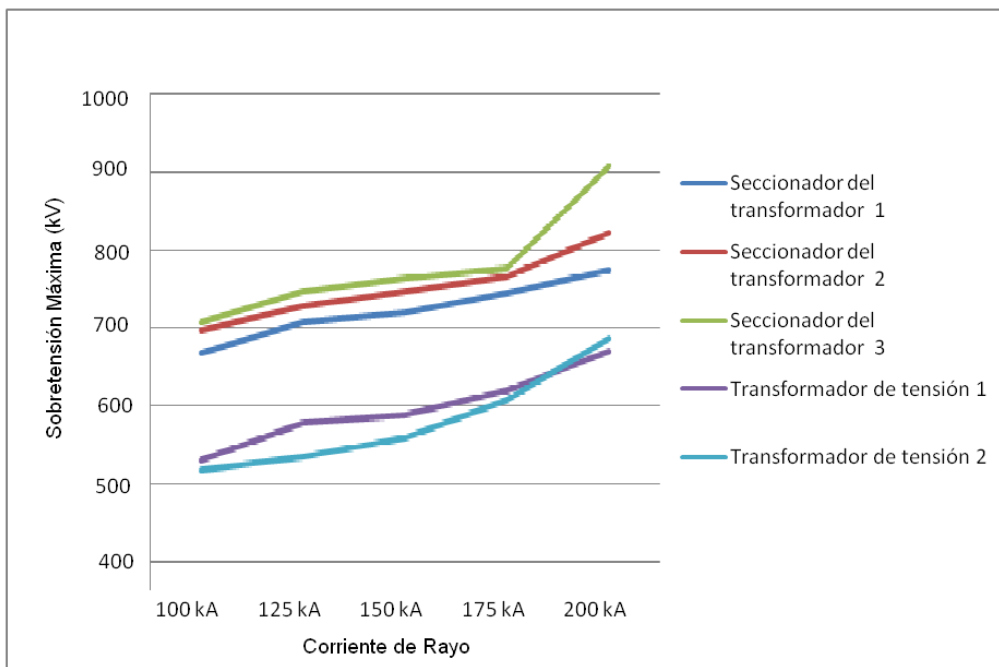
En las figuras 5.14, 5.15 y 5.16 se muestran los valores máximos de sobretensión medidos en determinados equipos eléctricos del sistema en estudio para diferentes valores de corriente. Las magnitudes de sobretensión son determinados para valores de corriente de rayo que causan contorneo inverso en la cadena de aisladores de la línea de

transmisión estos valores de corriente son: 100 kA, 125 kA, 150 kA, 175 kA y 200 kA. Los gráficos mostrados a continuación son obtenidos de los datos de salida de simulación en ATPDraw para cada condición de estudio (véase Anexo I).



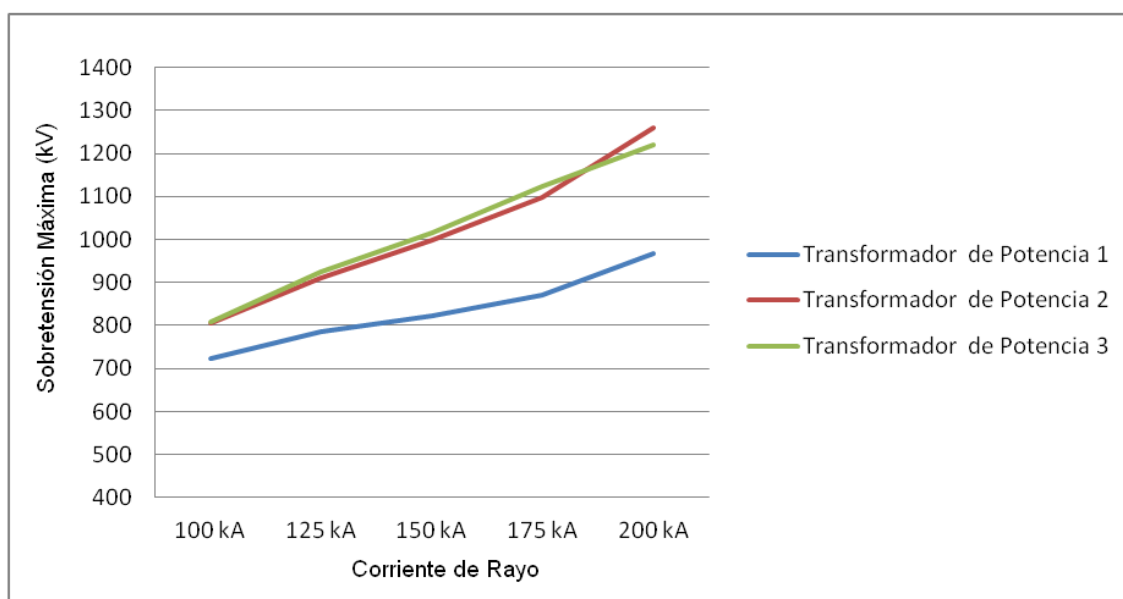
**Figura 5.14.** Valores máximos de sobretensión para condición normal

**Fuente:** elaboración propia



**Figura 5.15.** Valores máximos de sobretensión para condición seccionadores de los transformadores abiertos

**Fuente:** elaboración propia



**Figura 5.16.** Valores máximos de sobretensión para la condición sin pararrayos en los transformadores de potencia  
**Fuente:** elaboración propia

### 5.6.2 Caso 2: Rayo Impacta Directamente en la Línea de Transmisión

Para una operación normal de la subestación eléctrica los valores obtenidos de sobretensión en diferentes puntos de las instalaciones eléctricas son los que se muestran en la tabla 5.1.

**Tabla 5.1** Sobretensiones obtenidas para el Caso 2  
**Fuente:** elaboración propia

	$I_{\text{rayo}}$ (kA)	En los aisladores (kV)	Entrada a la subestación (kV)	En la barra de la subestación (kV)	En los transformadores de potencia (kV)
Caso 1	1	230	210	200	195
Caso 2	2	460	310	320	302
Caso 3	5	2108	260	200	160
Caso 4	10	2107	240	200	190
Caso 5	20	2126	305	300	300

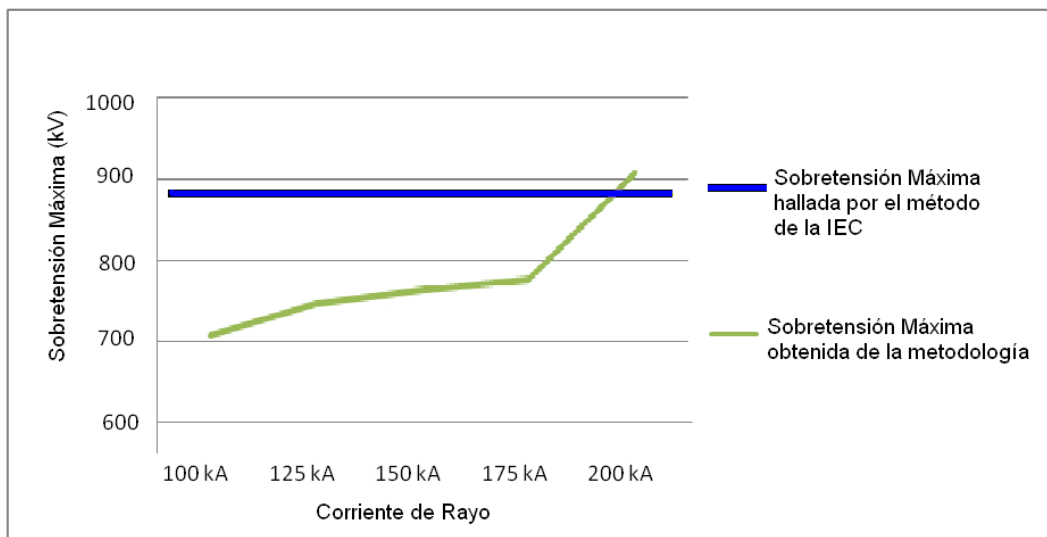
### 5.7 Análisis de Resultados

En el caso de estudio 1 como se puede ver en las figuras 5.14, 5.15, 5.16, el nivel de sobretensión más crítico para los equipos eléctricos en condiciones de diseño se da cuando los seccionadores de los transformadores de tensión están en posición abierta, obteniéndose una sobretensión máxima de 905 kV. Según el tercer escenario, el pararrayos del transformador de potencia es crítico para garantizar la integridad de los transformadores de potencia ante descargas atmosféricas.

En el caso de estudio 2, el impacto de un rayo menor a 2 kA ocasiona ligeras sobretensiones que no afectan al sistema eléctrico. Corrientes de rayo mayor a 5 kA ocasionan un contorno directo en la línea de transmisión. Por lo tanto, la sobretensión entrante a la subestación eléctrica es de una magnitud que no implica un riesgo para el aislamiento eléctrico de los equipos.

### 5.8 Metodología Propuesta vs IEC 60071-2

Cuando se comparan los resultados de la metodología desarrollada versus la metodología de la IEC (véase 5.3), específicamente el caso de estudio de los seccionadores de los transformadores abiertos, se aprecia que los valores de sobretensión máxima hallados con el método de la IEC (893 kV) es similar a la sobretensión más crítica obtenida para un rayo de 200 kA (905 kV), la diferencia entre estos valores es aproximadamente de 1.3 %, se muestra en la Figura 5.17.



**Figura 5.17.** Comparación de Metodologías  
**Fuente:** elaboración propia



## CONCLUSIONES

En este trabajo se propone una metodología que sirve para analizar los transitorios de frente de onda rápido debido a descargas atmosféricas en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión. Se utiliza como base la filosofía de protección contra descargas atmosféricas, criterios generales de simulación, relaciones matemáticas simplificadas y datos típicos que se usan para simular diversos componentes del sistema eléctrico en los estudios de sobretensiones de frente rápido. Uno de los aspectos importantes del presente estudio es que se basan en los estudios de parámetros de sensibilidad de las sobretensiones.

El método desarrollado en el presente trabajo puede ser utilizado para evaluar casos que no abarcan la norma IEC 60071-2 y obtener valores aproximados a los que se obtendrían en la realidad mediante el adecuado modelado y simulación de sistema en análisis.

Como aportes de este trabajo se tienen los siguientes:

- Modelo digital en el formato del ATPDraw v5.7, para simular las sobretensiones transitorias producidas por la incidencia de un rayo en un sistema eléctrico de alta tensión.
- Metodología basada en simulación para el cálculo de las sobretensiones de frente rápido originadas por descargas atmosféricas.

Las conclusiones principales del presente trabajo son las siguientes:

- 1) De las simulaciones realizadas al aplicar la metodología, se concluye que el valor de la resistencia de puesta a tierra de las primeras torres a la entrada de la subestación eléctrica resultan determinantes para el valor de la sobretensión producida, pues la sobretensión máxima es establecida por las reflexiones de la base de la torre, por lo tanto, un valor bajo en la resistencia contribuye a una disminución significativa en la magnitud de la sobretensión máxima que aparece en la torre. Para ello el modelo de puesta a tierra de resistencia distribuida representa mejor el comportamiento ante transitorios de frente de onda rápida de contrapesos en comparación con otros modelos.

- 2) La metodología propuesta y el modelado en el ATPDraw presentan ventajas respecto a utilizar las recomendaciones de la norma IEC 60071-2. Esta última tiene las siguientes desventajas:
  - a) No representan de manera precisa las diferentes configuraciones que se pueden dar en una subestación eléctrica.
  - b) No puede evaluar cualquier caso de estudio de sobretensiones producidas por descargas atmosféricas.
  - c) Tienen una menor precisión en el cálculo de sobretensiones.
  - d) Con la norma IEC 60071-2 se obtienen valores conservadores; como se puede apreciar en el ítem 5.8, los valores de sobretensión estimados por la norma IEC se asemejan a las sobretensiones obtenidas con magnitudes de rayo de 200kA, que tienen una baja probabilidad de ocurrencia (0.8%).
  
- 3) La metodología desarrollada en la presente tesis constituye un aporte al cálculo de la coordinación de aislamiento en sistemas eléctricos de potencia, debido a que permite hallar por simulación los valores de las sobretensiones transitorias para los estudios de coordinación de aislamiento en sistemas eléctricos de alta tensión.

## RECOMENDACIONES

Este trabajo puede ser utilizado como un punto de inicio para un estudio más detallado de los efectos de la descarga atmosférica en las líneas de transmisión. Se puede mejorar cada modelo desarrollado según sea el caso, sin embargo un mayor detalle no haría variar en gran medida los valores obtenidos ni a la metodología presentada.

Las recomendaciones principales del presente trabajo son las siguientes:

- 1) Al realizar una evaluación para el análisis de tramos largos de líneas de transmisión (mayores a 5 km) se recomienda elaborar un modelo de línea que simule el efecto corona.
- 2) El análisis del sistema de puesta a tierra es de vital importancia, al tener muchas variables involucradas (como la permitividad y conductividad variables del suelo) se recomienda realizar estudios más detallados.
- 3) Se recomienda poseer bajos valores de impedancia de puesta a tierra en las torres a la entrada de la subestación.
- 4) Se puede hacer evaluaciones estadísticas en función al cálculo determinístico presentado en el presente trabajo, esto permitirá un análisis más amplio de los diferentes casos de estudio, así como una evaluación más óptima partiendo de datos estadísticos como es la magnitud de la descarga atmosférica.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Andrew R. Hileman, Insulation Coordination for Power System, Taylor & Francis Group, New York, 1<sup>st</sup> ed., 1999.
- [2] Allan Greenwood, Electrical Transients in Power Systems, John Wiley & Sons, INC., New York, 2<sup>st</sup> ed., 1998.
- [3] Tsu-huei Liu and W. Scott Meyer, Electro-Magnetic Transients Program (EMTP) Theory Book, Bonneville Power Administration, Oregon, 2<sup>st</sup> ed., 1995.
- [4] E. Kuffel, W.S. Zaengl and J. Kuffel, High Voltage Engineering, Butterworth-Heinemann, Woburn, 2<sup>st</sup> ed., 2000.
- [5] Electric Power Research Institute (EPRI), EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above, Electric Power Research Institute, Inc., Palo Alto, 3<sup>st</sup> ed., 2005.
- [6] Juan A. Martinez-Velasco, Power System Transients Parameter Determinations, Taylor & Francis Group, Natick, 1<sup>st</sup> ed., 2010.
- [7] Mejia Villegas S.A., Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Impresiones Gráficas Ltda, Colombia, 2<sup>st</sup> ed., 2003.
- [8] Fast Front Transients Task Force of the IEEE Modeling and Analysis of System Transients Working Group, “Modeling Guidelines for fast Front Transients”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol 11, No. 1, January 1996.
- [9] Takamitsu Ito, Toshiaki Ueda, Hideto Watanable, Toshihisa Funabashi and Akihiro Ametani, “Lightning Flashovers on 77 kV Systems: Observed Voltage Bias Effects and Analysis”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol 18, No. 2, April 2003.
- [10] IEC 60099-4, Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna, Madrid, 1<sup>rd</sup> ed., 1991.
- [11] IEC 60099-5, Surge Arrester: Selection and application recommendations, Madrid, 1<sup>rd</sup> ed., 2000.

- [12] IEEE Std C62.22-1997, Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems, Madrid, 1rd ed., 2000.
- [13] IEC 60071-4, Guía computacional para coordinación de aislamiento y modelado de redes eléctricas, Madrid, 1rd ed., 2000.
- [14] IEEE Std 998-1996, Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations, Madrid, 1rd ed., 2000.
- [15] Erasmo Echeverría, Tesis: Modelado y Análisis de la Respuesta Transitoria de Puesta a Tierra no Extensas, Lima, 2012.

## ANEXO A

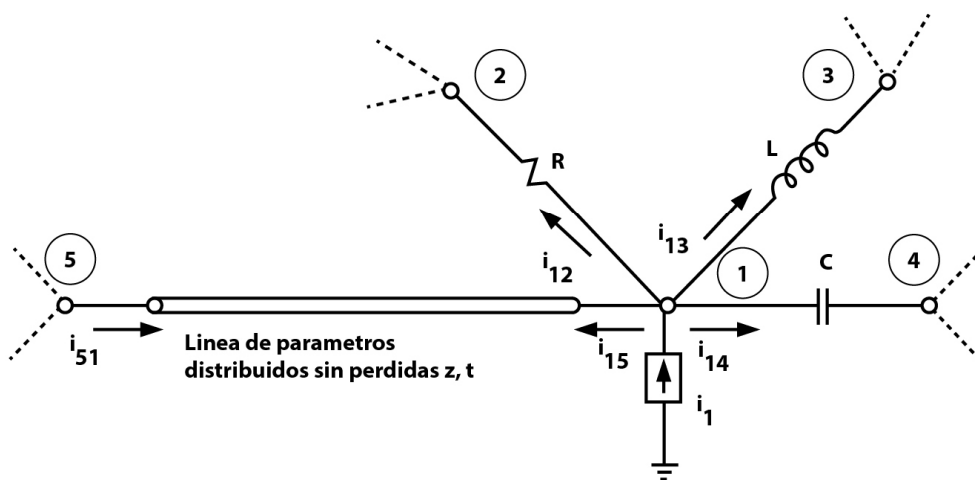
### MÉTODO MATEMÁTICO DE SOLUCIÓN UTILIZADO POR EL EMTP

En el desarrollo de los métodos, se adecua la solución que es de propósito general del programa y éstos son discutidos a continuación.

El programa mediante cálculos computacionales, no simula los fenómenos de manera continua, sino solamente de manera discreta en intervalos de tiempo de paso de iteración " $\Delta t$ ". Esto genera pequeños errores de truncación que se van acumulando paso a paso y pueden causar divergencias con la solución verdadera. Los métodos usados son numéricamente estables y abordan estos tipos de error de diseño de los algoritmos.

El EMTP puede resolver algunas redes que consisten de interconexiones de resistencias, inductancias, capacitancias, simples y multifásica de circuitos, líneas con parámetros distribuidos y otros elementos. En la figura A.13 se muestran los detalles de una red en una región alrededor del nodo 1. Suponiendo que las tensiones y corrientes tendrán que ser calculadas instantáneamente en los instantes 0,  $\Delta t$ ,  $2\Delta t$ , etc., siendo el paso de iteración " $t-\Delta t$ " y la solución más cercana en " $t$ ". En algún instante de tiempo, la suma de las corrientes que fluirá desde el nodo 1 hasta cada uno de los ramales, será igual a la corriente inyectada  $i_1$ , como:

$$i_{12}(t) + i_{13}(t) + i_{14}(t) + i_{15}(t) = i_1(t) \quad (A.1)$$



**Figura A.1.** Detalles de una red eléctrica alrededor del nodo N°1  
**Fuente:** elaboración propia

Los nodos de tensión son usados como variables de estado en el EMTP, éstas son necesariamente expresadas en ramales de corrientes,  $i_{12}$ , etc., como funciones de los nodos de tensión.

Para la resistencia tenemos la siguiente relación:

$$i_{12}(t) = \frac{1}{R} [v_1(t) - v_2(t)] \quad (A.2)$$

Para una inductancia, una relación simple es obtenida para reemplazar la ecuación diferencial:

$$v = L \frac{di}{dt}$$

con la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{v(t) + v(t - \Delta t)}{2} = L \frac{i(t) + i(t - \Delta t)}{\Delta t}$$

Esta ecuación puede ser escrita, para el caso de la figura A.1, como:

$$i_{13}(t) = \frac{\Delta t}{2L} [v_1(t) - v_3(t)] + \text{hist}_{13}(t - \Delta t) \quad (A.3a)$$

con  $\text{hist}_{13}$  conocido desde el valor previo al paso de tiempo,

$$\text{hist}_{13}(t - \Delta t) = i_{13}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2L} [v_1(t - \Delta t) - v_3(t - \Delta t)] \quad (A.3b)$$

La derivada para la ecuación del ramal capacitivo es análogo, e igual a:

$$i_{14}(t) = \frac{2C}{\Delta t} [v_1(t) - v_4(t)] + \text{hist}_{14}(t - \Delta t) \quad (A.4a)$$

donde el  $\text{hist}_{14}$  es conocido desde el valor previo al paso de tiempo

$$\text{hist}_{14}(t - \Delta t) = -i_{14}(t - \Delta t) - \frac{2C}{\Delta t} [v_1(t - \Delta t) - v_4(t - \Delta t)] \quad (A.4b)$$

Para la línea de transmisión entre los nodos 1 y 5, las pérdidas serán ignoradas en esta solución, las ecuaciones de onda son:

$$-\frac{\partial v}{\partial x} = L' \frac{\partial i}{\partial t}$$

$$-\frac{\partial i}{\partial x} = C' \frac{\partial v}{\partial t}$$

Donde:

$L'$ ,  $C'$  = inductancia y capacitancia por unidad de longitud,

$x$  = distancia desde el inicio al final,

Tenemos ya conocida la solución debido a d'Alembert:

$$i = F(x - ct) - f(x + ct) \quad (A.5a)$$

$$v = ZF(x - ct) + Zf(x + ct)$$

con:

$F(x - ct)$  y  $f(x + ct)$  = funciones de la expresión compuesta  $x - ct$  y  $x + ct$ ,

$Z$  = impedancia de onda (constante),

$c$  = velocidad de propagación de la onda (constante).

Si la corriente en la ecuación. (A.5a) se multiplica por  $Z$  y se añade a la tensión, entonces:

$$v + Zi = 2ZF(x - ct) \quad (A.5b)$$

En esta expresión compuesta  $v + Zi$  no cambia si  $x - ct$  tampoco cambia. Imaginemos un observador ficticio viajando en la línea con una velocidad de onda  $c$ . La distancia recorrida por este observador será  $x = x_0 + ct$  ( $x_0$  = localización en punto de inicio),  $x - ct$  constante. Si,  $x - ct$  es constante, el valor de  $v + Zi$  vista por el observador será necesariamente constante, con un tiempo de viaje:

$$\tau = \text{longitud de línea} / c$$

Un observador que sale del nodo 5 en un tiempo  $t - \tau$  verá el valor de  $v_5(t - \tau) + Zi_{51}(t - \tau)$ , y al llegar al nodo 1 (luego del tiempo de viaje  $\tau$ ) verá el valor  $v_1(t) - Zi_{15}(t)$  (el signo negativo es porque  $i_{15}$  tiene la dirección opuesta de  $i_{51}$ ); pero después este valor visto por el observador será constante,

$$i_{15}(t) = \frac{1}{Z} v_1(t) + \text{hist}_{15}(t - \tau) \quad (A.6a)$$



donde los términos  $\text{hist}_{15}$  son conocidos de los valores previos calculados:

$$\text{hist}_{15}(t - \tau) = -\frac{1}{Z} v_5(t - \tau) - i_{51}(t - \tau) \quad (\text{A.6b})$$

Ejemplo: sea el paso  $\Delta t = 100 \mu\text{s}$  y  $\tau = 1 \text{ ms}$  (tiempo total); de las ecuaciones (A.6) pueden ser calculados los datos históricos de la línea y almacenados en espacios de tiempo iguales a  $\tau$ , donde los valores de la ecuación (A.6b) son primeramente calculados en 10 pasos anteriores de tiempo. Las ecuaciones (A.6) son soluciones exactas de las pérdidas en la línea si “ $\Delta t$ ” es un integrador de los múltiplos  $\tau$ ; si no lo es usará la interpolación lineal incurriendo en errores. Las pérdidas pueden ser representadas con suficiente precisión insertando una resistencia de parámetro concentrado en algunos tramos a lo largo de la línea, así como también utilizando sofisticados métodos con parámetros dependientes de la frecuencia.

Si las ecuaciones (A.2), (A.3a), (A.4a) y (A.6a) son reemplazadas en la ecuación (A.1), para el nodo 1 se tendrá:

$$\left( \frac{1}{R} + \frac{\Delta t}{2L} + \frac{2C}{\Delta t} + \frac{1}{Z} \right) v_1(t) - \frac{1}{R} v_2(t) - \frac{\Delta t}{2L} v_3(t) - \frac{2C}{\Delta t} v_4(t) = i_1(t) - \text{hist}_{13}(t - \Delta t) - \text{hist}_{14}(t - \Delta t) - \text{hist}_{15}(t - \tau) \quad (\text{A.7})$$

Para algún tipo de red con  $n$  nodos, un sistema de  $n$  ecuaciones puede ser formado,

$$[G][v(t)] = [i(t)] - [\text{hist}]$$

con:

$[G]$  = matriz simétrica de conductancia nodal de “ $n \times n$ ”,

$[v(t)]$  = vector tensión de “ $n$ ” nodos,

$[i(t)]$  = vector corriente de “ $n$ ” fuentes, y

$[\text{hist}]$  = vector de “ $n$ ” términos históricos conocidos.

Normalmente, algunos nodos tienen tensiones conocidas debido a que se encuentran conectados a fuentes de tensión y otros nodos conectados a tierra; por eso la ecuación anterior puede ser particionada en nodos “A” con tensiones desconocidas y nodos “B” con tensiones conocidos, de la cual podemos determinar las tensiones desconocidas  $[v_A(t)]$  resolviendo la ecuación:

$$[G_{AA}][v_A(t)] = [i_A(t)] - [\text{hist}_A] - [G_{AB}][v_B(t)]$$

En los inicios, el EMTP fue diseñado para arrancar desde la condición inicial de cero. En algunos casos, los términos históricos  $\text{hist}_{13}$ ,  $\text{hist}_{14}$  y  $\text{hist}_{15}$  en la ecuación (A.7) son simplemente cero. Pero había casos, en que la simulación transitoria se iniciaba desde la condición inicial de estado estable a la frecuencia de 50 ó 60 Hz. Originalmente, las condiciones iniciales de estado estable eran leídas de las salidas de programas auxiliares que daban esta solución (subrutinas) los cuales tenían modelada la red, y a partir de estas salidas recién se realizaba la primera iteración transitoria y esta información se iba almacenando como información histórica, proceso que era tedioso y que tomaba más tiempo de simulación.

Hoy en día, los métodos computaciones empleados por el EMTP proceden de la siguiente forma:

Se construyen las matrices  $[G_{AA}]$  y  $[G_{AB}]$ , luego  $[G_{AA}]$  es triangularizada con eliminación por ordenación y aprovechando la esparcidad. En cada paso de tiempo de iteración, el vector de la derecha de la ecuación (A.8b) es "ensamblado" desde los términos históricos conocidos y de las fuentes de tensión y corriente conocidos. Luego, el sistema de ecuaciones lineales es resuelto para  $[v_A(t)]$ , usando la información contenida en la matriz de conductancia triangularizada. En este proceso de solución repetitiva se aprovecha al máximo la simetría de la matriz. Luego, para el proceso en el próximo paso de iteración toma los datos históricos "hist" de las ecuaciones (A.3b), (A.4b) y (A.6b) y los actualiza para usarlos en los siguientes pasos de iteración. Luego, continuando con la formulación planteada tenemos:

La solución ac de estado estable desarrollada para el caso de la figura A.1. Usando las ecuaciones de nodo de la ecuación (A.1), tendremos lo siguiente:

$$I_{12} + I_{13} + I_{14} + I_{15} = I_1$$

Donde la corriente "I" es un fasor de cantidades complejas  $|I| \cdot e^{j\alpha}$ . Para elementos de parámetros concentrados tenemos las siguientes ecuaciones:

para la inductancia,

$$I_{12} = \frac{1}{R}(V_1 - V_2)$$

y para la capacitancia,

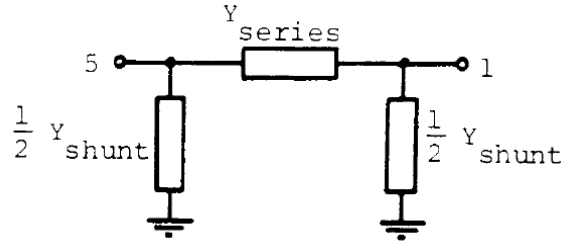
$$I_{13} = \frac{1}{j\omega L}(V_1 - V_3)$$

$$I_{14} = j\omega C(V_1 - V_4)$$

Para una línea con parámetros distribuidos  $R'$ ,  $L'$ ,  $G'$ ,  $C'$ , la solución de estado estable es:

$$\begin{bmatrix} I_{15} \\ I_{51} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{\text{series}} + \frac{1}{2} Y_{\text{shunt}} & -Y_{\text{series}} \\ -Y_{\text{series}} & Y_{\text{series}} + \frac{1}{2} Y_{\text{shunt}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_5 \end{bmatrix}$$

Si la representación del circuito “ $\pi$ ” equivalente de la figura A.2 es usada:



**Figura A.2.** Circuito Equivalente “ $\pi$ ” para solución AC de estado estable de líneas de transmisión

**Fuente:** elaboración propia

$$Y_{\text{series}} = \frac{1}{Z_{\text{series}}}, \quad \text{con} \quad Z_{\text{series}} = \mathcal{L}(R' + j\omega L') \frac{\text{senh}(\gamma \mathcal{L})}{\gamma \mathcal{L}}$$

$$\frac{1}{2} Y_{\text{shunt}} = \frac{\mathcal{L}}{2} (G' + j\omega C') \frac{\tanh(\frac{\gamma \mathcal{L}}{2})}{\frac{\gamma \mathcal{L}}{2}} \quad (\text{A.8})$$

Agrupando tenemos:

$$Y_{\text{series}} + \frac{1}{2} Y_{\text{shunt}} = \cosh(\gamma \mathcal{L}) \cdot Y_{\text{series}}$$

$$Y_{\text{series}} + \frac{1}{2} Y_{\text{shunt}} = \cosh(w\sqrt{L'C'}) \cdot Y_{\text{series}}$$

donde  $\gamma$  es la constante de propagación,

$$\gamma = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \quad (\text{A.9})$$

Para el caso de pequeñas pérdidas se considera:  $R' = 0$  y  $G' = 0$ , y en la ecuación (A.8) se tiene:

$$Z_{\text{series}} = \mathcal{L} \cdot j\omega L' \cdot \frac{\text{sen}(w\mathcal{L}\sqrt{L'C'})}{w\mathcal{L}\sqrt{L'C'}}$$

$$\frac{1}{2} Y_{\text{shunt}} = \frac{\mathcal{L}}{2} j\omega C' \cdot \frac{\tan\left(\frac{\omega\mathcal{L}}{2}\sqrt{L'C'}\right)}{\frac{\omega\mathcal{L}}{2}\sqrt{L'C'}} \quad (A.10)$$

$$Y_{\text{series}} + \frac{1}{2} Y_{\text{shunt}} = \cos\left(\omega\mathcal{L}\sqrt{L'C'}\right) \cdot Y_{\text{series}}$$

Si el valor de  $\omega\mathcal{L}$  es pequeño, típicamente 100 km a 60 Hz para líneas cortas, la relación  $\sinh(x)/x$  y  $\tanh(x/2) / x/2$  en la ecuación (1.8) y el  $\sin(x) / x$ ,  $\tan(x/2) / x/2$  en la ecuación (A.8) todos serán considerados igual a 1.0. De esta simplificación del circuito “ $\pi$ ”, se tiene:

$$Z_{\text{series}} = (R' + j\omega L')$$

$$\frac{1}{2} Y_{\text{shunt}} = \frac{1}{2} (G' + j\omega C') \quad \text{si } \omega\mathcal{L} \text{ es pequeño} \quad (A.11)$$

Con el circuito equivalente “ $\pi$ ” de la Figura A.2, las ecuaciones de los ramales para pequeñas pérdidas en la línea finalmente será:

$$I_{15} = \left( Y_{\text{series}} + \frac{1}{2} Y_{\text{shunt}} \right) V_1 - Y_{\text{series}} V_5 \quad (A.12)$$

Ahora, escribiendo las ecuaciones para el nodo 1, desde las ecuaciones (A.8), (A.9), (A.10) y (A.12) dentro de la ecuación (A.1), tendremos:

$$\left( \frac{1}{R} + \frac{1}{j\omega L} + j\omega C + Y_{\text{series}} + \frac{1}{2} Y_{\text{shunt}} \right) V_1 - \frac{1}{R} V_2 - \frac{1}{j\omega L} V_3 - j\omega C V_4 - Y_{\text{series}} V_5 = I_1 \quad (A.13)$$

Para algún tipo de red con “ $n$ ” nodos, puede ser formado un sistema de “ $n$ ” ecuaciones, siendo su forma general:

$$[Y][V] = [I] \quad (A.14)$$

con:

[Y] = matriz de admitancia simétrica nodal, con elementos complejos,

[V] = vector tensión de “ $n$ ” nodos (valor del fasor complejo),

[I] = vector de fuente de corriente (valor del fasor complejo).

Donde los términos de la izquierda de la ecuación (A.14) es particionada en una red con “A” nodos con tensiones desconocidas y en otra de “B” nodos con tensiones conocidas. Las tensiones desconocidas son hallados al resolver el sistema lineal, de la siguiente ecuación algebraica:

$$[Y_{AA}][V_A] = [I_A] - [Y_{AB}][V_B] \quad (A.15)$$

## ANEXO B

### FUNDAMENTOS DEL MODELO LCC TIPO JMARTI

La metodología de este modelo evita problemas numéricos de estabilidad, y dan un amplio rango de frecuencias, las respuestas en computadora solo aumenta del 10 al 30% el tiempo respecto al empleado para los análisis con parámetros fijos.

Basado en el modelo del EMTP que desacoplan el sistema haciendo una representación monofásica usando matrices de transformación modal, esas matrices son usadas en este modelo para obtener un resultado confiable para el análisis de líneas de transmisión.

El modelo de línea tipo JMarti usado en el ATPDraw está basado en el método de Dommel el cual usó una representación en el dominio del tiempo, luego D' Alembert simplificó las ecuaciones de onda y Bergeron relacionó la tensión con la corriente.

Bergeron realizó un cambio de variables e introdujo ondas viajeras pero con tensiones y corrientes definidas como:

Funciones viajando a la derecha:

$$u_k(t) = v_k(t) + R_1 i_k(t)$$

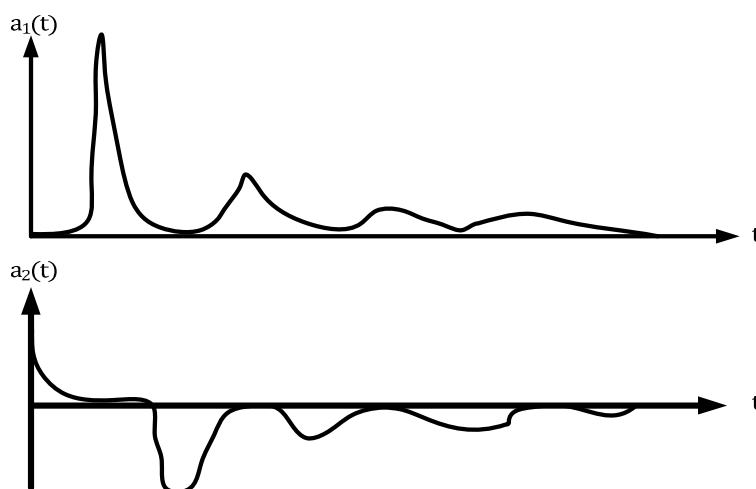
$$u_m(t) = v_m(t) + R_1 i_m(t)$$

Y funciones viajando a la izquierda:

$$b_k(t) = v_k(t) - R_1 i_k(t)$$

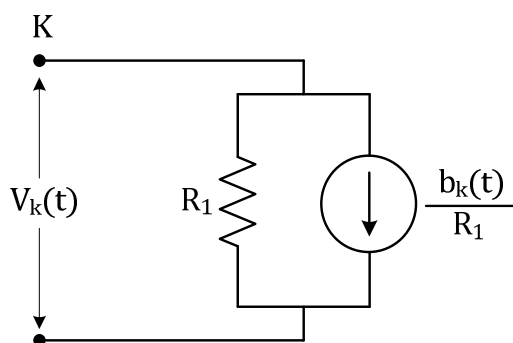
$$b_m(t) = v_m(t) - R_1 i_m(t)$$

Estas funciones de ponderación viajeras se muestran en la figura B.1 están en el dominio del tiempo como lo demostró Snelson y J. Martí las transformó al dominio de la frecuencia.



**Figura B.1.** Funciones de ponderación usadas por Snelson en función del tiempo  
**Fuente:** elaboración propia

La figura B.2 muestra el circuito equivalente que encontraron Dommel y Meyer al unir las ecuaciones de Snelson usando una representación en forma de circuito en uno de los extremos de una línea.



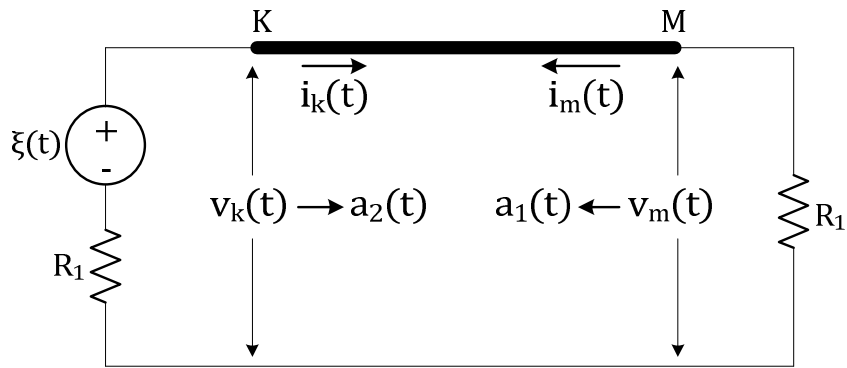
**Figura B.2.** Circuito equivalente del modelo en nodo K  
**Fuente.** elaboración propia

La función viajera a la izquierda es obtenida por valores de corrientes y tensiones de datos pasados los cuales se obtienen por medio de la integral mostrada a continuación:

$$b_k(t) = \int_0^{\infty} [f_m(t-u)a_1(u) + f_k(t-u)a_2(u)] \partial u$$

Se pueden aplicar muchas ondas de ponderación pero siempre habrá desventajas al realizar la integral.

Meyer y Dommel encontraron un circuito equivalente que simplifica las funciones de ponderación con los tensiones en los nodos m y k.



**Figura B.3.** Circuito encontrado por Meyer y Dommel para simplificar las funciones de ponderación

**Fuente:** elaboración propia

Así, con este circuito se consigue que las funciones de ponderación para  $a_1(t)$  y  $a_2(t)$  sean un pulso y cero respectivamente.

Se realiza el cambio de formulación al dominio de la frecuencia de las mismas ecuaciones presentadas anteriormente y se obtiene:

Funciones viajando a la derecha:

$$Y_k(w) = V_k(w) + Z_{eq}(w)I_k(w)$$

$$Y_m(w) = V_m(w) + Z_{eq}(w)I_m(w)$$

Funciones viajando a la izquierda:

$$B_k(w) = V_k(w) - Z_{eq}(w)I_k(w)$$

$$B_m(w) = V_m(w) - Z_{eq}(w)I_m(w)$$

La impedancia equivalente se aproxima a la impedancia característica que en la Figura B.3 es la resistencia  $R_1$ , relacionando las funciones viajeras y resolviendo el circuito se obtiene la expresión:

$$B_k(w) = A_1(w) \cdot F_k(w)$$

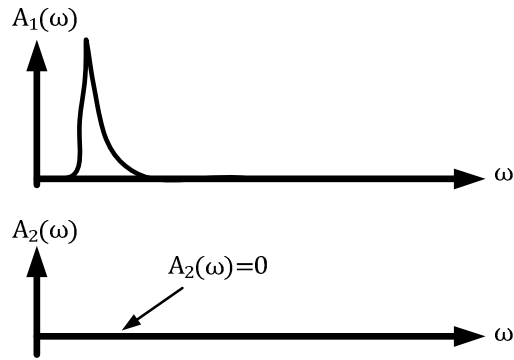
$$B_m(w) = A_1(w) \cdot F_m(w)$$

Donde:

$$A_1(w) = e^{-\gamma(w)l} = \frac{1}{\cosh[\gamma(w)l] + \sinh[\gamma(w)l]}$$

Esta función  $A_1(w)$  es la función de ponderación con el circuito de la Figura B.4 y la función  $A_2(w)$  es cero como muestra el gráfico a continuación.





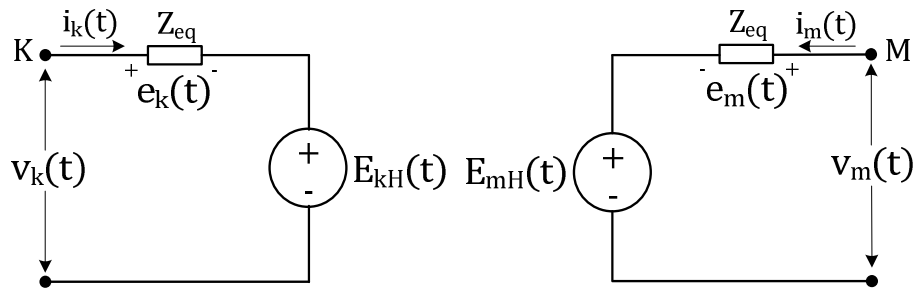
**Figura B.4.** Funciones de ponderación obtenidas del circuito de la Figura B.3  
**Fuente:** elaboración propia

Las funciones viajeras en reversa traen consigo el pasado histórico de datos de la línea, esto se refiere a los valores de corriente y tensión en sentido contrario a la onda que se transmite en ese momento y así se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$v_k(t) = e_k(t) + E_{kh}$$

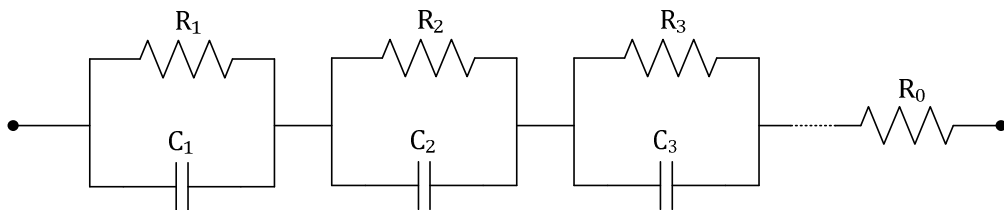
$$v_m(t) = e_m(t) + E_{mh}$$

Con las ecuaciones anteriores se obtiene el circuito equivalente de este modelo, el cual se muestra en la Figura B.5.



**Figura B.5.** Circuito equivalente del modelo de J. Martí.  
**Fuente:** elaboración propia

La impedancia equivalente “Zeq” es simulada por bloques y estos dependen de la línea en particular, según los números de polos y ceros de secuencia positiva y secuencia cero que resultan.



**Figura B.6.** Síntesis de la impedancia característica o equivalente  
**Fuente:** elaboración propia

$$Z_{\text{eq}}(s) = \frac{\text{num}(s)}{\text{den}(s)} = H \frac{(s + z_1)(s + z_2) \cdots (s + z_n)}{(s + p_1)(s + p_2) \cdots (s + p_n)}$$

Realizando fracciones parciales se obtiene:

$$Z_{\text{eq}}(s) = k_0 + \frac{k_1}{s + p_1} + \frac{k_2}{s + p_2} + \cdots + \frac{k_n}{s + p_n}$$

Para la figura B.5 se obtiene:

$$R_0 = k_0 \qquad R_i = \frac{k_i}{p_i} \qquad C_i = \frac{1}{k_i}$$

Para el cálculo de la fuente de tensión  $E_{KH}$  lo que significa el pasado histórico de la línea se realizan convoluciones para anti-transformar. El número de ceros y polos depende de la línea en particular y en este modelo se tabulan según las distancias de las líneas en millas.

J. Martí probó con un test de comparación analítica, en dominio de la frecuencia con una fuente de frecuencia singular y el otro terminal en circuito abierto o cortocircuitado. Al estar cortocircuitado el terminal de envío, la corriente de la línea está dado por:

$$I_k = \frac{E_s}{Z_c} \cdot \frac{1 + A_1^2}{1 - A_1^2}$$

Donde ( $E_s$ ) es el tensión de la fuente que usó J. Martí en la prueba. Y así mismo para circuito abierto, esta relación está dada por:

$$V_m = E_s \cdot \frac{2A_1}{1 + A_1^2}$$

Esta última expresión es independiente de la impedancia característica, he aquí porque algunos modelos dependientes de la frecuencia dan resultados aceptables si solo se prueban para condiciones de circuito abierto.

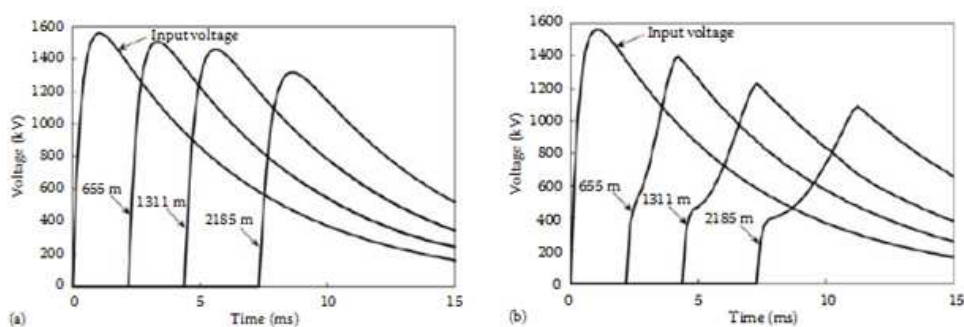
## ANEXO C

### MODELOS DEL EFECTO CORONA

#### C.1 Modelo de componentes discretos

El efecto corona se puede representar mediante componentes discretos. Esto se consigue dividiendo la línea en secciones de una longitud dada y la conexión de una o dos ramas que contienen un diodo, un condensador y una corriente continua (fuente de tensión para cada sección). La fuente representa la tensión por encima del cual la corona empieza a aparecer, el condensador representa la capacitancia adicional de la línea debido a la corona y el diodo es un artificio que facilita la conexión del condensador sólo cuando la tensión alcanza el valor de la fuente dc. Para el proceso de cálculo, este modelo consume tiempo y memoria, ya que requiere dividir la línea en muchas longitudes pequeñas. Por esta razón, se recomienda que el modelo sólo se utilice en la parte más acentuada de la red, es decir, 500 metros del punto de impacto de rayo.

La esencia del efecto corona en la onda es la introducción de un retardo de tiempo a la parte delantera del impulso correspondiente a la pérdida de energía necesaria para formar la carga espacial en corona alrededor del conductor, como se muestra en la Figura C.1, este efecto es más pronunciado cuanto mayor es el tramo de línea que la onda del rayo se desplaza a través de éste. El tiempo de retardo introducido por efecto corona tiene efecto sobre la tensión de inicio en corona ( $V_i$ ) y varía también con la magnitud de la sobretensión. Esta variación con la tensión puede ser expresada como una capacitancia dependiente de la tensión ( $C_k$ ) que se añade a la capacitancia geométrica de la línea de transmisión.



**Figura C.1.** Propagación de un impulso en una línea de transmisión; (a) sin efecto corona, (b) con efecto corona

**Fuente:** [6]

La tensión de inicio en corona ( $V_i$ ) para un solo conductor por encima de la tierra está dada por:

$$V_i = 23 \left( 1 + \frac{1.22}{r^{0.37}} \right) (r) \ln \left( \frac{2h}{r} \right) \text{ kV}$$

Donde:

r: Radio del conductor, cm

h: Altura del conductor, cm

El modelado detallado del efecto corona puede ser expresado por curvas de carga (q) versus impulsos de tensión (V). Estas curvas q-V pueden ser divididas en tres partes:

- Inicio de la corona, la curva q-V es una línea recta determinada por la capacitancia geométrica.
- Por encima de  $V_i$  corona-inicio, la curva q-V muestra un salto de capacitancia inicial ( $C_i$ ), además de un incremento en la capacitancia que es dependiente de la tensión mientras la tensión está aumentando.
- Fin de la corona, disminuye las tensiones, la curva q-V de nuevo está prácticamente determinada por la capacitancia geométrica.

La capacitancia exceso ( $C_k$ ) que se añade durante la segunda etapa de la curva q-V está dada por:

$$C_k = C_i + k(V - V_i)$$

Donde:

$C_i$  = Capacidad salto inicial, constante

K= Constante corona

$V_i$  = Corona tensión de inicio, kV

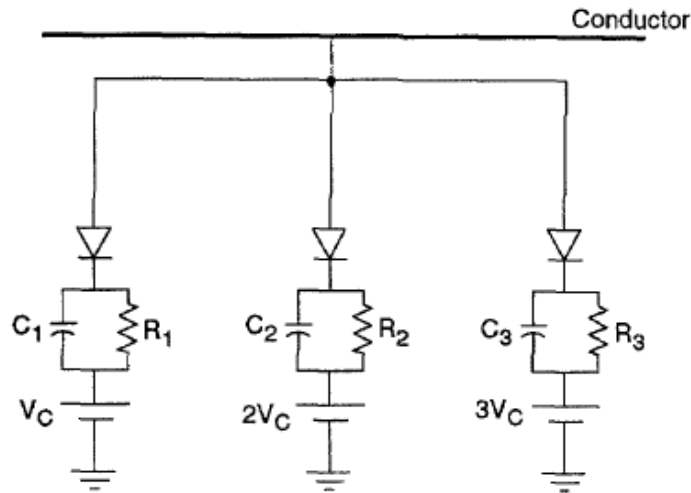
V = tensión de impulso instantáneo, kV

La suma de la capacitancia en exceso ( $C_k$ ) y la capacitancia geométrica ( $C_g$ ) es la capacitancia dinámica ( $C_{dyn}$ ):

$$C_{dyn} = C_k + C_g$$

La constante de corona K varía con el diámetro del conductor, el número de subconductores y con la polaridad de la sobretensión aplicada. Para un diámetro de conductor de 31 mm, la constante varía de  $2.4 \times 10^{-3}$  pF/kVm para un conductor individual

y disminuye a  $1.2 \times 10^{-3}$  pF/kVm para 8 subconductores, considerando un impulso de polaridad negativa.



**Figura C.2.** Modelo lineal del efecto corona  
Fuente: [8]

El factor de acoplamiento entre las fases aumenta debido al efecto corona, como se muestra en la siguiente expresión:

$$\frac{K_c}{K_g} = 1 + \frac{C_k}{C_g}$$

En la ecuación anterior,  $K_c$  es el factor de acoplamiento corona,  $K_g$  es el factor de acoplamiento geométrico, y  $C_g$  es la capacitancia geométrica. Las desventajas de este modelo se mencionan a continuación:

- El modelo está construido de elementos concentrados, por lo tanto, se acumularán a intervalos suficientemente pequeños a lo largo de la línea de que el error introducido por la discretización es mínima. Se sugiere utilizar una longitud de intervalo mínimo de 50 metros; sin embargo, más intervalos pequeños son probablemente necesarios.
- El modelo no aborda adecuadamente el efecto corona en un cálculo de varias fases. La dependencia de la tensión de corona debe ser transformada en una dependencia de carga, porque el efecto corona depende del campo eléctrico alrededor del conductor.
- Los datos disponibles sobre los parámetros reales del efecto corona en líneas aéreas trifásicas no es suficiente para permitir la aplicación general de este tipo de modelos.

## C.2 Modelo Aplicable

Hasta que haya mejores datos disponibles junto a los modelos completos de programas como el EMTP, se puede utilizar el enfoque de Weck para estimar la variación de la inclinación de sobretensiones de origen con relación a la longitud del tramo de línea en donde se propaga la onda. Su método se basa en la observación de las tensiones más elevadas (el nivel de corona-inicio) y el retardo de tiempo como una función de distancia de recorrido lineal, es decir en esta región la inclinación de la sobretensión es independiente del valor de la tensión. Ésto produce la siguiente relación:

$$S = \frac{1}{\frac{1}{S} + A \cdot d}$$

Donde la pendiente inicial de la sobretensión "S" es la nueva pendiente de la onda luego después de viajar una distancia d y donde A es una constante. La constante A es una función de una geometría de línea única y depende también de las polaridad de sobretensiones.

A pesar que los efectos corona pueden reducir el pico de sobretensiones de origen atmosférico en un 5 - 20%, por lo general el efecto corona se desprecia en los estudios con el fin de dejar un margen de seguridad. La complejidad de los modelos de corona y la carga asociada en el tiempo CPU de la computadora son las otras razones por las que este enfoque es tomado.

Aparte de los efectos de las reflexiones en los puntos de transición, las ondas viajeras son atenuadas y distorsionadas cuando se propagan a lo largo de las líneas de transmisión. Esto es causado principalmente por las pérdidas de energía en onda debido a la resistencia, fugas y pérdida dieléctrica debida al efecto corona.

Como se mencionó, por encima de la tensión de inicio en corona, la parte delantera del impulso es empujada hacia atrás y el grado de esta distorsión depende de la distancia recorrida, la tensión de inicio-corona disminuye al aumentar la distancia de viaje. Esta tensión de inicio corona es un valor estadístico y es también una función del impulso de la sobretensión.

## **ANEXO D**

### **SELECCIÓN ADECUADA DE PARARRAYOS**

#### **D.1 Resumen**

Los pararrayos son dispositivos limitadores de sobretensiones que constituyen la principal protección contra sobretensiones transitorias de frente de onda rápido. Por general se conectan en paralelo con el equipo a proteger y está conformado por elementos activos (bloques de ZnO). Los descargadores de sobretensiones están fabricados con un material de resistencia cerámico.

Estos equipos están diseñados para no operar con sobretensiones temporales (fallas), condición en la cual deben comportarse como aislante.

En el presente anexo se describen los niveles de protección del pararrayos, luego se muestra una metodología sencilla para la selección de los pararrayos, que fue utilizado para el caso real que se desarrolla en el trabajo de tesis.

#### **D.2 Introducción**

Durante la operación en estado estacionario, a través de los pararrayos solo circula una pequeña corriente denominada corriente de fuga (del orden de unos pocos miliamperios). Sin embargo, cuando aparece una sobretensión en el sistema, los pararrayos derivan a tierra las sobrecorrientes asociadas, limitando la tensión a valores que pueda soportar el equipo protegido, es por ello que la selección de los pararrayos tiene especial interés y cuidado para el estudio de transitorios electromagnéticos. Se orienta a la selección de los pararrayos de Óxido de Zinc (ZnO) debido a que este tipo de pararrayos es comúnmente utilizado en la actualidad y viene reemplazando a los fabricados de Carburo de silicio (SiC). Normalmente, en la selección del pararrayos, se utilizan factores conservadores dados por los fabricantes. Estos factores dependen de la topología de la red, tensión máxima del sistema, potencia e impedancias de cortocircuito, etc., se emplean hojas de cálculo dadas por los fabricantes que cumplen las recomendaciones de la norma IEC 60099-5.

#### **D.3 Definiciones**

Estas definiciones están basadas en las normas IEC 600994-4 y ANSI 62.11.

### **Tensión de trabajo continuo (Us)**

Es la tensión de frecuencia industrial eficaz máxima admisible que se puede aplicar de forma continua entre los terminales del descargador. Esta tensión se define de distintas formas (se verifica con diferentes procedimientos de prueba) en IEC y ANSI.

### **Tensión máxima de trabajo continuo (COV)**

Es la tensión máxima eficaz a frecuencia industrial que puede aplicarse de forma continua entre los bornes de un pararrayos. La tensión de funcionamiento continuo debe ser mayor o igual a la tensión máxima del sistema por fase.

### **Tensión máxima de trabajo continuo (MCOV)**

ANSI establece la tensión de trabajo continuo máxima (MCOV) para todas las características nominales de descargador utilizadas en una tabla. El valor es utilizado en todas las pruebas especificadas por ANSI.

### **Sobretensiones temporales (TOV)**

Las sobretensiones temporales, a diferencia de las sobretensiones instantáneas, son sobretensiones de frecuencia industrial oscilantes de duración relativamente larga (entre algunos ciclos y varias horas). La forma más habitual de sobretensión temporal se produce en las fases sanas de una red, durante una pérdida a tierra en una o varias fases. Otras fuentes de sobretensión temporal son el rechazo de carga, la energización de líneas descargadas, etc.

### **Tensión nominal o asignada (Urated)**

Es la máxima tensión eficaz a frecuencia industrial admisible entre sus bornes para la cual está previsto un funcionamiento correcto en condiciones de sobretensiones temporales de 10 segundos de duración. La tensión asignada se utiliza como un parámetro de referencia para la especificación de las características de funcionamiento.

### **Tensión residual o tensión de descarga (Vres)**

Éste es el valor máximo de la tensión, que aparece entre los terminales de un pararrayos cuando pasa por éste la corriente de descarga. La tensión residual depende de la magnitud y la forma de onda de la corriente de descarga. Las características de tensión y corriente de los descargadores se indican en los catálogos de fabricante.

### **Corriente nominal de descarga (In)**

Valor pico del impulso de corriente de descarga que se usa para designar un pararrayos.



### Margen de protección (In)

Es la relación entre BIL o BSL del equipo y el nivel de protección al impulso rayo del pararrayos.

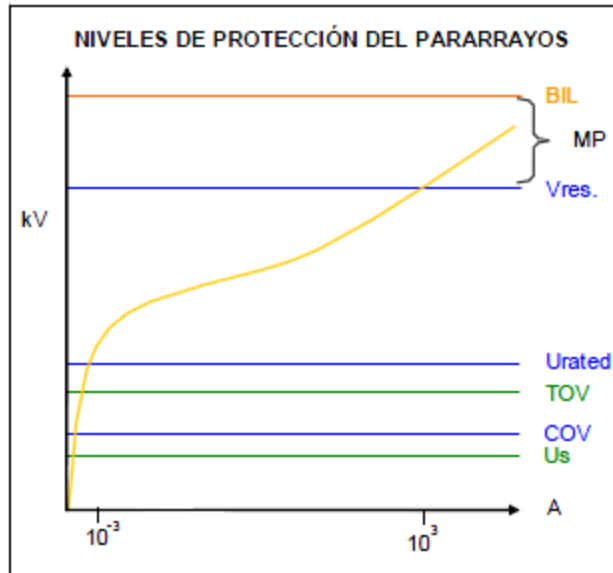


Figura D.1. Principales características de un pararrayos

Fuente: [6]

### D.4 Metodología de Selección de un Pararrayos

La figura D.2 continuación muestra el algoritmo general para seleccionar un pararrayos en líneas basado en la norma IEC 60099-5, de manera similar se procedería a seleccionar un pararrayos según ANSI.

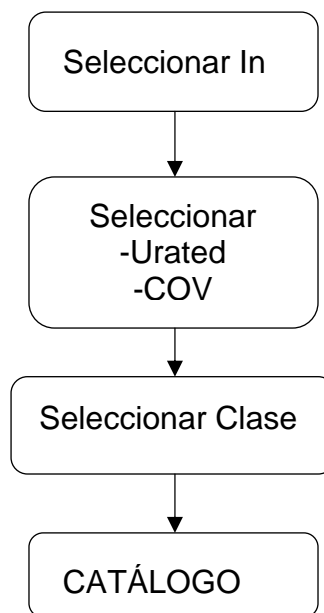


Figura D.2. Diagrama de flujo para selección de pararrayos

Fuente: [6]

La corriente nominal de descarga se puede obtener de la siguiente tabla:

**Tabla D.1.** Diagrama de flujo para selección de pararrayos  
Fuente: [10]

Tensión nominal del sistema (Un)	Tensión máxima del sistema (Us)	5 kA	10 kA			20 kA	
			C 1	C 2	C 3	C 4	C 5
Un ≤ 66 kV	Us ≤ 72.5 kV	■	■	■			
36 kV < Un ≤ 220 kV	72.5 kV < Us ≤ 245 kV			■	■		
220 kV < Un ≤ 380 kV	245 kV < Us ≤ 420 kV				■	■	
Un > 380 kV	Us > 420 kV					■	■

La siguiente secuencia de cálculo es general y algunas variables dependen del criterio de diseño del fabricante.

Tensión continua de operación, COV (conexión fase-tierra).

$$COV = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3}}$$

Donde:  $U_{\max}$  corresponde a la máxima tensión del equipo.

Sobretensión temporal, TOV.

$$TOV = K_e \cdot COV$$

Donde  $K_e$  es el factor de tierra, el cual es de 1,4 para sistemas sólidamente puestos a tierra y 1,73 para sistemas con neutro aislado.

La tensión nominal ( $U_{rated}$ ) del descargador de sobretensiones, donde R es el mayor valor entre  $R_o$  y  $R_e$ .

$$R_o = \frac{COV}{K_o}$$

$K_o$  es el factor de diseño del descargador de sobretensiones, el cual varía según el fabricante. Un valor típico es 0,8 (ABB y Siemens).

$$R_e = \frac{TOV}{K_t}$$

Kt es la relación de la TOV respecto de la tensión nominal Ur y depende del tiempo de duración de la sobretensión temporal. Así para pararrayos ABB, considerando un segundo, Kt = 1,15; 10 segundos, Kt = 1,06 y dos horas, Kt = 0,95 (valores aproximados); para Siemens Kt es 1.075 considerando 10 segundos.

Se puede prever un margen extra de 10% para sistemas con tensiones inferiores a 100 kV y 5% para sistemas con tensiones mayores de 100 kV, encontrándose así la tensión nominal del descargador de sobretensiones (R).

Se debe verificar que la tensión asignada (Ur) del descargador de la subestación sea muy similar o superior al valor calculado de R. Una vez verificado el descargador de su catálogo se deben tomar los valores indicados como NPM (nivel de protección a la maniobra) y el NPR (nivel de protección al rayo), los cuales son fundamentales para iniciar la secuencia de cálculo del aislamiento y se definen como Ups y Upl según la recomendación IEC.

Para determinar la capacidad de absorción de energía y por tanto la clase del pararrayos se emplean relaciones de energía especificadas en las normas.

## D.5 Aplicativo

Para el caso de la selección del pararrayos en el caso aplicativo del trabajo presente, se tienen (norma IEC):

**Tabla D.2** Cuadros de selección de pararrayos  
Fuente: ABB

Sistema		Estrella	Estrella	Delta	Estrella
Tensión Nominal	Un.	220 kV	138 kV	22.9 kV	22.9 kV
Um	kV	245,00	145,00	24,00	24,00
m		0,58	0,58	1,00	0,58
COV = Um * m	kV	141,45	83,72	24,00	13,86
Ke		1,40	1,40		1,40
TOV = Ke . COV	kV	198,03	117,20		19,40
Ko		0,80	0,80	0,80	0,80
Ro = COV/Ko	kV	176,81	104,64	30,00	17,32
Kt		1,075	1,075	1,075	1,075
Re = TOV/Kt	kV	184,22	109,03		18,05
R* = max(Ro,Re)	kV	184,22	109,03	30,00	18,05
Fs		1,00	1,00	1,00	1,00
R = R* . Fs	kV	184,22	109,03	30,00	18,05
Ur	kV	192,00	120,00	30,00	19,00
Energía en maniobra	kJ	745,12	11,51	0,01	0,01
Energía en lighting	kJ	0,51	0,22	0,04	0,04

Sistema		Estrella	Estrella	Delta	Estrella
<b>Tensión Nominal</b>	<b>Un.</b>	<b>220 kV</b>	<b>138 kV</b>	<b>22.9 kV</b>	<b>22.9 kV</b>
Um	kV	245,00	145,00	24,00	24,00
COV = Um / raiz(3)	kV	141,45	83,72	13,86	13,86
Ke		1,40	1,40	1,73	1,40
TOV = Ke . COV	kV	198,03	117,20	23,97	19,40
Ko		0,80	0,80	0,80	1,80
Ro = COV/Ko	kV	176,81	104,64	17,32	7,70
Kt		1,15	1,15	1,06	1,15
Re = TOV/Kt	kV	172,20	101,91	22,61	16,87
R* = max(Ro,Re)	kV	176,81	104,64	22,61	16,87
Fs		1,05	1,05	1,10	1,10
R = R* . Fs	kV	185,65	109,88	24,88	18,56
Ur	kV	192,00	120,00	25,00	19,00
Energía en maniobra	kJ	745,12	11,51	0,01	0,01
Energía en lighting	kJ	0,51	0,22	0,04	0,04

#### D.6 Conclusiones y Recomendaciones

- El pararrayos se escoge de manera que no opere cuando por sus terminales existe una sobretensión temporal mayor a su nominal pero menor a su tensión residual.
- Se puede verificar mediante simulaciones en ATPDraw la selección de los pararrayos empleando metodologías propuestas por los fabricantes basados en normas.

## ANEXO E

### LA RUPTURA EN AIRE POR SOBRETENSIONES DE RAYO BIL/CFO

La determinación de la ruptura de aire por sobretensiones de frente de onda rápida se efectúa en laboratorios con un generador de impulsos, ajustando el valor de la tensión de prueba requerida. Durante la prueba, es importante que la onda aplicada corresponda a la normalizada sin embargo la ruptura en aire altera esta onda, por lo tanto se acepta una cierta desviación en los tiempos de frente y de cola.

#### **E.1 Nivel Básico de Aislamiento (BIL - Basic Lightning Impulse Insulation Level)**

El nivel básico de aislamiento (BIL) es la máxima tensión aplicada soportable por un aislamiento; en el presente caso se expresa en términos del valor cresta del "impulso rayo estándar". En otras palabras el BIL a impulsos de rayo tiene una forma de onda específica, que se configura a condiciones atmosféricas estándares:

- Presión barométrica 760mm de Hg (nivel del mar)
- Temperatura 20°C
- Humedad 11gr/m<sup>3</sup>

El BIL puede ser estadístico o convencional (determinístico); el BIL estadístico sólo es aplicable a los aislamientos autorrecuperables, mientras que el BIL convencional es aplicable a los aislamientos no recuperables.

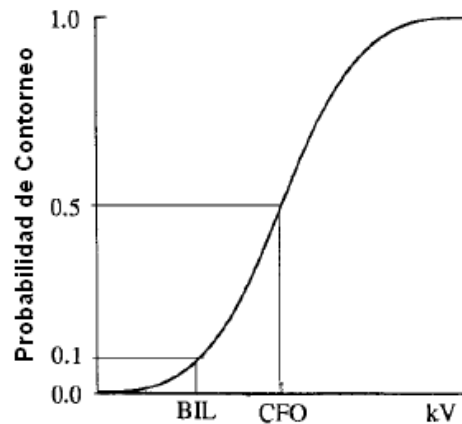
El BIL estadístico a impulsos de rayo es el valor cresta del impulso de rayo estándar que al ser aplicado a un aislamiento produce una probabilidad del 90% de no producir falla por arco eléctrico entre sus terminales y un 10% de probabilidad de falla.

El BIL convencional es el valor de cresta de un impulso de rayo estándar, para la cual el aislamiento no produce descarga disruptiva cuando se somete a una magnitud determinada de impulso.

En general, la característica del sostenimiento del aislamiento puede ser representada por una distribución gaussiana acumulativa tal como se representa en la Figura E.1. Definiendo la media de esta distribución como la tensión de descarga disruptiva "CFO" (Critical Flash Over) que es el valor cresta del impulso de rayo estándar para la cual el aislamiento presenta una probabilidad del 50% de disrupción. Se

determina que el BIL tiene una desviación estándar de 1.28, debajo de la CFO. De la siguiente ecuación se tiene:

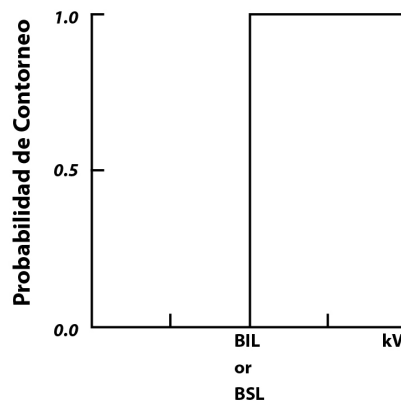
$$BIL = CFO \left( 1 - 1.28 \frac{\sigma_f}{CFO} \right)$$



**Figura E.1.** Característica de la resistencia de aislamiento para un aislamiento autorrecuperable  
**Fuente:** [1]

Un sigma ( $\delta$ ) de 5% se interpreta como una desviación estándar de 5% del CFO. Para descargas atmosféricas, la desviación estándar está comprendida entre el 2 y 3%.

El BIL convencional tiene una definición más sencilla, impulsos que tienen la forma de onda estándar y que tiene un valor de cresta igual al BIL se aplican a los aislamientos. Si no se producen descargas disruptivas en el aislamiento, se afirma que posee un determinado valor de BIL. Por lo tanto la característica de resistencia de aislamiento tal como es representado en la Figura E.2 debe suponer un aumento de probabilidad cero de descarga disruptiva a una tensión igual al BIL, a 100% de probabilidad de descarga disruptiva en este mismo BIL.



**Figura E.2.** Característica de la resistencia dieléctrica de aislamiento para un aislamiento no recuperable  
**Fuente:** [1]

El valor de  $1.28\delta$ , tomando una  $\delta = 3\%$ , corresponde al 10% de probabilidad de descarga disruptiva.

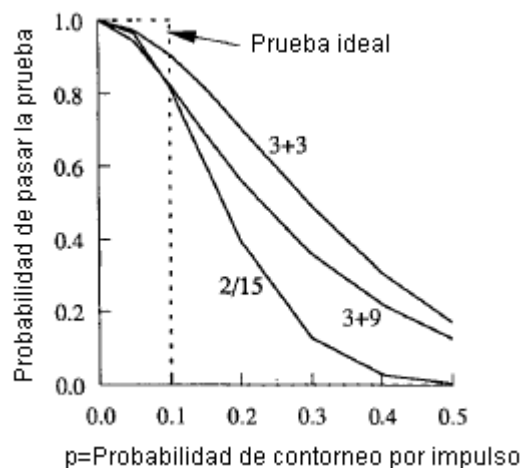
El valor de  $\delta = 3\%$  que es una cantidad teórica se fundamenta en la máxima desviación aceptada para los tiempos de frente y de cola de la onda de prueba. La probabilidad de contorneo se obtiene de expandir la relación experimental bajo estándares IEC y ANSI.

$$q^k = (1 - p)^k$$

Donde  $k$  es el número de experimentos (impulsos).

Se desarrolla un número de términos tan grande como sea el valor de  $k$ , el problema es determinar hasta qué término se corta el polinomio. Para la prueba de electrodos en aire (se toma  $k=15$  de prueba) lo ideal sería que la probabilidad real de descarga disruptiva sea inferior al 0,10, se pasaría la prueba. Las ecuaciones para estas curvas, donde  $P$  es la probabilidad de paso,  $p$  es la probabilidad de descarga disruptiva en la aplicación de un solo impulso, se aceptan como válidas las siguientes relaciones:

- Para la prueba 2/15  $P = q^{15} + 15pq^{14} + 105p^2q^{13}$
- Para la prueba 3 + 3  $P = q^3 + 3pq^5$
- Para la prueba 3 + 9  $P = q^3 + 9pq^{11}$



**Figura E.3.** Curvas de probabilidad según pruebas  
Fuente: [1]

Por lo tanto para un  $\delta = 3\%$  la relación entre el BIL y el CFO se establece como:

$$\text{BIL} = 0.961 \text{ CFO}$$

## E.2 BIL estándares

Existe una serie de números estándar para el BIL que las normas de equipos utilizan. En los EE.UU., ANSI C92 y IEEE 1313,1 presentan los valores mostrados en la Tabla E.1, mientras que los valores en europa de la IEC se muestran en la Tabla E.2. Estos valores son valores "sugeridos" para el uso de los estándares de otros equipos. En otras palabras, las normas del equipo pueden utilizar estos valores o cualquier otro que se considere necesario.

**Tabla E.1.** Valores estándares de BIL y BSL según IEC 71.1

**Fuente:** [1]

20	325	1300	2550
40	450	1425	2700
60	550	1550	2900
75	650	1675	
95	750	1800	
125	850	1950	
145	950	2100	
170	1050	2250	
250	1175	2400	

**Tabla E.2.** Valores estándares de BIL y BSL según ANSI C92, IEEE 1313.1

**Fuente:** [1]

30	300	825	1925
45	350	900	2050
60	400	975	2175
75	450	1050	2300
95	500	1175	2425
110	550	1300	2550
125	600	1425	2675
150	650	1550	2800
200	700	1675	2925
250	750	1800	3050



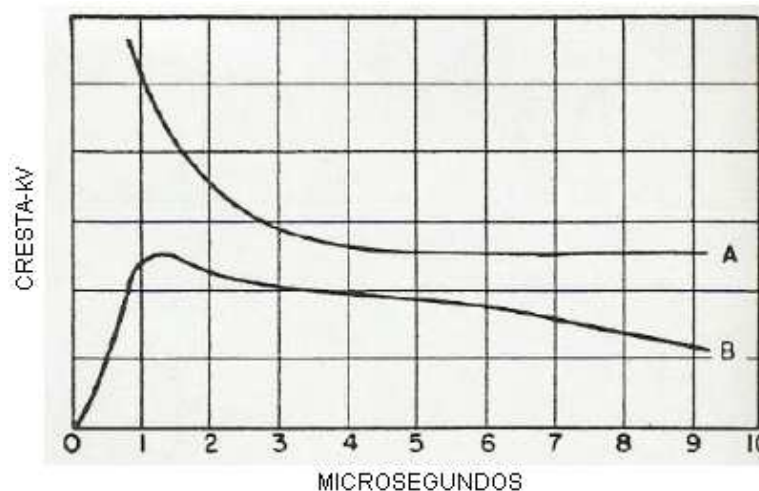
## **ANEXO F**

### **INTRODUCCIÓN A LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO**

La coordinación de aislamiento comprende la selección adecuada de la rigidez dieléctrica o soportabilidad eléctrica de un equipo en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo operará, teniendo en cuenta las condiciones de servicio y las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes impuestos en el equipo causen daño al aislamiento o afecten la continuidad del servicio eléctrico.

De acuerdo con las recomendaciones establecidas en las normas IEC 60071-1, IEC 60071-2 e IEC 60071-3 podemos definir los términos más utilizados en los estudios de coordinación de aislamiento.

Los estudios de coordinación de aislamiento determinan las características de aislamiento necesarias y suficientes de diversos componentes de la red con el propósito de obtener una rigidez homogénea a las tensiones normales así como a las sobretensiones de origen diverso y permitir una distribución segura y optimizada de la energía eléctrica, combinar las características de operación de los descargadores con las curvas tensión – tiempo de los aislamientos de los equipos, de manera que se tenga una protección efectiva y económica contra las sobretensiones transitorias. Como se muestra en la Figura F.1, la curva B representa las características de operación de un descargador, mientras que la curva A es la de tensión – tiempo de un aislamiento. De acuerdo con la definición anterior se tendrá una protección efectiva siempre que la curva A esté por encima de la curva B manteniendo un margen de seguridad adecuado. Esto nos permitirá hallar los niveles de aislamiento normalizados.



**Figura F.1.** Coordinación entre la característica de Operación de un descargador y la curva de tensión-tiempo de un aislamiento

**Fuente:** [1]

### F.1 Procedimiento para la coordinación de aislamiento

La determinación de la coordinación de las tensiones de soportabilidad consiste en seleccionar el valor más bajo de las tensiones soportadas por el aislamiento que cumplan con el criterio de desempeño cuando el aislamiento está sujeto a las sobretensiones representativas en condiciones de servicio.

Existen dos métodos para el análisis de coordinación de aislamiento de sobretensiones transitorias, un método determinístico y uno estadístico. Muchos de los procedimientos aplicados, sin embargo, son una mezcla de ambos métodos. Por ejemplo, algunos factores usados en el método determinístico han sido establecidos a partir de consideraciones estadísticas y ciertas variaciones estadísticas han sido despreciadas en el método estadístico.

### F.2 Método determinístico

El método determinístico es aplicado normalmente cuando no se tiene información estadística proveniente de pruebas relacionadas con la posible tasa de fallas del equipo que se pondrá en servicio:

Cuando el aislamiento se caracteriza por la tensión de soportabilidad asumida convencional ( $P_w=100\%$ ),  $K_c$  tiene en cuenta el efecto de las incertidumbres en las condiciones hechas para los dos valores (la tensión de soportabilidad asumida y la tensión representativa).

Como en el aislamiento externo, el aislamiento es caracterizado por la tensión de soportabilidad estadística ( $P_w = 90\%$ ),  $K_c$  deberá tener en cuenta también las diferencias

entre esta tensión y la tensión asumida de soportabilidad. Con este método no se hace referencia a posibles tasas de falla del equipo en servicio. Ejemplos típicos son:

La coordinación de aislamiento interno contra sobretensiones de frente lento, cuando el aislamiento es protegido por pararrayos.

Protección por pararrayos contra sobretensiones atmosféricas para equipos conectados a líneas aéreas, para la cual se tiene experiencia con equipos similares.

### **F.3 Método estadístico**

El método estadístico está basado en la frecuencia de ocurrencia de un origen específico, la distribución de probabilidades de sobretensiones que son de este origen y la probabilidad de descarga del aislamiento. El riesgo de falla también puede ser determinado combinando cálculos de sobretensiones y de probabilidad de descarga simultáneamente, tomando en cuenta la naturaleza estadística de las sobretensiones y descargas eléctricas. Esto puede hacerse por procedimientos adecuados como los métodos de Monte Carlo repitiendo los cálculos para diferentes tipos de aislamientos y para diferentes estados de la red, se puede hallar el riesgo total de salida del sistema debido a las fallas de aislamiento.

En consecuencia, la aplicación de la coordinación de aislamiento estadístico brinda la posibilidad de estimar la frecuencia de falla directamente como una función de los factores de diseño del sistema seleccionado. En principio, aun la optimización del aislamiento podría ser posible si los costos de salida pudieran ser relacionados con los diferentes tipos de falla. En la práctica, es mejor sobredimensionar ligeramente el sistema de aislamiento en lugar de optimizarlo. El diseño del aislamiento está basado en la comparación de los riesgos correspondientes a las diferentes alternativas.

## **ANEXO G**

### **DETERMINACIÓN DE AISLAMIENTO SEGÚN LA NORMA IEC-60071**

La determinación de aislamiento según las recomendaciones de la IEC se define como la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema eléctrico en el cual se hallan instalados, teniendo en cuenta las condiciones ambientales de servicio y las características de protección disponibles.

#### **G.1 Objetivo**

El objetivo de realizar el estudio de coordinación del aislamiento en subestaciones eléctricas de alta tensión es:

- Seleccionar el nivel de aislamiento normalizado para todos los equipos de la subestación.
- Instalar pararrayos en las subestaciones, determinando la ubicación óptima dentro del patio de la subestación.
- Determinar las distancias en el aire, básicamente distancias entre fase y tierra, y entre fases.
- Diseñar el apantallamiento que ha de proteger los equipos frente a descargas atmosféricas.

#### **G.2 Procedimiento**

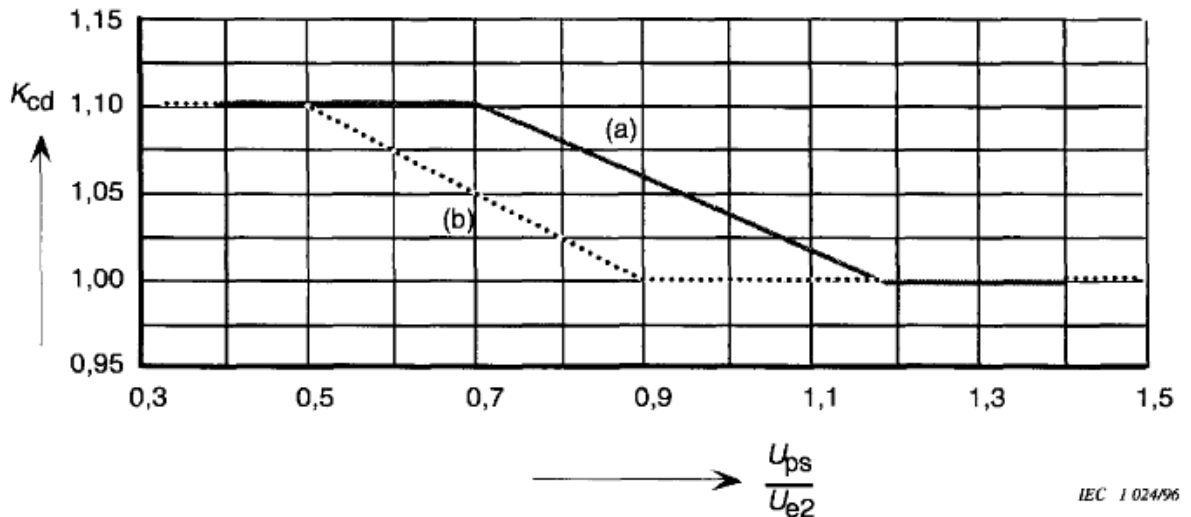
##### **Paso 1: Determinación de las sobretensiones representativas ( $U_{rp}$ )**

Para comenzar con un estudio de coordinación de aislamiento es importante saber los niveles de tensión máximos de operación, así como las sobretensiones temporales que pueden aparecer entre fase y tierra.

En el sistema eléctrico a estudiar debe confirmarse la presencia de transitorios de frente de onda lenta y determinar las sobretensiones de este tipo más representativas que pueden afectar el sistema eléctrico, así como los transitorios de frente de onda rápido.

##### **Paso 2: Determinación de las tensiones soportadas de coordinación ( $U_{cw}$ )**

De acuerdo a diferentes factores especificados en la norma IEC se asume valores previos de sobretensiones representativas. Estos factores varían con las consideraciones del estudio y también con los criterios para un diseño económico u operación óptima de la subestación, ésto está dado para transitorios de frente de onda rápido como para los frente de onda lenta.



a): coordination factor applied to the surge arrester protective level to obtain the co-ordination withstand voltage phase-to-earth (applies also to longitudinal insulation);

b): co-ordination factor applied to twice the surge arrester protective level to obtain the co-ordination withstand voltage phase-to-phase.

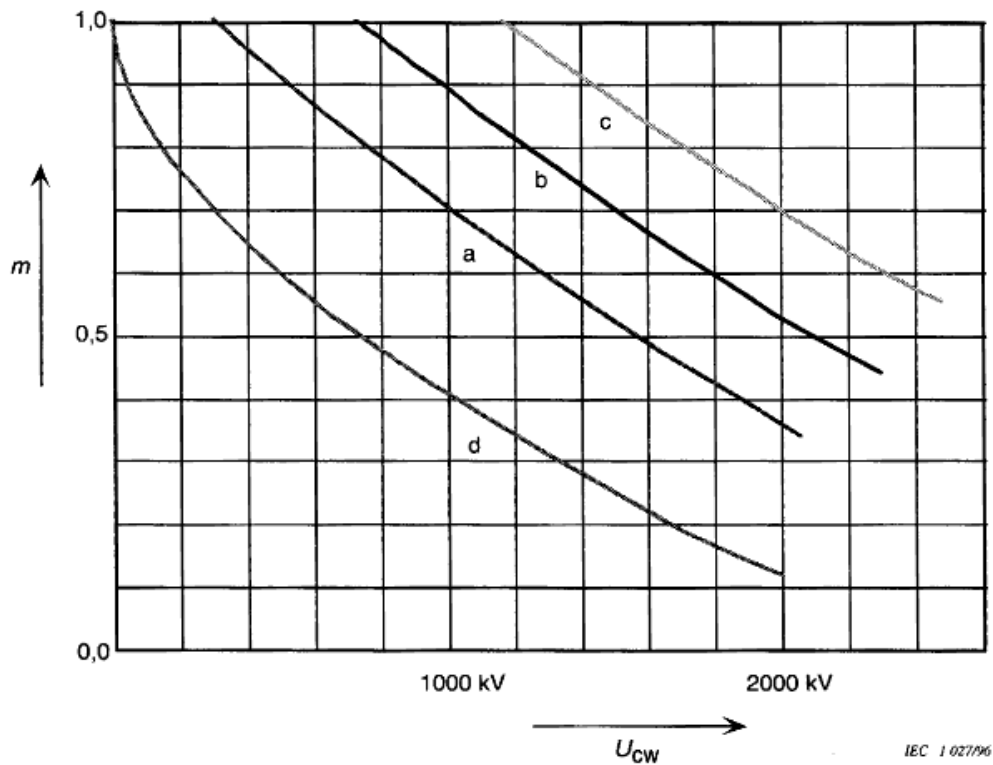
**Figure 6 – Evaluation of deterministic co-ordination factor  $K_{cd}$**

**Figura G.1.** Evaluación para determinar el factor  $K_{cd}$

Fuente: [1]

### Paso 3: Determinación de las tensiones soportadas especificadas ( $U_{rw}$ )

Las tensiones de soportabilidad necesarias se obtienen mediante la aplicación de la coordinación de aislamiento en base a dos factores de corrección (según la norma):  $K_a$  factor que tiene en cuenta la altitud de la instalación, y un factor de seguridad  $K_s$ .



- a) phase-to-earth insulation
- b) longitudinal insulation
- c) phase-to-phase insulation
- d) rod-plane gap (reference gap)

For voltages consisting of two components, the voltage value is the sum of the components.

IEC 1027/96

**Figura G.2.** Curva para determinar los factores  $K_a$  y  $K_s$   
**Fuente:** [1]

#### **Paso 4: Determinación de las tensiones soportadas ( $U_w$ )**

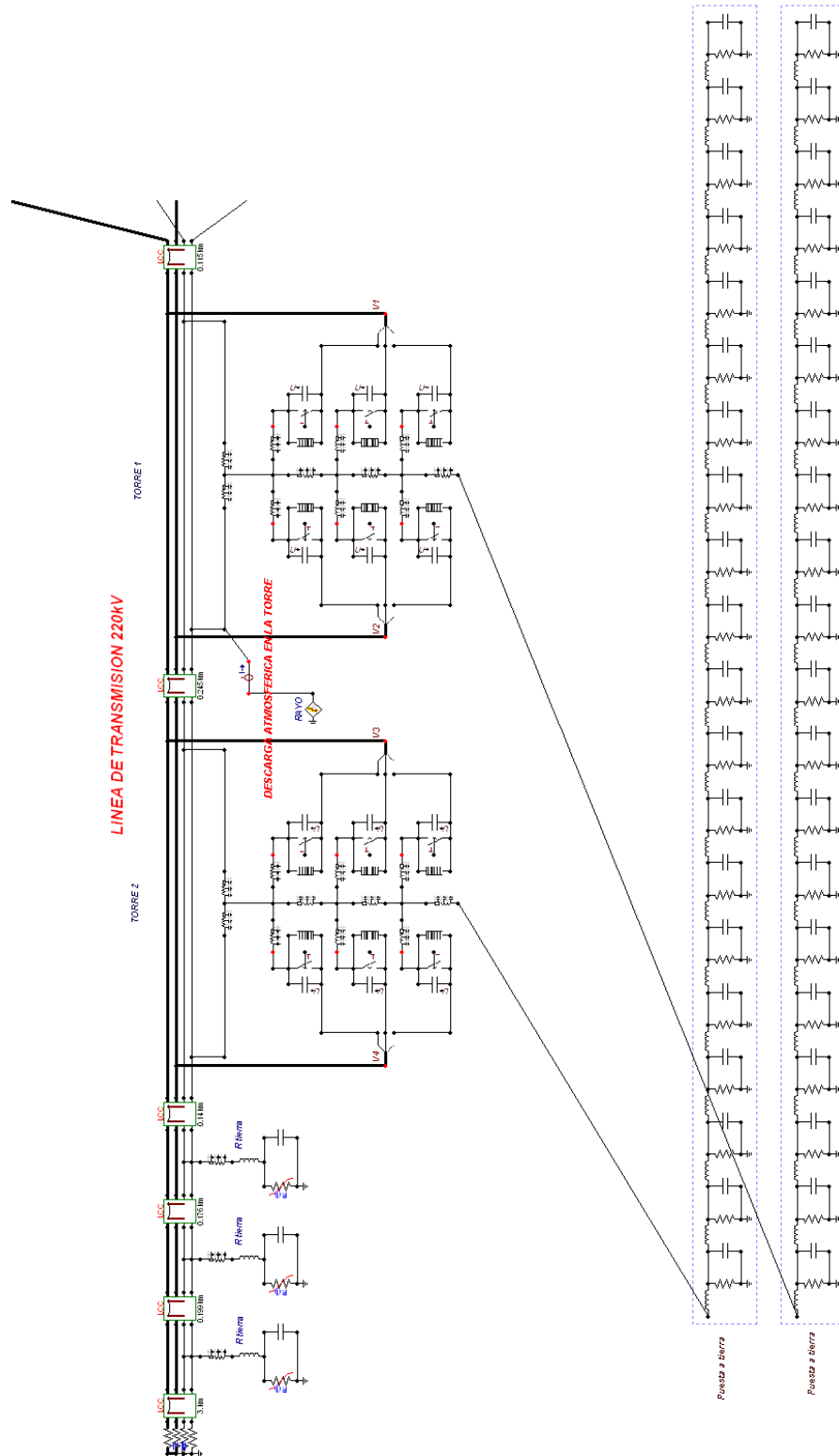
Según el rango, el nivel de aislamiento es normalmente descrito por un conjunto de dos valores, como se muestra en el cuadro 2 de la norma IEC 71-1: una corta duración a frecuencia y tensión soportada de impulso tipo rayo.

#### **Paso 5: Selección del nivel de aislamiento normalizado y cálculo de distancias al aire**

En base a los valores calculados en los pasos anteriores se calcula finalmente el nivel de aislamiento y las distancias en el aire, para ello se utilizan cuadros de niveles de BILs estándar como lo establece la norma IEC.

## ANEXO H

### SIMULACIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO



**Figura H.1.** Gráfica de Simulación en ATPDraw, Parte I  
**Fuente:** elaboración propia

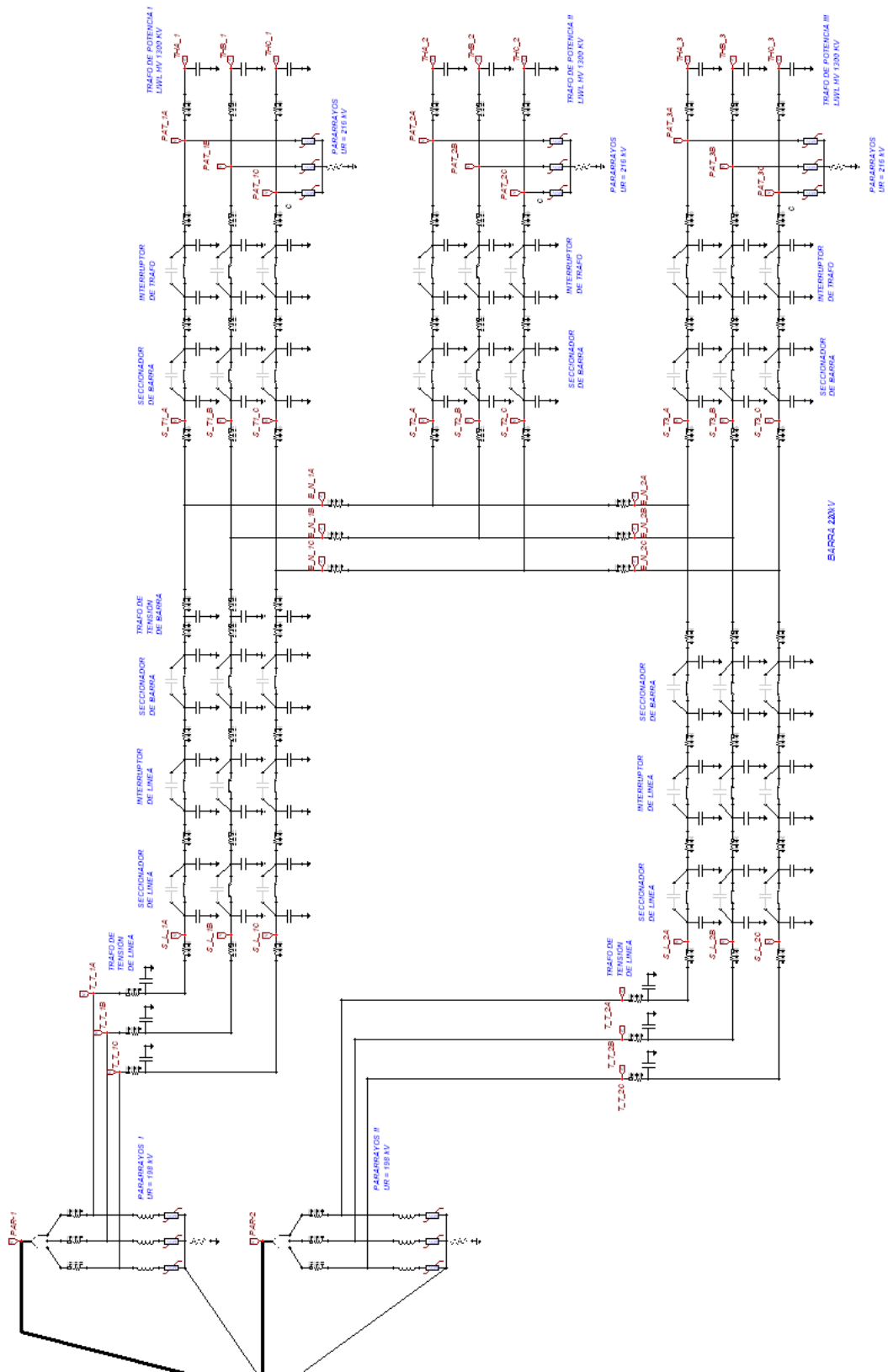


Figura H.2. Gráfica de Simulación en ATPDraw, Parte II  
Fuente: elaboración propia

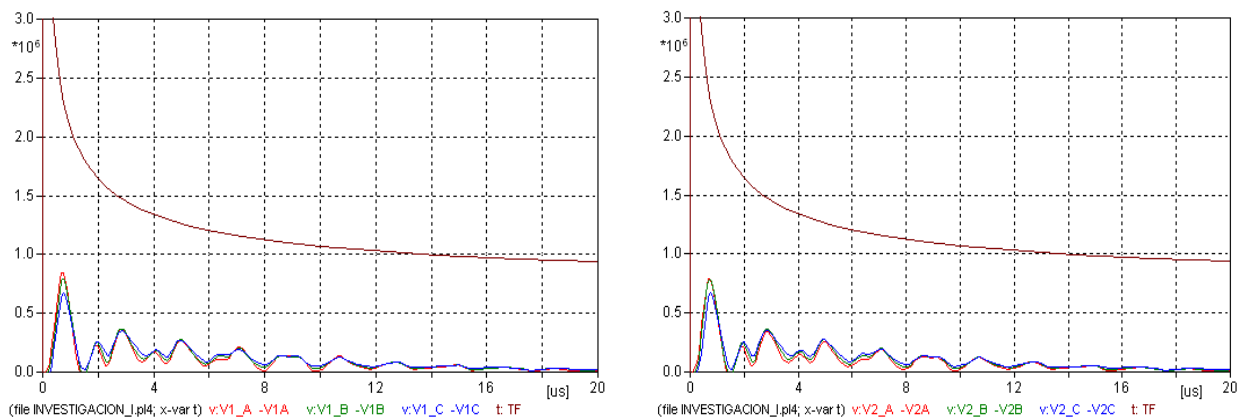


## ANEXO I

### PERFILES DE TENSIÓN OBTENIDOS

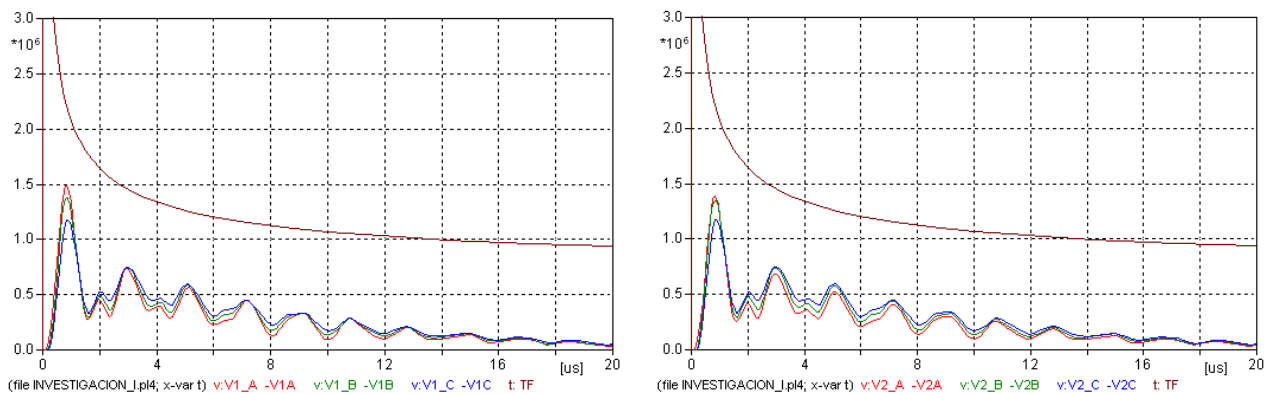
Según las simulaciones realizadas en el caso de estudio se obtienen los siguientes perfiles de tensión para cada caso de estudio.

#### I.1 Para una corriente rayo de 20 kA



**Figura I.1.** Sobretensiones en bornes de la cadena de aisladores de la línea de transmisión para un rayo de 20 kA  
**Fuente:** elaboración propia

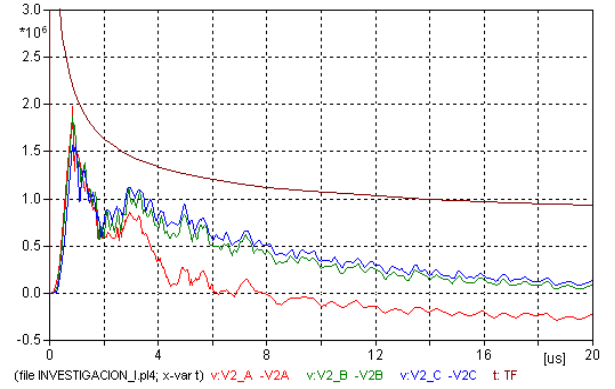
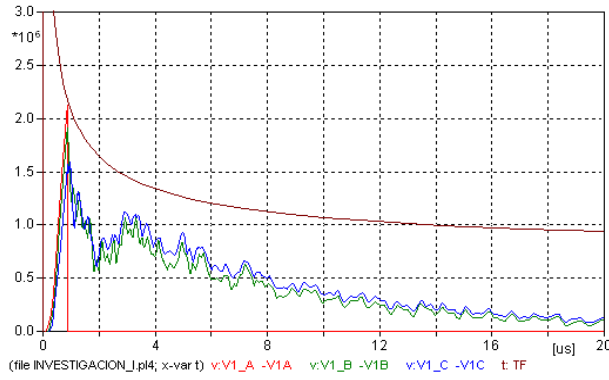
#### I.2 Para una corriente rayo de 50 kA



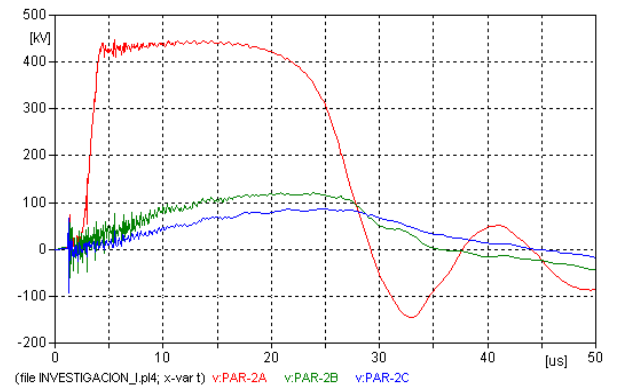
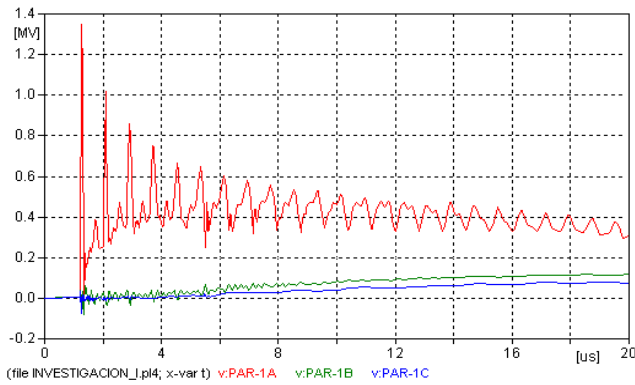
**Figura I.2.** Sobretensiones en bornes de la cadena de aisladores de la línea de transmisión para un rayo de 50 kA  
**Fuente:** elaboración propia

### I.3 Para una corriente rayo de 100 kA

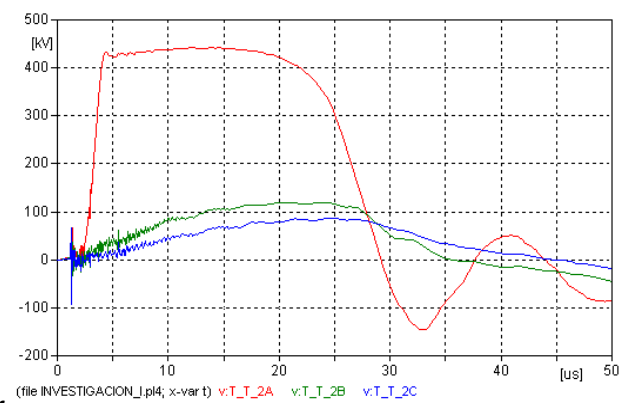
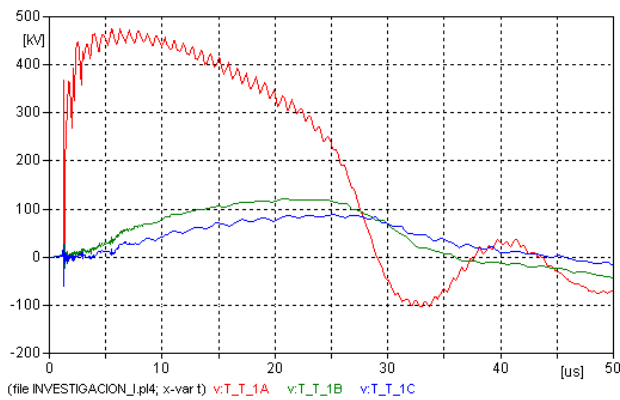
#### I.3.1 Condiciones Normales



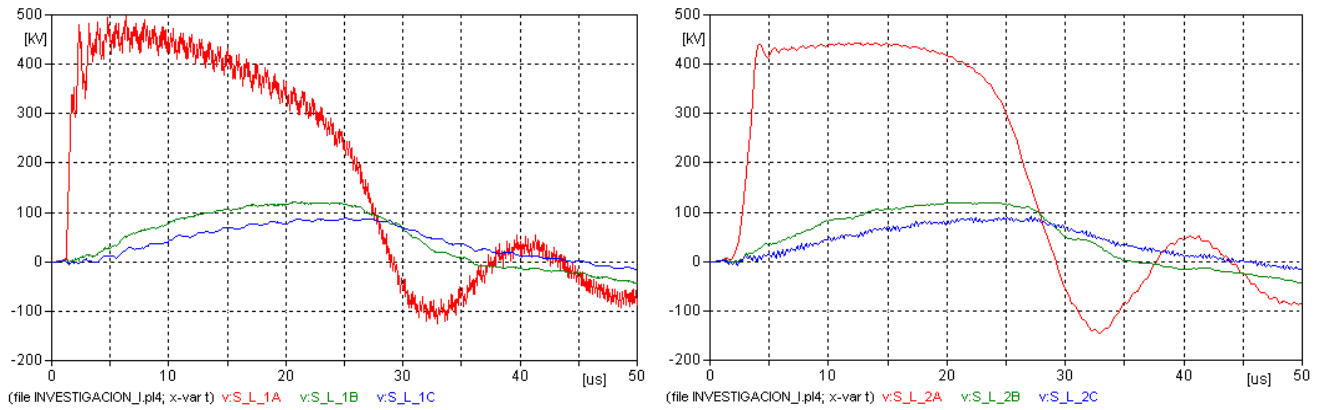
**Figura I.3.** Sobretensiones en la cadena de aisladores  
**Fuente:** elaboración propia



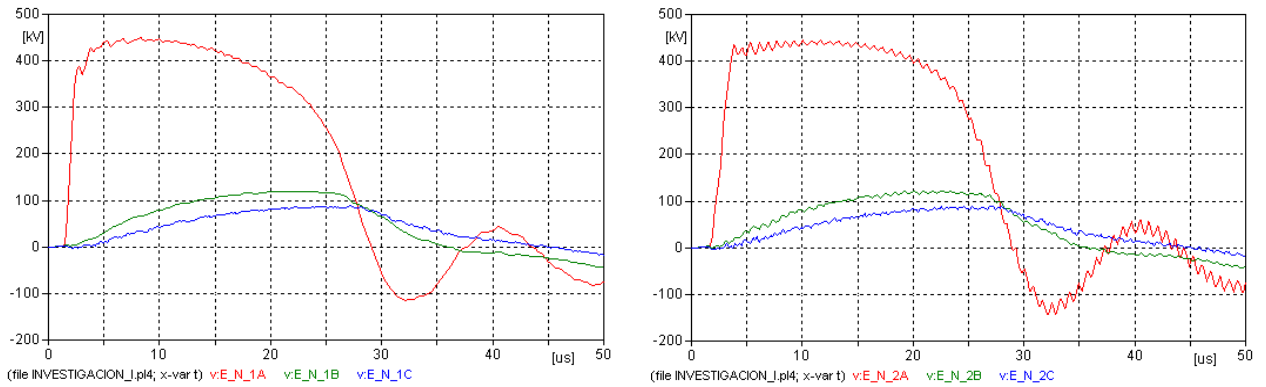
**Figura I.4.** Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica  
**Fuente:** elaboración propia



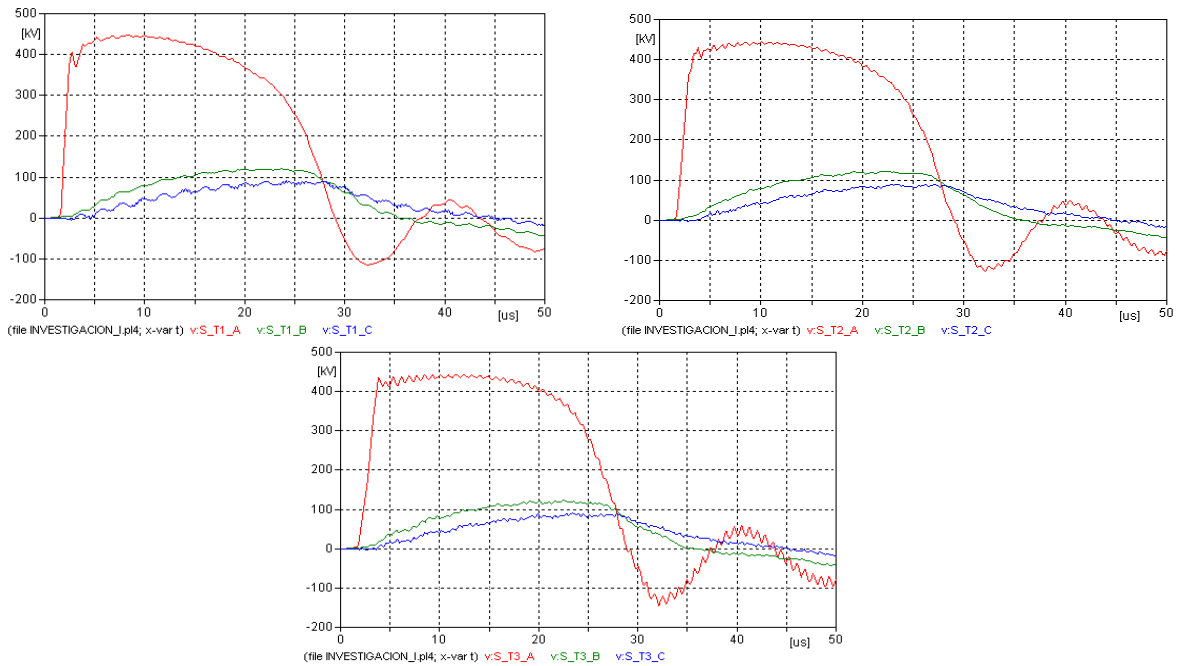
**Figura I.5.** Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2  
**Fuente:** elaboración propia



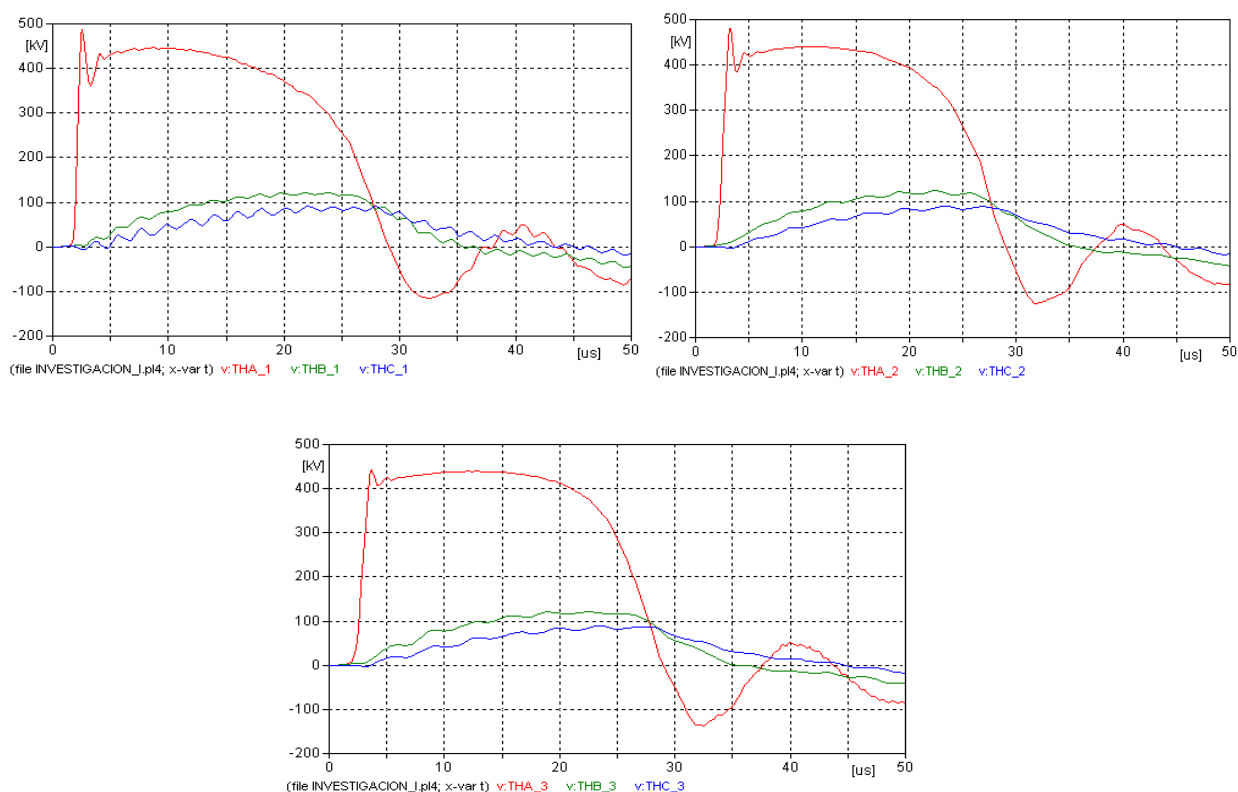
**Figura I.6. Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2**  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura I.7. Sobretensiones en la barra**  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura I.8. Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3**  
**Fuente:** elaboración propia

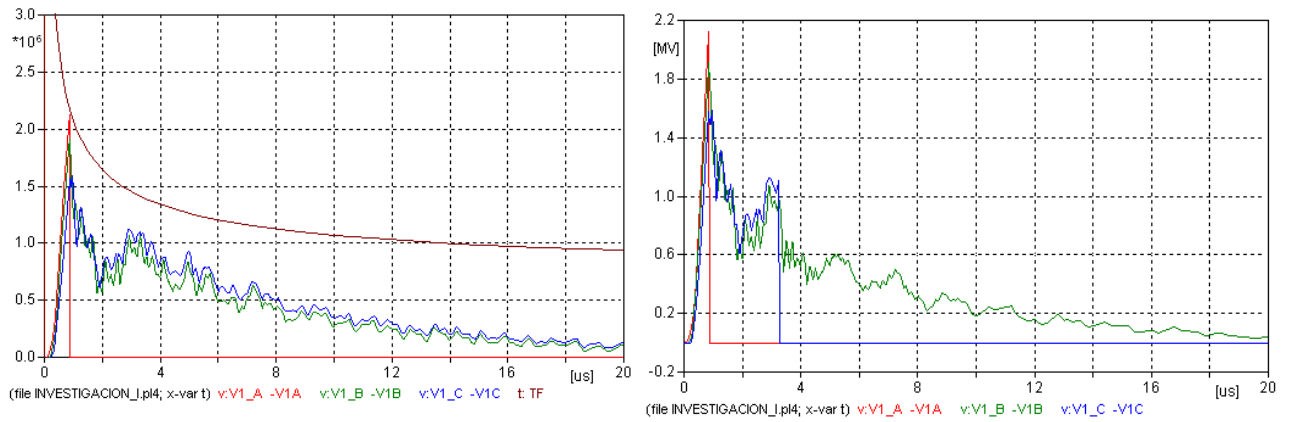


**Figura I.9.** Sobretensiones en los transformadores 1, 2 y 3  
**Fuente:** elaboración propia

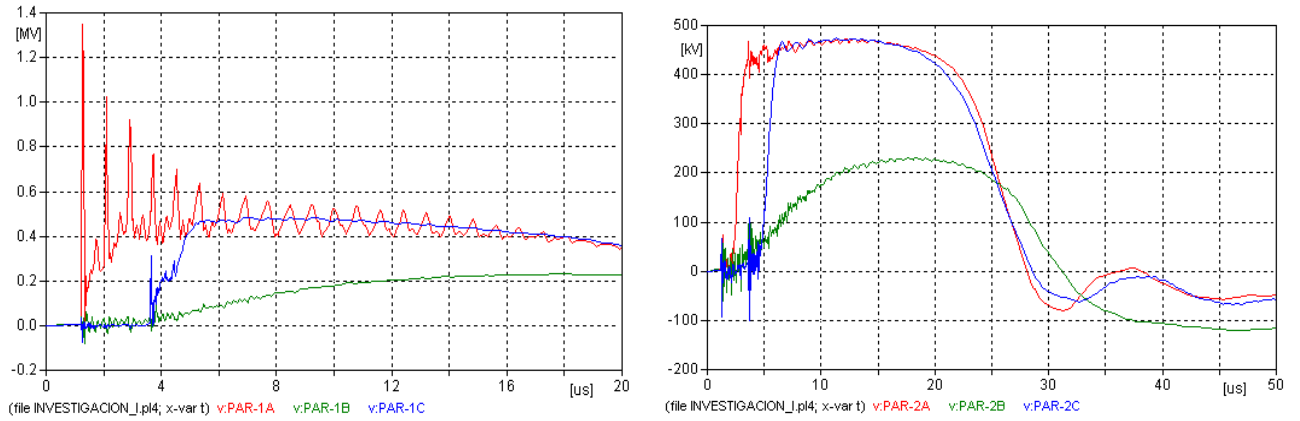
**Tabla I.1** Valores pico de sobretensión obtenidos  
**Fuente:** elaboración propia

Puntos del sistema eléctrico	Vpico (kV)	Vstd (kV)
Cadena de aisladores 1	2176	2502,40
Cadena de aisladores 2	1985	2282,75
Entrada a la S.E. 1	1349	1551,35
Entrada a la S.E. 2	441	507,15
Transformador de tensión 1	475	546,25
Transformador de tensión 2	438	503,70
Seccionador de línea 1	499	573,85
Seccionador de línea 2	452	519,80
Barra-1	450	517,50
Barra-2	441	507,15
Seccionador del transformador 1	443	509,45
Seccionador del transformador 2	433	497,95
Seccionador del transformador 3	437	502,55
Transformador de Potencia 1	484	556,60
Transformador de Potencia 2	478	549,70
Transformador de Potencia 3	435	500,25

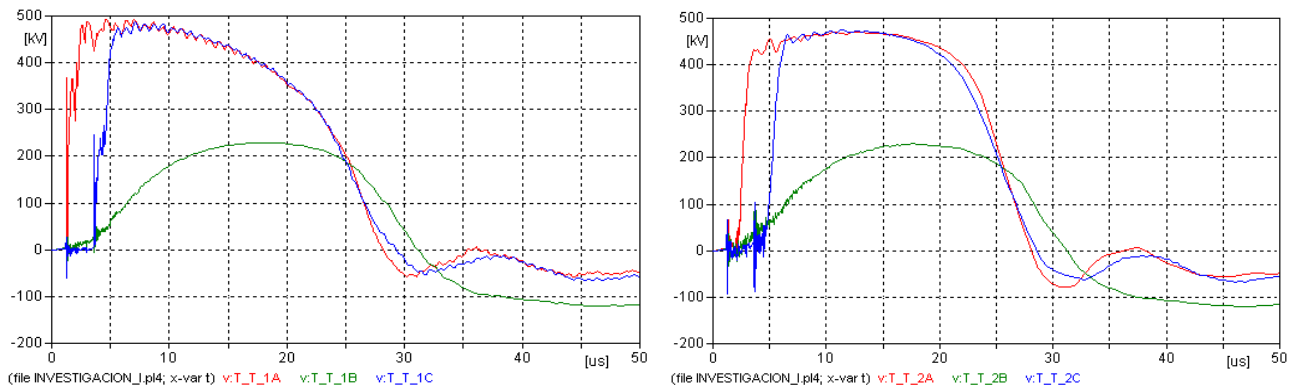
### I.3.2 Seccionadores de los transformadores abiertos



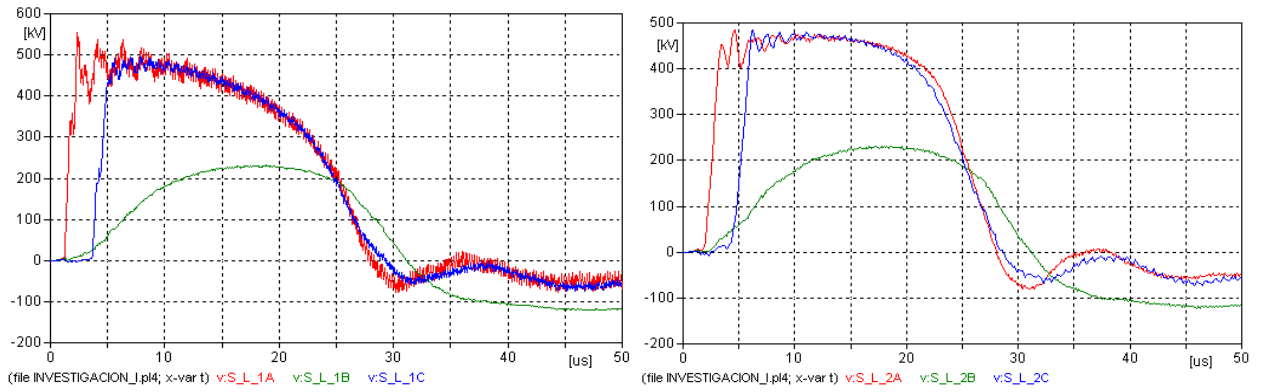
**Figura I.10.** Sobretensiones en la cadena de aisladores  
Fuente: elaboración propia



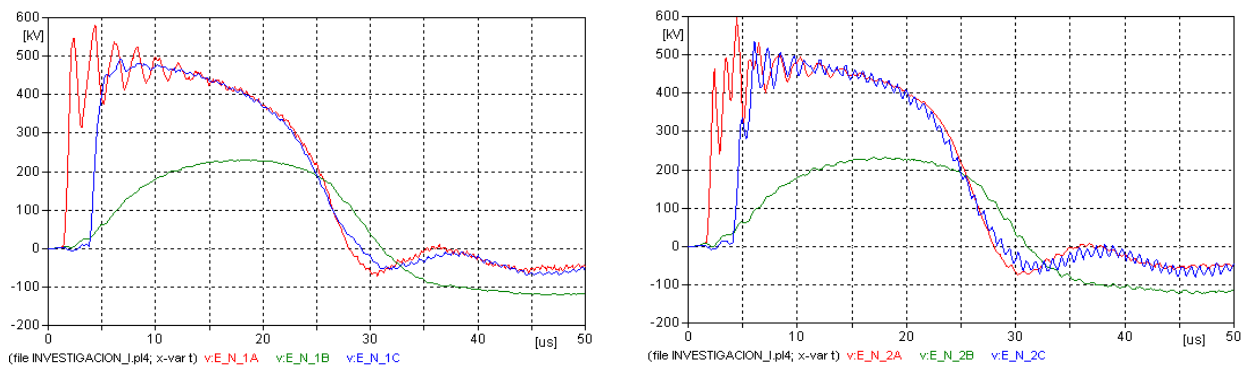
**Figura I.11.** Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica  
Fuente: elaboración propia



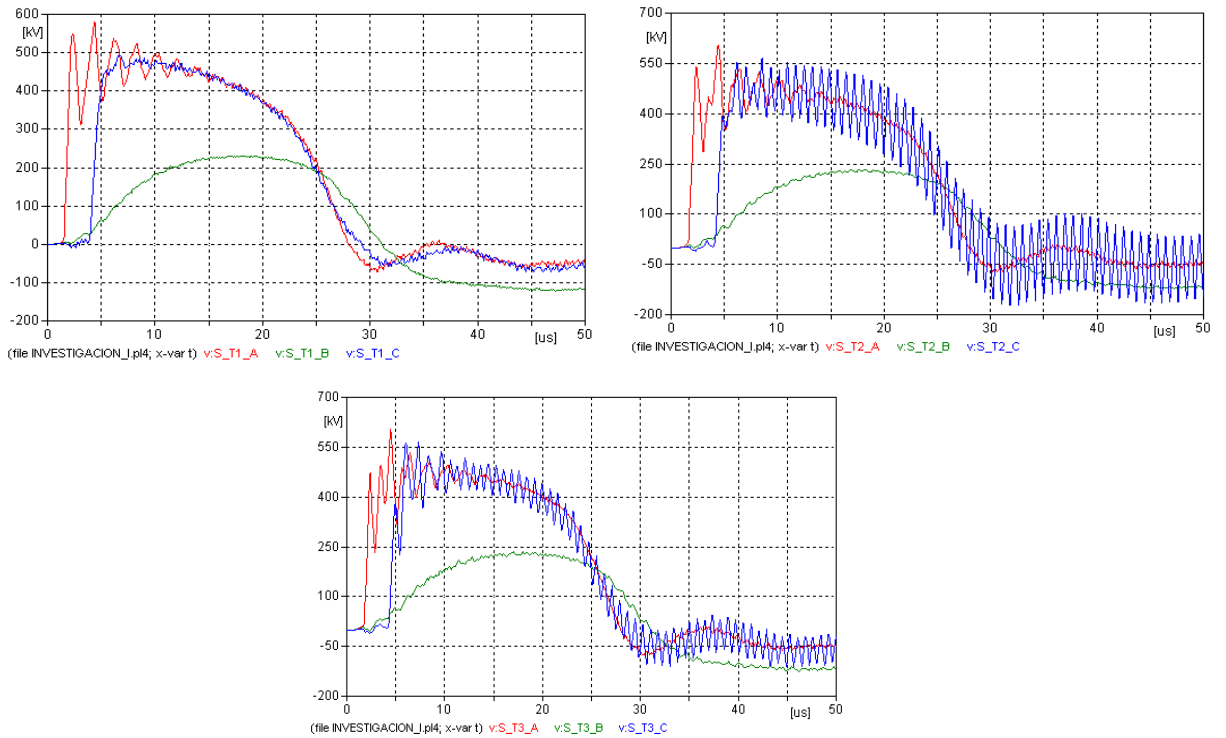
**Figura I.12.** Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2  
Fuente: elaboración propia



**Figura I.13.** Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura I.14.** Sobretensiones en la barra  
**Fuente:** elaboración propia



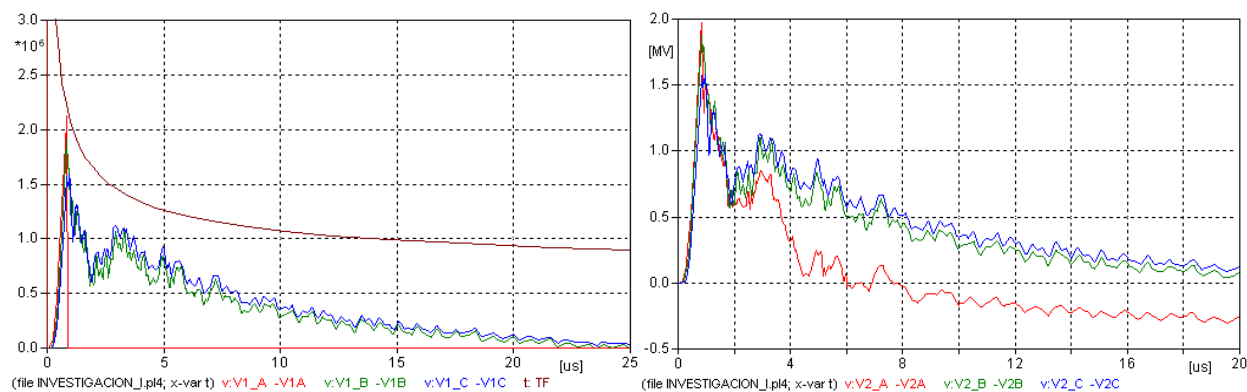
**Figura I.15.** Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3  
**Fuente:** elaboración propia

**Tabla I.2** Valores pico de sobretensión obtenidos

**Fuente:** elaboración propia

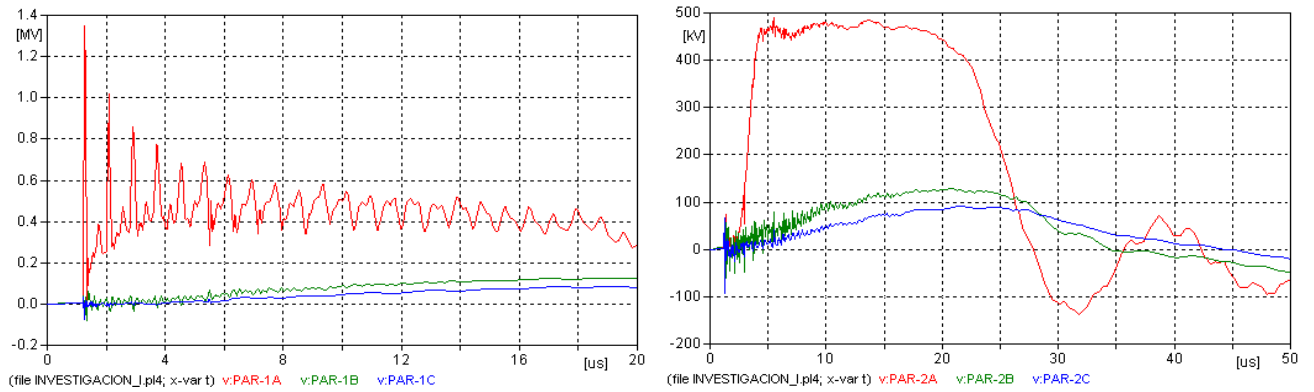
Puntos del sistema eléctrico	Vpico (kV)	Vstd (kV)
Cadena de aisladores 1	2178	2504,70
Cadena de aisladores 2	2180	2507,00
Entrada a la S.E. 1	1344	1545,60
Entrada a la S.E. 2	485	557,75
Transformador de tensión 1	496	570,40
Transformador de tensión 2	746	857,90
Seccionador de línea 1	554	637,10
Seccionador de línea 2	487	560,05
Barra-1	578	664,70
Barra-2	600	690,00
Seccionador del transformador 1	581	668,15
Seccionador del transformador 2	606	696,90
Seccionador del transformador 3	615	707,25
Transformador de Potencia 1	-	-
Transformador de Potencia 2	-	-
Transformador de Potencia 3	-	-

**I.3.3 Sin pararrayos en los transformadores de potencia**

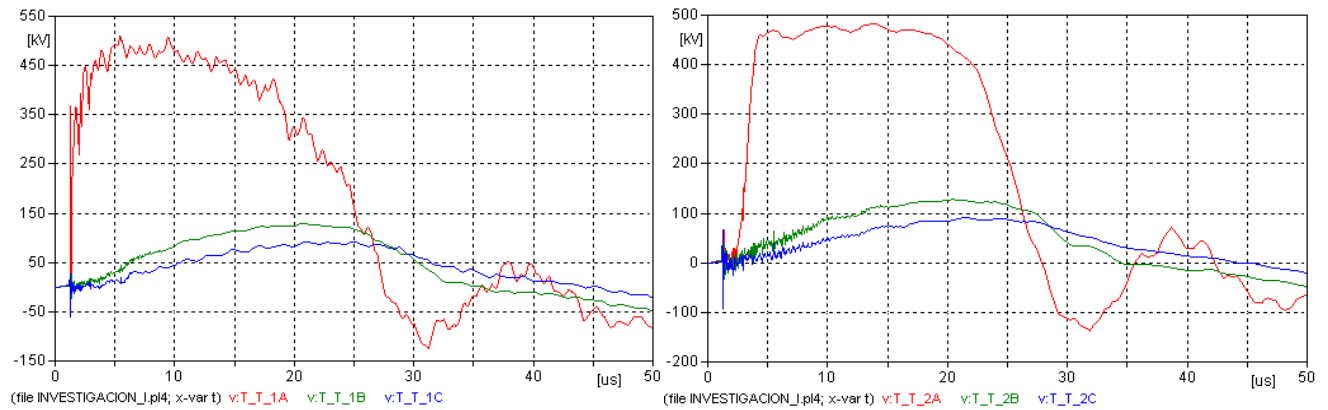


**Figura I.16.** Sobretensiones en la cadena de aisladores

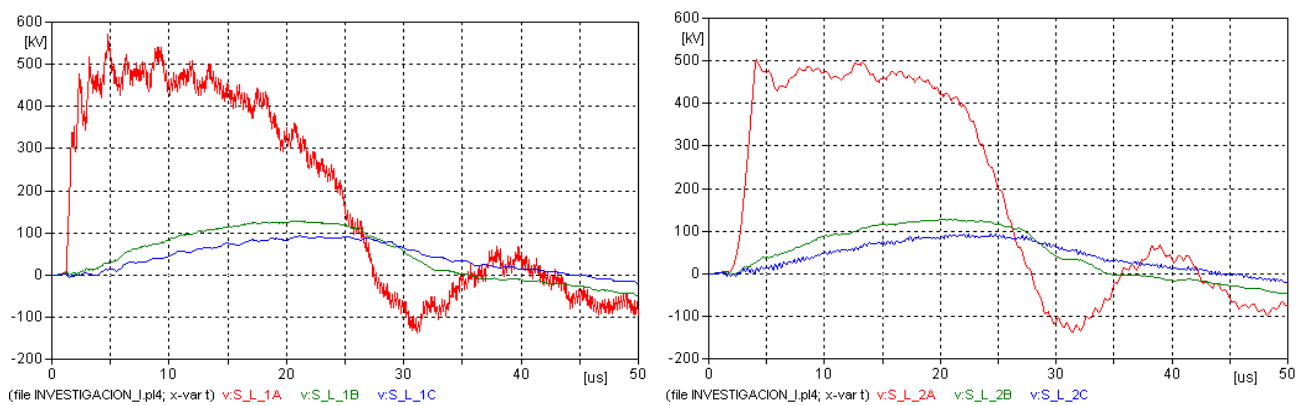
**Fuente:** elaboración propia



**Figura I.17.** Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica  
**Fuente:** elaboración propia

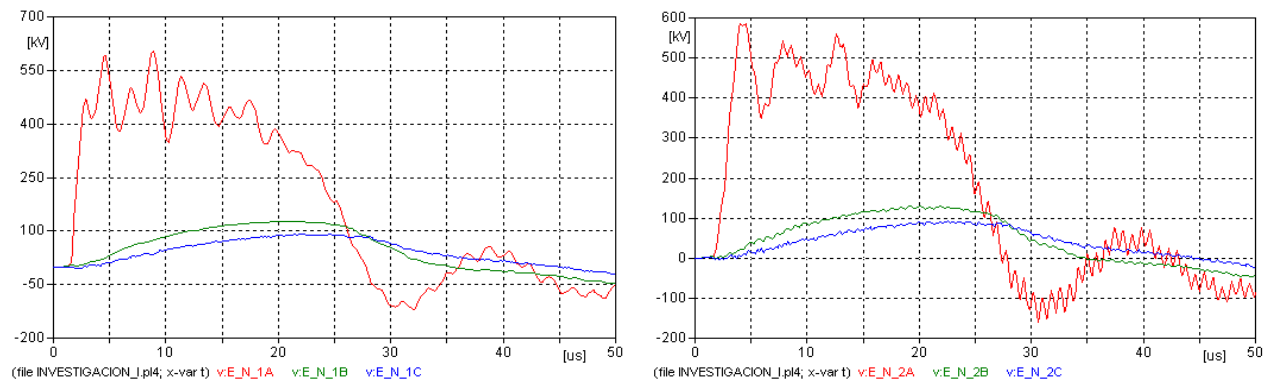


**Figura I.18.** Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2  
**Fuente:** elaboración propia

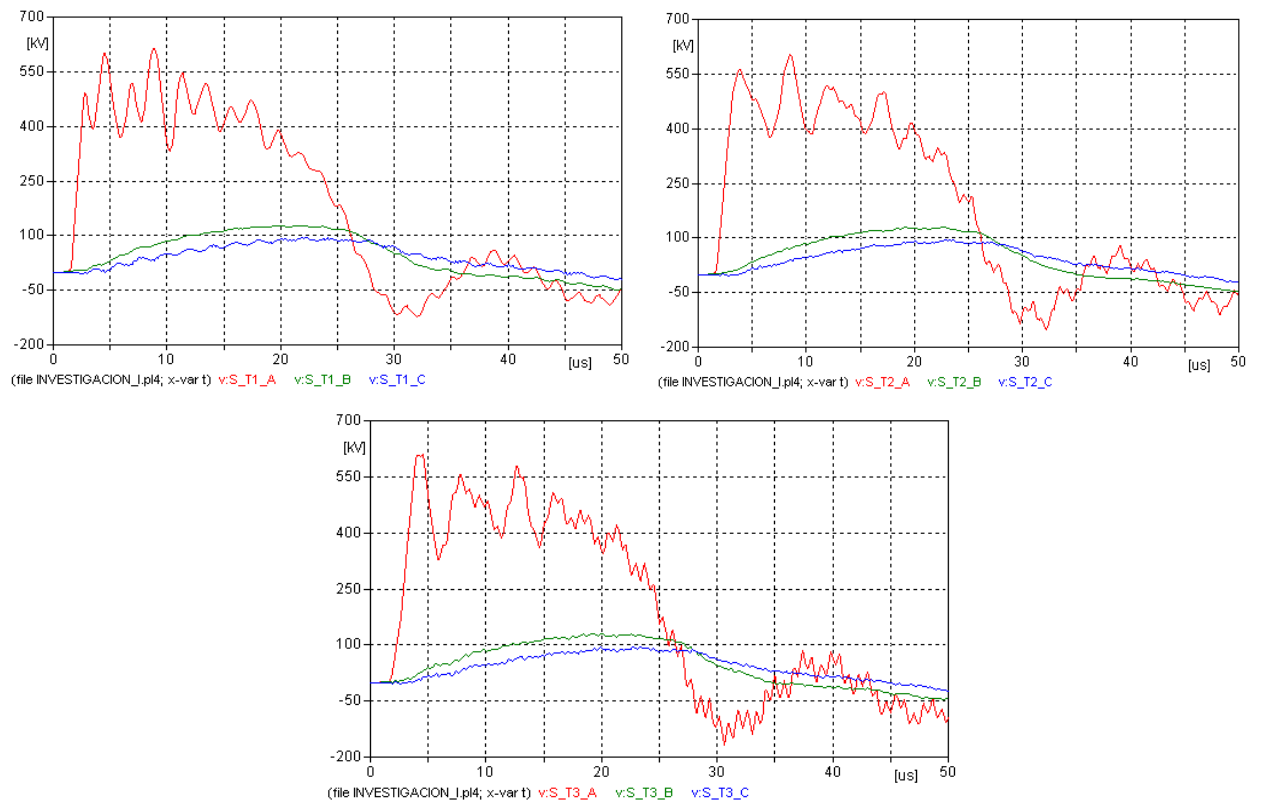


**Figura I.19.** Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2  
**Fuente:** elaboración propia

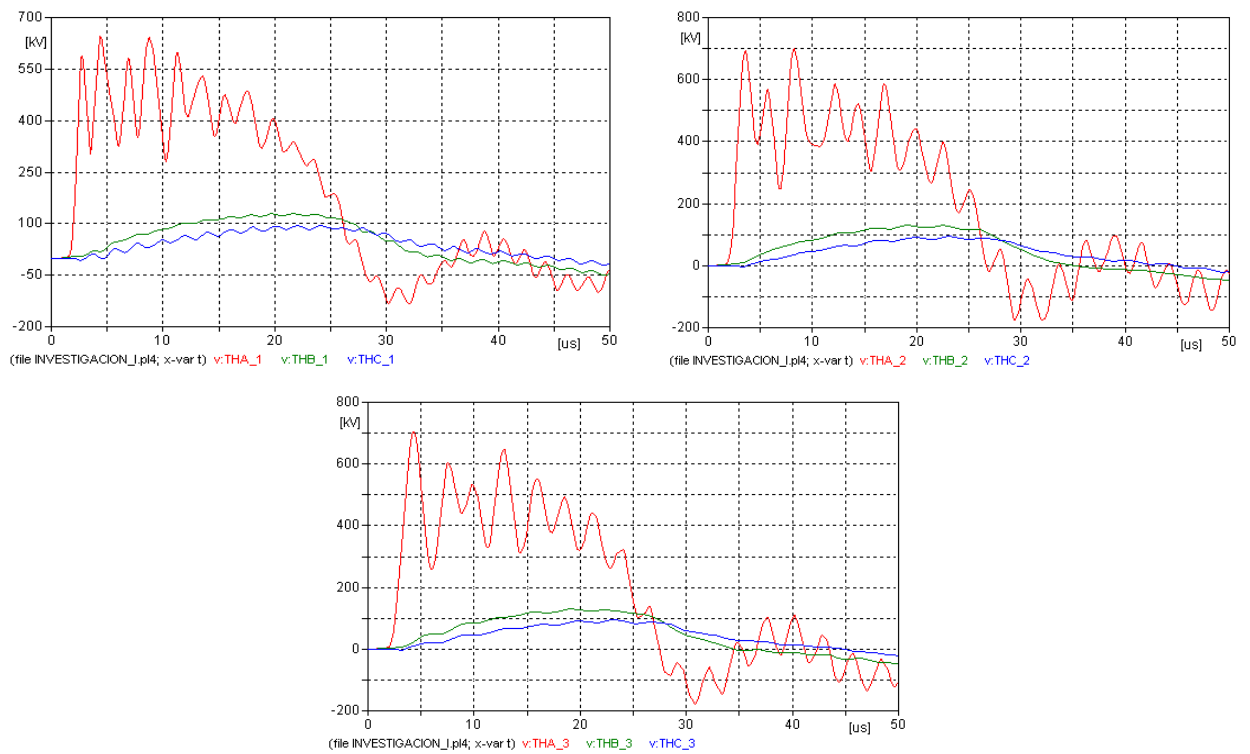




**Figura I.20.** Sobretensiones en la barra  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura I.21.** Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3  
**Fuente:** elaboración propia



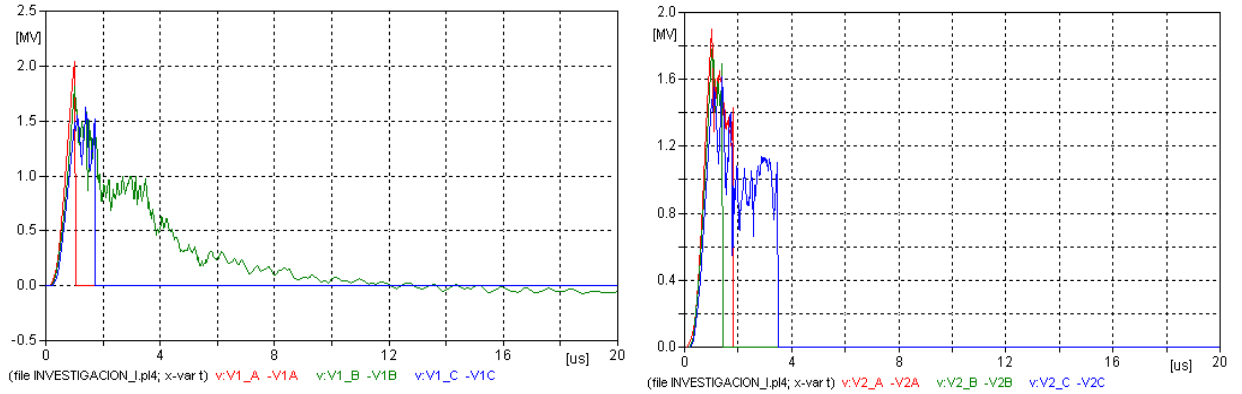
**Figura I.22.** Sobretensiones en los transformadores 1, 2 y 3  
**Fuente:** elaboración propia

**Tabla I.3** Valores pico de sobretensión obtenidos  
**Fuente:** elaboración propia

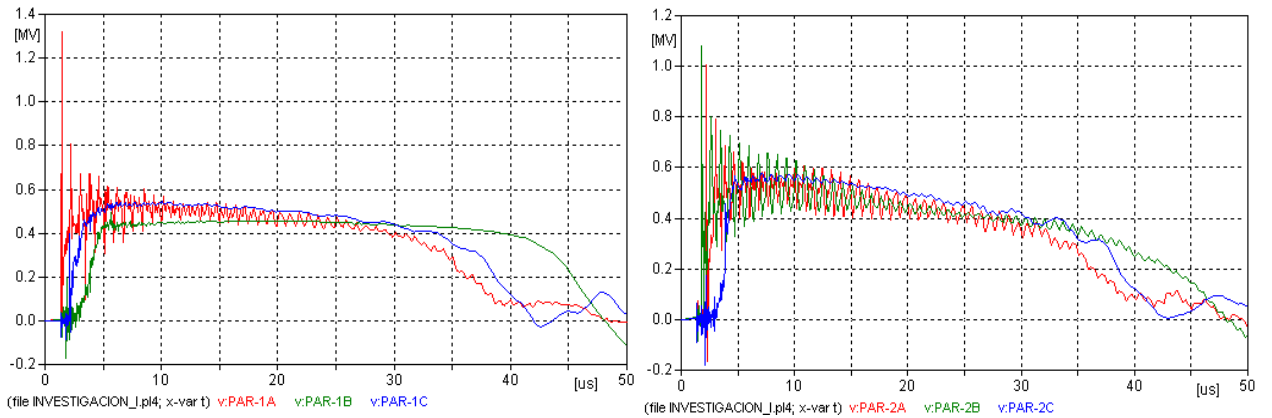
Puntos del sistema electrico	Vpico (kV)	Vstd (kV)
Cadena de aisladores 1	2211	2542,65
Cadena de aisladores 2	1992	2290,80
Entrada a la S.E. 1	1346	1547,90
Entrada a la S.E. 2	493	566,95
Transformador de tensión 1	509	585,35
Transformador de tensión 2	487	560,05
Seccionador de linea 1	577	663,55
Seccionador de linea 2	502	577,30
Barra-1	579	665,85
Barra-2	590	678,50
Seccionador del transformador 1	608	699,20
Seccionador del transformador 2	603	693,45
Seccionador del transformador 3	612	703,80
Transformador de Potencia 1	628	722,20
Transformador de Potencia 2	700	805,00
Transformador de Potencia 3	702	807,30

## I.4 Para una corriente rayo de 200 kA

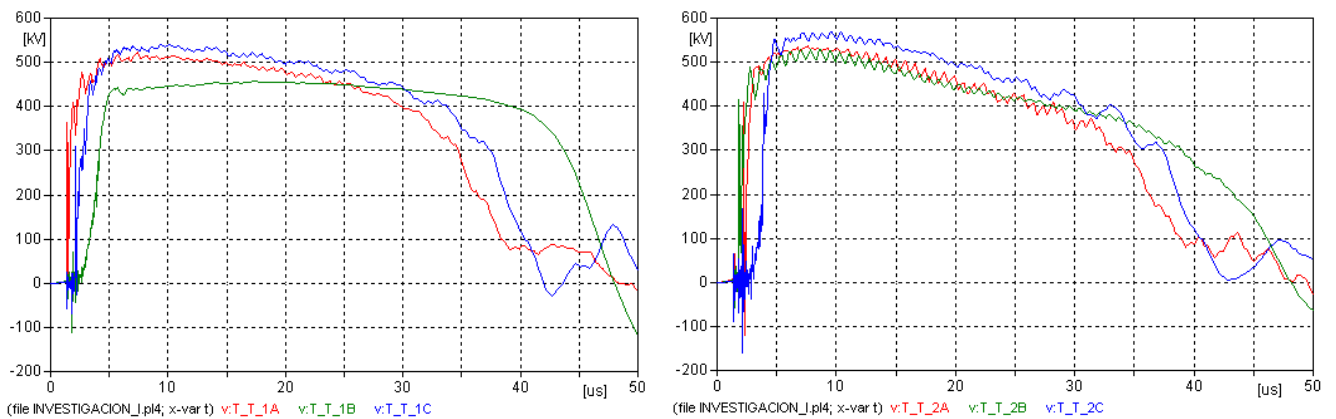
### I.4.1 Condiciones Normales



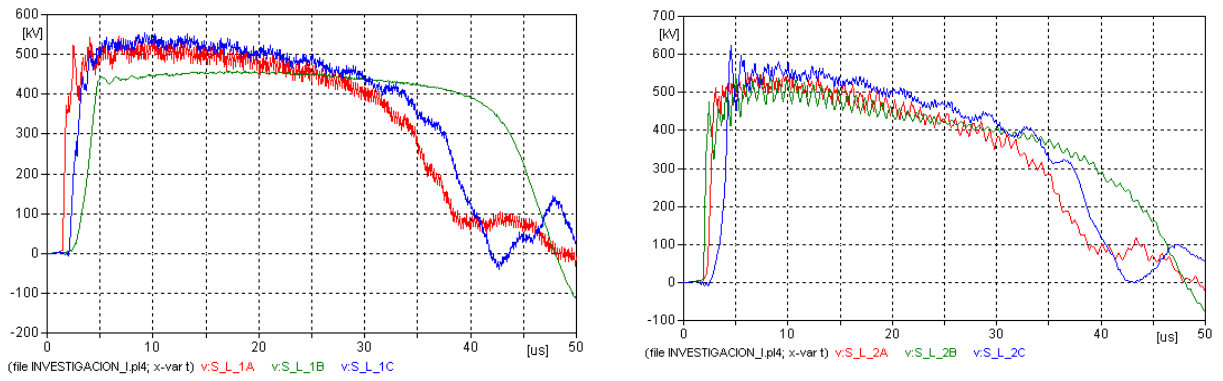
**Figura I.23.** Sobretensiones en la cadena de aisladores  
**Fuente:** elaboración propia



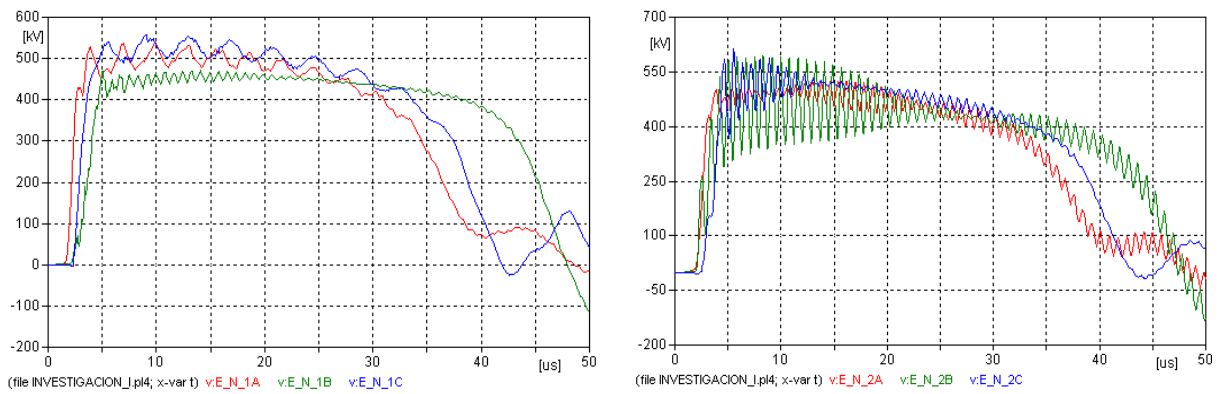
**Figura I.24.** Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica  
**Fuente:** elaboración propia



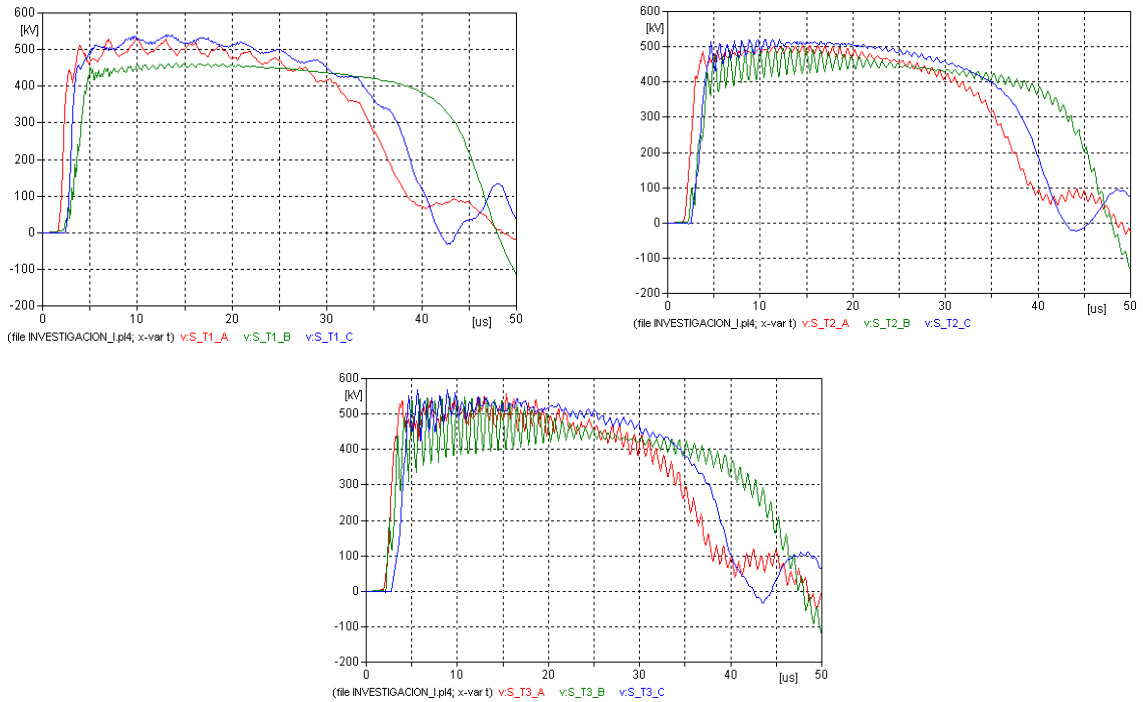
**Figura I.25.** Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2  
**Fuente:** elaboración propia



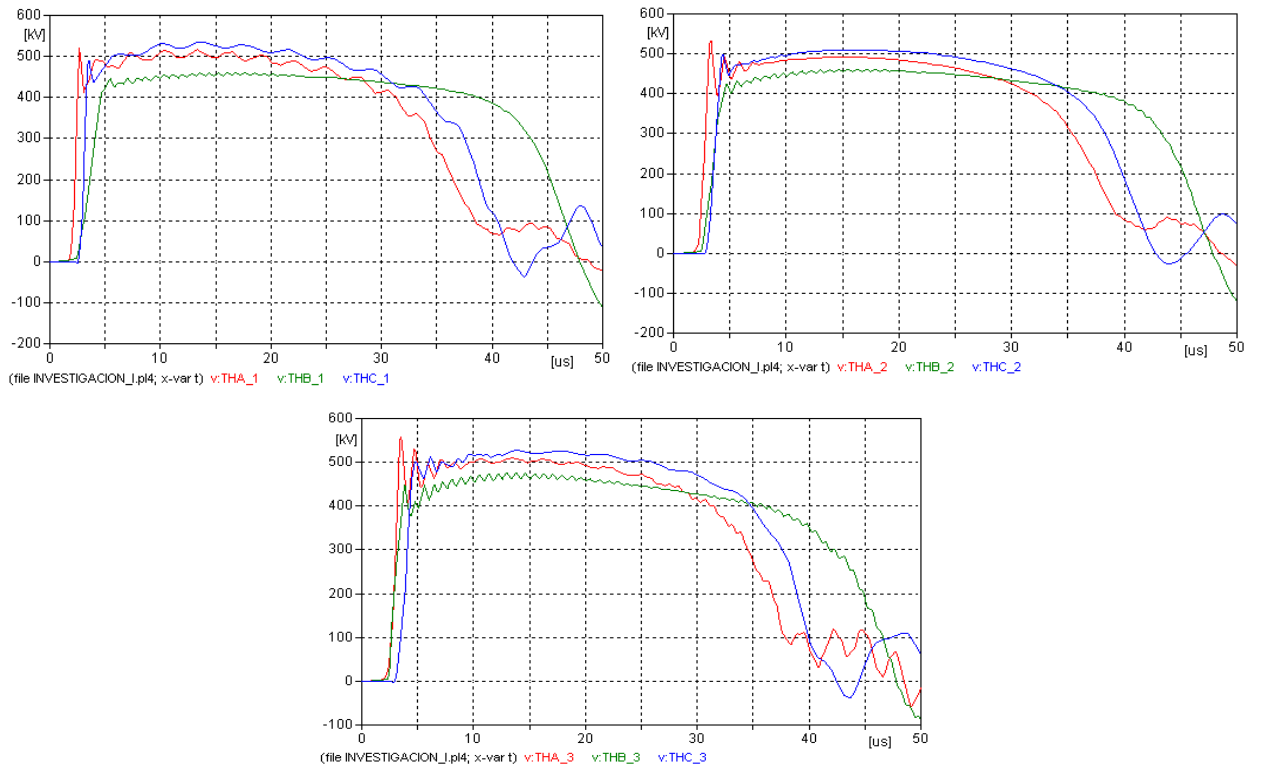
**Figura I.26.** Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura I.27.** Sobretensiones en la barra  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura I.28.** Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3  
**Fuente:** elaboración propia

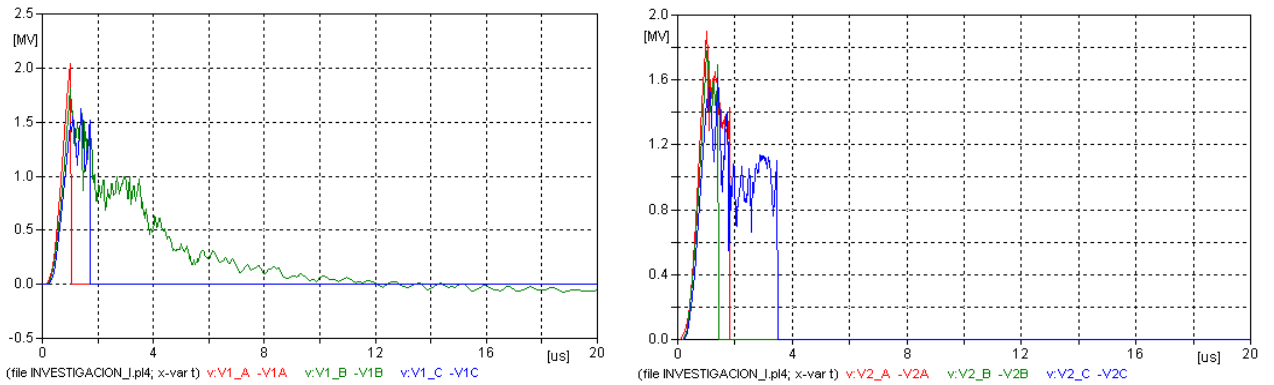


**Figura I.29.** Sobretensiones en los transformadores 1, 2 y 3  
**Fuente:** elaboración propia

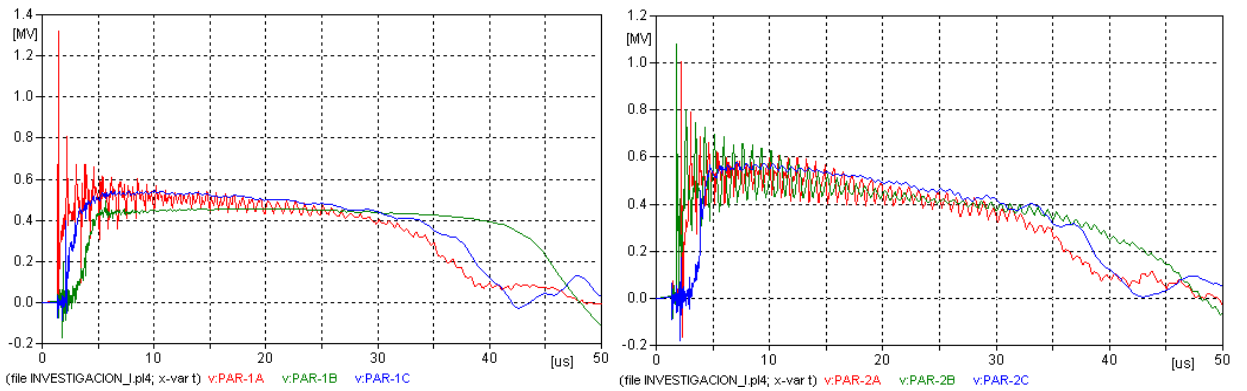
**Tabla I.4** Valores pico de sobretensión obtenidos  
**Fuente:** elaboración propia

<b>Puntos del sistema eléctrico</b>	<b>Vpico (kV)</b>	<b>Vstd (kV)</b>
Cadena de aisladores 1	2074	2385,10
Cadena de aisladores 2	1913	2199,95
Entrada a la S.E. 1	1319	1516,85
Entrada a la S.E. 2	1076	1237,40
Transformador de tensión 1	541	622,15
Transformador de tensión 2	476	547,40
Seccionador de línea 1	547	629,05
Seccionador de línea 2	612	703,80
Barra-1	548	630,20
Barra-2	610	701,50
Seccionador del transformador 1	532	611,80
Seccionador del transformador 2	513	589,95
Seccionador del transformador 3	573	658,95
Transformador de Potencia 1	526	604,90
Transformador de Potencia 2	521	599,15
Transformador de Potencia 3	552	634,80

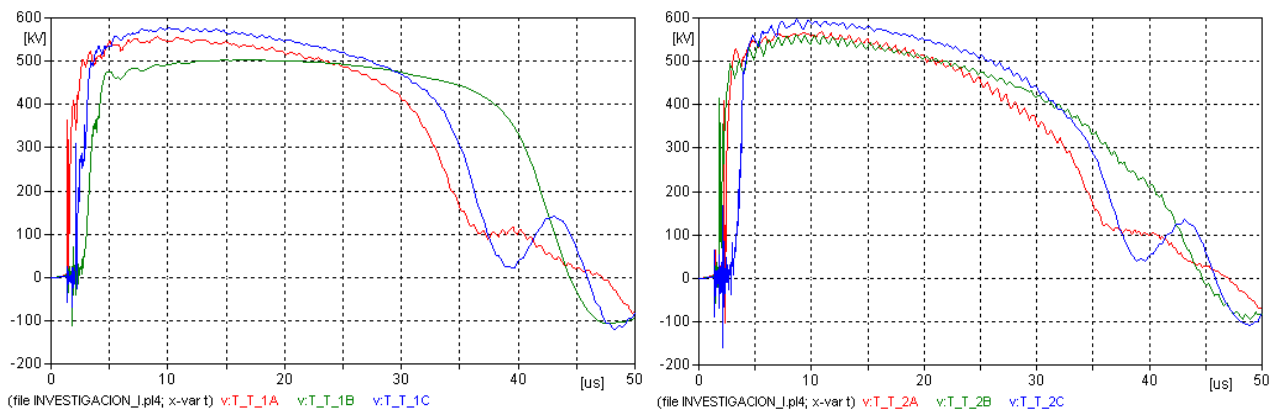
### I.4.2 Seccionadores de los transformadores abiertos



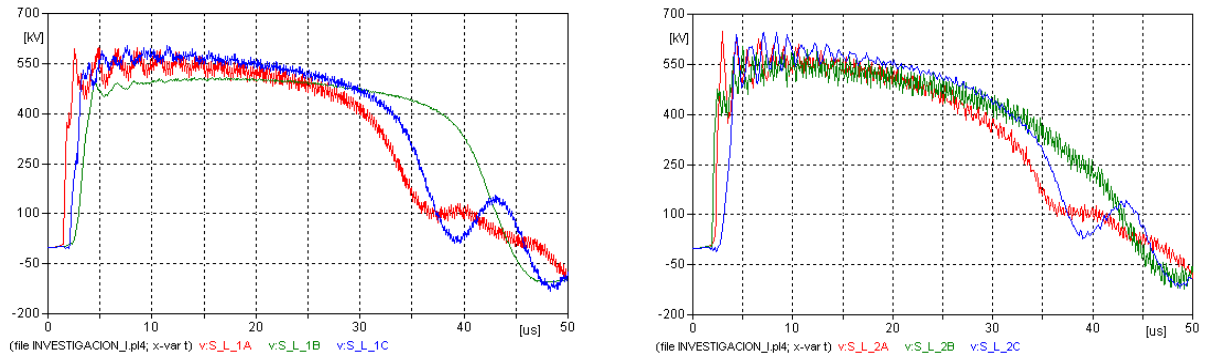
**Figura I.30.** Sobretensiones en la cadena de aisladores  
**Fuente:** elaboración propia



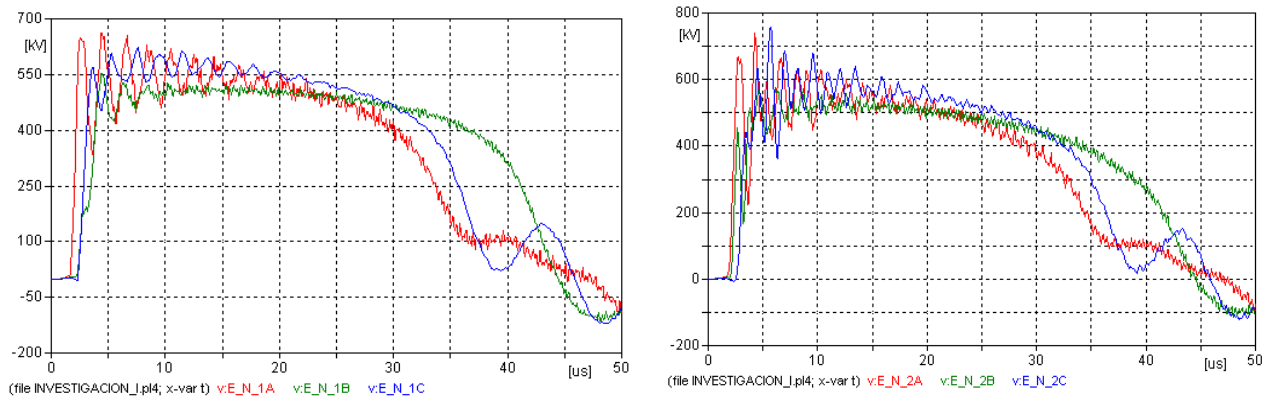
**Figura I.31.** Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica  
**Fuente:** elaboración propia



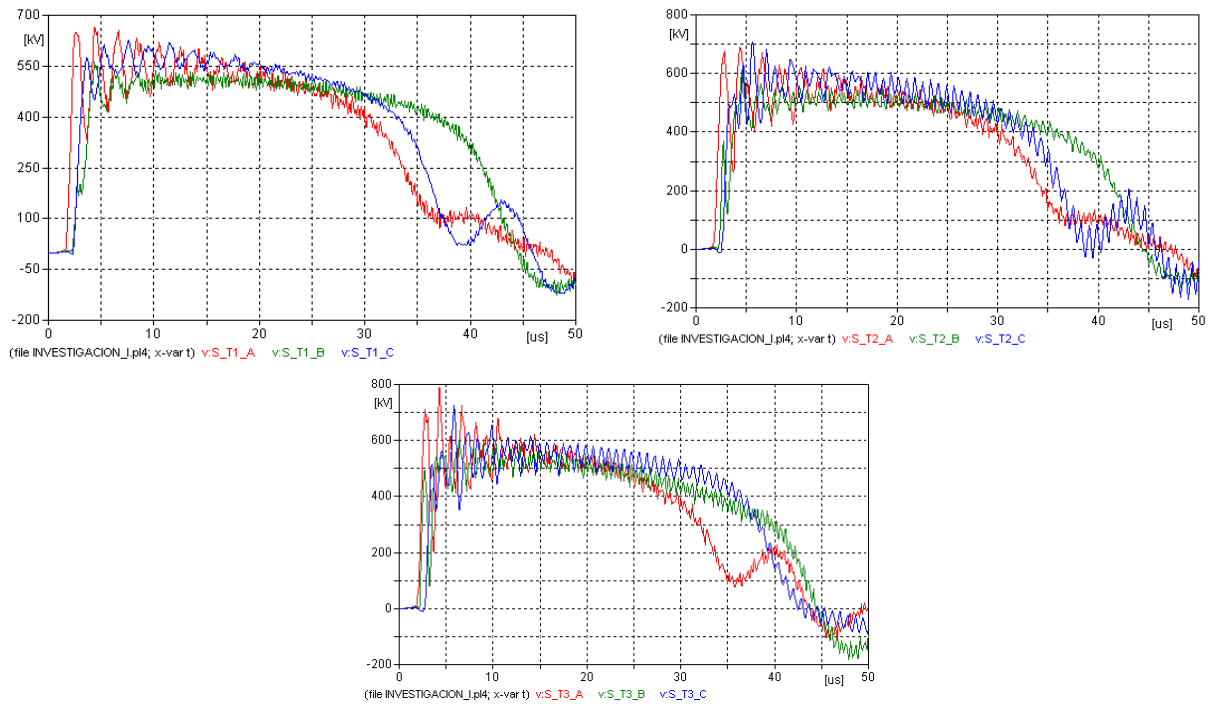
**Figura I.32.** Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura I.33.** Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura I.34.** Sobretensiones en la barra  
**Fuente:** elaboración propia

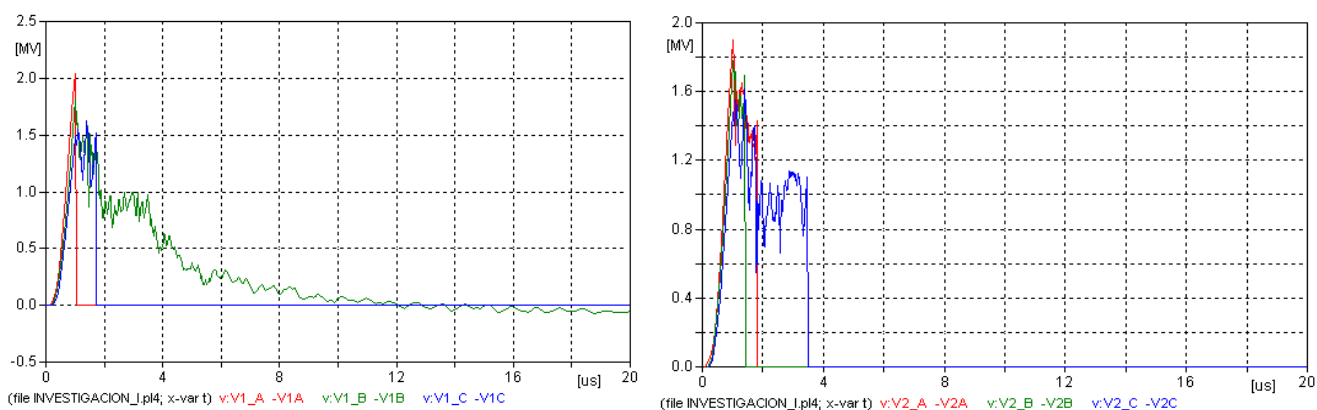


**Figura I.35.** Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3  
**Fuente:** elaboración propia

**Tabla I.5** Valores pico de sobretensión obtenidos  
**Fuente:** elaboración propia

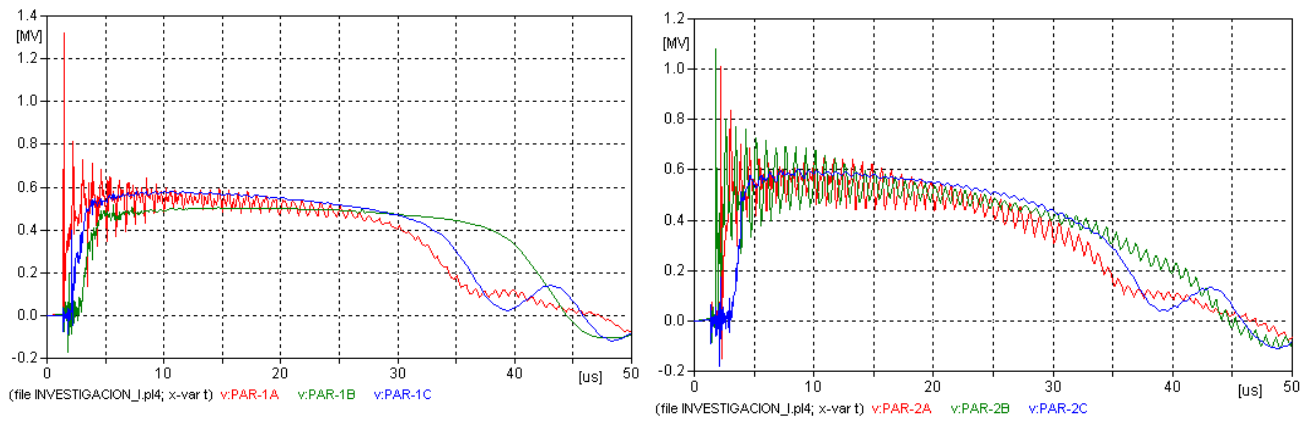
Puntos del sistema eléctrico	Vpico (kV)	Vstd (kV)
Cadena de aisladores 1	2048	2355,20
Cadena de aisladores 2	1891	2174,65
Entrada a la S.E. 1	1325	1523,75
Entrada a la S.E. 2	1082	1244,30
Transformador de tensión 1	583	670,45
Transformador de tensión 2	598	687,70
Seccionador de línea 1	605	695,75
Seccionador de línea 2	652	749,80
Barra-1	664	763,60
Barra-2	759	872,85
Seccionador del transformador 1	658	756,70
Seccionador del transformador 2	704	809,60
Seccionador del transformador 3	790	908.5
Transformador de Potencia 1	-	-
Transformador de Potencia 2	-	-
Transformador de Potencia 3	-	-

### I.4.3 Sin pararrayos en los transformadores de potencia

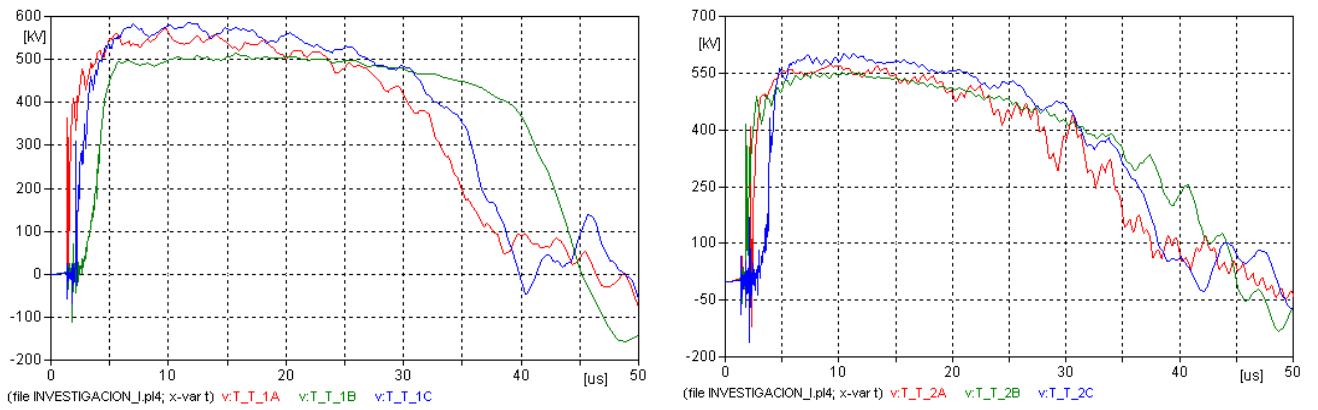


**Figura I.36.** Sobretensiones en la cadena de aisladores  
**Fuente:** elaboración propia

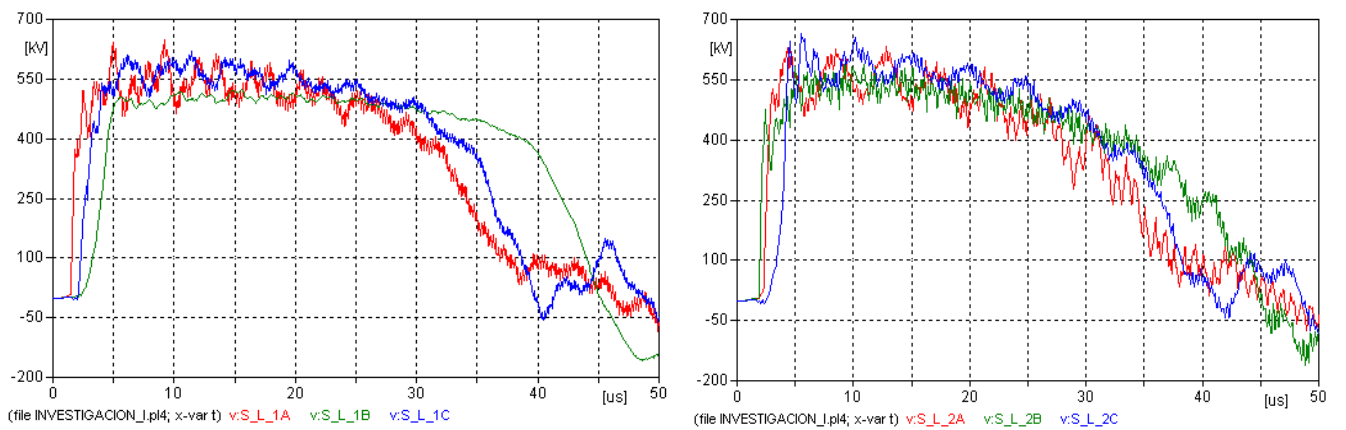




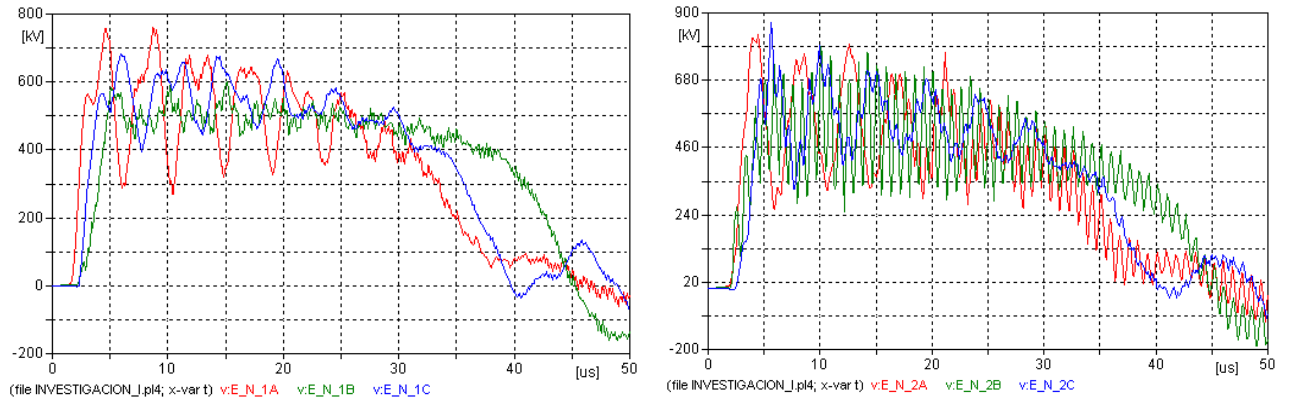
**Figura I.37. Sobretensiones a la entrada de la subestación eléctrica**  
**Fuente: elaboración propia**



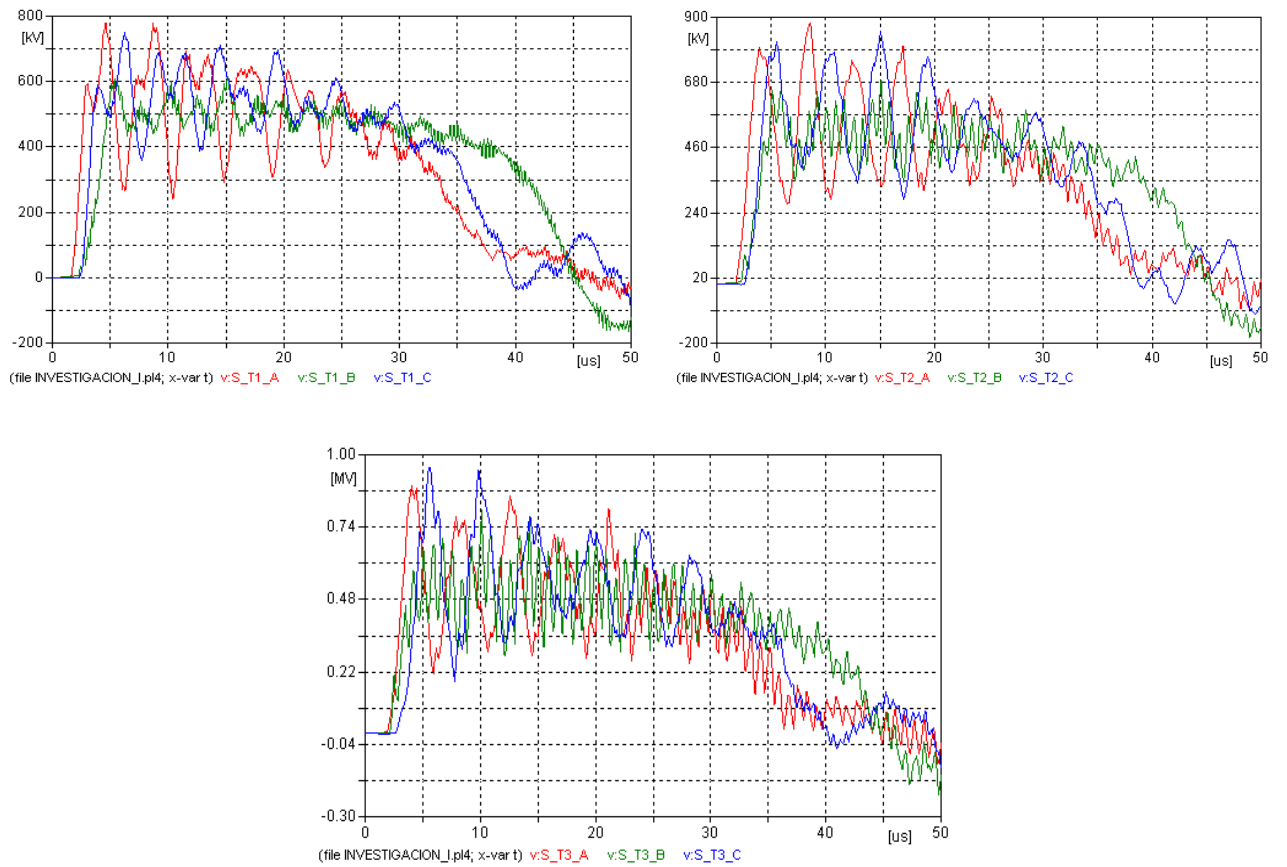
**Figura I.38. Sobretensiones en los transformadores de tensión 1 y 2**  
**Fuente: elaboración propia**



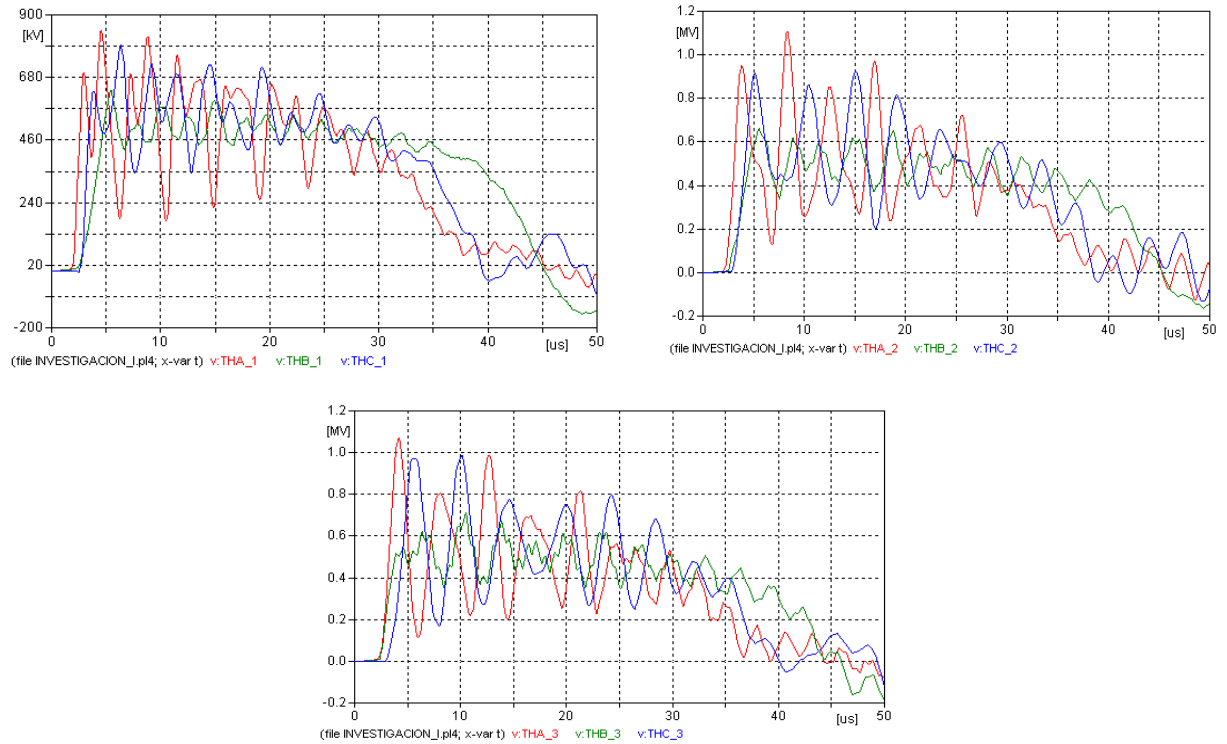
**Figura I.39. Sobretensiones en los seccionadores de línea 1 y 2**  
**Fuente: elaboración propia**



**Figura I.40. Sobretensiones en la barra**  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura I.41. Sobretensiones en los seccionadores de los transformadores 1, 2 y 3**  
**Fuente:** elaboración propia



**Figura I.42.** Sobretensiones en los transformadores 1, 2 y 3  
**Fuente:** elaboración propia

**Tabla I.6** Valores pico de sobretensión obtenidos  
**Fuente:** elaboración propia

Puntos del sistema eléctrico	Vpico (kV)	Vstd (kV)
Cadena de aisladores 1	2062	2371,30
Cadena de aisladores 2	1915	2202,25
Entrada a la S.E. 1	1321	1519,15
Entrada a la S.E. 2	1081	1243,15
Transformador de tensión 1	590	678,50
Transformador de tensión 2	605	695,75
Seccionador de línea 1	611	702,65
Seccionador de línea 2	654	752,10
Barra-1	760	874,00
Barra-2	876	1007,40
Seccionador del transformador 1	785	902,75
Seccionador del transformador 2	890	1023,50
Seccionador del transformador 3	971	1116,65
Transformador de Potencia 1	842	968,30
Transformador de Potencia 2	1095	1259,25
Transformador de Potencia 3	1061	1220,15