

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **EVALUACIÓN DEL AISLAMIENTO EN LÍNEAS AÉREAS ANTE IMPULSO ATMOSFÉRICO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Alarcón P, Edgar O.  
para optar al Título  
de Ingeniero Electricista

Caracas, 2013

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **EVALUACIÓN DEL AISLAMIENTO EN LÍNEAS AÉREAS ANTE IMPULSO ATMOSFÉRICO**

Prof. Guía: Ing. Nerio Ojeda

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Alarcón P, Edgar O.  
para optar al Título  
de Ingeniero Electricista

Caracas, 2013

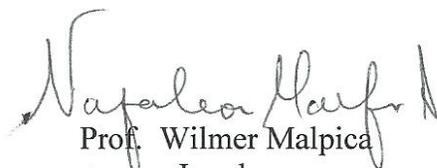
## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 11 de junio de 2013

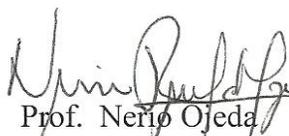
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Edgar O. Alarcón P., titulado:

### “EVALUACIÓN DEL AISLAMIENTO EN LÍNEAS AÉREAS ANTE IMPULSO ATMÓSFERICO”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO y con Mención Honorífica.

  
Prof. Wilmer Malpica  
Jurado

  
Prof. Rafael Malpica  
Jurado

  
Prof. Nerio Ojeda  
Prof. Guía



A C T A

Quienes suscriben, Miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela para examinar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Edgar O. Alarcón P., C.I. No. V-16.125.095, bajo el título “Evaluación del Aislamiento en Líneas Aéreas ante Impulso Atmosférico”, a los fines de cumplir con el requisito legal para optar al grado de Ingeniero Electricista, dejan constancia de lo siguiente:

Considerando que el Trabajo Especial de Grado presentado y defendido por el Bachiller en referencia, tiene un nivel académico y un alcance investigativo más allá de lo requerido para el grado en cuestión, acuerda por unanimidad y conforme al Artículo 6 del Reglamento de Menciones Honoríficas, recomendar el otorgamiento de Mención Honorífica a su Trabajo Especial de Grado.

En Caracas, a los once días del mes de junio de dos mil trece.

  
Prof. **WILMER MALPICA**  
Jurado

  
Prof. **RAFAEL MALPICA**  
Jurado

  
Prof. **NERIO OJEDA**  
Profesor Guía

**“50 AÑOS DE LA CREACIÓN DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DEL INSTITUTO DE MATERIALES Y MODELOS ESTRUCTURALES”**

## **DEDICATORIA**

A Dios, a mi familia y amigos.

A los futuros lectores que puedan sacar provecho de este trabajo.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis padres, que desde el inicio y hasta el final de este duro trayecto me ofrecieron respaldo y apoyo económico a pesar de haberse prolongado por un tiempo mayor a lo habitual, muy especialmente a mi madre Livia que además siempre tuvo palabras de motivación en los momentos realmente duros, que supo hacerme los llamados de atención con la firmeza necesaria cuando así lo requería y que me felicitó con una gran sonrisa cada vez que obtuve un buen resultado.

A mis hermanos, especialmente a César que dada su cercanía siempre estuvo atento y supo escuchar.

A mis amigos, tanto los que conocí previo al ingreso a la Facultad, como a los que recorrieron al lado mío todo este camino, que siempre estuvieron ahí para brindar y recibir ayuda.

A los profesores de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela, y en especial a los profesores del Departamento de Potencia que se dedican con ahínco a esta actividad tan especial y fundamental de transmisión del conocimiento aún cuando es tan mal remunerada en estos tiempos.

**Alarcón P., Edgar O.**

## **EVALUACIÓN DEL AISLAMIENTO EN LÍNEAS AÉREAS ANTE IMPULSO ATMOSFÉRICO**

**Profesor Guía: Nerio Ojeda. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: UCV. 2013, 91 h. +anexos.**

**Palabras claves:** Evaluación de aislamiento, líneas aéreas, descargas atmosféricas, ATP-Draw, tasa de salida, NSF, BFOR.

**Resumen:** Se plantea un estudio del comportamiento del aislamiento de las líneas de transmisión pertenecientes a la empresa CADAPE ante descargas atmosféricas, para ello se trabaja con una muestra de 10 líneas de 115 kV, 10 líneas de 230 kV y 8 líneas de 400 kV. Se implementan modelos de dicha muestra en el software ATP-Draw y se llevan a cabo las simulaciones que permiten obtener las corrientes mínimas que provocarían una descarga directa en los casos donde el apantallamiento no es efectivo, para luego calcular la tasa de salida debido a fallo de apantallamiento NSF. Así mismo los modelos implementados en el ATP-Draw permiten obtener las corrientes críticas que provocarían una descarga retroactiva, para luego calcular la tasa de salida debido a este tipo de fenómenos BFOR. Finalmente se presentan los resultados obtenidos a través de la metodología antes expuesta y los resultados obtenidos al calcular las corrientes mínimas y críticas por métodos teóricos propuestos por CADAPE y EPRI, así como los encontrados a través del uso del software Flash v1.9 de la IEEE.

## ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	III
DEDICATORIA .....	IV
AGRADECIMIENTOS .....	VI
RESUMEN.....	VII
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS .....	XII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
ANTECEDENTES.....	3
OBJETIVO GENERAL .....	4
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
CAPÍTULO II .....	5
FUNDAMENTOS TEÓRICOS .....	5
2.1.- DESCARGAS ATMOSFÉRICAS .....	5
2.1.1.- Parámetros de la descarga atmosférica para aplicaciones en ingeniería....	6
2.1.1.1.- Parámetros de incidencia .....	6
2.1.1.2.- Parámetro de amplitud de la corriente de retorno del rayo, CR (Lightning Peak Current Amplitude) .....	7
2.1.1.3.- Parámetros de la forma del impulso de la corriente del rayo (Stroke Current Impulse Shape).....	8
2.2.- SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS .....	9
2.2.1.- Sobretensión por descargas indirectas .....	9

2.2.2.- Sobretensión por descargas directas .....	10
2.2.2.1.- Sobretensiones por descargas directas sobre conductor de fase debido a fallas en el apantallamiento. ....	10
2.2.2.2.- Sobretensiones por descargas atmosféricas directas sobre el cable de guarda o la torre. ....	11
2.3.- AISLAMIENTO EN LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN .....	16
2.3.1.- Configuración de aisladores.....	18
2.3.2.- Características de los aisladores .....	19
2.3.2.1.- Características mecánicas .....	19
2.3.2.2.- Características eléctricas.....	20
2.4.- ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM (ATP-DRAW) .....	21
2.4.1.- Introducción.....	21
2.4.2.- Estructura y posibilidades del ATP-Draw .....	21
2.4.3.- Creación de un modelo .....	24
2.4.4.- Descripción de la Subrutina LINE CONSTANTS. ....	25
CAPÍTULO III .....	27
MARCO METODOLOGICO .....	27
3.1.- SELECCIÓN DE CASOS .....	27
3.2.- REALIZACIÓN DE LOS MODELOS .....	29
3.2.1.- Representación de las líneas de transmisión aéreas en el Atp-draw .....	31
3.2.1.1.- Fuente de tensión (AC3PH.Type 14).....	31
3.2.1.2.- Las torres (LINEZT_1.SUP).....	32
3.2.1.3.- Las cadenas de aisladores (SWITCH VOLTAGE CONTROLLED) .....	36
3.2.1.4.- Vanos y extensiones terminales de la línea (BLOQUES LCC).....	38
3.2.1.5.- Fuente de corriente tipo impulso. (HEIDLER.SUP) .....	41

3.2.1.6.- Cargas (RLC3.SUP).....	42
3.3.- METODOLOGÍA PARA REALIZAR LAS SIMULACIONES .....	43
3.4.- CÁLCULO DE LAS TASAS DE SALIDA DEBIDO A FALLO DEL APANTALLAMIENTO (NSF) .....	51
3.5.- CÁLCULO DE LAS TASAS DE SALIDA DEBIDO A DESCARGAS RETROACTIVAS (BFOR).....	55
3.5.1.- Tasa de salida BFOR, aplicando el método teórico propuesto por la empresa CADAFE .....	55
3.5.2.- Tasa de salida BFOR (ecuación de Anderson), utilizando las corrientes críticas producto de las simulaciones en el ATP-Draw .....	58
3.6.- CÁLCULO DE LAS TASAS DE SALIDA TOTALES (BFOR+NSF), UTILIZANDO EL SOFTWARE FLASH V1.9 DE LA IEEE .....	59
3.7.- CÁLCULO DE LAS TASAS DE SALIDA TOTALES (BFOR+NSF), UTILIZANDO LAS CORRIENTES HALLADAS CON LAS SIMULACIONES MODIFICADAS, FIJANDO LAS TENSIONES SOPORTABLES DE LAS CADENAS DE AISLADORES CON LO ESTABLECIDO POR EL CIGRE .....	60
CAPÍTULO IV .....	62
PRESENTACIÓN DE RESULTADOS .....	62
4.1.- COMPORTAMIENTO DEL AISLAMIENTO TOMANDO EN CUENTA LA TASA DE SALIDA DEBIDO A FALLO DE APANTALLAMIENTO (NSF) .....	62
4.1.1.- Corrientes mínimas “Imín” halladas con las simulaciones (fijando “V-fl” según el catálogo de Sediver [22]), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa de salida por fallo del apantallamiento .....	63
4.1.2.- Corrientes mínimas “Imín” calculadas con el método teórico de la EPRI, ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF .....	66
4.1.3.- Corrientes mínimas “Imín” halladas con las simulaciones (calculando “V- fl” a partir de la ecuación (3.3) propuesta por el CIGRE para un tiempo $t=6\mu s$ ),	

ángulo de apantallamiento efectivo y tasa de salida por fallo del apantallamiento .....	69
4.2.- COMPORTAMIENTO DEL AISLAMIENTO TOMANDO EN CUENTA LA TASA DE SALIDA DEBIDO A DESCARGAS RETROACTIVAS (BFOR).....	74
4.2.1.- Corrientes críticas “Ic” halladas con las simulaciones (fijando “V-fl” según el catálogo de Sediver [22]) y corrientes críticas calculadas a partir de la metodología propuesta por CADAPE.....	74
4.2.2.- Tasas de salida debido a descargas retroactivas (BFOR) calculadas con la ecuación de Anderson y por la metodología propuesta por CADAPE.....	77
4.2.3.- Tasa de salida total (BFOR+NSF) utilizando el software Flash v1.9.....	79
4.2.4.- Corrientes críticas “Ic” halladas con las simulaciones, (calculando “V-fl” a partir de la ecuación (3.3) propuesta por el CIGRE, para $t=1,2\mu s$ y $t=6\mu s$ )....	80
4.2.5.- Tasa de salida total (BFOR+NSF) calculadas a partir de los valores de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, con $t=1,2\mu s$ en el caso de impacto sobre una torre y $t=6\mu s$ para fallo de apantallamiento.....	83
4.2.6.- Tasa de salida total (BFOR+NSF) calculadas a partir de los valores de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE con $t=6\mu s$ en ambas situaciones .....	85
CONCLUSIONES .....	88
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	90
ANEXOS .....	92

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Probabilidad de ocurrencia de descargas con distintos valores picos de corriente según CIGRE .....	7
Tabla 2.2. Probabilidad de ocurrencia de descargas con distintos valores picos de corriente según IEEE.....	7
Tabla 2.3. Probabilidad de ocurrencia de descargas con distintas pendientes de corriente $\Delta I \Delta t$ $kA\mu S$ según la IEEE. ....	8
Tabla 3.1. Factor “ $\beta$ ” según el nivel de tensión nominal de la línea.....	53
Tabla 4.1. Ángulos requeridos (según norma CADAPE) y ángulos existentes en las líneas de 115 kV .....	62
Tabla 4.2. Ángulos requeridos (según norma CADAPE) y ángulos existentes en las líneas de 230 kV .....	63
Tabla 4.3. Ángulos requeridos (según norma CADAPE) y ángulos existentes en las líneas de 400 kV .....	63
Tabla 4.4. Corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” halladas con las simulaciones (con la tensión “ $V-fl$ ” tomada del catálogo de Sediver [22]), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 115 kV.....	64
Tabla 4.5. Corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” halladas con las simulaciones (con la tensión “ $V-fl$ ” tomada del catálogo de Sediver [22]), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 230 kV .....	64
Tabla 4.6. Corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” halladas con las simulaciones (con la tensión “ $V-fl$ ” tomada del catálogo de Sediver [22]), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 400 kV .....	65
Tabla 4.7. Corrientes “ $I_{mín}$ ” calculadas partir del método teórico de la EPRI, ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 115 kV.....	67

Tabla 4.8. Corrientes “ $I_{mín}$ ” calculadas partir del método teórico de la EPRI, ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 230 kV.....	67
Tabla 4.9. Corrientes “ $I_{mín}$ ” calculadas partir del método teórico de la EPRI, ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 400 kV.....	68
Tabla 4.10. Corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” halladas con las simulaciones (con “ $V-fl$ ” calculada aplicando la ecuación propuesta por el CIGRE para un tiempo $t=6\mu s$ ), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 115 kV.....	70
Tabla 4.11. Corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” halladas con las simulaciones (con “ $V-fl$ ” calculada aplicando la ecuación propuesta por el CIGRE para un tiempo $t=6\mu s$ ), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 230 kV.....	70
Tabla 4.12. Corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” halladas con las simulaciones (con “ $V-fl$ ” calculada aplicando la ecuación propuesta por el CIGRE para un tiempo $t=6\mu s$ ), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 400 kV.....	71
Tabla 4.13. Corrientes críticas halladas con las simulaciones (con la tensión “ $V-fl$ ” tomada del catálogo de Sediver [22]) y siguiendo la metodología de CADAPE en las líneas de 115 kV.....	74
Tabla 4.14. Corrientes críticas halladas con las simulaciones (con la tensión “ $V-fl$ ” tomada del catálogo de Sediver [22]) y siguiendo la metodología de CADAPE en las líneas de 230 kV.....	75
Tabla 4.15. Corrientes críticas halladas con las simulaciones (con la tensión “ $V-fl$ ” tomada del catálogo de Sediver [22]) y siguiendo la metodología de CADAPE en las líneas de 400 kV.....	75
Tabla 4.16. Tasas de salida BFOR calculadas con la ecuación de Anderson, y por la metodología de la empresa CADAPE en las líneas de 115 kV.....	77
Tabla 4.17. Tasas de salida BFOR calculadas con la ecuación de Anderson, y por la metodología de la empresa CADAPE en las líneas de 230 kV.....	78

Tabla 4.18. Tasas de salida BFOR calculadas con la ecuación de Anderson, y por la metodología de la empresa CADAPE en las líneas de 400 kV.....	78
Tabla 4.19. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) en las líneas de 115 kV, software Flash v1.9 .....	79
Tabla 4.20. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) en las líneas de 230 kV, software Flash v1.9 .....	80
Tabla 4.21. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) en las líneas de 400 kV, software Flash v1.9 .....	80
Tabla 4.22. Corrientes críticas “Ic” halladas con las simulaciones utilizando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, en t=1,2μs y t=6μs para las líneas de 115 kV.....	81
Tabla 4.23. Corrientes críticas “Ic” halladas con las simulaciones utilizando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, en t=1,2μs y t=6μs para las líneas de 230 kV.....	81
Tabla 4.24. Corrientes críticas “Ic” halladas con las simulaciones utilizando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, en t=1,2μs y t=6μs para las líneas de 400 kV.....	82
Tabla 4.25. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, con t=1,2μs en el caso de impacto sobre una torre y t=6μs para fallo de apantallamiento para líneas de 115 kV .....	84
Tabla 4.26. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, con t=1,2μs en el caso de impacto sobre una torre y t=6μs para fallo de apantallamiento para líneas de 230 kV .....	84
Tabla 4.27. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología	

del CIGRE, con $t=1,2\mu\text{s}$ en el caso de impacto sobre una torre y $t=6\mu\text{s}$ para fallo de apantallamiento para líneas de 400 kV .....	85
Tabla 4.28. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “ <i>V-fl</i> ” obtenida por la metodología del CIGRE, con $t=6\mu\text{s}$ en ambas situaciones para las líneas de 115 kV .....	86
Tabla 4.29. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “ <i>V-fl</i> ” obtenida por la metodología del CIGRE, con $t=6\mu\text{s}$ en ambas situaciones para las líneas de 230 kV .....	86
Tabla 4.30. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “ <i>V-fl</i> ” obtenida por la metodología del CIGRE, con $t=6\mu\text{s}$ en ambas situaciones para las líneas de 400 kV .....	87

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Tipos de descargas atmosféricas nube-tierra .....	5
Figura 2.2. Forma de onda doble exponencial de impulso de corriente. ....	9
Figura 2.3. Impacto directo de un rayo sobre una torre .....	12
Figura 2.4. Impedancia equivalente desde el punto de impacto .....	12
Figura 2.5. Impacto directo de un rayo en mitad de un vano.....	15
Figura 2.6. Impedancia equivalente desde el punto de impacto .....	15
Figura 2.7. Aisladores de suspensión caperuza-vástago .....	18
Figura 2.8. Aspecto del atp-draw .....	22
Figura 3.1. Impacto sobre el conductor de fase más expuesto.....	30
Figura 3.2. Impacto sobre el apantallamiento en una de las torres .....	30
Figura 3.3. Impacto sobre el cable de guarda a mitad de un vano .....	30
Figura 3.4. Ventana de introducción de datos de la fuente de tensión 3φ .....	32
Figura 3.5. Representación de una torre de configuración triangular .....	33
Figura 3.6. Representación de una torre de configuración vertical.....	33
Figura 3.7. Representación de una torre de configuración horizontal .....	34
Figura 3.8. Ventana de introducción de datos de los medios de propagación. ....	35
Figura 3.9. Ventana de introducción de datos de los interruptores controlados por tensión .....	37
Figura 3.10. Ventana model para la entrada de datos de los bloques lcc en el atp- draw.....	39
Figura 3.11. Ventana data para la entrada de datos de los bloques lcc en el atp-draw. .....	41
Figura 3.12. Ventana para la introducción de datos de la fuente tipo impulso en el atp- draw.....	42

Figura 3.13. Ventana para la introducción de datos de la carga trifásica en el atp- draw.....	43
Figura 3.15. Gráfico de tensiones sobre cadenas de aisladores en condiciones normales .....	45
Figura 3.16. Gráfico de las tensiones entre las cadenas de aisladores con ipico=2,9 ka. .....	46
Figura 3.17. Gráfico de tensiones en las cadenas de aisladores con ipico=2,8 ka. ....	47
Figura 3.18. Gráfico de las tensiones entre las cadenas de aisladores con ipico=14,5 ka. ....	48
Figura 3.19. Gráfico de tensiones en las cadenas de aisladores con ipico=14,4 ka. ...	48
Figura 3.20. Gráfico de las tensiones entre las cadenas de aisladores con ipico=13,8 ka. ....	49
Figura 3.21. Gráfico de las tensiones entre las cadenas de aisladores con ipico=13,7 ka. ....	50
Figura 3.22. Interfaz en entorno microsoft excel del programa flash v1.9 de la ieee.	59

## INTRODUCCIÓN

El diseño de las líneas aéreas en un sistema de potencia dependerá de los límites de potencia que se necesite transmitir, esta condición impone las características físicas de los elementos asociados a la línea. Pero la capacidad de transporte no es la única variable a considerar, el comportamiento del aislamiento ante una descarga atmosférica es un requerimiento importante al momento de seleccionar los elementos de una cadena de aisladores.

El estudio del desempeño de las líneas de transmisión frente al fenómeno natural y aleatorio del rayo ha sido objeto de gran atención durante muchos años por el impacto contraproducente que conlleva, es así que se han desarrollado métodos estadísticos basados en la experiencia y en mediciones de campo que arrojan resultados satisfactorios basándose en el resultado, si el aislamiento cede o no y en cuantas ocasiones en un determinado lapso de tiempo.

En este trabajo se realiza la evaluación del aislamiento en líneas aéreas existentes desde el punto de vista del comportamiento en función del tiempo y también tomando en cuenta la tasa de salida, para ello se utilizó el software libre ATP-Draw que permite realizar simulaciones de fenómenos transitorios. Finalmente se comparan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones con algunos métodos teóricos ya existentes y se concluye si las líneas seleccionadas poseen el nivel de aislamiento adecuado.

Adicionalmente se pudo observar como influyen los cambios en algunos componentes de las líneas de transmisión como la resistencia del sistema de puesta a tierra y la altura de las torres en su comportamiento ante descargas atmosféricas normalizadas, ó como varían las magnitudes de las sobretensiones originadas en los sistemas aéreos de transmisión al cambiar los parámetros más característicos de la fuente de corriente tipo impulso.

El trabajo ha sido estructurado de la siguiente manera:

En el capítulo I se expone el planteamiento del problema, los antecedentes y objetivos de este trabajo.

En el capítulo II se indican aspectos teóricos fundamentales para entender el comportamiento de los sistemas aéreos de transmisión ante descargas atmosféricas y el programa de análisis gráfico de transitorios ATP-Draw.

En el capítulo III se detalla la metodología seguida para realizar la evaluación del aislamiento en líneas aéreas pertenecientes al sistema de transmisión de energía de la empresa CADAFE.

En el capítulo IV se exponen los resultados obtenidos

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En las líneas de transmisión se debe seleccionar la cadena de aisladores tomando en cuenta las sobretensiones que se producen, entendiéndose por sobretensión cualquier tensión transitoria entre fase y tierra o entre fases, con un valor pico más alto que el valor pico de la máxima tensión permitida en el sistema  $V_m * \sqrt{2}/\sqrt{3}$  para sobretensiones de fase a tierra, o  $V_m * \sqrt{2}$  para sobretensiones entre fases [1]. Para seleccionar el aislamiento en sistemas de alto voltaje (Clase I) , que abarcan tensiones superiores a 72,5 kV e iguales o menores a 242 kV, es recomendable el uso de la tensión máxima a frecuencia de operación y la tensión resistente ante impulsos atmosféricos. Mientras que en sistemas de extra alto y ultra alto voltaje (Clase II) que abarcan tensiones superiores a 242 kV es recomendable el uso de la tensión resistente ante maniobras y la tensión resistente ante impulsos atmosféricos [2]. Dado que para ambas clases de sistemas se sugiere considerar el efecto de las descargas atmosféricas, se plantea estudiar el comportamiento del aislamiento de algunas líneas del sistema de transmisión de CADAFE ante impulsos atmosféricos normalizados, para esto se debe tomar en cuenta el fenómeno desde el punto de vista de régimen transitorio.

## ANTECEDENTES

En el departamento de potencia se han presentado trabajos de grado que toman en cuenta el análisis del aislamiento en líneas aéreas, los cuales se citan a continuación:

“Proyecto línea de transmisión a 115 kV doble terna, S/E Barinas I – S/E Socopó”. Br. Carlos Perdomo. (Trabajo presentado el 17 de noviembre de 1999).

“Ingeniería básica de líneas en el sistema de transmisión para la alimentación de una planta de procesos de hidrocarburos”. Br. Paz Jhonny. (Trabajo presentado el 18-10-06).

“Coordinación de aislamiento en líneas aéreas”. Br. Rivero, Johan. (Trabajo presentado el 17-02-06).

En ellos se plantean el cálculo de la tasa de salida y la estimación del aislamiento con la normativa de CADAPE, pero no se han realizado estudios del comportamiento utilizando simulaciones. También en otro trabajo se tiene información de las líneas asociadas de dicha empresa:

“Cálculo y evaluación de los parámetros eléctricos de las líneas en el sistema de transmisión de CADAPE”. Br. Tovar, Osman. (Trabajo presentado el 23-06-06).

Estos documentos se utilizarán como base para el desarrollo del trabajo.

## **OBJETIVO GENERAL**

- Evaluar el aislamiento en líneas aéreas ante impulso atmosférico.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Establecer las características de aislamiento de las líneas aéreas de 115 kV, 230 kV y 400 kV, de CADAPE, tomando en cuenta las descargas atmosféricas.
- Seleccionar los parámetros importantes para el estudio.
- Seleccionar las líneas aéreas de 115 kV, 230 kV y 400 kV, de CADAPE a evaluar.
- Estudiar el programa de simulación.
- Documentar los casos realizados.
- Determinar la tasa de salida de las líneas seleccionadas.
- Comparar los resultados obtenidos con normativas internacionales.

## CAPÍTULO II

### FUNDAMENTOS TEÓRICOS

#### 2.1.- DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Se denomina descarga atmosférica (lightning discharge) como la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y tierra o entre nubes. Se manifiesta visualmente por medio de relámpagos y sonoramente por los truenos [3].

En general, se han identificado cuatro tipos de rayo entre nube y tierra. Las descargas negativas forman el 90 % de las descargas que caen a tierra a lo largo de todo el planeta (categoría 1); menos del 10 % de las descargas son positivas (categoría 3). También existen descargas iniciadas desde tierra hasta la nube (categorías 2 y 4), sin embargo, estas descargas son relativamente raras y ocurren normalmente en zonas de gran altitud, desde los picos de las montañas o desde altas estructuras construidas por el hombre. En la figura 2.1 se pueden ver las diferencias entre las cuatro categorías comentadas.

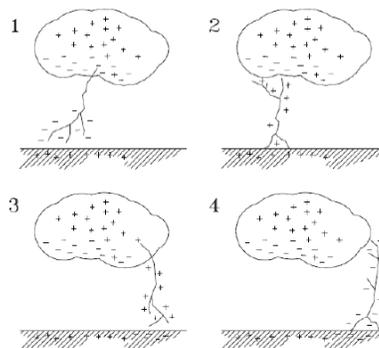


Figura 2.1. Tipos de descargas atmosféricas nube-tierra

### 2.1.1.- Parámetros de la descarga atmosférica para aplicaciones en ingeniería

El WG33.01 “Lightning” del Comité Cigré presentó en 1979 la información sobre los parámetros del rayo, con énfasis particular en los parámetros requeridos para aplicaciones en ingeniería, estos parámetros fueron divididos en tres grupos, [4]:

#### 2.1.1.1.- Parámetros de incidencia

En los cuales se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de descargas a tierra, junto con la influencia de la altura de las estructuras y la incidencia de descargas múltiples:

a) Densidad de descargas a tierra DDT (Ground Flash Density, GFD): número de rayos por kilómetro cuadrado-año. Que se obtiene con la expresión  $Ng = a * (TD)^b$  o su equivalente  $Ng = a * (TD)$ , [5], las constantes a y b se obtienen de forma estadística con la ayuda de contadores de registros en cada región.

b) Nivel cerámico, NC (Keraunic Level, TD): número de días tormentosos al año, siendo un día tormentoso aquel en el que por lo menos se escucha un trueno. Este parámetro es utilizado cuando no hay disponibilidad de mediciones directas de densidad de descargas a tierra.

c) Polaridad del rayo, P (Flash Polarity): positiva o negativa. Del 60% al 95% de los rayos que caen en la tierra son electronegativos, lo que hace suponer que el rayo proviene de la parte inferior de la nube. El porcentaje restante corresponde a descargas nube- tierra con la nube cargada positivamente, así como las descargas tierra-nube de ambas polaridades.

d) Multiplicidad, M (Multiple Stroke Flashes): número de descargas individuales (strokes) por cada descarga (Flash). El 50% de todos los rayos consta de dos descargas, y 10% aproximadamente de siete descargas sucesivas.

e) Duración de la descarga atmosférica. La duración promedio de un rayo, con sus sucesivas descargas, es de 0,15 segundos. La duración máxima no excede el segundo y medio.

f) Duración del intervalo entre descargas individuales.

#### 2.1.1.2.- Parámetro de amplitud de la corriente de retorno del rayo, CR (Lightning Peak Current Amplitude)

Frecuentemente referenciada como el parámetro más importante para aplicaciones de ingeniería. Dado el comportamiento aleatorio de las descargas atmosféricas, los numerosos estudios estadísticos y elevados períodos de observación han arrojado algunos de estos valores para el valor máximo de la corriente I<sub>pico</sub> (kA) del rayo, tabla 2.1 y tabla 2.2:

**Tabla 2.1. Probabilidad de ocurrencia de descargas con distintos valores picos de corriente según CIGRE**

Icresta (kA)	3	4	5	10	30	40	50	100	200
Probabilidad (%)	99	98	96	85	40	30	20	6	1

**Tabla 2.2. Probabilidad de ocurrencia de descargas con distintos valores picos de corriente según IEEE**

Icresta (kA)	2	7	10	11	20	24	50	100
Probabilidad (%)	99,8	90	74	70	40	20	7	1

Los valores mostrados en las tablas son referenciales pues existen diferentes gráficas que permiten trabajar con valores intermedios, (dichas gráficas pueden cambiar dependiendo del lugar y los métodos con que se hayan realizado las mediciones).

2.1.1.3.- Parámetros de la forma del impulso de la corriente del rayo (Stroke Current Impulse Shape)

En los cuales se tienen en cuenta las características dependientes del tiempo, con énfasis en las características de la rata de ascenso de la corriente del rayo, RAI (Lightning Current Rate of Rise).

Distintas organizaciones internacionales han obtenido mediante mediciones y estudios datos para la variación máxima de la corriente en el tiempo  $\frac{\Delta I}{\Delta t} \left[ \frac{kA}{\mu S} \right]$ . Algunos de estos datos se muestran en la tabla 2.3:

**Tabla 2.3. Probabilidad de ocurrencia de descargas con distintas pendientes de corriente  $\frac{\Delta I}{\Delta t} \left[ \frac{kA}{\mu S} \right]$  según la IEEE.**

$(\Delta I/\Delta t)_{\max}$ (kA/ $\mu$ S)	2	5	10	20	50	100
Probabilidad (%)	99,7	96	82	58	20	5

Como ya se mencionó estos son valores referenciales que pueden cambiar según el sitio y métodos aplicados para realizar las mediciones.

En ingeniería para el análisis del comportamiento de fenómenos naturales se trata de establecer un modelo, siempre de validez restringida pero con el cual resulta posible poder explicar el comportamiento mediante una expresión matemática. El modelo servirá finalmente de simulador para sacar conclusiones. En el caso de la corriente impulsiva de una descarga atmosférica, una de las primeras expresiones matemáticas propuestas para graficar sus valores en función del tiempo fue la correspondiente a una onda doble exponencial:

$$I(t) = A * (e^{-\frac{t}{\tau_2}} - e^{-\frac{t}{\tau_1}}) \quad (2.1)$$

Cuya forma se corresponde con los términos usados para caracterizar impulsos de corriente en el apartado 9.1 de la norma IEEE Std 4a-2001, figura 2.2, en el cual la onda se define por el tiempo de frente T1 (para el que la onda alcanza su máximo valor) y el tiempo T2 en el que la onda alcanza la mitad de su valor pico.

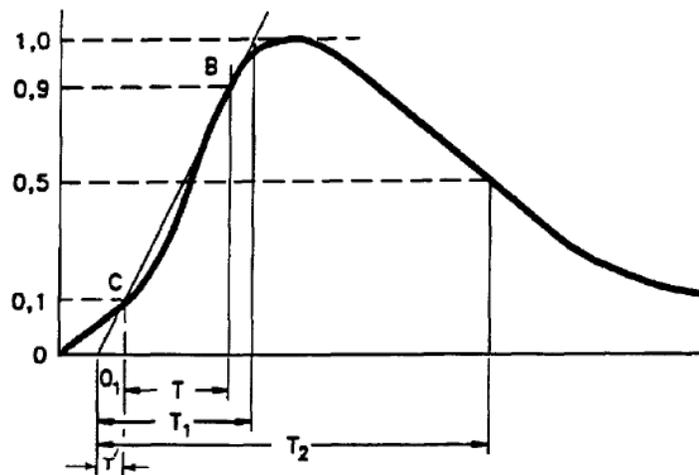


Figura 2.2. Forma de onda doble exponencial de impulso de corriente.

## 2.2.- SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Las líneas de transmisión están sometidas a sobretensiones de origen externo debido a descargas atmosféricas. Estas pueden provocar o no interrupciones en el servicio dependiendo de la robustez del sistema de transmisión, por lo que es importante su conocimiento, existen dos tipos de sobretensión:

- a) Por descarga indirecta
- b) Por descarga directa

### 2.2.1.- Sobretensión por descargas indirectas

Se presentan en los sistemas de transmisión por la presencia de rayos que caen en puntos cercanos y que por efecto de inducción pueden elevar la tensión en las líneas hasta valores cercanos a los 400 kV [6]. Este tipo de elevación de tensión es la más frecuente y puede ser de consideración dependiendo de la intensidad de la descarga, pero su efecto es realmente perjudicial en instalaciones de distribución con

niveles nominales de tensión inferiores a los 34,5 kV que no poseen un nivel de aislamiento capaz de soportar las elevaciones mencionadas.

### **2.2.2.- Sobretensión por descargas directas**

Este tipo de sobretensiones puede causar daños graves debido a la enorme cantidad de energía que es inyectada directamente a la línea con una descarga atmosférica. Cuando el rayo impacta en el medio de un vano de una línea de transmisión, una corriente es inyectada en el punto de impacto dividiéndose en dos ondas viajeras que van a la derecha y a la izquierda de iguales formas y magnitudes y que viajan a una velocidad cercana a la velocidad de la luz en este caso de conductores aéreos desnudos, las sobretensiones a que dan lugar estas corrientes van a depender de su forma de onda y de las impedancias características de las líneas (bien sea la de los conductores de fase o la del conductor de apantallamiento) o de las torres si el impacto se da sobre uno de estos [5].

2.2.2.1.- Sobretensiones por descargas directas sobre conductor de fase debido a fallas en el apantallamiento.

Al momento en que la descarga impacta una fase la corriente del rayo se divide en dos corrientes de igual magnitud que circulan en ambos sentidos a partir del punto de incidencia a lo largo del conductor de fase alcanzado, que tiene asociada una impedancia característica [7], produciéndose así la sobretensión:

$$V(t) = \frac{I(t) * Z_0}{2} \quad (2.2)$$

Donde:

*I(t): corriente del rayo*

*Z<sub>0</sub>: impedancia característica del conductor de fase*

*V(t): onda viajera de tensión*

En principio, esta onda de tensión  $V(t)$  tiene la misma forma de la corriente del rayo. Sin embargo dicha forma puede variar debido al comportamiento de las líneas de transmisión ante fenómenos transitorios [7]. Las ondas de corriente y tensión viajan a lo largo del conductor bien hasta que la energía asociada es disipada totalmente o en el peor de los casos hasta que la tensión de ruptura dieléctrica en algún aislamiento conductor-estructura sea superada, esto suele suceder en las torres más próximas al punto de incidencia de la descarga [5].

En el anexo A se reseña el modelo electrogeométrico expuesto en [5], que resume la causa del fallo en el apantallamiento y el subsecuente impacto de rayos de determinadas magnitudes sobre los conductores de fase.

2.2.2.2.- Sobretensiones por descargas atmosféricas directas sobre el cable de guarda o la torre.

Son las más comunes, cuando hay una correcta implementación del apantallamiento; de ser así y con mayor frecuencia las torres tienden a captar las descargas en mayor proporción que los cables de guarda tendidos porque alcanzan mayores alturas [5].

a) Sobretensión por descarga sobre la torre, [5] y [7].

Cuando un rayo impacta a una torre, figura 2.3, la corriente se divide en tres, una parte fluye hacia la tierra “Itorre” a través de la estructura impactada y las otras “Is” fluyen hacia las torres adyacentes en sentidos opuestos a través del cable de guarda.

Se origina una onda de tensión  $V(t)$  que será el producto de la corriente  $I(t)$  del rayo por la impedancia equivalente  $Z_{eq}$  vista desde este punto, figura 2.4, que es el paralelo entre la impedancia característica del cable de guarda a la izquierda, la impedancia característica del cable de guarda a la derecha y la impedancia característica de la torre:

$$Z_{eq} = \frac{Z_t * Z_g}{Z_g + 2 * Z_t} \quad (2.3)$$

Siendo:

$Z_t$ : impedancia característica de la parte superior de la torre

$Z_g$ : impedancia característica del cable de guarda

Vale la pena destacar que las diferentes partes de las torres se modelan como medios de propagación con una longitud y una impedancia característica asociada.

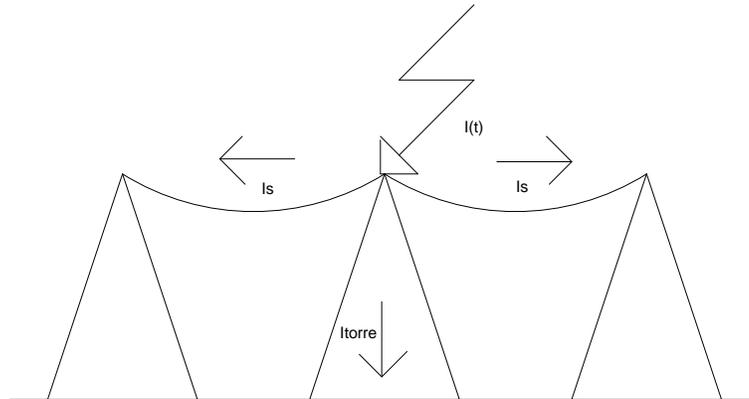


Figura 2.3. Impacto directo de un rayo sobre una torre

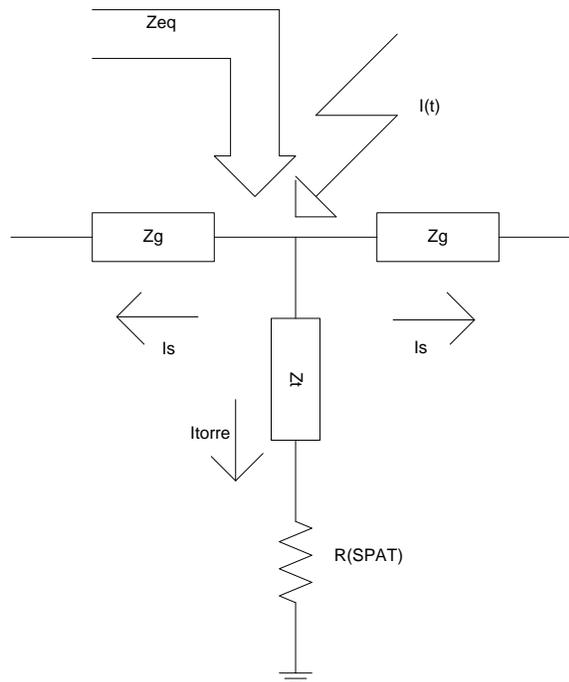


Figura 2.4. Impedancia equivalente desde el punto de impacto

Si ésta onda de tensión  $V(t)$  luego de recorrer la parte superior de la torre y alcanzar por primera vez las cadenas de aisladores posee un valor pico tal que la diferencia de potencial entre sus extremos (considerando la tensión nominal  $\frac{V_{nom}}{\sqrt{3}}$  en los conductores de fase y las tensiones que se inducen en estos producto del factor de acoplamiento) supera su valor de tensión crítico de ruptura se producirá el flashover.

Las corrientes “ $I_s$ ” que derivan hacia las torres adyacentes a través del cable de guarda inducen tensiones en los conductores de fases, y la razón de estos voltajes inducidos en el conductor de fase “ $n$ ” respecto al voltaje en el tope de la torre se conoce como factor de acoplamiento cuya expresión se presenta en el anexo B (ecuaciones B.10 y B.11); en el anexo C se presentan una serie de gráficos del caso 4, a modo de ejemplo, que muestra dichas tensiones inducidas a mitad de un vano.

De no producirse el flashover en primera instancia, cuando la onda  $V(t)$  que viajó por las distintas partes superiores de la torre (brazos y divisiones del cuerpo principal), y se reflejó en menor o mayor proporción al pasar de un medio de propagación a otro con una impedancia característica distinta; esta onda de tensión arribará a la base de la torre donde el cambio de impedancia característica es más notable entre el cuerpo de la torre y la resistencia del sistema de puesta a tierra dado que normalmente esta última es mucho menor, razón por la cual el coeficiente de reflexión en la base de la torre es negativo y la onda que se refleja (que será igual a la tensión que incide multiplicada por el coeficiente de reflexión) provoca una reducción de la tensión en el “extremo estructura” de los aisladores (vale recordar que la tensión total en cualquier ubicación de un medio de propagación es  $V(t) = V_i(t) + V_r(t)$  para un instante de tiempo, siendo  $V_i$ : voltaje incidente y  $V_r$ : voltaje reflejado). Como la torre no posee unas longitudes muy extensas la onda viajera  $V(t)$  tardará fracciones de  $1 \mu s$  en desplazarse por este medio, lo cual es comparable a los  $1,2 \mu s$  que se estima tarda un impulso normalizado en alcanzar su pico.

El coeficiente de reflexión se obtiene con la siguiente expresión:

$$\Gamma = \frac{R_c - Z_o}{R_c + Z_o} \quad (2.4)$$

Donde:

*Rc: impedancia del medio al que llega la onda*

*Zo: impedancia del medio por el que viaja la onda previo al cambio de medio*

Adicionalmente se presenta en un tiempo posterior (que dependerá de la longitud de los vanos) el efecto reductor de la tensión en el “extremo estructura” de los aisladores producto de las reflexiones en las torres aledañas; donde el coeficiente de reflexión también es negativo dado que la impedancia equivalente del nuevo medio (paralelo de la impedancia característica del cable de guarda con la impedancia característica de la parte superior de la torre) será menor a la impedancia del cable de guarda por el que viene viajando la onda.

Vale la pena destacar que la tensión crítica de una cadena de aisladores cuando la descarga atmosférica impacta sobre una torre puede ser superada antes de que se produzca la primera reflexión en la base como se señaló antes “primera instancia” o luego que se produzca esa primera reflexión, lo cual dependerá de la forma de onda de la corriente tipo impulso aplicada y del valor del coeficiente de reflexión en la base de la torre.

b) Sobretensión por descarga sobre el cable de guarda, [5] y [7].

Cuando la descarga atmosférica ocurre a mitad de un vano sobre un cable de guarda la corriente se divide en dos intensidades “ $I_s$ ” de igual magnitud que circulan en ambos sentidos a partir del punto de incidencia como se observa en la figura 2.5.

En estos casos se presenta como característica básica una elevación de la tensión en el punto de impacto superior al caso en que la descarga atmosférica se da sobre la torre (cuando la corriente de la descarga es de la misma magnitud), debido a que la impedancia equivalente vista desde el punto de impacto, figura 2.6, en este caso es superior:

$$Z_{eq} = \frac{Z_g * Z_g}{Z_g + Z_g} = \frac{Z_g}{2} \quad (2.5)$$

Siendo:

*Zg: impedancia característica del cable de guarda*

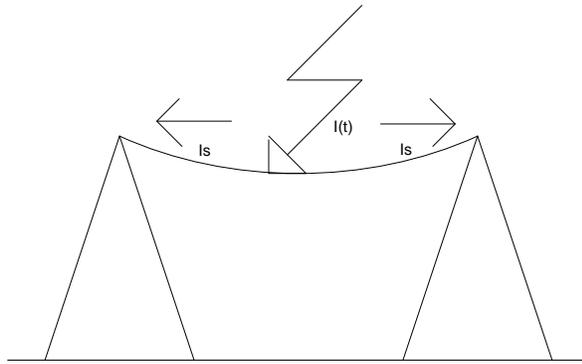


Figura 2.5. Impacto directo de un rayo en mitad de un vano

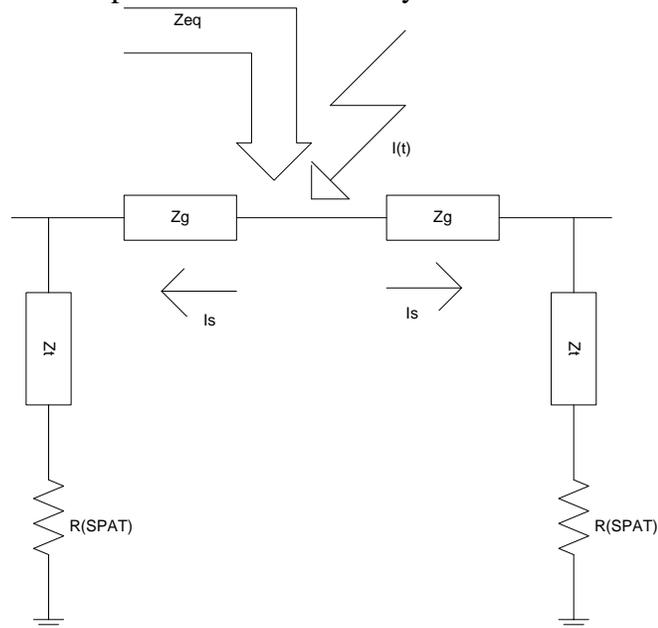


Figura 2.6. Impedancia equivalente desde el punto de impacto

Esta tensión  $V(t)$  originada en el medio del vano viaja hasta llegar a las torres más próximas donde encuentra un cambio de impedancia, esta nueva impedancia es igual al paralelo de la impedancia característica del cable de guarda y la impedancia característica de la parte superior de la torre, lo que implica una impedancia equivalente menor a la impedancia del cable de guarda por el que se venía desplazando y por ende un coeficiente de reflexión negativo. La sobretensión que se transmitirá en este punto hacia la parte inferior de la torre y hacia el siguiente vano será  $V(t) = Vi(t) + Vr(t)$  [1], que dependiendo de la magnitud del coeficiente de reflexión puede ser de mayor o menor magnitud que la sobretensión que desciende

por la torre en el caso anterior de impactos directos sobre la misma; de cualquier modo las máximas solicitaciones que se imponen al aislamiento de la torre son “del mismo orden” de magnitud en ambos casos [5]. Obviamente intervienen en la diferencia de potencial en los extremos de las cadenas de aisladores la tensión nominal en los conductores de fase, las tensiones que se inducen en estos producto del factor de acoplamiento y las reflexiones en las torres adyacentes.

### **2.3.- AISLAMIENTO EN LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN**

Según la SEV (Asociación de Ingenieros Electricistas Suizos) del año 1947 “se entiende por coordinación de aislamiento a todas aquellas medidas que tienen como finalidad evitar fallas en el sistema como consecuencia de las sobretensiones que se generan en el mismo, al igual que la circunscripción de estas sobretensiones en aquellos sitios del sistema donde causen el menor daño, siempre y cuando sea económicamente viable y tratando en lo posible de que el suministro de energía no se vea interrumpido”, [7].

La definición citada sugiere que es preferible una falla en una línea de transmisión y no en una S/E, donde los daños serían mayores debido a la cantidad de equipos que la conforman y al tipo de aislamiento (los transformadores de potencia, TC’C, TP’s y demás equipos de sub-estaciones eléctricas poseen aislamientos no auto restaurables).

Los aislamientos se clasifican como:

a) No auto restaurables: Un aislamiento que pierde sus propiedades aislantes o no se recupera por completo, después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de un voltaje de prueba; aislamiento de este tipo es generalmente, pero no necesariamente, el aislamiento interno, [2].

b) Auto restaurables: Aislamiento que recupera completamente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de

un voltaje de prueba; aislamiento de este tipo es generalmente, pero no necesariamente, aislamiento externo, [2].

Los sistemas de aislamiento en líneas aéreas de transmisión comprenden principalmente dos elementos: el aire y las cadenas de aisladores (auto restaurables). Al estar ubicadas al aire libre y cubrir en muchos casos cientos de kilómetros, se hace necesario considerar diversos factores (contaminación, condiciones ambientales de temperatura, humedad, presión, lluvia, etc) para el correcto desempeño del aislamiento. Así mismo se deben respetar las distancias mínimas fase-estructura, fase-tierra y entre fases en cada una de las configuraciones posibles de los conductores sobre las torres.

Los aisladores son usados dado que los conductores empleados en líneas aéreas de transmisión de energía son desnudos, por lo que es necesario aislarlos de las estructuras que los soportan; esto se logra por medio de aisladores sólidos que pueden ser fabricados de porcelana, vidrio o materiales poliméricos que poseen una rigidez dieléctrica mayor a la del aire y con una correcta configuración son capaces de soportar los distintos esfuerzos mecánicos.

El aislador de *Caperuza-vástago* se compone (en su presentación standard) de una campana de porcelana o vidrio templado, con forma de disco ondulado en la parte inferior de su base. Los herrajes se componen de una caperuza de fundición o acero empotrada en la parte superior de la campana, y un vástago sellado en la parte inferior del aislador. La Figura 2.7 muestra con mayor detalle la constitución de una de estas piezas. El material aislante puede ser conseguido en presentaciones con formas distintas a la mencionada según sean los requerimientos del cliente. La empresa CADAFE usa aisladores tipo standard de 254 mm de diámetro de la falda de la campana y 146mm de altura de cada unidad como el mostrado.

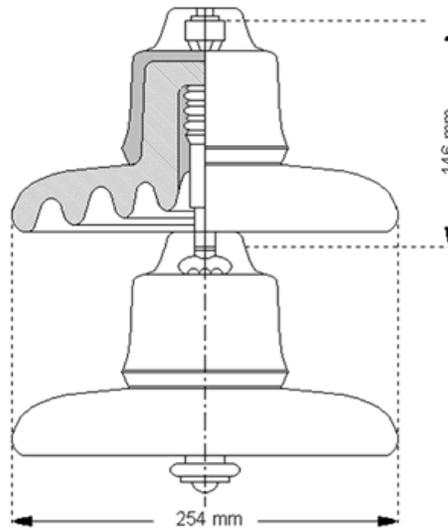


Figura 2.7. Aisladores de suspensión caperuza-vástago

### 2.3.1.- Configuración de aisladores

En líneas de transmisión de clase I y II los aisladores se utilizan como cadenas de suspensión formadas por “n” unidades según la tensión de servicio, se disponen de modo que soporten los esfuerzos verticales transmitidos por el conductor; estas cadenas son móviles alrededor de su punto de unión al soporte, y además las articulaciones entre elementos deben tener bastante libertad para que los esfuerzos de flexión queden amortiguados; dichas articulaciones suelen ser de rótula [8].

Cada elemento aislador y su configuración en cadenas de “n” elementos aisladores se diseña de modo que:

a) Posean la rigidez dieléctrica suficiente para que la tensión de perforación sea lo más elevada posible y en todos los casos mayor a la tensión de contorneamiento. Esta rigidez depende de la calidad del material usado y del grueso del aislador.

La tensión de perforación es la tensión a la cual se ceba el arco a través de la masa del aislador, mientras que la tensión de contorneamiento es la tensión a la que

se ceba un arco a través del aire siguiendo la mínima distancia entre fase y tierra, es decir, el contorno del aislador, esta distancia se llama línea o distancia de fuga [8].

b) Tengan la disposición adecuada, de forma que la tensión de contorneamiento presente valores elevados y por consiguiente no se produzcan descargas de contorno entre los conductores y la torre a través de los aisladores.

c) Resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos demandados por el conductor, por lo que la carga de rotura de un aislador debe ser como mínimo igual a la del conductor que tenga que soportar.

d) Resistencia a las variaciones de temperatura.

Algunas de las ventajas que proporciona el uso de los aisladores de suspensión son:

- Permite elevar la tensión de funcionamiento con sólo aumentar la longitud de la cadena, es decir, colocando más elementos.
- No se interrumpe el servicio por rotura de un aislador, ya que la cadena sigue sustentando al conductor.
- Presenta una gran economía en la reparación de las cadenas, pues solamente es necesario cambiar el elemento averiado.

### **2.3.2.- Características de los aisladores**

#### **2.3.2.1.- Características mecánicas**

Los ensayos de características mecánicas se hacen con sollicitación eléctrica simultánea, se les aplica el 75% de la tensión de contorneamiento y al mismo tiempo se someten a impactos mecánicos de cerca del 60% de su carga de rotura. En los ensayos térmicos se sumerge el aislador durante 15 minutos sucesivos en un recipiente con agua caliente (80°C-90°C), y luego agua fría (10°C-20°C), debe garantizarse que durante las pruebas la temperatura del agua sea mantenida, después

de tres ciclos el aislador no debe presentar fisuras y debe resistir posteriormente a una prueba de perforación y a otra de rotura. Así se garantiza la resistencia al choque térmico, pues luego de ser instalados estarán permanentemente sometidos a las inclemencias del tiempo [9].

Frente a estas solicitaciones el comportamiento de los tres tipos de materiales es totalmente distinto, el vidrio puede estallar, siendo una característica muy importante que la cadena no se corte por este motivo.

La porcelana se rompe perdiendo algún trozo pero generalmente mantiene la integridad de su cuerpo, mecánicamente no pierde características, solo son afectadas sus características eléctricas.

#### 2.3.2.2.- Características eléctricas

Los aisladores deben soportar sobretensiones de frecuencia industrial e impulso, por esta razón todos son sometidos a una serie de pruebas. A baja frecuencia se realizan pruebas en seco y en condiciones de lluvia para hallar la tensión de descarga y la tensión resistente. Y las pruebas ante impulsos se realizan en condiciones secas para hallar la tensión crítica disruptiva y la tensión resistente [10]. Influyen en la tensión resistida la forma de los electrodos extremos del aislador ya que debido a la no homogeneidad del campo eléctrico entre los extremos de la cadena de aisladores sucede que aunque la descarga se inicia en el electrodo con campo eléctrico más intenso, existe una distorsión del campo y es distinta según la polaridad del impulso aplicado [11]. La carga que resulta de la posición relativa de los electrones y de los iones positivos es distinta según la polaridad, debido a la diferente movilidad de iones y electrones, es decir, el voltaje de ruptura negativa es mayor que el de polaridad positiva. En las normas y catálogos aparecen dichos valores de tensiones disruptivas luego de realizados todos los ensayos normalizados según el número de aisladores que componen las cadenas.

## **2.4.- ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM (ATP-DRAW)**

Todo el material reseñado a continuación se tomó de las referencias [12] y [13].

### **2.4.1.- Introducción**

Para el estudio de transitorios, y debido a la imposibilidad de poder ensayar todo tipo de situaciones con los equipos y a la complejidad de cálculo que introducen estos fenómenos, se han desarrollado herramientas de simulación con computadores digitales. Para ello se establecen modelos matemáticos de los componentes del sistema y se resuelven las ecuaciones con técnicas de cálculo numérico con la ayuda de un computador. La simulación con computadoras digitales es el método más accesible y sencillo para el estudio de transitorios.

En el presente estudio se va a utilizar la simulación con computadora, específicamente el programa de simulación usado será el ATP-Draw (Alternative Transients Program), pues además de ser la opción más económica admite la posibilidad de modelar diversos sistemas eléctricos mediante la unión de los distintos componentes disponibles.

### **2.4.2.- Estructura y posibilidades del ATP-Draw**

EL ATP-Draw es un preprocesador gráfico interactivo que actúa como núcleo central del paquete completo, ya que los usuarios pueden controlar la ejecución de cualquier programa integrado en el paquete desde ATP-Draw. Dispone de modelos para los principales componentes de una red de potencia necesarios para representar un sistema eléctrico en código ATP. El usuario debe capturar los iconos de los elementos que forman el sistema en estudio y especificar los parámetros de cada uno. La pantalla principal del programa presenta un aspecto similar al mostrado en la figura 2.8. La barra de menús dispone de ocho opciones principales: File, Edit, View, ATP, Objects, Tools, Windows y Help. Los menús se despliegan colocando el

puntero del ratón sobre el nombre de la opción principal y pulsando el botón izquierdo. Las opciones de los submenús se elegirán de la misma forma. Para desplegar el menú adicional de selección de componentes se debe colocar el puntero del ratón en el espacio de trabajo y pulsar el botón derecho.

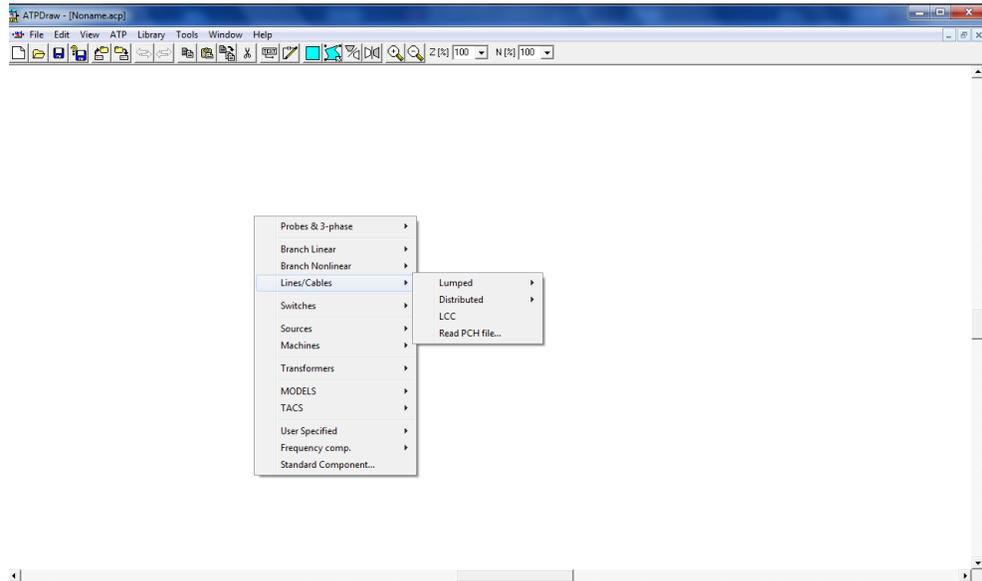


Figura 2.8. Aspecto del ATP-draw

El programa ATP refleja el comportamiento de variables de interés dentro de las redes de energía eléctrica en función del tiempo tanto en estado estacionario como luego de suceder alguna perturbación.

El método de integración numérica que utiliza es el de la conocida regla trapezoidal. Este método, a pesar de su simplicidad, resulta tener la precisión necesaria y tiene la ventaja de ser numéricamente muy estable. Las condiciones iniciales distintas de cero se determinan de forma automática por una solución fasorial en estado estacionario o pueden ser introducidas por el usuario para configuraciones simples.

Mediante la aplicación de este método de integración todos los elementos de la red eléctrica se representan, en cada instante, por fuentes ideales de intensidad y resistencias. El resultado es un circuito resistivo con fuentes ideales de valor constante (un circuito de corriente continua) cuyo análisis da lugar en cada instante a

un sistema de ecuaciones lineales cuya matriz es siempre dispersa. La resolución de las mismas se hace aprovechando esta circunstancia con lo que la velocidad de cálculo aumenta considerablemente. Como además las resistencias de los modelos de los elementos lineales son constantes, resulta que la matriz del sistema se mantiene constante a lo largo del proceso de integración por lo que basta invertirla una sola vez. Realmente no se invierte la matriz, sino que se triangulariza, ya que la resolución del sistema de esta forma requiere menos operaciones.

La solución en cada instante del sistema de ecuaciones da como resultado el valor de las tensiones en todos los nodos y a partir de éstas se pueden calcular las intensidades de las ramas que se deseen, con lo que quedan conocidas todas las variables del problema.

La salida del ATP puede incluir cualquiera de las siguientes variables:

- a) Tensiones de los nodos.
- b) Tensiones entre nodos.
- c) Corrientes de rama.
- d) Energías disipadas en las ramas.
- e) Variables internas de las máquinas eléctricas.
- f) Variables internas de los sistemas de control.

De cada una de las variables se puede obtener su evolución temporal completa, a lo largo del intervalo de tiempo de estudio, o bien simplemente sus valores máximos.

Además de todas estas facilidades, se incluyen dentro de la solución del régimen transitorio senoidal una opción llamada “frequency scan” mediante la cual se varía sistemáticamente la frecuencia de las fuentes y se obtiene como resultado los valores de los módulos y los argumentos de las tensiones en función de la frecuencia, lo cual es de gran utilidad para el estudio de armónicos en la red.

### 2.4.3.- Creación de un modelo

El modelo que se desee estudiar puede ser configurado interconectando sus distintos componentes, algunos de los principales incluidos en el ATP-Draw son:

a) Elementos R, L y C concentrados y lineales que pueden ser monofásicos o polifásicos formados por matrices simétricas.

b) Resistencias e inductancias no lineales, que pueden servir según sea el caso para representar descargadores o dispositivos con saturación magnética.

c) Conmutadores, interruptores ordinarios dependientes del tiempo y la tensión.

d) Las válvulas (diodos, tiristores, triacs), TAC y Modelos de interruptores controlados.

e) Fuentes ideales tipo escalón, rampa, sinusoidales, exponenciales, de sobretensión, del tipo de descargas atmosféricas.

f) Las máquinas sincrónicas (parte eléctrica, mecánica y dispositivos de control), así como el modelo de máquina universal que permite simular máquinas DC y de inducción.

g) Sistemas de control. Las señales eléctricas medidas pueden ser transferidas a un programa auxiliar TACS donde se emula una computadora analógica y se calculan las variables de control que son retornadas a la red eléctrica principal.

h) Las líneas de transmisión y cables con parámetros distribuidos y dependientes de la frecuencia (modelos de ondas viajeras), necesarios en estudios más detallados de régimen transitorio como lo son las sobretensiones atmosféricas, requieren datos que normalmente no están disponibles. Por lo tanto son necesarios programas de ordenador (subrutina LINE CONSTANTS), que permitan calcular todos los parámetros que se requieran para una línea aérea de cualquier configuración geométrica, número de conductores, etc.

#### **2.4.4.- Descripción de la Subrutina LINE CONSTANTS.**

Esta subrutina permite obtener, a partir de los datos relativos a la disposición geométrica de los conductores, los parámetros distribuidos o no de las líneas aéreas de modo que dichos parámetros puedan ser posteriormente introducidos al programa principal usando el modelo que el usuario considere más oportuno. Dentro de los modelos disponibles, se encuentran:

Los que permiten obtener una aproximación discreta a los parámetros distribuidos constantes.

a) Circuitos Pi

Los que permiten obtener parámetros distribuidos constantes de una línea a una frecuencia determinada.

a) Bergeron , Clarke y K.C.Lee

Y los tres siguientes que permiten obtener los parámetros distribuidos variables de una línea para un rango de frecuencias espaciadas logarítmicamente:

a) Semilyen setup

b) Hauer setup

c) J. Martí setup

Cada una de estas subrutinas está basada en un tratamiento matemático distinto del problema y aunque los resultados debieran ser iguales, esto no ocurre así.

De entre todas ellas, el modelo más completo y que consecuentemente proporciona resultados más apegados a la realidad de los fenómenos transitorios es el denominado J. Martí Setup. Sin embargo no es muy exacto a bajas frecuencias y ocupa demasiada memoria para realizar el cálculo.

Por lo tanto otra opción para la realización de estudios de transitorios será el modelo de parámetros distribuidos constantes a una frecuencia (BERGERON) que procede calculando la propagación de diferentes componentes de modo, siendo estos modos desacoplados. En cada extremo de la línea se convierten los valores de modo a valores de fase mediante la matriz de transformación. Para las líneas transpuestas, esta matriz es constante. Pero para líneas no transpuestas, varía con la frecuencia, y

en mayor medida para los cables que para las líneas. Esto hace necesario tomar precauciones al adoptar la frecuencia a la cual se determinarán los parámetros. Otro error aparece cuando el paso de cálculo no es un submúltiplo del tiempo de propagación de la línea. El ATP efectúa una interpolación lineal, pero para picos muy agudos pueden obtenerse valores muy diferentes para distintos pasos de cálculo. Pero la principal causa de error se produce al suponer constantes los parámetros con la frecuencia. La mayor variación se produce para el modo de tierra, es decir, para transitorios en los que aparecen componentes homopolares de tensión y de corriente. Con sus limitaciones, este modelo mejora substancialmente los resultados con respecto a los modelos formados por elementos Pi. Un inconveniente, particularmente para líneas o cables cortos, es que exige emplear un paso de tiempo menor que el de viaje, requiriendo esto mayor tiempo de cálculo.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

Este trabajo se basa en estudiar el desempeño de líneas de transmisión existentes, no de diseñarlas, por lo que su comportamiento ante impulsos atmosféricos dependerá de los parámetros eléctricos inherentes a los conductores usados, dimensiones de las torres, número de unidades aisladoras que conforman las cadenas, resistividad del terreno, etc. Todos estos son conocidos y extraídos tanto de las correspondientes normas de CADAPE [14], [15] y [16] como de algunos trabajos de grado previos [17] y [18] para realizar los modelos en el software ATP-Draw.

Como resultado de las simulaciones se hallan las corrientes mínimas ( $I_{mín}$ ) que provocarían la descarga directa de producirse el impacto del rayo sobre un conductor de fase, para poder calcular el ángulo de apantallamiento efectivo y en los casos que lo requieran evaluar la tasa de salida debido a fallo en el apantallamiento NSF.

Finalmente se encuentran los valores de la variable externa ( $I_{crítica}$ ) causante de las descargas retroactivas para así calcular la tasa de salida forzada BFOR.

Los objetivos de estos estudios son caracterizar la magnitud de las sobretensiones eléctricas para así fijar los aislamientos adecuados ó, como en el presente trabajo, para encontrar la corriente crítica del rayo que causa las descargas disruptivas en un aislamiento ya existente.

Para poder cumplir con los objetivos propuestos se siguieron los pasos presentados a continuación:

#### **3.1.- SELECCIÓN DE CASOS**

Para el año 2006, CADAPE era la empresa que tenía la mayor cantidad de líneas de transmisión (367) tendidas a lo largo del territorio nacional. De estas el

61,59 % operaban a un nivel de tensión de 115 kV, 29,30 % operaban a 230 kV y sólo 9,11 % operaban en 400 kV, [18].

De este total fueron seleccionadas las siguientes líneas procurando que la muestra para cada nivel de tensión incluyera variedad de ubicaciones geográficas y por lo tanto de condiciones externas (nivel cerámico, resistividad de los suelos, temperatura ambiente, altura sobre el nivel del mar, humedad relativa del aire, etc), para así poder observar la influencia de estas últimas en los resultados obtenidos (valores de corrientes críticas y valores de tasa de salida):

**En 115 kV:**

*Del sistema oriental de CADAPE:*

- 1) Carupano-Irapa. Sucre.CASO1
- 2) RebombeoI-RebombeoII. Anzoátegui. CASO2
- 3) Villa lola-Callao II. Bolívar. CASO3
- 4) Temblador I-Tucupita. Monagas-Delta Amacuro. CASO4

*Del sistema central de CADAPE:*

- 1) Camatagua-Santa Teresa. Aragua-Miranda. CASO5
- 2) El Jobal-Los Pijiguaos. Amazonas. CASO6
- 3) San Carlos-Acarigua I. Cojédes-Portuguesa. CASO7

*Del sistema occidental de CADAPE:*

- 1) El Vigia I-Mérida II. Mérida. CASO8
- 2) Barinas I-Sipororo. Barinas. CASO9
- 3) Santa Bárbara-Uribante. Apure-Táchira. CASO10

**En 230 kV:**

*Del sistema oriental de CADAPE:*

- 1) El Tigre I- El Indio. Anzoátegui-Monagas. CASO11
- 2) El Indio-Casanay. Monagas- Sucre. CASO12
- 3) Ciudad Bolívar-Guayana A. Bolívar. CASO13
- 4) El Tigre I- Barbacoa I. Anzoátegui. CASO14

*Del sistema central de CADAPE:*

- 1) Cabudare- La Arenosa. Lara-Aragua. CASO15
- 2) La Horqueta- Diego de Lozada. Carabobo-Miranda. CASO16
- 3) Yaracuy-Acarigua II. Yaracuy-Portuguesa. CASO17

*Del sistema occidental de CADAPE:*

- 1) Acarigua-Planta Paez. Portuguesa-Mérida. CASO18
- 2) Buena Vista-Morochas II. Trujillo-Zulia. CASO19
- 3) El Corozo-Uribante. Táchira. CASO20

**En 400 kV:**

*Del sistema oriental de CADAPE:*

- 1) El Tigre I-Barbacoa II. Anzoátegui. CASO21

*Del sistema central de CADAPE:*

- 1) La Arenosa-Planta Centro A. Carabobo. CASO22
- 2) La Horqueta-La Arenosa A. Carabobo. CASO23
- 3) Yaracuy-La Arenosa. Yaracuy-Carabobo. CASO24
- 4) Yaracuy-Planta Centro. Yaracuy-Carabobo. CASO25
- 5) Yaracuy-El Tablazo I. Yaracuy-Zulia. CASO26

*Del sistema occidental de CADAPE:*

- 1) Uribante-Vigía II. Mérida. CASO27
- 2) Vigía II-Buena Vista. Mérida. CASO28

### **3.2.- REALIZACIÓN DE LOS MODELOS**

Luego de completar la selección de los 28 casos que formarían parte del presente estudio se procedió a modelar cada uno de estos en el software ATP-Draw, dado que es la forma más adecuada por rapidez, eficiencia y economía para estudiar los fenómenos transitorios de frente rápido.

Se simularán y analizarán los efectos ocasionados sobre dichas líneas debido a las descargas directas. Los casos serán:

Cuando falla el apantallamiento:

a) Impacto sobre el conductor de fase más expuesto, figura 3.1

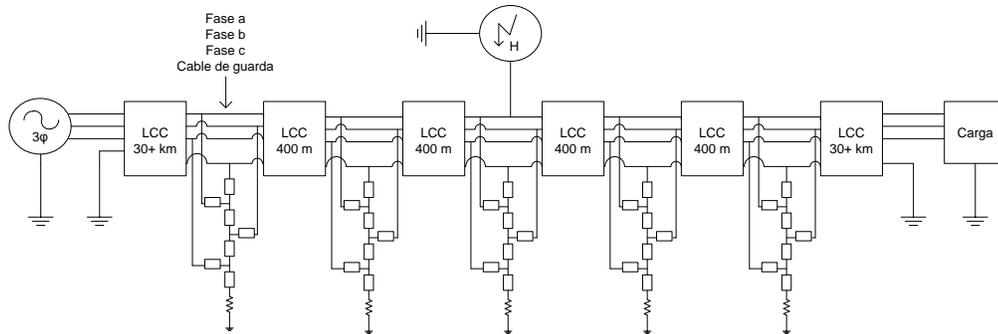


Figura 3.1. Impacto sobre el conductor de fase más expuesto

Cuando funciona el apantallamiento:

a) Impacto sobre el apantallamiento en una de las torres, figura 3.2

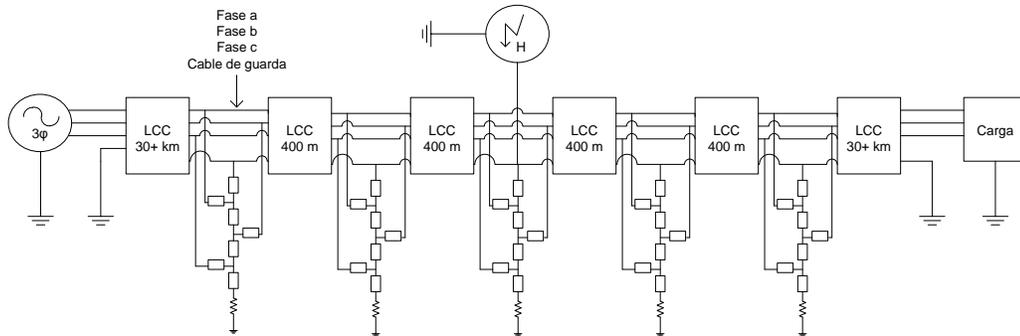


Figura 3.2. Impacto sobre el apantallamiento en una de las torres

b) Impacto sobre el cable de guarda en el medio de un vano, figura 3.3

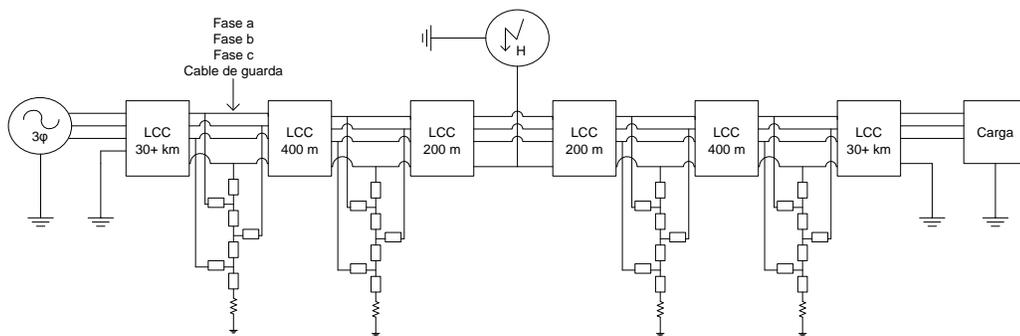


Figura 3.3. Impacto sobre el cable de guarda a mitad de un vano

En las figuras anteriores se muestra sólo la configuración de los casos de torres triangulares, más adelante se detallan los otros tipos de torres que fueron modeladas.

### **3.2.1.- Representación de las líneas de transmisión aéreas en el Atp-draw**

Los modelos mostrados en las figuras 3.1, 3.2 y 3.3 deben ser lo más cercano posible a la realidad que están representando, por lo tanto deben poseer los dispositivos que conforman una línea aérea de transmisión de energía eléctrica, las variables eléctricas transmitidas y las características particulares de cada uno de los 28 casos seleccionados, a continuación se detallan los bloques o conjuntos de bloques que representan cada una de las partes de una línea en el ATP-DRAW:

#### **3.2.1.1.- Fuente de tensión (AC3PH.Type 14)**

Representa una de las variables eléctricas asociadas a un bloque de energía transmitida en el estado estable previo a la descarga atmosférica, durante y posterior a esta. Estará ubicada en uno de los extremos de la línea, es de tipo senoidal trifásica con las tensiones de las 3 fases desfasadas  $120^\circ$  entre sí.

En la ventana de introducción de datos, figura 3.4, fueron fijados: type of source (voltaje), el valor pico de la onda de tensión ( $V_{pico} = V_{nom} * \sqrt{2}$ ), frecuencia (60 Hz), para tener un sistema trifásico desfasado  $120^\circ$  entre sí ( $A1=0$ ), tiempo de encendido de la fuente ( $T_{start}=-1$ ) y tiempo en el que se apaga la fuente ( $T_{stop}=1000$ )

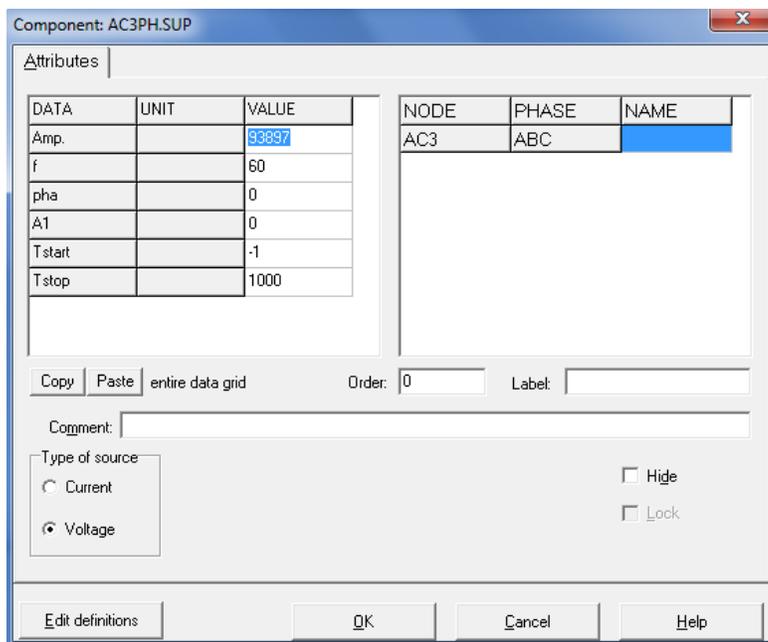


Figura 3.4. Ventana de introducción de datos de la fuente de tensión 3 $\phi$

### 3.2.1.2.- Las torres (LINEZT\_1.SUP)

Cada una de las partes que constituyen una torre es *un medio de propagación* con una impedancia característica y una longitud asociada [19].

Su representación se indica en las figuras 3.5, 3.6 y 3.7 según el tipo de configuración:

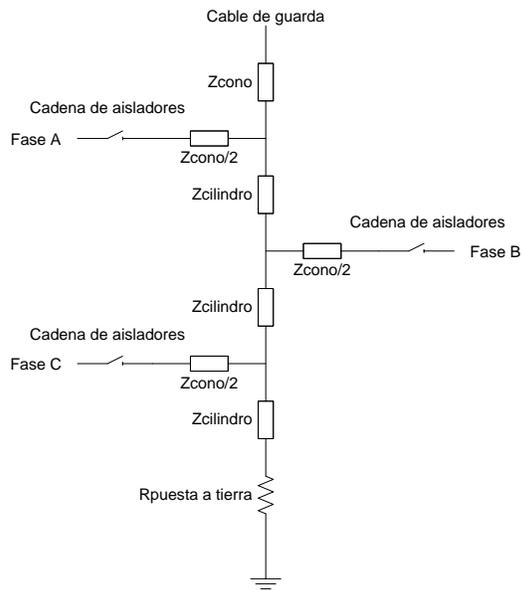


Figura 3.5. Representación de una torre de configuración triangular

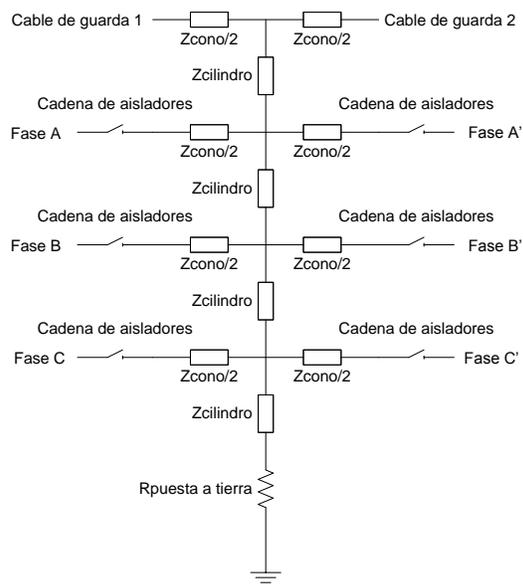


Figura 3.6. Representación de una torre de configuración vertical

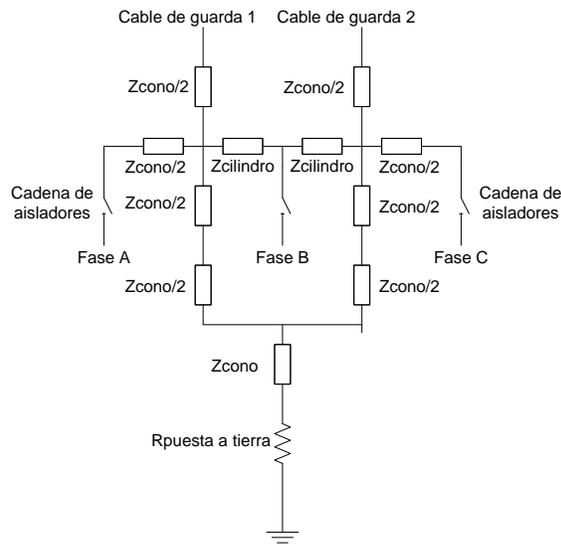


Figura 3.7. Representación de una torre de configuración horizontal

Cada bloque mostrado en las figuras representa una parte de la torre (brazos, y partes del cuerpo principal), que durante el proceso transitorio de las descargas atmosféricas sobre las líneas se comportan como un medio de propagación para la onda viajera del tipo impulso, por lo tanto deben poseer una impedancia característica asociada que fue calculada por medio de las siguientes ecuaciones según lo indicado en [19]:

$$Z_{cilindro} = 60 \cdot \left[ \ln \left( 2 \cdot h \cdot \frac{\sqrt{2}}{r} \right) - 1 \right] \Omega \quad (3.1)$$

$$Z_{cono} = 30 \cdot \ln \left[ \frac{2 \cdot (h^2 + r^2)}{r^2} \right] \Omega \quad (3.2)$$

Donde:

*h*: altura del cono o cilindro en metros

*r*: radio del cono o cilindro en metros

En el ATP-Draw cada uno de estos bloques fue representado con un modelo de línea monofásico de parámetros distribuidos (Clarke), como se observa en la figura 3.8.

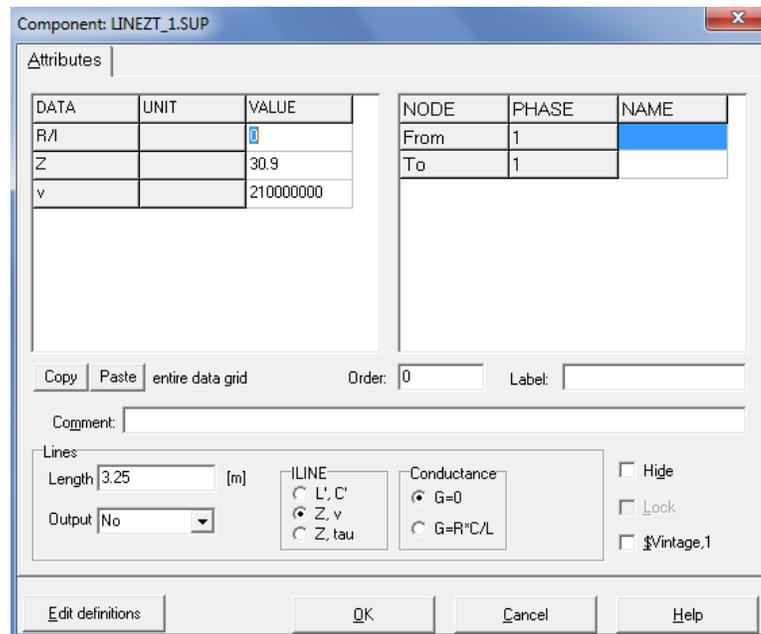


Figura 3.8. Ventana de introducción de datos de los medios de propagación.

En la ventana de introducción de datos fueron fijados, previa selección en el recuadro “ILINE” la opción Z,v (que define cada bloque por su impedancia característica y velocidad de propagación) y conductance G=0 (medios ideales); la velocidad de propagación de la onda de frente rápido que se tomó como el 70% de la velocidad de propagación de la luz (210 m/ $\mu$ s) para considerar un medio de propagación diferente al vacío, [20]. La Z característica fue la previamente calculada con las ecuaciones (3.1) y (3.2) y la longitud de la línea la altura “h” del cono o cilindro en metros según las dimensiones de las torres en cada uno de los casos.

Al final del cuerpo de la torre se conectó una resistencia lineal concentrada que emuló la resistencia del sistema de puesta a tierra de cada uno de estos apoyos que en el caso particular de CADAPE es de 4 contrapesos, el valor de esta resistencia es de 20 ohm o menor según la norma NL-AV de 1985 de CADAPE, para los sistemas de transmisión con niveles de tensión nominales de 115 kV y 230 kV, (se fijó en 20  $\Omega$  para las simulaciones), y de 25 ohm o menor según la norma NL-EAV de 1984 de CADAPE para los sistemas de transmisión con niveles de tensión nominales de 400 kV (se fijó en 25  $\Omega$  para las simulaciones).

### 3.2.1.3.- Las cadenas de aisladores (SWITCH VOLTAGE CONTROLLED)

Según se expone en la norma NL-AV de CADAPE, mayo de 1985, los aisladores a usar en las líneas de 115 kV y 230 kV deben ser del tipo sócate y bola de configuración normal (standard), de porcelana o vidrio templado, con un diámetro de falda de 254 mm y separación entre uniones de cadena de 146 mm, con distancia de fuga de 290 mm, tensión crítica al impulso de 120 kV para descargas de polaridad positiva y de 125 kV para descargas de polaridad negativa, y establece el número de elementos aisladores mínimos de las cadenas según el nivel de tensión, 9 unidades para líneas de 115 kV y 14 unidades para líneas de 230 kV. Y dado que para líneas con un nivel de tensión nominal de 400 kV ha sido normalizado en nuestro país el uso mínimo de 24 aisladores del mismo tipo [21], esta fue la cantidad de unidades seleccionada.

Por esta razón se seleccionaron del catálogo del fabricante SEDIVER, [22], las unidades aisladoras tipo sócate y bola de vidrio templado standard profile modelo N70/146, ANSI class 52.3, (ANSI C29.1 características eléctricas), que posee un diámetro de falda de 255 mm y separación entre uniones de cadena de 146 mm, distancia de fuga de 320 mm, tensión crítica al impulso de 125 kV para descargas de polaridad positiva y de 130 kV para descargas de polaridad negativa. Cuyas tensiones críticas disruptivas ante impulso (valor de la cresta de la onda tipo impulso que bajos ciertas condiciones específicas provoca el flashover a través del medio circundante en 50% de las aplicaciones, ANSI C29.1), según el número de unidades aisladoras que conforman las cadenas son:

- a) Para nueve unidades: impulso (+): 845 kV, impulso (-): 860 kV
- b) Para catorce unidades: impulso (+): 1265 kV y , impulso (-): 1275 kV
- c) Para veinticuatro unidades: impulso (+): 2065 kV, impulso (-): 2125 kV

En los modelos implementados en el ATP-Draw las cadenas de aisladores se representaron como interruptores controlados por tensión (SWITCHVC), figura 3.9, cuya data consta de:

*V-fl (voltaje de flashover)*, en esta entrada se introdujeron los valores de tensión crítica disruptiva señaladas previamente, se usó la correspondiente a impulsos positivos para los casos de apantallamiento efectivo (figuras 3.2 y 3.3) y la tensión crítica disruptiva ante impulsos negativos fue usada en los casos de fallo de apantallamiento (figura 3.1). *T-cl (tiempo de cierre del interruptor)*, habilita el cierre del interruptor en cualquier instante posterior al fijado mientras la tensión entre sus terminales sea superior a *V-fl*, por lo tanto se fijó en un tiempo menor al instante en que se simuló el impulso (Tsta de la fuente Heidler). *T-de (tiempo que luego del instante en que cierra el switch debe permanecer cerrado)*, como en el caso bajo estudio no se prevé la apertura del interruptor con el que se simulan las cadenas esta variable fue fijada en 1000 segundos. *Imar (se usa para permitir nuevamente la apertura del interruptor en caso que la corriente que lo atraviese no sea superior a Imar y ya se haya superado el tiempo T-de)*, se dejó en cero pues no es de interés en nuestro estudio del aislamiento.

DATA	UNIT	VALUE
T-cl		1E-5
T-de		1000
Imar		0
V-fl		845000

NODE	PHASE	NAME
SWF	A	
SWT	1	

Figura 3.9. Ventana de introducción de datos de los interruptores controlados por tensión

#### 3.2.1.4.- Vanos y extensiones terminales de la línea (BLOQUES LCC)

Se fijaron vanos cortos de 400 m y 200 m adyacentes al punto de conexión de la fuente de corriente Heidler, (necesarios para observar el comportamiento de las sobretensiones originadas ante las descargas); también dos tramos de mayor distancia ubicados en los extremos de la fuente y de la carga que completan la longitud real de cada línea bajo estudio y permiten la propagación de las ondas, evitando observar reflexiones indeseadas. Como fue indicado en el Capítulo 2, las sobretensiones originadas en el extremo estructura de las cadenas de aisladores dependerán principalmente de las reflexiones en la resistencia de puesta a tierra de cada torre y las reflexiones en las torres adyacentes al sitio donde se produce el impacto, por esta razón es importante incluir el número suficiente de vanos y torres cercanas para simular las sobretensiones pico con mayor precisión. Para lograr que las ondas reflejadas en las torres adyacentes arriben a la torre impactada luego que sea alcanzado el pico de tensión en esta última se verifica que el tiempo de viaje " $Tv$ " entre el sitio impactado y la torre siguiente sea igual o mayor a la mitad del tiempo de frente  $T1$  del impulso, es decir,  $Tv \geq \frac{T1}{2}$  [5]. Como se aplicó la forma de impulso normalizado, con garantizar que  $Tv \geq 0,6\mu\text{seg}$  se cumple que sumando el tiempo de ida mas el tiempo de vuelta se observará el pico de la sobretensión. Los tiempos de viaje se pueden observar abriendo los archivos .LIS creados al hacer las simulaciones en el ATP. Los vanos se fijaron con una distancia de 400 m de longitud.

Si se deseara mayor precisión en las formas de onda se deberían agregar más vanos para tener mayores reflexiones en las torres adyacentes y así considerar los efectos de los solapamientos de la cola de la onda impulso.

En el ATP los vanos y los tramos terminales fueron representados usando los bloques LCC. Dichos bloques poseen dos ventanas para la introducción de datos, una denominada MODEL y otra denominada DATA.

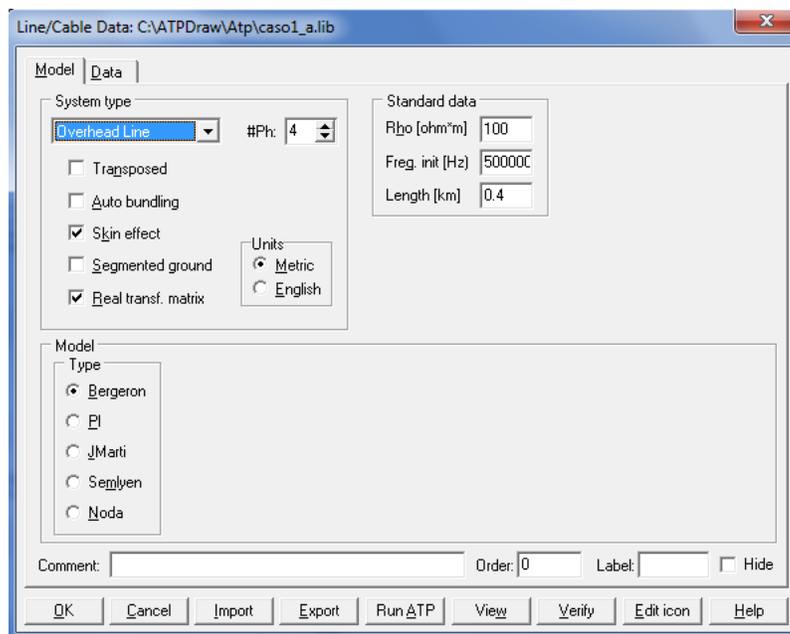


Figura 3.10. Ventana MODEL para la entrada de datos de los bloques LCC en el ATP-Draw.

Se observa inicialmente que la primera ventana MODEL, figura 3.10, consta de 3 áreas definidas por recuadros, en el recuadro superior izquierdo (system type) se especificó el tipo de línea a simular, (overhead line), así como el número de fases (dependiendo del caso), el sistema métrico en que se introducirán los datos (Metric), si se quiere que sea transpuesta (sólo para los tramos terminales dado que las transposiciones se realizan cada tercio de la longitud total de las líneas y los vanos bajo observación son muy cortos), si se desea realizar agrupación automática de conductores (cuando son varios conductores por fase), si se desea aplicar una matriz de transformación real (aproximación que simplifica los cálculos), si se desea segmentar la tierra (cuando no todas las torres tienen su sistema de puesta a tierra, no es el caso de CADAFE), si se desea considerar el efecto piel (en efecto considerado en todos los casos) debido a que la parte resistiva de la impedancia serie de una línea incrementa su valor al circular por los conductores una corriente de frecuencia elevada, ya que esta provoca un flujo magnético variable que es de mayor intensidad en el centro del conductor e induce una tensión que da origen a una corriente que produce un flujo contrario al flujo original, por lo que el paso de corriente en el centro del conductor se dificulta y la corriente tiende a circular sólo por el área cercana a la

periferia del conductor; vale la pena destacar que la parte reactiva de la impedancia serie se incrementa aún en mayor proporción al subir la frecuencia, recordando que  $X_L = jWL$ .

A su derecha en el recuadro Standard Data se introdujo el valor de la resistividad del suelo donde se encuentra la línea a simular (aproximado pues es sabido que la resistividad en una longitud de 50 ó + km no necesariamente se mantiene constante), longitud de la línea y la frecuencia a la cual se desean calcular los parámetros, (dependiendo si es un vano o uno de los tramos terminales de la línea de mayor longitud). Los parámetros de los vanos fueron calculados a una frecuencia constante de 500 kHz [23] y [24], dado que el espectro de frecuencias de la onda impulso normalizada es continuo en una banda cercana a 1 MHz el valor promedio fijado es una buena aproximación, y equivale a usar el modelo J Martí que calcularía los parámetros en función de las múltiples componentes de frecuencia del impulso pero que incrementaría enormemente los tiempos de simulación. Los parámetros de los extremos de las líneas si fueron calculados a la frecuencia normal de operación de 60 Hz, pues no forman parte de la zona bajo observación (vanos cercanos al impacto).

En el recuadro inferior de la ventana MODEL se especificó el modelo usado para caracterizar los extremos terminales y los vanos, el modelo Bergeron de parámetros distribuidos calculados a una frecuencia constante, por las ventajas antes señaladas.

Luego en la segunda ventana denominada DATA, figura 3.11, se observan tantas filas como fases se definan, (los cables de guarda se fijaron como fases para poder tener acceso a los mismos a la hora de conectarlos a los modelos de las torres entre vanos, de lo contrario no se pueden realizar dichas conexiones externas al bloque LCC), cada fase o fila tiene una serie de datos o columnas: #de la fase, radio interno y externo del conductor, resistencia DC en ohm/km, y en las siguientes columnas lo relativo a la ubicación espacial de los conductores sobre la torre y a mitad del vano. Toda esta información fue recolectada en cada uno de los casos estudiados [18].

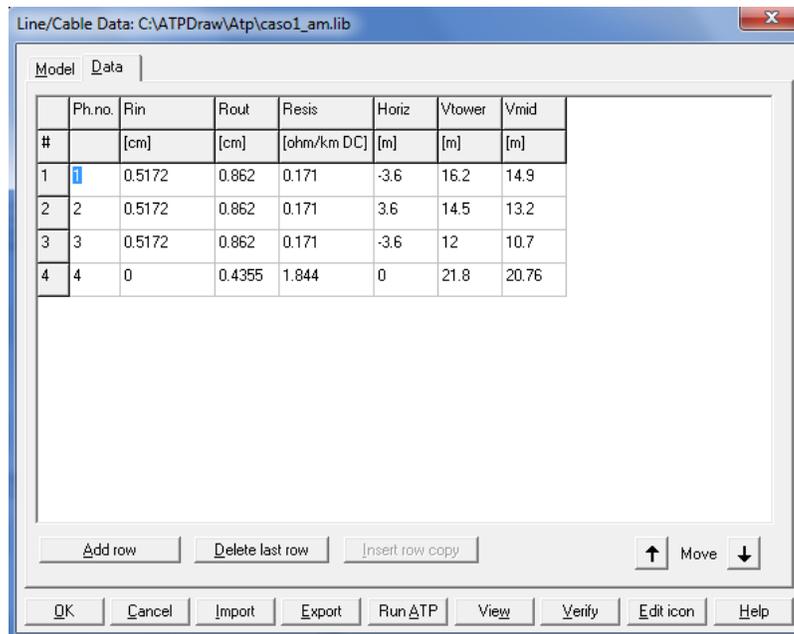


Figura 3.11. Ventana DATA para la entrada de datos de los bloques LCC en el ATP-Draw.

### 3.2.1.5.- Fuente de corriente tipo impulso. (HEIDLER.SUP)

Representa el fenómeno atmosférico del rayo. En la figura 3.12 se observa el despliegue de la ventana para la entrada de datos, donde fueron fijados: type of source (current), el valor pico del impulso de corriente “Amp” en amperios, el tiempo de frente T1 del impulso en segundos (fijado en 1,2 $\mu$ s), el tiempo T2 en el que la onda alcanza la mitad de su valor pico en segundos (fijado en 50 $\mu$ s), factor “n” que permite modificar la pendiente del impulso, tiempo Tsta que indica el instante en que se produce el impacto sobre la línea en segundos y Tsto que indica el momento a partir del cual el impulso es nulo.

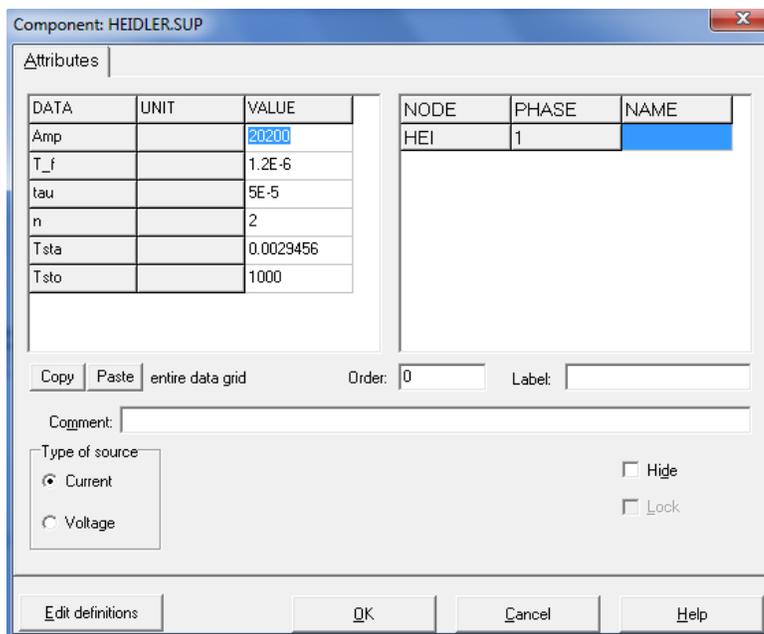


Figura 3.12. Ventana para la introducción de datos de la fuente tipo impulso en el ATP-Draw.

Es muy importante destacar que la amplitud máxima de la corriente del rayo fue la variable de interés en estas simulaciones, a través de un proceso iterativo que inició con un valor aleatorio se fue modificando la magnitud pico del rayo (entrada “Amp”) hasta conseguir el cierre de alguno de los interruptores controlados por tensión; este proceso iterativo fue repetido en diferentes instantes de tiempo variando la entrada “Tsta”.

### 3.2.1.6.- Cargas (RLC3.SUP)

Para poder incluir la contribución de las tensiones senoidales en estado estacionario al fenómeno transitorio del rayo de forma más aproximada a la realidad no es suficiente con incluir en los modelos fuentes de tensión trifásicas senoidales; se deben considerar también las caídas de tensión en las líneas, por esto se acoplaron cargas trifásicas en uno de los extremos como se observa en las figuras 3.1, 3.2 y 3.3. En la figura 3.13 se observa el despliegue de la ventana para la entrada de datos.

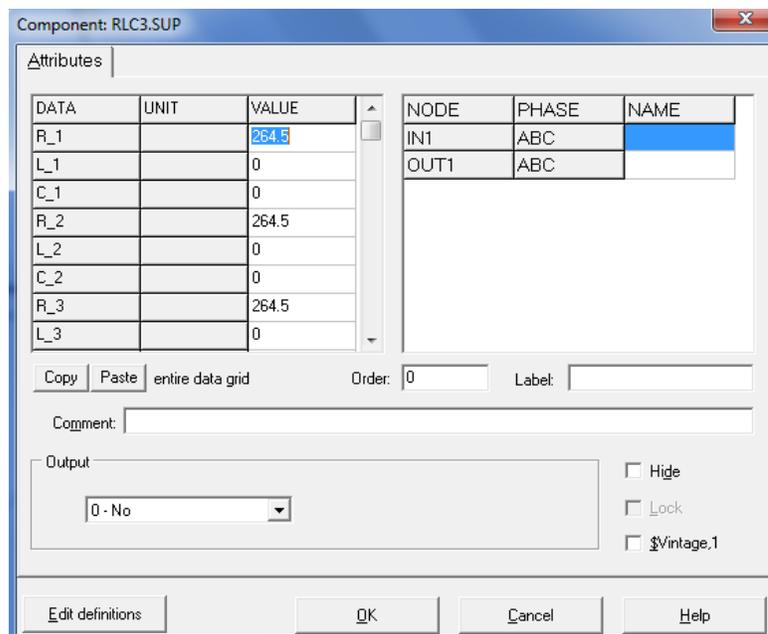


Figura 3.13. Ventana para la introducción de datos de la carga trifásica en el ATP-Draw.

Las líneas de 115 kV simple terna (torres triangulares) se cargaron con 50MW, las líneas de 115 kV doble terna (torres verticales) se cargaron con 100MW, las líneas de 230 kV doble terna (torres verticales) se cargaron con 200MW, las líneas de 230 kV simple terna (torres triangulares) se cargaron con 100MW, las líneas de 400 kV (torres horizontales) se cargaron con 400MW.

### 3.3.- METODOLOGÍA PARA REALIZAR LAS SIMULACIONES

En cada uno de los 28 casos seleccionados se realizó el montaje expuesto en la figura 3.1, luego se realizaron los dos montajes indicados en las figuras 3.2 y 3.3, esto para encontrar el valor de la corriente del rayo que provoca la operación de alguno de los interruptores controlados por tensión al ser alcanzada la tensión crítica disruptiva, previamente fijada según las características de las cadenas de aisladores.

Es importante destacar que la tensión de una cadena de aisladores es la diferencia entre las tensiones presentes en sus extremos en algún instante de tiempo,

figura 3.14. En los montajes realizados de descargas directas sobre un conductor de fase por fallo de apantallamiento se produce una sobretensión en el conductor impactado que tendrá la forma del impulso y se observará en el “extremo conductor” de la cadena de aisladores, esta sobretensión se solapará con la tensión de fase senoidal presente en dicha fase. Luego en los montajes de descargas directas sobre el cable de guarda o sobre la torre, se produce una sobretensión en el “extremo estructura” de las cadenas de aisladores debido a la onda tipo impulso normalizada que fue aplicada, y en el “extremo conductor” estarán presentes las tensiones de fase correspondientes solapadas con las sobretensiones inducidas en cada conductor de fase (debido a la sobretensión tipo impulso) cuya magnitud dependerá del valor de los coeficientes de acoplamiento.

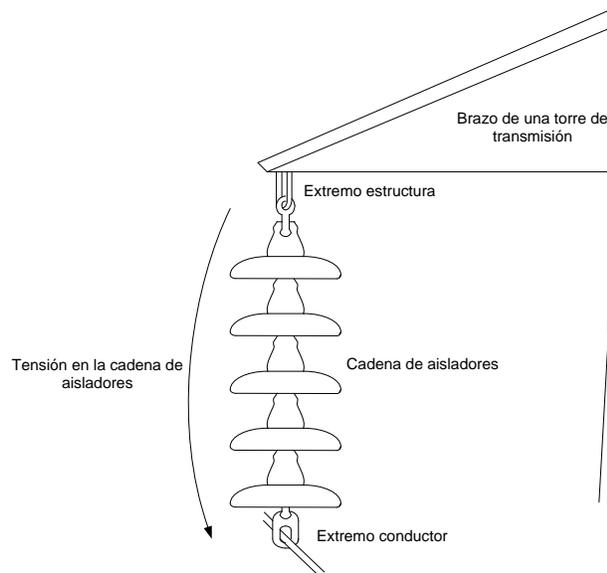


Figura 3.14. Tensión en una cadena de aisladores

A continuación se muestra el Caso 4, (Temblador I-Tucupita. Monagas-Delta Amacuro, 115 kV y un solo circuito), a modo de ejemplo para explicar los pasos que se siguieron en la búsqueda de la corriente crítica que provocó el cierre de alguno de los interruptores controlados por tensión:

a) *Se simuló el funcionamiento del sistema sin conectar la fuente de corriente,* esto para observar las tensiones en las cadenas de aisladores de la torre en la que

posteriormente se ubicaría la fuente de corriente. Estas tensiones corresponden a las tensiones de fase en estado estable y se muestran en la figura 3.15, de acá se ubicaron los instantes de tiempo en los que cada fase alcanzó el máximo positivo, el paso por cero y el máximo negativo.

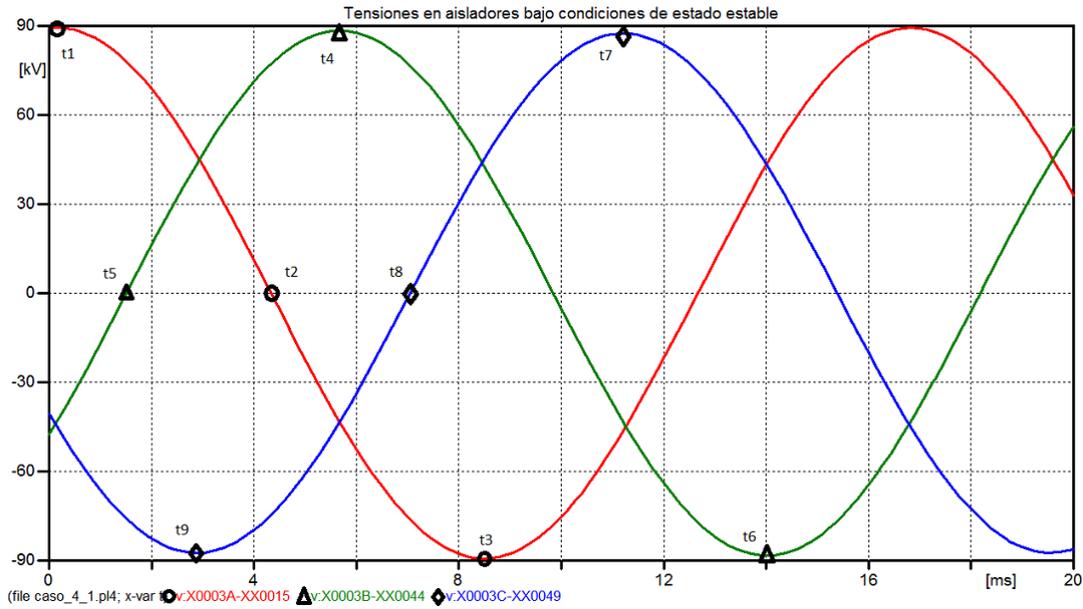


Figura 3.15. Gráfico de tensiones sobre cadenas de aisladores en condiciones normales

b) *Se realizó el primer montaje*, en el que la descarga impacta sobre el conductor de fase más expuesto que para el Caso 4 es el de la fase A. Se fijó la entrada “Tsta” de la fuente de corriente el tiempo “t1” indicado en la figura 3.15. Luego se varió su magnitud pico en pasos de 100 amperios hasta conseguir la corriente que provocó el cierre del interruptor controlado por tensión de la fase A. Se repitió este procedimiento para “t2” y “t3” y de entre estas tres corrientes halladas se ubicó la corriente “I<sub>mín</sub>” con la menor magnitud pico (correspondiente a la peor condición); con la cual se realizaron los cálculos posteriores del ángulo de apantallamiento efectivo, y en los casos donde este fuese menor al ángulo de apantallamiento existente se realizaron los cálculos de las tasas de salida debido a fallo de apantallamiento (NSF).

La corriente mínima bajo la peor condición (cuando el impulso de corriente se produjo en “ $t_1$ ”=0,14926 ms, momento en que la tensión nominal de la fase A, en color rojo, se encuentra en su máximo positivo) fue de 2,9 kA. En la figura 3.16 se muestran las tensiones que se produjeron en las cadenas de aisladores de las 3 fases de la torre donde fue conectada la fuente de corriente a la fase A.

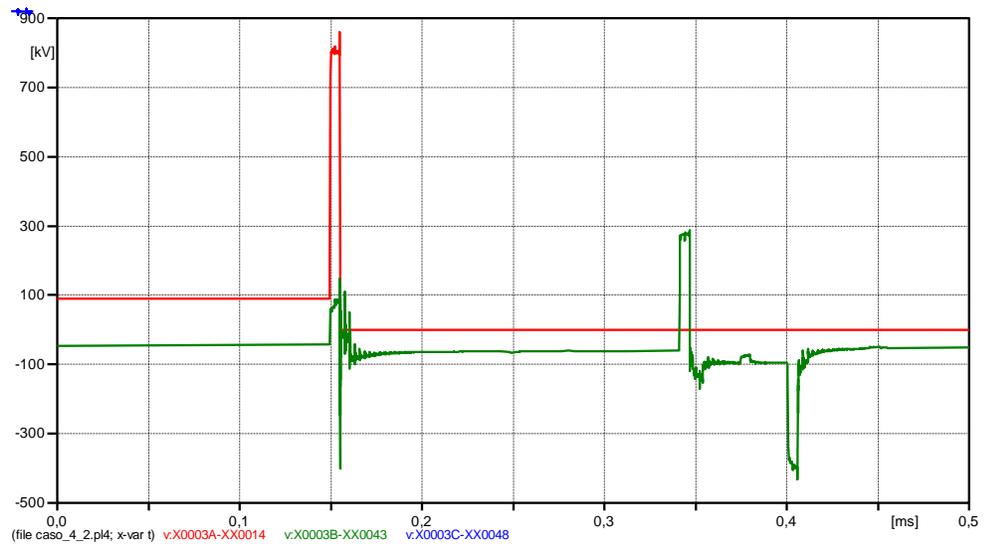


Figura 3.16. Gráfico de las tensiones entre las cadenas de aisladores con  $I_{pico}=2,9$  kA.

En la figura 3.17 se muestran las tensiones en las cadenas de aisladores de la torre impactada cuando el impulso de corriente se produjo también en “t1”, pero con un valor pico de 2,8 kA.

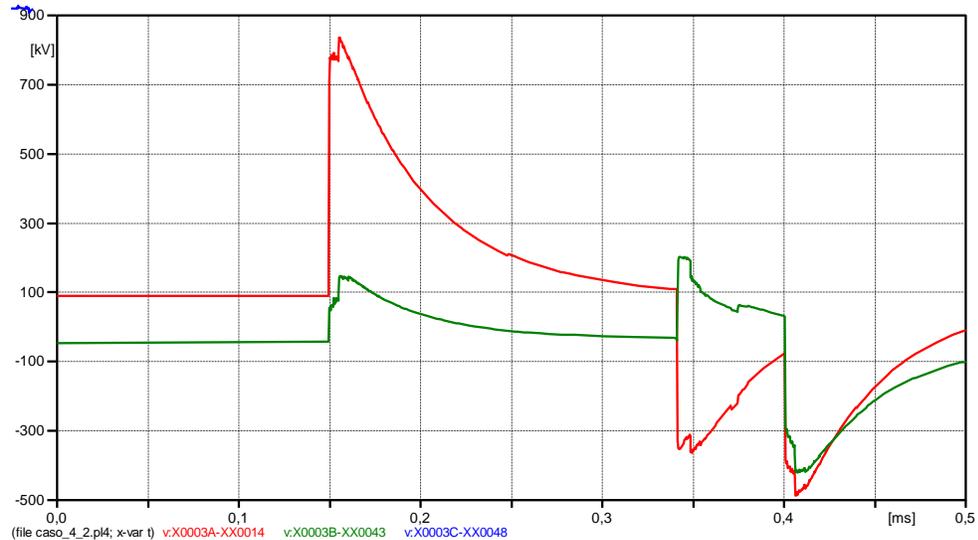


Figura 3.17. Gráfico de tensiones en las cadenas de aisladores con  $I_{pico}=2,8$  kA.

No se produjo el cierre del interruptor controlado por tensión, sin embargo se observa que la máxima tensión estuvo cercana al valor fijado para la entrada “V-fl” de 860 kV y alcanzó un valor de  $V=835360$  V en  $t=0,15544$  ms.

c) *Se realizó el segundo montaje*, en el que la descarga impacta directamente sobre la torre. Se fijó la entrada “Tsta” de la fuente de corriente en alguno de los tiempos indicados en la figura 3.15. Luego se varió su magnitud pico en pasos de 100 amperios hasta conseguir la corriente que provocó el cierre de alguno de los interruptores controlados por tensión. Se repitió este procedimiento para cada uno de los 8 tiempos restantes y de entre estas nueve corrientes halladas se ubicó la corriente crítica con la menor magnitud pico (correspondiente a la peor condición); con esta se realizaron los cálculos posteriores de las tasas de salida.

Para el Caso 4 la corriente crítica bajo la peor condición (cuando el impulso de corriente se produjo en “t9”=2,8856 ms, momento en que la tensión nominal de la fase C, en color azul, se encuentra en su máximo negativo) fue de 14,5 kA. En la

figura 3.18 se muestran las tensiones que se produjeron en las cadenas de aisladores de las 3 fases de la torre impactada.

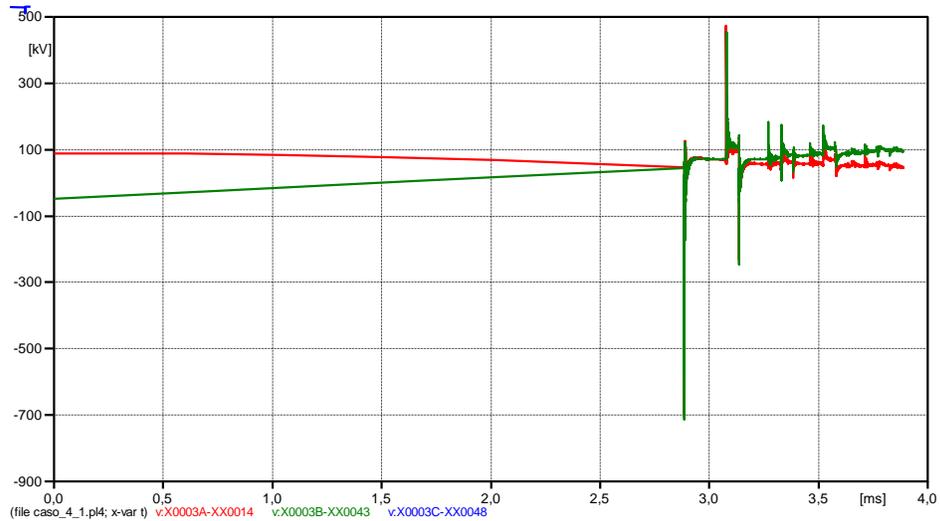


Figura 3.18. Gráfico de las tensiones entre las cadenas de aisladores con  $I_{pico}=14,5$  kA.

Cierre del interruptor controlado por tensión correspondiente a la fase C.

En la figura 3.19 se muestran las tensiones en las cadenas de aisladores de la torre impactada cuando el impulso de corriente se produjo también en “t9”, pero con un valor pico de 14,4 kA.

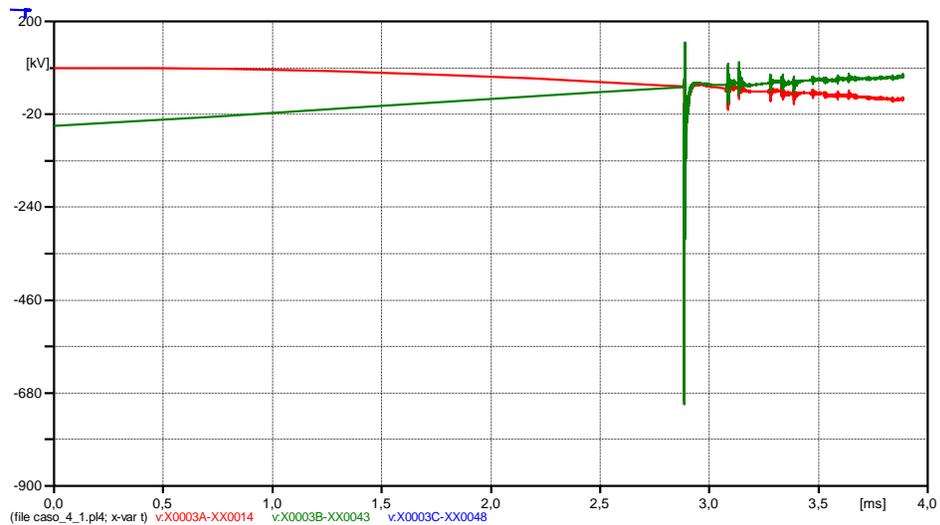


Figura 3.19. Gráfico de tensiones en las cadenas de aisladores con  $I_{pico}=14,4$  kA.

No cerró ningún interruptor controlado por tensión, sin embargo se observa que la máxima tensión estuvo cercana al valor fijado para la entrada “V-fl” de 845 kV y se alcanzó en la cadena de la fase C con  $V=-840340$  V en  $t= 2,8859$  ms.

Las figuras 3.18 y 3.19 se presentan sin acercamientos, en el anexo C se analizarán con detalle ya que representan los resultados de importancia.

d) *Se realizó el tercer montaje*, en el que la descarga impacta sobre el cable de guarda a mitad del vano. Se fijó la entrada “Tsta” de la fuente de corriente en alguno de los tiempos indicados en la figura 3.15. Luego se varió su magnitud pico en pasos de 100 amperios hasta conseguir la corriente que provocó el cierre de alguno de los interruptores controlados por tensión. Se repitió este procedimiento para cada uno de los 8 tiempos restantes y de entre estas nueve corrientes halladas se ubicó la corriente crítica con la menor magnitud pico (correspondiente a la peor condición).

Para el Caso 4 la corriente crítica bajo la peor condición (cuando el impulso de corriente se produjo en “ $t_9$ ”= $2,8856$  ms, momento en que la tensión nominal de la fase C, en color azul para la torre del lado fuente y gris para la torre del lado carga, se encuentra en su máximo negativo) fue de 13,8 kA. En la figura 3.20 se muestran las tensiones que se produjeron en las cadenas de aisladores de las 3 fases de las torres adyacentes al cable de guarda impactado.

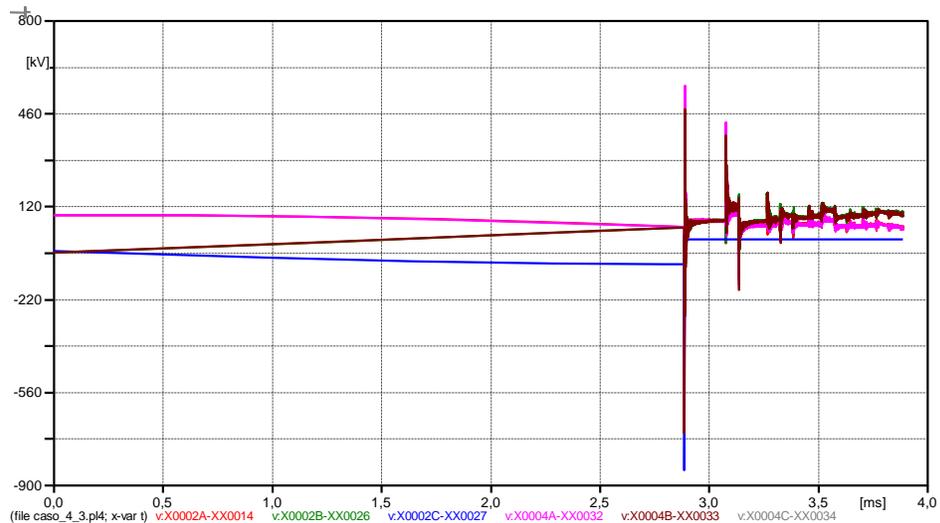


Figura 3.20. Gráfico de las tensiones entre las cadenas de aisladores con  $I_{pico}=13,8$  kA.

En esta ocasión se produjo el cierre de los interruptores controlados por tensión correspondientes a la fase C del lado fuente y del lado carga.

En la figura 3.21 se muestran las tensiones en las cadenas de aisladores de las torres adyacentes al cable de guarda impactado cuando el impulso de corriente se produjo también en “t9”, pero con un valor pico de 13,7 kA.

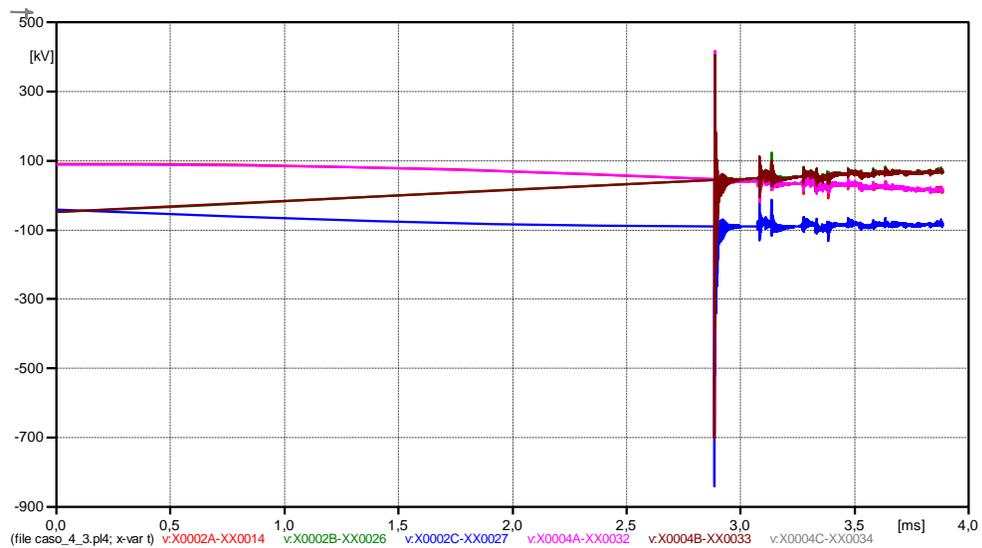


Figura 3.21. Gráfico de las tensiones entre las cadenas de aisladores con  $I_{pico}=13,7$  kA.

No se produjo el cierre del interruptor controlado por tensión en ninguna fase, sin embargo se observa que la máxima tensión estuvo cercana al valor fijado para la entrada “V-fl” de 845 kV y se alcanzó en la cadena de la fase C lado fuente con  $V=-841130$  V en  $t=2,8866$  ms.

Las figuras 3.20 y 3.21 se presentan sin realizar acercamientos, en el anexo C se analizarán con mayor detalle ya que representan los resultados de importancia de este montaje. En el anexo D se detallan los tiempos de aplicación del impulso de corriente, así como las tensiones previas en todas las fases para el Caso 4, además se hacen los comentarios respecto a las corrientes halladas.

### 3.4.- CÁLCULO DE LAS TASAS DE SALIDA DEBIDO A FALLO DEL APANTALLAMIENTO (NSF)

En primer lugar y teniendo las coordenadas de los cables de guarda y los conductores de fase se procedió a calcular el ángulo de apantallamiento real según la definición expuesta en el anexo A, para identificar las líneas que cumplen el criterio de apantallamiento expuesto en [14] y [16].

Luego de hallada la “Imín” en cada una de las 28 líneas con la ayuda de las simulaciones se procedió a calcular la “Imín” siguiendo el procedimiento teórico descrito en [5], esto para poder observar las semejanzas o diferencias entre las magnitudes de las corrientes mínimas encontradas a través de los modelos implementados en el ATP-Draw y las obtenidas siguiendo la referencia de la EPRI.

El resumen del mencionado método teórico se presenta a continuación:

1) Con las coordenadas en la torre de los cables de guarda, así como las flechas del vano, se calculó la altura promedio del cable de guarda, utilizando la ecuación (A.1) del anexo A.

2) Con las coordenadas en la torre de los conductores de fase, así como las flechas del vano, se calculó la altura promedio del conductor de fase más expuesto, utilizando la ecuación (A.1) del anexo A, pero con los datos correspondientes a la fase analizada.

3) Se seleccionan los conductores de fase más expuestos a descargas en cada lado de la torre y se calcula el voltaje de flashover de las cadenas de aisladores correspondientes en  $t=6 \mu s$ ,  $V_c$ , usando la expresión:

$$V_c = \left( K_1 \cdot W_{cad} + \frac{K_2 \cdot W_{cad}}{t^{0,75}} \right) \cdot 1000 \quad (3.3)$$

Donde:

$V_c$ : voltaje crítico (kV)

$K_1=0,4$  y  $K_2=0,71$

$W_{cad}$ : longitud de la cadena de aisladores (m)

4) Cálculo del radio  $R_c$  del efecto corona alrededor del conductor, esto es debido a la onda de viaje asociada a la onda de corriente generada por la incidencia

del rayo sobre el conductor de fase, se produce la ionización del aire alrededor del conductor de fase, el efecto corona sobre el conductor se traduce como un incremento del radio del conductor, lo cual afecta el valor de la impedancia característica del mismo. El radio  $R_c$  del efecto corona se extiende hasta un punto donde la intensidad del campo eléctrico decrece a un valor tal que no puede ionizarse más el aire, este radio  $R_c$  se determina mediante la siguiente ecuación no lineal:

$$R_c \cdot \text{Ln} \left( \frac{2 \cdot h_f}{R_c} \right) = \frac{V_c}{E_o} \quad (3.4)$$

Donde:

$h_f$ : altura del conductor de fase sobre el suelo (m)

$E_o$ : es el valor límite del campo eléctrico para el cual el radio corona no crece mas, para  $E_o$  se asume el valor de 1500 kV/m

$V_c$ : voltaje crítico hallado previamente (kV)

5) Cálculo del radio de un conductor equivalente si se tiene un haz formado por 2 o más subconductores, usando la ecuación:

$$R_{eq} = \sqrt[N]{r_{11} \cdot r_{12} \cdot r_{13} \dots r_{1n}} \quad (3.5)$$

Donde:

$r_{11}$ : radio del subconductor 1

$r_{1n}$ : distancia del subconductor 1 al subconductor  $n$

$N$ : número de subconductores

6) Sumar los radios hallados en los pasos 4 y 5 para hallar el radio equivalente del haz considerando el efecto corona “ $R_{cri}$ ”.

7) Cálculo de la impedancia característica del conductor de fase “ $Z_c$ ”, tomando en cuenta el radio  $R_c$ .

$$Z_c = 60 \cdot \sqrt{\text{Ln} \left( \frac{2 \cdot h_f}{R_{eq}} \right) \cdot \text{Ln} \left( \frac{2 \cdot h_f}{R_{cri}} \right)} \quad (3.6)$$

Donde:

Si:

$N \neq 1$ ;  $R_{cri} = R_c + R_{eq}$

Si:

$N=1$ ;  $R_{cri}=R_c$  y además el  $R_{eq}$  del primer logaritmo será el radio real del conductor de fase

8) Cálculo de la corriente mínima que puede producir un arco superficial cuando falla el apantallamiento, usando la ecuación (A.12), pero con  $Z_o=Z_c$  del paso 7.

Teniendo las corrientes mínimas resultado de las simulaciones y las halladas aplicando el método teórico, se procedió a calcular el ángulo de apantallamiento efectivo usando dichas intensidades en el desarrollo del método teórico [5], continuación:

9) Cálculo de la distancia mínima de impacto  $S_{min}$  usando la ecuación (A.4).

10) Seleccionar el factor “ $\beta$ ” que relaciona la distancia crítica de arqueo a tierra con la correspondiente a los conductores y cables de guarda, dependiendo del nivel de tensión nominal de la línea según se indica en la tabla 3.1:

**Tabla 3.1. Factor “ $\beta$ ” según el nivel de tensión nominal de la línea**

$\beta$	Nivel de Tensión
1	HV $\leq$ 230 kV
0,8	230 kV<EHV $\leq$ 750 kV
0,64	750 kV<UHV

Este factor toma en cuenta la fuerte atracción sobre los rayos que el terreno ofrece por su amplitud, que es completamente diferente a la atracción que puede ofrecer un conductor suspendido a una altura determinada sobre el terreno.

11) Sustituyendo las alturas promedio halladas en los pasos 1 y 2 y la distancia de impacto mínima del paso 9 en la ecuación (A.10), se calcula la abscisa del cable de guarda respecto al conductor de fase " $X_G$ " que sería necesaria para lograr un apantallamiento efectivo.

12) Se calcula el ángulo de apantallamiento efectivo  $\alpha_E$  con la ecuación (A.11). Si el ángulo  $\alpha$  en la geometría de la línea bajo estudio es menor que  $\alpha_E$  entonces la línea está bien apantallada, por lo que las fallas de apantallamiento “NSF”

serán nulas. Si  $\alpha > \alpha_E$  entonces se esperan salidas forzadas por apantallamiento no efectivo y se procede al siguiente paso.

13) Usando la distancia de impacto mínima  $S_{mín}$  del paso 9, se calcula la distancia no cubierta por el apantallamiento  $X_s$ , utilizando las ecuaciones (A.5) y (A.9) según sea el caso.

14) Hallar distancia de impacto máxima  $S_{máx}$  despejando de la ecuación no lineal (A.10), luego de sustituir todos los valores de la línea bajo estudio. Al ser un proceso dificultoso es válido usar la ecuación aproximada (A.13) para encontrar la mencionada distancia.

15) Con la distancia  $S_{máx}$  hallada en el paso anterior y aplicando la ecuación se obtiene la corriente máxima que puede traspasar el apantallamiento existente:

$$I_{máx} = 0,029 \cdot S_{máx}^{1,54} \quad (3.7)$$

16) Con la corriente mínima hallada en el paso 8 se obtiene la probabilidad de que la corriente del rayo exceda  $I_{mín}$  ( $P_{mín}$ ), aplicando la siguiente ecuación:

$$P_{mín} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_{mín}}{31}\right)^{2,6}} \quad (3.8)$$

17) Con la corriente máxima hallada en el paso 15, se obtiene la probabilidad de que la corriente del rayo exceda  $I_{máx}$  ( $P_{máx}$ ), aplicando la ecuación (3.8) con los valores que corresponden.

18) Aplicando la ecuación (A.20) se halla el número de fallos de apantallamiento por 100 km al año (NSF), donde T es el nivel cerámico obtenido del anexo E para cada línea y  $X_s$  es la distancia no cubierta por el apantallamiento hallada en el paso 13.

19) Si existen dos conductores de fase igualmente expuestos se debe duplicar la tasa de fallos de apantallamiento hallada en el paso anterior.

### 3.5.- CÁLCULO DE LAS TASAS DE SALIDA DEBIDO A DESCARGAS RETROACTIVAS (BFOR)

#### 3.5.1.- Tasa de salida BFOR, aplicando el método teórico propuesto por la empresa CADAPE

Se procedió a calcular la corriente crítica "Ic" teóricamente siguiendo el procedimiento aplicado por la empresa CADAPE, [9], y resumido a continuación:

1) Se calculan las corrientes críticas en las tres fases para luego trabajar con la más baja al calcular la tasa de salida, usando la siguiente expresión:

$$Ic = \left( Vcd * (1 - 1,3 * \sigma sa) * \left( \frac{\delta}{Hv} \right) - \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * V11 \right) * \frac{(Z11+4*Rt)}{(1-K)*Z11*Rt} \quad (3.9)$$

Donde:

Vcd: tensión crítica disruptiva a régimen de impulso atmosférico negativo. Se determina de las especificaciones del fabricante de los aisladores, [22].

$\sigma sa$ : desviación estándar del aislamiento ante sobretensiones atmosféricas: 3%

V11: tensión nominal de la línea, en kV

Rt: resistencia de puesta a tierra, (extraída de las normas de CADAPE [14], [15] y [16])

Hv: factor de corrección por humedad del aire en función de la humedad absoluta del aire "Ha"

Z11: impedancia propia del cable de guarda

K: coeficiente de acoplamiento entre el cable de guarda y el conductor de fase

$\delta$ : densidad relativa del aire

Estas cuatro últimas se obtienen por medio de las siguientes expresiones:

a) La expresión para calcular el factor de corrección por humedad del aire en función de la humedad absoluta del aire es:

$$Hv = 1,2086 - (0,0214 * Ha) + (0,000943 * Ha^2) - 2,941 * 10^{-5} * Ha^3 \quad (3.10)$$

Donde:

Ha: humedad absoluta del aire ( $gr/m^3$ ), y se halla con la expresión:

$$Ha = \frac{2,933071 * Pv * Hr}{273 + Ts} \quad (3.11)$$

Donde:

Hr: humedad relativa del aire, tomada de los datos del INAMEH, [25]

Ts: temperatura del ambiente medida en un termómetro a bulbo seco (°C), tomada de los datos del INAMEH [25]

Pv: presión de vapor saturado (mmHg), y se halla con la expresión:

$$Pv = 4,580156 + 0,335833 * Ts + 0,010325 * Ts^2 + 0,000219375 * Ts^3 + 0,00000171875 * Ts^4 + 2,291667 * 10^{-8} * Ts^5 \quad (3.12)$$

b) La expresión para calcular la impedancia propia del cable de guarda es:

$$Z_{11} = 60 * \ln\left(\frac{2 * h_{cg}}{rcg}\right) \quad (3.13)$$

Donde:

hcg: altura del cable de guarda en la torre (m)

rcg: radio del cable de guarda (m)

c) La expresión para calcular el coeficiente de acoplamiento entre el cable de guarda y el conductor de fase es:

$$K = \frac{Z_{ccg}}{Z_{11}} \quad (3.14)$$

Donde:

Z<sub>ccg</sub>: impedancia mutua entre el cable de guarda y el conductor fase (m), y se obtiene con la expresión:

$$Z_{ccg} = 60 * \ln\left(\frac{D_{ccgim}}{D_{ccg}}\right) \quad (3.15)$$

Donde:

D<sub>ccg</sub>: distancia entre el cable de guarda y el conductor de fase, (m)

D<sub>ccgim</sub>: distancia entre la imagen del cable de guarda y el conductor de fase, (m)

d) La expresión para calcular la densidad relativa del aire es:

$$\delta = \frac{0,70667}{492 + \frac{9}{5} * Ts} * \frac{760}{10 \left( \frac{h}{18400 * (1 + 0,0036 * Ts)} \right)} \quad (3.16)$$

Donde:

h: altura de la línea sobre el nivel del mar, se tomaron del mapa de relieve de Venezuela, Anexo F

Destacando que en las líneas que posean 2 cables de guarda se usa la misma ecuación (3.9) para calcular las corrientes críticas, pero el valor de la impedancia propia del cable de guarda “Z11” es dividido entre 2.

Teniendo las corrientes críticas halladas aplicando el método teórico de CADAFE, se procedió a calcular las tasas de salida debido a descargas retroactivas usando la continuación del mencionado método:

2) Se calcula la tasa de salida BFOR, número de salidas por 100 km al año, con la siguiente expresión:

$$BFOR = \frac{NL * Nc * Nr}{100} \quad (3.17)$$

Donde:

NL: número de descargas que caen sobre la línea por cada 100 km al año

Nc: porcentaje de rayos que exceden la corriente crítica requerida para causar la ruptura. Término determinado por la ecuación de Anderson y Erickson

Nr: porcentaje de rayos que caen directamente sobre la torre, puede asumirse un valor de 60% para estructuras metálicas [5].

NL y Nc se obtienen aplicando las siguientes expresiones:

$$NL = \frac{T * 4 * hcg}{103.4} \quad (3.18)$$

$$Nc = \frac{1}{1 + \left(\frac{Ic}{31}\right)^{2.6}} \quad (3.19)$$

Donde:

T: nivel ceráunico de la zona (días de tormenta al año). Se extrajo del mapa isoceráunico de Venezuela correspondiente al período (1951-1970), Anexo E.

hcg: altura del cable de guarda en la torre (m).

Ic: corriente crítica en kA, hallada con la expresión (3.9)

### 3.5.2.- Tasa de salida BFOR (ecuación de Anderson), utilizando las corrientes críticas producto de las simulaciones en el ATP-Draw

Luego de hallar la corriente crítica “Ic” en cada una de las 28 líneas con la ayuda de las simulaciones se aplicó el siguiente procedimiento para calcular la tasa de salida BFOR:

1) Se calculó la altura media “h” del hilo de guarda de la línea usando la ecuación (A.1) del anexo A

2) Luego se calcula el ancho de sombra W de la línea con la ecuación (A.2) del anexo A, en el caso de una línea con sólo un hilo de guarda b es nula.

3) Se obtiene la densidad de descargas a tierra [#rayos / km<sup>2</sup> - año], mediante la siguiente expresión:

$$Ng = 0,12 * T \quad (3.20)$$

Donde:

T: nivel cerámico de la zona (días de tormenta al año). Se extrajo del mapa isocerámico de Venezuela correspondiente al período (1951-1970), Anexo E.

4) Cálculo del número de descargas de origen atmosférico que impactan la línea por cada 100 km al año “NL”, usando la expresión:

$$Nl = 0,012 * T * W \quad (3.21)$$

5) Se obtiene el porcentaje de rayos que exceden la corriente crítica requerida para causar la ruptura. Término determinado por la ecuación de Anderson y Erickson:

$$P(Ic) = \frac{1}{1 + \left(\frac{Ic}{31}\right)^{2.6}} \quad (3.22)$$

6) Y finalmente se halla la tasa de salida mediante la siguiente expresión:

$$BFOR = 0,6 * Nl * P(Ic)$$

El factor 0,6 se aplica asumiendo que el 60 % de los rayos que impactan la línea estarán ubicados lo suficientemente cerca de las torres para impactar sobre estas y descartando que el 40% restante que impactaría a mitad de un vano pueda causar una sobretensión capaz de vencer la tensión crítica disruptiva de alguna cadena de aisladores, [5].

### 3.6.- CÁLCULO DE LAS TASAS DE SALIDA TOTALES (BFOR+NSF), UTILIZANDO EL SOFTWARE FLASH V1.9 DE LA IEEE

Adicionalmente se hizo uso del software Flash v1.9 de la IEEE que permite obtener tanto la tasa de salida debido a fallo en el apantallamiento como la tasa de salida debido a descargas retroactivas y la suma de ambas. Esta versión está basada en el método de 27+39 pasos mostrado en el EPRI Red Book, [5].

Los primeros 27 pasos se basan en el modelo electrogeométrico mostrado en el anexo A, que fueron resumidos en el apartado 3.4, y sirven para calcular la tasa de salida debido a fallo en el apantallamiento NSF y los restantes 39 en el método de los dos puntos para realizar el cálculo de la tasa de salida debido a descargas retroactivas BFOR cuyas premisas se resumieron en el anexo B.

Para utilizar esta versión del programa Flash se requiere tener instalado el software Microsoft Excel pues como se muestra en la figura 3.22, en una hoja de cálculo común se encuentran las celdas para la introducción de datos, la celda donde se inicia el programa “Run” y las celdas donde se reflejan los resultados luego de realizados los cálculos. En el anexo H se tratan con mayor precisión algunos detalles acerca del software Flash v1.9 de la IEEE y su utilización.

Index	X [m]	Y [m]	Z [m]	SI [m]	kV	Angle	AC/DC?
1	-3.6	16.2	1.7	115	0	AC	
2	3.6	14.5	1.7	115	120	AC	
3	-3.6	12	1.7	115	240	AC	

Index	Conductor	Shield Wire	Required	Actual
1	1	1	-0.11	30.96
2	2	1	3.64	23.19

Percentage (%)	Ohms	Flashover Rates
100	20	Backflash 11.14 /100 km/yr
		Shielding Failure 0.08 /100 km/yr
		Total 11.22 /100 km/yr

Figura 3.22. Interfaz en entorno Microsoft Excel del programa Flash v1.9 de la IEEE.

### **3.7.- CÁLCULO DE LAS TASAS DE SALIDA TOTALES (BFOR+NSF), UTILIZANDO LAS CORRIENTES HALLADAS CON LAS SIMULACIONES MODIFICADAS, FIJANDO LAS TENSIONES SOPORTABLES DE LAS CADENAS DE AISLADORES CON LO ESTABLECIDO POR EL CIGRE**

Dado que una de las premisas del método de 27+39 pasos del EPRI Red Book en el que se basa el software Flash v1.9 de la IEEE es utilizar el voltaje de flashover que varía según el tiempo de ruptura del aislamiento, se utilizaron los mismos modelos expuestos con anterioridad en los respectivos casos simulados en el ATP-Draw para hallar las corrientes mínimas y las corrientes críticas, con la salvedad de que las tensiones  $V_{fl}$  (*voltaje de flashover*) de los interruptores controlados por tensión que representan las cadenas de aisladores (SWITCH VOLTAGE CONTROLLED), no fueron extraídos del catálogo del fabricante SEDIVER, [22], sino que fueron calculados con la siguiente expresión (3.3) propuesta por CIGRE:

$$V_t = \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * W$$

Donde:

V: es la tensión soportable (kV)

t: es el tiempo hasta la descarga disruptiva.

W: es la distancia del aire o la longitud de la cadena de aisladores. Según los datos recopilados de [18]: para líneas de 115 kV, W=1,7m. Para líneas de 230 kV, W=2,7m. Para líneas de 400 kV, W=3,7m.

Para el caso de impacto sobre el conductor de fase más expuesto (fallo de apantallamiento) se fijó el tiempo  $t=6\mu s$  como se indica en el procedimiento resumido en el apartado 3.4 de este capítulo. Luego con los valores de corrientes mínimas obtenidas de las simulaciones en el ATP-Draw se siguieron los pasos del 9 al 19 para hallar la tasa de salida debido a fallo en el apantallamiento NSF.

Para el caso de impacto sobre la torre se fijó el tiempo en  $t=1,2\mu s$  en primera instancia debido a que es el tiempo de frente de la onda tipo impulso aplicada (fuente Heidler), y que en [5] se explica que la intersección entre la tensión de la cadena de

aisladores y la curva tensión-tiempo del aislador propuesta por CIGRE (ecuación (3.3)) en general ocurre en el tiempo de frente de la onda tipo impulso aplicada si existe un buen sistema de puesta a tierra, luego se realizaron las simulaciones con el valor de tensión soportable hallado y se obtuvieron los respectivos valores de corrientes críticas. En segunda instancia se fijó  $t=6\mu s$ , instante para el cual ya se habrían presentado los efectos de las reflexiones en las torres adyacentes y a partir del cual las curvas tensión-tiempo de tensiones soportables definidas con la ecuación (3.3) del CIGRE tienden a mantener un valor constante [5], se hallaron las tensiones soportables que se usarían en los interruptores controlados por tensión para luego realizar las simulaciones y obtener los valores de corriente crítica. Luego con los valores de corrientes críticas obtenidas de las simulaciones en el ATP-Draw se siguieron los pasos expuestos en el punto 3.5.2 del presente capítulo para hallar la tasa de salida debido a descargas retroactivas BFOR.

## CAPÍTULO IV

### PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

#### 4.1.- COMPORTAMIENTO DEL AISLAMIENTO TOMANDO EN CUENTA LA TASA DE SALIDA DEBIDO A FALLO DE APANTALLAMIENTO (NSF)

En las tablas 4.1, 4.2 y 4.3 se presentan los ángulos de apantallamiento requeridos en las normas de la empresa CADAPE y los ángulos de apantallamiento existentes en cada uno de los 28 casos seleccionados según el nivel de tensión nominal.

Todas las tablas de resultados en este capítulo se presentarán separadas según el nivel de tensión nominal (casos del 1 al 10 → líneas de 115 kV, casos del 11 al 20 → líneas de 230 kV y casos del 21 al 28 → líneas de 400 kV).

**Tabla 4.1. Ángulos requeridos (según norma CADAPE) y ángulos existentes en las líneas de 115 kV**

CASOS	$\alpha$ (requerido)	$\alpha$ (existente)
Caso 1	30°	32,74°
Caso 2	30°	32,74°
Caso 3	30°	15,15°
Caso 4	30°	32,74°
Caso 5	30°	32,74°
Caso 6	30°	32,74°
Caso 7	30°	32,74°
Caso 8	30°	32,74°
Caso 9	30°	32,74°
Caso 10	30°	8,48°

En color amarillo se resaltan los casos en los que el ángulo de apantallamiento no cumple el criterio de apantallamiento expuesto en [14] y [16]. La definición del ángulo de apantallamiento se presenta en el anexo A.

**Tabla 4.2. Ángulos requeridos (según norma CADAPE) y ángulos existentes en las líneas de 230 kV**

CASOS	$\alpha$ (requerido)	$\alpha$ (existente)
Caso 11	30°	15,26°
Caso 12	30°	15,26°
Caso 13	30°	18,67°
Caso 14	30°	18,67°
Caso 15	30°	26,48°
Caso 16	30°	15,26°
Caso 17	30°	15,26°
Caso 18	30°	15,26°
Caso 19	30°	26,48°
Caso 20	30°	15,26°

**Tabla 4.3. Ángulos requeridos (según norma CADAPE) y ángulos existentes en las líneas de 400 kV**

CASOS	$\alpha$ (requerido)	$\alpha$ (existente)
Caso 21	20°	18,69°
Caso 22	20°	18,69°
Caso 23	20°	18,69°
Caso 24	20°	18,69°
Caso 25	20°	18,69°
Caso 26	20°	18,69°
Caso 27	20°	18,69°
Caso 28	20°	18,69°

**4.1.1.- Corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” halladas con las simulaciones (fijando “ $V-fl$ ” según el catálogo de Sediver [22]), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa de salida por fallo del apantallamiento**

En primer lugar y como se expuso en el punto 3.4 se presentan las tablas 4.4, 4.5 y 4.6 que muestran los resultados obtenidos al realizar las simulaciones para hallar las corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” que provocaron el cierre del interruptor controlado por tensión (cuya tensión “ $V-fl$ ” fue tomada del catálogo de aisladores Sediver [22]), ver la figura 3.1, así como el ángulo de apantallamiento efectivo y la tasa de salida debido a fallos del apantallamiento (NSF). El ángulo  $\alpha_E$  y la tasa NSF

fueron calculados con las corrientes obtenidas de las simulaciones y siguiendo los pasos del 9 al 19 del método teórico resumido en el capítulo anterior.

**Tabla 4.4. Corrientes mínimas “ $I_{\min}$ ” halladas con las simulaciones (con la tensión “ $V_{fl}$ ” tomada del catálogo de Sediver [22]), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 115 kV**

CASOS	$I_{\min}$ (kA)	$\alpha_E$	NSF
Caso 1	2,9	5,10	0,022
Caso 2	3,1	7,35	0,042
Caso 3	3	-10,43	0,017
Caso 4	2,9	5,10	0,029
Caso 5	2,9	-2,38	0,077
Caso 6	2,8	-3,77	0,077
Caso 7	3,1	7,35	0,056
Caso 8	2,9	-2,38	0,128
Caso 9	3	6,25	0,028
Caso 10	3,2	-7,11	0,002

**Tabla 4.5. Corrientes mínimas “ $I_{\min}$ ” halladas con las simulaciones (con la tensión “ $V_{fl}$ ” tomada del catálogo de Sediver [22]), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 230 kV**

CASOS	$I_{\min}$ (kA)	$\alpha_E$	NSF
Caso 11	4,7	-6,29	0,041
Caso 12	4,7	-6,29	0,055
Caso 13	4,3	-18,29	0,076
Caso 14	4,6	-14,87	0,151
Caso 15	4,2	-5,82	0,071
Caso 16	4,5	-12,16	0,051
Caso 17	4,6	-7,21	0,070
Caso 18	4,2	-15,50	0,035
Caso 19	4,1	-6,84	0,143
Caso 20	4,6	-11,14	0,034

**Tabla 4.6. Corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” halladas con las simulaciones (con la tensión “ $V-fl$ ” tomada del catálogo de Sediver [22]), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 400 kV**

CASOS	$I_{mín}$ (kA)	$\alpha_E$	NSF
Caso 21	9,5	22,95	0
Caso 22	9,3	19,99	0
Caso 23	9,3	19,99	0
Caso 24	9,3	19,99	0
Caso 25	9,3	19,99	0
Caso 26	9,3	19,99	0
Caso 27	9,3	19,99	0
Caso 28	9	19,39	0

**Análisis:** si recordamos la ecuación (A.12), se aprecia que la  $I_{mín}$  de la onda tipo impulso (rayo) que de caer sobre un conductor de fase provocaría la descarga directa en la cadena de aisladores es directamente proporcional a la tensión crítica de la cadena e inversamente proporcional a la impedancia característica del conductor de fase impactado.

Sabiendo que las tensiones críticas (extraídas del catálogo de aisladores Sediver) son las mismas para cada nivel de tensión nominal ( $V_c=860$  kV → líneas de 115 kV,  $V_c=1275$  kV → líneas de 230 kV,  $V_c=2125$  kV → líneas de 400 kV), las ligeras diferencias en las corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” de las líneas pertenecientes a un mismo nivel de tensión (oscilan entre 2,9 y 3,2 kA para líneas de 115 kV, entre 4,2 y 4,7 kA para líneas de 230 kV y entre 9 y 9,5 kA para líneas de 400 kV) deben ser causadas por las distintas impedancias características de los conductores de fase. Por ejemplo: si observamos la tabla 4.6 correspondiente a las líneas de 400kV nos percatamos que las corrientes mínimas de los casos 22 al 27 son de la misma magnitud y al chequear el valor de la impedancia característica en los archivos generados por el ATP nos conseguimos que dicho valor es el mismo en todos estos casos ( $Z_c=366\Omega$ ), mientras que para el caso 21 el valor de la impedancia característica es  $Z_c=359\Omega$  por lo que es lógico que la  $I_{mín}$  sea superior a la de los casos del 22 al 27, finalmente para el caso 28 el valor de la impedancia característica

es  $Z_c=370\Omega$  por lo que tiene sentido que la  $I_{mín}$  sea menor a la de los casos del 22 al 27.

Los casos en los que se obtuvo un ángulo de apantallamiento efectivo  $\alpha_E$  negativo indican que dada la distancia mínima de aproximación del rayo  $S_{mín}$  (que es función de la  $I_{mín}$  según se observa en la ecuación (A.4)) tan corta, y con las alturas existentes de los cables de guarda y los conductores de fase no es posible realizar un apantallamiento efectivo incluso si se pudieran desplazar los conductores de fase, por lo tanto se calcula la tasa de salida NSF. Los casos en los que se obtuvo un ángulo de apantallamiento efectivo  $\alpha_E$  positivo pero menor al ángulo existente (tablas 4.1, 4.2 y 4.3) indican que si se pudiera acercar el conductor de fase más expuesto al cable de guarda sería posible alcanzar un apantallamiento efectivo, pero como esto no es posible porque las líneas ya existen entonces se concluye que estas no poseen un apantallamiento perfecto y por lo tanto se les calcula la tasa NSF. Los casos en los que el ángulo de apantallamiento efectivo  $\alpha_E$  es positivo y además mayor al ángulo existente indican que estas líneas fueron diseñadas con un sistema de apantallamiento efectivo y por lo tanto la tasa de salida NSF será nula.

#### **4.1.2.- Corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” calculadas con el método teórico de la EPRI, ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF**

En segundo lugar y como se expone también en el punto 3.4 se presentan las tablas 4.7, 4.8 y 4.9 que muestran los resultados obtenidos de las corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” al seguir los pasos del 1 al 8 del método teórico para el caso de fallo en el apantallamiento resumido en el capítulo 3, así como el ángulo de apantallamiento efectivo  $\alpha_E$  y tasa NSF calculados a partir de los pasos 9 al 19 del mencionado método.

**Tabla 4.7. Corrientes “I<sub>min</sub>” calculadas partir del método teórico de la EPRI, ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 115 kV**

CASOS	I <sub>min</sub> (kA)	$\alpha_E$	NSF
Caso 1	4,924	20,83	0,011
Caso 2	4,98	21,12	0,022
Caso 3	4,748	7,29	0,005
Caso 4	4,849	20,44	0,016
Caso 5	4,816	14,64	0,058
Caso 6	4,852	14,85	0,057
Caso 7	4,942	20,92	0,031
Caso 8	4,799	14,54	0,097
Caso 9	4,924	20,83	0,015
Caso 10	4,731	7,47	-2,64E-06

**Tabla 4.8. Corrientes “I<sub>min</sub>” calculadas partir del método teórico de la EPRI, ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 230 kV**

CASOS	I <sub>min</sub> (kA)	$\alpha_E$	NSF
Caso 11	7,775	11,66	0,003
Caso 12	7,775	11,66	0,004
Caso 13	7,569	5,37	0,046
Caso 14	7,569	5,37	0,092
Caso 15	7,889	15,79	0,027
Caso 16	7,655	8,38	0,011
Caso 17	7,752	11,57	0,005
Caso 18	7,695	8,55	0,007
Caso 19	7,889	15,79	0,055
Caso 20	7,695	8,55	0,007

**Tabla 4.9. Corrientes “Imín” calculadas partir del método teórico de la EPRI, ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 400 kV**

CASOS	I <sub>min</sub> (kA)	$\alpha_E$	NSF
Caso 21	14,34	29,11	0
Caso 22	14,04	26,72	0
Caso 23	14,04	26,72	0
Caso 24	14,04	26,72	0
Caso 25	14,04	26,72	0
Caso 26	14,04	26,72	0
Caso 27	14,04	26,72	0
Caso 28	14,04	26,72	0

**Análisis:** En el método teórico de la EPRI se aplica la ecuación (A.12) para obtener la I<sub>mín</sub>, por lo tanto aplica que esta es directamente proporcional a la tensión crítica de la cadena e inversamente proporcional a la impedancia característica del conductor de fase impactado.

Sabiendo que las tensiones críticas (calculadas por medio de la ecuación (3.3) propuesta por el CIGRE para un tiempo  $t=6\mu s$  según se indica en el método teórico propuesto por la EPRI) son las mismas para cada nivel de tensión nominal ( $V_c=994,8$  kV → líneas de 115 kV,  $V_c=1580$  kV → líneas de 230 kV,  $V_c=2165$  kV → líneas de 400 kV), las ligeras diferencias en las corrientes mínimas “I<sub>mín</sub>” de las líneas pertenecientes a un mismo nivel de tensión (oscilan entre 4,731 kA y 4,98 kA para líneas de 115 kV, entre 7,569 kA y 7,889 kA para líneas de 230 kV y entre 14,04 kA y 14,34 kA para líneas de 400 kV) deben ser causadas por las distintas impedancias características de los conductores de fase. Por ejemplo: si observamos la tabla 4.9 correspondiente a las líneas de 400kV nos percatamos que las corrientes mínimas de los casos 22 al 28 son de la misma magnitud (en estas líneas las fases se encuentran a la misma altura y usan el mismo tipo de conductor) y al chequear el valor de la impedancia característica calculado a partir de la ecuación (3.6) del método teórico de EPRI nos conseguimos que como se esperaba dicho valor es el mismo en todos estos casos ( $Z_c=308,3 \Omega$ ), mientras que para el caso 21 el valor de la impedancia

característica calculado es  $Z_c=301,8 \Omega$  por lo que es de esperarse que la  $I_{mín}$  sea superior a la de los casos del 22 al 28.

En todos los casos de 115 kV y 230 kV se obtuvo un ángulo de apantallamiento efectivo  $\alpha_E$  positivo pero menor al ángulo existente (tablas 4.1, 4.2 y 4.3) por lo que si se pudiera acercar el conductor de fase más expuesto al cable de guarda sería posible alcanzar un apantallamiento efectivo, pero como esto no es posible porque las líneas ya existen entonces se concluye que estas no poseen un apantallamiento perfecto y por lo tanto se calcula la tasa NSF. En los casos de 400 kV el ángulo de apantallamiento efectivo  $\alpha_E$  es positivo y además mayor al ángulo existente por lo que estas líneas fueron diseñadas con un sistema de apantallamiento efectivo y la tasa de salida NSF será nula.

#### **4.1.3.- Corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” halladas con las simulaciones (calculando “ $V-fl$ ” a partir de la ecuación (3.3) propuesta por el CIGRE para un tiempo $t=6\mu s$ ), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa de salida por fallo del apantallamiento**

En tercer lugar y como se expuso en el punto 3.7 se presentan las tablas 4.10, 4.11 y 4.12 que muestran los resultados obtenidos al realizar las simulaciones para hallar las corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” que provocaron el cierre del interruptor controlado por tensión (cuya tensión “ $V-fl$ ” fue calculada a partir de la ecuación (3.3) propuesta por el CIGRE para un tiempo  $t=6\mu s$ ), ver la figura 3.1, así como el ángulo de apantallamiento efectivo y la tasa de salida debido a fallos del apantallamiento (NSF). El ángulo  $\alpha_E$  y el número de fallos del apantallamiento NSF fueron calculados con las corrientes obtenidas de las simulaciones y siguiendo los pasos del 9 al 19 del método teórico resumido en el capítulo anterior.

**Tabla 4.10. Corrientes mínimas “ $I_{\min}$ ” halladas con las simulaciones (con “ $V-fl$ ” calculada aplicando la ecuación propuesta por el CIGRE para un tiempo  $t=6\mu s$ ), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 115 kV**

CASOS	$I_{\min}$ (kA)	$\alpha_E$	NSF
Caso 1	3,5	11,22	0,019
Caso 2	3,7	12,91	0,037
Caso 3	3,5	-3,82	0,015
Caso 4	3,4	10,32	0,026
Caso 5	3,5	4,55	0,074
Caso 6	3,2	1,35	0,076
Caso 7	3,6	12,08	0,051
Caso 8	3,3	2,47	0,126
Caso 9	3,6	12,08	0,025
Caso 10	3,8	-0,22	0,001

**Tabla 4.11. Corrientes mínimas “ $I_{\min}$ ” halladas con las simulaciones (con “ $V-fl$ ” calculada aplicando la ecuación propuesta por el CIGRE para un tiempo  $t=6\mu s$ ), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 230 kV**

CASOS	$I_{\min}$ (kA)	$\alpha_E$	NSF
Caso 11	6	3,13	0,025
Caso 12	6	3,13	0,034
Caso 13	5,5	-6,73	0,074
Caso 14	5,9	-3,83	0,142
Caso 15	5,3	3,16	0,062
Caso 16	5,8	-1,40	0,040
Caso 17	5,9	2,53	0,045
Caso 18	5,3	-4,98	0,031
Caso 19	5,2	2,48	0,127
Caso 20	5,9	-0,74	0,026

**Tabla 4.12. Corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” halladas con las simulaciones (con “ $V-fI$ ” calculada aplicando la ecuación propuesta por el CIGRE para un tiempo  $t=6\mu s$ ), ángulo de apantallamiento efectivo y tasa NSF para las líneas de 400 kV**

CASOS	$I_{mín}$ (kA)	$\alpha_E$	NSF
Caso 21	9,7	23,3	0
Caso 22	9,5	20,38	0
Caso 23	9,5	20,38	0
Caso 24	9,5	20,38	0
Caso 25	9,5	20,38	0
Caso 26	9,5	20,38	0
Caso 27	9,5	20,38	0
Caso 28	9,2	19,8	0

**Análisis:** como ya se ha indicado en los puntos 4.1.1 y 4.1.2 la  $I_{mín}$  es directamente proporcional a la tensión crítica de la cadena e inversamente proporcional a la impedancia característica del conductor de fase impactado.

Sabiendo que las tensiones críticas (calculadas por medio de la ecuación (3.3) propuesta por el CIGRE para un tiempo  $t=6\mu s$ ) son las mismas para cada nivel de tensión nominal ( $V_c=994,8$  kV  $\rightarrow$  líneas de 115 kV,  $V_c=1580$  kV  $\rightarrow$  líneas de 230 kV,  $V_c=2165$  kV  $\rightarrow$  líneas de 400 kV), las ligeras diferencias en las corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” de las líneas pertenecientes a un mismo nivel de tensión (oscilan entre 3,2 y 3,8 kA para líneas de 115 kV, entre 5,2 y 6 kA para líneas de 230 kV y entre 9,2 y 9,7 kA para líneas de 400 kV) deben ser causadas por las distintas impedancias características de los conductores de fase. Por ejemplo: si observamos la tabla 4.12 correspondiente a las líneas de 400kV nos percatamos que las corrientes mínimas de los casos 22 al 27 son de la misma magnitud y al chequear el valor de la impedancia característica en los archivos generados por el ATP nos conseguimos que dicho valor es el mismo en todos estos casos ( $Z_c=366\Omega$ ), mientras que para el caso 21 el valor de la impedancia característica es  $Z_c=359\Omega$  por lo que es lógico que la  $I_{mín}$  sea superior a la de los casos del 22 al 27, finalmente para el caso 28 el valor de la impedancia característica es  $Z_c=370\Omega$  por lo que tiene sentido que la  $I_{mín}$  sea menor a la de los casos del 22 al 27.

Los casos en los que se obtuvo un ángulo de apantallamiento efectivo  $\alpha_E$  negativo indican que dada la distancia mínima de aproximación del rayo  $S_{mín}$  (que es función de la  $I_{mín}$ ) tan corta, y con las alturas existentes de los cables de guarda y los conductores de fase no es posible realizar un apantallamiento efectivo incluso si se pudieran desplazar los conductores de fase, por lo tanto se calcula la tasa de salida NSF. Los casos en los que se obtuvo un ángulo de apantallamiento efectivo  $\alpha_E$  positivo pero menor al ángulo existente (tablas 4.1, 4.2 y 4.3) indican que si se pudiera acercar el conductor de fase más expuesto al cable de guarda sería posible alcanzar un apantallamiento efectivo, pero como esto no es posible porque las líneas ya existen entonces se concluye que estas no poseen un apantallamiento perfecto y por lo tanto se les calcula la tasa NSF. Los casos en los que el ángulo de apantallamiento efectivo  $\alpha_E$  es positivo y además mayor al ángulo existente indican que estas líneas fueron diseñadas con un sistema de apantallamiento efectivo y por lo tanto la tasa de salida NSF será nula.

**Análisis Final:** en primer lugar vale destacar que los valores de corrientes mínimas “ $I_{mín}$ ” obtenidos en el punto 4.1.1 fueron ligeramente menores a las del punto 4.1.3 (pero comparables), pues se usaron los mismos modelos en el ATP-Draw (por lo que las impedancias características de los conductores de fase no cambiaron), con la salvedad de que la tensión “V-fl” de los interruptores controlados por tensión fue fijada según valores extraídos del catálogo de aisladores Sediver en primera instancia (punto 4.1.1) y luego fue fijada según los cálculos aplicando la ecuación **(3.3)** (punto 4.1.3).

Ahora bien tanto en el punto 4.1.2 (corrientes calculadas con el método teórico de la EPRI) como en el punto 4.1.3 (corrientes obtenidas con el ATP) se trabajó con las mismas tensiones críticas de las cadenas de aisladores calculadas a partir de la ecuación **(3.3)** propuesta por el CIGRE, por lo que las apreciables diferencias observadas entre las “ $I_{mín}$ ” (son mayores las halladas por el método teórico) se debe a dos razones:

- a) Las impedancias características calculadas con la ecuación (3.6) del método teórico de EPRI son menores a las que calcula el ATP.
- b) Además en las simulaciones realizadas en el ATP-Draw se consideraron las tensiones senoidales y en el método teórico no.

De cualquiera de las tres formas desarrolladas para evaluar la tasa de salida debido a fallos de apantallamiento NSF se obtuvo que los casos del 1 al 20 (115 y 230 kV) no poseen un apantallamiento efectivo y por lo tanto se les calcula la tasa de salida NSF y que las líneas de 400 kV (casos 21 al 28) si poseen un apantallamiento efectivo y por lo tanto una tasa NSF nula.

## 4.2.- COMPORTAMIENTO DEL AISLAMIENTO TOMANDO EN CUENTA LA TASA DE SALIDA DEBIDO A DESCARGAS RETROACTIVAS (BFOR)

### 4.2.1.- Corrientes críticas “Ic” halladas con las simulaciones (fijando “V-fl” según el catálogo de Sediver [22]) y corrientes críticas calculadas a partir de la metodología propuesta por CADAPE

En las tablas 4.13, 4.14 y 4.15 se presentan las corrientes críticas obtenidas por medio de las simulaciones en el ATP-Draw (tomando “V-fl” del catálogo de aisladores Sediver [22]) y las corrientes críticas siguiendo la metodología de CADAPE:

**Tabla 4.13. Corrientes críticas halladas con las simulaciones (con la tensión “V-fl” tomada del catálogo de Sediver [22]) y siguiendo la metodología de CADAPE en las líneas de 115 kV**

CASOS	Tipo de torre	Altura de torre	Ic, impacto en la torre (ATP-Draw)	Ic, impacto a mitad del vano (ATP-Draw)	Ic (CADAPE)
1	T	21,8	14,4	13,3	52,66
2	T	21,8	14,5	13,8	49,63
3	V	28,5	20,2	16,7	51,26
4	T	21,8	14,5	13,8	59,16
5	T	24,8	13,2	12,4	48,04
6	T	24,8	13,6	11,2	46,14
7	T	21,8	14,5	13,8	65,19
8	T	24,8	13,4	12,1	39,01
9	T	21,8	14,5	13,8	50,42
10	V	28,8	20	18	46,76

**Tabla 4.14. Corrientes críticas halladas con las simulaciones (con la tensión “ $V-f$ ” tomada del catálogo de Sediver [22]) y siguiendo la metodología de CADAPE en las líneas de 230 kV**

CASOS	Tipo de torre	Altura de torre	Ic, impacto en la torre (ATP-Draw)	Ic, impacto a mitad del vano (ATP-Draw)	Ic (CADAPE)
11	V	36,23	27,7	26,7	81,3
12	V	36,23	27,7	26,7	83,96
13	V	40,25	31	25,3	88,25
14	V	40,25	29,2	28	80,88
15	T	35,04	17,7	17,1	67,71
16	V	39,23	27	25,4	72,23
17	V	36,23	27,9	26,1	79,16
18	V	39,23	23,2	21,4	64,34
19	T	35,04	17,8	16,8	108,01
20	V	39,23	26,9	25,2	70,31

**Tabla 4.15. Corrientes críticas halladas con las simulaciones (con la tensión “ $V-f$ ” tomada del catálogo de Sediver [22]) y siguiendo la metodología de CADAPE en las líneas de 400 kV**

CASOS	Tipo de torre	Altura de torre	Ic, impacto en la torre (ATP-Draw)	Ic, impacto a mitad del vano (ATP-Draw)	Ic (CADAPE)
21	H	22,8	76,8	70,3	106,98
22	H	25,8	74,4	65,4	82,19
23	H	25,8	74,4	65,4	95,03
24	H	25,8	75,1	66	91,39
25	H	25,8	75,1	66	100,02
26	H	25,8	75,1	66	94,16
27	H	25,8	75,1	66	79,08
28	H	25,8	76,6	62,9	79,08

**Análisis:** en primer lugar se destaca como las corrientes críticas obtenidas a través de las simulaciones en el ATP-Draw tienen magnitudes similares en ambos casos (impacto en la torre e impacto a mitad de un vano) como era de esperarse según lo indicado en el capítulo 3 y tomado de [5]. A pesar de ser ligeramente menores las “Ic” del caso de impacto a mitad de un vano y por lo tanto representar el caso más perjudicial se utilizaron las “Ic” del caso de impacto en la torre para realizar los cálculos de las tasas BFOR debido a que la bibliografía establece que así debe ser.

En segundo lugar es notable que las corrientes críticas obtenidas por medio del método teórico expuesto por CADAPE son considerablemente mayores a las obtenidas por medio de las simulaciones realizadas en el ATP-Draw.

En tercer lugar se aprecia que en casos que poseen el mismo tipo de torre e igual nivel de tensión la corriente crítica es menor cuando las torres son más altas. Por ejemplo: las líneas de los casos 1 y 5 poseen el mismo tipo de torre (triangular), mismas dimensiones entre conductores y cable de guarda, mismo nivel de tensión nominal (115 kV), mismo valor de resistividad del suelo y mismo tipo de cable de guarda; pero las torres de la línea del caso 5 son 3 metros más altas que las torres que conforman la línea del caso 1 y como se aprecia en la tabla 4.13 la corriente crítica hallada por medio de las simulaciones en el caso 5 es menor a la hallada en el caso 1.

A diferencia de los modelos utilizados en el ATP, el método propuesto por la empresa CADAPE considera algunas variables externas (humedad relativa del aire “Hr”, temperatura del ambiente medida en un termómetro a bulbo seco “Ts” y altura de la línea sobre el nivel del mar “h”), como se señala en la descripción del método (punto 3.5.1), de acá que los casos que poseen el mismo tipo de torre (de la misma altura y separaciones entre conductores de fase y cables de guarda), mismo nivel de tensión, mismo valor de resistividad del suelo y mismo tipo de cable de guarda arrojaran el mismo valor de corriente crítica en las simulaciones, pero distintos valores de corrientes críticas cuando estas fueron calculadas usando el método de CADAPE, por ejemplo: en la tabla 4.15, los casos 24,25, 26 y 27 tienen el mismo valor de  $I_c$  en las columnas correspondientes a las dos situaciones ensayadas en el ATP, pero distintos valores de  $I_c$  en la última columna correspondiente al cálculo teórico siguiendo la metodología de CADAPE, (las líneas correspondientes a los casos 24, 25, 26 y 27 están ubicadas en zonas geográficas distintas). La diferencia más notable de estos casos en la magnitud de la “ $I_c$ ” se da entre el caso 25 ( $I_c=100,02$  kA), perteneciente al sistema central (Carabobo) y el caso 27 ( $I_c=79,08$  kA), perteneciente al sistema occidental (Mérida). Las variables antes mencionadas correspondientes a estos casos son:

Caso 25: Hr=84 %, Ts=23,1 °C, h=267 m.

Caso 27: Hr=80 %, Ts=20,4 °C, h=1603 m.

Y al hacer las evaluaciones se resume que:

- a) Mientras más alta esté la línea sobre el nivel del mar, “Ic” será menor.
- b) Mientras más elevada sea la humedad relativa del aire en el sitio donde se ubica la línea la corriente Ic será más alta.
- c) Mientras más elevada sea la temperatura del ambiente medida en un termómetro a bulbo seco del sitio donde se ubica la línea la corriente Ic será más alta.

#### 4.2.2.- Tasas de salida debido a descargas retroactivas (BFOR) calculadas con la ecuación de Anderson y por la metodología propuesta por CADAFE

En las tablas 4.16, 4.17 y 4.18 se presentan en las dos columnas intermedias los valores de las corrientes críticas halladas a través de las simulaciones en el ATP-Draw y al lado las tasas de salida BFOR utilizando el procedimiento descrito en el apartado 3.5.2 del capítulo 3. En las dos columnas finales se presentan las corrientes críticas y las tasas de salida debido a descargas retroactivas obtenidas por la metodología propuesta por la empresa CADAFE:

**Tabla 4.16. Tasas de salida BFOR calculadas con la ecuación de Anderson, y por la metodología de la empresa CADAFE en las líneas de 115 kV**

CASOS	Nivel cerámico	Ic, impacto en la torre (ATP-Draw)	BFOR (Anderson)	Ic (CADAFE)	BFOR (CADAFE)
1	30	14,4	21,12	52,66	3,07
2	60	14,5	42,15	49,63	6,93
3	60	20,2	49,54	51,26	8,48
4	40	14,5	28,1	59,16	3,19
5	60	13,2	49,19	48,04	8,41
6	60	13,6	48,81	46,14	9,09
7	80	14,5	56,2	65,19	5,14
8	100	13,4	81,67	39,01	20,5
9	40	14,5	28,1	50,42	4,47
10	60	20	48,87	46,76	10,29

**Tabla 4.17. Tasas de salida BFOR calculadas con la ecuación de Anderson, y por la metodología de la empresa CADAPE en las líneas de 230 kV**

CASOS	Nivel cerámico	Ic, impacto en la torre (ATP-Draw)	BFOR (Anderson)	Ic (CADAPE)	BFOR (CADAPE)
11	60	27,7	47,78	81,3	3,82
12	80	27,7	63,7	83,96	4,71
13	40	31	30,72	88,25	2,32
14	80	29,2	66,2	80,88	5,72
15	40	17,7	41,61	67,71	3,79
16	60	27	52,09	72,23	5,47
17	100	27,9	78,99	79,16	6,78
18	40	23,2	40,1	64,34	4,76
19	80	17,8	82,98	108,01	2,45
20	40	26,9	34,86	70,31	3,88

**Tabla 4.18. Tasas de salida BFOR calculadas con la ecuación de Anderson, y por la metodología de la empresa CADAPE en las líneas de 400 kV**

CASOS	Nivel cerámico	Ic, impacto en la torre (ATP-Draw)	BFOR (Anderson)	Ic (CADAPE)	BFOR (CADAPE)
21	80	76,8	6,51	106,98	1,63
22	40	74,4	3,81	82,19	1,77
23	40	74,4	3,81	95,03	1,24
24	40	75,1	3,73	91,39	1,36
25	20	75,1	1,86	100,02	0,55
26	60	75,1	5,59	94,16	1,9
27	160	75,1	14,91	79,08	7,75
28	120	76,6	10,67	79,08	5,81

**Análisis:** como se mencionó anteriormente las corrientes críticas obtenidas a través de las simulaciones en el ATP-Draw son considerablemente menores a las obtenidas por el método teórico expuesto por CADAPE.

Vale destacar que el método teórico de CADAPE para obtener la tasa de salida BFOR también utiliza la ecuación de Anderson, que sirve para obtener la probabilidad de que ocurran rayos con magnitudes superiores a las corrientes críticas indicadas “P(Ic)”, por esta razón es de esperarse que este valor sea menor en el caso de las corrientes críticas más altas, y por ende la tasa de salida BFOR (que es directamente proporcional a P(Ic)) es menor en el caso de las corrientes halladas con

el método CADAPE que la tasa de salida obtenida al usar las corrientes halladas por medio del ATP-Draw. Razón principal por la que se usó el software Flash v1.9 cuyos resultados se presentan en el siguiente punto.

Además se observa que en líneas de características físicas similares y con condiciones externas de humedad, temperatura y altura sobre el nivel del mar semejantes, la tasa de salida se puede duplicar o triplicar dependiendo del nivel cerámico que exista en las zonas donde se encuentren ubicadas.

#### 4.2.3.- Tasa de salida total (BFOR+NSF) utilizando el software Flash v1.9

En las tablas 4.19, 4.20 y 4.21 se presentan las tasas de salida de cada caso según el nivel de tensión, tanto la parte correspondiente a descargas retroactivas, como la correspondiente a fallos de apantallamiento, y la suma de ambas. Estos resultados fueron obtenidos por medio de la aplicación del software Flash v1.9 de la IEEE.

**Tabla 4.19. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) en las líneas de 115 kV, software Flash v1.9**

CASOS	BFOR	NSF	TASA TOTAL
1	11,14	0,08	11,22
2	26	0,15	26,15
3	28,04	0,1	28,14
4	14,86	0,09	14,95
5	28,88	0,18	29,06
6	28,88	0,18	29,06
7	33,44	0,2	33,64
8	49,52	0,31	49,83
9	14,86	0,09	14,95
10	23,54	0	23,54

**Tabla 4.20. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) en las líneas de 230 kV, software Flash v1.9**

CASOS	BFOR	NSF	TASA TOTAL
11	7,46	0,22	7,68
12	9,6	0,28	9,88
13	4,79	0,3	5,09
14	10,78	0,67	11,45
15	5,99	0,24	6,23
16	8,08	0,29	8,37
17	12,8	0,38	13,18
18	4,61	0,17	4,78
19	13,48	0,54	14,02
20	4,61	0,17	4,78

**Tabla 4.21. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) en las líneas de 400 kV, software Flash v1.9**

CASOS	BFOR	NSF	TASA TOTAL
21	2,26	0	2,26
22	1,03	0	1,03
23	1,03	0	1,03
24	1,03	0	1,03
25	0,51	0	0,51
26	1,81	0	1,81
27	4,93	0	4,93
28	3,63	0	3,63

**Análisis:** los valores obtenidos de las tasas se ubican entre los valores obtenidos usando la metodología de CADAPE y los obtenidos usando las simulaciones luego la ecuación de Anderson, siendo mayores a los primeros e inferiores a los últimos.

#### **4.2.4.- Corrientes críticas “Ic” halladas con las simulaciones, (calculando “V-fl” a partir de la ecuación (3.3) propuesta por el CIGRE, para $t=1,2\mu s$ y $t=6\mu s$ )**

En las tablas 4.22, 4.23 y 4.24 se presentan las corrientes críticas halladas a través de los modelos implementados en el ATP-Draw cuando se simuló el impacto

sobre una torre, tanto con la tensión soportable de las cadenas de aisladores calculada en un tiempo  $t=1,2\mu s$  como la calculada en un tiempo  $t=6\mu s$ .

**Tabla 4.22. Corrientes críticas “Ic” halladas con las simulaciones utilizando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, en  $t=1,2\mu s$  y  $t=6\mu s$  para las líneas de 115 kV**

Casos	Ic, con “V-fl” en $t=1,2\mu s$	Ic, con “V-fl” en $t=6\mu s$
1	32	17,5
2	31,5	17,5
3	44	24,5
4	31,5	17,5
5	29	16
6	30	16,5
7	31,5	17,5
8	29,5	16,5
9	31,5	17,5
10	43,5	24

**Tabla 4.23. Corrientes críticas “Ic” halladas con las simulaciones utilizando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, en  $t=1,2\mu s$  y  $t=6\mu s$  para las líneas de 230 kV**

Casos	Ic, con “V-fl” en $t=1,2\mu s$	Ic, con “V-fl” en $t=6\mu s$
11	66	36
12	66	36
13	73,5	40
14	69	38
15	44	24
16	64	35
17	66,5	36
18	55	30
19	44,5	24,5
20	64	35

**Tabla 4.24. Corrientes críticas “Ic” halladas con las simulaciones utilizando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, en t=1,2μs y t=6μs para las líneas de 400 kV**

Casos	Ic, con “V-fl” en t=1,2μs	Ic, con “V-fl” en t=6μs
21	152	81,5
22	147	79
23	147	79
24	148,5	79,5
25	148,5	79,5
26	148,5	79,5
27	148,5	79,5
28	151,5	81

Vc=994,8 kV→ líneas de 115 kV, Vc=1580 kV→ líneas de 230 kV, Vc=2165 kV→ líneas de 400 kV

Vc=1733 kV→ líneas de 115 kV, Vc=2752 kV→ líneas de 230 kV, Vc=3771 kV→ líneas de 400 kV

**Análisis:** una de las premisas del método de los 66 pasos en el que se basa el software Flash v1.9 es el cálculo de la tensión soportable de las cadenas de aisladores según la ecuación (3.3) propuesta por el CIGRE, por esta razón se repitieron las simulaciones modificando esta variable en los modelos previamente utilizados. El método establece que para el caso de fallo en el apantallamiento la tensión soportable debe ser calculada en t=6μs, y que para el caso de impacto sobre la torre se deben obtener las tensiones soportables tanto para t=1,2μs como para t=6μs y trabajar con la menor de las corrientes críticas halladas posteriormente, en cuyo caso según lo observado en las tablas 4.22, 4.23 y 4.24 debieran utilizarse los valores “Ic” de la última columna (cuando las tensiones soportables fueron calculadas en t=6μs) y las tasas de salidas debieran ser las observadas en las tablas 4.28, 4.29 y 4.30. Sin embargo, también se calcularon las tasas de salida BFOR con las corrientes críticas halladas cuando la tensión soportable se calculó en un tiempo de 1,2μs y los resultados (reflejados en las tablas 4.25, 4.26 y 4.27) se asemejan mucho más a los valores obtenidos por medio del software Flash V1.9.

Recordemos que las tensiones “V-fl” calculadas por la metodología CIGRE para  $t=6\mu s$  son: V-fl=994,8 kV → líneas de 115 kV, V-fl=1580 kV → líneas de 230 kV, V-fl=2165 kV → líneas de 400 kV. Mientras que para  $t=1,2\mu s$  son: V-fl=1733 kV → líneas de 115 kV, V-fl=2752 kV → líneas de 230 kV, V-fl=3771 kV → líneas de 400 kV.

**4.2.5.- Tasa de salida total (BFOR+NSF) calculadas a partir de los valores de “Ic” e “I<sub>mín</sub>” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, con  $t=1,2\mu s$  en el caso de impacto sobre una torre y  $t=6\mu s$  para fallo de apantallamiento**

En las tablas 4.25, 4.26 y 4.27 se presentan las tasas de salida de los 28 casos (tanto la parte correspondiente a descargas retroactivas, como la correspondiente a fallos de apantallamiento y la suma de ambas). Estos resultados fueron obtenidos a partir de las corrientes halladas a través de las simulaciones en el ATP-Draw con la modificación de las tensiones “V-fl” de los interruptores controlados por tensión, estas se fijaron según los valores obtenidos a través de la ecuación (3.3) del CIGRE para un tiempo  $t=6\mu s$  cuando se reprodujo la situación de fallo en el apantallamiento y  $t=1,2\mu s$  cuando se reprodujo el caso de impacto sobre la torre. Luego con estos valores de corrientes mínimas y corrientes críticas se aplicaron las metodologías expuestas en los apartados 3.4 y 3.5.2 respectivamente para calcular las tasas NSF y BFOR.

**Tabla 4.25. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, con  $t=1,2\mu s$  en el caso de impacto sobre una torre y  $t=6\mu s$  para fallo de apantallamiento para líneas de 115 kV**

Casos	BFOR	NSF	TASA TOTAL
1	11,5	0,019	11,519
2	23,5	0,037	23,537
3	18,88	0,015	18,895
4	15,66	0,026	15,686
5	29,63	0,074	29,704
6	28,43	0,076	28,506
7	31,33	0,051	31,381
8	48,37	0,126	48,496
9	15,66	0,025	15,685
10	18,9	0,001	18,901

**Tabla 4.26. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, con  $t=1,2\mu s$  en el caso de impacto sobre una torre y  $t=6\mu s$  para fallo de apantallamiento para líneas de 230 kV**

Casos	BFOR	NSF	TASA TOTAL
11	10,26	0,025	10,285
12	13,68	0,034	13,714
13	5,89	0,074	5,964
14	13,64	0,142	13,782
15	14,72	0,062	14,782
16	11,66	0,040	11,700
17	16,81	0,045	16,855
18	10,84	0,031	10,871
19	28,82	0,127	28,947
20	7,77	0,026	7,796

**Tabla 4.27. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE, con t=1,2μs en el caso de impacto sobre una torre y t=6μs para fallo de apantallamiento para líneas de 400 kV**

Casos	BFOR	NSF	TASA TOTAL
21	1,19	0	1,19
22	0,70	0	0,70
23	0,70	0	0,70
24	0,68	0	0,68
25	0,34	0	0,34
26	1,03	0	1,03
27	2,74	0	2,74
28	1,95	0	1,95

**4.2.6.- Tasa de salida total (BFOR+NSF) calculadas a partir de los valores de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “V-fl” obtenida por la metodología del CIGRE con t=6μs en ambas situaciones**

En las tablas 4.28, 4.29 y 4.30 se presentan las tasas de salida de los 28 casos (tanto la parte correspondiente a descargas retroactivas, como la correspondiente a fallos de apantallamiento y la suma de ambas). Estos resultados fueron obtenidos a partir de las corrientes halladas a través de las simulaciones en el ATP-Draw con la modificación de las tensiones “V-fl” de los interruptores controlados por tensión, estas se fijaron según los valores obtenidos a través de la ecuación (3.3) del CIGRE para un tiempo t=6μs en ambas situaciones (fallo de apantallamiento e impacto sobre una torre). Luego con estos valores de corrientes mínimas y corrientes críticas se aplicaron las metodologías expuestas en los apartados 3.4 y 3.5.2 respectivamente para calcular las tasas NSF y BFOR.

**Tabla 4.28. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “*V-fl*” obtenida por la metodología del CIGRE, con  $t=6\mu s$  en ambas situaciones para las líneas de 115 kV**

Casos	BFOR	NSF	TASA TOTAL
1	19,57	0,019	19,589
2	39,14	0,037	39,177
3	42,66	0,015	42,675
4	26,09	0,026	26,116
5	46,25	0,074	46,324
6	45,67	0,076	45,746
7	52,19	0,051	52,241
8	76,12	0,126	76,246
9	26,09	0,025	26,115
10	42,6	0,001	42,601

**Tabla 4.29. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “*V-fl*” obtenida por la metodología del CIGRE, con  $t=6\mu s$  en ambas situaciones para las líneas de 230 kV**

Casos	BFOR	NSF	TASA TOTAL
11	33,71	0,025	33,735
12	44,94	0,034	44,974
13	20,9	0,074	20,974
14	45,55	0,142	45,692
15	33,88	0,062	33,942
16	37,31	0,040	37,350
17	56,18	0,045	56,225
18	30,74	0,031	30,771
19	66,52	0,127	66,647
20	24,87	0,026	24,896

**Tabla 4.30. Tasas de salida totales (BFOR+NSF) calculadas a partir de “Ic” e “Imín” hallados con las simulaciones, fijando la tensión “ $V-fl$ ” obtenida por la metodología del CIGRE, con  $t=6\mu s$  en ambas situaciones para las líneas de 400 kV**

Casos	BFOR	NSF	TASA TOTAL
21	5,65	0	5,65
22	3,30	0	3,30
23	3,30	0	3,30
24	3,26	0	3,26
25	1,63	0	1,63
26	4,88	0	4,88
27	13,02	0	13,02
28	9,34	0	9,34

## CONCLUSIONES

En este trabajo se planteó la evaluación del aislamiento de algunas de las líneas aéreas que componen el sistema de transmisión venezolano según su comportamiento ante impulsos atmosféricos, específicamente las que fueron creadas en base a una normativa de la empresa CADAPE que data de los años 1984 y 1985 [14], [15] y [16]. Para ello se tomó una muestra de 28 líneas ubicadas en distintas partes del territorio nacional y se trabajó con el mínimo de unidades tipo sócate y bola de configuración normal (standard), de porcelana o vidrio templado establecido según el nivel de tensión nominal de la mencionada normativa en 9 unidades para líneas de 115 kV, 14 unidades para líneas de 230 kV y según lo expuesto en [21], 24 unidades para líneas de 400 kV.

Tomando como criterio base el establecido por la norma “Guide for the application of Insulation Coordination”, IEEE Std 1313.2, 1999, [6], que establece 0,5 salidas al año por cada 100 km para sistemas a Extra Alta Tensión (EAT) y 20 salidas al año por cada 100 km para sistemas a Alta Tensión (AT). Se concluye que:

En primer lugar, las líneas de Alta Tensión de CADAPE (115 y 230 kV) poseen un apantallamiento no efectivo, pues bien sea por medio de las simulaciones en el ATP-Draw (fijando la entrada “V-fl” según [22] ó según el cálculo propuesto por el CIGRE), por la aplicación del método teórico propuesto por EPRI basado en el modelo electrogeométrico y resumido en el punto 3.4 ó por la aplicación del software Flash v1.9, la tasa de salida debido a fallos en el apantallamiento NSF posee un valor no nulo. Mientras que las líneas de Extra Alta Tensión (400 kV) si poseen un apantallamiento efectivo que arrojó un total de 0 fallos de apantallamiento por cada 100 km al año por las cuatro vías mencionadas.

En segundo lugar, la tasa de salida debido a descargas retroactivas BFOR varió según el método utilizado:

El método teórico planteado por la empresa CADAPE no sólo considera los niveles cerámicos al momento de calcular la tasa de salida, sino que previamente realiza correcciones en la tensión crítica disruptiva debido al nivel de altura sobre el nivel del mar, humedad relativa del aire y temperatura. Las tasas calculadas a partir

de dicho método arrojaron resultados que a excepción del caso 8 (línea ubicada en una zona muy alta y además con elevado nivel cerámico) cumplen con el criterio de la norma [6] para las líneas de Alta Tensión, mientras que para las líneas de Extra Alta Tensión no lo cumple, llegando a triplicar el criterio de 0,5 salidas por cada 100 km al año y en los casos 27 y 28 cuyas líneas se sitúan en zonas con niveles cerámicos especialmente elevados llegó a multiplicarse cerca de 14 veces el criterio establecido por la norma [6].

Las tasas calculadas a partir de las corrientes críticas (de bajas magnitudes) halladas por las simulaciones en el ATP-Draw, cuando se fijaron las tensiones de los interruptores controlados por tensión de los modelos en los valores extraídos del catálogo de aisladores SEDIVER [22], arrojaron valores realmente altos que no cumplen con el criterio de la norma [6], vale la pena señalar que los modelos implementados se basaron en características reales mas no tomaron en cuenta el carácter probabilístico del fenómeno, al contrario se trabajó con la peor condición de todas, así tampoco se tomó en cuenta el efecto atenuador de las sobretensiones que provoca el efecto corona ni el comportamiento de las tensiones soportables de los aisladores en función del tiempo del CIGRE que si es tomado en cuenta por el software Flash v1.9 que arrojó unos valores de tasas de salida más razonables, en las líneas 115 kV y 400 kV no cumplen el criterio establecido en la norma [6], mas si lo hacen en las líneas de 230 kV.

Cuando se repitieron las simulaciones en el ATP-Draw considerando las curvas tensión-tiempo de las cadenas de aisladores planteadas por el CIGRE en el tiempo de frente de la fuente impulso (Heidler) utilizada se obtuvieron resultados comparables a los del Flash v1.9; para un tiempo de  $6\mu\text{s}$  se obtuvieron tasas de salida que en ninguna de las 28 líneas cumple con el criterio establecido en la norma [6], por lo que se concluye que el número de aisladores mínimo, del tipo especificado, establecido por las normas parece no ser suficiente y se debería estudiar la posibilidad de aumentar el número de unidades aisladoras según el nivel cerámico del sitio donde se encuentre ubicada cada línea.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] IEEE-Std-1313-1993. IEEE Standard for Power Systems— Insulation Coordination

[2] IEEE-Std-1313-1996. IEEE Standard for Insulation Coordination— Definitions, Principles, and Rules

[3] Sistemas de puesta a tierra. Teoría, diseño, medición y mantenimiento. Roberto Ruelas Gómez. México

[4] Torres Sánchez, Horacio. El rayo: Mitos, leyendas, ciencia y tecnología. Unibiblos. Bogotá, 2002. Capítulo 4

[5] EPRI. Transmission Line Reference Book 345 kV and Above. Segunda edición. Palo Alto, California, 1987. Capítulos 9 y 12

[6] IEEE-Std-1313.2-1999. IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination

[7] Siegert, Luis. Alta Tensión y Sistemas de Transmisión. Editorial Limusa, Grupo Noriega Editores. México D.F. Capítulo 10, 9 y 15

[8] Norma Venezolana COVENIN 859:1994, Aisladores de porcelana. Definiciones

[9] Cesín, Luis Simón. Guía para cálculo de aislamiento. Universidad Central de Venezuela. Caracas

[10] ANSI C29.1-1988 (R2002). Test Methods for Electrical Power Insulators

[11] Comín, Pascual Simón. Investigación de los Parámetros Característicos del Comportamiento de Medios Dieléctricos Frente a Sobretensiones Tipo Rayo no Normalizadas en Alta Tensión. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid. 2004.

[12] Leuven EMTP Center-LEC, ed., Alternative Transients Program Rule Book. K.U. Leuven, July 1987.

[13] ATPDRAW version 5.6 for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista, User's Manual, Preliminary Release N°.1.0, November, 2009

[14] CADAFE (1985). Normas generales de diseño para proyectos de líneas de transmisión a 115 kV y 230 kV. Caracas

[15] CADAFE (1985). Normas para equipos y materiales de líneas de transmisión a 115 kV y 230 kV. Dirección de desarrollo, unidad de normas y estudios. Caracas

[16] CADAFE (1984). Normas generales de diseño para líneas de transmisión a 400 kV y 800 kV. Dirección de desarrollo, Gerencia de coordinación y logística, departamento de normas y equipos eléctricos. Caracas

[17] Coordinación de aislamiento en líneas aéreas. Br. Rivero, Johan. (Trabajo presentado el 17-02-06).

[18] Cálculo y evaluación de los parámetros eléctricos de las líneas en el sistema de transmisión de CADAFE. Br. Tovar, Osman. (Presentado el 23-06-06)

[19] Simulación con ATP de pararrayos para las líneas a 115 y 400 kV de Edelca. A. Villa R, G. Carrasco. H. Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 22. N°. 1. 2001

[20] Working group on lightning performance of transmission lines 1985; Chisholm W. y Col.,1985, Nguyen H. y Col.,1994.

[21] Elementos de líneas de transmisión aéreas. Francisco M. González-Longatt. Mayo 2007.

[22] Sediver toughened glass suspension insulators. Catalog 2008.

[23] IEEE Std 4a-2001. Amendment to IEEE Standard Techniques for High-Voltage Testing.

[24] Modeling Guidelines for Fast Front Transients. Fast Front Transients Task Force of the IEEE Modeling and Analysis of System Transients Working Group. 1997.

[25] Sitio WEB del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMEH, <http://www.inameh.gob.ve/>.

## **ANEXOS**