

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL DISEÑO DEL
APANTALLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN

JONATHAN ALEXIS VELANDIA ORTIZ
SEBASTIAN GÓMEZ GORDILLO



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2016

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL DISEÑO DEL
APANTALLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN

JONATHAN ALEXIS VELANDIA ORTIZ

SEBASTIAN GÓMEZ GORDILLO

DIRECTOR

JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO

Ingeniero Electricista, MS.c

CODIRECTOR

HERMANN RAÚL VARGAS TORRES

Ingeniero Electricista, Ph.D



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2016

DEDICATORIA

A mi madre Margarita por su apoyo en toda mi etapa académica y sus enseñanzas de la vida en general.

A Barreto y Piti, que sus recuerdos perduren en este documento.

Jonathan Alexis Velandia Ortiz

DEDICATORIA

A mis padres, Maria Eugenia Gordillo Díaz y Juan Pablo Gómez Castellanos y mi hermano Miguel Angel Gómez Gordillo por todo el amor.

A toda mi familia y mis amigos por su apoyo y cariño.

Sebastian Gómez Gordillo

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y especialmente a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones por todo el conocimiento y la experiencia adquiridas.

A los profesores Julio Cesar Chacón Velasco y Hermann Raúl Vargas por la iniciativa, el apoyo y la colaboración en la realización de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN.....	19
1. ETAPA DE ESTUDIO.....	20
1.1 TEXTOS GUÍA Y NORMATIVIDAD PARA EL DISEÑO Y EVALUACIÓN DEL APANTALLAMIENTO.....	20
1.2 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES SIMILARES.....	21
1.3 MÉTODO PARA EVALUAR EL APANTALLAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS.....	23
1.4 ELECCIÓN DEL ENTORNO DE PROGRAMACIÓN.....	24
2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DEL MÉTODO DE LOS DOS PUNTOS.....	26
2.1 INTRODUCCIÓN A LA FÍSICA DEL RAYO.....	26
2.2 PARAMETROS DEL MÉTODO DE LOS DOS PUNTOS.....	30
2.2.1 Nivel cerámico.....	30
2.2.2 Densidad de descargas a tierra.....	31

2.2.3	Número de líderes.	32
2.2.4	Polaridad.	32
2.2.5	Distribución de amplitud.	32
2.2.6	Forma de onda del líder.	33
2.2.7	Selección del tiempo de frente de onda.	34
2.2.8	Sombra eléctrica.	36
2.2.9	Descargas totales a la línea.	38
2.2.10	Aproximación para la tensión de flameo en un aislador.	39
2.2.11	Radio equivalente del haz de conductores.	39
2.2.12	Radio corona de un conductor.	40
2.2.13	Impedancia impulso de los conductores.	43
2.2.14	Impedancia impulso combinada de los alambres de guarda.	43
2.2.15	Factores de acoplamiento.	44
2.2.16	Impedancia impulso en la estructura.	45
2.2.17	Tensión en lo alto de la torre.	47

2.2.18	Teoría electrogeométrica.	57
3.	IMPLEMENTACIÓN DE APELT.....	63
3.1	VARIABLES DE ENTRADA:.....	63
3.2	VARIABLES DE SALIDA.....	64
3.3	INTERFAZ GRÁFICA DESARROLLADA.....	64
3.3.1	CARACTERÍSTICAS DE LA INTERFAZ.....	65
3.3.2	DIAGRAMA DE FLUJO DEL ENTORNO GRÁFICO.....	65
3.4	IMPLEMENTACIÓN DEL “MÉTODO DE LOS DOS PUNTOS”.....	66
4.	VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS GENERADOS POR APELT.....	76
4.1	LÍNEA DOBLE CIRCUITO DE 345 kV:.....	76
4.2	LÍNEA DE UN CIRCUITO, DISPOSICIÓN HORIZONTAL DE 500 kV.....	79
4.3	LÍNEA DE UN CIRCUITO, DISPOSICIÓN HORIZONTAL A 500 KV.....	82
4.4	LÍNEA DE UN CIRCUITO, DISPOSICIÓN HORIZONTAL A 500 KV.....	84
5.	CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES.....	88

ANEXOS94

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Densidad de descargas a tierra para diferentes regiones	31
Tabla 2. Características de la línea doble circuito de 345 kV.	76
Tabla 3. Datos generales de la línea doble circuito 345 kV.....	77
Tabla 4. Comparación entre los resultados de APELT y del ejemplo del capítulo 12 de la segunda edición del EPRI.	78
Tabla 5. Comparación entre los resultados de APELT y del ejemplo del capítulo 12 de la segunda edición del EPRI.	79
Tabla 6. Datos generales de la línea de un circuito, disposición horizontal de 500 kV Johnsonville-Cordova.	80
Tabla 7. Distribución de la resistencia de puesta a tierra de la línea de un circuito, disposición horizontal de 500 kV Johnsonville-Cordova.....	81
Tabla 8. Variación del TF dada por las diferentes DDT y resistencias de puesta a tierra....	81
Tabla 9. Características de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV Davidson-Wilson.....	82
Tabla 10. Datos generales de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV Davidson-Wilson.....	83
Tabla 11. Variación del TF de acuerdo a la DDT de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV Davidson-Wilson.....	84
Tabla 12. Características de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV DPW.	85
Tabla 13. Datos generales de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV DPW.	85
Tabla 14. Variación del TF de acuerdo a la DDT de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV DPW.	87

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Distribución de carga en la nube de tormenta	27
Figura 2. Mapa niveles Isoceráunicos de Colombia.	30
Figura 3. Distribución de frecuencia para las amplitudes de corriente pico.	33
Figura 4. Forma de onda del líder	34
Figura 5. Modelo usado para la simulación de la descarga atmosférica.	34
Figura 6. Distribución de frecuencia para las ratas de crecimiento de la amplitud de corriente en cercanías de su pico.	35
Figura 7. Relación requerida entre corriente de cresta, tasa de aumento frontal y tiempo de cresta de una función rampa de corriente de impacto para reunir los requerimientos de probabilidad.	35
Figura 8. Sombra eléctrica (w).....	36
Figura 9. Distribución geométrica de una fase con “n” conductores en el haz.....	39
Figura 10. Modelo del conductor y su imagen bajo corona.	41
Figura 11. Definición geométrica de los coeficientes a_{mn} y b_{mn}	44
Figura 12. Representación gráfica para el modelo de torre cilíndrica.....	45
Figura 13. Representación gráfica del modelo de torre en H.	46
Figura 14. Representación gráfica del modelo de torre cónica.	46
Figura 15. Representación gráfica del modelo de torre waist.	47
Figura 16. Circuito equivalente para el cálculo de la tensión en lo alto de la torre.	47
Figura 17. El aumento de la corriente de impacto incrementa la tensión del aislador hasta que este alcanza la curva tiempo-tensión de flameo.....	52
Figura 18. Tensión del aislador en por unidad bajo la curva de tensión-tiempo.	54
Figura 19. Corrientes críticas en una estructura circuito sencillo.	56
Figura 20. El modelo electrogeométrico para fallas en el apantallamiento.	58
Figura 21. Diagrama de flujo de la interfaz gráfica.....	66
Figura 22. Esquema general del método de los dos puntos	67

Figura 23. Coordenadas de los conductores de la línea doble circuito de 345 kV.....	77
Figura 24. Modelo y datos de la torre para la línea doble circuito de 345 kV.	77
Figura 25. Coordenadas de los conductores línea de un circuito, disposición horizontal de 500 kV Johnsonville-Cordova.	79
Figura 26. Modelo y datos de la torre de la línea para la línea Johnsonville-Cordova.	80
Figura 27. Distribución de la resistencia de puesta a tierra de la línea de un circuito, disposición horizontal de 500 kV Johnsonville-Cordova.	82
Figura 28. Modelo y datos de la torre para la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV Davidson-Wilson.	83
Figura 29. Coordenadas de los conductores de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV DPW.	85
Figura 30. Modelo y datos de la torre para la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV DPW.	86
Figura 31. Pestaña de Inicio del programa APELT.....	95
Figura 32. Pestaña Datos de Entrada de APELT.	96
Figura 33. Opciones disponibles en la sección Datos de cada conductor.....	96
Figura 34. Conductor No. Es una casilla desplegable.....	97
Figura 35. La tabla de datos se encuentra a la derecha de las opciones de ingreso de datos de la sección Datos de cada conductor.	98
Figura 36. Menú desplegado de la casilla Conductor No.....	98
Figura 37. Casilla desplegable para elegir la función del conductor.	99
Figura 38. Opciones disponibles en la casilla Función.	99
Figura 39. Casillas para el ingreso de coordenadas.....	99
Figura 40. Esquemático para entender la disposición de las coordenadas de los conductores de la torre.	100
Figura 41. Advertencia de APELT ante el ingreso de comas.	100
Figura 42. Casilla para el ingreso del ángulo de fase.....	101
Figura 43. Tabla de datos donde se resume las características de los conductores de fase y cables de guarda.	101
Figura 44. Botón borrar Conductor.....	102

Figura 45. Botón cargar coordenadas para actualizar la imagen de las coordenadas.	102
Figura 46. Casilla para el ingreso de la tensión línea.	103
Figura 47. Casilla para el ingreso del radio de conductor de fase.	103
Figura 48. Casilla para el ingreso del radio del cable de guarda.	104
Figura 49. Casilla para el ingreso del Espaciamiento del haz.	104
Figura 50. Casilla para el ingreso del número de conductores.	105
Figura 51. Datos generales de la línea. Casillas de ingreso de datos a la izquierda y de visualización (ABD) a la derecha.	107
Figura 52. Casilla para el ingreso de la DDT.	107
Figura 53. Apariencia de la sección para el ingreso de los datos de la torre.	109
Figura 54. Casilla marcada de Impedancia de la torre y casilla de Tipo de torre y lista desplegable bloqueadas.	110
Figura 55. Casilla del Tipo de torre seleccionada mientras se bloque la opción de Impedancia de la torre.	110
Figura 56. Datos a ingresar para el modelo de torre Waist Chisholm.	111
Figura 57. Datos a ingresar para el modelo de torre Cylinder-Hileman.	112
Figura 58. Datos a ingresar para el modelo de torre Cone-Sargent.	112
Figura 59. Datos a ingresar para el modelo de torre H-frame.	113
Figura 60. Sección de visualización de los datos ingresados del modelo de torre seleccionado en la sección Datos de la torre.	113
Figura 61. Sección de Opciones de APELT. Brinda las acciones básicas de un programa (abrir, guardar, borrar, generar resultados).	114
Figura 62. Pestaña Resultados de APELT. Muestra los resultados generados por el programa para las fallas en el apantallamiento y el flameo inverso.	118
Figura 63. Apariencia del PDF que APELT genera con los resultados, el nombre del proyecto (si lo tiene) y la fecha.	120

LISTA DE ANEXOS

	Pág
<u>MANUAL DE USUARIO</u>	94
<u>Requerimientos del sistema</u>	94
<u>Compatibilidad</u>	94
<u>Descripción del funcionamiento de APELT</u>	94
<u>EJEMPLO DE USO DE APELT</u>	120

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL DISEÑO DEL APANTALLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN.*

AUTORES: JONATHAN ALEXIS VELANDIA ORTIZ, SEBASTIAN GÓMEZ GORDILLO.**

PALABRAS CLAVE: Método de los dos puntos, modelo electrogeométrico, líneas de transmisión, apantallamiento, protección contra rayos.

DESCRIPCION

Este proyecto describe algunas metodologías útiles para diseñar el apantallamiento eléctrico en líneas de transmisión contra descargas atmosféricas. Las líneas deben tener uno o dos cables de guarda y “n” conductores en haz. Con el fin de disponer de una herramienta de software libre, actualizada con los últimos estándares y con una interfaz gráfica entendible, las metodologías se implementan en una herramienta computacional llamada Apantallamiento Efectivo en Líneas de Transmisión (APELT). También, se validan y analizan los resultados que se obtienen al ingresar líneas de transmisión, cuyos parámetros y fallas totales por descargas atmosféricas son conocidos. Adicionalmente se anexa un manual de usuario en el que se establecen las diferentes opciones y limitaciones del programa.

APELT permite afrontar la tarea tanto de evaluar, como de diseñar el apantallamiento de una línea de transmisión de forma ágil y eficaz, al contar con un entorno gráfico intuitivo y ordenado que se divide en dos partes principales: la entrada de datos y la salida de resultados. El usuario se encarga de realizar la entrada de datos sección tras sección, como lo indica el video “Ejemplo de uso de APELT” y de los resultados se encarga el programa empleando el método de los puntos y el modelo electrogeométrico implementados en VBA.

Esta investigación es una etapa en el campo de la evaluación del apantallamiento de líneas de transmisión, que deja las puertas abiertas para indagar nuevos métodos de optimización de resultados donde se tengan en cuenta los efectos de las condiciones atmosféricas y la configuración de los tipos de torres entre otros aspectos a innovar.

* Tesis de grado en la modalidad de investigación

** Facultad de ingenierías físico-mecánicas. Escuela de ingeniería eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director: Julio César Chacón Velasco. Codirector: Hermann Raúl Vargas Torres

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A COMPUTATIONAL TOOL FOR THE DESIGN OF SHIELDING IN HIGH VOLTAGE TRANSMISSION LINES*

AUTHORS: JONATHAN ALEXIS VELANDIA ORTIZ, SEBASTIAN GÓMEZ GORDILLO.**

KEYWORDS: Two point method, electrogeometric model, transmission lines, shielding, lightning performance

DESCRIPTION

This project describes some useful methodologies for designing electrical shielding transmission lines against lightning. The lines should be one or two guard wires and "n" bundled conductors. In order to have a free software tool, updated with the latest standards and an understandable graphical interface, methodologies are implemented in a computational tool called "Apantallamiento Efectivo en Líneas de transmisión" (APELT). Also, they validate and analyze the results obtained by entering transmission lines whose parameters and total failures by lightning are known. In addition, a manual in which the different options and limitations of the program are attached.

APELT allows faced with the task of assessing both as to design shielding a transmission line in a flexible and effective, to have an intuitive and neat graphical software which is divided into two main parts: the input and output results. The user is responsible for performing the data entry section by section, as indicated by the video "Example of using APELT" and the results the program using the two point method and the electrogeometric model implemented in VBA.

This research is a stage in the field of transmission line performance allowing to investigate in new methods of optimization results where the effects of environmental conditions and tower's types among other aspects have to be taken into account to innovate.

* Final undergraduate project developed in research modality

** Physics mechanical engineering faculty. Electrical, electronic and telecommunications school. Director: Julio César Chacón Velasco. Codirector: Hermann Raúl Vargas Torres.

INTRODUCCIÓN

La electricidad es indispensable para el desarrollo, la comodidad y el progreso de la humanidad. La transmisión de esta energía a través de las líneas aéreas se expone a daños y a fallas por sobreesfuerzos en el aislamiento, debido especialmente a las sobretensiones tipo rayo por descargas eléctricas atmosféricas. Las fallas en el funcionamiento y los daños del sistema de potencia representan graves riesgos para la sociedad, pérdidas económicas y crisis industriales, de ahí que sea fundamental mitigar las consecuencias del impacto de rayos sobre las líneas de transmisión.

La forma común de proteger una línea de transmisión de las descargas atmosféricas es a través de un cable de guarda, este funciona como blindaje y dirige el impacto a tierra. Este recurso no es suficiente ya que existe la posibilidad que la descarga sea de tal magnitud, que al caer sobre el cable de guarda o directamente sobre la torre cause flameo inverso. Por esto surge la necesidad de evaluar la relación entre las características de las líneas de transmisión, el flameo inverso y las fallas del apantallamiento, para así garantizar confiabilidad y seguridad en el sistema potencia ante las descargas atmosféricas.

Con el fin de diseñar y evaluar el apantallamiento en la línea de transmisión se dispone de una herramienta de software libre, actualizado con los últimos estándares y con una interfaz gráfica entendible llamada Apantallamiento Efectivo en Líneas de Transmisión (APELT), desarrollada en este trabajo de grado. En la cual se ingresan datos específicos de la línea y relacionados con el terreno y la descarga atmosférica. Además este programa dispone de un manual de usuario y un ejemplo de uso.

1. ETAPA DE ESTUDIO

A continuación se presenta una reseña de los principales textos, las herramientas computacionales similares y el método seleccionado para la evaluación del apantallamiento de las líneas de transmisión aéreas. Por último se respalda la elección del entorno de programación usado.

1.1 TEXTOS GUÍA Y NORMATIVIDAD PARA EL DISEÑO Y EVALUACIÓN DEL APANTALLAMIENTO.

A continuación se presentan los textos más representativos, influyentes en este trabajo de grado:

- **IEEE 1243-1997**, [1]: Esta norma aconseja como mejorar el rendimiento de las líneas de transmisión ante descargas atmosféricas, tomando en cuenta factores como nivel de tensión, puntos de inicio y fin de la línea, detalles estructurales, localización de los cables de guarda, tipo de tierra, entre otros. Además hace una breve descripción del programa FLASH, el cual implementa y evalúa los métodos de la IEEE usados para estimar el número de fallas en líneas de transmisión aéreas.
- **IEEE 1410-2010**, [2]: Esta norma es la actualización de la 1243-1997 aplicada también a líneas de distribución, en ella se presentan fórmulas nuevas como por ejemplo la densidad de descargas a tierra (DDT) aplicada para Colombia, además explican la simulación de descargas a tierra a través del método de Montecarlo, entre otros conceptos referentes a la optimización de las líneas ante descargas atmosféricas.
- **“Single-Phase, Multiphase, and Multiple-Circuit Lightning Flashovers of Transmission Lines”**, [3]: Este documento presenta un método implementado por la “General Electric”, en el cual evalúan el comportamiento de las líneas de transmisión ante descargas atmosféricas empleando un programa llamado “MULTI-FLASH”. Este tiene en cuenta las fallas causadas por flameo inverso, en la que se

usan unas tablas de secuencia para reconocer que fases fallarán primero. Además, evalúa las fallas por apantallamiento empleando el método electrogeométrico.

- **Protección contra rayos**, [4]: Libro escrito por el profesor Horacio Torres, en él se consultó la física del rayo y sus parámetros, encontrando ecuaciones empleadas posteriormente en la herramienta computacional, como es el caso de las diferentes densidades de descargas a tierra (DDT) utilizadas en diversas partes del mundo.
- **“Transmission Line Reference Book, segunda edición”**, [5]: Este libro contiene todo lo referente a alta tensión, en él se consultó el capítulo 12 que contiene toda la información acerca del método de los dos puntos el cual evalúa el comportamiento ante descargas atmosféricas en líneas de transmisión. Gran parte del algoritmo de la herramienta computacional APELT se basa en la fundamentación teórica de este libro.
- **“Transmission Line Reference Book, tercera edición”**, [6]: Con esta edición se verificaron las formulas recopiladas de textos de años anteriores, tomando sus actualizaciones. Además se encontraron nuevas fórmulas para implementar en el método de los dos puntos, como por ejemplo la impedancia de la torre para un tipo de estructura llamada “Waist” que se explicará con más detalle en la sección 2.2.16.

1.2 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES SIMILARES

Entre los principales desarrollos realizados para evaluar el sistema de apantallamiento en líneas de transmisión se encuentran “FLASH”, “MULTIFLASH” y “T-FLASH”. El primero es una herramienta de uso libre creada por el IEEE y que cuenta con varias versiones. Y los otros dos son programas desarrollados por el “EPRI”, de uso exclusivo para ellos.

El programa “FLASH” creado en la década de los 80 y desarrollado en “FORTRAN” por petición del grupo de trabajo de la IEEE, responsable del desarrollo del estándar IEEE-1243. En este programa se implementa el método original de John Anderson publicado en el libro rojo del “EPRI”. Este estima fallas en el apantallamiento y tasas de flameo inverso junto con el ángulo de apantallamiento perfecto requerido para la línea. Incorpora también un análisis simplificado de onda viajera con ajustes para la impedancia característica de la torre, características de la puesta a tierra, efecto corona y otros efectos importantes. Con énfasis en la tasa de incidencia de impactos y el modelo electrogeométrico [7]. “FLASH” sin embargo, no consideraba fallas en el apantallamiento ni sus efectos en el flameo inverso por impactos subsecuentes al primero; esta limitación puede ser abordada al asumir, con un pequeño error, que todas las fallas por apantallamiento resultan en flameos [6].

Con el tiempo “FLASH” se actualiza de “FORTRAN” a “BASIC” compatible con “DOS” en el que se mantiene hasta la versión 1.7 del programa y más tarde se pasa a C en su versión 1.8 (2001). En esta versión cuenta con la posibilidad de ejecutarse desde la línea de comandos y con una hoja de cálculo de Excel como interfaz, solo para Windows [8]. El ingreso de la hoja de Excel como interfaz se debe, a que trabajar con “FLASH” a través de línea de comandos como se hace hasta su versión 1.7 es algo ineficiente, ya que se maneja por teclado partiendo por el menú inicial, desde el cual se elige que acción del programa realizar. Presenta un gran inconveniente en la entrada de datos, la cual se divide en 5 pantallas. El programa las recorre una tras otra sin posibilidad de devolverse, y en caso de haber cometido un error hay que seguir hasta terminar la entrada de datos y volver al menú principal, en donde hay que elegir la opción 4 “Modify EXISTING DATA” y recorrer las pantallas de entrada de datos hasta ubicar el error, corregirlo y seguir hasta terminar la corrección del ingreso de datos y regresar al menú principal.

La última versión basada en el libro rojo del “EPRI” de “FLASH” es la 1.9 (2007). Puesto que “FLASH” se utiliza tanto para líneas de transmisión como de distribución., los dos grupos de trabajo del IEEE se unieron para desarrollar “FLASH 2.0” con el fin de abarcar ambos campos de trabajo. Esta última versión es de código abierto, disponible bajo la nueva

licencia “BSD” alojado en “SourceForge” y esta implementada en Excel [7]. “FLASH 2.05” es la última versión (2013) y es descrita como capaz de estimar las tasas de flameo por descargas atmosféricas en líneas de transmisión y distribución aéreas acorde a los estándares IEEE-1234 y 1410. [8] Esta no cuenta con la documentación apropiada, no se encuentra un manual de usuario o un video-tutorial que sirvan de ejemplo para usar el programa. Tan solo hay una breve información sobre la utilidad de cada hoja e instrucciones para ejecutar Excel en el “readme” que viene con el programa.

Volviendo a la década de los 80, el “EPRI” desarrollo “MultiFlash” en “FORTRAN 77” un programa que expande el método del libro rojo para incluir líneas de transmisión con un máximo de 12 fases AC, DC o combinación de ambas [3]. En los 90, “EPRI” liberó otro programa llamado “TFlash” que incorpora una simulación numérica de onda viajera para manejar la presencia de DPS en las líneas, principalmente en las de distribución. Ambos programas solo están disponibles para miembros del “EPRI”. [7]

En Australia (2007) un grupo de investigadores evaluaron el desempeño de las líneas de transmisión ante las descargas atmosféricas empleando “FLASH” en su versión 1.81, el “TFlahs” y el “PCFLASH”, este último escrito por el “PTI” (Power Technology Incorporated) y modificado por “Powerlink Queensland” [9]. Los investigadores desarrollaron una GUI más amigable para “FLASH 1.81” y concluyeron que los cálculos realizados por los 3 programas son similares con diferencias para las líneas con un solo cable de guarda, puesto que “FLASH” solo puede hacer cálculos para líneas con 2 cables de guarda [9].

1.3 MÉTODO PARA EVALUAR EL APANTALLAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS

El procedimiento empleado para evaluar el comportamiento ante descargas atmosféricas en las líneas de transmisión, es “El método de los dos puntos”, propuesto por [5]. Este es sistematizado en la herramienta APELT.

“El método de los dos puntos” es un método semiestadístico, ya que tiene en cuenta la variación probabilística de la magnitud de la corriente de retorno del líder, [10] . Este procedimiento lleva su nombre debido al número de veces en que examina la posible ruptura dieléctrica del aislamiento ante una sobretensión. Además es sistemático y posee un rango de complejidad medio en sus cálculos.

El método se divide en dos secciones principales. Una de ellas es la encargada de calcular la cantidad de fallas por apantallamiento en la línea por 100 km en un año, además obtiene el ángulo de apantallamiento efectivo en caso de estar en una etapa de diseño de la línea de transmisión y así evitar las fallas provocadas por descargas atmosféricas sobre las fases. El segundo método requiere de cálculos más complejos, en este se determina el total de flameos inversos por 100 km en un año, analizando el comportamiento de la línea para dos puntos de tiempo de la onda incidente. Al complementar estas dos secciones se obtiene el total de fallas por apantallamiento en la línea.

1.4 ELECCIÓN DEL ENTORNO DE PROGRAMACIÓN.

Para elegir el entorno de programación hay que tener en cuenta las características que se quieren en APELT, estas son que sea una interfaz fácil de manipular y que su tiempo de procesamiento sea rápido, esto puede cumplirse con varios entornos como “MATLAB”, “PITON”, “Visual Basic Application”, entre otros. Pero además en este entorno de programación se debe implementar el “Método de los dos puntos”, el cual se basa principalmente en la resolución de fórmulas y la interpretación de gráficas. Estos últimos requerimientos se facilitan usando “Visual Basic Application” debido a la ayuda de las hojas y las funciones nativas de Excel en el momento de la interpretación de gráficas.

Al seleccionar el método, se decidió que el entorno de programación que más facilitaba el desarrollo del algoritmo y se ajustaba a los requerimientos era “Visual Basic Applications (VBA)”, este se implementó en Excel.

Las ecuaciones y rutinas del método de los dos puntos se desarrollaron en VBA gracias al uso de las hojas de cálculo de Excel y la creación de macros, mientras la interfaz gráfica se creó por medio de formularios. Las principales ventajas de este lenguaje de programación es que posee una curva de aprendizaje rápida y además es muy popular, por lo cual es fácil encontrar soporte a dudas o problemas.

VBA (Visual Basic Applications) es un lenguaje creado por Microsoft, este tiene características similares a Visual Basic, en si es un subconjunto casi completo de este, con la diferencia en que solo puede desarrollar sus aplicaciones dentro de Microsoft office, de ahí el último término “Application”. Viene integrado en aplicaciones de office como Word, Excel, PowerPoint y Access. Los programas creados en VBA no se pueden compilar separadamente del documento de office en que fueron creados. En este lenguaje se pueden programar macros encargadas de hacer cálculos repetitivos y además cuenta con un entorno grafico llamado “Userform” o “Formularios”, en él se programa una interfaz amigable al usuario por medio de botones, ventanas, casillas desplegadas, etc. [11].

2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DEL MÉTODO DE LOS DOS PUNTOS.

En este capítulo se explican cada uno de los parámetros utilizados por el “Método de los dos puntos”, pero antes de esto se presenta una sección donde se abarcan las características principales de la descarga atmosférica.

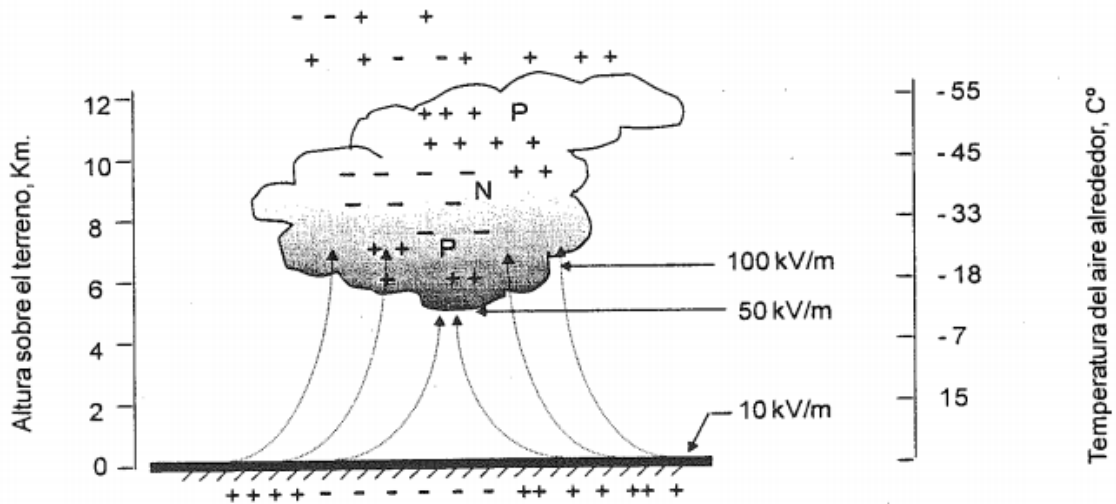
2.1 INTRODUCCIÓN A LA FÍSICA DEL RAYO.

En el siglo XVIII Benjamín Franklin empezó a estudiar el fenómeno del rayo, siendo este el primero en hacer un estudio formal de la descarga atmosférica, demostrando mediante la Garita del centinela que las nubes contenían electricidad, indicando que ellas se encontraban cargadas negativamente y en ocasiones positivamente [4].

Dos siglos después el físico inglés Charles Thomson Rees Wilson fue el primero en efectuar mediciones de campo eléctrico, y tras realizar observaciones de tormentas a cierta distancia, concluyó que la estructura básica de una nube de tormenta era la de un dipolo positivo. En esa misma época, el inglés Simpson, midiendo la carga de la lluvia producida por nubes de tormenta, llegó a la conclusión opuesta, diciendo que la estructura de una nube de tormenta era un dipolo negativo. Estos dos científicos realizaron mediciones con escasos equipos y desde un solo punto, lo que no basta para justificar sus teorías [4].

Cuatro décadas después de las observación de Simpson y Wilson, investigadores como Malan y Schonland, establecieron que la estructura básica de las nubes de tormenta, no es bipolar, sino tripolar. Estableciendo que hay una región de carga negativa N en el centro en forma de torta, una región de carga positiva P encima y debajo de ella, como se observa a continuación [4].

Figura 1. Distribución de carga en la nube de tormenta



Fuente: TORRES SANCHEZ, Horacio. Protección contra rayos. Bogota: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC, 2008.

Los campos eléctricos más intensos de la nube de tormenta se encuentran en las fronteras superior e inferior de la capa principal de carga negativa. A la fecha el modelo tripolar de la nube sigue siendo aceptado por la mayoría de los investigadores en la física del rayo.

Estas descargas atmosféricas o rayos, son definidos como transferencias de carga eléctrica que generan altas corrientes, transformando energía eléctrica en energía lumínica (relámpago) y energía audible (trueno). De acuerdo con la dirección de transferencia de carga, existen 5 tipos de rayos conocidos [4]:

1. Dentro de la nube.
2. Entre nubes.
3. Entre nube y la ionosfera
4. Entre nube y aire
5. Entre nube y tierra o entre tierra y nube.

Probablemente el 75 % de las descargas atmosféricas, no involucran la tierra, por tanto tan solo el 25 % corresponde a descargas que incluyen la tierra. Aunque el tipo de descargas dentro de la nube es el más frecuente (alrededor del 50 %), las descargas nube-tierra o tierra-

nube son las de mayor estudio, ya que son las causantes de daños a equipos eléctricos o personas [4].

Las descargas eléctricas atmosféricas nube-tierra de polaridad negativa son las de mayor cantidad de registros y de este modo las más estudiadas. A continuación se muestran las 7 etapas aceptadas por la comunidad científica internacional del proceso de formación de la descarga atmosférica negativa [4]:

1. Encendido de la descarga: se recombinan las cargas en la base de la nube, debido a la presencia de altos campos eléctricos, en esta parte de la nube se forma un canal de cargas negativas y aire libre de cargas, en este momento comienza a desarrollarse el líder escalonado.
2. Líder escalonado: Este aparece en la región de encendido de la descarga, generando variaciones considerables del campo eléctrico, está compuesto por un núcleo de plasma altamente conductivo, este núcleo está rodeado de una envoltura corona de varios metros de diámetro, donde se halla depositada la carga del líder. Se llama escalonado ya que este desciende a tierra en pasos y en forma de zig-zag.
3. Proceso de enlace: Al acercarse el líder escalonado a tierra, el campo eléctrico en estructuras cercanas se incrementa debido a la inducción, especialmente sobre puntas, esquinas y protuberancias. Esto puede producir la formación de líderes ascendentes de conexión que se propagan a través del aire para interceptar al líder descendente y completar el proceso de enlace. La formación del líder ascendente no asegura que el impacto ocurrirá sobre ese punto, pero sí indica los puntos con mayor probabilidad en los que puede ocurrir la descarga.
4. Primera descarga de retorno: esta se define como una onda de campo eléctrico que asciende por el canal del líder escalonado, alcanzando, en la mayoría de los casos a penetrar en la base de la nube, esta es la fase con mayor corriente y más energética

del rayo. Cuando a unas decenas de metros sobre la tierra, una descarga ascendente hace contacto con el líder escalonado que desciende haciendo que este quede al potencial de tierra y se presente lo que se conoce como la primera descarga de retorno, quedando el camino nube-tierra totalmente ionizado.

Estas etapas anteriores determinan la conexión entre el líder descendente del rayo con tierra o con alguna estructura, las últimas etapas mostradas a continuación no se tienen en cuenta para el desarrollo de este proyecto:

5. Procesos K y J.
6. Líder dardo.
7. Descargas subsecuentes.

Algunos parámetros establecidos por diferentes investigadores en el fenómeno de la descarga atmosférica se muestran a continuación [4]:

1. De incidencia:
 - Nivel Cerámico: Número de días tormentosos al año.
 - Densidad de Descargas a tierra: Número de rayos por kilómetro cuadrado al año.
 - Polaridad: Positiva o negativa.
 - Multiplicidad: Número de descargas individuales por cada descarga.
 - Duración: En milisegundos. Duración total del rayo o intervalo entre descargas individuales.
2. Amplitud de corriente de retorno de rayo: En Ka, referenciada frecuentemente como el parámetro más importante para aplicaciones de ingeniería.
3. Carga: En Culombios. Total de la primera descarga y descargas subsecuentes.
4. Energía: En [kJ].
5. Forma del impulso de la corriente de rayo: kA/ μ s. En la que se tienen en cuenta las características dependientes del tiempo, con énfasis en las características de la rata de ascenso de la corriente del rayo.

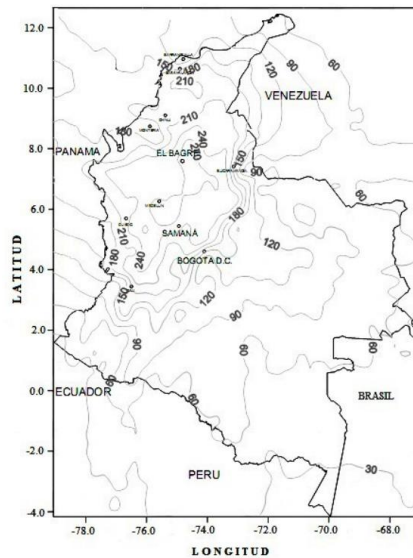
2.2 PARAMETROS DEL MÉTODO DE LOS DOS PUNTOS

En el “Método de los dos puntos” hay que tener en cuenta varios parámetros de la línea. Algunos obtenidos empíricamente, mientras que otros de forma analítica, ya con estos se procede a desarrollar las dos secciones principales del método, el cálculo de fallas por flameo inverso y el cálculo de fallas usando el modelo electrogeométrico. Esta sección muestra la manera de obtener los diferentes parámetros para la ejecución del método.

2.2.1 Nivel ceráunico. Hacia finales del siglo XIX se comenzaron a elaborar mapas donde, mediante líneas, se conectaban sitios en los cuales el primer trueno de una tormenta era oído. Estas líneas se llamaron líneas de igual número de truenos. El termino isoceráunico se comenzó a usar hacia 1920 y se refería a una línea o isograma de igual frecuencia de días tormentosos, estas líneas abarcan un radio de 15 km a la redonda que es la distancia máxima audible de un rayo normal [4]. El nivel ceráunico se define como el número de días en un año en los cuales por lo menos se escucha un trueno.

En la siguiente figura se presenta el mapa de niveles isoceráunicos para Colombia.

Figura 2. Mapa niveles Isoceráunicos de Colombia.



Fuente: TORRES SANCHEZ, Horacio. Norma técnica Colombiana de protección contra rayos filosofía y resultados. Seminario internacional seguridad, riesgo, calidad y protecciones eléctricas, Medellín, 2006.

Si se requiere el nivel cerámico de un punto específico fuera de las líneas isocerámicas, este se determina calculando el promedio entre las líneas isocerámicas adyacentes.

2.2.2 Densidad de descargas a tierra (DDT). Es el número de rayos por kilómetro cuadrado en un año. Este parámetro se puede obtenerse por medio de mediciones o calcularse por medio de una aproximación dependiente del nivel cerámico (NC). La Tabla 1 resume las relaciones empíricas entre el nivel cerámico y la densidad de descargas a tierra propuestas por diversos investigadores para diferentes partes del mundo [4]:

Tabla 1. Densidad de descargas a tierra para diferentes regiones

Autor	Ecuación propuesta
Eriksson/Potgieter, Southafrica	$0,053 * (NC^{1,17})$
Anderson/Eriksson, CIGRE	$0,04 * (NC^{1,25})$
Strinfellow, U.K	$0,0026 * (NC^{1,9})$
Muller/Hillebrand, Sweden	$0,004 * (NC^2)$
Brown/Whitehead/Golde. USA	$0,15 * (NC)$
CIGRE	$0,023 * (NC^{1,3})$
Kolokolov/Paulova/Russia	$0,036 * (NC^{1,3})$
Aiya, India	$0,1 * (NC)$
Andersion/Jenner	$0,14 * (NC)$
Horn/Ramsey, USA	$0,11 * (NC)$
Horn/Ramsey, USA	$0,17 * (NC)$
Brooks/Temperate	$0,19 * (NC)$
Brooks/Tropical	$0,13 * (NC)$
New Guinea	$0,01 * (NC)$
De la Rosa, Montaña, Mexico	$0,024 * (NC^{1,12})$
Dinitz/M.G, Brazil	$0,03 * (NC^{1,12})$
H. Torres, PAAS, Colombia	$0,0017 * (NC^{1,56})$

2.2.3 Número de líderes. Un rayo puede contener varios líderes, estos son de corta duración y picos de corriente altos que viajan sucesivamente a la tierra por el canal abierto por el primer líder. Cerca del 55 % de todos los rayos contienen más de un líder y el número medio de líderes por rayo es 3. Como el líder inicial es el de mayor potencia, el método de los dos puntos supone que el número de líderes es de uno por rayo [5].

2.2.4 Polaridad. En los ensayos presentados en [12], por medio de la generación de descargas atmosféricas empleando la técnica del cohete, se llegó a determinar que cerca del 90% de los rayos inducidos por esta técnica presentan una polaridad de corriente negativa. Por esta razón se supone una polaridad negativa del líder [5].

2.2.5 Distribución de amplitud. Las magnitudes de las corrientes de los líderes se describen en términos probabilísticos.

Las gráficas obtenidas por medidas en campo indican que la corriente inicial de un líder es alta, con una pendiente bien pronunciada y un tiempo pequeño de frente de onda. Después, esta magnitud disminuye y perdura durante un tiempo apreciable [5].

Popolansky elaboró una curva de distribución normal con una corriente media de 25 kA y desviación estándar de 0,39. De igual manera Anderson y Erikson elaboraron una curva con una corriente media de 31 kA y una desviación de 0,3 [5].

Las respectivas aproximaciones son:

Popolansky:

$$P = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{25}\right)^2} * 100\% \quad 2-1$$

Anderson y Erikson:

$$P = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2,6}} * 100\% \quad 2-2$$

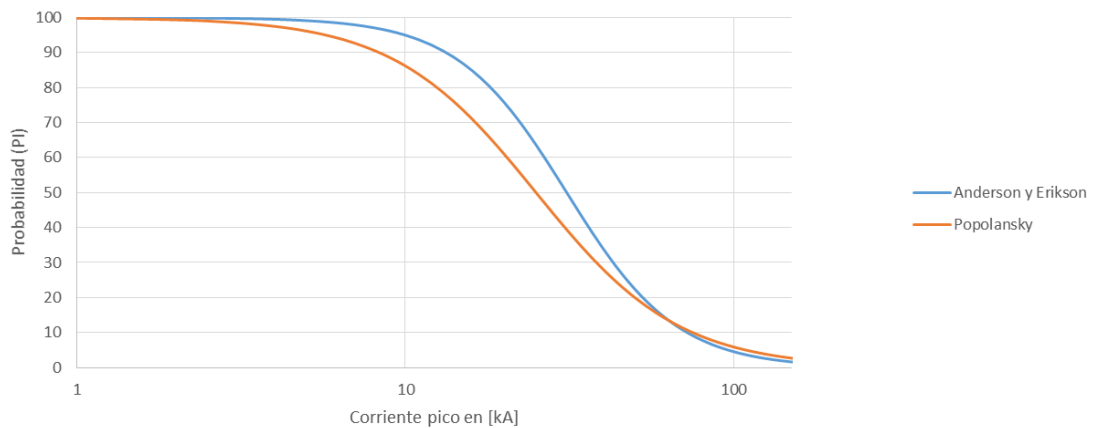
Donde:

P: Probabilidad que la corriente *I* sea excedida

I: Corriente pico de retorno en [kA]

De esta forma se obtuvieron las curvas logarítmicas de distribución de amplitudes pico de las corrientes producidas por descargas atmosféricas [5] mostradas en la Figura 3:

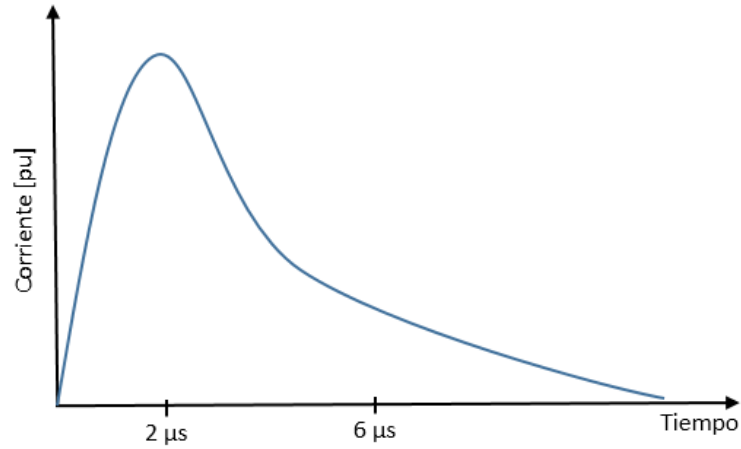
Figura 3. Distribución de frecuencia para las amplitudes de corriente pico.



La distribución de corrientes pico empleada en este proyecto es la de Anderson y Erikson.

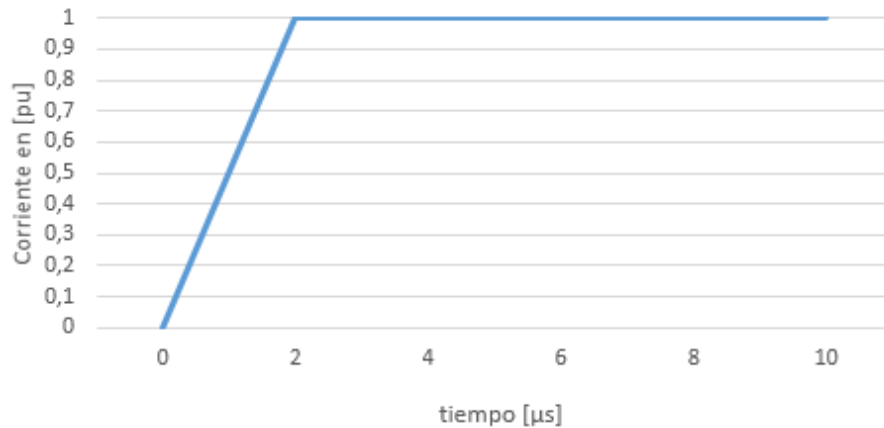
2.2.6 Forma de onda del líder. Para analizar el comportamiento de la línea de transmisión frente a descargas atmosféricas, es necesario seleccionar una forma de onda para simular el rayo. La corriente inicial de un líder es alta, con una pendiente bien pronunciada y un tiempo pequeño de frente de onda, después, esta magnitud disminuye y perdura durante un tiempo apreciable, como se muestra a continuación:

Figura 4. Forma de onda del líder



Al aproximar las medidas de descargas atmosféricas realizadas en campo por medio de una función rampa en las cercanías de la cresta [5], se obtiene una figura como la siguiente:

Figura 5. Modelo usado para la simulación de la descarga atmosférica.



La selección de 2 [μs] como tiempo de frente de onda se explicara a continuación.

2.2.7 Selección del tiempo de frente de onda. La función de probabilidad de exceder un determinado frente de onda o $\frac{dl}{dt}$ del primer líder de polaridad negativa, obtenida a partir de 75 registros hechos por Anderson y Erikson [5], viene dada por la siguiente aproximación.

$$P_{dl} = \frac{1}{1 + \left(\frac{dI}{dt}\right)^4} * 100$$

2-3

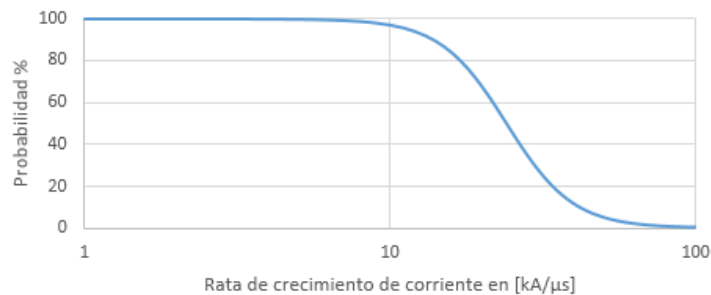
Donde:

P_{dl} : Probabilidad de que un determinado frente de onda sea excedido, %

$\frac{dI}{dt}$: Rata de crecimiento de la amplitud de la corriente del lider en $\left[\frac{kA}{\mu s}\right]$

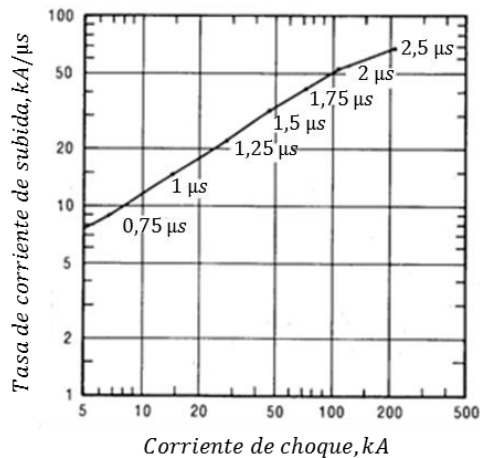
La Figura 6 indica esta distribución de probabilidad:

Figura 6. Distribución de frecuencia para las ratas de crecimiento de la amplitud de corriente en cercanías de su pico.



Ahora en la Figura 7 se muestra el comportamiento de la rata de crecimiento en relación con la amplitud de la corriente del líder [5].

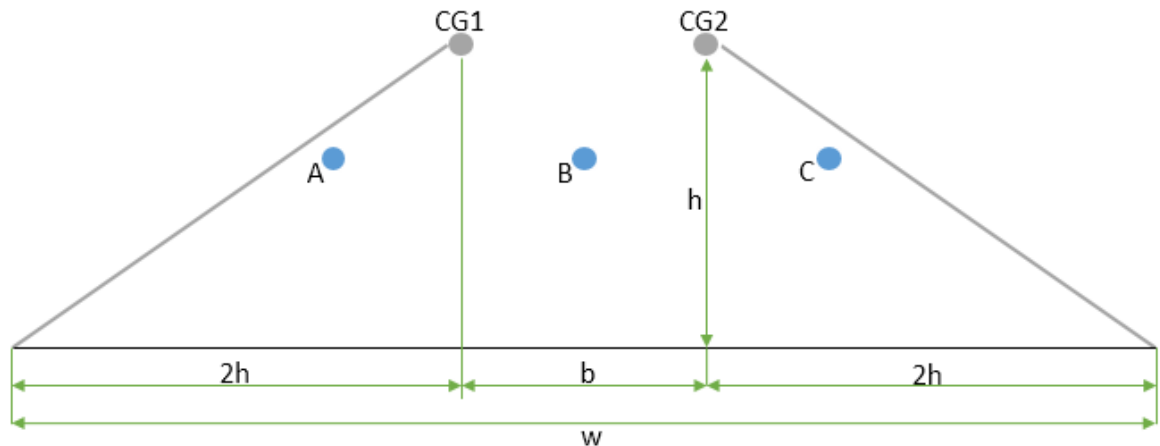
Figura 7. Relación requerida entre corriente de cresta, tasa de aumento frontal y tiempo de cresta de una función rampa de corriente de impacto para reunir los requerimientos de probabilidad.



Las corrientes de los líderes que más afectan el aislamiento en las líneas de transmisión están entre 50 y 200 kA, [5]. De acuerdo con esto, estas corrientes están entre 1,5 y 2,5 [μ s] de tiempo de frente de onda según la Figura 7, Por este motivo se elige un tiempo de frente de onda de 2 [μ s] que es un valor intermedio en el rango considerado.

2.2.8 Sombra eléctrica. Toda línea de transmisión aérea de alta y extra-alta tensión, está conformada por cables de guarda en su parte superior que van aterrizados. Del mismo modo las estructuras están conectadas directamente a tierra y a los cables de guarda, esto provoca que la tierra se traslade a un plano superior a lo largo del recorrido de la línea, ocasionando que todas las descargas que terminaban en la tierra física en este trayecto, terminen en la línea de transmisión. A esto se le conoce como sombra eléctrica, los rayos que caen en esta zona golpean la línea en vez del suelo. La siguiente figura representa el ancho de la sombra eléctrica (w) para una línea con 2 cables de guarda.

Figura 8. Sombra eléctrica (w)



Como se observa en la Figura 8 la sombra eléctrica está vinculada con la altura de los cables de guarda, esta altura no es la altura en la torre, se refiere a la altura promedio del cable de guarda en el recorrido de la línea, esta es. [3]:

$$h = h_g - \left[\frac{2}{3} * (h_g - h_{gw}) \right] \quad 2-4$$

Donde:

h : *Altura media del cable de guarda sobre la línea en [m]*

h_g : *Altura del cable de guarda en la torre en [m]*

h_{gw} : *Altura del cable de guarda en la mitad del vano en [m]*

O también puede expresarse como:

$$h = h_g - \left[\frac{2}{3} * f_g \right] \quad 2-5$$

Donde:

f_g : *Flecha del cable de guarda en [m]*

Esta ecuación funciona igual para calcular la altura media de cualquier fase, tomando los valores de la altura de la fase en la torre, en la mitad del vano y la flecha de esta.

Además de la altura del cable de guarda, la sombra eléctrica está relacionada con la distancia de separación entre los cables de guarda (b), en el caso en que haya uno solo se toma como cero (0).

Por último, la sombra eléctrica se determina como. [3]:

$$w = b + 4h \quad 2-6$$

Donde:

w : *Ancho de la sombra eléctrica*

b : *Distancia entre los cables de guarda*

Al involucrar la correlación con los datos magnéticos el ancho de la sombra eléctrica se convierte en. [2]:

$$w = b + 28h^{0,6} \quad 2-7$$

Hay que tener en cuenta que esta aproximación de sombra eléctrica no tiene en cuenta que la línea pase por un terreno boscoso, en donde se alteraría el valor de la altura promedio (h). No se encuentra en la literatura como se altera, con precisión el valor de la altura promedio (h).

2.2.9 Descargas totales a la línea. Las descargas que golpean la línea son proporcionales a la densidad de descargas a tierra (DDT) y a la sombra eléctrica, por tanto estas dos aproximaciones se combinan para obtener. [5]:

$$N_L = \frac{DDT}{10} * (b + 28h^{0,6}) \quad 2-8$$

Donde:

N_L = Número de rayos a la línea por 100 km en un año; $\left[\frac{\text{descarga}}{\text{km}^2\text{-año}} \right]$

DDT: Especificado a partir de la aproximación seleccionada de la Tabla 1

Las torres, por tener una buena altura y estar construidas de un material conductor, tienden a atraer más los rayos que los cables de guarda. Por esta razón se supone que cuando un rayo cae sobre la sombra eléctrica el 60% impactan sobre las torres y el 40% sobre los cables de guarda, de esta forma. [5]:

$$N_T = 0,6 * (N_L - N_S) \quad 2-9$$

Donde:

N_T : Número de rayos que impactan la torre en 100 $\frac{\text{km}}{\text{año}}$

N_S : Número de rayos causantes de fallas de apantallamiento en 100 $\frac{\text{km}}{\text{año}}$

2.2.10 Aproximación para la tensión de flameo en un aislador. La tensión de flameo o tensión del 50% para un aislador se define como. [6]:

$$V_{50\%} = \left[400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right] * L \quad 2-10$$

Donde:

$V_{50\%}$ = Tensión de flameo en kV

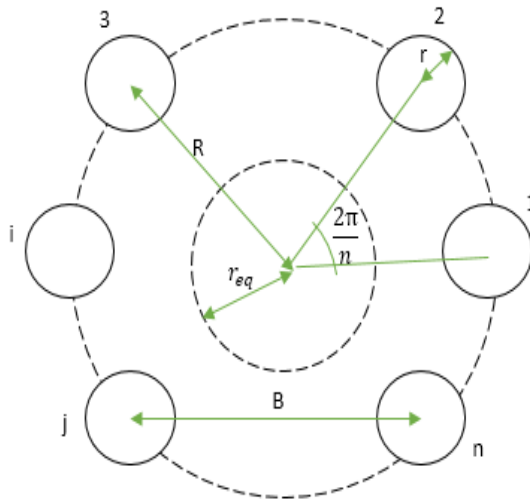
t = tiempo de flameo en μs

L = longitud de la cadena de aisladores en metros

Tan pronto como la tensión en el aislador exceda el valor de la ecuación 2-10, se asume que ocurrirá flameo.

2.2.11 Radio equivalente del haz de conductores. La distribución geométrica de una fase con “n” conductores en haz se presenta en la siguiente figura:

Figura 9. Distribución geométrica de una fase con “n” conductores en el haz.



El radio equivalente para esta fase se define de la siguiente manera. [13]:

$$R_{eq} = R * \left(\frac{n * r}{R} \right)^{\frac{1}{n}} \quad 2-11$$

Donde:

r: Radio de cada conductor de fase

n: Número de conductores en el haz

R: Radio geométrico del haz

R_{eq}: Radio equivalente de la fase

El radio geométrico del haz viene definido por. [13]:

$$R = \frac{B}{2 * \text{Sen} \left(\frac{\pi}{n} \right)} \quad 2-12$$

Donde:

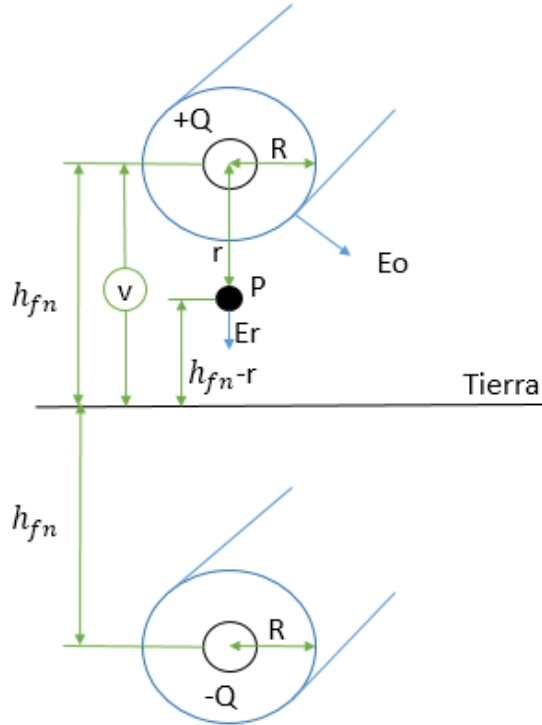
B: Separación entre dos conductores consecutivos en el haz de una fase.

n: Cantidad de conductores en el haz

2.2.12 Radio corona de un conductor. La magnitud del impulso de corriente a través de los cables de guarda o las fases debido a la descarga atmosférica causa una ionización del aire, haciendo que este conduzca algunos electrones que normalmente transitan por el conductor. Este fenómeno se conoce como efecto corona.

Para deducir el radio corona en un conductor, se asume un cilindro simétrico alrededor del conductor (en el cual el aire se ioniza) hasta alcanzar un gradiente crítico de 1500 kV/m. [10]

Figura 10. Modelo del conductor y su imagen bajo corona.



En la Figura 10 se observa que al aplicar la tensión “V” aparece una carga “Q” alrededor del conductor. Al aplicar la ley de Gauss.

$$Q = 2\pi * r * E_r * \epsilon \quad 2-13$$

Donde:

Q : Carga ligada por corona $\left[\frac{\text{Coulomb}}{m}\right]$

r : Distancia al punto P [m]

ϵ : Permitividad

E_r : Gradiente de potencial en P $\left[\frac{kV}{m}\right]$

En el punto P, el gradiente total debido al conductor y su imagen es:

$$E_r = \frac{Q}{2\pi * \epsilon} * \left[\frac{1}{r} + \frac{1}{2h_{fn} - r} \right] \quad 2-14$$

Integrando desde $r = h$ hasta $r = R$ y si $h_{fn} \gg R$, se obtiene la tensión “V”:

$$V = \frac{Q}{2\pi * \epsilon} * \ln\left(\frac{2h_{fn}}{R}\right) \quad 2-15$$

Donde:

V : Tensión impulso aplicada en 6 μs

Ahora, la carga total es:

$$Q = 2\pi * R * E_o * \epsilon \quad 2-16$$

Donde:

R : Radio total de la aureola corona en [m]

E_o : Gradiente critico; 1500 $\left[\frac{kV}{m}\right]$

El “Gradiente crítico” se define como el gradiente limitante bajo el cual la envoltura corona no puede crecer más.

Sustituyendo la ecuación 2-16 en la ecuación 2-15 de tensión, se obtiene:

$$R * \ln\left(\frac{2h_{fn}}{R}\right) = \frac{V_{6\mu s}}{E_o} \quad 2-17$$

Donde:

R : Radio total de la aureola corona en [m]

V : Tensión de flameo en kV en 6 μs

h_{fn} : Altura media del conductor ecuación 2-4

Ahora el radio total corona es la suma del radio total de la aureola corona más el radio equivalente del haz de conductores:

$$R_C = R + R_{eq} \quad 2-18$$

Donde:

R_C : Radio total corona en [m]

2.2.13 Impedancia impulso de los conductores. Se llama impedancia impulso por ser dependiente de la forma de onda de los impulsos de corriente. McCann obtuvo una aproximación para la impedancia impulso de los conductores por medio de sus trabajos sobre los factores de acople vinculados con el efecto corona. La impedancia impulso de un solo conductor sin tener en cuenta el efecto corona está dada por. [5]:

$$Z_{nn} = 60 * \ln \frac{2h_{fn}}{R_{eq}} \quad 2-19$$

Donde:

Z_{nn} = Impedancia impulso del conductor n de fase en $[\Omega]$

Al tener en cuenta el efecto corona toma la forma:

$$Z_{nn} = 60 * \sqrt{\ln \left(\frac{2h_{fn}}{R_{eq}} \right) * \ln \left(\frac{2h_{fn}}{R_c} \right)} \quad 2-20$$

Donde:

Z_{nn} = Impedancia impulso bajo el efecto corona de un conductor de fase equivalente $[\Omega]$

2.2.14 Impedancia impulso combinada de los alambres de guarda. Al golpear el líder el tope de la torre, la corriente se divide en dos partes, una va directamente a tierra a través de la torre y la otra parte se distribuye a ambos lados por los cables de guarda. Despreciando la influencia de los conductores de fase, la impedancia mutua entre los cables de guarda viene dada por. [5]:

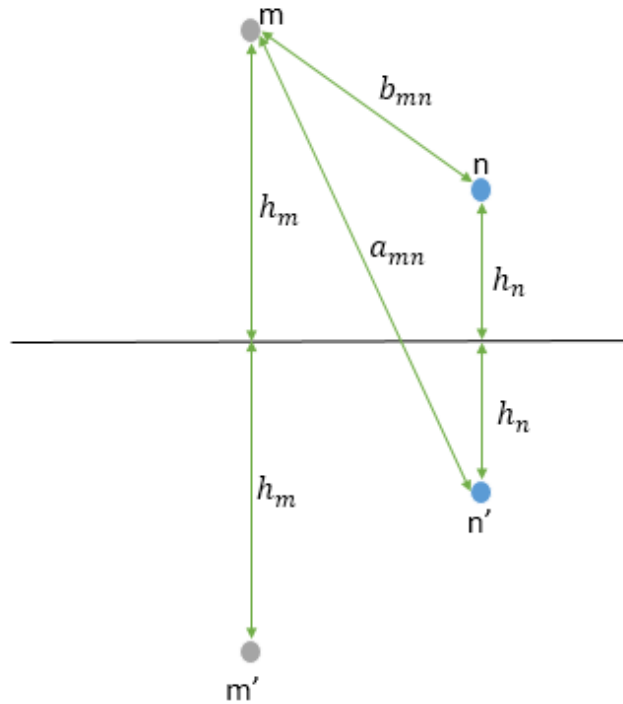
$$Z_{mn} = 60 * \ln \left(\frac{a_{mn}}{b_{mn}} \right) \quad 2-21$$

Donde:

Z_{mn} : Impedancia impulso mutua entre el cable de guarda m y el conductor de fase n en $[\Omega]$

Los coeficientes a_{mn} y b_{mn} se definen en la siguiente figura:

Figura 11. Definición geométrica de los coeficientes a_{mn} y b_{mn} .



Donde m' y n' son las imágenes de los conductores. Para un cable de guarda la impedancia impulso combinada es:

$$Z_S = Z_{11} \quad 2-22$$

Mientras para dos cables de guarda se convierte en:

$$Z_S = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2} \quad 2-23$$

Donde Z_{11} y Z_{12} se obtienen a partir de la ecuación 2-20 y 2-21 respectivamente.

2.2.15 Factores de acoplamiento. Al fluir la corriente del rayo a través del cable de guarda se inducen tensiones sobre los conductores de fase, denominadas tensiones de acople. La relación entre la tensión de acople inducida y la tensión en la parte superior de la torre se conoce como factor de acoplamiento. De esta manera entre mayor sea el factor de acoplamiento, menor será la tensión impulso a través del aislamiento de la fase respectiva.

[14]

Factor de acople para cada fase, para 2 cables de guarda:

$$k_n = \frac{Z_{n1} + Z_{n2}}{Z_{11} + Z_{12}} \quad 2-24$$

Para un cable de guarda:

$$k_n = \frac{Z_{n1}}{Z_{11}} \quad 2-25$$

Donde:

k_n : Factor de acople

Z_{n1} : Impedancia mutua cable de guarda 1 – conductor de la fase n.

Z_{n2} : Impedancia mutua cable de guarda 2 – conductor de la fase n.

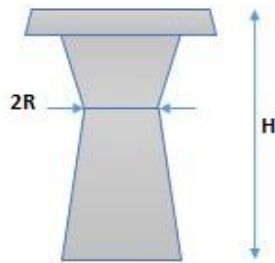
Z_{11} = Impedancia impulso bajo el efecto corona para el cable de guarda [Ω]

Z_{12} : Impedancia impulso mutua entre los cables de guarda 1 y 2 en [Ω]

2.2.16 Impedancia impulso en la estructura. Debido a que la impedancia impulso depende en gran parte de la forma geométrica de la torre, se asumen los siguientes modelos con sus respectivas ecuaciones. [5]:

- Cilíndrica:

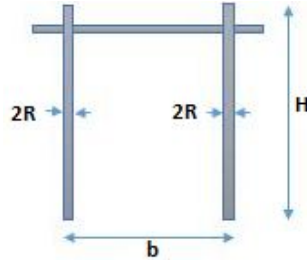
Figura 12. Representación gráfica para el modelo de torre cilíndrica.



$$Z_T = 60 * \left(\ln \frac{2\sqrt{2} * H}{R} - 1 \right) \quad 2-26$$

- En H:

Figura 13. Representación gráfica del modelo de torre en H.



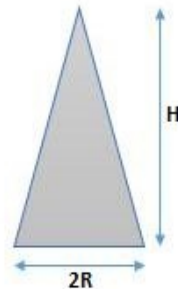
$$Z_T = \frac{1}{2} * (Z_s + Z_m) \quad 2-27$$

$$Z_s = 60 * \ln\left(\frac{H}{R}\right) + 90 * \ln\left(\frac{R}{H}\right) - 60 \quad 2-28$$

$$Z_m = 60 * \ln\left(\frac{H}{b}\right) + 90 * \ln\left(\frac{b}{H}\right) - 60 \quad 2-29$$

- Cónica:

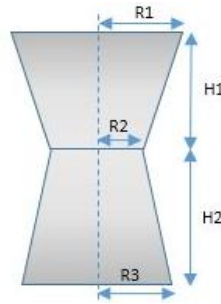
Figura 14. Representación gráfica del modelo de torre cónica.



$$Z_T = 30 * \ln\left[\frac{2(H^2 + R^2)}{R^2}\right] \quad 2-30$$

- Waist: Este tipo de configuración no está incluida en [5], pero los autores la tienen en cuenta en forma de actualización, tomada de [6].

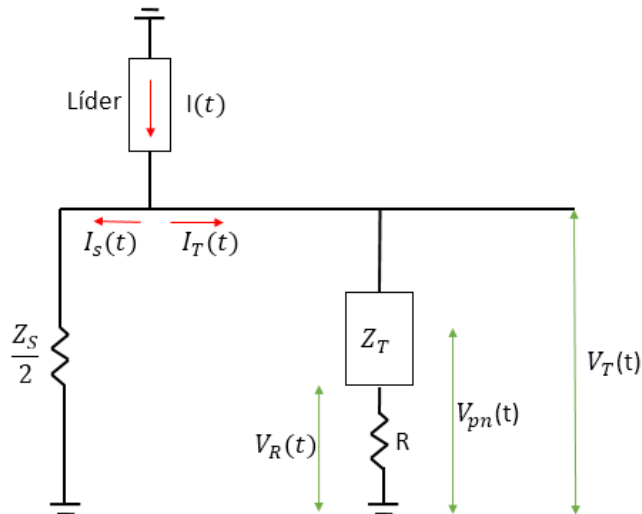
Figura 15. Representación gráfica del modelo de torre waist.



$$Z_T = 60 * \ln \left(\cot \left[\frac{1}{2} * \tan^{-1} \frac{R_1 H_2 + R_2 (H_1 + H_2) + R_3 H_1}{(H_1 + H_2)^2} \right] \right) \quad 2-31$$

2.2.17 Tensión en lo alto de la torre. Es la tensión inducida por la descarga atmosférica que existe entre la parte más alta de la estructura y el nivel del suelo, teniendo en cuenta la resistencia de puesta a tierra. Para el cálculo de la tensión en lo alto de la torre se tiene en cuenta el circuito equivalente de la Figura 16:

Figura 16. Circuito equivalente para el cálculo de la tensión en lo alto de la torre.



Donde el líder se modela como una fuente de corriente ideal, y $Z_S/2$ es la combinación en paralelo de los cables de guarda a cada lado de la torre.

La impedancia intrínseca es la impedancia equivalente entre los cables de guarda y la impedancia impulso de la torre en el momento que el líder golpea la línea. [5]

$$Z_I = \frac{Z_T * Z_S}{Z_S + 2Z_T} \quad 2-32$$

Donde:

Z_T : Impedancia intrínseca en Ω

Z_S : Impedancia impulso de un alambre de guarda en Ω

Z_T : Impedancia impulso de la torre en Ω

La corriente del líder crea una tensión en el tope de la torre definida por:

$$V_0(t) = Z_I * I(t) \quad 2-33$$

Además de $V_0(t)$ en el tope de la torre, existen más componentes de tensión. Una tensión $V_1(t)$ es la componente de tensión en el tope de la torre formada por la corriente que entró en el tiempo $(t - 2\tau_T)$, este tiempo quiere decir que la onda recorrió la torre hasta la resistencia de puesta a tierra y regreso a lo alto de la estructura en el tiempo t . Una parte de la corriente $I(t - 2\tau_T)$ es la que influye en la tensión $V_1(t)$ ya que la restante no retorna al tope de la torre, esto depende de coeficientes de refracción y reflexión. También pueden existir componentes de tensión $V_2(t)$, $V_3(t)$ en los tiempos $(t - 3\tau_T)$ y $(t - 4\tau_T)$ respectivamente y así sucesivamente hasta que el tiempo de frente de onda lo permita. Por tanto la tensión total en lo alto de la torre es:

$$V_T(t) = V_0(t) + V_1(t) + V_2(t) + \dots + V_n(t) \quad 2-34$$

La impedancia de onda de la torre es la combinación de los factores de refracción y reflexión con la impedancia impulso de los cables de guarda que hacen parte de la ecuación 2-34 (para observar la demostración de la ecuación 2-34 consulte la referencia [10]) de tensión total en la torre. [5]

$$Z_w = \frac{2 * Z_S^2 * Z_T}{(Z_S + 2Z_T)^2} * \frac{Z_T - R}{Z_T + R} \quad 2-35$$

Donde:

Z_w : Impedancia de onda de la torre en Ω

Otra componente que hace parte de la tensión total en lo alto de la torre es el factor de amortiguamiento. [5]:

$$\psi = \frac{2Z_T - Z_S}{2Z_T + Z_S} * \frac{Z_T - R}{Z_T + R} \quad 2-36$$

Para un tiempo de frente de $2 \mu s$, la tensión total en el tope de la torre viene dada por. [5]:

$$(V_T)_2 = \left[Z_I - \left(\frac{Z_w}{1 - \psi} * \left(1 - \frac{\tau_T}{1 - \psi} \right) \right) \right] * I \quad 2-37$$

Donde:

$(V_T)_2$: Tensión en el tope de la torre en $2 \mu s$ sin tener en cuenta la reflexión en $\left[\frac{kV}{kA} \right]$

Para calcular la componente de tensión reflejada desde otras torres, se establece que la tensión en el tope de la torre depende de un factor de reflexión de la tensión en el vano y del frente de onda [5].

$$V'_T(t) = \beta_S * V_T(t - 2\tau_S) \quad 2-38$$

Donde:

$V'_T(t)$: Tensión en el tope de la torre debido a reflexión desde torres adyacentes

β_S : Factor de reflexión de la tensión en el vano

$V_T(t - 2\tau_S)$: Tensión en el tope de la torre que ha existido en un tiempo $(t - 2\tau_S)$

Para $2 \mu s$ esta ecuación se convierte en:

$$(V'_T)_2 = -4K_S * \frac{(V_T)_2^2}{Z_S} * \left(\frac{1 - 2(V_T)_2}{Z_S} \right) * (1 - \tau_S) \quad 2-39$$

Donde:

$(V_T)_2$: Tensión reflejada al tope de la torre en $2 \mu s$ desde torres adyacentes en $\left[\frac{kV}{kA}\right]$

K_S : Factor de atenuación del vano, por corona y resistencia de pérdidas, se usa 0,85

Si $\tau_S > 1 \mu s$ la tensión de reflexión es nula.

Por último la tensión total en lo alto de la torre corresponde a:

$$(\overline{V_T})_2 = (V_T)_2 + (V'_T)_2 \quad 2-40$$

• **Tensión en la resistencia de puesta a tierra.** La aproximación para la tensión en la resistencia de puesta a tierra se obtiene de una manera similar a la tensión en el tope de la torre (Para observar la demostración consulte [10]). Esta tensión sin reflexión desde torres adyacentes es:

$$(V_R)_2 = \left(\frac{\alpha_R * Z_I}{1 - \psi} * \left(1 - \frac{\psi * \tau_T}{1 - \psi} \right) \right) * I \quad 2-41$$

Donde:

$$\alpha_R = \frac{2 * R}{Z_T + R} \quad 2-42$$

α_R : Factor de refracción para la resistencia de puesta a tierra

R : Resistencia de puesta a tierra en Ω

En la misma proporción en que la tensión en lo alto de torre se modifica por reflexión desde torres adyacentes, es modificado el valor de la resistencia de puesta a tierra. [5]

$$(\overline{V_R})_2 = \left[1 + \frac{(\overline{V_T})_2}{(V_T)_2} \right] * (V_R)_2 \quad 2-43$$

Donde:

$(\overline{V_R})_2$: Tensión total en la resistencia de puesta a tierra en $2 \mu s$ en $\left[\frac{kV}{kA}\right]$

• **Tensión en las crucetas o brazos de la torre.** La tensión en las crucetas es diferente en cada una de ellas, esta depende de la tensión en la resistencia de puesta a tierra, el tiempo que tarda la onda en viajar por la estructura y la tensión en el tope de la torre. [5]

$$(V_{pn})_2 = (V_R)_2 + \left(\frac{\tau_T - \tau_{pn}}{\tau_T} * [(V_T)_2 - (V_R)_2] \right) \quad 2-44$$

Donde:

$(V_{pn})_2$: Tensión de la cruceta n a tierra sin tener en cuenta reflexión en $2 \mu s$ en $\left[\frac{kV}{kA} \right]$

La tensión total en las crucetas teniendo en cuenta reflexiones de torres adyacentes es

$$(\overline{V_{pn}})_2 = (\overline{V_R})_2 + \left(\frac{\tau_T - \tau_{pn}}{\tau_T} * [(\overline{V_T})_2 - (\overline{V_R})_2] \right) \quad 2-45$$

Donde:

$(\overline{V_{pn}})_2$: Tensión total en la cruceta n teniendo en cuenta reflexiones de torres adyacentes en $\left[\frac{kV}{kA} \right]$

• **Tensión en el aislamiento.** Debido a que la rigidez dieléctrica del aire que existe entre las fases y la estructura es mayor a la rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores, se escoge la distancia de los aisladores como distancia crítica de aislamiento. La tensión en los aisladores originadas por la corriente del líder se determina a partir de la diferencia entre las tensiones a tierra en las crucetas y las tensiones a tierra inducidas en los conductores de fase por las corrientes que pasa por los cables de guarda (tensiones de acoplamiento). Esta ecuación es. [5]:

$$(V_{fn})_2 = (V_{pn})_2 - k_n (V_T)_2 \quad 2-46$$

Donde:

$(V_{fn})_2$: Tensión en el aislador de la fase n en $2 \mu s$ sin tener en cuenta reflexión en $\left[\frac{kV}{kA} \right]$

Ahora teniendo en cuenta las reflexiones de la onda de torres adyacentes, la tensión en el aislamiento vendría dada por la misma fórmula pero con las tensiones totales en la ecuación 2-47.

$$(\overline{V_{fn}})_2 = (\overline{V_{pn}})_2 - k_n (\overline{V_T})_2 \quad 2-47$$

• **Tensión impulso en un conductor causante del efecto corona.** Para el caso de falla en el apantallamiento la tensión impulso seleccionada es una vez la de flameo del aislador y en los cálculos de flameo inverso esta tensión es aproximada a 1,8 veces la tensión requerida para la ruptura dieléctrica del aislamiento en 2 μ s, en este último caso la tensión en el cable de guarda es la misma que la existente en el tope de la torre. [10]

$$V_T = 1,8 * V_{2\mu s} \quad 2-48$$

Donde:

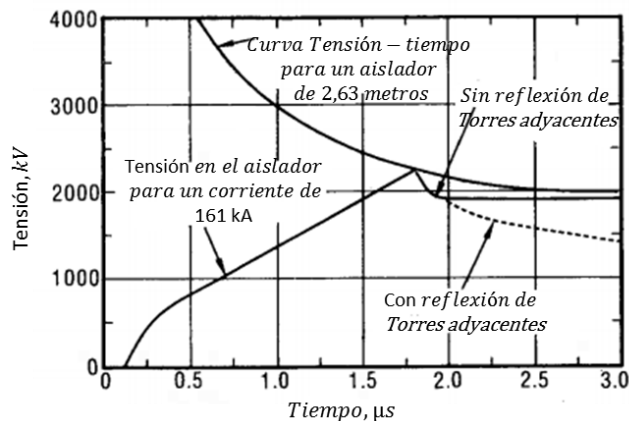
V_T : Tensión impulso en los cables de guarda causante de la aureola corona en [kV]

$V_{2\mu s}$: Tensión impulso causante de flameo en 2 μ s en un aislador

El factor 1,8 es la relación entre la tensión de los cables de guarda o la tensión del tope de la torre a tierra y la tensión de flameo del aislador durante un evento de flameo inverso. Durante un evento de apantallamiento esta relación es de 1.

• **Segundo punto de análisis en el método de los dos puntos.** La Figura 17 relaciona la tensión en el líder con la tensión causante de flameo en un aislador:

Figura 17. El aumento de la corriente de impacto incrementa la tensión del aislador hasta que este alcanza la curva tiempo-tensión de flameo.



Cuando la tensión del líder sea mayor o igual a la tensión de flameo del aislador ocurrirá flameo, si este flameo no ocurre a los 2 μ s, puede que ocurra en un tiempo posterior. Por tal motivo es conveniente escoger un segundo punto de análisis en 6 μ s, tiempo en el cual la tensión en el aislamiento tiende a aplanarse (estable).

En 6 μ s la torre ha amortiguado las ondas viajeras y la impedancia impulso ha desaparecido, la tensión en el tope de la torre, en la resistencia de puesta a tierra y en las crucetas sin tener en cuenta reflexiones de torres adyacentes son aproximadamente iguales. [5]:

$$(V_T)_6 = (V_R)_6 = (V_{pn})_6 = \frac{Z_S * R}{Z_S + 2R} \quad \left[\frac{kV}{kA} \right] \quad 2-49$$

La tensión en el tope de la torre en 6 μ s teniendo en cuenta las reflexiones de torres adyacentes:

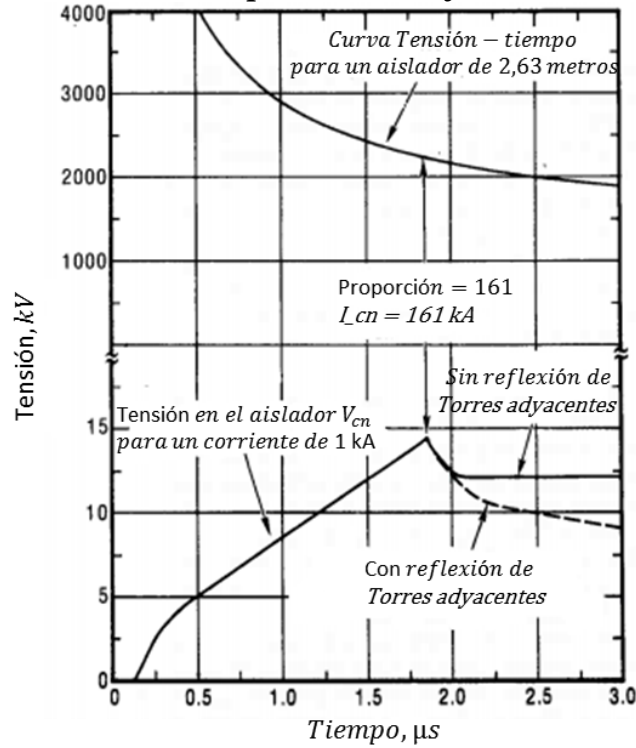
$$(V'_T)_6 = -4 * K_S * Z_S * \left(\frac{R}{Z_S + 2R} \right)^2 * \left(1 - \frac{2R}{Z_S + 2R} \right) * I \quad [kV] \quad 2-50$$

La tensión total en el aislador en 6 μ s se expresa de una manera parecida que en 2 μ s:

$$(V_{sn})_6 = [(V_T)_6 + (V'_T)_6] * (1 - K_n) \quad 2-51$$

• **Corriente de choque requerida para flameo.** La Figura 18 muestra la curva de flameo de un aislador y la forma de onda de tensión de un líder en función del tiempo.

Figura 18. Tensión del aislador en por unidad bajo la curva de tensión-tiempo.



Como se explicó anteriormente para que exista flameo la curva de tensión del líder debe tocar la curva de flameo del aislador, las siguientes relaciones expresan la corriente de choque requerida para flameo en 2 y 6 μs en función de la relación entre la tensión en el aislador para que ocurra flameo y la tensión del líder, esta corriente es el número de veces requerido para que la tensión del líder iguale la tensión de flameo del aislador.

$$(I_{cn})_2 = \frac{820w}{(V_{sn})_2} \quad 2-52$$

$$(I_{cn})_6 = \frac{585w}{(V_{sn})_6} \quad 2-53$$

Donde:

w : Longitud del aislador en [m]

La menor de estas corrientes críticas se toma como la corriente crítica de flameo en el aislamiento.

• **Efecto de la tensión a baja frecuencia.** La tensión a frecuencia industrial se suma o resta a la tensión a través del aislador creada por el líder, de este modo la corriente requerida para causar flameo cambia en función de la tensión a frecuencia industrial. No se puede decir que la corriente de flameo sea la corriente crítica mínima de la fase n encontrada en la sección \square , de esta manera en más de una fase ocurre flameo, ya que la corriente más baja irá cambiando en función de la frecuencia industrial.

La tensión a baja frecuencia aplicada al aislamiento n está dada por. [5]:

$$V_{bf} = V_{on} * \text{sen}(\theta_n - \alpha_n) \quad 2-54$$

Donde:

V_{bf} : Tensión a baja frecuencia aplicada al aislamiento de la fase n en [kV]

V_{on} : Tensión pico fase a tierra de la línea en [kV]

θ_n : Ángulo de fase instantáneo en grados

α_n : Ángulo de fase relativo a las otras fases 0, 120, -120 grados

La expresión para la corriente crítica del líder en función de la tensión a baja frecuencia viene dada por. [5]:

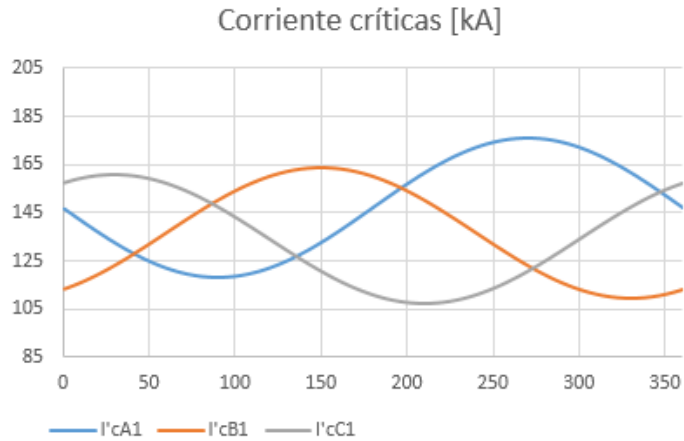
$$(I'_{cn})_x(\theta_n) = \left(\frac{V_{cn} - V_{on} * \text{sen}(\theta_n - \alpha_n)}{V_{cn}} \right) * (I_{cn})_x \quad 2-55$$

Donde:

$(I'_{cn})_x(\theta_n)$: Corriente crítica inferior del líder para flameo en x μ s de la fase n en [kA]

Con esta fórmula de la corriente crítica se grafican las corrientes para todas las fases y se observa cuales fases presentan la intensidad crítica menor durante todo el periodo, siendo estas las causantes de flameo para la respectiva fase:

Figura 19. Corrientes críticas en una estructura circuito sencillo.



Como se observa la corriente crítica es I'cB1 de 0 a 40 grados aproximadamente, luego la corriente crítica es I'cA1 de 40 a 130 grados aproximadamente, y así para los 360 grados.

Ahora para encontrar el valor promedio de la menor corriente que domina para cada intervalo se usa la siguiente aproximación. [5]

$$I_{cn} = I_{cn} * \left(1 + \frac{V_{on}}{V_{cn}} * \left(\frac{\cos(\theta_2 - \alpha_n) - \cos(\theta_1 - \alpha_n)}{\theta_2 - \theta_1} \right) \right) \quad 2-56$$

Donde:

θ_1 : Ángulo donde comienza a dominar la corriente crítica de la fase n

θ_2 : Ángulo donde termina de dominar la corriente crítica de la fase n

El número de salidas por flameo inverso se expresa de la siguiente forma. [10]:

$$R_{nf} = \frac{N_T * \%t_n}{100} \quad 2-57$$

Donde:

R_{nf} : Número de rayos a la fase n en $100 \frac{km}{año}$

$\%t_n$: Porcentaje de tiempo en que la fase n tiene la menor corriente

crítica I_{cn} para cada sector del periodo

Ahora las salidas por flameo inverso de la fase n son:

$$SFI_n = \frac{R_{nf} * P_{Icn}}{100} \quad 2-58$$

Donde:

SFI_n : Salidas por flameo inverso de la fase n en $100 \frac{km}{año}$

P_{Icn} : Probabilidad de exceder la corriente crítica

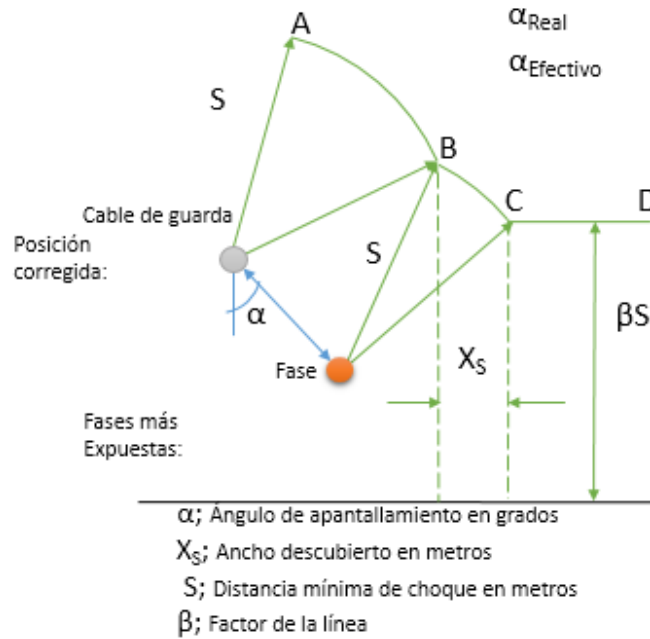
• **Corriente mínima.** La corriente mínima necesaria del líder para que empiece a presentarse flameo en un aislador se conoce como corriente mínima. Cuando un rayo golpea algún conductor de fase (Falla de apantallamiento), se presenta una corriente impulso que depende de la tensión e impedancia impulso en ese instante, de esta forma. [5]:

$$I_{min} = 2 * \frac{V_{6\mu s}}{Z_{nn}} \quad 2-59$$

El “2” en la ecuación es debido a que se asume que el rayo golpea la línea en la mitad del vano. Y se escogen $6 \mu s$ debido a que es una corriente de menor valor que en $2 \mu s$ y de esta manera un valor más crítico (peor de los casos).

2.2.18 Teoría electrogeométrica. La teoría electrogeométrica permite evaluar el apantallamiento de la línea de transmisión frente a descargas atmosféricas dando un índice de salidas por este criterio. Además, calcula la posición adecuada de los cables de guarda para que exista un apantallamiento efectivo y el número de salidas sea igual a cero [5]. El siguiente modelo representa los parámetros que tiene en cuenta la teoría electrogeométrica en una línea de transmisión.

Figura 20. El modelo electrogeométrico para fallas en el apantallamiento.



• **Distancia mínima de choque.** Cuando una descarga atmosférica está a punto de golpear la línea de transmisión se supone que existe un salto final desde la punta del líder a la línea. La longitud de este salto depende de la corriente del líder y recibe el nombre de distancia mínima de choque o distancia de atracción “S”. Esta aproximación viene dada por. [6]:

$$S = 10 * I^{0,65} \quad 2-60$$

Donde:

S : distancia mínima de choque o distancia de atracción en [m]

I : Amplitud de la corriente de líder esperada en [kA]

La distancia mínima de choque se observa en la Figura 20. Cuando la descarga cae entre los puntos A-B, el cable de guarda es el que recibe el impacto ya que es el que está a la distancia “S”. Si la descarga cae entre los puntos B-C, el cable de fase es el más próximo y el que está a una distancia “S”, por tanto el líder golpeará la fase en este caso.

• **Factor de la línea.** El plano de tierra atrae con más fuerza los líderes, de este modo el líder hará un salto final de menor longitud, un factor de línea tiene en cuenta este efecto. [1]

$$\beta = \frac{3,6 + 1,7 \ln(43 - h)}{10} \quad 2-61$$

Como se observa en la Figura 20, el factor de línea disminuye la distancia del salto final que tiene que hacer el líder cuando este golpea el plano de tierra.

• **Posición del cable de guarda para un buen apantallamiento.** Para lograr un buen apantallamiento “ $X_G = 0$ ”, la coordenada de fase más expuesta se toma como referencia y se calcula la posición correcta del cable de guarda con la siguiente aproximación. [14]

$$X_G = \sqrt{S^2 - (\beta S - Y_f)^2} - \sqrt{S^2 - (\beta S - Y_G)^2} \quad 2-62$$

Donde:

X_G : Posición del cable de guarda para un buen apantallamiento en [m]

Y_f : Altura media del cable de fase [m]

Y_G : Altura media del cable de guarda en [m]

• **Ángulo de apantallamiento.** Este ángulo se forma entre el cable de guarda y la fase más expuesta, como se observa en la Figura 20. Se calcula de la siguiente manera.

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{X_g - X_f}{Y_f - Y_g} \right) \quad 2-63$$

Donde:

α : Ángulo de apantallamiento en grados

$X_g - X_f$: Distancia horizontal entre el cable de guarda y la fase mas expuesta

$Y_f - Y_g$: Distancia vertical entre el cable de guarda y la fase mas expuesta

Para que exista un apantallamiento eficiente y así evitar la incidencia de descargas sobre las fases se calcula el ángulo requerido de apantallamiento de la siguiente manera. [5]

$$\alpha_{Requerido} = \tan^{-1} \left(\frac{X_G}{Y_f - Y_g} \right) \quad 2-64$$

• **Ancho descubierto.** El ancho descubierto “Xs” es la proyección del arco “BC” de la Figura 20 y corresponde a una zona no protegida en la cual los rayos impactarán sobre las fases más expuestas [14]. Este depende del perfil del terreno, árboles cercanos y localización del impacto a lo largo del vano, pero estos criterios se omiten en el método electro-geométrico [10].

El ancho descubierto se calcula con la siguiente formula. [5]

$$X_S = S[\text{Cos } \theta + \text{Sen}(\alpha - w)] \quad 2-65$$

$$\theta = \text{Sen}^{-1} \left(\frac{\beta S - h_{fn}}{S} \right) \quad 2-66$$

$$w = \text{Cos}^{-1} \left(\frac{\sqrt{(X_g - X_f)^2 + (Y_g - Y_f)^2}}{2S} \right) \quad 2-67$$

• **Corriente máxima.** Una manera de suprimir el espacio descubierto “Xs” de la Figura 20 es suponiendo una mayor corriente del líder y así aumentar la distancia de atracción hasta el punto en que la distancia de choque del cable de guarda abarque este espacio desprotegido.

La distancia de atracción para este caso viene dada por. [5]:

$$S_{max} = Y_o * \left(\frac{-B_S - \sqrt{B_S^2 + A_S C_S}}{A_S} \right) \quad 2-68$$

$$Y_o = \frac{Y_f + Y_g}{2} \quad 2-69$$

$$A_S = m^2 - m^2 \beta - \beta^2 \quad 2-70$$

$$B_S = \beta(m^2 + 1) \quad 2-71$$

$$C_S = m^2 + 1 \quad 2-72$$

$$m = \frac{X_g - X_f}{Y_f - Y_g} \quad 2-73$$

La corriente del líder en kA para esta distancia máxima viene dada por. [5]:

$$I = 0,029 * S_{max}^{1,54} \quad 2-74$$

• **Fallas por apantallamiento.** El número de fallas por apantallamiento por cada 100 km en un año, es el número más probable de rayos que caen dentro de la sombra eléctrica y terminan golpeando las fases más expuestas. Este es directamente proporcional a la densidad de descargas a tierra (DDT), el ancho descubierto (X_s) y la diferencia de probabilidades que la corriente mínima y máxima sean excedidas, esta aproximación viene dada en [10] mediante la siguiente expresión:

$$N_{SF} = \frac{DDT}{10} * \frac{X_S}{2} * \frac{P_{max} - P_{min}}{100}$$

2-75

Donde:

N_{SF} : Número de fallas por apantallamiento por cada 100 km en un año.

$\frac{X_S}{2}$: Valor medio del ancho descubierto deducido del hecho de que solo pueden existir dos valores de X_S , cuando este es igual a cero y cuando es igual a X_S .

P_{max} : Probabilidad que la corriente máxima sea excedida.

P_{min} : Probabilidad que la corriente mínima sea excedida.

3. IMPLEMENTACIÓN DE APELT

En este capítulo se describe la estructura de programación de APELT la cual se compone de las variables de entrada y de salida. Se detalla la implementación del método de los dos puntos y la interfaz gráfica en el entorno de programación seleccionado.

3.1 VARIABLES DE ENTRADA

- Número de conductores.
- Coordenadas de los conductores de fase y cables de guarda [m]
- Ángulo de desfase de cada fase
- Esquema, dibujo de la torre acotado
- Geometría de la torre o impedancia de la torre en [Ω]
- Tensión línea de la línea [kV]
- Radio del conductor de fase [cm]
- Radio del cable de guarda [cm]
- Número de conductores en haz
- Espaciamiento del haz [cm]
- Longitud de la cadena de aisladores [m]
- Vano [m]
- Flecha del conductor de fase [m]
- Flecha del cable de guarda [m]
- Valor aproximado de resistencia de puesta a tierra [Ω]
- Nivel o niveles cerámicos de la(s) zona(s) donde se ubica la línea o valor de DDT

3.2 VARIABLES DE SALIDA

- Densidad de descargas a tierra

Datos de flameo inverso:

- Total de flameos inversos en 100 km/año (Total backflashovers per 100 km per year)
- Total de fallas en 100 km/año (Total failures per 100 km per year)

Datos del apantallamiento por método electrogeométrico:

- Ángulo de apantallamiento [grados]
- Ancho descubierto [m]
- Distancia mínima de choque (S) [m]
- Ángulo requerido y actual [°]
- Fases más expuestas y sus coordenadas
- Coordenadas corregidas del cable de guarda
- Total de descargas a la línea en 100 km/año (Total flashes to the line per 100 km per year)
- Total de fallas en el apantallamiento en 100 km/año
- Descargas efectivas a la torre en 100 km/año (Effective tower flashes per 100 km per year).

3.3 INTERFAZ GRÁFICA DESARROLLADA

Actualmente la interfaz es la parte más importante de cualquier sistema informático porque esta es el sistema para la mayoría de los usuarios dado que el código es invisible e incluso, oculto, resulta que la interfaz gráfica presenta objetivos simples: hacer el trabajo con el computador fácil, productivo y entretenido. Además ha de ser útil y cumplir los objetivos más rápido y eficientemente que el método o la herramienta utilizada con anterioridad [15]. La interfaz gráfica de APELT surge como una necesidad ante la precariedad para manipular los programas similares, las versiones anteriores a FLASH 2 se manejaban por línea de

comando y esta última no cuenta con la documentación apropiada (manual de usuario y ejemplo de uso) por lo que resulta difícil emplearle.

3.3.1 Características de la interfaz. El entorno gráfico está compuesto por una sola ventana que no se puede redimensionar con las opciones de cerrarla o minimizarla. Esta cuenta con tres pestañas enfocadas en la Presentación, la Entrada y la Salida:

- Presentación (“Inicio”): Muestra una breve descripción de la función del programa y sus creadores.
- Entrada (“Datos de entrada”): sección destinada para el ingreso de los datos de entrada necesarios.
- Salida (“Resultados”): sección destinada para mostrar los datos que conforman la salida del programa.

El detalle en profundidad de las acciones disponibles del entorno se encuentran descritas en el MANUAL DE USUARIO.

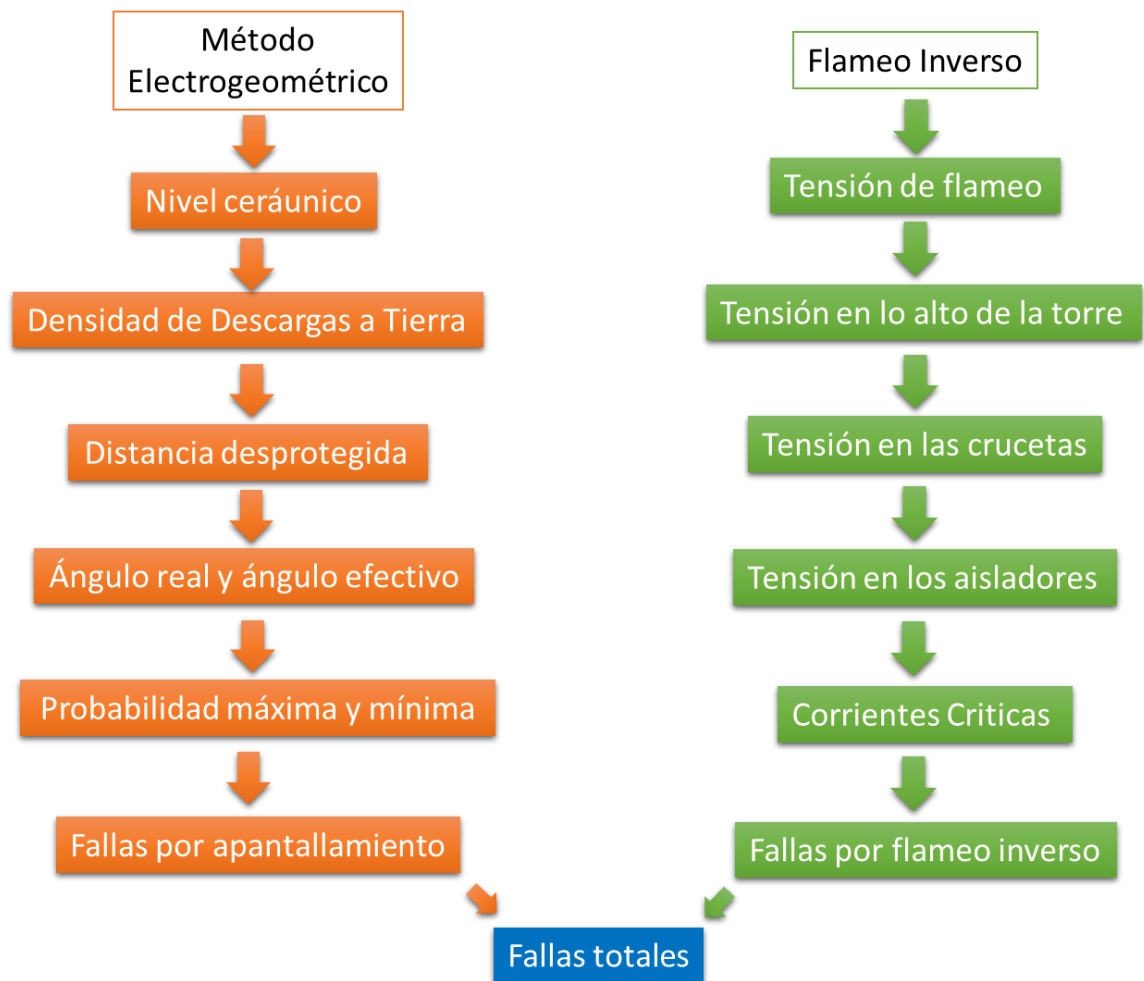
3.3.2 Diagrama de flujo del entorno gráfico. En la

Figura 21 se presenta el diagrama de flujo de la interfaz en el que se detalla el algoritmo que esta utiliza. Permite entender el funcionamiento del entorno y muestra de un solo vistazo todas las posibles opciones que este presenta.

cálculo de Excel con la ayuda de las funciones nativas que este ofrece y de macros creados por los autores.

En la Figura 22 se aprecia una visión general de la secuencia que sigue el método de los dos puntos. En el cual se calculan por un lado las fallas totales en el apantallamiento a partir del método electrogeométrico y por el otro las fallas totales debidas a flameos inversos para dar un total de fallas en la línea en 100 km al año.

Figura 22. Esquema general del método de los dos puntos



En la “Hoja1” se exportan los datos de entrada ingresados desde el entorno gráfico. En la “Hoja2” y “Hoja3” se encuentran la parte de cálculos de apantallamiento y flameo inverso respectivamente. Los pasos a seguir son enumerados en cada hoja de cálculo.

En la “Hoja2” para calcular todo lo referente con apantallamiento de la línea, el algoritmo sigue una serie de pasos. La implementación en Excel toma el siguiente orden:

1. Calcular la altura principal del cable de guarda: En este caso solo es necesario escribir la ecuación 2-4 o 2-5 en una celda de la “Hoja2” referenciada a valores de la “Hoja1”.
2. Calcular las descargas totales a la línea N_L en 100 km por un año: Usar la ecuación 2-8 en una celda de la “Hoja2” referenciada a valores de la “Hoja1”.
3. Encontrar los conductores de fase más expuestos a las descargas en cada lado de la torre y buscar la tensión de flameo de las cadenas de aisladores correspondientes a $6 \mu\text{s}$: para la tensión de flameo basta con escribir la ecuación 2-10 en una celda de la “Hoja2” referenciada a valores de la “Hoja1”. Por otra parte, encontrar las fases más expuesta a las descargas requiere del uso de una macro llamada “guarda” encargada de copiar las coordenadas que aparecen en la tabla de conductores de la “Hoja1” sin tener en cuenta los cables de guarda, para luego pegarlas en la “Hoja2”. Luego de esto, empleando las funciones nativas “MAX” y “MIN” se encuentran las coordenadas en el eje “x” más expuestas a ambos lados de la estructura. Ya con las coordenadas, lo último es relacionarlas con las fases correspondientes, para esto se hace uso de las funciones nativas de Excel “INDICE” y “COINCIDIR”.
4. Calcular la altura principal para los conductores de fase seleccionados en el paso anterior: para esto se usa las funciones nativas “INDICE” y “COINCIDIR” con el fin de encontrar la posición en el eje Y correspondiente a la fases más expuestas seleccionadas, después solo hay que escribir la ecuación 2-4 o 2-5 referenciada a estos valores de la “Hoja1”.

5. Usar $V_{50\%}$ para calcular el radio corona para un solo conductor: se implementó la ecuación, 2-17 como se vió en el capítulo de fundamentación teórica. Esta fórmula requiere de iteraciones para ser resuelta, para esto en Excel se usó el comando “BUSCAR.OBJETIVO” implementado mediante una macro “R_PASO_8”.
6. Hallar el radio equivalente del haz del conductor de fase sin corona en [m]: se implementa la ecuación 2-11, o si es un solo conductor por fase se toma el radio de este.
7. Sumar los dos radios encontrados anteriormente: se implementó la ecuación 2-18 en una celda de la “Hoja2” referenciándose a valores ya encontrados en esta hoja.
8. Calcular la impedancia impulso bajo el efecto corona: se implementó la ecuación 2-20 en una celda de la “Hoja2” referenciándose a valores ya encontrados en esta hoja.
9. Encontrar la corriente mínima: se implementó la ecuación 2-59 en una celda de la “Hoja2” referenciándose a valores ya encontrados en esta hoja.
10. Encontrar la distancia mínima de atracción o choque: se implementó la ecuación 2-60 en una celda de la “Hoja2” referenciándose a valores ya encontrados en esta hoja.
11. Encontrar el Factor β para la línea: se implementa la ecuación 2-61.
12. Calcular la coordenada X_G del cable de guarda para un buen apantallamiento: se implementó la ecuación 2-62 en una celda de la “Hoja2” referenciándose a valores ya encontrados en esta hoja.

13. Calcular el ángulo requerido de apantallamiento: se implementó la ecuación 2-64 en una celda de la “Hoja2” referenciándose a valores ya encontrados en esta hoja. Además se tiene en cuenta si este ángulo es menor o mayor al ángulo actual de la estructura por medio de la función condicional “SI” para establecer si existe o no apantallamiento efectivo de la línea.
14. Calcular el ancho descubierto: se implementó la ecuación 2-65 en una celda de la “Hoja2” referenciándose a valores ya encontrados en esta hoja. En este paso se necesitan las coordenadas de los cables de guarda y empleando la función “BUSCARV” se encuentran estas posiciones.
15. Encontrar la máxima distancia de atracción: para esto se implementó la ecuación 2-68 en una celda de la “Hoja2” referenciándose a valores ya encontrados en esta hoja. Con la ayuda de la función “BUSCARV” se encuentran las posiciones de los cables de guarda para usarlas en este punto.
16. Calcular la corriente máxima: Se implementa la ecuación
17. 2-74.
18. Encontrar la probabilidad mínima que la corriente mínima sea excedida: se implementa la ecuación 2-2.
19. Encontrar la probabilidad máxima que la corriente máxima sea excedida: se implementó la ecuación 2-2.
20. Encontrar el número de fallas por apantallamiento: se implementó la ecuación 2-75.
21. Se suman los valores si existe más de una fase expuesta para encontrar el número de fallas totales por apantallamiento.

Ahora para la parte de flameo inverso se sigue un procedimiento similar pero en la “Hoja3”:

1. Calcular la tensión de flameo del aislador en 2 μ s: se usó la ecuación 2-10 para 2 μ s en la hoja 3.
2. Calcular la tensión de flameo del aislador en 6 μ s: se usó la ecuación 2-10 para 6 μ s en la hoja 3.
3. Calcular la tensión en lo alto de la torre: se implementó la ecuación 2-48 .
4. Calcular el radio corona del cable de guarda: se usó la ecuación 2-17, volviendo a implementar el comando de “BUSCAR OBJETIVO” mediante la misma macro “R_PASO_8”.
5. Calcular la impedancia impulso bajo el efecto corona del cable de guarda: para esto se implementó la ecuación 2-20 empleando la tensión en lo alto de la torre encontrado en el punto anterior.
6. Calcular la impedancia impulso combinada del cable de guarda: se implementa las ecuaciones 2-21, 2-22 y 2-23 teniendo en cuenta el número de cables de guarda.
7. Calcular el factor de acoplamiento para cada conductor de fase: a partir de las ecuaciones 2-24 y 2-25 es necesario encontrar la distancia del conductor “n” a la imagen del conductor “m” respecto al plano de tierra (a_{mn}), y la distancia directa entre “m” y “n”, donde “m” son los conductores de fase y “n” los cables de guarda. Todas estas distancias son calculadas para cada posible combinación entre fases y cables de guarda en diferentes celdas, utilizando la función “DESREF” y “COINCIDIR” con el fin de ubicar las coordenadas de los conductores para utilizarlas

en los cálculos geométricos que permitan obtener la distancia, adicionalmente se usa la función “SI” en el caso que sea un cable de guarda.

8. Determinar la impedancia característica de la torre: para esto se implementó la función condicional “SI” para aplicar las ecuaciones dependiendo si es estructura cilíndrica (ecuación 2-26), cónica (ecuación 2-28), H-frame (ecuación 2-27) o Waist (ecuación 2-29).
9. Determinar el tiempo de viaje de la onda del líder sobre la estructura: se usa la ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**
10. Determinar el tiempo de viaje de la onda del líder sobre el vano: se implementó la ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**
11. Calcular el tiempo de viaje de la onda del líder, desde lo alto de la torre a cada cruceta: para ello se implementó la ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**, con la ayuda de la función “BUSCARV” para encontrar la distancia vertical entre lo alto de la torre y cada fase.
12. Calcular la impedancia de circuito intrínseco: se implementó la ecuación 2-32.
13. Calcular la impedancia de onda de la torre: se implementó la ecuación 2-35.
14. Calcular el factor de amortiguamiento de la torre: se implementó la ecuación 2-36.
15. Calcular el factor de refracción para la resistencia de puesta a tierra: se usó la ecuación 2-42.
16. Calcular la tensión en lo alto de la torre en por unidad en $2 \mu\text{s}$, sin tener en cuenta la reflexión de torres adyacentes: para ello se implementó la ecuación 2-37.

17. Calcular la componente reflejada de tensión por torres adyacentes en $2 \mu\text{s}$: para esto se implementó la ecuación 2-39.
18. Sumar la tensión encontrada en el paso 16 con la del paso 17 para encontrar la tensión total en lo alto de la torre: se implementa la ecuación 2-40.
19. Calcular la tensión en $2 \mu\text{s}$ de la resistencia de puesta a tierra sin tener en cuenta reflexiones de torres adyacentes: se implementó la ecuación 2-41.
20. Encontrar la tensión total en $2\mu\text{s}$ para la resistencia de puesta a tierra teniendo en cuenta la componente reflejada por torres adyacentes: se implementa la ecuación 2-43 en la "Hoja3".
21. Para cada fase, se calcula la tensión de la cruceta respecto a tierra teniendo en cuenta reflexiones desde torres adyacentes: se implementa la ecuación 2-45 para cada fase.
22. Encontrar la tensión sobre cada aislador en $2 \mu\text{s}$ teniendo en cuenta reflexiones desde torres adyacentes: para ello se implementa la ecuación 2-47 para cada fase.
23. Calcular la tensión en lo alto de la torre en $6 \mu\text{s}$ sin tener en cuenta reflexiones de torres adyacentes: para ello se implementa la ecuación 2-49.
24. Calcular la componente reflejada de la tensión en lo alto de la torre en $6 \mu\text{s}$: se implementa la ecuación 2-50.
25. Calcular la tensión sobre cada aislador en $6 \mu\text{s}$: para ello se implementa la ecuación 2-51 para cada fase.

26. Encontrar la corriente crítica requerida para flameo en $2 \mu\text{s}$ para cada fase: para esto se implementa la ecuación 2-52 para cada fase.
27. Encontrar la corriente crítica requerida para flameo en $6 \mu\text{s}$ para cada fase: para esto se implementa la ecuación 2-53 para cada fase.
28. Seleccionar la corriente más baja por fase de los paso 26 y 27: Esto se hace con la ayuda de la función condicional “SI”, de este modo se seleccionan las corrientes más bajas para flameo en cada conductor.
29. Para los valores anteriores de corriente seleccione los correspondientes valores de tensión: Por medio de las funciones “DERECHA” y “IZQUIERDA” y la condición “SI” se seleccionan los valores correspondientes de tensión de acuerdo al valor de corriente de los pasos anteriores.
30. Graficar la corriente crítica para cada fase sobre un mismo eje: Esto se hace mediante la ecuación 2-55, tomando valores de la “Hoja1” mediante funciones nativas de Excel como “COINCIDIR” y “DESREF”. Se calculó el valor para cada grado.
31. Con la gráfica anterior, determine el porcentaje de tiempo en que cada corriente de fase tiene el menor valor en la gráfica: con los valores de cada grado, lo primero es hallar el valor mínimo de corriente en cada grado entre todas las fases involucradas, esto se hizo mediante la función “MIN”, después se identificó este mínimo a que fase pertenece mediante las funciones “INDICE” y “COINCIDIR”, ya con esto se contaron las veces en que cada fase tiene un valor mínimo de corriente mediante la función “CONTAR”. Por último se encontraron los porcentajes teniendo en cuenta que el 100% son 360 grados.
32. Calcular el valor promedio para cada corriente que domina (domina se refiere a la menor corriente entre todas las fases para cada grado): para esto se implementa la

ecuación 2-56, esta requiere el ángulo de inicio y fin para cada corriente que domina. Estos ángulos se encontraron con la ayuda de la función “COINCIDIR” y de una macro creada por los autores llamada “Trasponer33”, esta macro se encarga de copiar los valores para cada grado en que cada fase dominante, y trasponerlos en otra parte de la hoja para facilitar los cálculos del ángulo de inicio y fin de cada fase que domina.

33. Encontrar la probabilidad para cada corriente hallada en el paso anterior de que sea excedida: Aplicamos la ecuación 2-2.

34. Calcular las descargas efectivas a la torre: se aplica la ecuación 2-9.

35. Calcular las descargas a la torre por fase: se aplica la ecuación 2-57.

36. Calcular el número de descargas que causarán flameo para cada fase: se implementó la ecuación 2-58.

37. Sumar los valores del paso anterior para encontrar el total de flameos inversos por 100 km en un año.

Encontrar el total de fallas (flameo y apantallamiento) por 100 km en un año: Sumar el valor del paso 37 por el del paso 19 o 20 de la parte de apantallamiento.

4. VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS GENERADOS POR APELT

Para comprobar que el algoritmo implementado arroja resultados coherentes con el comportamiento real de una línea de transmisión frente a descargas atmosféricas, se ingresaron en la herramienta “APELT” datos de líneas con resultados experimentales conocidos y comprobados por otros textos.

4.1 LÍNEA DOBLE CIRCUITO DE 345 kV

Esta línea es tomada de la referencia [5], se posee información de sus características. Además los resultados presentados están respaldados por la fundamentación teórica del método de los dos puntos implementado en [5] y por tanto son simulaciones. No se encontraron resultados reales.

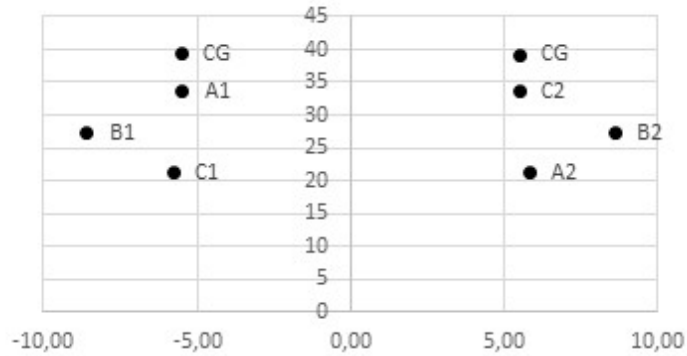
• **Características de la línea.** Esta línea presenta las siguientes características:

- Datos de cada conductor:

Tabla 2. Características de la línea doble circuito de 345 kV.

	coordenadas		Radio [cm]	Espaciamiento del haz [cm]	Tensión [kV]	Fase [°]
	X [m]	Y [m]				
Cable de guarda	-5,50	39,30	0,45	0	0	0
Cable de guarda	5,50	39,30	0,45	0	0	0
Fase A1	-5,50	33,80	1,48	45,7	345	0
Fase B1	-8,60	27,40	1,48	45,7	345	240
Fase C1	-5,80	21,30	1,48	45,7	345	120
Fase C2	5,50	33,80	1,48	45,7	345	120
Fase B2	8,60	27,40	1,48	45,7	345	240
Fase A2	5,80	21,30	1,48	45,7	345	0

Figura 23. Coordenadas de los conductores de la línea doble circuito de 345 kV.



- Datos generales:

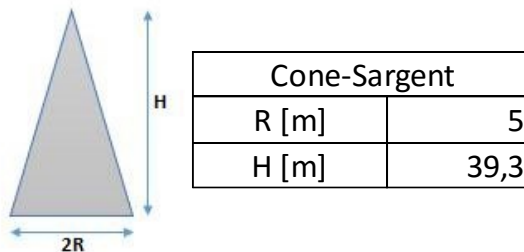
Tabla 3. Datos generales de la línea doble circuito 345 kV.

DATOS GENERALES DE LA LÍNEA	VALOR
Longitud de los aisladores [m]	2,63
Altura de la torre [m]	39,3
Distancia entre los cables de guarda [m]	11
Vano [m]	335
Número de conductores en haz	2
Flecha conductor de fase [m]	7
Flecha cable de guarda [m]	7
Nivel ceraunico [días trueno / año]	30
Resistencia de puesta a tierra [Ω]	20

- Datos de la torre:

El modelo seleccionado es el de Sargent con una altura de 39,3 metros y una base de 10 metros como se puede ver en la Figura 24.

Figura 24. Modelo y datos de la torre para la línea doble circuito de 345 kV.



• Comparación entre los resultados simulados por la referencia [5] y APELT.

Tabla 4. Comparación entre los resultados de APELT y del ejemplo del capítulo 12 de la segunda edición del EPRI.

RESULTADOS			
		Referencia [6]	APELT
Método electrogeométrico	Distancia de atracción, [m]	42	41,75
	Posición horizontal requerida del cable de guarda, [m]	7,1	6,34
	Ángulo real, [grados]	14,6	14,6
	Ángulo requerido, [grados]	6,9	10,75
	Fases más expuestas	B1 y B2	B1 y B2
	Ancho descubierto, [m]	1,8	1,04
Generales	DDT	3,6	3,3
	NSF	72	81,14
	NSFT	0,026	0,00513
	DET	43	48,68
	TFI	1,1	1,23
	TF	1,1	1,23

Donde:

DDT: Densidad de Descargas a tierra

NSF: Total de descargas a la línea en 100 km/año

NSFT: Total de fallas en el apantallamiento en 100 km/año

DET: Descargas efectivas a la torre en 100 km/año

TFI: Total de flameos inversos en 100 km/año

TF: Total de fallas en 100 km/año

Aunque la referencia [5] y APELT usan el método de los dos puntos, los resultados son efectuados por APELT son diferentes debido a que este cuenta con los modelos actualizados para la distancia mínima de choque, el factor de línea, la DDT entre otros.

4.2 LÍNEA DE UN CIRCUITO, DISPOSICIÓN HORIZONTAL DE 500 KV

El nombre de la línea es Johnsonville-Cordova [10]. Se tiene información de sus características y en cuanto a los resultados reales solo se cuenta con el total de fallas en 100 km/año.

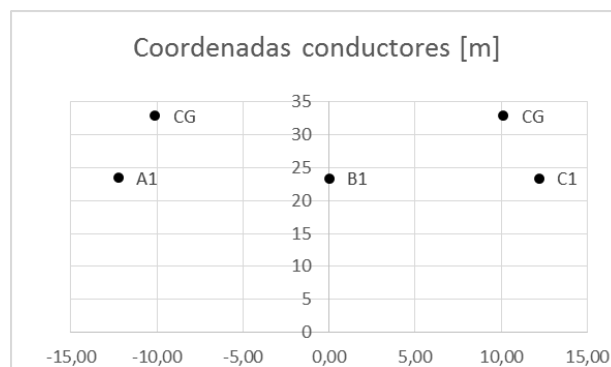
• **Características de la línea.** Esta línea presenta las siguientes características:

- Datos de cada conductor:

Tabla 5. Características de la línea de un circuito, disposición horizontal de 500 kV Johnsonville-Cordova.

	coordenadas		Radio [cm]	Espaciamento del haz [cm]	Tensión [kV]	Fase [°]
	X [m]	Y [m]				
Fase A1	-12,20	23,37	1,5	45,7	500	0
Fase B1	0,00	23,37	1,5	45,7	500	120
Fase C1	12,20	23,37	1,5	45,7	500	240
Cable de guarda	-10,14	32,92	0,86			0
Cable de guarda	10,14	32,92	0,86			0

Figura 25. Coordenadas de los conductores línea de un circuito, disposición horizontal de 500 kV Johnsonville-Cordova.



- Datos generales:

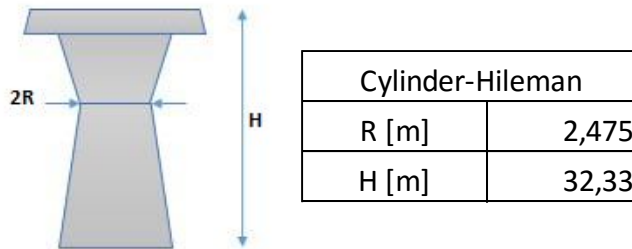
Tabla 6. Datos generales de la línea de un circuito, disposición horizontal de 500 kV Johnsonville-Cordova.

DATOS GENERALES DE LA LÍNEA	VALOR
Longitud de los aisladores [m]	4,67
Altura de la torre [m]	32,33
Distancia entre los cables de guarda [m]	20,28
Vano [m]	346
Número de conductores en haz	3
Flecha conductor de fase [m]	14,24
Flecha cable de guarda [m]	7,76
Nivel ceraunico [días trueno / año]	55
Resistencia de puesta a tierra [Ω]	4

- Datos de la torre:

El modelo seleccionado es el de Hileman con una altura de 32,33 metros y un radio de 2,475 metros en el punto de cambio de apertura como se puede ver en la Figura 26.

Figura 26. Modelo y datos de la torre de la línea para la línea Johnsonville-Cordova.



• **Comparación entre los resultados reales reportados y los simulados por APELT.**

Se evaluó la línea para diferentes valores de DDT, debido que para determinada zona existe un respectivo DDT, en este caso como la línea está ubicada en Estados Unidos se utilizaron los diferentes modelos disponibles para esta región. Esto se hizo debido a la falta de datos de los niveles cerámicos a lo largo de esta línea, ya que estos valores son los que se deberían evaluar.

La distribución de la resistencia de puesta a tierra medida en la línea según [5] es la siguiente:

Tabla 7. Distribución de la resistencia de puesta a tierra de la línea de un circuito, disposición horizontal de 500 kV Johnsonville-Cordova.

Distribución de la resistencia de puesta a tierra en Ω	2%	9%	26%	63%
	60	20	10	4

El total de fallas en 100 km/año obtenido experimentalmente es de 0,3 según [5]. A continuación se presenta una tabla en donde se muestra la variación del total de fallas simuladas por APELT respecto a los diferentes valores de DDT y de la resistencia de puesta a tierra.

Tabla 8. Variación del TF dada por las diferentes DDT y resistencias de puesta a tierra.

TF, Total de fallas en 100 km/año		DDT, Densidad de Descargas a Tierra				
		Anderson/Eriksen, CIGRE	Horn/Ramsey, U.S.A 1	Anderson/Jenner	Brown/White head/Golde. USA	Horn/Ramsey, U.S.A 2
		5,99	6,05	7,7	8,25	9,35
Resistencia de pie de torre en Ω	4	0,05	0,05	0,07	0,07	0,08
	10	0,15	0,16	0,2	0,21	0,24
	20	0,44	0,44	0,56	0,6	0,68
	60	2,74	2,67	3,4	3,64	4,12

Como se observa en la tabla, el total de fallas aumenta proporcionalmente con el incremento de la resistencia de puesta a tierra y DDT. Con la resistencia de puesta a tierra de 4 Ω , que es la más frecuente a lo largo de la línea, se presentan valores mínimos del total de fallas. Para la simulación con 10 Ω , los resultados obtenidos son cercanos al valor real del total de fallas. Por último, en 20 y 60 Ω se encuentran los valores más altos de fallas, y es recomendable que se evite el trayecto de la línea a través de estas zonas. Para realizar un

análisis completo también se debe evaluar la línea para los diferentes niveles cerámicos, para este caso no se contó con este dato.

4.3 LÍNEA DE UN CIRCUITO, DISPOSICIÓN HORIZONTAL A 500 KV

El nombre de la línea es Davidson-Wilson [10]. Se cuenta con información de sus características y en cuanto a los resultados reales solo se cuenta con el total de fallas en 100 km/año.

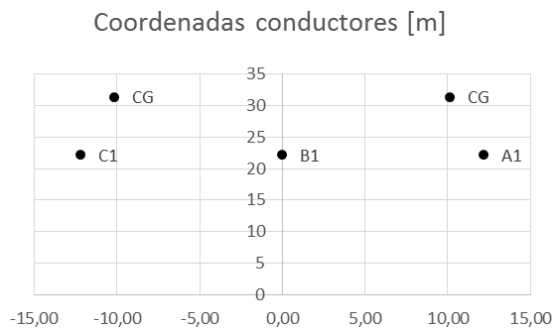
• **Características de la línea.** Esta línea presenta las siguientes características:

- Datos de cada conductor

Tabla 9. Características de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV Davidson-Wilson.

	coordenadas		Radio [cm]	Espaciamento del haz [cm]	Tensión [kV]	Fase [°]
	X [m]	Y [m]				
Fase A1	-12,20	22,15	1,519	46	500	0
Fase B1	0,00	22,15	1,519	46	500	120
Fase C1	12,20	22,15	1,519	46	500	
Cable de guarda	-10,14	31,35	0,45			0
Cable de guarda	10,14	31,35	0,45			0

Figura 27. Distribución de la resistencia de puesta a tierra de la línea de un circuito, disposición horizontal de 500 kV Johnsonville-Cordova.



- Datos generales

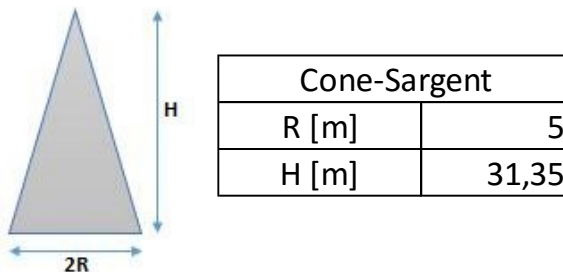
Tabla 10. Datos generales de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV Davidson-Wilson.

DATOS GENERALES DE LA LÍNEA	VALOR
Longitud de los aisladores [m]	4,66
Altura de la torre [m]	31,35
Distancia entre los cables de guarda [m]	20,28
Vano [m]	350
Número de conductores en haz	3
Flecha conductor de fase [m]	8
Flecha cable de guarda [m]	7
Nivel ceraunico [días trueno / año]	55
Resistencia de puesta a tierra [Ω]	5,8

- Datos de la torre

El modelo seleccionado es el de Sargent con una altura de 31,35 m y una base de 62,7 m como se puede ver en la Figura 28.

Figura 28. Modelo y datos de la torre para la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV Davidson-Wilson.



• **Comparación entre los resultados reales reportados y los simulados por APELT.**

Se evaluó la línea para diferentes valores de DDT, debido que para determinada zona existe un respectivo DDT, en este caso como la línea está ubicada en Estados Unidos se utilizaron los diferentes modelos disponibles para esta región. Esto se hizo debido a la falta de datos de los niveles ceráunicos a lo largo de esta línea, ya que estos valores son los que se deberían evaluar con sus respectivas resistencias de puesta a tierra.

El total de fallas en 100 km/año obtenido experimentalmente es de 0,57 según [5]. A continuación se presenta una tabla mostrando la variación del total de fallas simulados por APELT respecto a los diferentes valores de DDT.

Tabla 11. Variación del TF de acuerdo a la DDT de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV Davidson-Wilson.

APELT		
DDT		TF
Anderson/Eriksson, CIGRE	5,99	0,06
Brown/Whitehead/Golde. USA	8,25	0,08
Anderson/Jenner	7,7	0,08
Horn/Ramsey, U.S.A 1	6,05	0,06
Horn/Ramsey, U.S.A 2	9,35	0,1

Como en el caso anterior, el total de fallas es directamente proporcional al DDT. Para este caso no se cuenta con una distribución de resistencias como en la sección 4.2, por tanto se utilizó el valor promedio indicado por [5]. Los resultados simulados no se aproximan al valor real, esto se debe a que no se cuenta con los valores de resistencia de puesta a tierra y de niveles cerámicos a lo largo de la línea, y por tanto se obtiene resultados que son muy limitados.

4.4 LÍNEA DE UN CIRCUITO, DISPOSICIÓN HORIZONTAL A 500 KV

Esta línea pertenece al “Department of water and power” (DPW) de la ciudad de Los Ángeles [10], se tiene información de sus características y en cuanto a los resultados reales solo se cuenta con el total de fallas en 100 km/año.

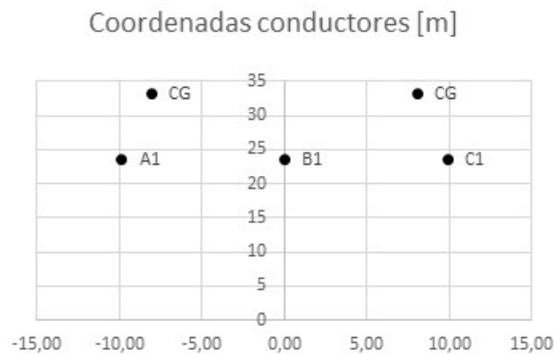
• **Características de la línea.** Esta línea presenta las siguientes características:

- Datos de cada conductor

Tabla 12. Características de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV DPW.

	coordenadas		Radio [cm]	Espaciamiento del haz [cm]	Tensión [kV]	Fase [°]
	X [m]	Y [m]				
Fase A1	-9,91	23,67	1,779		287,5	0
Fase B1	0,00	23,67	1,779		287,5	120
Fase C1	9,91	23,67	1,779		287,5	240
Cable de guarda	8,08	33,27	0,635			
Cable de guarda	-8,08	33,27	0,635			

Figura 29. Coordenadas de los conductores de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV DPW.



- Datos generales

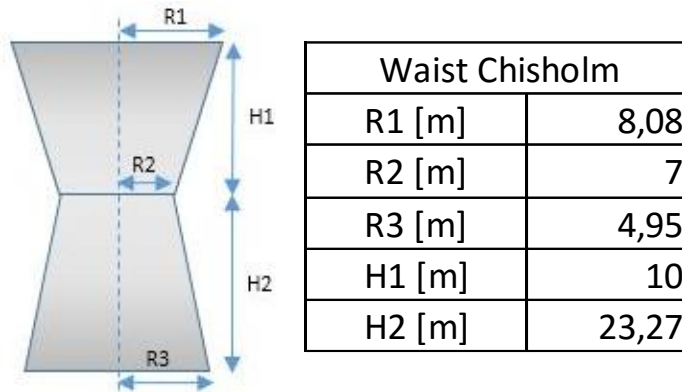
Tabla 13. Datos generales de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV DPW.

DATOS GENERALES DE LA LÍNEA	VALOR
Longitud de los aisladores [m]	3,76
Altura de la torre [m]	33,27
Distancia entre los cables de guarda [m]	16,15
Vano [m]	300
Número de conductores en haz	1
Flecha conductor de fase [m]	12,19
Flecha cable de guarda [m]	12,19
Nivel ceraunico [días trueno / año]	30
Resistencia de puesta a tierra [Ω]	7

- Datos de la torre

El modelo seleccionado es el de Chisholm con una altura total de 33,27 m cuyo cambio de apertura H2 es de 23,27 m. El radio superior R1 es de 8,08 m, el del cambio de apertura R2 es de 7 m y el inferior R3 es de 4,95 m como se puede ver en la Figura 30.

Figura 30. Modelo y datos de la torre para la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV DPW.



• **Comparación entre los resultados reales reportados y los simulados por APELT.**

Se evaluó la línea para diferentes valores de DDT, debido que para determinada zona existe un respectivo DDT, en este caso como la línea está ubicada en Estados Unidos se utilizaron los diferentes modelos disponibles para esta región. Esto se hizo debido a la falta de datos de los niveles cerámicos a lo largo de esta línea, ya que estos valores son los que se deberían evaluar con sus respectivas resistencias de puesta a tierra.

El total de fallas en 100 km/año obtenido experimentalmente es de 0,0316 según [5]. A continuación se presenta una tabla mostrando la variación del total de fallas respecto a los diferentes valores de DDT, simulados por APELT.

Tabla 14. Variación del TF de acuerdo a la DDT de la línea de un circuito, disposición horizontal a 500 kV DPW.

APELT		
DDT		TF
Anderson/Eriksson, CIGRE	2,8	0,04
Brown/Whitehead/Golde. USA	4,5	0,06
Anderson/Jenner	4,2	0,05
Horn/Ramsey, U.S.A 1	3,3	0,04
Horn/Ramsey, U.S.A 2	5,1	0,07

Como en el caso anterior, el total de fallas es directamente proporcional al DDT. Para este caso no se cuenta con una distribución de resistencias como en la sección 4.2, por tanto se utilizó el valor promedio indicado por [5]. Esto conlleva a que no se pueda crear una tabla con todos los posibles TF para diferentes resistencias de puesta a tierra, a pesar de esto, los resultados obtenidos por la simulación son muy similares a los reales lo que da un visto bueno de la implementación del método para este caso, a pesar que tampoco se cuenta con los diferentes niveles cerámicos en el trayecto de la línea de transmisión.

5. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

- Para los cálculos, APELT toma un único valor de resistencia de puesta a tierra. En el caso de una línea real, esta resistencia varía a lo largo del trayecto como se observa en la sección 4.2. Esta diferencia entre el modelo y la realidad puede generar resultados lejanos a los valores reales en algunos casos; esto, en la experiencia sería el resultado solo para cierta sección de la línea despreciando el restante.
- En el momento de ingresar los datos en la herramienta APELT, hay que tener en cuenta que existen 3 valores que varían en el trayecto de la línea: el nivel cerámico, la DDT y la resistencia de puesta a tierra. Para tener una respuesta similar al comportamiento real, lo recomendable es ejecutar el programa con los diferentes valores de nivel cerámico, DDT y resistencia de puesta a tierra a lo largo de la trayectoria, y así obtener un rango de respuestas en el que pueda encontrarse el valor real. Con esto, se concluye que la respuesta de APELT para el total de fallas no se puede comparar con un valor real de fallas, en lugar de esto, con esta herramienta se puede hallar un intervalo de respuestas para que el usuario las analice y compare en el caso de tener medidas experimentales como en el caso de la sección 4.2.
- El nivel cerámico cambia en el trayecto de una línea de transmisión lo cual modificaría el valor de la DDT. En APELT solo se ingresa un valor de los varios que puede tener la línea. No se pudo analizar la variación del nivel cerámico en el total de fallas porque los ejemplos utilizados tenían un único valor de nivel cerámico.
- Una de los problemas del método de los puntos es que toma un solo frente de onda, si se compara a los métodos estadísticos como el de Montecarlo, en el que se simulan

varios frentes de onda. Además en el método de los puntos no se tiene en cuenta el ángulo con el cual el líder incide a la línea, se asume que este incide verticalmente.

- No se logró conseguir datos de diseño de líneas de transmisión ni datos de flameo y fallas en el apantallamiento de líneas actuales en especial de Colombia, para realizar la simulación del comportamiento de estas líneas ante descargas atmosféricas en APELT y poder analizar la calidad y validez de los resultados de este proyecto de grado para nuestro país.
- Al implementar el programa APELT en Excel se consigue que este se ejecute en la mayoría de los computadores actuales, puesto que estos trabajan con el sistema operativo Windows y cuenta con la suite ofimática de Microsoft Office. Además, permitió elaborar una interfaz gráfica agradable, ordenada y de fácil comprensión.
- El método implementado en el programa APELT no tiene en cuenta el efecto de las condiciones ambientales en la línea ni el de la contaminación. De las experiencias en laboratorio de alta tensión es conocido que realizar las correcciones por condiciones atmosféricas aumenta la tensión de flameo. Aunque no se puede extrapolar esta conclusión directamente a las líneas de transmisión, la variación en las condiciones ambientales y el aumento de la contaminación tiene efectos en el apantallamiento no considerados en este proyecto porque en el estado del arte del desempeño de las líneas de transmisión ante descargas atmosféricas no se encontraron modelos matemáticos que relacionan este fenómeno.

CITAS

- [1] IEEE Working Group on Estimating the Lightning Performance of Overhead Transmission Lines, James T. Whitehead, William A. Chisholm, «IEEE Std 1243, Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Line,» p. 36, 1997.
- [2] The Lightning Performance of Overhead Lines Working Group, John McDaniel, William A. Chisholm, «IEEE1410, Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines,» p. 63, 2010.
- [3] GENERAL ELECTRIC COMPANY, J.G. Anderson, D.W. Durbak, «Single-Phase, Multiphase, and Multiphase-Circuit Lightning Flashovers of Transmission Lines,» 1984, p. 129.
- [4] H. Torres-Sanchez, Protección contra rayos, Bogota, 2008.
- [5] Electric Power Research Institute, Transmission Line Reference Book, Palo Alto, California, 1982.
- [6] Electric Power Research Institute, Transmission Line Reference Book, Palo Alto, California, 2005.
- [7] T. E. McDermot, «A New Version of the IEEE Flash Program,» *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*, p. 4, 2010.
- [8] T. E. McDermott, «Source Forge,» 10 Agosto 2013. [En línea]. Available: <http://sourceforge.net/projects/ieeeflash/>.
- [9] M. Rahman, J. A. Gillespie, M. Darveniza y T. K. Saha, «Transmission Line Performance against Lightning Investigated using FLASH 1.81,» p. 7, 2007.
- [10] C. A. Acosta Sanchez, SISTEMATIZACIÓN DEL METODO DE LOS DOS PUNTOS PARA EVALUAR EL COMPORTAMIENTO A LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS DE LINEAS DE TRANSMISION, Bucaramanga, 1987.

- [11] J. P. García Sabater, MANUAL DE VISUAL BASIC PARA EXCEL, Universidad Politécnica de Valencia.
- [12] FIEUX y R.P., Rescarcha on Artificially Triggered Lightning in France, Francia, 1983.
- [13] J. Rugeles y J. C. Chacón, LABORATORIO DE ALTA TENSIÓN, MANUAL DE PRACTICAS, Bucaramanga.
- [14] Corona, Jairo León García, «Método simplificado de “los dos puntos” para evaluar el comportamiento de una línea de transmisión ante descargas atmosféricas Parte II,» *GAMMA, Boletín tecnico*, p. 8, 2005.
- [15] W. O. Galitz, The Essential Guide to User Interface Design, 2002.
- [16] «sonoran institute,» [En línea]. Available: http://www.sonoraninstitute.org/images/stories/Tucson_Electric_Power_-_Sketch_of_tubular_and_lattice-style_transmission_towers.jpg.
- [17] Autores.
- [18] H. Torres Sanchez, "*Norma técnica Colombiana de protección contra rayos filosofía y resultados*" Seminario internacional seguridad, riesgo, calidad y protecciones eléctricas, Medellin, 2006.

BIBLIOGRAFIA

ACOSTA SANCHEZ, Carlos Arturo. Sistematización del método de los dos puntos para evaluar el comportamiento a las descargas atmosféricas de líneas de transmisión. Trabajo de grado Ingeniero Electricista. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, 1987

ANDERSON, J. G. DURBAK, D. W. Single-Phase, Multiphase, and Multiphase-Circuit Lightning Flashovers of Transmission Lines Volume 1: Engineering Analysis. Schenectady, New York, General electric company, 1984, p. 129.

EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above, Third Edition. Epr, Palo Alto, CA: 2005. 1011974.

EPRI AC Transmission Line Reference Book – 345 kV and Above, Second Edition. Epr, Palo Alto, CA: 1982. 6

FIEUX y R.P. Rescarcha on Artificially Triggered Lightning in France, Francia, 1983.

GALITZ, W. O. The Essential Guide to User Interface Design. Wiley Publishing Inc. 2007.

GARCÍA SABATER, P. Manual de visual basic para excel. Universidad Politécnica de Valencia. 2003.

LEÓN GARCÍA, Jairo. Método simplificado de “los dos puntos” para evaluar el comportamiento de una línea de transmisión ante descargas atmosféricas Parte II [Online]. GAMMA, Boletín técnico – Corona. 2005. p. 8. [Cited: 24 Nov. 2015] Available: www.gamma.com.co/pdf/boletines/tecnicos/boletin10.pdf

MCDANIEL, John. CHISHOLM, William A. IEEE1410, Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines [Online]. The Lightning Performance of Overhead Lines Working Group. 2010. p. 63 [Cited: 2 Nov. 2015] Available: IEEE/IEE Electronic Library- Biblioteca UIS.

MCDERMOT, T. E. A New Version of the IEEE Flash Program. IEEE-Transmission and Distribution Conference and Exposition [Online] 2010. , p. 4 [Cited: 2 Nov. 2015] Available: IEEE/IEE Electronic Library- Biblioteca UIS

MCDERMOTT, T. E. IEE FLASH [Online] 10 Agosto 2013 [Cited: 10 Nov. 2015] Available: <http://sourceforge.net/projects/ieeeflash/>.

RAHMAN, M. GILLESPIE, J. A. DARVENIZA, M. y SAHA, T. K. Transmission Line Performance against Lightning Investigated using FLASH 1.81 [Online] 2007. , p. 7 [Cited: 5 Nov. 2015] Available: IEEE/IEE Electronic Library- Biblioteca UIS

RUGELES, J. CHACÓN, J. C. Laboratorio de alta tensión, manual de practicas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. ____.

TORRES SANCHEZ, Horacio. Protección contra rayos. Bogota: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC, 2008.

TORRES SANCHEZ, Horacio. Norma técnica Colombiana de protección contra rayos filosofía y resultados. Seminario internacional seguridad, riesgo, calidad y protecciones eléctricas, Medellin, 2006.

WHITEHEAD, James T. CHISHOLM, William A. IEEE Std 1243, Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Line [Online]. IEEE Working Group on Estimating the Lightning Performance of Overhead Transmission Lines. 1997. p. 36 [Cited: 2 Nov. 2015] Available: IEEE/IEE Electronic Library- Biblioteca UIS.

ANEXOS

MANUAL DE USUARIO

Requerimientos del sistema. Para poder ejecutar APELT se requiere tener instalado Excel de la suite ofimática Microsoft Office.

Compatibilidad. APELT es compatible con sistemas de 64 y 32 bits en las versiones de Excel 2007, 2010 y 2013 en sistemas operativos Windows 7, 8, 8.1 y 10.

PARA EL CORRECTO FUNCIONAMIENTO DE APELT SE DEBE EVITAR ABRIR DOCUMENTOS DE EXCEL Y ANTES DE ABRIRLO HAY QUE CERRAR TODOS LOS ARCHIVOS ABIERTOS DE EXCEL.

Descripción del funcionamiento de APELT. Este proyecto se desarrolla bajo la idea de software libre en la que otros pueden realizar actualizaciones y modificaciones a APELT con el propósito de mantener el programa útil en años venideros, haciendo referencia a los autores originales.

Apantallamiento efectivo en las líneas de transmisión-APELT es una herramienta creada para optimizar o diseñar el apantallamiento contra descargas atmosféricas en líneas de transmisión. Ha sido desarrollada en Excel empleando macros, formularios y las hojas de cálculo. La interfaz gráfica permite visualizar en tiempo real el ingreso de datos y los resultados se presentan de forma gráfica y sencilla. A continuación se describen las pestañas y su contenido junto con las diferentes opciones y restricciones que el programa APELT presenta.

Pestaña “Inicio”. Presenta una descripción del propósito del programa y de sus alcances. Es la bienvenida del programa se muestra en la Figura 31:

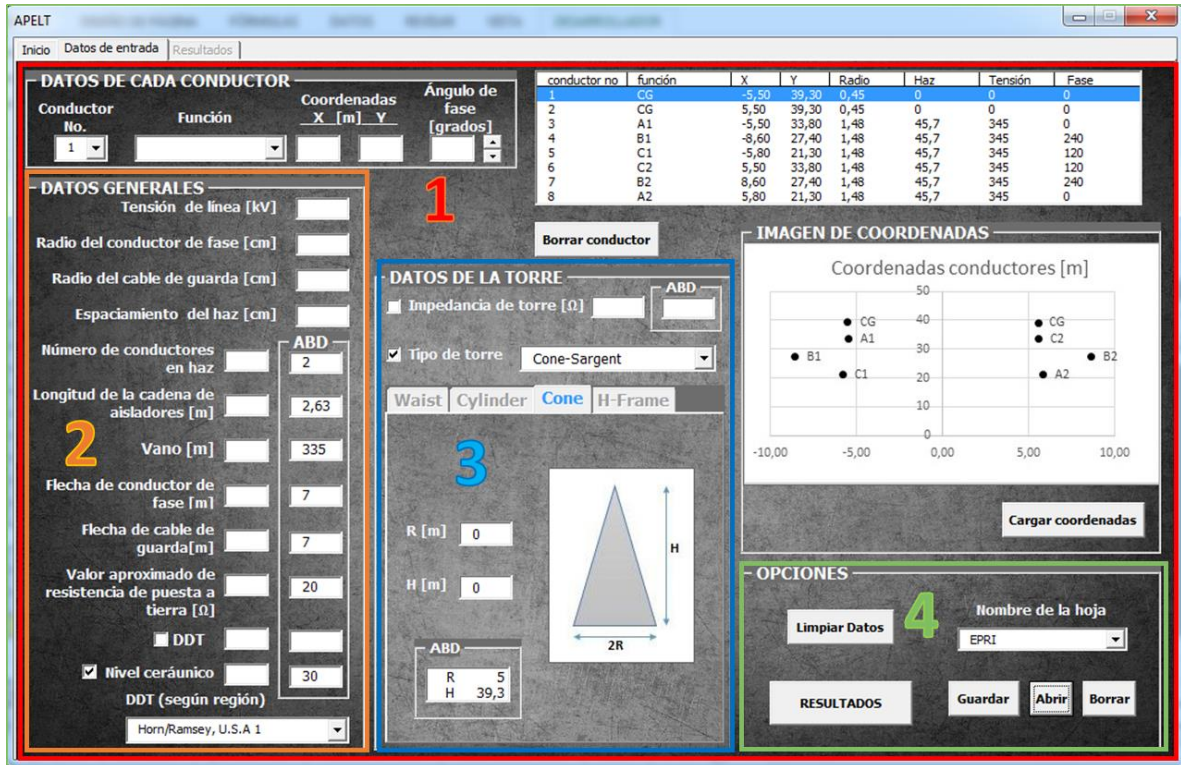
Figura 31. Pestaña de Inicio del programa APELT.



Pestaña “Datos de entrada”. Aquí es donde se ingresan todos los datos de la línea de transmisión necesarios para realizar los cálculos de fallas por apantallamiento y flameo inverso. Y se manipulan Los botones de limpiar, guardar, borrar, abrir, resultados y cargar coordenadas. Se divide en 4 partes, las cuales se pueden visualizar en la Figura 32:

1. Datos de cada conductor
2. Datos generales
3. Datos de la torre
4. Opciones

Figura 32. Pestaña Datos de Entrada de APELT.



Datos de cada conductor.

Figura 33. Opciones disponibles en la sección Datos de cada conductor.



Al ingresar el primer conductor de fase y de cable de guarda se tienen que especificar los siguientes datos:

El primer conductor de fase:

Número del conductor (Conductor No.)

Función

Coordenada X

Coordenada Y

Ángulo de fase

Tensión línea, se encuentra en 'Datos generales'.

Radio del conductor de fase, se encuentra en 'Datos generales'.

Espaciamiento del haz, se encuentra en 'Datos generales'.

El primer cable de guarda:

Número del conductor

Función

Coordenada X

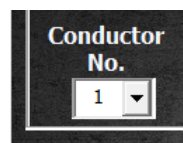
Coordenada Y

Radio del conductor del cable de guarda, se encuentra en 'Datos generales'.

Esto es necesario porque al ingresar los demás conductores o cables de guarda el programa copiará automáticamente los datos generales de cada conductor de fase (**Tensión línea, Radio del conductor de fase, Espaciamiento del haz**) y de cada cable de guarda (**Radio de cable guarda**), de lo contrario los conductores ingresados quedaran sin estos datos.

Conductor No.

Figura 34. Conductor No. Es una casilla desplegable.



Es la identificación numérica de la fase a ingresar y los cables de guarda. Al seleccionar un valor en esta casilla se habilita la modificación de todos los demás valores respectivos del conductor (**Función, Coordenadas, Ángulo de fase, Número de conductores en haz, Radio del conductor, Espaciamiento del haz y Tensión línea**), estas modificaciones aparecerán instantáneamente en la tabla de datos, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 35. La tabla de datos se encuentra a la derecha de las opciones de ingreso de datos de la sección Datos de cada conductor.

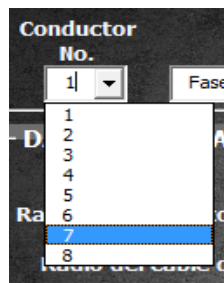
DATOS DE CADA CONDUCTOR						conductor no	función	X	Y	Radio	Haz	Tensión	Fase
Conductor No.	Función	Coordenadas X [m] Y		Ángulo de fase [grados]		1	B1	4,00	5,00				

Para editar algún valor del conductor hay que desplegar la lista y seleccionar su número con un click, Figura 36. Si ese conductor ya tenía los datos de coordenadas y fase ingresados, al seleccionarlo para su edición estos datos se borrarán. Esto es necesario porque de no ser así en las casillas de coordenadas y ángulo de fase se cargarían los datos pero con coma (El reemplazo del punto por coma es un problema que presenta Excel) y para evitar errores debido al cambio del punto por coma al cargar los datos, estos se eliminan para evitar su carga.

No se puede escribir en esa casilla. (Hay que seleccionar el seleccionar el número del conductor de la lista desplegable)

La cantidad máxima de conductores es 8, como se muestra en la lista desplegable de la siguiente figura.

Figura 36. Menú desplegado de la casilla Conductor No.



Función

Figura 37. Casilla desplegable para elegir la función del conductor.

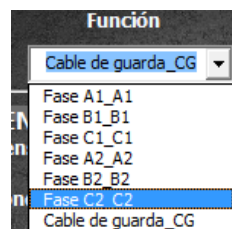


De la lista desplegable se selecciona el nombre de la fase a ingresar o cable de guarda. Cuando se elige **Cable de guarda_CG** se deshabilitan las casillas de **Tensión línea**, **Radio del conductor de fase**, **Espaciamiento del haz**, y **Ángulo de fase** para evitar errores en el ingreso de datos. A su vez cuando se elige alguna fase de deshabilita la casilla **Radio del cable de guarda**.

No se puede escribir en esta casilla.

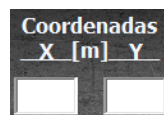
Se abre la lista desplegable y se selecciona el nombre correspondiente, como se muestra en la lista desplegable de la siguiente figura.

Figura 38. Opciones disponibles en la casilla Función.



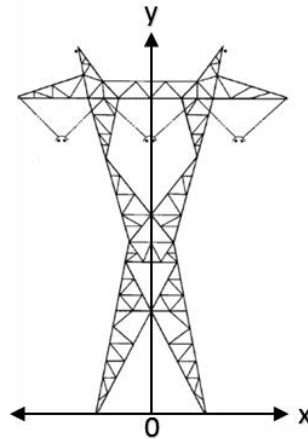
Coordenadas

Figura 39. Casillas para el ingreso de coordenadas.



Ingreso de la coordenada X y Y de la fase correspondientes en metros, tomando como eje de abscisas (X) el plano de tierra y como eje de ordenadas (Y) la mitad de la base de la torre.

Figura 40. Esquemático para entender la disposición de las coordenadas de los conductores de la torre.



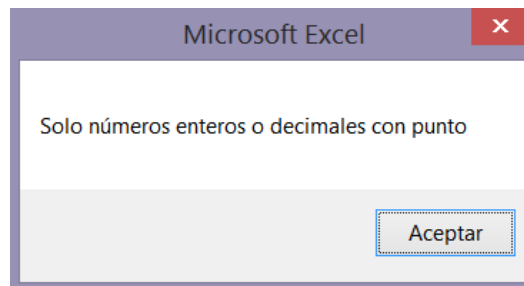
sonoran institute [En línea]. Available: http://www.sonoraninstitute.org/images/stories/Tucson_Electric_Power_-_Sketch_of_tubular_and_lattice-style_transmission_towers.jpg.

El valor correspondiente a escribir puede ser positivo o negativo para X y solo positivo para Y y tiene que estar en metros [m].

El punto es el separador decimal, de ingresar lo contrario aparecerá una ventana emergente avisando el error.

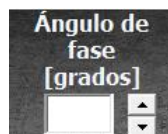
No se permite el ingreso de letras y símbolos, sólo números reales.

Figura 41. Advertencia de APELT ante el ingreso de comas.



Ángulo de fase

Figura 42. Casilla para el ingreso del ángulo de fase.



Solo puede tomar tres valores (0°, 120°, 240°) en grados y se selecciona empleando las flechas.

No se permite la escritura en esa casilla.

El desplazamiento es cíclico.

Tabla de datos

Figura 43. Tabla de datos donde se resume las características de los conductores de fase y cables de guarda.

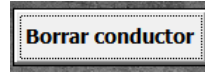
conductor no	función	X	Y	Radio	Haz	Tensión	Fase
1	CG	-5,50	39,30	0,45	0	0	0
2	CG	5,50	39,30	0,45	0	0	0
3	A1	-5,50	33,80	1,48	45,7	345	0
4	B1	-8,60	27,40	1,48	45,7	345	240
5	C1	-5,80	21,30	1,48	45,7	345	120
6	C2	5,50	33,80	1,48	45,7	345	120
7	B2	8,60	27,40	1,48	45,7	345	240
8	A2	5,80	21,30	1,48	45,7	345	0

La tabla de datos muestra los datos respectivos de cada conductor en el momento que se va ingresando. Aunque los datos se ingresen con punto como separador decimal, estos aparecen en la tabla con coma porque Excel realiza ese cambio automáticamente debido a problemas de traducción del inglés al español. Para el valor de **Función** solo se muestra la letra y el número del conductor.

No se pueden modificar los datos desde la tabla, esta es de solo visualización. Para seleccionar un conductor hay que hacerlo desde la casilla de **Conductor N°**.

Botón “Borrar Conductor”

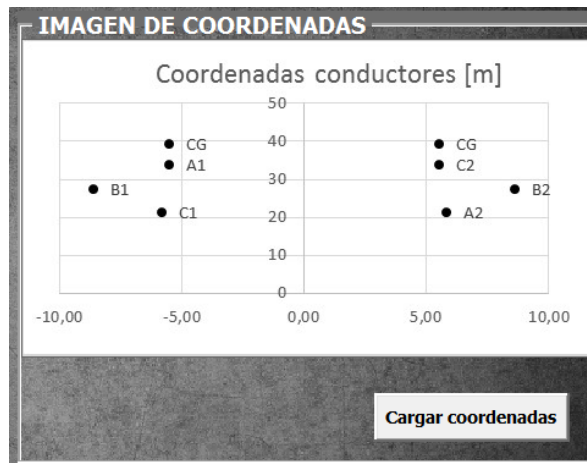
Figura 44. Botón borrar Conductor.



Con este botón puede borrarse toda la información de un conductor, hay que seleccionarlo desde la casilla **Conductor N°** y luego dar click en el botón, cada vez que se borra un conductor se actualiza la imagen de coordenadas que se explicara posteriormente.

Imagen de coordenadas

Figura 45. Botón cargar coordenadas para actualizar la imagen de las coordenadas.



Se imprimen la ubicación de los conductores sobre en el eje de coordenadas X, Y. mostrado en la Figura 45. Esta información se actualiza automáticamente al presionar los botones **Resultados**, **Abrir**, **Limpiar datos**, **Borrar conductor** o al presionar el botón **Cargar coordenadas**. En esta aparece cada conductor etiquetado con su respectiva identificación y las unidades de los ejes coordenados están en metros.

Botón “Cargar coordenadas”

Al usar este Botón se carga la imagen de coordenadas con los datos actuales de la tabla de datos. Se encuentra debajo de **Imagen de coordenadas**, Figura 45.

Datos generales.

Tensión de línea

Figura 46. Casilla para el ingreso de la tensión línea.

A dark grey rectangular input field with the text "Tensión de línea [kV]" in white, followed by a small white rectangular box for text entry.

Este pertenece a los datos de cada conductor pero se encuentra en esta sección porque es un dato general para todos los conductores, excepto para los cables de guarda (En tal caso de deshabilita). Se escribe la tensión de línea correspondiente en kV. Este valor aparece en la tabla de datos.

No se permite el ingreso de letras y símbolos, sólo números reales.

El punto es el separador decimal, de ingresar lo contrario aparecerá una ventana emergente avisando el error.

Esta casilla se deshabilita al estar en **Función** seleccionado **Cable de guarda_CG**.

Radio del conductor de fase

Figura 47. Casilla para el ingreso del radio de conductor de fase.

A dark grey rectangular input field with the text "Radio del conductor de fase [cm]" in white, followed by a small white rectangular box for text entry.

Este pertenece a los datos de cada conductor pero se encuentra en esta sección porque es un dato general para todos los conductores, excepto para los cables

de guarda. Se escribe el radio del conductor de la fase en centímetros. Este valor aparece en la tabla de datos.

No se permite el ingreso de letras y símbolos, sólo números reales.

Esta casilla se deshabilita al estar en **Función** seleccionado **Cable de guarda_CG**".

Radio del cable de guarda

Figura 48. Casilla para el ingreso del radio del cable de guarda.

A dark grey rectangular label with the text "Radio del cable de guarda [cm]" in white, followed by a white rectangular input field with a thin black border.

Este pertenece a los datos de cada cable de guarda pero se encuentra en esta sección porque es un dato general para todos estos. Se escribe el radio del cable de guarda en centímetros. Este valor aparece en la tabla de datos.

No se permite el ingreso de letras y símbolos, sólo números reales.

Espaciamiento del haz

Figura 49. Casilla para el ingreso del Espaciamiento del haz.

A dark grey rectangular label with the text "Espaciamiento del haz [cm]" in white, followed by a white rectangular input field with a thin black border.

De existir conductores en haz se escribe el espaciamiento del haz (Δ) en centímetros [cm]. Si no se puede dejar vacío. Este valor aparece en la tabla de datos.

No se permite el ingreso de letras y símbolos, sólo números reales.

Esta casilla se deshabilita al estar en **Función** seleccionado **Cable de guarda_CG**".

Número de conductores en haz

Figura 50. Casilla para el ingreso del número de conductores.



Se escribe la cantidad de conductores en haz. De no presentar se debe digitar 1 (uno).

No se permite el ingreso de letras y símbolos, sólo números enteros positivos

Longitud de la cadena de aisladores, Vano, Flecha del conductor de fase, Flecha del cable de guarda, Valor aproximado de resistencia de puesta a tierra y DDT o Nivel cerámico:

Son valores de diseño de la línea que deben ingresarse manualmente, las unidades de los valores están al final de la frase en el ítem respectivo.

Recomendaciones para el ingreso de:

- **Flecha del conductor de fase y Flecha del cable de guarda:** Cuando el valor de la flecha no es explícito puede que se proporcione la altura a la mitad del vano de la fase y del cable de guarda. Al restar este valor de la altura de la fase y del cable de guarda se obtiene la flecha.
- **Valor aproximado de resistencia de puesta a tierra:** Para una evaluación rápida del apantallamiento de la línea se recomienda ingresar el valor de resistencia de puesta a tierra más representativo de la línea (El de mayor porcentaje de presencia). Por otro lado, si se desea analizar el comportamiento del apantallamiento para cada valor de resistencia de puesta a tierra presente en la línea basta con ingresar y generar

resultados para cada valor de resistencia (Como se presenta en la sección VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS GENERADOS POR).

- **Nivel cerámico o DDT:** Para este caso hay que seleccionar uno de estos dos parámetros (estos se hace por medio de las casillas que aparecen a la izquierda de cada parámetro), si selecciona uno el otro se deshabilita, de forma que solo puede ingresar Nivel Cerámico o DDT.

Debido a la longitud y ubicación geográfica de la línea, esta puede presentar tramos con niveles cerámicos distintos (Por tanto DDT distintos), por lo que presentará un comportamiento diferente en cada tramo. En tal caso, al ingresar un valor de nivel cerámico o DDT en APELT, este genera los resultados sólo para ese tramo de la línea de ese valor.

No se permite el ingreso de letras y símbolos, sólo números reales.

El punto es el separador decimal, de ingresar lo contrario aparecerá una ventana emergente avisando el error.

Figura 51. Datos generales de la línea. Casillas de ingreso de datos a la izquierda y de visualización (ABD) a la derecha.

DATOS GENERALES	
Tensión de línea [kV]	<input type="text"/>
Radio del conductor de fase [cm]	<input type="text"/>
Radio del cable de guarda [cm]	<input type="text"/>
Espaciamiento del haz [cm]	<input type="text"/>
Número de conductores en haz	<input type="text"/>
Longitud de la cadena de aisladores [m]	<input type="text"/>
Vano [m]	<input type="text"/>
Flèche de conductor de fase [m]	<input type="text"/>
Flèche de cable de guarda [m]	<input type="text"/>
Valor aproximado de resistencia de puesta a tierra [Ω]	<input type="text"/>
<input type="checkbox"/> DDT	<input type="text"/>
<input checked="" type="checkbox"/> Nivel cerámico	<input type="text"/>
DDT (según región)	<input type="text"/>
	Horn/Ramsey, U.S.A 1

DDT (según región)

Figura 52. Casilla para el ingreso de la DDT.

DDT (según región)

Es una lista desplegable en la que se tienen los modelos para la **Densidad de Descargas a Tierra** actualizadas para diferentes lugares del mundo, esta solo estará disponible cuando se seleccione **Nivel cerámico**. A continuación una lista con los autores y las respectivas regiones:

H.Torres, PAAS Colombia
Eriksson/Potgieter, Southafrica
Anderson/Eriksson, CIGRE
Stringfellow, U.K
Muller/Hillebrand, Sweden
Brown/Whitehead/Golde. USA
CIGRE
Kolokolov/Paulova/Russia
Aiya, India
Anderson/Jenner
Horn/Ramsey, U.S.A 1
Horn/Ramsey, U.S.A 2
Brooks/Temperate
Brooks/Tropical
New Guinea
De la Rosa, Montaña Mexico
Dinitz/M.G (Brazil)

Basta con abrir la lista y seleccionar al autor/región deseada.

No se permite la escritura en esa casilla.

ABD (Almacenado en la Base de Datos)

En esta sección se muestran los valores que se van ingresando en las casillas de datos de la línea y también los valores guardados en un proyecto anterior cuando se abre una hoja de datos. Estas casillas no se pueden modificar, solo son de lectura.

Datos de la torre.

Figura 53. Apariencia de la sección para el ingreso de los datos de la torre.

DATOS DE LA TORRE

Impedancia de torre [Ω] ABD

Tipo de torre Cone-Sargent

Waist Cylinder **Cone** H-Frame

R [m]

H [m]

ABD

R	5
H	39,3

Diagram of a cone with radius R , height H , and base diameter $2R$.

Esta sección está diseñada para obtener la impedancia de la torre. La cual puede calcularse a partir de la geometría de la torre o si ya se conoce, basta con ingresar el dato.

Impedancia de la torre

Si se conoce el valor de la impedancia de la torre hay que marcar la casilla al lado de **Impedancia de torre** para ingresar su respectivo valor. Esta acción bloquea la lista desplegable, de **Tipo de torre**, como se aprecia en la Figura 54. La sección **ABD** es para la visualización del valor de la impedancia de la torre de un proyecto guardado.

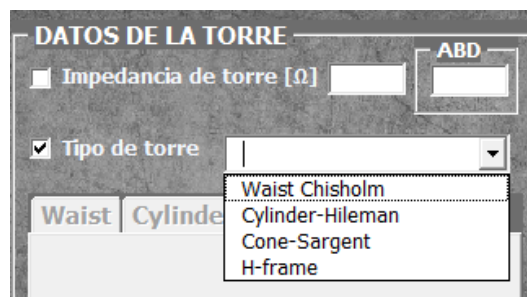
Figura 54. Casilla marcada de Impedancia de la torre y casilla de Tipo de torre y lista desplegable bloqueadas.



Tipo de torre

Al no contar con el valor de la impedancia de la torre, APELT puede calcularlo partiendo de la geometría de la torre. Es necesario seleccionar la casilla de **Tipo de torre** como muestra la Figura 55. Y luego elegir de la lista desplegable el modelo de torre a utilizar. Cuando se elige alguno, los demás se deshabilitan. Mientras la casilla de **Tipo de torre** está marcada, la caja de entrada de **Impedancia de torre** está bloqueada. Al marcar la casilla de **Impedancia de torre** mientras la casilla de **Tipo de torre** este marcada, desmarcará esta última y viceversa.

Figura 55. Casilla del Tipo de torre seleccionada mientras se bloque la opción de Impedancia de la torre

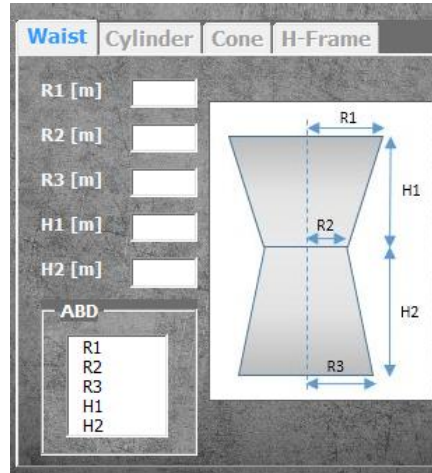


Para cada tipo de torre (Waist, Cylinder, Cone y H-frame) los parámetros a ingresar en metros se especifican en los esquemas respectivos.

No se permite el ingreso de letras y símbolos, sólo números reales.

Torre tipo Waist-Chisholm

Figura 56. Datos a ingresar para el modelo de torre Waist Chisholm.



R1: Mitad de la distancia entre los cables de guarda

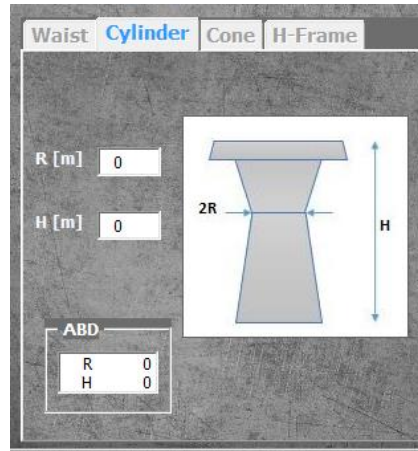
R2: Mitad de la cruceta de mayor longitud o mitad del ancho de la estructura a la mitad de la altura de la torre.

R3: Mitad del ancho de base de la estructura

H1 y H2: Si R2 es la mitad de la cruceta de mayor longitud, entonces H1 será la altura de la torre menos la altura de esa cruceta. De no ser así entonces H1 y H2 serán la mitad de la altura de la torre.

Torre tipo Cylinder-Hileman

Figura 57. Datos a ingresar para el modelo de torre Cylinder-Hileman.

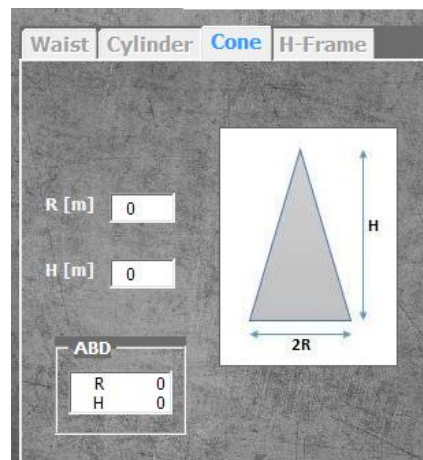


R: La mitad del ancho de la cintura de la torre.

H: Altura de la torre

Torre tipo de Cone-Sargent

Figura 58. Datos a ingresar para el modelo de torre Cone-Sargent.

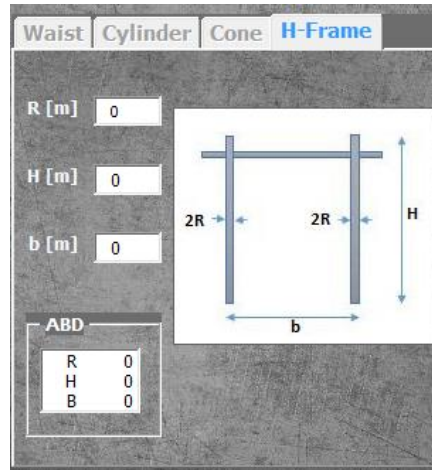


R: Mitad de la base de la torre

H: Altura de la torre

Torre tipo H-frame

Figura 59. Datos a ingresar para el modelo de torre H-frame.



R: Radio de los soportes

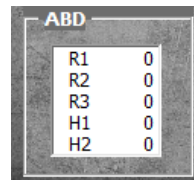
H: Altura de la torre

b: Base de la torre

ABD (Almacenado en la Base de Datos)

En esta sección se muestran los valores que se ingresan en las casillas de datos de la torre y también los valores guardados en un proyecto al abrirlo, estos valores no se pueden modificar solo son de visualización, como se aprecia en la Figura 60.

Figura 60. Sección de visualización de los datos ingresados del modelo de torre seleccionado en la sección Datos de la torre.



Opciones.

Figura 61. Sección de Opciones de APELT. Brinda las acciones básicas de un programa (abrir, guardar, borrar, generar resultados).



Botón “Limpiar Datos”

Este botón sirve para limpiar todas las casillas de entrada, la tabla de datos y la imagen de coordenadas para el ingreso de un nuevo proyecto.

Nombre de la hoja

En esta casilla desplegable se escribe el nombre del archivo a guardar/abrir/borrar. Las restricciones de los caracteres para el nombre del archivo son los mismos que los del nombre de una hoja de Excel. De la lista desplegable se pueden seleccionar los proyectos guardados para su posterior llamada con el **botón Abrir** o para su eliminación con el **botón Borrar**.

Se ha fijado por criterio personal de los programadores que el máximo número de proyectos a guardar posible para el programa es de 80, que equivale a 80 hojas adicionales en el libro de Excel.

Botón “Guardar”

Este botón sirve para guardar un proyecto como una hoja de Excel en el libro. Se utiliza después de escribir un nombre para la hoja en la casilla “Nombre de la

hoja” o desplegando la lista y seleccionando el nombre con un click, de lo contrario mostrará el mensaje de advertencia: “Ingrese el nombre de la hoja”.

De existir una hoja con el mismo nombre que se piensa utilizar para el proyecto a guardar aparecerá la advertencia “Ya existe una hoja con ese nombre” y luego un mensaje de confirmación para eliminar una hoja, hay que elegir “eliminar” porque el proceso que guarda proyectos como hojas genera una hoja en blanco y en el momento de cambiarle el nombre generará un error y esa hoja en blanco debe ser eliminada.

Para guardar cambios en un proyecto existente es necesarios seguir este procedimiento:

Mientras se tiene cargado el proyecto con los cambios en la interfaz borrar el proyecto utilizando el **botón Borrar**.

Luego escribir el mismo nombre en la casilla “Nombre de hoja” y pulsar **Guardar**.

De esa manera se habrá guardado los cambios en un proyecto ya existente.

Botón “Abrir”

Este botón sirve para abrir un proyecto. Se utiliza después de escribir un nombre para la hoja en la casilla “Nombre de la hoja” o desplegando la lista y seleccionando el nombre con un click, de lo contrario mostrara el mensaje de advertencia: “Ingrese el nombre de la hoja”.

Botón “Borrar”

Este botón sirve para borrar el proyecto, y debido a que está eliminando una hoja del libro de Excel este le pedirá una confirmación extra, **NUNCA SE DEBE**

CERRAR ESTA CONFIRMACION, TIENE QUE SELECCIONAR ELIMINAR. Se utiliza después de escribir un nombre para la hoja en la casilla “Nombre de la hoja” o desplegando la lista y seleccionando el nombre con un click, de lo contrario mostrará el mensaje de advertencia: “Ingrese el nombre de la hoja”.

Botón “Resultados”

Este botón genera los resultados del programa, en caso de que estén incompletos los datos se pueden presentar las siguientes advertencias:

“Agregue cable de guarda”

Este se presenta cuando no hay ningún conductor con la función cable de guarda.

“Falta ingresar la longitud de los aisladores”

“Falta ingresar el vano”

“Falta ingresar la flecha”

“Falta ingresar la resistencia de puesta a tierra”

“Falta ingresar seleccionar la DDT según la región”

“Falta seleccionar el tipo de torre”

“Falta ingresar el nivel cerámico”

“El cable de guarda está mal ubicado”

Esta se presenta por dos razones:

No hay simetría entre los dos cables de guarda (difiere el valor absoluto de la coordenada x).

Cuando hay un solo cable de guarda y este tiene la coordenada x diferente de cero.

“No hay simetría en la torre” Esta se debe a que la fases más expuestas tienen un valor absoluto diferente de coordenadas en el eje X o en el eje Y.

“Complete la sección ‘Datos de torre’

Cuando no se ha seleccionado al menos una de las casillas de Datos de Torre.

“Falta ingresar el valor de la impedancia de la torre”

Se presenta cuando se ha seleccionado la casilla de Impedancia de la torre en Datos de Torre y el valor de la impedancia es igual a cero.

“Falta datos por ingresar”

Esta se debe cuando faltan datos en la tabla central o en las casillas de la sección 2 y 3.

Cuando ya estén ingresados todos los datos se pueden generar cualquiera de los siguientes mensajes informativos:

“Se corrige la posición de los cables de guarda”

Este aparece cuando hay dos cables de guarda. Para corregir la falla en el apantallamiento se cambia la coordenada respecto al eje x de los cables de guarda.

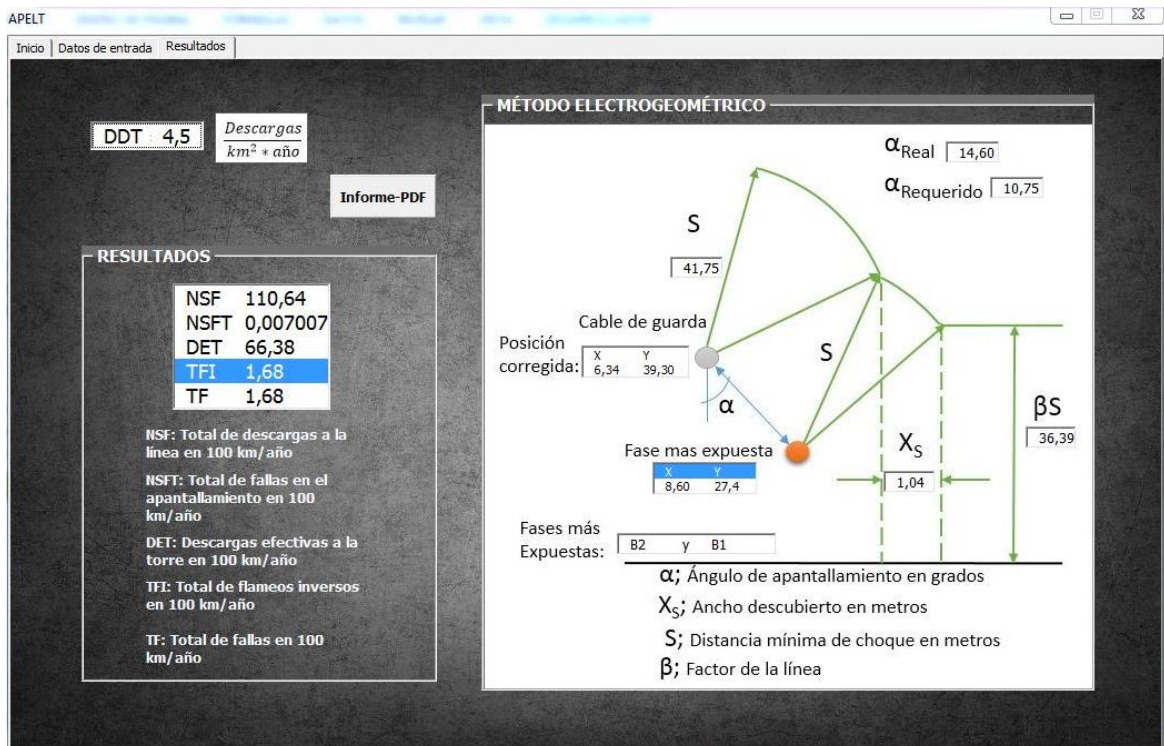
“Se corrige la posición de la fases más expuesta, debido a que solo hay un cable de guarda”.

“Apantallamiento efectivo”.

Este aparece cuando el ángulo real es menor o igual al ángulo efectivo ya sea 1 o 2 cables de guarda.

Pestaña “Resultados”. En esta pestaña se visualizan los resultados del programa con sus unidades respectivas. Se tiene la opción de imprimir un informe en PDF del proyecto utilizando el **botón Informe-PDF**. La apariencia de la pestaña es la de la Figura 62.

Figura 62. Pestaña Resultados de APELT. Muestra los resultados generados por el programa para las fallas en el apantallamiento y el flameo inverso.



Para comprobar los resultados de apantallamiento puede realizarse uno de los siguientes procedimientos.

Después de oprimir el **botón Resultados** aparece el mensaje, “Se corrige la posición de los cables de guarda”, en la pestaña de resultados tome los valores que aparecen en la casilla de **Cable de guarda** (“x” y “y”), e ingrese nuevamente estos valores en la pestaña de datos de entrada para ambos cables de guarda. Después oprima nuevamente el **botón**

Resultados y aparecerá el mensaje de “Apantallamiento efectivo”, comprobando la corrección del apantallamiento realizada por el programa.

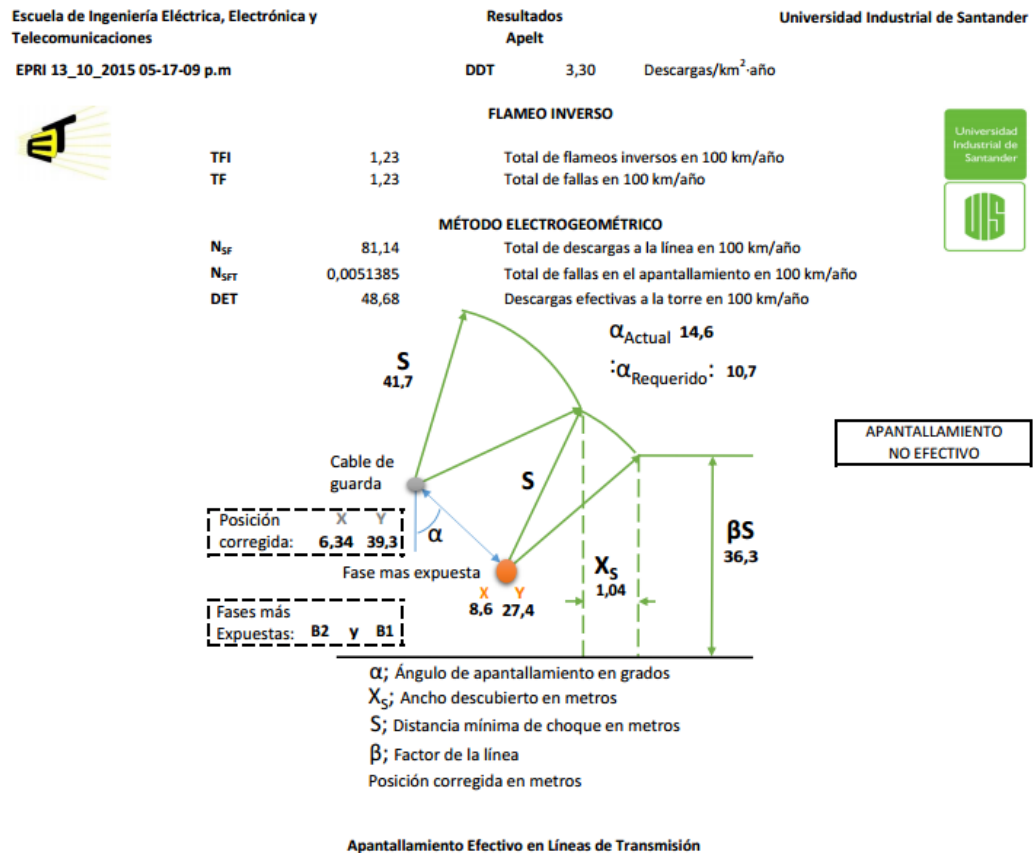
Después de oprimir el **botón Resultados** aparece el mensaje, “Se corrige la posición de las fases más expuestas, debido a que solo hay un cable de guarda”, en la pestaña de resultados tome los valores que aparecen en la casilla **Fase más expuesta** (“x” y “y”), e ingrese nuevamente estos valores en la pestaña de datos de entrada para ambas fases expuestas. Después oprima nuevamente el **botón Resultados** y aparecerá el mensaje de “Apantallamiento efectivo”, comprobando la corrección del apantallamiento realizada por el programa.

NOTA: Si está diseñando la línea y no sabe en qué posición ubicar los cables de guarda, en la pestaña datos de entrada, ingrese los dos cables de guarda colocando en la coordenada “X” “0” y en la coordenada “Y” la altura de torre, después de ingresar la totalidad de los datos y al pulsar en resultados el programa le indicara en qué posición ubicar los cables de guarda.

E X

Botón Informe-PDF: Este botón imprime los resultados en formato PDF en la misma carpeta en la que se encuentra APELT. El nombre del PDF se compone de: APELT-nombre del archivo-fecha de la impresión.pdf. La Figura 63 muestra el formato que tiene la impresión en PDF de los resultados.

Figura 63. Apariencia del PDF que APELT genera con los resultados, el nombre del proyecto (si lo tiene) y la fecha.



EJEMPLO DE USO DE APELT

Remitirse al video: “Ejemplo del uso de APELT”. Este video fue realizado con las versiones de prueba de Camtasia Studio y TextAloud.