

**MÉTODOS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS EN LÍNEAS
AÉREAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**HELBERTH FABIAN LEÓN DÁVILA
FERNANDO ANTONIO SANJUAN NAVARRO**



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

2018

**MÉTODOS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS EN LÍNEAS
AÉREAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**HELBERTH FABIAN LEÓN DÁVILA
FERNANDO ANTONIO SANJUAN NAVARRO**

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

JULIO CESAR CHACÓN VELASCO

Ingeniero Electricista, MS.c

Codirector

ÓSCAR ARNULFO QUIROGA QUIROGA

Ingeniero Electricista, Ph.D



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

2018

DEDICATORIA

A mis padres Hernando Sanjuan y Luz Marina Navarro que con esfuerzo y dedicación y pese a las circunstancias más adversas siempre han sabido apoyarme y lograr hacer de mí alguien mejor cada día.

A mi hermano Carlos Sanjuan que me ha transmitido sus experiencias vividas para hacer de mí una persona más sensata a la hora de actuar.

A mi hermano Federico Sanjuan, consejero y amigo que siempre ha estado ahí para alentarme en los momentos donde me siento más débil.

A mi tía Juanita, quien ha sido mi segunda abuela y que con casi un siglo de vida sigue manteniéndose firme y no deja de sorprenderme con sus mágicas historias.

A mi abuela Adelina (Q.E.P.D), quien desde el cielo me ve y se siente orgullosa de mí, mi ángel, este triunfo también es tuyo.

Y a mis amigos, familiares, profesores y a todas esas personas que durante todos estos años de vida han contribuido en ser la persona que soy hoy en día, a los que llegaron y se fueron de mi vida, a los que llegaron para quedarse y a los que ya no se encuentran en este mundo, pero siempre tuvieron una buena palabra para regalarme, a todos ustedes solo me queda por decirles, gracias totales.

Fernando Antonio Sanjuan Navarro

A mi madre Zoila y padre Ernesto por su gran aporte en mi formación personal, brindándome los valores necesarios que forjaron mi carácter y espíritu académico.

A mi hermano Vladimir por ser gran ejemplo en mi vida y en especial a mi hermana Galia quien ha sido un ícono en ella.

A mis primos, tíos y tías, especialmente a mi tía Oliva quien es y seguirá siendo una segunda madre.

A Beatriz, Mechas, Nata, Lola y a quien siempre admiro, extraño y jamás saldrá de mi corazón, Nancy, una lágrima recorre mi mejilla porque no te veré ahí.

Y a mis amigos, ellos quienes llegaron y dejaron su huella, una huella que jamás se borrará, a esos amigos les dedico este logro, logro que es para ustedes, no puedo nombrarlos, realmente son muchos y de calidad

Helberth Fabian León Dávila.

AGRADECIMIENTOS

Principalmente agradecer a Dios por guiarnos y ayudarnos en los momentos más difíciles de nuestras vidas y durante todo este proceso de formación como ingenieros. A los profesores que facilitaron el camino de aprendizaje.

A nuestros padres por su entrega, apoyo y amor incondicional y quienes siempre han querido vernos crecer como los mejores profesionales, pero ante todo como las mejores personas.

Al Mgtr. Julio César Chacón Velasco, director del trabajo de grado, por su dirección y asesoría las cuales hicieron posible la realización de este trabajo de grado.

Al Dr. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, codirector y profesor, quien ha confiado y creído en nosotros. Por ayudarnos, guiarnos y brindarnos el conocimiento necesario en cada avance del trabajo de grado.

A todos nuestros compañeros de estudio que aportaron su granito de arena haciendo posible que semestre a semestre alcanzáramos las metas propuestas.

Agradecemos a todas las personas que nos apoyaron durante el desarrollo de este trabajo de grado.

CONTENDIO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS	28
1.1 MÉTODOS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	29
1.1.1 Determinación de las sobretensiones representativas (V_{rp})	31
1.1.1.1 Sobretensión a frecuencia industrial	31
1.1.1.2 Sobretensión de maniobra (frente lento).....	36
1.1.2. Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (V_{cw})	37
1.1.2.1. Sobretensión temporal.....	37
1.1.2.2 Sobretensión de maniobra (frente lento).....	38
1.1.2.3 Sobretensión tipo rayo (frente rápido).....	40
1.1.3 Determinación de las tensiones soportadas requeridas (V_{rw})	41
1.1.3.1 Factor de seguridad (KS).....	42
1.1.3.2 Factor de corrección por condiciones atmosféricas (Ka)	42
1.1.3.3 Sobretensión temporal.....	43
1.1.3.4 Sobretensión de maniobra	44
1.1.3.5 Sobretensión tipo rayo	45
2. DISEÑO PARA EL AISLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	54
2.1. ELEMENTOS PARA EL DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS	54
2.1.1. Cadena de aisladores	54
2.1.2. Apantallamiento eléctrico	60
2.1.3. Puesta a tierra.....	60
2.2. DISEÑO DE LA CADENA DE AISLADORES.	64
2.2.1. Cálculo mecánico.....	65
2.2.1.1. Diseño de la cadena de aisladores en suspensión.	65
2.2.1.2 Diseño de la cadena de aisladores en retención	66

2.2.2 Cálculos eléctricos	67
2.2.2.1 Cálculo de distancias	67
2.2.2.2 Cálculo del número de aisladores	69
2.2.2.3 Zonas de contaminación	70
2.2.2.4 Cálculo del número de aisladores para sobretensiones a frecuencia industrial	71
2.2.2.5 Cálculo del número de aisladores para sobretensiones de maniobra	72
2.2.2.6 Cálculo del número de aisladores para sobretensiones tipo rayo	72
2.2.2.7 Cálculo del número de aisladores por condición de línea de fuga	74
2.3 APANTALLAMIENTO ELÉCTRICO	76
2.3.1 Método para la ubicación del cable de guarda	76
2.3.1.1 Densidad de descargas a tierra (DDT)	76
2.3.1.2 Distribución de amplitud	77
2.3.1.3 Forma de onda del rayo líder	78
2.3.1.4 Modelo electrogeométrico	79
2.4.1 Cálculos para el diseño de la puesta a tierra	93
2.4.1.1. Puesta a tierra en líneas de transmisión por medio de electrodos	95
2.4.1.2 Sistema de puesta a tierra en las líneas de transmisión por medio de contrapesos	98
3. USO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL CODALATE	99
3.1 INTRODUCCIÓN A CODALATE	99
3.2 DIAGRAMA DE FLUJO CODALATE	100
3.3. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA	102
3.4 INTERFAZ PRINCIPAL	103
3.4.1 Primera ventana (cálculo del número de aisladores)	104
3.4.2 Segunda ventana (cálculo del apantallamiento)	108
3.4.3 Tercera ventana (cálculo del sistema de puesta a tierra)	110
4. CONCLUSIONES	118
5. RECOMENDACIONES	119
BIBLIOGRAFÍA	120

ANEXOS.....123

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación de sobretensiones (para $V \leq 230$ kV).	24
Figura 2. Procedimiento general para la coordinación de aislamiento en líneas aéreas de transmisión.....	29
Figura 3. Evaluación del factor de coordinación determinista <i>Kcd</i>	38
Figura 4. Valor de <i>m</i> en función de <i>Vcw</i>	43
Figura 5. Coeficiente de conversión <i>Kc</i> en función de Ve^2	50
Figura 6. Cálculo del factor de conversión <i>Kcs</i>	52
Figura 7. Corte transversal de un aislador de porcelana	55
Figura 8. Aisladores en material de cerámica	56
Figura 9. Aisladores en material de vidrio	57
Figura 10. Corte transversal de un aislador de vidrio.....	57
Figura 11. Aisladores en material de compuesto	58
Figura 12. Mapa niveles isocerámicos de Colombia.....	62
Figura 13. Tensión de impulso, aislador estándar	74
Figura 14. Distribución de frecuencia para las amplitudes de corriente pico	78
Figura 15. Forma de onda del rayo líder	78
Figura 16. Modelo usado para la simulación de la descarga atmosférica.....	79
Figura 17. Modelo electrogeométrico en líneas aéreas.	80
Figura 18. Relación de curvas para el cálculo de la distancia de choque.....	86
Figura 19. Incidencia de la descarga atmosférica en el vano de la línea[?]......	88
Figura 20: Incidencia de la descarga atmosférica en la estructura[tierra].	88
Figura 21: Flameo inverso en la torre de transmisión[tierra].	89
Figura 22. Dos electrodos en paralelo.	95
Figura 23. Dos electrodos en paralelo.	97
Figura 24. Dos electrodos en paralelo.	98
Figura 25. Ruta de acceso a la carpeta en MATLAB	103

Figura 26. Ejecutar la herramienta desde la ventana de comandos	103
Figura 27. Ventana principal del entorno de trabajo	104
Figura 28. Primera ventana (cálculo del número de aisladores)	105
Figura 29. Menú desplegable para ingresar el nivel de contaminación	105
Figura 30. Mensaje cuando se escogen valores inadecuados para la cadena de aisladores	106
Figura 31. Resultados obtenidos con el aplicativo CODALATE V1.0	107
Figura 32. Resultados obtenidos del ejemplo de la página 550.....	108
Figura 33. Botón para continuar al cálculo de apantallamiento	108
Figura 34. Segunda ventana (cálculo del apantallamiento)	109
Figura 35. 1) Ventanas correspondientes al ingreso de datos. 2) ventanas de resultados (coordenadas del cable de guarda para un apantallamiento efectivo) 3) Ventana de ayuda gráfica para que el usuario conozca si los resultados obtenidos son correctos o incorrectos.	109
Figura 36: Botón para continuar al cálculo de puesta a tierra	110
Figura 37. Tercera ventana (cálculo del sistema de puesta a tierra)	110
Figura 38. Ingreso de datos para el cálculo del área nominal del electrodo y tensiones de paso y contacto.....	111
Figura 39. Tabla de datos para el método de los electrodos	112
Figura 40: Tabla de datos para el método de los contrapesos	112
Figura 41. Ingreso de coordenadas	113
Figura 42. Datos de entrada para el cálculo del apantallamiento	114
Figura 43. Resultados del cálculo de apantallamiento.....	115
Figura 44. 1) Datos den entrada 2) Resultados obtenidos 3) Botón para realizar el cálculo.....	115
Figura 45: Tabla utilizada para el cálculo de puesta a tierra mediante electrodos tipo varilla.....	116
Figura 46. Datos para el cálculo de resistencia de puesta a tierra.....	116
Figura 47. Valor de resistencia de puesta a tierra obtenido	117

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clases y formas de solicitaciones de tensión y sobretensión.	25
Tabla 2. Valores característicos del factor de falla a tierra en función del tipo de conexión de neutro del sistema (redes con tensión nominal menor a 230 kV).	31
Tabla 3. Proceso para la selección de los niveles de protección del pararrayos ...	33
Tabla 4. Duración máxima para el despeje de falla a tierra según el tipo de conexión de neutro.	34
Tabla 5. Valores de corriente nominal de descarga normalizados en función de la tensión asignada del pararrayos.	35
Tabla 6. Factor A.	41
Tabla 7. Resultados tensiones soportadas especificadas.	49
Tabla 8. Resultados tensiones soportadas especificadas.	53
Tabla 9. Coeficiente de oscilación del conductor	68
Tabla 10. Grado de aislamiento recomendado (cm/kV) según la clasificación de la zona	69
Tabla 11. Factor fh para corrección por altura	70
Tabla 12. Depósito equivalente de sal según la zona de contaminación.	71
Tabla 13. Niveles básicos de aislamiento al impulso tipo rayo normalizados.	72
Tabla 14. Corriente de descarga en función de las tensiones del sistema.	73
Tabla 15. Densidad de descargas a tierra para Colombia.	77
Tabla 16. Resistividades típicas del terreno.	91
Tabla 17. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.	92
Tabla 18. Constantes de materiales para puestas a tierra.	93

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. TABLAS Y GRÁFICOS	123

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

σ_f	Desviación estándar.
σ_{RS}	Resistividad aparente del terreno tomado
ε	Permitividad eléctrica
ε_r	Permitividad eléctrica relativa
Na	Número de aisladores
β	Factor de la línea
α	Ángulo de apantallamiento en grados
DDT	Densidad de descargas a tierra
CFO	Critical flash over-voltage
BIL	Nivel básico de aislamiento
DRA	Densidad relativa del aire
CREG	Comisión de regulación de energía y gas

GLOSARIO

Desviación transversal: Acción que se presenta en las líneas de transmisión debido a la acción del viento, cuyo efecto ocasiona la elevación de los cables y por ende las cadenas de aisladores.

Distancia de fuga: De acuerdo a la IEEE std C57 1900 - 2004 la distancia de fuga se define como: La distancia medida a lo largo del contorno externo de la envolvente aislante (porcelana o polímero) que separa la parte metálica conductora de la alta tensión y la brida metálica de acoplamiento a la tapa o pared del tanque principal.

Distancias de aire: Son aquellas distancias mínimas que permiten utilizar espacios de aire naturales, donde los esfuerzos de tensión actúan directamente en la cadena de aisladores.

Nivel isocerámico: Valor que indica el número promedio de días con tormentas al año en una región particular.

Sobretensión: Cualquier tensión entre un conductor de fase y la tierra, o entre conductores de fase, cuyo valor de cresta sobrepasa el valor de cresta correspondiente a la tensión más elevada para el material¹.

¹ IEC. Grados de contaminación, standard 815

RESUMEN

TÍTULO: MÉTODOS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS EN LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*

AUTORES: HELBERTH FABIAN LEON DÁVILA, FERNANDO ANTONIO SANJUAN NAVARRO**

PALABRAS CLAVES: apantallamiento, línea de transmisión, protección eléctrica, puesta a tierra, MATLAB, aislador.

DESCRIPCIÓN:

Documentación de los diferentes métodos existentes para la coordinación de aislamientos en líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica, así como la realización de un aplicativo computacional que permita realizar el cálculo de los tres parámetros fundamentales que componen una correcta coordinación de aislamiento. El diseño del apantallamiento, el diseño de puesta a tierra y el diseño de la cadena de aisladores en una línea de transmisión de energía eléctrica. Todo esto manteniendo criterios de seguridad y confiabilidad del sistema.

El aplicativo computacional desarrollado en MATLAB con fines académicos, tiene como mínimo los siguientes datos de entrada: información de los diferentes tipos de aisladores usados en líneas de transmisión de energía eléctrica, los respectivos valores de distancias mínimas de seguridad, los mapas de niveles cerámicos para el territorio nacional de Colombia y las ecuaciones de niveles cerámicos. El aplicativo computacional tendrá como mínimo los siguientes datos de salida: la especificación de la cadena de aisladores recomendada entre cuyos datos se encuentra el número de aisladores y su longitud total, diseño del apantallamiento usando el método electrogeométrico el cual permite calcular la posición óptima del cable de guarda y por último el diseño del sistema de puesta a tierra y números de salidas de la línea por cada 100 km/año.

* 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: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga

ABSTRACT

TITLE: METHODS FOR THE COORDINATION OF INSULATION IN AERIAL LINES OF TRANSMISSION OF ELECTRICAL ENERGY*

AUTHORS: HELBERTH FABIAN LEON DÁVILA, FERNANDO ANTONIO SANJUAN NA- VARRO**

KEY WORDS: shielding, transmission line, electrical protection, earthing, MATLAB, insulator.

DESCRIPTION:

Documentation of the different existing methods for the coordination of insulation in overhead power transmission lines, as well as the realization of a computational application that allows the calculation of the parameters that make up a correct insulation coordination. The design of the shield, the design of grounding and the design of the chain of insulators in a line of transmission of electrical energy. All this maintains the security and reliability criteria of the system.

The computational application developed in MATLAB has academic purposes, it has at least the following input data: information of the types of insulators used in electric power transmission lines, the values of the minimum safety distances, the maps of ceramic levels for the national territory of Colombia and the ceramic level equations. The computational application will have at least the following output data: the specification of the chain of recommended insulators between the data is the number of insulators and their total length, design of the shield using the electrogeometric method of each 100 km / year.

* Thesis of degree in the modality of investigation

** Faculty of physical-mechanical engineering. School of electrical engineering, electronics and telecommunications. Director: Julio César Chacón Velasco. Codirector: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga

INTRODUCCIÓN

Uno de los principales motivos por el cual se debe realizar una adecuada instalación eléctrica, es garantizar la seguridad e integridad de cualquier ser alrededor. Una de las mayores causas por la cual nacen los aisladores son las sobretensiones, estas se originan debido a una ausencia de energía, una avería o una descarga atmosférica, y su estudio es importante para determinar el tipo de aislante que debe utilizarse, en una línea aérea de transmisión de energía eléctrica es imprescindible que se realicen los cálculos más estrictos y cercanos a la realidad, teniendo en cuenta ciertos factores limitantes para elegir la configuración correcta de aisladores, por ejemplo el nivel de tensión a la que se somete la línea, el nivel cerámico del terreno, el nivel de contaminación presente en la zona, etc.

Las sobretensiones que se presentan en una línea de transmisión pueden generar daños al sistema y a los seres vivos que se encuentran a su alrededor, la manera de mitigar dichos daños se puede reducir mediante una correcta coordinación de aislamientos, la cual implica; la selección y localización de cables de guarda, el aislamiento conductor-estructura, el aislamiento fase-fase, la selección de aisladores, la selección de distancias mínimas de línea a tierra y la separación entre subconductores por haz.

Coordinación de aislamientos

Todo lo que se refiere al estudio de sobretensiones, selección de dispositivos de protección y aislamientos, es el principal fin de la coordinación de aislamiento. El concepto en sí mismo tiene diversas definiciones, en un principio la coordinación de aislamiento corresponde a la correcta selección de las tensiones soportadas por los distintos equipos del sistema, debido a que la conducta de los aislamientos se basa en el tipo de aplicación para el cual es utilizado, se podría complementar la

definición según la norma²: *“La coordinación de aislamiento es la selección de la rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual estos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles.”*

Se podría realizar una selección rápida de la tensión soportada realizando una aproximación en la cual:

Tensión soportada = Máxima sobretensión.

Pero en la práctica es indispensable tener en cuenta otros aspectos, por lo tanto, no es recomendable realizar la selección del nivel de aislamiento basándose en dicha igualdad. Uno de los criterios a tener en cuenta para la selección del nivel de aislamiento es la probabilidad de ocurrencia de un fallo, puesto que realizar dicha selección pensando en que el aislamiento pueda soportar cualquier tipo de sobretensión sería absurdo. Es decir, la correcta selección de los dispositivos de protección se realiza en base a la demanda a la cual estos se someterán. Teniendo en cuenta aspectos estadísticos, económicos y de funcionamiento de los equipos, se podría dar una definición un poco más aproximada de la coordinación de aislamiento, asegurando que ésta **consiste en la selección de la tensión soportada normalizada de los distintos equipos, considerando aspectos tales como las diversas sobretensiones que se pueden presentar, así como los equipos de protección que pueden instalarse y los factores ambientales de la zona, de esta manera obtener una probabilidad de falla aceptable**. Una vez definida la coordinación de aislamiento, se podría establecer los diversos objetivos que ésta busca. Considerando una línea aérea de transmisión debería ser alguno de estos:

² IEC. Grados de contaminación, standard 815

- Seleccionar y ubicar los elementos que se desea proteger y de esta manera poder reducir la probabilidad de falla.
- Determinar la tensión soportada requerida de los diversos elementos del sistema.

Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente, debería realizarse una correcta coordinación de aislamiento y para ello es indispensable poseer un minucioso conocimiento de temas como:

1. Identificación de diversos tipos de aislamientos.
2. Estadística de las distintas sobretensiones que se pueden presentar en la línea.
3. Selección e instalación de elementos de protección.

SOBRETENSIÓN EN REDES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN

Uno de los puntos más importantes en el diseño de redes eléctricas es la estimación de sobretensiones que pueden ocurrir en los elementos del sistema ya que son estas sobretensiones las que permiten escoger las protecciones y los aislamientos para los equipos. El estudio de las sobretensiones tiene como finalidad determinar el origen y clasificar los distintos tipos de sobretensiones que se puedan presentar en la línea, a fin de seleccionar los aislamientos y protecciones de ésta, a su vez es necesario conocer la distribución estadística, que permita determinar las sobretensiones que servirán para escoger de manera correcta dichos parámetros.

Clasificación de las sobretensiones

Las sobretensiones que se pueden presentar en las líneas aéreas de transmisión se pueden dividir principalmente en dos grandes grupos, las sobretensiones de origen externo, que se presentan principalmente debido a las descargas atmosféricas y las sobretensiones de origen interno que son aquellas que ocurren

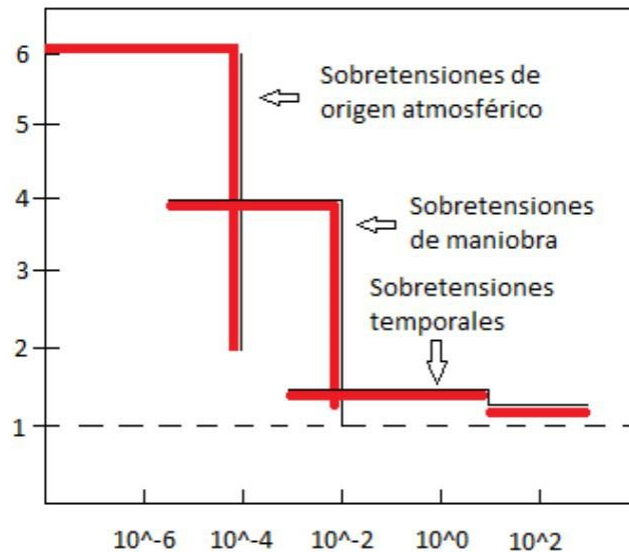
debido a las maniobras de apertura y cierre tanto de interruptores como seccionadores, a su vez este grupo se subdivide en sobretensiones de maniobra y sobretensiones temporales. Se puede realizar una clasificación más minuciosa de las sobretensiones, la cual está basada en las características del proceso transitorio de éstas. Así, se puede identificar las siguientes categorías:

- a) Sobretensiones temporales. Son de baja frecuencia y de larga duración, que van desde algunos milisegundos hasta varios segundos.
- b) Sobretensiones de frente lento. Se presentan por maniobras del sistema y son de duración corta sin llegar a sobrepasar algunos milisegundos; con frecuencias entre 2 y 20 kHz.
- c) Sobretensión de frente rápido. Son causadas principalmente por descargas atmosféricas con una duración bastante corta, pero de amplitud bastante mayor a la tensión de cresta nominal.
- d) Sobretensión de frente muy rápido. Se originan por maniobras en subestaciones de SF₆ con duraciones de pocos microsegundos y altas frecuencias, generalmente mayores a 1MHz.

En la siguiente figura se puede apreciar la relación entre los diferentes tipos de sobretensiones (sin incluir el frente de onda muy rápido), su duración y la magnitud (en p.u) que puede alcanzar

el valor de cresta, vale aclarar que para niveles de tensión mayores a 230 kV puede ser diferente la relación de las curvas.

Figura 1. Clasificación de sobretensiones (para $V \leq 230$ kV).



Fuente: IEC. Coordinación de aislamientos, standard 60071-2, 1993

Existen ciertos parámetros mayormente relevante en lo que se refiere a la causa de las sobretensiones en la red, a continuación, se hará una breve descripción de algunos de ellos.

- Valor de cresta.

Aparte del valor de tensión nominal de la red, el valor de cresta hace referencia al valor máximo de sobretensión, el cual es originado por diversos factores dependiendo del origen o causa.

- Frecuencia de las oscilaciones.

Cuando se dan sobretensiones en la línea aparecen frecuencias debido a las fuentes de alimentación de la red, a su vez, se presentan frecuencias naturales debido a la energía que se intercambia entre los campos eléctricos y magnéticos, los cuales dependen de los valores de inductancia y capacitancia de la línea.

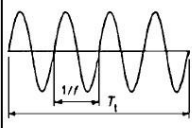
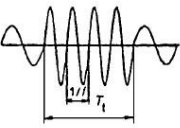
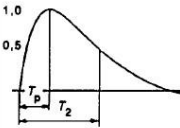
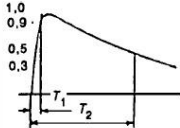
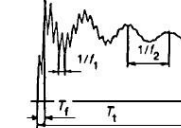
- Duración.

La duración de las sobretensiones que se presentan en el sistema depende principalmente de dos parámetros: la causa por la cual son producidos y el amortiguamiento que introducen los equipos.

Las sobretensiones se pueden clasificar según su duración y forma de onda normalizadas, las cuales se presentan en la tabla 1.

Tabla 1. Clases y formas de solicitaciones de tensión y sobretensión.

Clases y formas de solicitaciones de tensión y de sobretensión

Clase	Baja frecuencia		Transitoria		
	Permanente	Temporal	De frente lento	De frente rápido	De frente muy rápido
Forma de tensión					
Rango de formas de tensión	$f = 50 \text{ Hz ó } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3 \text{ 600 s} \geq T_1 \geq 0.03 \text{ s}$	$5 \text{ 000 } \mu\text{s} \geq T_p > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 > 0.1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_1 > 3 \text{ ns}$ $0.3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_1 \leq 3 \text{ ms}$
Forma normalizada de tensión	$f = 50 \text{ Hz ó } 60 \text{ Hz}$ T_1^*	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1.2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*
Ensayo de tensión soportada normalizada	*	Ensayo de corta duración a frecuencia industrial	Ensayo de impulsos tipo maniobra	Ensayo de impulsos tipo rayo	*

* A especificar por el comité de producto concerniente.

Fuente: IEC. Grados de contaminación, standard 815

Cuando se desea realizar el cálculo de las sobretensiones, se debe tener en cuenta el aislamiento de los equipos utilizados ya que este se puede dañar en el momento de presentarse la sobretensión.

A su vez, la norma establece las siguientes configuraciones de aislamiento:

1. Trifásica: Es una configuración que tiene tres bornes de fase, un borne de neutro y un borne de tierra.
2. Fase-tierra: Es una configuración de aislamiento trifásica en la cual no se tienen en cuenta los bornes de dos fases y, excepto en casos especiales, donde el neutro se conecta a tierra.
3. Entre fases: Es una configuración de aislamiento trifásico que tiene en cuenta solo dos bornes de fase. En algunos casos, los bornes de neutro y de tierra tampoco se consideran.
4. Longitudinal: Es una configuración con dos bornes de fase y un borne de tierra. Los bornes de fase están separados en dos partes independientes. Por lo cual los cuatro bornes de las dos fases restantes no se toman en cuenta o se conectan a tierra

Normas y resoluciones aplicables para el cálculo de coordinación de aislamiento.

Coordinación de aislamientos. Norma IEC 60071, Parte 1³.

Coordinación de aislamientos. Norma IEC 60071, Parte 2⁴.

CREG. Prestación de servicios para determinar los niveles de calidad exigibles en las redes del SIN: STN y STR⁵.

Organización del documento

El documento está conformado por tres capítulos y un apéndice.

³ IEEE. Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels in Air Insulated Electrical Power Substations, standard 1427, 1994.

⁴ IEC. Coordinación de aislamientos, standard 60071-2, 1993

⁵ CREG. Prestación de servicios para determinar los niveles de calidad exigibles en las redes del SIN: STN y STR. [en línea] disponible en: http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/presentacion%20creg_calidad%20de%20servicio%20stn%20y%20str_final_v1.pdf

En el capítulo 1, se ilustran los principales métodos para la coordinación de aislamiento en líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica.

En el capítulo 2, se ilustran los principales métodos para el cálculo de la cadena de aisladores, del apantallamiento eléctrico y puesta a tierra, en líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica.

En el capítulo 3, se ilustra la descripción del manejo de la herramienta computacional CODA- LATE V1.0.

En el apéndice A, se documentan las principales tablas y figura, las cuales sirven de referencia en el presente libro.

1. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS

Las normas IEC std 60071-1⁶ y IEC std 60071-2⁷ establecen un procedimiento para la coordinación de aislamiento, éste consiste en escoger el nivel de aislamiento normalizado y hallar las distancias en el aire por medio de las sobretensiones o tensiones características y los distintos factores, que de una u otra manera intervienen en la resistencia del material aislante. Se establecen dos métodos para la coordinación de aislamiento, el método determinista y el método estadístico. Su aplicación depende únicamente de la información con la cual se disponga acerca del sistema que se va a estudiar. A continuación, se hará una pequeña descripción de ambos métodos.

- **MÉTODO DETERMINISTA**

Este método se aplica cuando se dispone de información estadística, que ha sido obtenida mediante algunas pruebas sobre las tasas de fallas del equipo que se espera que esté en servicio⁸.

- **MÉTODO ESTADÍSTICO**

El método estadístico se basa en la frecuencia a la cual ocurre un determinado origen, la distribución de probabilidad de sobretensión relativa a dicho origen y la probabilidad de descarga del aislamiento. Alternativamente, el riesgo de falla puede ser determinado combinando sobretensión y cálculos de probabilidad de descarga

⁶ IEC. Grados de contaminación, standard 815

⁷ IEC. Coordinación de aislamientos, standard 60071-2, 1993

⁸ GTC. Selección y dimensionamiento de aisladores de alta tensión previstos para uso en condiciones de contaminación, standard 56-1, 2011.

simultáneamente, descarga por descarga, tomando en consideración la naturaleza estadística de las sobretensiones y descargas por procedimientos adecuados, por ejemplo, empleando los métodos de Monte-Carlo.

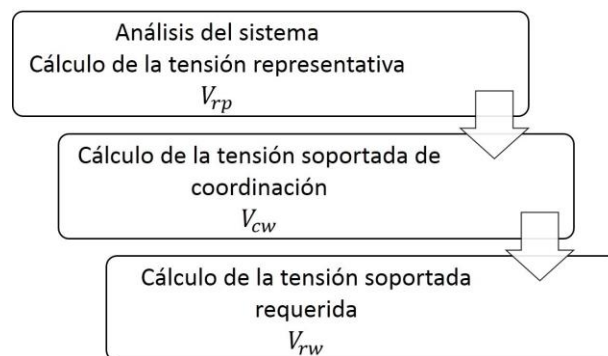
La repetición de los cálculos para distintos tipos de aislamiento y diferentes condiciones de la red, permiten obtener la proporción de fallas totales del sistema debido a fallas en el aislamiento.

Por lo tanto, la aplicación de la coordinación estadística del aislamiento permite estimar directamente la frecuencia de fallas en función de los factores seleccionados en el diseño del sistema.

1.1 MÉTODOS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

A continuación, se presenta un esquema secuencial de los pasos a seguir para realizar una correcta coordinación de aislamiento para una línea de transmisión según⁹.

Figura 2. Procedimiento general para la coordinación de aislamiento en líneas aéreas de transmisión.



⁹ MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio, Coordinación de aislamientos en redes eléctricas de alta tensión, Mc-Graw Hill, 2007

Se describen a continuación los pasos para realizar el procedimiento de coordinación de aislamiento.

- Calcular la tensión representativa en los equipos, incluyendo en los cálculos los niveles de protección con los cuales cuentan los dispositivos instalados y el valor máximo de la tensión de operación.
- Se analizan sobretensiones temporales y sobretensiones de origen atmosférico para instalaciones de gama I ($1\text{ kV} \leq V_m \leq 245\text{ kV}$).
- Se analizan sobretensiones de frente lento y sobretensiones de origen atmosférico para instalaciones de gama II ($245\text{ kV} < V_m$).
- Calcular la tensión soportada de coordinación la cual cumple los criterios de diseño para las condiciones a las cuales funcionarán los equipos y la instalación. Esta tensión se basa en una tasa de riesgo aceptada y se calcula multiplicando la tensión representativa por el factor K_c (llamado factor de coordinación), este valor depende exclusivamente del aislamiento (autoregenerable o no autoregenerable) y del método que se desee aplicar que puede ser determinístico o estadístico.

La tensión soportada de coordinación pasa a ser la tensión soportada requerida, la cual es la tensión normalizada de ensayo que debe soportar el aislamiento para garantizar que se cumplan los requisitos de diseño. La tensión soportada requerida (o especificada) se calcula al multiplicar la tensión soportada de coordinación por un factor K_s (factor de seguridad), este factor permite que reduzcan las diferencias entre las condiciones de ensayo y las condiciones reales de servicio. Si es el caso de aislamiento externo, también se aplica un factor K_a (factor de corrección atmosférico).

1.1.1 Determinación de las sobretensiones representativas (V_{rp})

1.1.1.1 Sobretensión a frecuencia industrial Son aquellas sobretensiones cuya frecuencia se encuentra por debajo de los 500 Hz. Generalmente se originan debido a defectos del aislamiento a tierra en redes que cuentan con neutro aislado. También puede presentarse por ferorresonancia o conexión de cargas capacitivas a los transformadores.

Sobretensión fase-tierra (por falla a tierra) En redes eléctricas cuya tensión nominal va hasta 230 kV es factible suponer que las sobretensiones temporales se originan por fallas a tierra, ya que estas son las más rígidas. Tomando esta consideración, se exponen a continuación los valores más típicos para fallas a tierra en redes de hasta 230 kV.

Tabla 2. Valores característicos del factor de falla a tierra en función del tipo de conexión de neutro del sistema (redes con tensión nominal menor a 230 kV).

Conexión del neutro	Ke
Neutro rígido a tierra	$Ke \leq 1,4$
Neutro no rígido a tierra	$1,4 \leq Ke \leq 1,73$
Neutro aislado	$1,73 \leq Ke \leq 1,9$

Fuente: MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio, Coordinación de aislamientos en redes eléctricas de alta tensión, Mc-Graw Hill, 2007

$$V_{rp\theta-T} = V_s \cdot \frac{Ke}{\sqrt{3}} \quad (1.1)$$

Donde:

$V_{rp\theta-T}$: Sobretensión a frecuencia industrial (fase - tierra).

V_s : Tensión más elevada de la red.

K_e : Factor de falla a tierra

Sobretensión fase-fase (por pérdida de carga) Cuando se presenta algún rechazo de carga en el sistema, se origina un aumento de tensión en todo el sistema debido a que el flujo de corriente disminuye, por lo cual el efecto capacitivo de las líneas incrementa y se reduce la caída de tensión a través de las impedancias.

$$V_{rp\theta-\theta} = V_s \cdot 1.4 \quad (1.2)$$

Donde:

$V_{rp\theta-\theta}$: Sobretensión a frecuencia industrial (fase - fase).

1.4: Factor de falla por rechazo de carga (para líneas de alta de tensión, para media tensión se toma 1,2).

Selección de pararrayos para líneas El procedimiento para la selección del pararrayos se puede simplificar en dos pasos.

1. Contrastar las características eléctricas del pararrayos con las exigencias eléctricas de la red.
2. Contrastar las características mecánicas del pararrayos con las exigencias tanto ambientales como mecánicas de la red.

Tabla 3. Proceso para la selección de los niveles de protección del pararrayos



Paso 1. Selección de la tensión de servicio continuo.

El pararrayos que se desee instalar en la zona tendrá que poder soportar permanentemente la tensión máxima del sistema, es decir, este deberá cumplir la ecuación:

$$V_c \geq \frac{V_s}{\sqrt{3}} \quad (1.3)$$

Donde:

V_c : Tensión de servicio continuo.

V_s : Tensión más elevada de la red.

Paso 2. Selección de la tensión asignada.

Esta tensión se ha de elegir teniendo en cuenta las sobretensiones temporales de la red en el lugar en el cual se desee instalar, tomando en consideración factores como amplitud y duración. Es importante tener en cuenta dos tipos principales de fallas, las fallas a tierra y las producidas por pérdidas de carga.

La tensión asignada del pararrayos V_r : esta tensión debe ser más elevada que la sobretensión temporal equivalente más alta, además, se debe aplicar un margen de seguridad comprendido entre el 5-15 % para garantizar seguridad ante fallos de cálculo. Por lo tanto, la ecuación final sería:

$$V_r = 1.15 \cdot V_{eq} \quad (1.4)$$

Donde:

V_r : Tensión asignada del pararrayos

Y donde V_{eq} viene dada por la siguiente ecuación:

$$V_{eq} = \frac{V_s * Ke}{\sqrt{3}} * \left(\frac{T_t}{10}\right)^M \quad (1.5)$$

Donde:

V_s : Tensión más elevada de la red.

Ke : Factor de falla a tierra.

T_t : Duración de la sobretensión temporal representativa (ver Tabla 1.3).

M : Exponente que representa la característica de la tensión a frecuencia industrial frente al tiempo del pararrayos (este exponente varía entre 0,018 y 0,022 y generalmente se recomienda usar 0,02).

Tabla 4. Duración máxima para el despeje de falla a tierra según el tipo de conexión de neutro.

Tipo de conexión de neutro	Duración máxima de la falla a tierra
Neutro rígido a tierra	$Tt \leq 1 s$
Neutro no rígido a tierra	$1 s \leq Tt \leq 10 s$
Neutro aislado	$10 s \leq Tt$

Paso 3. Selección de la corriente nominal.

La corriente nominal de descarga se debe elegir de acuerdo con la corriente tipo rayo considerada. A continuación, se presenta una tabla que permite la selección de corriente nominal en función de la tensión asignada. (Se recomienda utilizar el valor de corriente nominal de descarga más elevada para cada rango de tensión asignada).

Tabla 5. Valores de corriente nominal de descarga normalizados en función de la tensión asignada del pararrayos.

Rango de tensión asignada V_r	Corriente nominal de descarga				
	1,5 kA	2,5 kA	5 kA	10 kA	20 kA
$V_r \leq 3 \text{ kV}$	X	X	X		
$3 \leq V_r \leq 29 \text{ kV}$		X	X	X	
$30 \leq V_r \leq 132 \text{ kV}$		X	X	X	X
$144 \leq V_r \leq 756 \text{ kV}$				X	X

Paso 4. Selección de la tensión asignada normalizada.

Una vez seleccionado el nivel de corriente del pararrayos se procede a utilizar los catálogos del fabricante para calcular el tipo de pararrayos a utilizar y a su vez determinar la tensión asignada nominal del mismo.

Paso 5. Determinación del nivel de protección a impulsos tipo rayo (V_{pl}) y tipo maniobra (V_{ps}).

Luego de escoger la tensión asignada normalizada se procederá a escoger el nivel de protección a impulso tipo rayo e impulso tipo maniobra respectivamente utilizando los datos brindados por el fabricante

Paso 6. Comprobar el margen de impulsos.

Una vez seleccionado el nivel de protección, se hace necesario corroborar la correcta elección que se ha realizado y para ello se hace uso del margen de impulsos de descarga y funcionamiento que viene dado por las fórmulas:

$$\text{Margen de impulsos de descarga electrica} = \left(\frac{V_{wl}}{V_{pl}} - 1 \right) * 100 \quad (1.6)$$

Donde:

V_{wl} : Resistencia del aislamiento externo del equipo a los impulsos de descarga.

V_{pl} : Nivel de protección a impulsos tipo rayo.

$$\text{Margen de impulsos de funcionamiento} = \left(\frac{V_{ws}}{V_{ps}} - 1 \right) * 100 \quad (1.7)$$

Donde:

V_{ws} : Resistencia del aislamiento externo del equipo a los impulsos de funcionamiento.

V_{ps} : Nivel de protección a impulsos tipo maniobra.

1.1.1.2 Sobretensión de maniobra (frente lento) Se producen debido a cambios bruscos de estado de la red, por maniobras normales de acoplamiento de redes, apertura y cierre de disyuntores, entre otros. Se podría resumir que dichas sobretensiones se presentan cuando el sistema cambia de un régimen permanente a otro régimen permanente distinto.

Sobretensión de maniobra, Valor de truncamiento fase-tierra (ϕ -T) A continuación, se presenta la ecuación para calcular el valor de sobretensión de maniobra entre fase y tierra.

$$V_{et} = [(1.2 * V_{e2}) - 0.25] * \frac{\sqrt{2} * V_s}{\sqrt{3}} \quad (1.8)$$

Donde:

V_{e2} : Valor estimado de la sobretensión (\emptyset -T) con una probabilidad del 2%.

V_s : Tensión más elevada de la red.

Sobretensión de maniobra, Valor de truncamiento fase-fase (\emptyset - \emptyset) A continuación, se presenta la ecuación para calcular el valor de sobretensión de maniobra entre las fases del sistema

$$V_{pt} = [(1.25 * V_{p2}) - 0.43] * \frac{\sqrt{2} * V_s}{\sqrt{3}} \quad (1.9)$$

Donde:

V_{p2} : Valor estimado de la sobretensión ($\emptyset - \emptyset$) con una probabilidad del 2%.

NOTA:

El máximo valor de la sobretensión representativa (V_{rt}) se selecciona como el menor valor entre el nivel de protección de un pararrayo para un impulso tipo maniobra (V_{ps}) y la tensión de truncamiento.

1.1.2. Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (V_{cw})

1.1.2.1. Sobretensión temporal Es considerada para equipos no protegidos por pararrayos. Para este tipo de sobretensión, el valor del factor de coordinación ($K_c = 1$) y por ende $V_{cw} = V_{rp}$.

Sobretensión fase-tierra (por falla a tierra) Una falla fase a tierra puede ocasionar sobretensiones fase a tierra que perturban las fases sanas. La amplitud de dichas

sobretensiones depende de la puesta a tierra del neutro del sistema y de la ubicación de la falla.

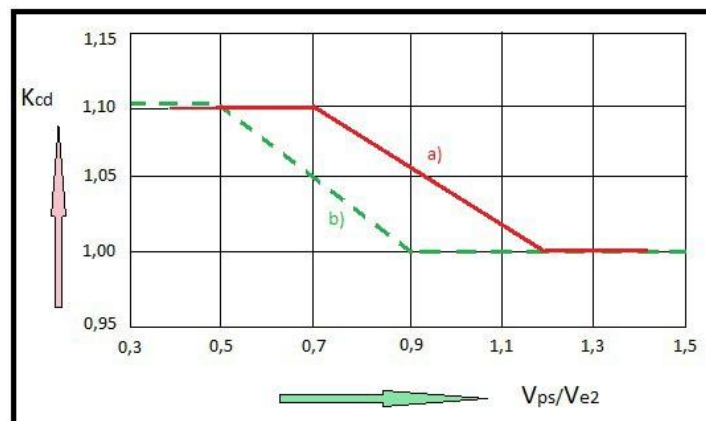
$$V_{cw}(\theta - T) = V_{rp}(\theta - T) \quad (1.10)$$

Sobretensión fase-fase (por pérdida de carga) Las sobretensiones soportadas de coordinación debidas al rechazo de carga depende de la carga que se está rechazando, de la disposición del sistema una vez ocurrida la desconexión y de las características de las fuentes (nivel de cortocircuito en la subestación, velocidad y regulación de tensión de los generadores, etc.)

$$V_{cw}(\theta - T) = V_{rp}(\theta - T) \quad (1.11)$$

1.1.2.2 Sobretensión de maniobra (frente lento) Establecida para equipos protegidos por pararrayos, la sobretensión máxima que se espera está establecida por el nivel de protección del pararrayos ante un impulso tipo maniobra (V_{ps}). Se puede obtener el valor del factor de coordinación determinista (K_{cd}) haciendo uso de la figura 3.

Figura 3. Evaluación del factor de coordinación determinista K_{cd} .



Fuente: IEC. Coordinación de aislamientos, standard 60071-2, 1993.

- a) Factor de coordinación aplicado a nivel de protección del pararrayos, para obtener la tensión soportada de coordinación ($\theta - T$).
- b) Factor de coordinación aplicado a nivel de protección del pararrayos, para obtener la tensión soportada de coordinación ($\theta - \theta$).

Factor de coordinación determinista ($\theta - T$) Este factor se utiliza para calcular las tensiones máximas soportadas (fase-tierra) por los equipos del sistema, este factor cubre las incertidumbres que se presentan a la hora de determinar dichos valores en la figura 1.2 se puede apreciar la curva para el cálculo del factor de coordinación fase-tierra.

$$K_{cd}(\theta - T) = \frac{V_{ps}}{V_{e2}} \quad (1.12)$$

Donde:

K_{cd} : Evaluación del factor de coordinación determinista.

V_{ps} : Nivel de protección al impulso tipo maniobra del pararrayos.

V_{e2} : Valor estimado de la sobretensión ($\theta - T$) con una probabilidad del 2%.

Tensión soportada de coordinación fase-tierra ($V_{cw}(\theta - T)$) Es la tensión soportada (fasetierra) que cumple los criterios mínimos de diseño para las condiciones de servicio a la cuales funcionan los equipos del sistema.

$$V_{cw}(\theta - T) = K_{cd}(\theta - T) * V_{rp}(\theta - T) \quad (1.13)$$

Factor de coordinación determinista ($\theta - \theta$) Este factor se utiliza para calcular las tensiones máximas soportadas (fase-fase) por los equipos del sistema, este factor cubre las incertidumbres que se presentan a la hora de determinar dichos valores en la figura 1.2 se puede apreciar la curva para el cálculo del factor de coordinación fase-tierra.

$$K_{cd}(\theta - T) = \frac{2 * V_{ps}}{V_{p2}} \quad (1.14)$$

Donde:

V_{p2} : Valor estimado de la sobretensión ($\theta - \theta$) con una probabilidad del 2 %.

Tensión soportada de coordinación fase-fase ($V_{cw}(\theta - \theta)$) Es la tensión soportada (fase-fase) que cumple los criterios mínimos de diseño para las condiciones de servicio a la cuales funcionan los equipos del sistema.

$$V_{cw}(\theta - \theta) = K_{cd}(\theta - \theta) * V_{rp}(\theta - \theta) \quad (1.15)$$

1.1.2.3 Sobretensión tipo rayo (frente rápido) Para dicho caso se utiliza una aproximación estadística, lo cual no es otra cosa que un método simplificado. Con este método se determina la sobretensión representativa en el equipo a proteger mediante la relación.

$$V_{rp} = V_{pl} + (2 * S * T) \quad (1.16)$$

Cuando

$$V_{pl} \geq 2 * S * T \quad (1.17)$$

Donde:

V_{pl} : Nivel de protección a impulso tipo rayo.

S : Pendiente del frente.

T : Tiempo de propagación de ondas entre el lugar de ubicación del pararrayos y el lugar de ubicación del equipo a proteger.

Se puede hallar el valor de la tensión de coordinación utilizando el factor A, que representa el comportamiento que sigue la línea aérea frente a la presencia de rayos.

Tabla 6. Factor A.

Tipo de línea	A en kV
Línea de transmisión	
Un sólo conductor	4500
Doble haz	7000
Cuadruple haz	11000
Haz de 6 a 8 conductores	17000

$$V_{cw} = V_{tp} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (1.18)$$

Donde

A: Comportamiento de la línea aérea en presencia de rayos.

n: Número de líneas conectadas.

L: Distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger.

L_{sp}: Longitud del vano.

L_a: Cociente entre la tasa de fallas y el número de cebados por km y año.

Nota: L puede tomar dos valores dependiendo del tipo de aislamiento (interno o externo).

1.1.3 Determinación de las tensiones soportadas requeridas (V_{rw}) Dichas tensiones se obtienen a partir de la aplicación de diversos factores correctivos a las tensiones soportadas de coordinación.

1.1.3.1 Factor de seguridad (KS) El factor de seguridad *KS* utilizado para calcular el valor de las sobretensiones temporales, se aplica con el fin de disminuir los posibles errores de cálculo.

KS=1,15 para aislamiento interno.

KS=1,05 para aislamiento externo.

Nota: para el presente trabajo solo se hará uso de *Ks*=1,05.

1.1.3.2 Factor de corrección por condiciones atmosféricas (*Ka*) Este factor se aplica con el fin de lograr una mayor correlación entre los valores a condiciones estándar y los valores a condiciones reales a las cuales se encuentra línea de transmisión.

$$K_a = e^{m \cdot \left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (1.19)$$

Donde:

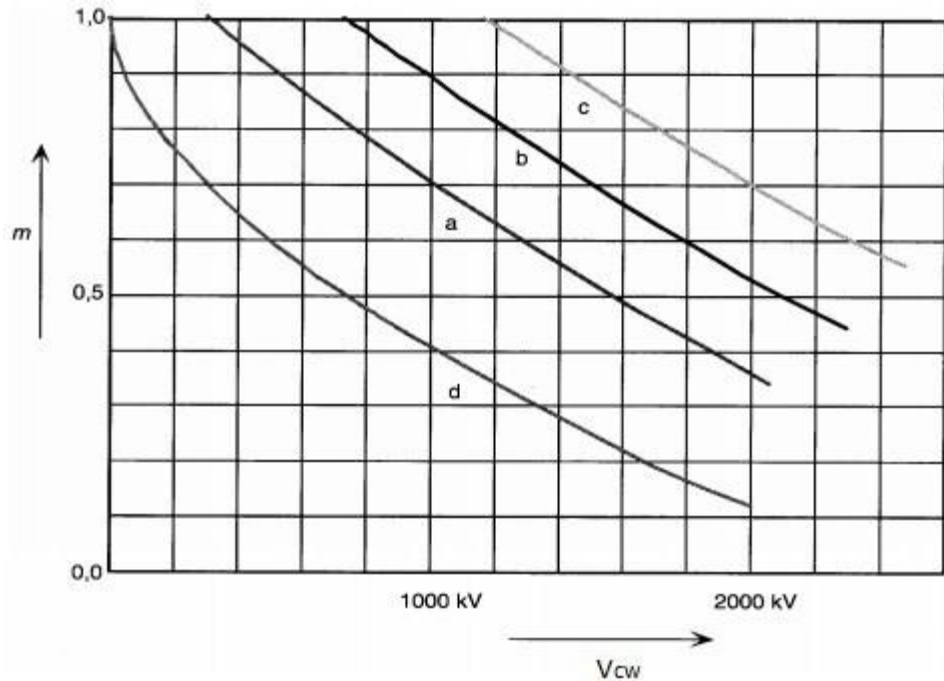
H: Altura sobre el nivel del mar de la zona

m=1 para *V_{cw}* a impulsos tipo rayo *m* es función de *V_{cw}*, para impulsos tipo maniobra según las curvas presentadas en la gráfica 1.3

m=1 para *V_{cw}* a frecuencia industrial y con aisladores limpios.

m=0,5 para *V_{cw}* a frecuencia industrial y con aisladores contaminados.

Figura 4. Valor de m en función de V_{cw}



Fuente: IEC. Coordinación de aislamientos, standard 60071-2, 1993.

- a) Aislamiento fase-tierra.
- b) Aislamiento longitudinal.
- c) Aislamiento entre fases.
- d) Intervalo en el aire punta-plano (intervalo de referencia).

El valor de las tensiones constituidas por dos componentes es la suma de los valores de las componentes.

1.1.3.3 Sobretensión temporal Son aquellas sobretensiones de frecuencia industrial de duraciones relativamente altas y que, dependiendo de su origen, puede tener frecuencia distinta o igual a la frecuencia de operación de la red.

Sobretensión temporal (ϕ -T) Aislamiento interno y externo A continuación, se presentan las ecuaciones 1.20 y 1.21 utilizadas para el cálculo de las

sobretensiones temporales fase-fase que afectan los aislamientos tanto internos como externos respectivamente.

$$V_{rwinterno}(\theta - T) = V_{cw}(\theta - T) * K_S * K_a \quad (1.20)$$

$$V_{rwexterno}(\theta - T) = V_{cw}(\theta - T) * K_S \quad (1.21)$$

Sobretensión temporal (Ø-Ø) Aislamiento interno y externo A continuación, se presentan las ecuaciones 1.22 y 1.23 utilizadas para el cálculo de las sobretensiones temporales fase-fase que afectan los aislamientos tanto internos como externos respectivamente.

$$V_{rwinterno}(\theta - \theta) = V_{cw}(\theta - \theta) * K_S * K_a \quad (1.22)$$

$$V_{rwexterno}(\theta - \theta) = V_{cw}(\theta - \theta) * K_S \quad (1.23)$$

Nota: El valor de V_{cw} es obtenido de los cálculos para sobretensiones soportadas de coordinación para sobretensiones temporales.

1.1.3.4 Sobretensión de maniobra Existen diversos factores por los cuales aparecen estas sobretensiones en el sistema: conexión y reenganche de líneas, eliminación de fallas, perdidas de cargas, maniobra de corrientes tanto capacitivas como inductivas entre otros.

Sobretensión de maniobra (Ø-T) Aislamiento interno y externo Las ecuaciones 1.24 y 1.25 se utilizan para calcular las sobretensiones de maniobra fase-tierra que afectan de manera directa el aislamiento tanto interno como externo respectivamente.

$$V_{rwinterno}(\theta - T) = V_{cw}(\theta - T) * K_S * K_a \quad (1.24)$$

$$V_{rw\text{externo}}(\theta - T) = V_{cw}(\theta - T) * K_s \quad (1.25)$$

Sobretensión de maniobra (Ø-Ø) Aislamiento interno y externo Las ecuaciones 1.26 y 1.27 se utilizan para calcular las sobretensiones de maniobra fase-fase que afectan de manera directa el aislamiento tanto interno como externo respectivamente.

$$V_{rw\text{interno}}(\theta - \theta) = V_{cw}(\theta - \theta) * K_s * K_a \quad (1.26)$$

$$V_{rw\text{externo}}(\theta - \theta) = V_{cw}(\theta - \theta) * K_s \quad (1.27)$$

Nota: El valor de V_{cw} es obtenido de los cálculos para sobretensiones soportadas de coordinación para sobretensiones de maniobra.

1.1.3.5 Sobretensión tipo rayo Son aquellas sobretensiones originadas debido a descargas atmosféricas y son de gran atención debido a la elevada energía asociada a la misma.

Sobretensión tipo rayo, aislamiento interno y externo Las ecuaciones 1.28 y 1.29 se utilizan para realizar el cálculo de las sobretensiones de tipo rayo los cuales afectan de manera directa tanto el aislamiento interno como externo.

$$V_{rw\text{interno}} = V_{cw} * K_s * K_a \quad (1.28)$$

$$V_{rw\text{externo}} = V_{cw} * K_s \quad (1.29)$$

Nota: El valor de V_{cw} es obtenido de los cálculos para sobretensiones soportadas de coordinación para sobretensiones tipo rayo.

Ejemplo 1. Se desea calcular las tensiones soportadas especificadas para el aislamiento de una línea de transmisión de 115 kV, éste posee el neutro conectado a tierra por medio de una impedancia y tiene las siguientes especificaciones:

- Tensión máxima de servicio $V_s=123$ kV
- Velocidad máxima del viento: 100 km/h
- Frecuencia asignada: 60 Hz
- Número de fases: 3
- cable de guarda: 1
- Nivel de contaminación: ligero
- Altura: 221 m
- Longitud del vano: 300 m
- sobretensión de maniobra al 2 % $V_{e2} = 2,5$ entre fase - tierra y $V_{p2} = 4$ entre fases

Solución. Primero se determinan las sobretensiones representativas.

Sobretensiones representativas

Sobretensión temporal (frecuencia industrial) Para la sobretensión a frecuencia industrial con defecto a tierra, se determina el valor de K_e de la tabla 1.1, y se calcula con la ecuación 1.1, para el ejemplo se toma $K_e = 1,73$.

$$V_{rp}(\theta - T) = \frac{123 * 1,73}{\sqrt{3}}$$

$$V_{rp}(\theta - T) = 122,85 \text{ kV}$$

Lo propio se hace para la sobretensión a frecuencia industrial por fases.

$$V_{rp}(\theta - \theta) = 123 * 1,4$$

$$V_{rp}(\theta - \theta) = 172,2 \text{ kV}$$

Sobretensión de maniobra (frente lento) Usando la ecuación 1.8 para el truncamiento fase - tierra:

$$V_{et}(\theta - T) = [(1,25 * V_{e2}) - 0,25] * \frac{\sqrt{2} * V_s}{\sqrt{3}}$$

$$V_{et}(\theta - T) = 288,73 \text{ kV}$$

Usando la ecuación 1.9 para el truncamiento fase - fase:

$$V_{et}(\theta - \theta) = [(1,25 * V_{p2}) - 0,43] * \frac{\sqrt{2} * V_s}{\sqrt{3}}$$

$$V_{et}(\theta - \theta) = 458,96 \text{ kV}$$

Determinación de las tensiones soportadas de coordinación

Sobretensión temporal

$$V_{cw} = V_{rp}$$

$$V_{et}(\theta - T) = 122,85 \text{ kV}$$

$$V_{cw}(\theta - \theta) = 172,2 \text{ kV}$$

Sobretensión de maniobra (frente lento) para hallar V_{cw} de maniobra se determina el factor K_{cd} con la gráfica 1.2, si no se tiene un valor de V_{ps} se puede suponer 0, por lo que $K_{cd} = 1$, 1 para la sobretensión soportada entre fases y con falla a tierra.

$$V_{cw}(\theta - T) = 288,73 \text{ kV}$$

$$V_{cw}(\theta - \theta) = 458,96 \text{ kV}$$

Sobretensión tipo rayo (frente rápido) para hallar V_{cw} de tipo rayo se necesita previamente determinar parámetros del pararrayos y con una aproximación estadística por medio la siguiente relación:

$$V_{rp} = V_{pl} + 2 * S * T \text{ Cuando } V_{pl} \geq 2 * S * T \quad (1.30)$$

Donde:

V_{pl} : nivel de protección a impulsos tipo rayo.

S : pendiente del frente de onda.

T : tiempo de propagación de ondas entre el punto donde se ubica el pararrayos y el punto donde está situado el equipo a proteger.

Si no se tiene datos de pararrayos o no se instala este, V_{rp} se determina por medio de la tabla del BIL A.3, en este caso $V_{rp} = 550 [kV]$

Determinación de las tensiones soportadas especificadas Para obtener las tensiones soportadas especificadas, se utiliza el factor de seguridad K_s especificado en 5 y el factor de corrección por altura K_a .

$K_s = 1,05$ para aislamiento externo.

$K_a = 1,03$ suponiendo aisladores limpios y así usando $m=1$, este valor puede variar y para determinar el valor de m se usa la figura 1.3.

Las tensiones soportadas especificadas V_{rw} se obtienen de la siguiente expresión:

$$V_{rp} = V_{cw} * K_s * K_a \quad (1.31)$$

La tabla 1.6 resume los resultados obtenidos

Tabla 7. Resultados tensiones soportadas especificadas.

Tipo de sobretensión	$V_{rw} = V_{cw} * K_s * K_a$	Factor de sobretensión
Sobretensión temporal	Fase - tierra $V_{rw} = 122; 85 * 1; 05 * 1; 03 = 132; 86 \text{ kV}$	1,32
	Fase - fase $V_{rw} = 172; 2 * 1; 05 * 1; 03 = 186; 23 \text{ kV}$	1,85
Sobretensión de maniobra	Fase - tierra $V_{rw} = 288; 73 * 1; 05 * 1; 03 = 312; 26 \text{ kV}$	3,11
	Fase - fase $V_{rw} = 458; 96 * 1; 05 * 1; 03 = 496; 37 \text{ kV}$	4,94
sobretensión tipo	Fase - tierra $V_{rw} = 550 * 1; 05 * 1; 03 = 594; 83 \text{ kV}$	5,92

Ejemplo 2. Hallar las Tensiones soportadas especificadas para una línea de transmisión de 500 kV, con los siguientes parámetros:

- Tensión máxima de servicio $V_s = 525 \text{ kV}$
- Frecuencia asignada: 60 Hz
- Nivel de contaminación: ligero
- Altura: 800 m
- Vano medio: 450 m
- sobretensión de maniobra al 2% $V_{e2} = 2; 2$ entre fase - tierra

Solución. Como la línea de transmisión se diseña para un nivel de aislamiento de gamma II, el método que se usa para determinar las sobretensiones representativas cambia un poco al método previo y quedará documentado a continuación.

Sobretensiones representativas

Sobretensión temporal Para la sobretensión a frecuencia industrial con falla a tierra, se determina el valor de K_e de la tabla 1.1, y se calcula con la ecuación 1.1, para el ejemplo se toma $K_e = 1; 73$.

$$V_{rp}(\theta - T) = \frac{525 * 1,73}{\sqrt{3}}$$

$$V_{rp}(\theta - T) = 574,32 \text{ kV}$$

$$V_{rp}(\theta - T) = \frac{574,32 * \sqrt{3}}{525 * \sqrt{2}}$$

$$V_{rp}(\theta - T) = 1,34$$

Sobretensión de maniobra (frente lento) Para la sobretensión de maniobra fase - tierra:

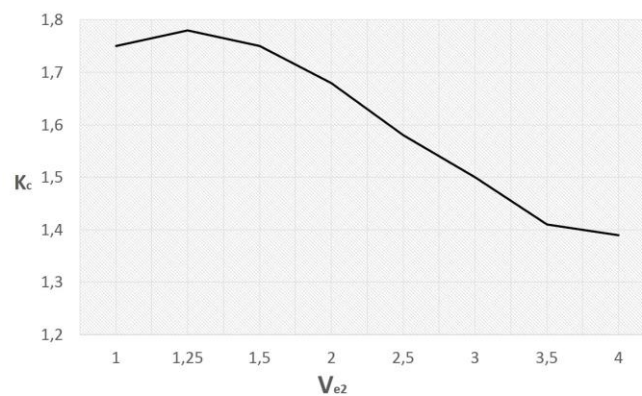
$$V_{rp}(\theta - T) = 2,2$$

$$V_{rp}(\theta - T) = 2,2 * \frac{525 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$V_{rp}(\theta - T) = 943,05 \text{ kV}$$

El valor de sobretensión maniobra fase - fase se determina con el coeficiente de conversión K_c , se halla en gráfica 1.4:

Figura 5. Coeficiente de conversión K_c en función de V_{e2}



Fuente: IEC. Coordinación de aislamientos, standard 60071-2, 1993

Para $V_{e2} = 2; 2$, se obtiene $K_c = 1;67$

$$V_{rp}(\theta - \theta) = 2,2 * 1,67$$

$$V_{et}(\theta - \theta) = 3,674$$

$$V_{rp}(\theta - \theta) = 3,674 * \frac{525 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$V_{rp}(\theta - \theta) = 1574,9 \text{ kV}$$

Determinación de las tensiones soportadas de coordinación

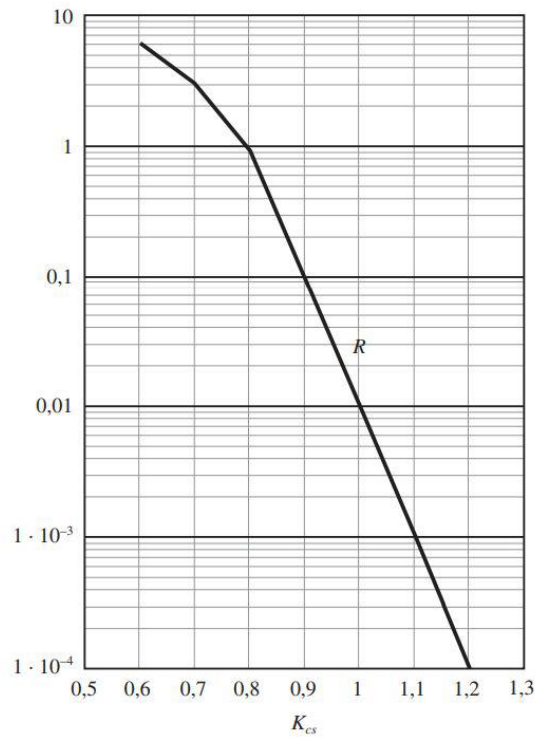
Sobretensión temporal

$$V_{cw} = V_{rp}$$

$$V_{cw}(\theta - T) = 574,32 \text{ kV}$$

Sobretensión de maniobra (frente lento) para hallar V_{cw} de maniobra se determina el factor K_{cs} respecto a un factor de seguridad recomendado, para este ejemplo se tomará $R = 1/1000$, luego con la gráfica 1.2 se determina el $k_{cs} = 1; 1$.

Figura 6. Cálculo del factor de conversión Kcs



Fuente: IEC. Coordinación de aislamientos, standard 60071-2, 1993

$$V_{cw}(\theta - T) = 2,2 * 1,1$$

$$V_{et}(\theta - \theta) = 2,42$$

$$V_{rp}(\theta - \theta) = 2,42 * \frac{525 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$V_{rp}(\theta - \theta) = 1037,36 \text{ kV}$$

$$V_{cw}(\theta - T) = 3,674 * 1,1$$

$$V_{cw}(\theta - \theta) = 4,04$$

$$V_{rp}(\theta - \theta) = 4,04 * \frac{525 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$V_{rp}(\theta - \theta) = 1732,79 \text{ kV}$$

Determinación de las tensiones soportadas especificadas Para obtener las tensiones soportadas especificadas, se utiliza el factor de seguridad K_s especificado en¹⁰ y el factor de corrección por altura K_a .

$K_s = 1,05$ para aislamiento externo.

$K_a = 1,1$ suponiendo $m=1$, este valor puede variar y para determinar el valor de m se usa la figura 1.3.

Las tensiones soportadas especificadas V_{rw} se obtienen de la siguiente expresión:

$$V_{rp} = V_{cw} * K_s * K_a \quad (1.32)$$

La tabla 1.7 resume los resultados obtenidos.

Tabla 8. Resultados tensiones soportadas especificadas.

Tipo de sobretensión	$V_{rw} = V_{cw} * K_s * K_a$	Factor de sobretensión
Temporal	Fase - tierra $V_{rw} = 574; 32 * 1; 05 * 1; 1 = 663; 34 \text{ kV}$	1,55
Maniobra	Fase - tierra $V_{rw} = 1037; 36 * 1; 05 * 1; 1 = 1198; 15 \text{ kV}$	2,80
	Fase - fase $V_{rw} = 1731; 79 * 1; 05 * 1; 1 = 2000; 22 \text{ kV}$	4,67

¹⁰ IEC. Coordinación de aislamientos, standard 60071-2, 1993

2. DISEÑO PARA EL AISLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.1. ELEMENTOS PARA EL DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS

2.1.1. Cadena de aisladores

Aislador Una de las principales funciones de los aisladores en las líneas aéreas de transmisión es la de sujetar los conductores, logrando que estos no se muevan de manera transversal ni longitudinal. A su vez, como su nombre lo indica estos se encargan de brindar protección para que no haya derivaciones de corrientes del conductor a la estructura, ya que un aislamiento dañado trae consigo pérdidas de energía y por ende aumento del gasto de aprovechamiento comercial del sistema.

Según¹¹, el aislador es el dispositivo destinado a aislar eléctricamente y sujetar mecánicamente un equipo o conductores sometidos a potenciales eléctricos diferentes.

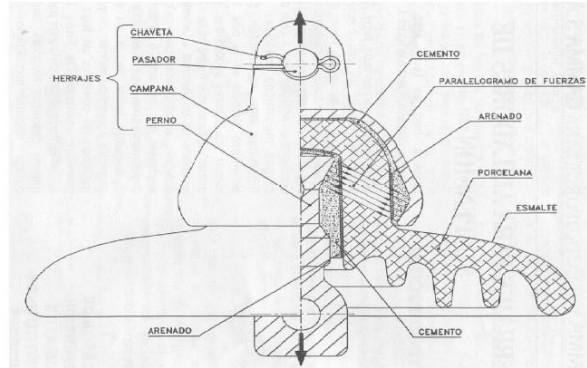
Los aisladores se pueden clasificar de diversas maneras:

Clasificación del aislador según el material Existen 4 tipo primordiales de aisladores según su material los cuales son: aisladores cerámicos, aisladores de vidrio, aisladores en material compuesto y aisladores orgánicos.

¹¹ NTC. Vocabulario electrotécnico. aisladores, standard 2341, 2014

- Aislador en material de cerámica:

Figura 7. Corte transversal de un aislador de porcelana



Fuente: ING.UC Líneas [en línea] disponible e: <http://www.ing.uc.edu.ve/~viper/LINEAS.html>

Son aisladores cuyo núcleo y cuerpo se componen de material cerámico. Ver figura 2.1.

La porcelana es un material cerámico el cual posee una estructura atómica vidriosa, caracterizada principalmente por no tener una estructura definida, lo cual le brinda propiedades térmicas (baja expansión con el calor) y dieléctricas. La porcelana es ampliamente utilizada como material dieléctrico en la elaboración de aisladores, ya que debido a sus características pueden resistir sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas como también operaciones de maniobra y además poseen una buena resistencia a la humedad y el polvo.

Figura 8. Aisladores en material de cerámica



Fuente: PIXABAY Tecnologías ADA ferroviaria [en línea] disponible en: <https://pixabay.com/es/tecnolog%C3%ADa-tecnolog%C3%ADa-ferroviaria-857868>

De sus propiedades mecánicas cabe destacar que dicho material es de naturaleza quebradiza, por lo cual las medidas de su resistencia mecánica no están distribuidas normalmente y debido a esto para su estudio se utiliza estadísticas de Weibull.

Entre sus principales características eléctricas se puede encontrar su resistencia a la perforación, la permitividad, la resistencia volumétrica y la temperatura para una resistencia típica.

- Aislador en material de vidrio:

Son aisladores con núcleo y cuerpo compuesto por material de vidrio. Ver figura 2.3

Las primeras líneas de transmisión de alta tensión tanto de corriente continua como de alterna fueron construidas con aisladores de vidrio recocido. Los primeros modelos fueron desarrollados en Francia y luego de un par de fracasos iniciales lograron imponer su utilización en sistemas hasta de 380 kV. Este aislador se obtiene a partir de la fundición de varios materiales entre los que se encuentran la arena, el carbonato de sodio, carbonato de potasio, sulfato de bario y piedra caliza. Una vez el aislador se moldea, se le aplica un enfriamiento rápido mediante hilo de

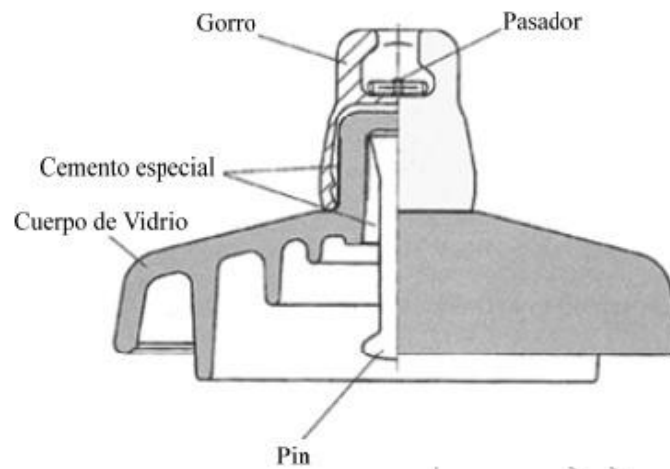
aire logrando de esta manera que la parte exterior se contraiga mientras la parte interior permanece con calor y se expande. Debido a este proceso el vidrio permanece sometido a una tensión interna uniforme, lo cual hace que adquiera una gran resistencia mecánica.

Figura 9. Aisladores en material de vidrio



Fuente: PIXABAY Aisladores alta tensión en electricidad [en línea] disponible en: <https://pixabay.com/es/aisladores-alta-tensi%C3%B3n-electricidad-2370399/>

Figura 10. Corte transversal de un aislador de vidrio.



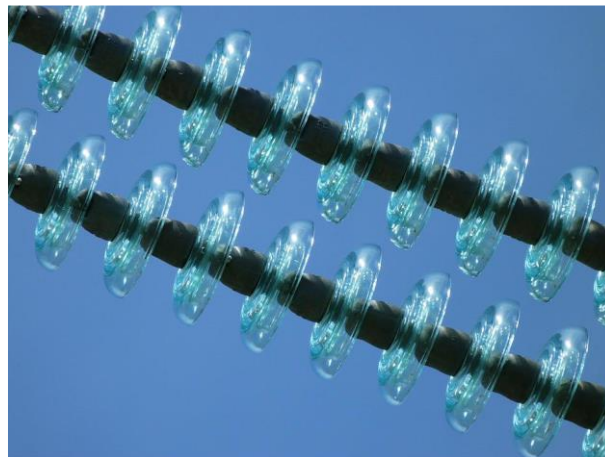
Fuente: LONGATT GONZÁLEZ, Francisco, Curso ELC 30714, Líneas de transmisión I, 2008

Una de las ventajas que poseen los aisladores de vidrio, es su alta permitividad relativa ($\epsilon_r = 7; 3$) y su alto coeficiente de expansión térmica, lo cual le permite soportar cambios abruptos de temperatura. De manera agregada, este tipo de aisladores presenta una alta resistencia a los impactos incluidos los de proyectiles debido a que son lisos en su interior y con superficies curvas que desvían los disparos.

- Aislador en material compuesto:

Son aisladores que normalmente se compone el núcleo por material cerámico y su cuerpo de vidrio.

Figura 11. Aisladores en material de compuesto



Fuente: PIXABAY Aislador eléctrico seguridad [en línea] disponible en:
<https://pixabay.com/es/aislador-el%C3%A9ctrico-seguridad-336139/>

- Aislador en material orgánico: son aisladores compuestos por materiales poliméricos*.

* Existen otros tipos aisladores en materiales esteatita y resinas epoxi

Clasificación del aislador según el tipo Existen diversos tipos de aisladores según su tipo, pero entre los más relevantes se encuentran: aislador tipo espigo, aislador de cadena, aislador de línea tipo soporte y aislador tipo suspensión.

Aisladores de cadena Los aisladores de cadena están destinados a dar apoyo flexible a conductores de líneas aéreas y sometidos principalmente a esfuerzos de tracción. Según¹².

- Aisladores de campana y perno
- Aisladores de barra larga

Aislador tipo espigo Aislador rígido que consta de un componente aislante destinado para ser montado rígidamente sobre una estructura de apoyo por medio de un espigo que atraviesa el aislador hacia arriba. El componente aislante puede constar de una o más piezas de material aislante permanentemente conectados entre sí. El medio que fija el componente aislante al espigo puede ser separable o permanente. Según¹³.

Aislador de línea tipo poste Aislador rígido que consiste en una o más piezas de material aislante ensamblado permanentemente con una base metálica y a veces una campana aislante, que se monta rígidamente una estructura de soporte con la base metálica asegurada mediante un perno o uno o varios tornillos. Según¹⁴.

¹² NTC. Aisladores para líneas aéreas con tensión nominal superior a 1000 V. aisladores de cerámica o vidrio para sistemas C.A. definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación, standard 4336, 1997.

¹³ TORRES SÁNCHEZ, Horacio. Norma técnica colombiana de protección contra rayos filosofía y resultados. Seminario internacional seguridad, riesgo, calidad y protecciones eléctricas, Medellín, 2006.

¹⁴ Electric Power Research Institute, Transmission Line Reference Book, Palo Alto, California, 1982.

Aislador tipo suspensión Aislador o conjunto de aisladores destinados para dar soporte flexible o rígido a las líneas aéreas de transmisión. Todos los tipos de aisladores para líneas aéreas se pueden usar para este propósito. Según¹⁵.

2.1.2. Apantallamiento eléctrico Cable de guarda Los cables de guarda se instalan en líneas aéreas y son conductores desenergizados que se ubican en la parte más alta de las redes de alta tensión, estos se conectan a la misma estructura en cada torre y cumplen diversos objetivos.

Entre los principales fines del cable de guarda se encuentran:

- Proteger las líneas aéreas contra descargas atmosféricas, siendo este su objetivo principal.
- Disminuir la tensión inducida que se puede producir en la línea de transmisión debido a los rayos que caen en la cercanía de las líneas.
- Disminuye la resistencia de tierra, con esto minimizando el efecto de la corriente de corto circuito y atenuando las tensiones de paso, logrando con esto evitar el peligro para cualquier ser vivo.

Nivel cerámico. Se define como la cantidad de días con tormenta eléctrica en un año, donde se escuche al menos un trueno, en una zona de la superficie del globo.

En la figura 2.6 se muestra el mapa de niveles isocerámicos de Colombia, para un punto específico que no esté en ninguna área marcada se deberá calcular tomando el promedio de las líneas isocerámicas adyacentes a este punto.

2.1.3. Puesta a tierra Los elementos básicos con los cuales cuenta un sistema de puesta a tierra en líneas aéreas de transmisión son:

- Conductores
- Electrodo de tierra

¹⁵ CHECA, Luis María. Líneas de transporte de Energía, Marcombo, 2007

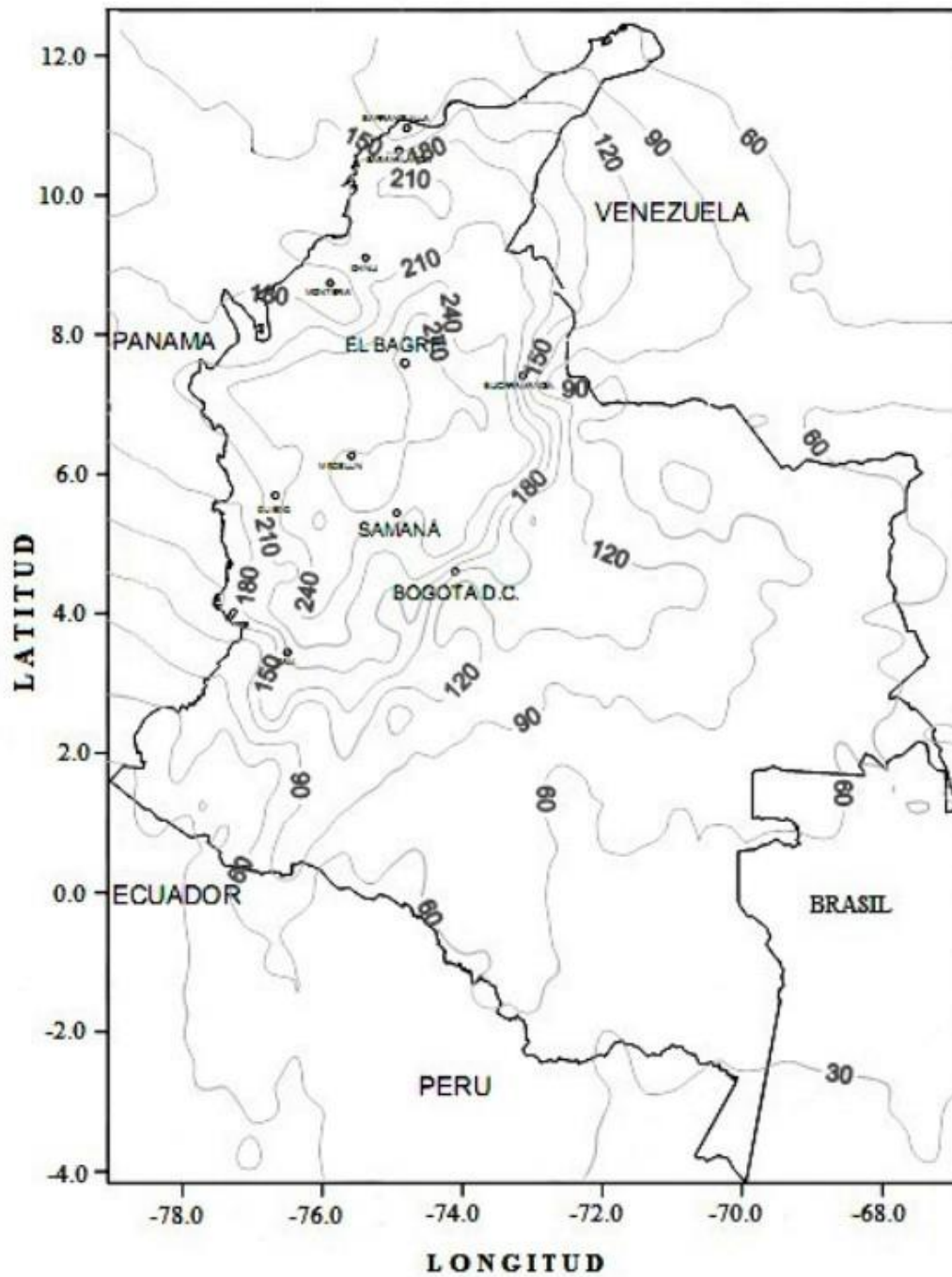
- Conectores

Conductores Sirven para formar el sistema de puesta a tierra y permitir la conexión de la torre a los electrodos.

Electrodos de tierra Son elementos que se incrustan en el terreno y sirven para que la corriente de falla pase a través de ellos y llegue a zonas del suelo más favorables (con menor resistividad).

Generalmente para su elaboración se utilizan materiales tales como acero, acero galvanizado, acero inoxidable y copperweld.

Figura 12. Mapa niveles isoceránicos de Colombia



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

Conectores Son los elementos que permiten la unión entre los conductores y los electrodos de tierra entre los conectores más utilizados se encuentran:

- a) Conectores a presión (atornillados)
- b) Conectores soldables

Características del sistema de puesta a tierra Cada elemento del sistema de puesta a tierra deberá cumplir los siguientes criterios de diseño:

1. Resistencia a la corrosión. Debido a que esta característica deteriora de manera gradual la capacidad de corriente de los elementos afectando de manera directa su utilidad y ocasionando posibles fallas en el sistema.
2. Conductividad eléctrica. Para permitir que la corriente fluya de manera óptima por los electrodos y conductores y de esta manera evitar diferencias de potencial en el sistema de puesta a tierra.
3. Capacidad de conducción de corriente. Para que los elementos del sistema de tierra soporten de manera adecuada los esfuerzos térmicos durante condiciones adversas debidas a la magnitud y duración de las corrientes de falla.
4. Resistencia de aislamiento. De tal manera que el sistema pueda soportar esfuerzos electromagnéticos y posibles daños físicos.

El sistema de puesta a tierra para una línea de transmisión se puede formar generalmente usando dos procedimientos:

- Por medio de electrodos de acero con recubrimiento en cobre cuya longitud varía entre 1,5 y 3 m de longitud y diámetro entre 14 y 20 mm.

- Por medio de contrapesos los cuales son conductores de acero o aluminio que se instalan conectados a las patas de la estructura y van enterradas en el suelo de manera horizontal.

2.2. DISEÑO DE LA CADENA DE AISLADORES.

La cadena de aisladores juega un papel primordial en la coordinación del aislamiento, como su nombre lo indica, los aisladores se encargan de mantener separada la estructura de la línea mientras la retiene mecánicamente y creando de esta manera un aislamiento eléctrico entre la torre y el conductor. Así, se evita que se presenten desviaciones de corriente de línea a tierra ya que un aislamiento en mal estado conlleva pérdidas de energía y por ende un aumento en el gasto económico del sistema. Se podría resumir que las funciones básicas de los aisladores en una línea de transmisión son:

- Función mecánica: sostener el conductor a la estructura.
- Función eléctrica: aislar eléctricamente el conductor de la estructura.

Debido a la importancia de este elemento, se hace necesario realizar un correcto diseño del mismo teniendo en cuenta ciertas especificaciones tanto eléctricas como mecánicas.

En cuanto a las exigencias eléctricas, se puede agregar que constantemente la cadena de aisladores se ve sometida a una tensión tanto de fase-tierra como fase-fase, a su vez se debe considerar el nivel isocerámico de la zona donde se ubica la línea de transmisión puesto que debido a estas sobretensiones pueden provocar roturas en los aisladores. Para simular las distintas naturalezas de tensión a la cual se puede ver sometida la cadena de aisladores, se han establecido una serie de ensayos tales como la prueba de impulso tipo rayo y la prueba impulso tipo maniobra.

Las exigencias mecánicas se presentan principalmente en la cadena de aisladores debido al peso intrínseco de los conductores, estas tensiones mecánicas cambian constantemente debido al efecto del viento, el material externo soportado (agua, polvo, etc.) y en casos muy específicos sobre los anclajes, la tensión de los conductores debido a su temperatura. La cadena de aisladores debe ser óptima para soportar las condiciones climáticas más desfavorables que se presenten en la zona de construcción de la línea y a su vez, las variaciones más críticas de temperatura y lluvias torrenciales.

2.2.1. Cálculo mecánico Los aisladores que componen la cadena de suspensión y retención se deben escoger de tal manera que el factor de seguridad (relación entre la carga mínima de rotura electromecánica y la máxima tensión transmitida por el conductor) sea mayor o igual a 2,5. Los cálculos mecánicos para una cadena de aisladores se pueden dividir en dos grandes grupos:

- Cadena de aisladores en suspensión
- Cadena de aisladores en retención.

2.2.1.1. Diseño de la cadena de aisladores en suspensión. Para diseñar dicha cadena de aisladores, esta se debe calcular en condiciones normales bajo presencia de máximo viento, sin considerar roturas de los conductores; para el cálculo de la condición única se realiza el diseño de la cadena de aisladores cuando se presente rotura en algunos de los conductores, con temperatura media y sin presencia de viento para condiciones de tensión mecánica EDS.

Para condiciones de viento máximo Haciendo uso de la gráfica A.1 del apéndice A suministrada por el IDEAM*, para considerar condiciones de viento máximo y posteriormente calcular el esfuerzo de rotura del aislador de la siguiente manera:

* Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

$$\geq F_s \sqrt{(T_1 + T_2 + T_3)^2 + (W_1 + W_2)^2} \quad (2.1)$$

Donde:

P: Esfuerzo de rotura del aislador (kg)

T₁: Carga transversal debido al viento sobre el conductor (kg)

T₂: Carga transversal debido al viento sobre los aisladores (kg)

T₃: Carga transversal debido al ángulo de desvío (kg)

$$T_3 = T * \sin\left(\frac{\beta}{2}\right)$$

βR : Coeficiente de impacto debido a la ruptura del conductor

T: Tiro del conductor en condición de máximo viento (kg)

W₁: Peso del conductor (vano)(kg/m)

W₂: Peso del aislador más el peso de los herrajes (kg)

F_S: Factor de seguridad de valor 2

Para condición rotura de conductor. En este caso se debe cumplir la siguiente expresión:

$$P = F_s \sqrt{(T_1 + T_2 + T_3)^2 + (W_1' + W_2)^2 + (k + L)^2} \quad (2.2)$$

Donde:

W'₁ = 0,75 * W₁: Peso del conductor (vano)(kg/m)

K: Coeficiente de reducción de tiro (Utilizado una vez se presente rotura en el conductor)

L: Tiro longitudinal del conductor en el instante de rotura (kg)

2.2.1.2 Diseño de la cadena de aisladores en retención Para el diseño de la cadena de aisladores en retención solamente se tiene en cuenta la condición de rotura del conductor.

Para condición rotura de conductor Para este caso en particular se debe cumplir que:

$$P = L * \sigma_R \quad (2.3)$$

Donde:

P: Esfuerzo de rotura del aislador (kg)

L: Máximo tiro longitudinal antes de la rotura de la cadena (kg)

αR : Coeficiente de impacto en caso de rotura de la cadena en retención

2.2.2 Cálculos eléctricos Los aisladores utilizados en las cadenas deben cumplir ciertas características eléctricas igual o superiores a los requisitos presentes en las tablas de datos técnicos y el cálculo de éste se deberá realizar en base al grado de aislamiento. El grado de aislamiento, puede entenderse como la relación entre la tensión entre las fases de la línea y la longitud de la línea de fuga de un aislador. La longitud de dicha línea es la longitud de un solo aislador multiplicado por el número de aisladores individuales que componen la cadena.

2.2.2.1 Cálculo de distancias

- Distancia vertical fase - fase

Esta distancia se evalúa mediante la expresión:

$$df = \sigma * \sqrt{(f + 1)} + \frac{V_s}{150} \quad (2.4)$$

df: Distancia máxima vertical entre dos fases (m)

f: Flecha máxima en condiciones de temperatura máxima (m)

l: Longitud de la cadena de aisladores (m)

V_s : Tensión más elevada de la red (kV)

σ : Coeficiente adimensional que depende de la oscilación de los conductores, según la tabla 2.1.

Tabla 9. Coeficiente de oscilación del conductor

Ángulo de oscilación	Valores de σ	
	< 100 kV	> 100 kV
> 65°	0,7	0,65
40° - 65°	0,65	0,6
< 40°	0,6	0,55

- Distancia del conductor al terreno

En condiciones de temperatura máxima los conductores presentan una flecha máxima vertical, originando que el conductor presente la menor distancia hasta el terreno, esta distancia debe cumplir ciertos criterios de altura la cual puede ser calculada a través de la siguiente fórmula:

$$dt = 5,3 + \frac{V_s}{150} \quad (2.5)$$

Donde:

dt : Distancia del conductor al suelo (m)

V_n : Tensión nominal del servicio (kV)

- Distancia del conductor al soporte

Así como debe conservarse ciertas distancias entre las distintas fases, también debe mantenerse unas distancias mínimas entre los conductores y la estructura. Para esto, se aplica la formula descrita a continuación:

$$dc = 0,1 + \frac{V_n}{150} \quad (2.6)$$

Donde:

dt: Distancia del conductor al soporte (m)

Como se mencionó anteriormente el grado de contaminación (o polución), depende directamente del tipo de contaminantes y de la densidad de estos en las distintas zonas donde se ubican las líneas.

En la tabla 2.2 se muestra los distintos grados de aislamiento recomendados según el tipo de zona.

Tabla 10. Grado de aislamiento recomendado (cm/kV) según la clasificación de la zona

Zona de trabajo	Conductores a tierra	Conductores entre fases
Rural (ambiente limpio sin polución)	1,15	1,7
Forestal y agrícola (ambiente ligeramente polucionado)	1,45	2
industrial, fábricas y plantas metalúrgicas (polución severa)	1,75	2,6
Industrial próximo al mar 15 % sales (polución fuerte)	2,55	3,8
Borde del mar (polución alta)	2,95	4,3

2.2.2.2 Cálculo del número de aisladores Como ya se ha comentado, el nivel de contaminación en la zona donde se ubica la línea es de gran impacto a la hora de calcular el número de aisladores necesarios para la línea. A continuación, se presentan las fórmulas utilizadas para el cálculo de esta.

- Número de aisladores (N_a)

$$N_a = \frac{G_a * V_s * f_h}{\sqrt{3} * l_f} \quad (2.7)$$

Donde:

G_a : Grado de aislamiento (cm/kV)

V_s : Tensión máxima de operación (kV)

l_f : Longitud de la línea de fuga (cm)

f_h : Factor de corrección por altura

- Factor de corrección por altura (f_h)

Tabla 11. Factor f_h para corrección por altura

Altitud [msnm]	Factor de corrección (f_h)
< 1000	1
> 1000	$f_h = 1 + \left(\frac{h-1000}{100} * 0,0125 \right)$

Fuente: CHECA, Luis María. Líneas de transporte de Energía, Marcombo, 2007

Donde:

h : Altitud en m.s.n.m

2.2.2.3 Zonas de contaminación La presencia de agentes contaminantes en la superficie del aislamiento bajo condiciones óptimas de humedad ambiental origina una reducción en el aislamiento a lo largo de la línea de fuga del aislador, produciéndose bandas secas debidas a la evaporación de la humedad, causando la ruptura del aire y con esto la formación del arco eléctrico.

La contaminación más fuerte se presenta en zonas aledañas al mar y la contaminación más baja se presenta en zonas rurales con ambientes limpios. Por ende, para determinar el grado de contaminación se debe conocer las

características particulares de la zona. Para el presente trabajo se tendrán en cuenta los niveles de contaminación estándares presentes en la tabla 2.4, sin embargo, si se desea tener una información más detallada de este parámetro, sería preciso medir la contaminación por intervalos de tiempo comprendidos entre 3 y 24 meses.

Tabla 12. Depósito equivalente de sal según la zona de contaminación.

Zona de contaminación	Características	Densidad de	Línea de
		depósito ($\frac{mg}{cm^2}$)	fuga ($\frac{mm}{kV}$)
Ligera	Zona rural, ambiente limpio	< 0,03	16
Moderada	Niebla, lluvias intensas	0,03 - 0,06	16
Media	Fertilizantes, metalúrgica	0,06 - 0,12	20
Severa	Fábricas, metalúrgica	0,12 - 0,24	25
Alta	Polvos de carbón, cemento, petróleo	0,24 - 0,50	25
Muy alta	Borde del mar, gran cantidad de ceniza y salinidad, productos químicos	> 0,50	31

Fuente: CHECA, Luis María. Líneas de transporte de Energía, Marcombo, 2007

2.2.2.4 Cálculo del número de aisladores para sobretensiones a frecuencia industrial Cuando se desea calcular el aislamiento para sobretensiones a frecuencia industrial, se ha de tener en cuenta el nivel de contaminación en la zona donde se desea instalar la línea, así como los valores de tensión de sostenimiento unitario del aislador para los distintos niveles de salinidad.

$$N_a = \frac{V_s * f_h * f_n}{\sqrt{3} * E_s} \quad (2.8)$$

Donde:

V_s : Tensión máxima de operación (kV)

f_h : Factor de corrección por altura

f_{rw} : Factor de sobretensión de la red*

* El valor del factor de sobretensión f_{rw} es el mismo V_{rw} calculado en el capítulo 1.

E_s : Tensión de sostenimiento unitario del aislador (kV/unidad)**

2.2.2.5 Cálculo del número de aisladores para sobretensiones de maniobra

Para este cálculo se considera el grado de contaminación, la máxima sobretensión que se presenta debido a maniobras en el sistema y la tensión de sostenimiento a impulsos recomendada en los catálogos de los aisladores.

$$N_a = \frac{\sqrt{2} * V_s * f_s * f_h}{\sqrt{3} * E_{st}} \quad (2.9)$$

E_{st} : Tensión de sostenimiento unitario a impulsos del aislador (kV/unidad)***

2.2.2.6 Cálculo del número de aisladores para sobretensiones tipo rayo

Cuando se desea realizar el diseño del aislamiento en líneas aéreas de transmisión por sobretensiones de origen atmosférico, se debe determinar el índice de flameo y las salidas de operación de la línea.

Tabla 13. Niveles básicos de aislamiento al impulso tipo rayo normalizados.

Tensión nominal en kV	Tensión máxima en kV	BIL	
		P.U.	kV
60	72,5	4,82	350
138	145	4,48	650
220	245	4,28	1050
380	420	3,4	1425
500	550	2,95	1675
725	765	2,6	2000

Fuente: CHECA, Luis María. Líneas de transporte de Energía, Marcombo, 2007

** El valor de E_s se calcula por medio de catálogos de los fabricantes.

*** El valor de E_{st} se calcula por medio de catálogos de los fabricantes

Tabla 14. Corriente de descarga en función de las tensiones del sistema.

Tensión nominal en kV	Corriente de descarga en kV
60	5
138	5
220	10
380	10
500	15
725	20

Fuente: CHECA, Luis María. Líneas de transporte de Energía, Marcombo, 2007

- Tensión crítica de impulso

$$CFO = \frac{BIL}{(1 - 1.3 * \sigma_f) * DRA} \quad (2.10)$$

Donde:

CFO: Tensión crítica de impulso kV

BIL: Nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo

σ_f : desviación estándar (Valor experimental=0.03)

DRA: Densidad relativa del aire

- Longitud de la cadena

La longitud de la cadena de aisladores (para aisladores estándar) en función de la tensión crítica de impulso, se calcula por medio de la figura 2.7, a su vez se puede hallar mediante la ecuación aproximada:

$$L_{ca} = \frac{CFO}{618,55} \quad (2.11)$$

Donde:

Lca: Longitud de la cadena de aisladores (m)

- Número de aisladores

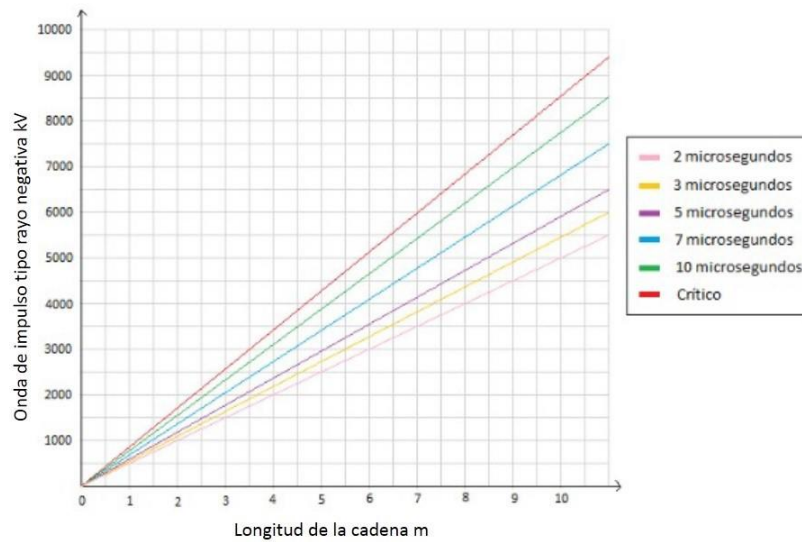
Para aisladores tipo estándar, el número de aisladores de la cadena puede calcularse en función de la tensión crítica de impulso a través de la figura 2.7 y mediante la siguiente ecuación:

$$N_a = \frac{CFO}{90,72} \quad (2.12)$$

Donde:

N_a : Número de aisladores

Figura 13. Tensión de impulso, aislador estándar $(5\frac{3}{4}'' - 10'')$



Fuente: CHECA, Luis María. Líneas de transporte de Energía, Marcombo, 2007

2.2.2.7 Cálculo del número de aisladores por condición de línea de fuga La siguiente desigualdad es la que se usa para el cálculo del número de aisladores cuando se tiene previsto el sitio donde va a ser instalada la línea de transmisión y la línea de fuga del elemento aislador que se va a instalar en la línea:

$$N_a > \frac{L_{f_total}}{L_{f_aislador}} \quad (2.13)$$

$$L_{f_total} = V_s * L_f \quad (2.14)$$

donde:

$L_{f_aislador}$: Línea de fuga obtenida del catálogo del fabricante del elemento aislador

V_s : Tensión máxima de servicio

L_f : Distancia de fuga recomendado para el terreno según la tabla A.4 del apéndice A

Ejemplo 3. Se desea calcular el número de aisladores por fase para una línea de transmisión de 115 kV, éste posee el neutro conectado a tierra por medio de una impedancia y tiene las siguientes especificaciones:

- Tensión máxima de servicio $V_s=123$ kV
- Nivel de contaminación: ligero o ambiente sin polución
- Altura: 221 m
- Longitud del vano: 300 m

Solución. Se supone un aislador tipo bola & socket ansi 52-5 120kn - 8259 con distancia de fuga según fabricante colombiano GAMMA / f = 300 mm.

Para calcular el grado de aislamiento (G_a), se puede usar la tabla A.4 del apéndice A o la tabla 2.2 la cual se va a usar para este ejemplo, $G_a = 1, 15$ cm/kV y ya que la altura es de 221 m, según la tabla 2.3, $fh = 1$.

Luego con la ecuación 2.7, se tiene que:

$$N_a = \frac{1,15 * 123 * 1}{\sqrt{3} * 30}$$

$$N_a = 2,72$$

$$N_a \approx 3$$

2.3 APANTALLAMIENTO ELÉCTRICO

El objetivo principal del apantallamiento eléctrico en líneas aéreas de energía eléctrica es: reducir el número de interrupciones de la línea provocados por descargas atmosféricas cuando estas impactan en la estructura.

Dichas descargas ocasionan daños físicos como fuego, explosiones, destrucciones mecánicas y escapes químicos, daños a los seres vivos causados por tensiones de paso y contacto. dichos daños pueden provocar, pérdidas de vidas humanas o animales, pérdidas de servicios públicos, pérdidas de bienes culturales y pérdidas económicas.

En esta sección se detallará claramente el método electrogeométrico para el apantallamiento eléctrico en líneas de transmisión, previamente documentado en el trabajo de grado¹⁶.

2.3.1 Método para la ubicación del cable de guarda Para el presente método se debe tener en cuenta que los datos de entrada son valores calculados empíricamente o de forma analítica.

2.3.1.1 Densidad de descargas a tierra (DDT). Densidad de descargas a tierra se define como el número de descargas a tierra por kilómetro cuadrado por año, se determina por ecuaciones empíricas y mediciones directas. la DDT es proporcional al nivel isoceráunico, para Colombia se puede hallar por medio de la tabla 2.7.

¹⁶ VELANDIA ORTIZ, Jonathan Alexis, GOMEZ GORDILLO, Sebastian. Desarrollo de una herramienta computacional para el desarrollo del apantallamiento en líneas de transmisión de alta tensión. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2016

Tabla 15. Densidad de descargas a tierra para Colombia.

Autor DDT	Ecuación propuesta
H. Torres, PAAS, Colombia	$DDT = 0,0017 * (NC1,56)$

2.3.1.2 Distribución de amplitud. Para el número de rayos líderes en el método de dos puntos se suponen que es 1 por rayo y la polaridad del rayo líder por una incidencia estadística se supone negativa.

- Popolansky: distribución normal con una I media de 25 kA y σ de 0,39.

$$P = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{25}\right)^2} * 100\% \quad (2.15)$$

Donde:

P: Probabilidad que la corriente I sea excedida.

I: Corriente pico de retorno en kA

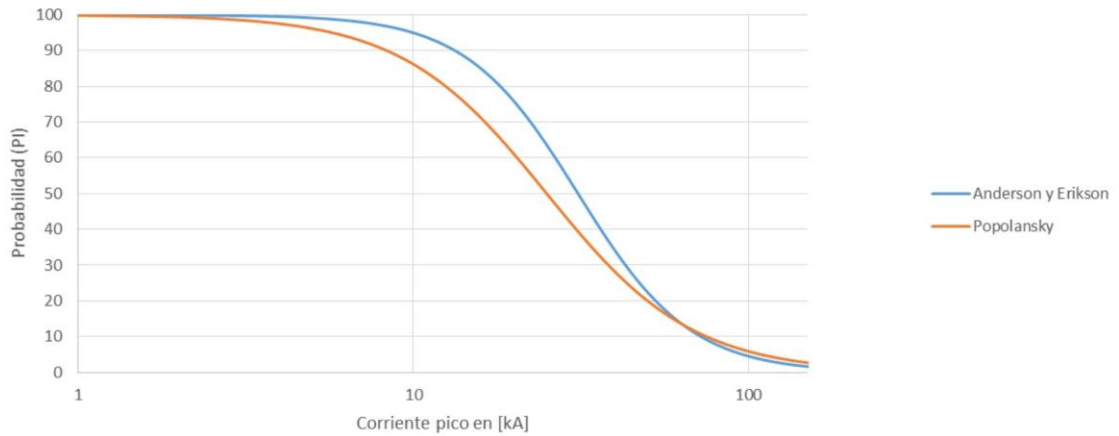
σ : desviación estándar.

- Anderson y Erikson: distribución normal con una I media de 31 kA y σ de 0,3.

$$P = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2,6}} * 100\% \quad (2.16)$$

En la figura 2.8 se ilustran las curvas de Popolansky y Anderson y Erikson. En el presente proyecto sólo se va a tener en cuenta la distribución de Anderson y Erikson.

Figura 14. Distribución de frecuencia para las amplitudes de corriente pico

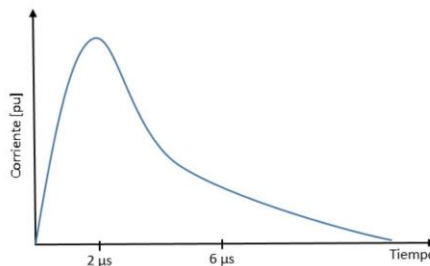


Fuente: VELANDIA ORTIZ, Jonathan Alexis, GOMEZ GORDILLO, Sebastian. Desarrollo de una herramienta computacional para el desarrollo del apantallamiento en líneas de transmisión de alta tensión. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2016.

2.3.1.3 Forma de onda del rayo líder. Para determinar la forma de onda del rayo líder se tiene en cuenta que empieza con un pico de corriente inicial alto, luego con una pendiente pronunciada y un tiempo de frente de onda corto, luego la corriente disminuye y se mantiene así por un tiempo.

En la figura 2.9 se aproxima a la descripción estadística de la forma de onda líder del rayo.

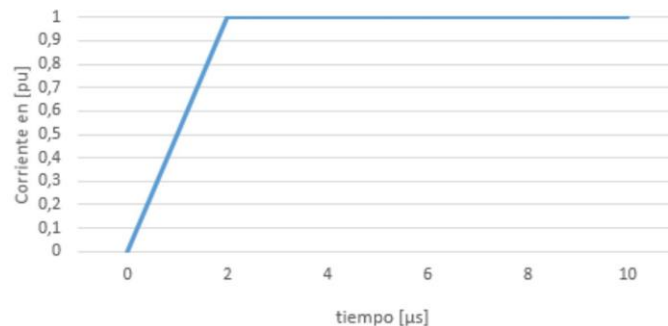
Figura 15. Forma de onda del rayo líder



Fuente: VELANDIA ORTIZ, Jonathan Alexis, GOMEZ GORDILLO, Sebastian. Desarrollo de una herramienta computacional para el desarrollo del apantallamiento en líneas de transmisión de alta tensión. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2016.

Luego aplicando una función tipo rampa, en las cercanías de la cresta aproximando las medidas de descargas atmosféricas se obtiene la figura.

Figura 16. Modelo usado para la simulación de la descarga atmosférica

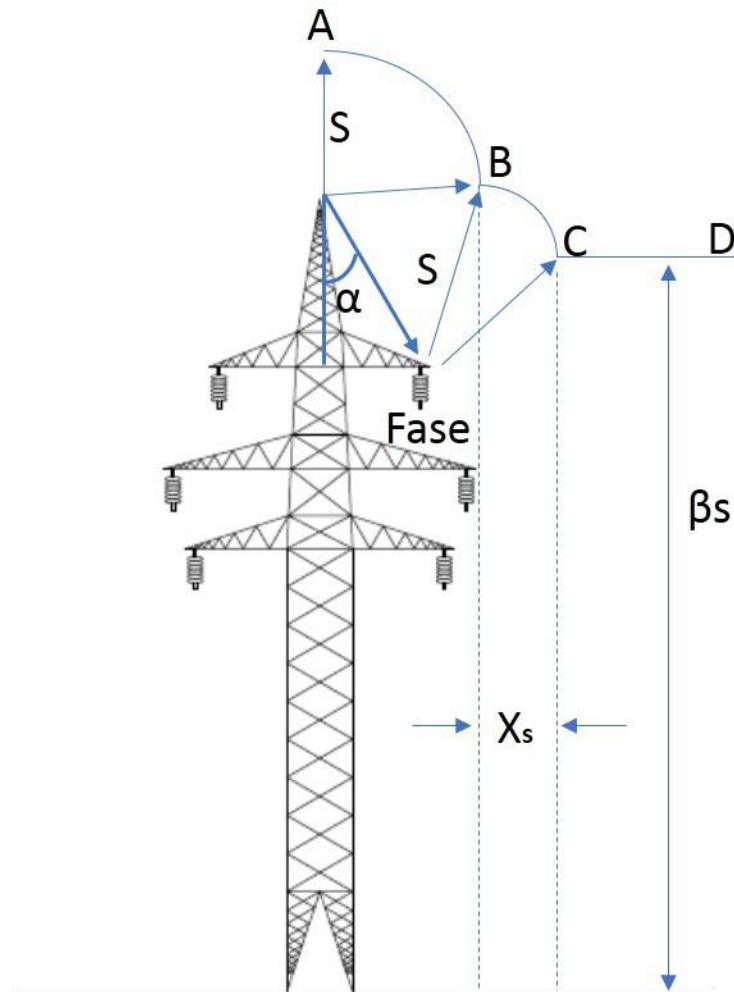


Fuente: VELANDIA ORTIZ, Jonathan Alexis, GOMEZ GORDILLO, Sebastian. Desarrollo de una herramienta computacional para el desarrollo del apantallamiento en líneas de transmisión de alta tensión. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2016.

Se selecciona 2 [μs] como tiempo de frente de onda, porque a las líneas de transmisión sufren en el aislamiento cuando se exponen a corrientes de líder entre 50 y 200 kA .

2.3.1.4 Modelo electrogeométrico Este modelo es usado para determinar la eficiencia del cable de guarda, de tal forma que haya un apantallamiento efectivo, en la figura 2.11 donde S es distancia mínima de choque en metros, A, B y C son puntos a una distancia S, α es el ángulo de apantallamiento en grados, β es el factor de la línea y Xs es el ancho descubierto en metros. Puede observarse que entre los puntos A y B, una descarga atmosférica va a dirigirse hacia el cable de guarda, mientras que entre B y C la descarga entraría directamente por el conductor de fase, el cual está más expuesto.

Figura 17. Modelo electrogeométrico en líneas aéreas.



Distancia mínima de Choque

La distancia mínima de choque o distancia de atracción es la distancia que hay entre la onda de líder y la línea de transmisión, justo antes de golpear la descarga en ésta, dicha distancia se calcula por medio de:

$$S = 10 * I^{0,65} (m) \quad (2.17)$$

Donde

I : Amplitud de la corriente crítica en kA.

$$I = \frac{2 * V_{rwtr}}{Z} \quad (2.18)$$

Donde:

V_{rwtr} : Tensión soportada a impulso tipo rayo de la línea dado en kV.

Z : Impedancia de onda del conductor impactado en Ω .

$$Z = 60 * \ln\left(2 * \frac{h_{fn}}{R_{eq}}\right) \quad (2.19)$$

Donde:

h_{fn} : Altura media del conductor en metros.

R_{eq} : Radio equivalente de la fase en metros

Factor de la línea

Factor que reduce el salto que hace el líder a la línea, se calcula por medio de:

$$\beta = \frac{3,6 + (1,7 * \ln(43 - Y_G))}{10} \quad (2.20)$$

$$Y_G = h_g - \left(\frac{2}{3} * f_g\right) \quad (2.21)$$

Donde:

Y_G : Altura media del cable de guarda.

h_g : Altura del cable de guarda en la torre en metros.

f_g : Flecha del cable de guarda en metros.

Posición del cable de guarda para un apantallamiento efectivo

Lo que se busca con la ecuación 2.20 es obtener la posición más idónea donde se debe ubicar el cable de guarda para que este cumpla su función con la mayor eficiencia posible.

$$X_G = \sqrt{s^2 - (\beta S - Y_f)^2} - \sqrt{s^2 - (\beta S - Y_G)^2} \quad (2.20)$$

X_G : Posición del cable de guarda para un buen apantallamiento en metros.

Y_f : Altura media del cable de fase.

Ángulo de apantallamiento

El ángulo de apantallamiento más efectivo es el máximo ángulo que debe formar la línea y la fase más desfavorable con respecto a una línea vertical, dicho ángulo se calcula de la siguiente manera:

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{X_g - X_f}{Y_f - Y_g} \right) \quad (2.23)$$

α : Ángulo de apantallamiento en grados.

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

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

$$\alpha_{req} = \tan^{-1} \left(\frac{X_G}{Y_f - Y_g} \right) \quad (2.24)$$

α_{req} : Ángulo efectivo de apantallamiento en grados.

Ancho descubierto

Es la zona no protegida donde las descargas impactarán a las fases más vulnerables, representa la proyección del arco BC, se calcula por medio de:

$$X_s = s * (\cos\theta + \sin(\alpha - w)) \quad (2.25)$$

$$\theta = \sin^{-1} \left(\frac{\beta S - h_{fn}}{S} \right) \quad (2.26)$$

Donde:

h_{fn} : altura media del conductor.

$$w = \cos^{-1} \left(\frac{\left(\sqrt{(X_g - X_f)^2 + (Y_f - Y_g)^2} \right)}{2 * S} \right) \quad (2.27)$$

Corriente máxima

Corriente líder usada para calcular y disminuir el espacio descubierto de tal forma que $X_s = 0$, se calcula por medio de las siguientes ecuaciones:

$$S_{max} = Y_0 * S \quad (2.28)$$

$$Y_0 = \frac{Y_f + Y_g}{2} \quad (2.29)$$

$$m = \tan(\alpha) \quad (2.30)$$

Nota: El valor S se calcula haciendo uso del valor de m, y mediante la figura 2.12

$$\beta_s = \beta * (m_p^2 + 1) \quad (2.31)$$

$$C_s = m_p^2 + 1 \quad (2.32)$$

$$m_p = \frac{X_g - X_f}{Y_f - Y_g} \quad (2.33)$$

$$I_{smax} = 0,029 * S_{max}^{1,54} \quad (2.34)$$

Donde:

I_{smax}: Corriente del líder para condición de distancia máxima en kA

Fallas por apantallamiento

Por último, con el cable de guarda se determina las fallas por apantallamiento debido a la construcción de la línea por cada 100 km en un año¹⁷, se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$N_{SF} = \frac{DDT}{10} * \frac{X_s}{2} * \frac{P_{max} - P_{min}}{100} \quad (2.35)$$

Donde:

NSF: Número de fallas por apantallamiento por cada 100 km en un año.

X_s/2: Valor medio del ancho descubierto.

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

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

Ejemplo 4. Se desea calcular el ángulo efectivo de apantallamiento para una línea de transmisión de 230 kV y longitud 34 km ubicada en un terreno plano cuyo nivel cerámico es de 100 días de tormenta al año.

Se cuenta con los siguientes datos:

- Datos del conductor de fase más expuesta

¹⁷ Reglamento técnico de instalaciones eléctricas, RETIE, 2013

Coordenadas en el plano: X=1,42 Y=23.1

Flecha máxima del vano: 3 m

- Datos del cable de guarda

Coordenadas en el plano: X=0 Y=25,15

Flecha máxima del vano: 3 m

Corriente crítica: 2.12 kA

Solución Altura promedio del conductor.

$$Y_c = h_c - \left(\frac{2}{3} * f_c\right)$$

$$Y_c = 21,1 \text{ m}$$

Altura promedio del cable de guarda.

$$Y_G = h_g - \left(\frac{2}{3} * f_g\right)$$

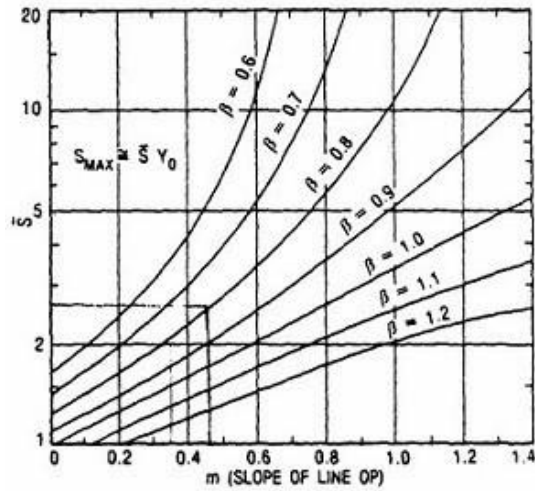
$$Y_G = 23,15 \text{ m}$$

Distancia disruptiva.

$$r_c = 10 * I^{0,65}$$

$$r_c = 16,2974$$

Figura 18. Relación de curvas para el cálculo de la distancia de choque.



Fuente: CHECA, Luis María. Líneas de transporte de Energía, Marcombo, 2007

Número de salidas por fallas/km/año.

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

$$N_{SF} = 0,0655$$

Posición del cable de guarda para apantallamiento efectivo.

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

$$X_G = 2,5995$$

Ángulo para apantallamiento efectivo.

$$\alpha_{eff} = \text{atan}\left(\frac{X_G}{Y_c - Y_G}\right)$$

$$\alpha_{eff} = -32,6942^\circ$$

Sistema de puesta a tierra para líneas aéreas de transmisión

Cuando se desea realizar un correcto diseño de una línea aérea de transmisión desde el punto de vista de descargas atmosféricas hay que tener en cuenta cuatro factores de gran influencia dentro de dicho diseño:

- Distancias de aire
- Número de aisladores
- Apantallamiento eléctrico
- Sistema de puesta a tierra de las estructuras

Estos cuatro factores deben ajustarse de modo tal que ofrezcan una tasa de salidas aceptable bajo los criterios mínimos del proyecto.

Las funciones básicas que debe cumplir un correcto sistema de puesta a tierra podrían resumirse en:

1. Brindar una resistencia de dispersión baja para la corriente que fluye hacia tierra con el fin de:
 - Impedir que se presenten daños debido a sobretensiones originadas por descargas atmosféricas o maniobras en el sistema.
 - Brindar un camino a tierra para las distintas corrientes de falla.
 - Conectar los distintos sistemas que utilicen un neutro común aterrizado.
 - Garantizar que todas las partes metálicas de los equipos y los sistemas se equipotencialicen a tierra. Esto con el fin de asegurar protección personal.
2. Extinguir y resistir a las repetidas corrientes de falla y corrientes producidas por descargas atmosféricas.

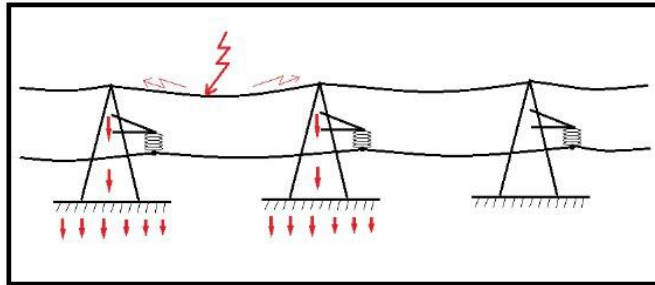
Las características que debe tener un sistema de puesta a tierra deben ser:

- Poseer buenas propiedades de resistencia mecánica.

- El sistema de puesta a tierra debe ser lo más económico posible cumpliendo las exigencias mínimas de diseño.
- Poseer una buena resistencia ante el deterioro en suelos de altas y variadas composiciones químicas, asegurando así que se mantenga un comportamiento continuo a lo largo del tiempo.

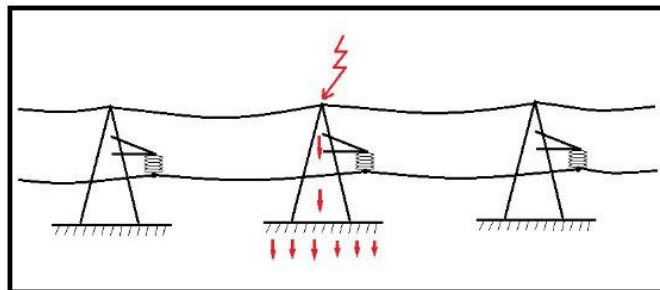
En el momento en que un rayo alcanza el cable de guarda de la línea, la corriente originada por la descarga fluye en ambos sentidos a través de la impedancia de dicho cable. Esta corriente se transfiere hasta alcanzar la estructura, y baja a través de esta hasta alcanzar la resistencia de puesta a tierra la cual se encarga de disipar la energía asociada con la descarga atmosférica. Este fenómeno es extrapolable a cuando el rayo cae directamente en la torre. (Figura 2.13 y 2.14).

Figura 19. Incidencia de la descarga atmosférica en el vano de la línea.



Fuente: CASAS OSPINA, Favio. Tierras, soporte de la seguridad eléctrica 3th edición, ICONTEC, 2005.

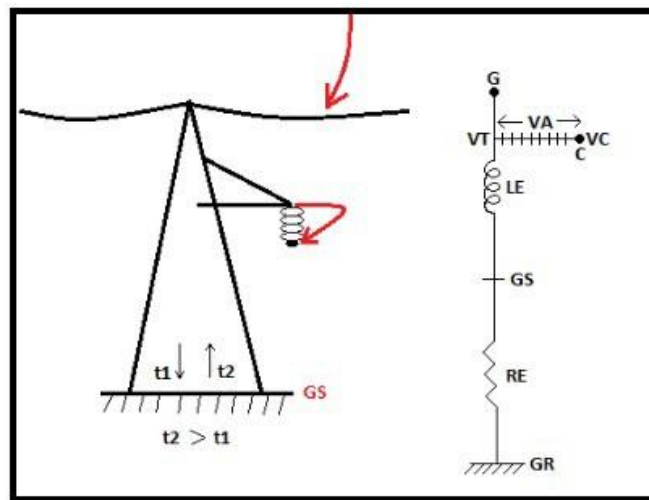
Figura 20: Incidencia de la descarga atmosférica en la estructura.



Fuente: CASAS OSPINA, Favio. Tierras, soporte de la seguridad eléctrica 3th edición, ICONTEC, 2005.

Según lo anteriormente mencionado, una descarga atmosférica puede ser tratada como una fuente de corriente capaz de hacer circular una corriente de manera permanente, a través de una impedancia originando de esta manera una tensión. Cuando un rayo impacta de manera directa sobre el cable de guarda, se induce una fracción de su potencial en las fases de la línea, y para en caso en el cual la torre presenta una alta resistencia de puesta a tierra se originaría un grave problema, debido a que la corriente del rayo “rebota” sobre el terreno, es decir, no encuentra el medio adecuado para circular y tiende a regresar a través de la estructura, lo cual ocasiona que la tensión entre el brazo de la torre y el conductor de fase aumente de manera abrupta, rompiendo el aislamiento de aire y causando un flameo del brazo hacia el conductor. Este fenómeno es conocido como flameo inverso.

Figura 21: Flameo inverso en la torre de transmisión.



Fuente: CASAS OSPINA, Favio. Tierras, soporte de la seguridad eléctrica 3th edición, ICONTEC, 2005.

Donde:

G: Cable de guarda

C: Conductor de fase

LE: Inductancia equivalente de la torre

RE: Resistencia equivalente de la torre

GS: Superficie del suelo
GR: Tierra de referencia
VT: Tensión de la torre
VC: Tensión del conductor
VA: Tensión en el aislamiento
tf: Tiempo del flameo inverso

En la tabla 2.8, se presentan los valores típicos de resistividades para distintos terrenos. La resistividad puede medirse a través de diferentes procedimientos y utilizando diversas herramientas en cada uno de ellos. Uno de los requisitos principales a la hora realizar la toma de medidas, es hacerlas cuando el terreno se encuentre lo más seco posible, lo cual conlleva a que se tengan los valores más críticos a los cuales trabajará el sistema. Lo anterior garantizará que en los días donde las condiciones sean más favorables, el sistema trabaje en óptimas condiciones.

Otro de los puntos importantes a la hora de diseñar la puesta a tierra, es el valor de resistencia eléctrica que presenta el terreno donde están ubicadas las torres de transmisión. Como es sabido, cuando se presenta una corriente de falla esta tiende a circular por el camino de menor resistencia eléctrica, debido a esto, sería ideal poder “dirigir” dicha corriente a través de un camino que no presente una resistencia eléctrica significativa, este proceso se denomina drenado de corriente.

Tabla 16. Resistividades típicas del terreno

Naturaleza del terreno	Resistividad X_r en $\Omega -m$
Arcillas compactas	100 - 200
Arcilla plástica	50
Arena arcillosa	50 - 500
Arena silíceas	200 - 3000
Balastro	3000 - 5000
Calizas agrietadas	500 - 1000
Calizas blancas	100 - 300
Calizas compactas	1000 - 5000
Cuarzo	800
Grava	3000 - 5000
Granito procedentes de alteración	1500 - 10000
Granito muy alterados	100 - 600
Gres procedentes de alteración	1500 - 10000
Gres muy alterados	100 - 600
Hormigón	2000 - 3000
Humus	10 - 50
Limo	20 - 100
Margas compactas	100 - 200
Margas del jurásico	30 - 40
Pizarras	50 - 30
rocas de mica	800
Suelo pedregoso cubierto de cesped	300 - 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 - 3000
Terrenos pantanosos	< 30
Turba húmeda	5 - 100

Fuente: CASAS OSPINA, Favio. Tierras, soporte de la seguridad eléctrica 3th edición, ICONTEC, 2005.

Máximos valores de resistencia

Una de las funciones principales que cumple la puesta a tierra es la de garantizar de manera óptima la seguridad de las personas, por lo cual todo diseño debe cumplir una resistencia mínima. En la tabla 2.9, se presentan los valores de

resistencia sugeridos (valores obtenidos a partir de la experiencia), dichos valores no obedecen a una norma específica.

Tabla 17. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.

Uso para	Valor máximo de resistencia de puesta a tierra
Estructuras de líneas de transmisión	20 Ω
S/E de alta y extra alta tensión	1 Ω
S/E de media tensión en poste	10 Ω
S/E de media tensión de uso interior	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión	25 Ω
Descargas electrostáticas	25 Ω
Equipos electrónicos sensibles	5 Ω

Fuente: CASAS OSPINA, Favio. Tierras, soporte de la seguridad eléctrica 3th edición, ICONTEC, 2005.

Debido a múltiples factores tales como:

- Alta resistividad del terreno.
- Corrientes de falla a tierra muy elevadas.
- Despeje de fallas con tiempos muy prolongados.
- Balances técnico-económicos.

En ocasiones no resulta práctico obtener los valores de la tabla, por ende, habrá de tomarse medidas adicionales tales como:

- Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada al suelo.
- Realizar señalización para las zonas críticas.
- Establecer zonas equipotenciales para las zonas críticas.

En la tabla 2.10, se presenta los valores de constante de fusión (K_f) y temperatura de fusión (T_m), para distintos materiales comunes utilizados en la construcción de la malla de puesta a tierra.

Tabla 18. Constantes de materiales para puestas a tierra.

Material	Conductividad %	$T_m^{\circ}\text{C}$	K_f
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro con soldadura exotérmica	97	1084	7.06
Cobre duro con conexiones mecánicas	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10,45
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14,64
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Varilla de acero galvanizado	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc	8,6	419	28,96
acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

Fuente: CASAS OSPINA, Favio. Tierras, soporte de la seguridad eléctrica 3th edición, ICONTEC, 2005.

2.4.1 Cálculos para el diseño de la puesta a tierra A la hora de diseñar la puesta a tierra para las torres de transmisión encargadas de soportar las líneas han de tenerse en cuenta diversos factores que intervienen en los cálculos.

Conductor de puesta a tierra

El calibre del conductor a utilizar tiene gran importancia a la hora de realizar el diseño de la puesta a tierra, debido a que este es el encargado de llevar la corriente proveniente de la estructura hasta el suelo. A continuación, se presenta el cálculo que se debe realizar:

$$A_c = \frac{I_f * K_f * \sqrt{t_c}}{1,9740} \text{ mm}^2 \quad (2.36)$$

Donde:

A_c : Área nominal del conductor a utilizar para la puesta a tierra en mm^2 .

K_f : Constante para diferentes temperaturas de fusión T_m y una temperatura ambiente de 40°C .

t_c : Tiempo de despeje de la falla en segundos.

I_f : Corriente de falla en kA.

Tensiones de paso y contacto máximas tolerables

La tensión de paso se define como la diferencia de potencial que podría experimentar una persona entre sus pies para una separación de 1 metro al presentarse una corriente de falla en una estructura cercana puesta a tierra.

La tensión de contacto hace referencia a la diferencia de potencial que puede experimentar una persona a través de su cuerpo cuando este está en contacto con la estructura al momento de presentarse una corriente de falla.

A continuación, se presentan las ecuaciones para calcular las tensiones de paso y contacto máximas tolerables para personas de distinto peso (50 y 70 kg).

- Para persona de 50 kg

$$V_{pt} = \frac{(1000+6*C_S*\sigma_{RS})*0,116}{\sqrt{t_c}} \quad (2.37)$$

$$V_{ct} = \frac{(1000+1,5*C_S*\sigma_{RS})*0,116}{\sqrt{t_c}} \quad (2.38)$$

Donde:

V_{pt} : Tensión de paso tolerable en V.

V_{ct} : Tensión de contacto tolerable en V.

C_S : Coeficiente en función del terreno y la capa superficial.

σ_{RS} : Resistividad aparente del terreno tomado como un suelo uniforme dado en Ω
 $*m$.

h_s : Espesor de la capa superficial entre 0,1 y 0,15 m.

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * \left(1 - \frac{\sigma_R}{\sigma_{RS}}\right)}{2 * h_s + 0,09} \quad (2.39)$$

- Para persona de 70 kg

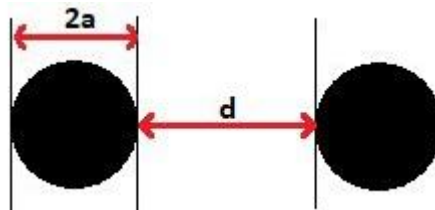
$$V_{pt} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \sigma_{RS}) * 0,157}{\sqrt{t_c}} \quad (2.40)$$

$$V_{ct} = \frac{(1000 + 1,5 * C_s * \sigma_{RS}) * 0,157}{\sqrt{t_c}} \quad (2.41)$$

Nota: Si no se tiene prevista una capa superficial de grava, entonces $\sigma_{RS} = \sigma_R$ y $C_s = 1$.

2.4.1.1. Puesta a tierra en líneas de transmisión por medio de electrodos Este método es aplicado en líneas de transmisión construidas en terrenos con resistividades relativamente bajas. El valor de resistencia de tierra es obtenido a través de la siguiente expresión:

Figura 22. Dos electrodos en paralelo.



Fuente: ING.UC Líneas [en línea] disponible e: <http://www.ing.uc.edu.ve/~viper/LINEAS.html>

$$R_g = \left(\frac{\sigma_R}{2 * \pi * l}\right) * \ln\left(\frac{2 * l}{a}\right) \quad (2.42)$$

Donde:

σ_R : Resistividad del terreno en $\Omega.m$.

l : Longitud del electrodo en m.

a : Radio del electrodo en m.

Dos electrodos en paralelo El radio equivalente es:

$$A = \sqrt{a * d} \quad (2.43)$$

Donde:

a : Radio del electrodo en m.

d : Separación entre electrodos en m.

La resistencia de tierra al pie de la torre viene dada por:

$$R_g = \left(\frac{\sigma_R}{2 * \pi * l} \right) * \ln \left(\frac{2 * l}{A} \right) \quad (2.44)$$

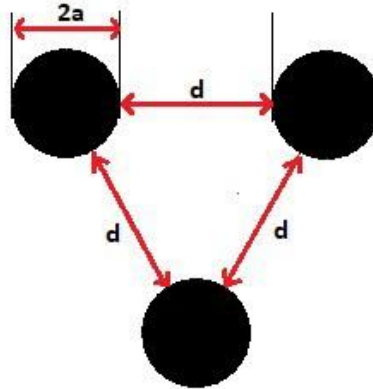
Tres electrodos en paralelo El radio equivalente es:

$$A = \sqrt[3]{a * d} \quad (2.45)$$

Donde:

a : Radio del electrodo en m.

Figura 23. Tres electrodos en paralelo.



Fuente: ING.UC Líneas [en línea] disponible e: <http://www.ing.uc.edu.ve/~viper/LINEAS.html>

d: Separación entre electrodos en m.

La resistencia de tierra al pie de la torre viene dada por:

$$R_g = \left(\frac{\sigma_R}{2 * \pi * l} \right) * \ln \left(\frac{2 * l}{A} \right) \quad (2.46)$$

Cuatro electrodos en paralelo El radio equivalente es:

$$A = \sqrt[4]{\sqrt{2} * a * d} \quad (2.47)$$

Donde:

a: Radio del electrodo en m.

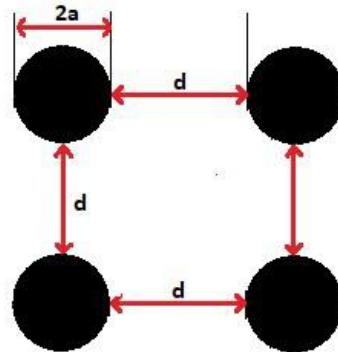
d: Separación entre electrodos en m.

La resistencia de tierra al pie de la torre viene dada por:

$$R_g = \left(\frac{\sigma_R}{2 * \pi * l} \right) * \ln \left(\frac{2 * l}{A} \right) \quad (2.48)$$

2.4.1.2 Sistema de puesta a tierra en las líneas de transmisión por medio de contrapesos Esta metodología utiliza conductores que pueden ser de acero (generalmente en terrenos no corrosivos, tales como terrenos secos o de cultivo), cobre o aluminio (utilizados exclusivamente en terrenos corrosivos).

Figura 24. Cuatro electrodos en paralelo.



Fuente: ING.UC Líneas [en línea] disponible e: <http://www.ing.uc.edu.ve/~viper/LINEAS.html>

Este tipo de sistema pretende tener mayor área de contacto con el terreno y por ende se diseñan mediante trayectorias horizontales, enterradas a profundidades entre 0,5 y 0,6 m y se aconseja que el diámetro del conductor sea igual al del cable de guarda.

El valor de resistencia de tierra es obtenido a través de la siguiente expresión:

$$R_g = \left(\frac{\sigma_R}{\pi * l} \right) * \ln \left(\frac{2 * l}{\sqrt{4 * a * d}} - 1 \right) \quad (2.49)$$

Donde:

σ_R : Resistividad del terreno en $\Omega.m$.

l : Longitud total del contrapeso, independiente de en cuantas formas se divide.

a : Radio del conductor del contrapeso en m.

d : Profundidad a la cual se entierra el contrapeso en m.

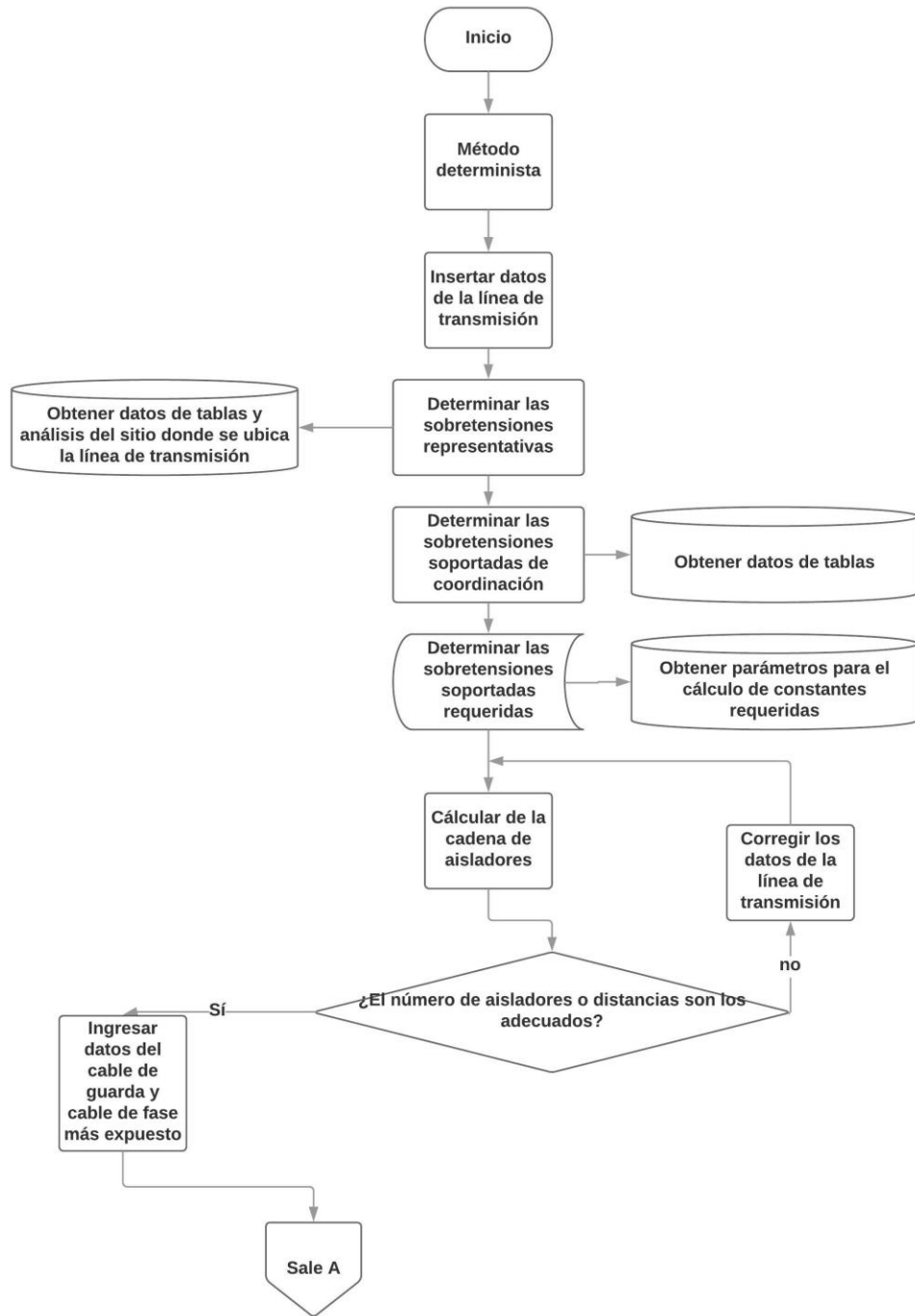
3. USO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL CODALATE

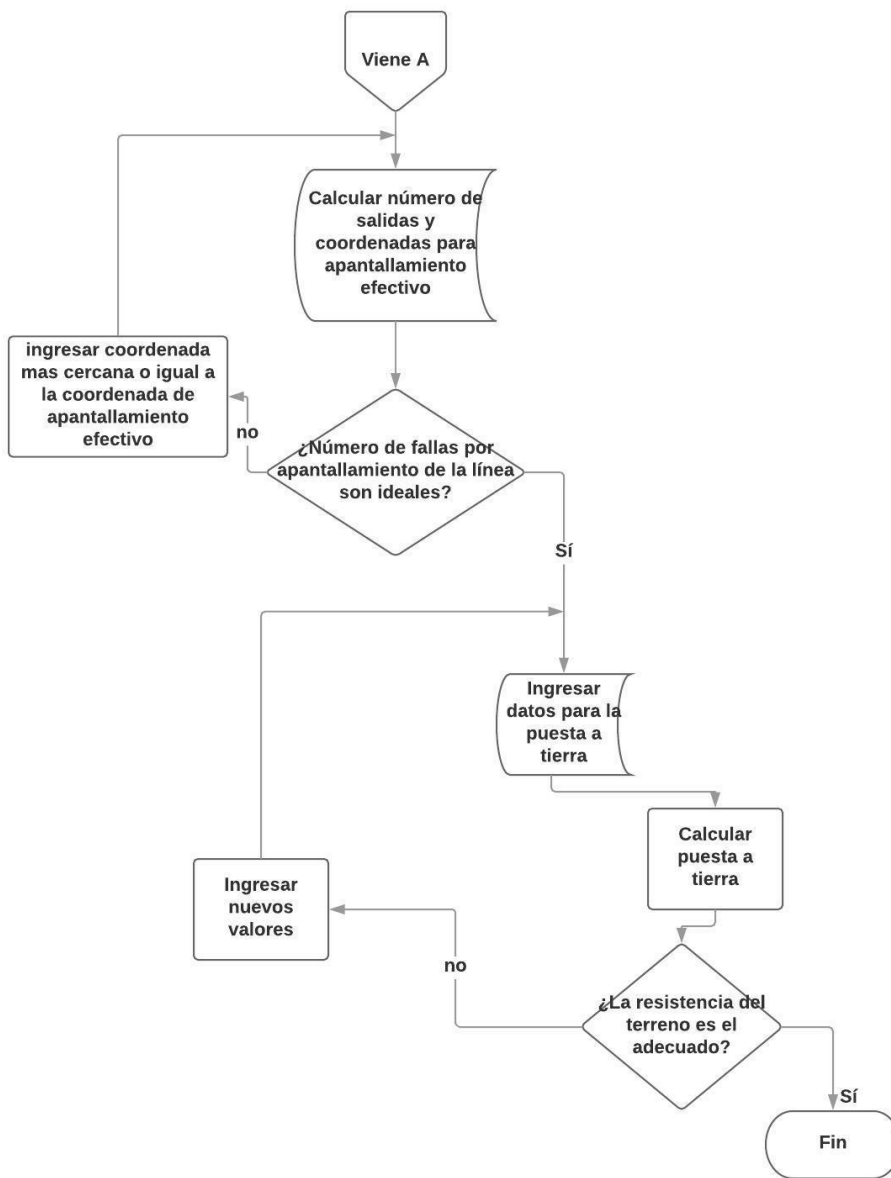
3.1 INTRODUCCIÓN A CODALATE

El programa COordinación De Aislamiento para Líneas Aéreas de Transmisión de Energía eléctrica abreviado **CODALATE**, es una herramienta diseñada para fines académicos con el fin de determinar el correcto aislamiento a partir del cálculo de las sobretensiones mencionadas en la norma internacional IEC 60071-1. Éste programa se divide en 3 subprogramas creados en la plataforma Matlab:

- Cadena de aisladores: Se ingresa el número de aisladores y el programa determina si es el número adecuado de elementos.
- Apantallamiento: Se ingresan coordenadas y parámetros del cable de apantallamiento, el programa determina el número de salidas por año y calcula coordenada para apantallamiento efectivo.
- Puesta a tierra: Se ingresa parámetros que permite el cálculo de tensión de pasión y tensión de contacto tolerable, así como, la resistencia de tierra.

3.2 DIAGRAMA DE FLUJO CODALATE





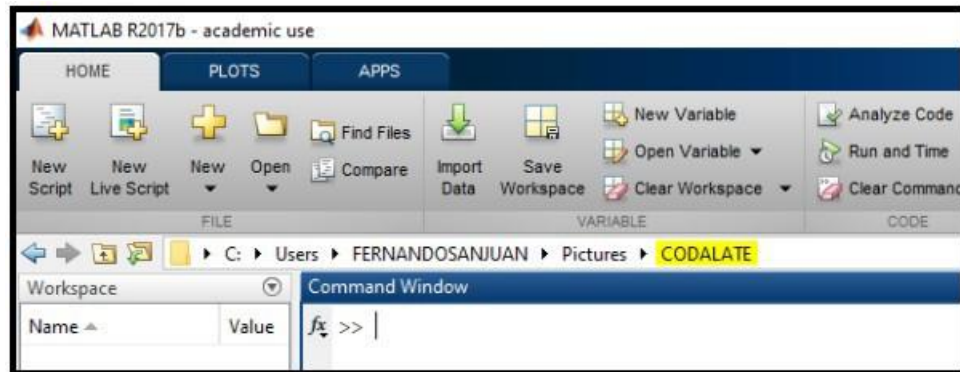
3.3. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA

El programa en cuestión CODALATE consta de 14 archivos necesarios para su funcionamiento:

1. Busca_II_mani_ff.m
2. Busca_II_mani_ft.m
3. Busca_II_rayo.m
4. Electroodos.m
5. Kcd_f.m
6. Kcs_R.m
7. M_f.m
8. Met_sobret_Ue2.m
9. Pantalla_2.m
10. Pantalla_principal.m
11. U_fl_tabla_2
12. Pantalla_principal.fig
13. Pantalla_2.fig
14. Electroodos.fig

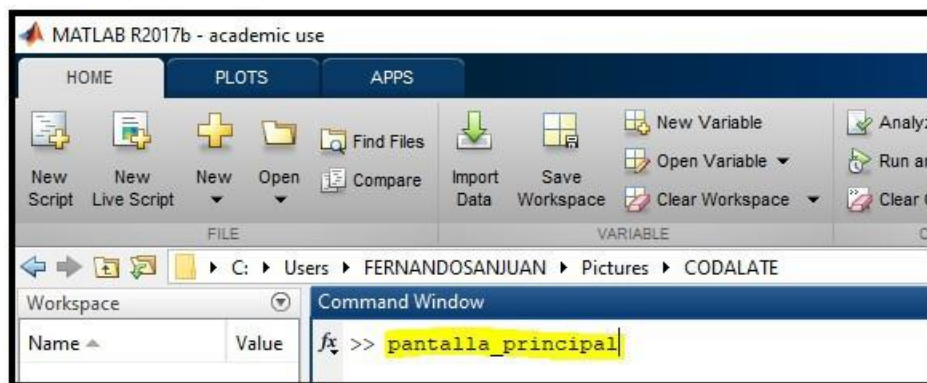
Paralelo a esto en la carpeta llamada "CODALATE" se encuentran una serie de archivos que permitirán la correcta ejecución del programa. Se hace indispensable para MATLAB una ruta de acceso a dicha carpeta para poder encontrar los archivos y realizar las operaciones correspondientes, tal como se muestra en la figura.

Figura 25. Ruta de acceso a la carpeta en MATLAB



Una vez se haya definido la ruta de acceso a la carpeta contenedora del programa, se podrá ejecutar la herramienta llamando el archivo desde la ventana de comandos tal como se muestra en la figura.

Figura 26. Ejecutar la herramienta desde la ventana de comandos



3.4 INTERFAZ PRINCIPAL

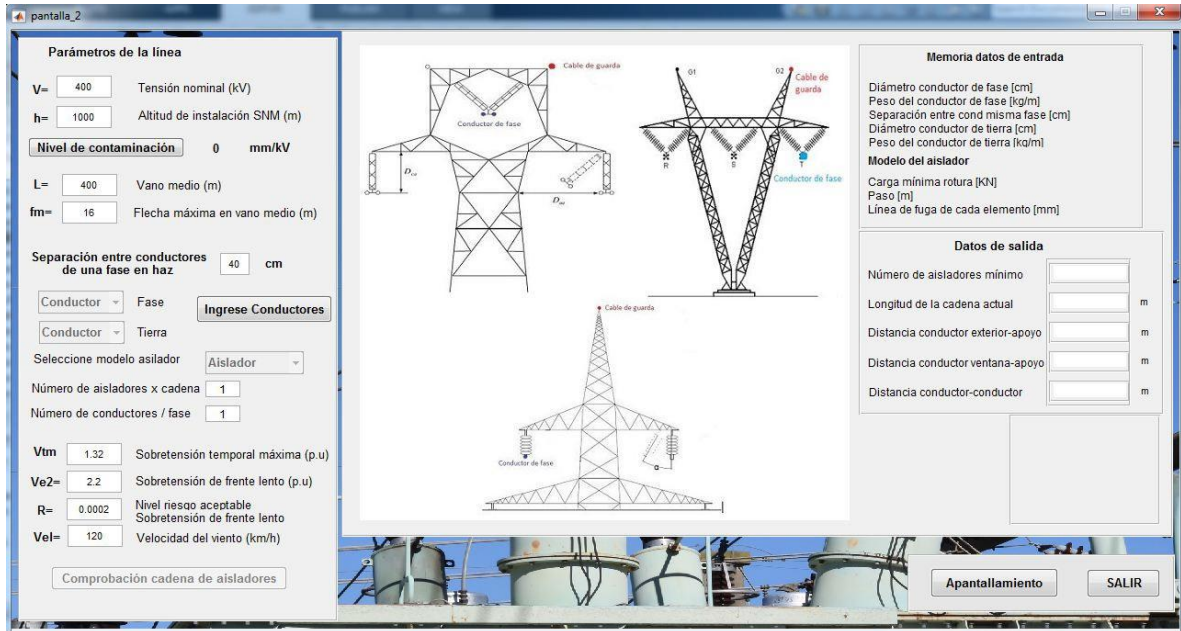
La siguiente figura muestra el entorno de la ventana principal de trabajo del programa CODALATE. Una vez en la ventana principal, el usuario deberá oprimir "IR" para proseguir a las ventanas de trabajo correspondientes.

Figura 27. Ventana principal del entorno de trabajo



3.4.1 Primera ventana (cálculo del número de aisladores) La primera ventana cuenta con unos recuadros en los cuales el usuario deberá ingresar los datos de entrada necesarios para realizar el cálculo de la cadena de aisladores, esta ventana se presenta de manera didáctica evitando que el usuario en caso de error pueda corregir los datos ingresados y en caso del olvido, el programa le indicará que hacen falta datos por ingresar.

Figura 28. Primera ventana (cálculo del número de aisladores)



En esta primera ventana se ingresarán los parámetros de la línea, así como el nivel de contaminación correspondiente a la zona, seguidamente se ingresarán los datos del aislador y número de aisladores.

Figura 29. Menú desplegable para ingresar el nivel de contaminación

Parámetros de la línea

V= 400 Tensión nominal (kV)

h= 1000 Altitud de instalación SNM (m)

Nivel de contaminación 0 mm/kV

L= 400 Vano medio (m)

fm= 16 Flecha máxima en vano medio (m)

Separación entre conductores de una fase en haz 40 cm

Conductor Fase Ingrese Conductores

Conductor Tierra

Seleccione modelo aislador Aislador

Número de aisladores x cadena 1

Número de conductores / fase 1

Vtm 1.32 Sobretensión temporal máxima (p.u)

Ve2= 2.2 Sobretensión de frente lento (p.u)

R= 0.0002 Nivel riesgo aceptable Sobretensión de frente lento

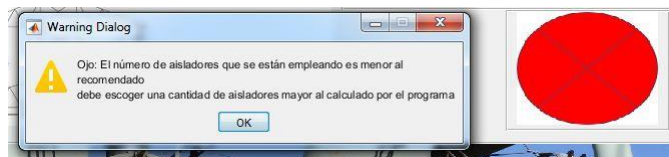
Vel= 120 Velocidad del viento (km/h)

Comprobación cadena de aisladores

Nivel de contaminación	Descripción	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV
I Ligero (L)	<ul style="list-style-type: none"> Zonas sin industrias y baja densidad de viviendas con calefacción. Zonas de baja densidad de industrias o viviendas, sometidas a viento o lluvias frecuentes. Zonas agrícolas (sin quemado de residuos). Zonas montañosas. 	16 mm/kV
II Medio (M)	<ul style="list-style-type: none"> Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante, y/o con densidad media de viviendas con calefacción. Zonas con elevada densidad de industrias y/o viviendas, sometidas a viento o lluvias frecuentes. Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (nunca menos de 1 km). 	20 mm/kV
III Fuerte (H)	<ul style="list-style-type: none"> Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades, con elevada densidad de calefacción generando contaminación. Zonas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar. 	25 mm/kV
IV Muy fuerte (V)	<ul style="list-style-type: none"> Zonas (extensión moderada) sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos. Zonas (extensión moderada) muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminantes desde el mar. Zonas desérticas caracterizadas por no tener lluvia durante largos períodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular. 	31 mm/kV

Una vez ingresados los datos, se habilitará un nuevo menú para ingresar las referencias de los conductores y aisladores que el usuario considere adecuados para su diseño, deberá poner número de aisladores por cadena y número de conductores por fase. Al término de esto, el usuario deberá ingresar unos valores finales correspondientes a sobretensiones y velocidad máxima del viento en la zona, con lo cual se activará un botón que permitirá verificar si los datos ingresados son correctos o no, de ser aceptados se presentará una imagen circular de color verde en la parte derecha inferior de la pantalla y de lo contrario se presentará la misma imagen en color rojo así como un cuadro de diálogo indicando que los valores seleccionados no cumplen el correcto diseño de la cadena de aisladores.

Figura 30. Mensaje cuando se escogen valores inadecuados para la cadena de aisladores



Ejemplo 7. Se desea validar el ejemplo de la página 550 del libro de coordinación de aislamientos en redes eléctricas de alta tensión, Juan A. Martínez Velasco.

Vano medio = 400 m,

flecha máxima en vano medio = 16 m.

Nivel de contaminación: Ligero.

Altitud de la línea sobre el nivel del mar = 800 m.

Conductores de fase: 2 × Cardinal, diámetro = 3,042 cm, peso = 1,84 kg/m.

Separación entre conductores de la misma fase = 40 cm.

Conductor de tierra: Ac-Alumoweld N.os 7-8, diámetro = 0,978 cm, peso = 0,389 (kg/m).

Fases laterales: 22 elementos de vidrio templado, clase según IEC-305: U-160-BS.

Fase en ventana: 2 × 22 elementos de vidrio templado, clase según IEC-305: U-160-BS. Longitud = 3,2 m.

Línea de fuga de cada elemento = 380 mm.

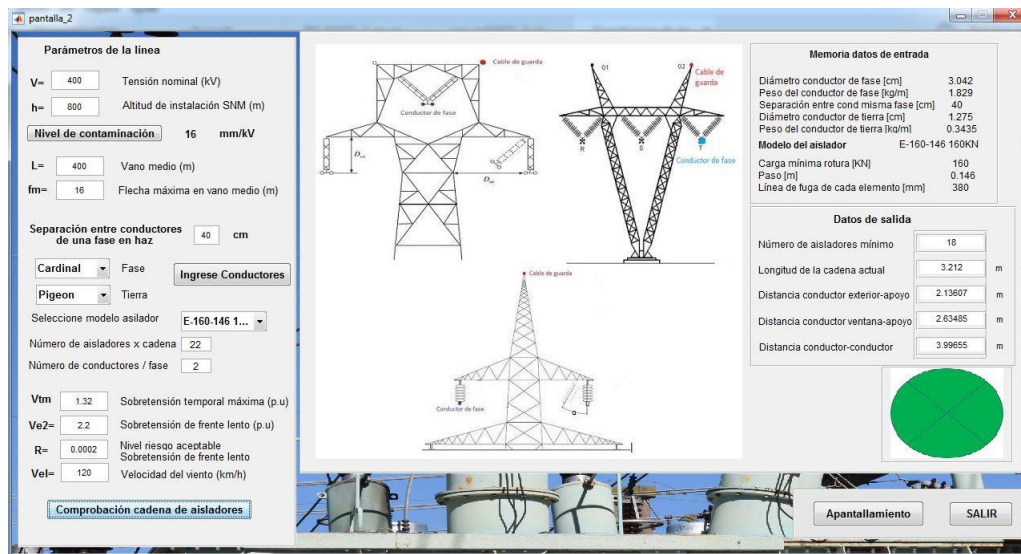
Tensión máxima del sistema a frecuencia industrial, $V_m = 420$ kV eficaces fasefase.

Sobretensión temporal máxima = 1,32 pu.

Sobretensión de frente lento máxima $Ve2 = 2,20$ pu (obtenida en un reenganche trifásico). Nivel de riesgo aceptable para sobretensiones de frente lento (maniobra):

$R = 2/10.000$.

Figura 31. Resultados obtenidos con el aplicativo CODALATE V1.0



Se puede evidenciar que los datos obtenidos con el programa CODALATE V1.0 son cercanos a los resultados en el ejemplo del libro de coordinación de aislamientos en redes eléctricas de alta tensión. Ver figura 3.8.

Figura 32. Resultados obtenidos del ejemplo de la página 550

	Calculada	Real
Distancia conductor exterior-apoyo sin viento	2,42	3,20
Distancia conductor exterior-apoyo con viento	2,42	2,47
Distancia conductor ventana-apoyo	2,60	3,20
Distancia conductor-conductor	3,97	9,70
Número de elementos de las cadenas	18	22

Fuente: MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio, Coordinación de aislamientos en redes eléctricas de alta tensión, Mc-Graw Hill, 2007

Al oprimir la opción Apantallamiento continua a la segunda ventana la cual corresponde al cálculo de apantallamiento como evidencia en la siguiente figura.

Figura 33. Botón para continuar al cálculo de apantallamiento



3.4.2 Segunda ventana (cálculo del apantallamiento) En esta segunda ventana se pide ingresar ciertos valores necesarios para el cálculo del ángulo efectivo de apantallamiento, así como el número máximo de salidas por año que puede presentar la línea. Así mismo se presenta un eje de coordenadas donde el usuario podrá verificar visualmente la posición del cable de guarda ingresado (color rojo), la posición de la fase más expuesta (color rojo) y por último la posición más óptima para el cable de guarda.

Figura 34. Segunda ventana (cálculo del apantallamiento)

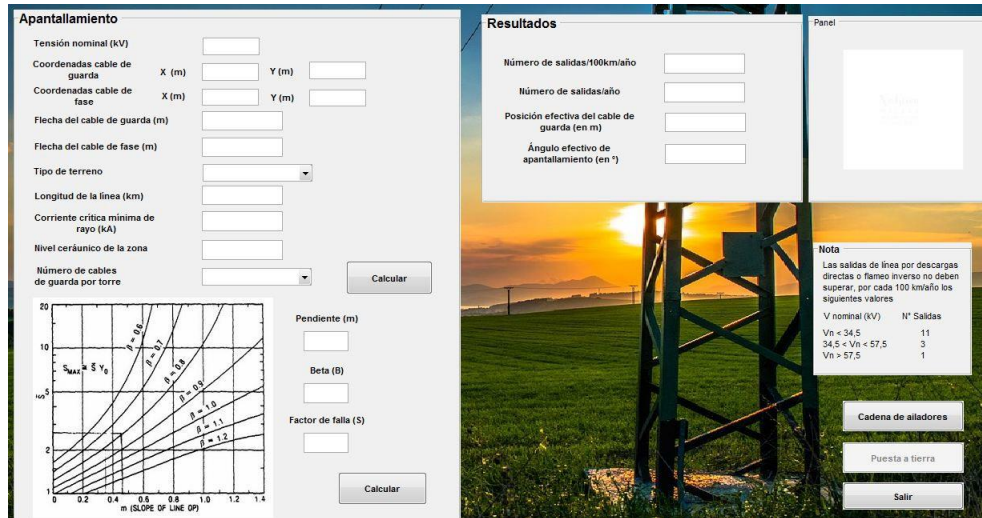
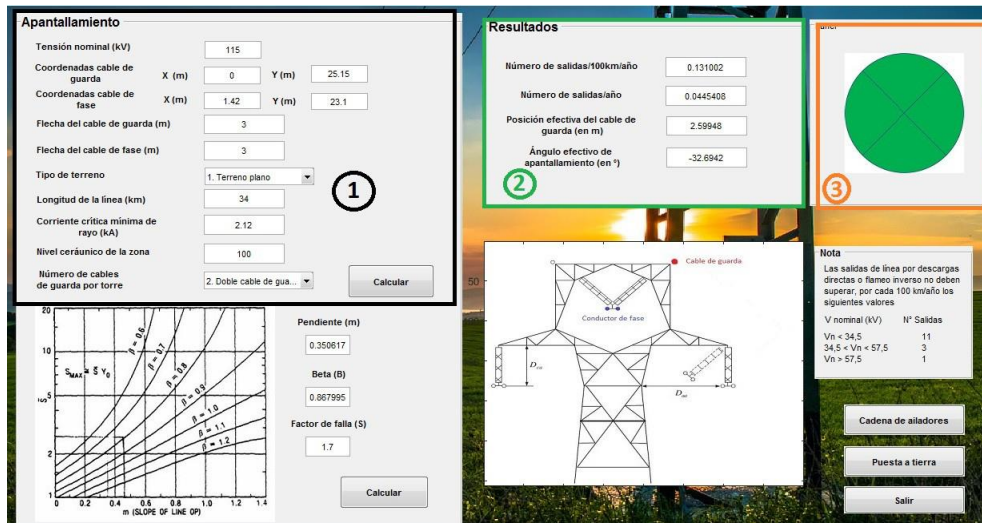


Figura 35. 1) Ventanas correspondientes al ingreso de datos. 2) ventanas de resultados (coordenadas del cable de guarda para un apantallamiento efectivo) 3) Ventana de ayuda gráfica para que el usuario conozca si los resultados obtenidos son correctos o incorrectos.



En la parte inferior derecha de la ventana, se cuenta con un botón que permite el acceso a la tercera ventana (cálculo del sistema de puesta a tierra).

Figura 36: Botón para continuar al cálculo de puesta a tierra



3.4.3 Tercera ventana (cálculo del sistema de puesta a tierra) Esta tercera y última ventana es un poco atípica a las anteriores ya que el ingreso de datos se hace de derecha a izquierda, y su disposición se puede dividir en tres sub-ventanas, la primera corresponde al cálculo del área nominal del electrodo a utilizar, así como las tensiones de paso y contacto admisibles.

Figura 37. Tercera ventana (cálculo del sistema de puesta a tierra)

Datos de entrada

Método de puesta a tierra: 1. Electrodo tipo varilla

Electrodos tipo varilla

Número de electrodos para el sistema a tierra: 1. Un electrodo

Longitud del electrodo (m): 3

Dámetro del electrodo (mm): 17.3

Separación entre conductores (m): **Calcular**

Contrapesos

Longitud total del contrapeso (independiente del número de divisiones):

Profundidad de enterramiento del contrapeso (m): entre 0.5 y 0.6 m

Dámetro del contrapeso (mm): **Calcular**

Catálogo	Dámetro Normal Pulgadas	Dámetro Real mm	Longitud (m)	Espesor del Recubrimiento de Cobre (mm)
613400	3/4	17.30	3.0	0.254
613480	3/4	17.30	2.4	0.254
615800MEX01	5/8	14.30	3.0	0.254
615880	5/8	14.30	2.4	0.254
615950	5/8	15.88	1.5	0.254
615900MEX01*	5/8	15.88	3.0	0.254
693400MEX	3/4	19.05	3.0	0.254

* Este varilla cumple con la especificación CFE-56100-16.

Cálculo del electrodo

Corriente de falla a tierra (kA): 10

Constante del material utilizado (Kf): 2. Cobre duro con soldadura ex...

Tiempo de despeje de la falla (en segundos): 0.5

Área de la sección transversal: 25.2896 mm²

Cálculo de las tensiones de paso y contacto tolerables

Resistividad del terreno (ohm.m): 300

Peso de diseño: 1.50 kg (condición crítica)

Tensión de paso: 459.337 V

Tensión de contacto: 237.671 V **Calcular**

Datos de salida

Resistencia de puesta a tierra a través de electrodos (en ohms): 104.118

Resistencia de puesta a tierra a través de contrapesos (en ohms):

Cad. aisladores

Apantallamiento

P. tierra

INICIO

SALIR

Figura 38. Ingreso de datos para el cálculo del área nominal del electrodo y tensiones de paso y contacto

The image shows a software interface with two main sections. The first section, titled "Cálculo del electrodo", contains three input fields: "Corriente de falla a tierra (en kA)", "Constante del material utilizado (Kf)" (a dropdown menu), and "Tiempo de despeje de la falla (en segundos)". Below these is a label "Área de la sección transversal" with the unit "mm²". The second section, titled "Cálculo de las tensiones de paso y contacto tolerables", contains two input fields: "Resistividad del terreno (ohms.m)" and "Peso de diseño" (a dropdown menu). Below these are two labels: "Tensión de paso" and "Tensión de contacto", each followed by a "V" unit. A "Calcular" button is located at the bottom right of the interface.

La segunda sub-ventana es la encargada de recibir los datos necesarios para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra utilizando el método de electrodos o el método de contrapesos en la estructura. En el recuadro inferior se mostrará (dependiendo del método) una tabla con valores estándar que el usuario podrá utilizar para el ingreso de datos.

Figura 39. Tabla de datos para el método de los electrodos

Datos de entrada

Método de puesta a tierra: **1. Electrodo tipo varilla**

Electrodos tipo varilla

Número de electrodos para el sistema a tierra:

Longitud del electrodo (en m):

Radio del electrodo (en m):

Separación entre conductores (en m): **Calcular**

Contrapesos

Longitud total del contrapeso (independiente del número de divisiones):

Profundidad de enterramiento del contrapeso (en m): entre 0.5 y 0.6 m

1 Radio del contrapeso (en m): **Calcular**

Catalogo	Diametro		Longitud (m)	Espesor del Recubrimiento de Cobre (mm)
	Normal Pulgadas	Real mm		
613400	3/4	17.30	3.0	0.254
613480	3/4	17.30	2.4	0.254
615800MEX01	5/8	14.30	3.0	0.254
615880	5/8	14.30	2.4	0.254
615950	5/8	15.88	1.5	0.254
615980MEX01*	5/8	15.88	3.0	0.254
623400MEX	3/4	19.05	3.0	0.254

* Esta varilla cumple con la especificación CFE-56100-16.

Figura 40: Tabla de datos para el método de los contrapesos

Datos de entrada

Método de puesta a tierra: **2. Contrapesos**

Electrodos tipo varilla

Número de electrodos para el sistema a tierra:

Longitud del electrodo (en m):

Radio del electrodo (en m):

Separación entre conductores (en m): **Calcular**

Contrapesos

Longitud total del contrapeso (independiente del número de divisiones):

Profundidad de enterramiento del contrapeso (en m): entre 0.5 y 0.6 m

2 Radio del contrapeso (en m): **Calcular**

Calibre	Área	Diametro	Masa nominal
AWG ó kcmil	mm ²	mm	kg/km
2	33.7	7.58	315
1	42.4	8.3	395
1/0	53.9	9.5	503
2/0	67	10.8	632
3/0	84.4	12.8	796
4/0	107	13.9	1006
250	127	15.1	1197
300	152	15.5	1432

Al igual que en las ventanas anteriores el usuario cuenta con una ayuda visual, que le permite conocer si los resultados obtenidos son válidos o se deben cambiar.

Ejemplo 8. Se desea calcular el ángulo efectivo de apantallamiento para una línea de transmisión de 230 kV ubicada en una zona cuyo nivel cerámico es de 100 tormentas/año y que se encuentra sobre un terreno plano, la línea tiene una longitud de 34 km.

Datos del conductor de fase crítica: X=1.42 Y=23,1 Flecha máxima del vano. 3 m

Datos del cable de guarda: $X=0$ $Y=25,15$ Flecha máxima del vano. 3 m
Corriente crítica. 2.12 kA

Solución: Una vez desplegada la segunda ventana (cálculo del apantallamiento), se comenzará con ingreso de datos que se realizará de la siguiente manera. Se iniciará por proporcionar las coordenadas de ubicación del cable de fase más desfavorecido y las coordenadas del cable de guarda que el usuario considere correctas para el apantallamiento. Una vez desplegada la segunda ventana (cálculo del apantallamiento), se comenzará con ingreso de datos que se realizará de la siguiente manera. Se deberá proporcionar las coordenadas del cable de fase más desfavorecido y las coordenadas del cable de guarda que el usuario considere correctas para el apantallamiento.

Figura 41. Ingreso de coordenadas

Coordenadas cable de guarda	X (m)	<input type="text"/>	Y (m)	<input type="text"/>
Coordenadas cable de fase	X (m)	<input type="text"/>	Y (m)	<input type="text"/>

Al ingresar las coordenadas, se activará un segundo recuadro donde el usuario ingresará los datos correspondientes al nivel cerámico, flecha del cable de guarda, flecha del cable de fase, corriente crítica, longitud de la línea, tipo de terreno y número de cables de guarda.

Figura 42. Datos de entrada para el cálculo del apantallamiento

Apantallamiento			
Tensión nominal (kV)		<input type="text" value="230"/>	
Coordenadas cable de guarda	X (m)	<input type="text" value="0"/>	Y (m) <input type="text" value="25.15"/>
Coordenadas cable de fase	X (m)	<input type="text" value="1.42"/>	Y (m) <input type="text" value="23.1"/>
Flecha del cable de guarda (m)		<input type="text" value="3"/>	
Flecha del cable de fase (m)		<input type="text" value="3"/>	
Tipo de terreno		<input type="text" value="1. Terreno plano"/>	
Longitud de la línea (km)		<input type="text" value="34"/>	
Corriente crítica mínima de rayo (kA)		<input type="text" value="2.12"/>	
Nivel cerámico de la zona		<input type="text" value="100"/>	
Número de cables de guarda por torre		<input type="text" value="1. Cable de guarda s..."/>	<input type="button" value="Calcular"/>

Una vez ingresados los datos, el usuario deberá hacer click en el botón “Calcular apantallamiento”, para obtener los datos óptimos de ubicación del cable de guarda y el número máximo de salidas por año de la línea. Se presenta una ventana correspondiente a los resultados obtenidos.

Ejemplo 9. Calcular la resistencia de tierra para una estructura de una línea de transmisión de 230 kV, para un terreno con resistividad de 100 Ohms*m. Mediante cuatro electrodos separados entre sí 1 m.

Figura 43. Resultados del cálculo de apantallamiento

Resultados	
Número de salidas/100km/año	0.0655011
Número de salidas/año	0.0222704
Posición efectiva del cable de guarda (en m)	2.59948
Ángulo efectivo de apantallamiento (en °)	-32.6942

La corriente máxima de falla es de 11,025 kA con un tiempo de despeje de falla de 0,5 segundos y se utilizarán electrodos de acero recubiertos con cobre. Se diseñará para un peso crítico de 50 kg.

Solución: El usuario deberá ingresar los valores correspondientes para el cálculo del área nominal del electrodo, así como las tensiones de paso y contacto.

Figura 44. 1) Datos de entrada 2) Resultados obtenidos 3) Botón para realizar el cálculo

Cálculo del electrodo	
Corriente de falla a tierra (en kA)	11.025
Constante del material utilizado (Kf)	5. Varilla de acero recubierta de...
Tiempo de despeje de la falla (en segundos)	0.5
Área de la sección transversal	57.8173 mm ²
Cálculo de las tensiones de paso y contacto tolerables	
Resistividad del terreno (ohms.m)	100
Peso de diseño	1.50 kg (condición crítica)
Tensión de paso	262.478 V
Tensión de contacto	188.656 V
	<input type="button" value="Calcular"/>

Una vez se realicen los cálculos mencionados anteriormente, el usuario deberá escoger en la parte izquierda de la pantalla el método que se utilizará para realizar

el diseño de la puesta a tierra. Al escoger uno de los dos métodos disponibles se desplegará en la parte inferior una tabla con información necesaria para el ingreso de datos.

Figura 45: Tabla utilizada para el cálculo de puesta a tierra mediante electrodos tipo varilla

Datos de entrada

Método de puesta a tierra: 1. Electrodos tipo varilla

Electrodos tipo varilla

Número de electrodos para el sistema a tierra: [dropdown]

Longitud del electrodo (en m): [input]

Radio del electrodo (en m): [input]

Separación entre conductores (en m): [input] Calcular

Contrapesos

Longitud total del contrapeso (independiente del número de divisiones): [input]

Profundidad de enterramiento del contrapeso (en m): entre 0.5 y 0.6 m

Radio del contrapeso (en m): [input] Calcular

Catalogo	Diametro		Longitud (m)	Espesor del Recubrimiento de Cobre (mm)
	Normal Pulgadas	Real mm		
613400	3/4	17.30	3.0	0.254
613480	3/4	17.30	2.4	0.254
615800MEX01	5/8	14.30	3.0	0.254
615880	5/8	14.30	2.4	0.254
615950	5/8	15.88	1.5	0.254
615900MEX01*	5/8	15.88	3.0	0.254
693400MEX	3/4	19.05	3.0	0.254

* Esta varilla cumple con la especificación CFE-56100-16.

Una vez escogido el método de cálculo se deberán ingresar los datos correspondientes para obtener el valor de resistencia de puesta a tierra el cual debe ser inferior a 20 (en el caso de líneas aéreas de trasmisión).

Figura 46. Datos para el cálculo de resistencia de puesta a tierra

Método de puesta a tierra: 1. Electrodos tipo varilla

Electrodos tipo varilla

Número de electrodos para el sistema a tierra: 4. Cuatro electrodos en paralelo

Longitud del electrodo (en m): 2.4

Radio del electrodo (en m): 7.15

Separación entre conductores (en m): 1 Calcular

Una vez oprimido el botón “Calcular”, se mostrará en la parte derecha de la pantalla el valor de resistencia de puesta a tierra obtenido.

Figura 47. Valor de resistencia de puesta a tierra obtenido

Datos de salida	
Resistencia de puesta a tierra a través de electrodos (en ohms)	6.56643

4. CONCLUSIONES

- Es indispensable, a la hora de realizar una correcta coordinación de aislamiento, no basarse solamente en un método (determinista o estadístico); cada uno aporta elementos de gran importancia en función de la información que se tenga del sistema. Por lo tanto, una buena combinación de ambos métodos sería la manera más correcta de realizar la coordinación de aislamiento.
- Se verificó por medio de la herramienta computacional la influencia del nivel de contaminación en el número de aisladores que se debe escoger a la hora de diseñar la línea de transmisión.
- Se comprobó a través de la herramienta computacional la incidencia que tiene la elección de un correcto ángulo de apantallamiento en el número de salidas de la línea en 100 km por año, y el consecuente impacto en la reducción del riesgo de falla y en el aumento de la seguridad para los seres vivos.
- Se verificó por medio de la herramienta computacional la influencia directa que tiene las características del terreno a la hora de calcular la resistencia de puesta a tierra y tensiones de paso y contacto, llegando a desmejorar el sistema de puesta a tierra y ocasionando que se deban considerar métodos de mejoramiento.

5. RECOMENDACIONES

- Se propone implementar para futuros trabajos de grado distintas metodologías para calcular el apantallamiento eléctrico, tales como los métodos clásicos de Charles, Schwaiger, Langrehr y Wagner y Mac Cann.
- Para futuros trabajos de grado se propone implementar distintos métodos de mejoramiento del sistema de puesta a tierra tales como: contrapesos, varillas en paralela (electrodos múltiples), entre otros.
- Para futuros casos de estudio se recomienda elaborar una herramienta que incluya métodos de mejoramiento del sistema de puesta a tierra.
- Se recomienda elaborar una herramienta que permita realizar los cálculos mecánicos de la cadena de aisladores y el cable de guarda.
- Se recomienda elaborar una herramienta que facilite los cálculos económicos (presupuesto) de la cadena de aisladores, sistema de apantallamiento y sistema de puesta a tierra.

BIBLIOGRAFÍA

AGUIRRE CAZARES, Jonathan, CESPEDES SEGURA, Sergio. Equipo de puesta a tierra para líneas de transmisión. Instituto Politécnico Nacional.

BUSTAMANTE, Frank. Shielding failures rates in aerial lines for direct hit of lightning strokes, Revista ciencia e ingeniería. Vol 2 N° 22. 2001.

CASAS OSPINA, Favio. Tierras, soporte de la seguridad eléctrica 3th edición, ICONTEC, 2005.

CHECA, Luis María. Líneas de transporte de Energía, Marcombo, 2007.

CREG. Prestación de servicios para determinar los niveles de calidad exigibles en las redes del SIN: STN y STR. [en línea] disponible en: http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/presentacion%20creg_calidad%20de%20servicio%20stn%20y%20str_final_v1.pdf

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE EPRI. Transmission line reference book, 345 kV and above, Second Edition, Palo Alto, Electric Power Research Institute, 1982.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Transmission Line Reference Book, Palo Alto, California, 1982.

GTC. Selección y dimensionamiento de aisladores de alta tensión previstos para uso en condiciones de contaminación, standard 56-1, 2011.

GUILLERMO BEDOYA, José. Cálculo de tierras para Líneas por medio de varillas y contra antenas, Universidad de San Carlos, Guatemala.

IEC. Coordinación de aislamientos, standard 60071-1, 1993.

IEC. Coordinación de aislamientos, standard 60071-2, 1993.

IEC. Grados de contaminación, standard 815.

IEEE. Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels in Air Insulated Electrical Power Substations, standard 1427, 1994.

IEEE. Guide for the Application of Insulation Coordination, standard 1313.2, 1996.

LEÓN ORTIZ, Jaime. Puestas a tierra de líneas de transmisión, 15 de Abril del 2012
<http://www.gamma.com.co/puesta-a-tierra-de-lineas-de-transmision/>

LONGATT GONZÁLEZ, Francisco, Curso ELC 30714, Líneas de transmisión I, 2008.

MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio, Coordinación de aislamientos en redes eléctricas de alta tensión, Mc-Graw Hill, 2007.

NTC. Aisladores para líneas aéreas con tensión nominal superior a 1000 V. aisladores de cerámica o vidrio para sistemas C.A. definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación, standard 4336, 1997.

NTC. Vocabulario electrotécnico. aisladores, standard 2341, 2014.

QUINTANA SUÁREZ, Carmelo, MARTÍNEZ MELGAREJO, Miguel, ROMERO MAYORAL, Jesús, QUINTANA SUÁREZ, Miguel, DÍAZ REYES, Felipe, CRUZ

NORRO, Javier. Modelo predictivo para la determinación de contaminación salina en aisladores eléctricos.

Reglamento técnico de instalaciones eléctricas, RETIE, 2013.

TORRES SÁNCHEZ, Horacio. Norma técnica colombiana de protección contra rayos filosofía y resultados. Seminario internacional seguridad, riesgo, calidad y protecciones eléctricas, Medellín, 2006.

VELANDIA ORTIZ, Jonathan Alexis, GOMEZ GORDILLO, Sebastián. Desarrollo de una herramienta computacional para el desarrollo del apantallamiento en líneas de transmisión de alta tensión. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2016.

ANEXOS

ANEXO A. TABLAS Y GRÁFICOS

A.1. Tablas para el nivel de aislamiento normalizados gamma I y II de la

Tabla A.1: Nivel de aislamiento normalizados para la gama I

Tensión más elevada para el material Vm kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
36	70	145
		170
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Fuente. IEC. Grados de contaminación, standard 815

Tabla A.2: Nivel de aislamiento normalizados para la gama II

Tensión más elevada para el material Vm kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo maniobra			Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
	Aislamiento longitudinal kV (valor de cresta)	Fase-tierra kV (valor de cresta)	Entre fases (relación al valor de cresta fase-tierra)	
300	750	750	1,50	850
				950
362	850	850	1,50	950
				1050
420	950	950	1,60	1050
				1175
525	1175	1300	1,70	1300
				1425
765	1175	1425	1,70	1425
				1550
765	1175	1550	1,60	1550
				1675
765	1175	1550	1,60	1800
				1950
765	1175	1550	1,60	1950
				2100

Fuente. IEC. Grados de contaminación, standard 815

A.2. Tablas nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo BIL

Tabla A.3: Nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo BIL para V₂₃₀ kV y V>230 kV

Tensión nominal del sistema kV rms	Nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo BIL kV pico
115	450
	550
230	750
	850
	950
	1050
500	1550

Fuente: IEEE. Guide for the Application of Insulation Coordination, standard 1313.2, 1996

A.3. Tabla de nivel de contaminación y distancia de fuga mínima

Tabla A.4: Distancias de fuga mínimas recomendadas para diferentes grados de contaminación.

Nivel de Contaminación	Distancia de fuga nominal mínima
	mm/kV f-f
Ligero Nivel I	16
Medio Nivel II	20
Alto Nivel II	25
Muy alto Nivel IV	31

Fuente: IEEE. Guide for the Application of Insulation Coordination, standard 1313.2, 1996

A.4. Gráfico velocidad máxima de viento Colombia

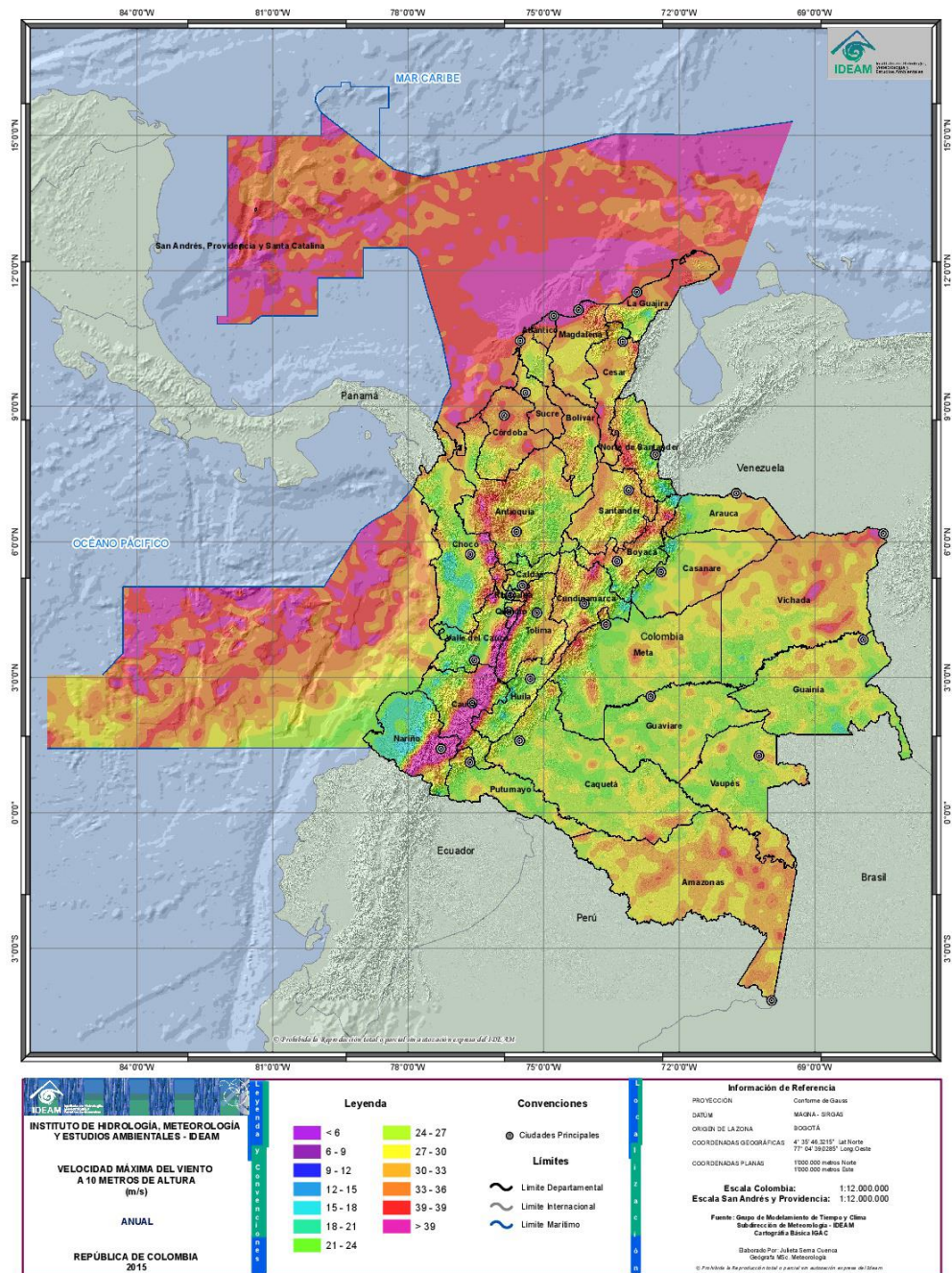


Figura A.1: Velocidad máxima de viento a 10 metros de altura anual en Colombia. Gráfica tomada de IDEAM - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>