

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



MODELADO DEL DESEMPEÑO DE LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOEL VILLAVICENCIO GASTELU

PROMOCIÓN

2012-I

LIMA-PERÚ

2014

**MODELADO DEL DESEMPEÑO DE LÍNEAS AÉREAS DE
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ANTE DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS**

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado especialmente al ser a quién le debo la mayor parte de lo que soy, a mi madre Sonia, quien con su amor, dedicación y esfuerzo me ha brindado el apoyo y la confianza necesarios para alcanzar mis metas y me ha inculcado el don de la humildad y la generosidad.

A mi padre Claudio, por preocuparse por mi rendimiento académico en mi etapa escolar, sin duda el saber que estabas pendiente de mis notas en cierto modo me obligaba a preocuparme a mí también por ellas.

A un ser muy especial, por la que siento un profundo cariño, espero que puedas lograr las metas que te has propuesto.

A mi asesor de tesis Ing. Justo Yanque Montufar, por su valioso apoyo, sugerencias y tiempo brindado a lo largo de la realización de esta tesis.

A mis compañeros de estudio, el conocerlos como es natural ha influenciado en mi vida y me ha permitido ver las cosas desde diferentes perspectivas.

Este logro es tan mío como de todos ustedes.

SUMARIO

La selección del nivel de aislamiento de Líneas aéreas y de manera general de la aparamenta está influenciada fuertemente por el comportamiento de las mismas frente a las descargas atmosféricas. La tasa de desconexiones de una Línea eléctrica debido a descargas atmosféricas es un dato importante y su estimación es el tema central de la presente tesis; se le utiliza en la selección del nivel de aislamiento y en los programas de mantenimiento de las puestas a tierra.

Dos metodologías han sido desarrolladas por grupos de estudio reconocidos para predecir el desempeño de la Línea frente a las descargas atmosféricas: CIGRÉ e IEEE.

La tasa de desconexiones de una Línea aérea debido a descargas atmosféricas puede ser a causa de la falla del aislamiento externo (por contorno):

a.- Impactos directos: Descargas sobre el conductor de fase por falla del apantallamiento (ocasionan contorno directo o flashover), o por impacto sobre la estructura o el cable de guarda (ocasionan contorno inverso o backflashover).

b.- Impactos indirectos: Estos se relacionan a descargas que impactan en las cercanías de la línea eléctrica (ocasionan contorno por sobretensión inducida)

El desarrollo de la presente tesis se basa principalmente en la metodología propuesta por la CIGRÉ para la estimación del número de desconexiones de la línea por fallas por contorno directo e inverso. Para la evaluación del número de fallas por sobretensión inducida se toma como referente básicamente el modelo desarrollado por Rusck, el cual está incluido dentro de la metodología desarrollada por IEEE al abordar esta causa.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 Objetivos	3
1.2 Justificación	3
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 Antecedentes	5
2.2 Las descargas atmosféricas	5
2.2.1 Incidencia de rayos a tierra [1]	5
2.2.2 Parámetros del rayo [1]	6
2.3 Incidencia de impactos de rayo y apantallamiento de la Línea aérea	10
2.3.1 Exposición de la Línea a los rayos [4]	11
2.3.2 Análisis de apantallamiento generalizado	11
2.3.3 Selección del apantallamiento basado en la TCFA [6]	16
2.3.4 Variables de diseño [6]	16
2.3.5 La descarga secundaria [6]	18
2.4 El contorneo inverso	19
2.4.1 Introducción y revisión	19
2.4.2 Respuesta al impulso de rayo	20
2.4.3 Impacto de un rayo sobre la estructura [1,6]	23
2.4.4 Impacto de un rayo sobre la estructura: efecto de la reflexión en estructuras adyacentes [1,6]	27
2.4.5 Efecto de descargas sobre el cable de guarda [1,6]	29
2.4.6 Corriente crítica de rayo	31
2.4.7 Tasa de contorneo inverso TCI	33
2.5 Sobretensiones inducidas [6]	34
2.5.1 Introducción	34
2.5.2 Cálculo de las tensiones inducidas	34
2.5.3 Considerando la presencia de un conductor de guarda o conductor neutro	37
2.6 Aplicación de Autorecierres en Líneas aéreas	39

CAPÍTULO III	42
DESARROLLO DE UN MODELADOR PARA CALCULAR LA TASA TOTAL DE DESCONEXIONES POR RAYO	42
3.1 Programa de cálculo de tasa de fallas.	42
3.1.1 La tasa de contorneos por falla de apantallamiento:	42
3.1.2 La tasa de contorneo inverso:	43
3.1.3 La tasa de contorneo por sobretensión inducida:	45
3.1.4 Tasa de desconexiones (TD) y tasa de fallas por contorneo (TC)	46
3.2 Interfaz del programa para el cálculo de la tasa de desconexiones.	46
CAPÍTULO IV	49
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	49
4.1 Comparación de resultados	49
4.2 Evaluación del desempeño de la L.T Aguaytía-Paramonga Nueva frente a las descargas atmosféricas	49
4.2.1 Antecedentes	49
4.2.2 Características de la línea de transmisión Aguaytía - Paramonga Nueva 220 kV.	50
4.2.3 Cálculos y resultados	56
4.2.4 Análisis de resultados	78
4.3 Evaluación del desempeño de la Líneas de 161 y 500 kV pertenecientes al sistema eléctrico de Tennessee, EE.UU. (Tennessee Valley Authority, TVA) recopilados en un periodo de 14 años.	79
4.3.1 Líneas en 500 kV: Bull Run-Wilson; Widows Creek - Sequoyah	80
4.3.2 Línea en 161 kV: Appalachia - E.Cleveland N°2	81
4.4 Caso de estudio: Línea de distribución en 22.9 kV propiedad de SMCV.	83
4.4.1 Cálculos y resultados	85
4.4.2 Análisis de resultados	88
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
BIBLIOGRAFÍA	94

INTRODUCCIÓN

Las descargas atmosféricas han sido uno de los principales problemas para el diseño del aislamiento de sistemas de potencia y es todavía la causa principal de desconexiones de servicio no programadas en líneas aéreas de transmisión y distribución.

Cuando las descargas atmosféricas impactan sobre las Líneas aéreas producen en ellas sobretensiones, las cuales se calculan con mucha incertidumbre dada la naturaleza aleatoria del rayo. El análisis del desempeño de una Línea aérea frente al rayo está basado en métodos estadísticos, que son los que mejor adaptan dada su naturaleza.

La tasa de desconexiones de una Línea aérea es un valor que está relacionado con el número de descargas atmosféricas que impactan sobre ella, la geometría de la estructura, las características topográficas del terreno, la resistividad del terreno y el sistema de protección asociada a la misma.

La estimación del número de desconexiones de una Línea eléctrica permitirá proponer medidas correctivas en arterias que presenten altos niveles de desconexiones por rayo, además de permitir realizar diseños alternativos para Líneas futuras, facilitando a los ingenieros proponer alternativas en el diseño del apantallamiento y los niveles de aislamiento.

La comprensión del comportamiento de la Línea aérea frente a una descarga atmosférica es fundamental ya que ello nos permitirá conocer las causas que influyen en la tasa de desconexiones (número de salidas del servicio por cada 100km/año no programadas), así como elaborar diseños alternativos de Líneas futuras con respecto a una tasa de desconexiones aceptable según los requerimientos de los usuarios de la energía eléctrica.

La evaluación del desempeño de la Línea eléctrica con ayuda de los programas FLASH y DESCARGA elaborados por el IEEE y la CIGRÉ respectivamente ha mostrado que ambos dan buenos indicadores en el cálculo de la tasa de desconexiones, es decir, próximos a la realidad. El presente trabajo incluye un programa digital que se circunscribe al uso de las ecuaciones propuestas por dichos grupos de estudio así como de otros autores que han realizado investigaciones profundas del tema, es con dicha base teórica que se implementa un programa digital que permitirá estimar de una manera rápida el número de desconexiones de una Línea eléctrica con respecto a las descargas atmosféricas que la afectan.

La presente tesis considera las líneas eléctricas aéreas de distribución y de transmisión. En todo el documento y cuando la teoría que se esté desarrollando involucre tanto a las líneas aéreas de transmisión y de distribución, se hace referencia a las mismas solamente con el término "Línea o Línea aérea"

La presente tesis no considera la simulación con el uso del programa ATP, el cual sería un trabajo alternativo al aquí presentado donde todos los elementos que influyen en la obtención de las sobretensiones producidas debido a la caída de descargas atmosféricas podrían ser representados de manera más aproximada y quizás permitiría obtener resultados más exactos, no obstante, el presente trabajo se valora por la inmediatez de los cálculos a partir de expresiones aproximadas sencillas que traducen los fenómenos físicos y obvian operaciones fuera del control del ingeniero.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las descargas atmosféricas son una amenaza potencial para la continuidad del servicio de los Sistemas eléctricos de Potencia, pueden ocasionar la apertura de interruptores de líneas de transmisión debido al impacto de rayos ya sea en los conductores de guarda, en los conductores de fase o en las estructuras metálicas y para el caso de líneas de distribución, además de las anteriores la desconexión puede darse también por rayos que impacten en las cercanías del eje de la Línea.

En una Línea aérea el impacto de rayos en los conductores de guarda puede ocasionar contorno inverso o “backflashover” a través de la cadena de aisladores. Los impactos de rayo en los conductores de fase son ocasionados debido a la insuficiencia del apantallamiento de la Línea. Por otro lado, los impactos de rayos en las cercanías de la ruta de líneas de distribución provocan en ellas sobretensiones inducidas que debido al bajo nivel de aislamiento que tienen en la mayoría de los casos resultan en fallas de aislamiento.

Dada la naturaleza aleatoria del rayo es conveniente analizarlo desde un punto de vista probabilístico. La presente tesis se apoya en la data recogida por CIGRÉ, que emplea una distribución log-normal para representar los diferentes parámetros del rayo.

1.1 Objetivos

El objetivo principal de la presente tesis es estimar la tasa de salidas del servicio (tasa de desconexiones) de una Línea aérea debido a descargas atmosféricas, en función de los parámetros más característicos del rayo y de la Línea así como de la actividad atmosférica de la zona por donde discurre la misma.

Con el desarrollo de la presente tesis se busca además averiguar, de qué manera afectan los diferentes elementos tanto propios a la Línea como los que no lo son (entorno) en el desempeño de la misma, ello nos dará ciertos criterios de cautela a la hora de realizar el diseño de una Línea nueva o en el caso de Líneas existentes, proponer las acciones correctivas pertinentes.

1.2 Justificación

La presente tesis se justifica, en cuanto permitirá a los ingenieros disponer de una base teórica fundamental para la comprensión del desempeño de las Líneas aéreas frente a

las descargas atmosféricas y además de una herramienta computacional sencilla para la estimación de la tasa de desconexiones de la misma.

La estimación del número de desconexiones que tendrá la Línea debido a descargas atmosféricas involucra numerosos cálculos, los cuales, algunas veces no es práctico resolverlas a mano, en tal sentido la presente tesis proporciona además de la base teórica un programa digital llamado UNI-FIEE.LIGHTNING el cual nos permitirá realizar los cálculos y obtener los resultados de manera más rápida y eficiente.

El UNI-FIEE.LIGHTNING puede ir cambiando los diferentes parámetros que influyen en el desempeño de la Línea, permitiendo a los ingenieros poder realizar análisis de sensibilidad de los mismos y poder proponer de esta forma alternativas en el diseño del apantallamiento y/o la selección del nivel de aislamiento de la Línea.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Son muchos los proyectos de investigación realizados hasta ahora destinados a estudiar las características y los parámetros del rayo, así como tantos otros dedicados al estudio de los efectos que producen las descargas atmosféricas en las líneas eléctricas.

En la Universidad de Oriente de Venezuela se realizó un trabajo de Grado denominado “Optimización del uso de pararrayos y cables de guarda en líneas aéreas de distribución de 13.8 kV”, allí se describe de manera global todos los efectos que producen las descargas atmosféricas sobre las Líneas aéreas, asimismo en la Escuela Politécnica Nacional de Ecuador están realizando un proyecto denominado “Programa digital para el estudio y simulación del cálculo de fallas por apantallamiento y flameo inverso en líneas de transmisión”, donde se describe el comportamiento de la Línea aérea ante descargas directas, idénticamente en la Universidad de Chile se viene realizando una memoria titulada “Determinación de la Resistencia de puesta a tierra en torres de alta tensión en función del arco inverso”, donde se aborda de manera exclusiva y clara lo concerniente al contorneo inverso. En cada uno de dichos casos se han realizado simulaciones digitales de las mismas. Para los cálculos, los autores han usado modelos de Líneas que aproximan el comportamiento del sistema frente a la descarga, considerando los factores más importantes que intervienen en el proceso; algunos de estos modelos han facilitado la comprensión teórica del fenómeno y han permitido la realización de un programa digital de cálculo.

2.2 Las descargas atmosféricas

2.2.1 Incidencia de rayos a tierra [1]

En general, la mayoría de las descargas de rayo son entre nubes, y solo una pequeña parte de las descargas alcanzan el suelo; dado que la mayoría de los problemas de ingeniería está asociado con las descargas nube-tierra, estas han sido la principal fuente de observaciones y son las que se usarán en el desarrollo de esta tesis.

La principal necesidad en los análisis de ingeniería es el número de descargas que impactan el suelo por unidad de tiempo y por unidad de área, también llamado densidad de descargas a tierra, N_g en Numero de Rayos/ (km²-año).

Este parámetro se mide a través de la localización de sistemas de registro y medición de rayos, los cuales además de separar los rayos nube a tierra de aquellos que ocurren entre nubes, nos brindan la información sobre el momento en que ocurre la descarga, su valor pico, el número de descargas consecutivas, e incluso su polaridad y ubicación UTM; la información que se obtiene en una región, con la determinación de los rayos a tierra en un ciclo estacional o solar permite definir las curvas de isodensidad de rayos a tierra, que difieren entre cada ciclo anual pero circunscriben las zonas más afectadas por el rayo.

El nivel Isoceraúnico T_d

Este es quizá el más ampliamente disponible indicador de la actividad media de las descargas atmosféricas de un lugar o una determinada región; se basa en el número de días en los que se escucha trueno. Aunque su extrapolación tiene limitado valor de certeza debido a la escasa correlación entre la ocurrencia de tormentas y la densidad actual de descargas especialmente en suelo montañoso, no obstante cuando otra información no esté disponible, el nivel Isoceraúnico puede ser utilizado como un indicador en una región en particular.

El análisis de las correlaciones entre dichos registros anuales de días de tormenta al año, T_d , y la densidad de descargas a tierra N_g se obtiene con la aproximación: [1-3]:

$$N_g = 0.04T_d^{1.25} \quad (2.1)$$

Para el caso del Perú la información que a la fecha se maneja sobre la actividad atmosférica es el mapa de niveles Isoceraúnicos que se muestra en la figura 2.1, en este caso la base de datos considera el número de días de un año, en el que se escucha el trueno, se ven destellos de rayo, hay lluvia con tormenta y hay turbulencia atmosférica; ello se debe al relieve contrastado del suelo, donde casi no existen planicies; allí donde hay rayos, excepto la selva baja.

2.2.2 Parámetros del rayo [1]

a) Introducción

Las descargas por rayo se clasifican por la polaridad de la carga de la nube y la dirección de la propagación del líder. Existen por lo tanto cuatro tipos de descargas de rayo a tierra en las que el líder que forma el canal del arco es seguido por uno o más impulsos de corriente, fenómeno conocido como descargas-retorno o descargas consecutivas. La clasificación de las descargas de rayo se muestra en la figura 2.2.

En promedio, al menos el 90% de las descargas descendentes son de polaridad negativa, de las cuales 45-55% solo constituyen una sola descarga [1].

Las descargas ascendentes que reciben al líder del rayo de gran intensidad ocurren principalmente desde estructuras muy altas o instalaciones en cimas de montañas; la mayoría de las líneas aéreas son de altura moderada (típicamente menores a 60 m. o

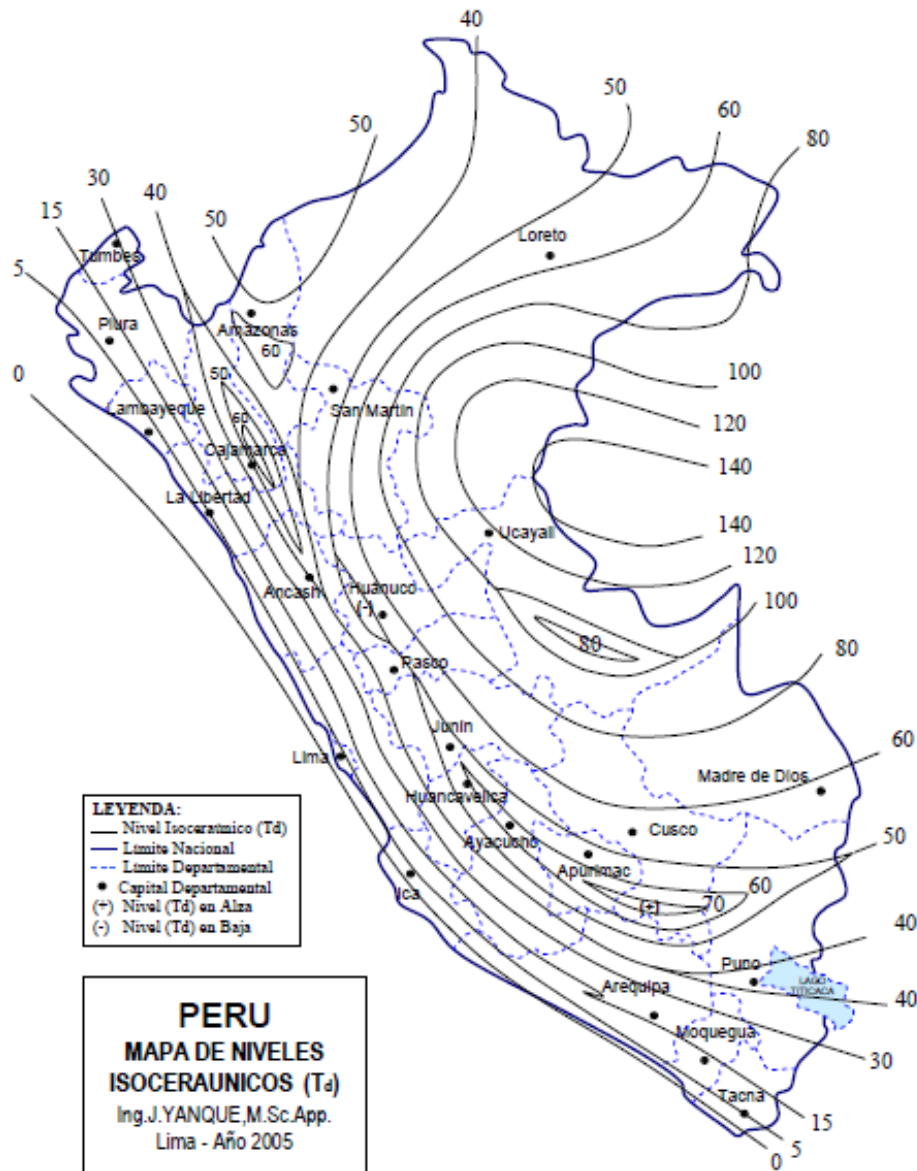


Fig. 2.1 Mapa Isoceraúnico del Perú (Días de tormenta al año) (Ing. Justo Yanque) [5]

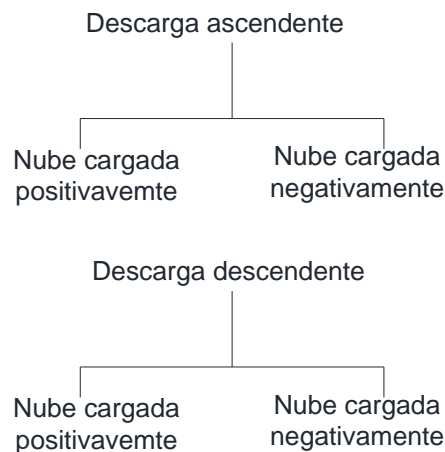


Fig. 2.2 Clasificación de las descargas atmosféricas

100 m), pasan por laderas o surcan planicies y en general no están sujetas a descargas ascendentes que reciben rayos de gran amplitud.

Por lo expresado líneas arriba el presente trabajo considera solo el efecto que puedan producir las descargas de rayo de moderada o baja intensidad de polaridad negativa y que toman a la Línea eléctrica como una protuberancia elegible.

b) Formas de onda [1-3]

La distribución de frecuencia de los datos acumulados por la CIGRÉ se adapta a una distribución log-normal de las variables, donde la ecuación general para la densidad de probabilidad para un parámetro en particular x está dada por:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\beta x} e^{-\left(\frac{z^2}{2}\right)} \quad (2.2)$$

Donde:

$$z = \frac{\ln\left(\frac{x}{M}\right)}{\beta} \quad (2.3)$$

M es la mediana y β la desviación estándar logarítmica del parámetro.

La Tabla 2.1 muestra la Tabla 2 de la referencia [1] donde se resume los parámetros de la distribución log-normal de la corriente de rayo para la primera descarga descendente de polaridad negativa.

Tabla Nº 2.1 Resumen de parámetros de la representación log-normal para las características de la primera descarga descendente de polaridad negativa

Parámetro	Rango de aplicación			
	$3 \leq I \leq 20$		$I > 20$	
	M	β	M	β
I_F , Corriente pico final, kA	61.1	1.33	33.3	0.605
S_m , Pendiente de frente máximo, kA/ μ s	24.3	0.599	24.3	0.599
t_{d30} , Frente máximo 30/90 %, μ s	3.83	0.553	3.83	0.553
<u>Distribuciones derivadas</u>				
$t_m = I_F/S_m$, Frente equivalente mínimo, μ s	2.51	1.23	1.37	0.670
S_m/I_F , Condicional, kA/ μ s	$12.0 I_F^{0.171}$	0.554	$6.50 I_F^{0.376}$	0.554
t_m/I_F , Condicional, μ s	$0.0834 I_F^{0.828}$	0.554	$0.154 I_F^{0.624}$	0.554
I_F/t_m , Condicional, kA	$25.2 t_m^{0.962}$	0.597	$28.4 t_m^{0.508}$	0.500
t_{d30}/I_F , Condicional, μ s	$1.77 I_F^{0.188}$	0.494	$0.906 I_F^{0.411}$	0.494
I_F/t_f , Condicional, kA	$14.4 t_f^{1.08}$	1.184	$17.2 t_f^{0.492}$	0.540
<u>Coefficientes de correlación</u>				

Parámetro	Rango de aplicación			
	$3 \leq I \leq 20$		$I > 20$	
	M	β	M	β
$\rho_c(t_d, I_F)$	0.45		0.45	
$\rho_c(t_m, I_F)^*$	0.89		0.56	

* Derivado estadísticamente

c) Amplitud de corriente pico o valor cresta de la corriente de descarga [1]

Es el valor pico de la corriente de descarga registrada, los resultados de la distribución de frecuencia acumulada de la amplitud o valor cresta de la corriente de rayo de una muestra de 408 observaciones en Europa se muestran en la figura 2.3.

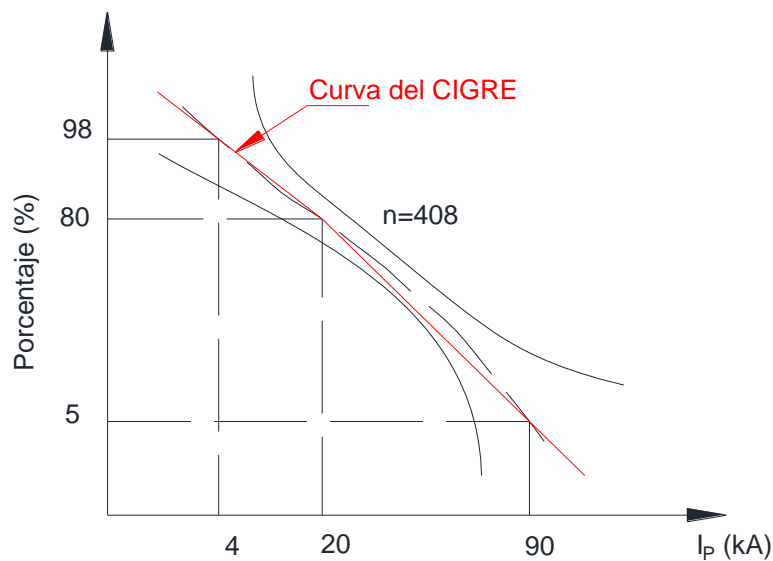


Fig. 2.3 Distribución de frecuencia acumulada de la amplitud de la corriente de rayo de descargas descendentes negativas

La distribución puede ser representada por una función log-normal con los siguientes parámetros:

Mediana, $M = 31.1$ kA

Desviación Estándar, $\beta = 0.484$

Las distribuciones medidas pueden ser mejor aproximadas por dos líneas rectas dibujadas a través de los datos medidos, los cuales agrupan convenientemente los datos, en los dominios de falla de apantallamiento y contorneos inversos respectivamente y puede ser expresado siguiendo una distribución log-normal con los parámetros que se muestran en la tabla 2.2:

El dominio de fallas por apantallamiento comprende amplitudes de corriente pico menores que 20 kA y el dominio de contorneo inverso comprende corrientes mayores que 20 kA.

Tabla N° 2.2 Valores de la media y desviación estándar para la amplitud de la corriente de rayo

Parámetro	Dominio de falla de apantallamiento	Dominio de contorneo inverso
	$3 \leq I \leq 20$	$I > 20$
Mediana (M)	61.1	33.3
Desviación estándar (β)	1.33	0.605

d) Tiempo a la cresta o tiempo de frente [5]

Es el tiempo que tarda la onda de rayo en alcanzar su valor pico. El rayo representa una fuente de corriente impulsional de alta frecuencia (10 kHz a varios MHz), la descarga principal puede ser seguida de otra(s) descarga(s) secundaria(s), la onda tiene un tiempo de frente que varía entre 0.5 a 20 μs , y una cola de decenas de μs .

Para el análisis de sobretensiones de rayo en líneas eléctricas, primero se selecciona el tiempo de frente (t_f) que es único para la amplitud (I) y para la tasa de crecimiento (dI/dt); en función de la probabilidad.

e) Comentario sobre la selección de parámetros [1]

La descarga descendente negativa es considerada el más importante proceso de descarga que afecta el desempeño de la Línea que recibe las descargas atmosféricas, por ello es recomendable que los parámetros que la describen sean usados para el cálculo de su desempeño. Si en determinada región se conoce que la relación entre descargas positivas y negativas se altera seriamente (típicamente es 10%), se deberá usar la data de dicha región para caracterizar la descarga positiva o datos publicados sobre descargas positivas.

Adicionalmente si se sabe que los parámetros que representan la distribución de frecuencia de las descargas descendentes de polaridad negativa de una región en particular difieren de los valores dados por la CIGRÉ, en este caso también es recomendable que los parámetros que la describen sean usados para la evaluación del desempeño de la Línea en dicha región.

2.3 Incidencia de impactos de rayo y apantallamiento de la línea aérea

El propósito en este apartado es dar procedimientos de ingeniería adecuados para dos objetivos específicos:

- a) Estimar la incidencia de impactos de rayo sobre la Línea
- b) Criterio para la ubicación de conductores de guarda que permitan reducir a un nivel aceptable el riesgo de que una descarga impacte directamente sobre el conductor de fase y ocasione contorneo del aislamiento de la Línea.

En ambos casos, los procedimientos presentados están basados en consideraciones del proceso físico involucrado durante el paso final del desarrollo de un líder de rayo descendente (normalmente asumida negativa) que evoluciona y se aproxima a tierra, o a estructuras tales como Líneas aéreas.

2.3.1 Exposición de la Línea a los rayos [4]

Para este propósito, lo primero es caracterizar la actividad de los rayos en la región por donde atraviesa la Línea. Esta actividad se caracteriza directamente por la densidad de descargas a tierra N_g (cantidad de descargas a tierra por kilómetro cuadrado y por año). Tal como se mencionó en el punto 2.2.1, este parámetro se mide a través de la localización de sistemas de registro y medición de rayos; y cuando las mediciones locales no están disponibles se evalúa con ayuda del nivel Isoceraúnico T_d , usando la ecuación 2.1.

Una vez caracterizada la actividad de los rayos en la región de interés, el número de impactos de rayo que caerán sobre la Línea (exposición de la Línea aérea a los rayos), puede calcularse con la ecuación [1-3]:

$$N_L = \frac{N_g}{10} (28h^{0.6} + S_g) \quad (2.4)$$

Donde

h : Altura de la estructura (m).

S_g : Separación entre conductores de guarda (m).

N_g : Densidad de descargas a tierra (descargas/ km²-año).

N_L : Tasa de colección de descargas de la Línea (descargas/100 km-año).

2.3.2 Análisis de apantallamiento generalizado

Para captar la orientación del líder, deben existir en el suelo puntos opción para recibir el rayo, con mayor concentración de carga y elevado gradiente superficial, como protuberancias naturales o artificiales (estructuras postes, crestas, edificios, objetos) también zonas propicias (baja resistividad) del suelo plano [5]

El modelo electrogeométrico trata este concepto con el uso de distancias de salto, distancias de atracción o distancia crítica. En general, las distancias de salto siguen una ecuación de la siguiente forma:

$$r = AI^b \quad (2.5)$$

Donde A y b son constantes que dependen del objeto (conductor de fase, cable de guarda o estructura) e I es la corriente de descarga del rayo [1].

El modelo electrogeométrico [6]

El concepto general se entiende con ayuda de la figura 2.4, para un valor específico de corriente de rayo, los arcos de radios r_c son dibujados desde los conductores de fase y de

guarda. Adicionalmente, se traza una línea horizontal a una distancia r_g desde la superficie del terreno. La intersección de estos arcos y la intersección de los arcos con la línea horizontal son anotadas con las letras A, B y C, donde los líderes descendentes que alcanzan los arcos entre los puntos A y B terminarán sobre el conductor de fase. Los que alcanzan los arcos entre los puntos B y C terminarán sobre los conductores de guarda, y los que terminan lateralmente fuera de A terminarán sobre tierra.

Asumiendo solo descargas verticales, las distancias D_c y D_g definidos en la figura 2.4 son las distancias de exposición para los conductores de fase y guarda respectivamente. Por lo tanto, dado un valor específico de corriente para los cuales los arcos de la figura 2.4 son dibujados, el número de descargas que terminan sobre el conductor de fase, o la tasa de falla de apantallamiento TFA , es el área formada por D_c y la longitud de la Línea L , multiplicado por la densidad de descargas a tierra N_g .

$$TFA/I = 2N_gLD_c \quad (2.6)$$

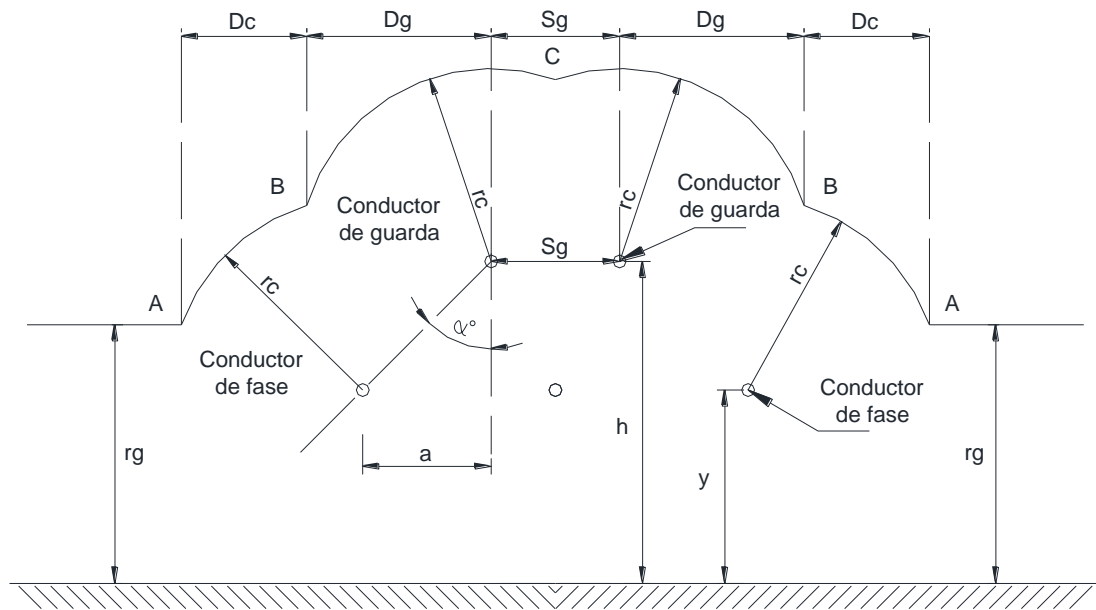


Fig. 2.4 Modelo electrogeométrico, definición de ángulos y distancias

La probabilidad de que la corriente de descarga tenga dicho valor es $f(I)dI$, luego el diferencial de tasa de falla de apantallamiento $d(TFA)$ es:

$$d(TFA) = 2N_gLD_c f(I)dI \quad (2.7)$$

Y la TFA para todas las corrientes es:

$$TFA = 2N_gL \int_3^{I_m} D_c f(I)dI \quad (2.8)$$

Como puede notarse, los límites de integración son 3 kA e I_m , donde I_m es el máximo valor de la corriente de descarga del rayo, por sobre la cual las descargas ya no terminarán sobre el conductor fase. El límite inferior de 3 kA, toma en cuenta que la

primera descarga no puede ser cero, esto es, tiene algún valor límite inferior; dado que los valores más bajos de corriente registrados en la data de CIGRÉ son de 3 kA, este valor fue seleccionado como el valor mínimo [1]. Para explicar el valor de I_m , considerar la figura 2.5 donde el diagrama de la figura 2.4 se vuelve a repetir para mayores y mayores valores de corriente de descarga. A medida que la corriente de descarga se incrementa, D_c disminuye hasta un punto para el cual las tres distancias de atracción se cortan en un mismo punto y D_c llega a ser cero. Este punto es definido por la corriente de descarga I_m .

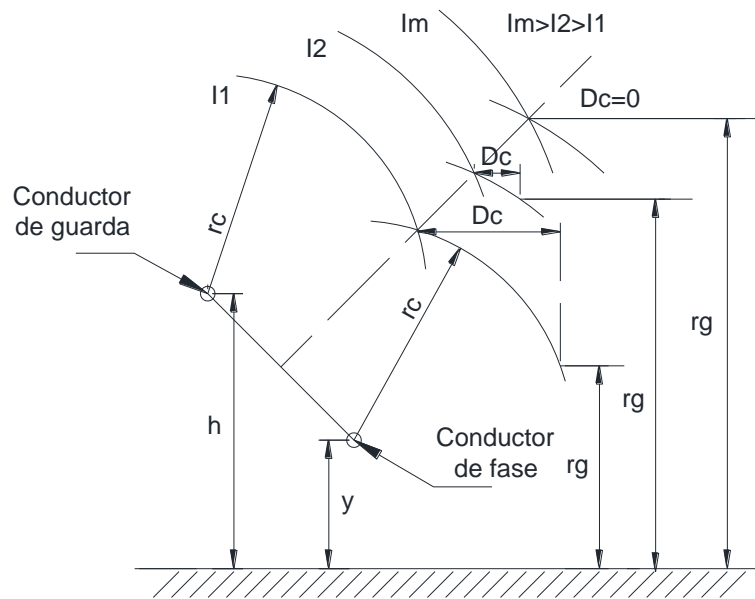


Fig. 2.5 Definición de I_m , cuando $D_c=0$

a) Distancias D_c y D_g [6]

La figura 2.6 muestra un lado de la figura 2.4 del apantallamiento del conductor de fase.

El ángulo entre los dos radios r_c es definido como 2β para el cual:

$$\beta = \sin^{-1}\left(\frac{c}{2r_c}\right) = \sin^{-1}\left(\frac{\sqrt{a^2+(h-y)^2}}{2r_c}\right) = \sin^{-1}\frac{(h-y)\sqrt{1+\tan^2\alpha}}{2r_c} \quad (2.9)$$

Los ángulos θ y α son:

$$\theta = \sin^{-1}\left(\frac{r_g-y}{r_c}\right) \quad (2.10)$$

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{a}{h-y}\right) \quad (2.11)$$

También de la figura,

$$D_c = r_c[\cos\theta - \cos(\alpha + \beta)] \quad (2.12)$$

$$D_g = r_c[\cos(\alpha - \beta)] \quad (2.13)$$

Si r_g es menor o igual a y , hacemos $\theta=0$ en la ecuación 2.10

b) Tasa de contorneo por falla del apantallamiento TCFA [6]

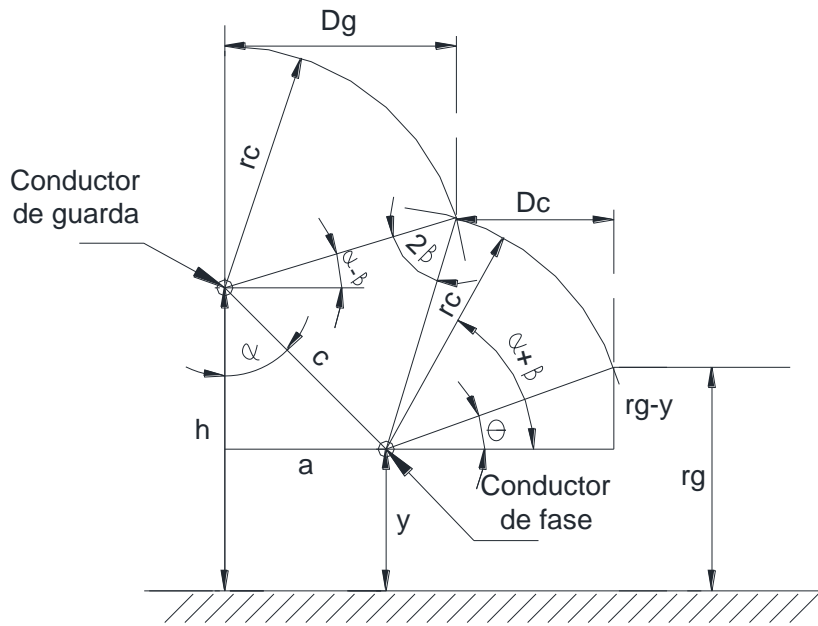


Fig. 2.6 Detalle de la Fig. 2.4

La TFA es el número de descargas que terminan sobre el conductor de fase. De estas no todas resultaran en contorneo, sin embargo, si la tensión producida por la descarga de rayo sobre el conductor excede la tensión crítica disruptiva del aislamiento U_{CDA} , entonces si ocurrirán contorneos. Por lo tanto la TFA incluye tanto descargas que causan contorneos como los que no lo hacen. Para determinar la tasa de contorneos, notar que de la figura 2.7 la sobretensión de rayo sobre el conductor y a través del aislamiento de la Línea E es:

$$E = I \frac{Z_c}{2} \quad (2.14)$$

Donde Z_c es la impedancia característica del conductor de fase.

Si la tensión E es igual a la U_{CDA} , luego la corriente crítica por sobre cuyo valor ocurren contorneos es:

$$I_c = \frac{2(U_{CDA})}{Z_c} \quad (2.15)$$

La U_{CDA} empleada es usualmente asumida como la U_{CDA} estándar de polaridad negativa. Para obtener la $TCFA$, redefinimos los límites de integración de la ecuación de la tasa de fallas TFA y se obtiene:

$$TCFA = 2N_g L \int_{I_c}^{I_m} D_c f(I) dI \quad (2.16)$$

c) La máxima corriente de falla de apantallamiento

La figura 2.8 describe la situación donde todas las distancias críticas coinciden en un mismo punto, para el cual I_m se ha definido.

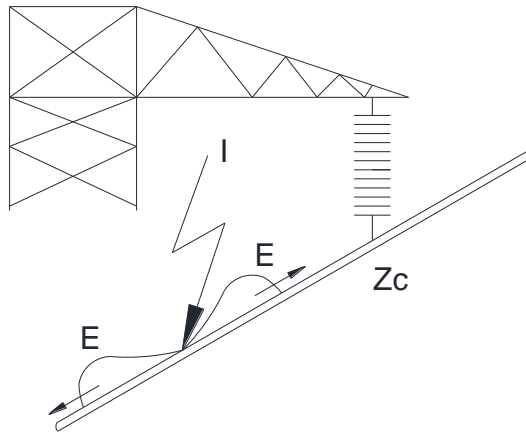


Fig. 2.7 Impacto de un rayo sobre el conductor de fase: Para que ocurran contorneos, la tensión “E” debe ser mayor que la U_{CDA}

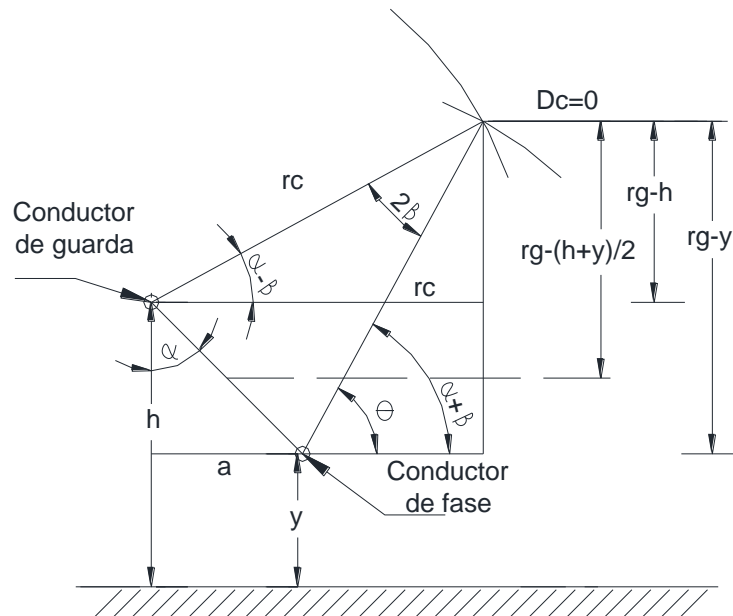


Fig. 2.8 Encontrando I_m y el ángulo de apantallamiento perfecto

Para hallar el valor de la corriente máxima I_m se emplea un método iterativo. Esto es, se parte del valor mínimo de corriente y este se va incrementando hasta que la distancia de exposición D_c sea igual a cero, el valor así hallado es la I_m .

d) El ángulo de apantallamiento “perfecto” [6]

Definiendo apantallamiento “perfecto” aquel para el cual la $TCFA$ es igual a cero, puede deducirse de la ecuación 2.16 haciendo $I_c=I_m$. Por tanto la figura 2.8 puede volverse a usar para desarrollar las ecuaciones para el cálculo del ángulo de apantallamiento perfecto α_p .

$$a = \sqrt{r_c^2 - (r_g - h)^2} - \sqrt{r_c^2 - (r_g - y)^2} \quad (2.17)$$

Luego el ángulo de apantallamiento perfecto puede encontrarse por:

$$\alpha_p = \tan^{-1} \frac{a}{h-y} \quad (2.18)$$

Adicionalmente la figura 2.9 muestra la definición de ángulos de apantallamiento positivos y negativos.

El signo del ángulo de apantallamiento “ α ” se reconoce desde la vertical que une el cable de guarda con el suelo; hacia afuera debajo de dicho eje se tiene (+ α) y hacia la estructura (- α)

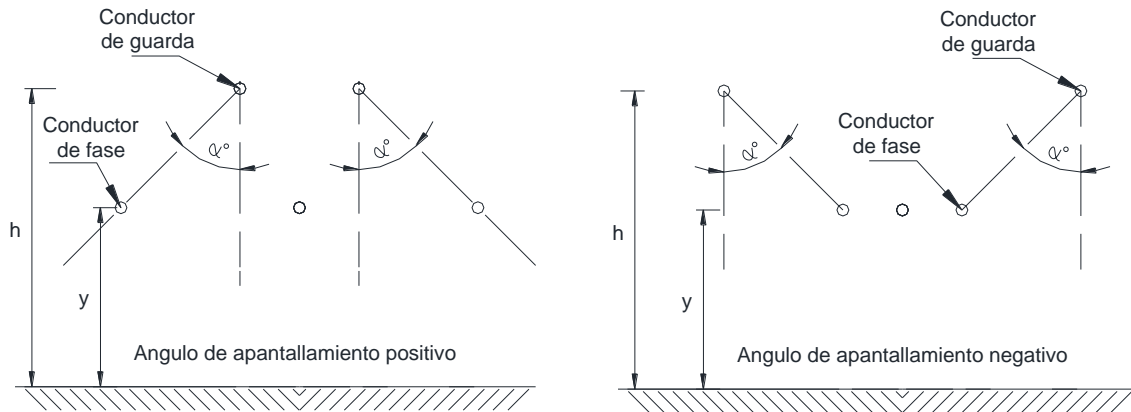


Fig. 2.9 Definición de ángulos de apantallamiento

2.3.3 Selección del apantallamiento basado en la TCFA [6]

Lo principal en la selección del número y ubicación de conductores de guarda es interceptar la descarga atmosférica y reducir la tasa de falla de apantallamiento a niveles aceptables. En el pasado, el diseño de ángulos de apantallamiento fue seleccionado sobre la base de un apantallamiento perfecto. Mientras esto puede ser el propósito en áreas con alta densidad de descargas a tierra, en áreas donde N_g es de 1 a 4 la restricción de un ángulo perfecto puede ser un aspecto económicamente inviable en el diseño. En consecuencia un solo conductor de guarda puede ser adecuado para áreas con bajas densidades de descargas a tierra, mientras que en áreas con alta densidad atmosférica el uso de dos conductores sería adecuado.

El valor actual de una *TCFA* debe ser un criterio del diseñador tal que su diseño sea efectivo y también económico. Por ejemplo para Líneas con cargas muy importantes, un valor de diseño de 0.05/100km-año es deseable.

2.3.4 Variables de diseño [6]

a) Efecto de terrenos en pendiente

En la determinación del ángulo de apantallamiento se ha considerado un terreno plano. Para estructuras ubicadas sobre pendientes, el ángulo promedio de apantallamiento es el obtenido anteriormente menos el ángulo de la pendiente del terreno sobre el cual está

ubicada la estructura.

$$\alpha_{\text{para terreno en pendiente}} = \alpha_{\text{para terreno plano}} - \theta_G \quad (2.19)$$

Para entender, considerar la figura 2.10 donde la pendiente del terreno es θ_G .

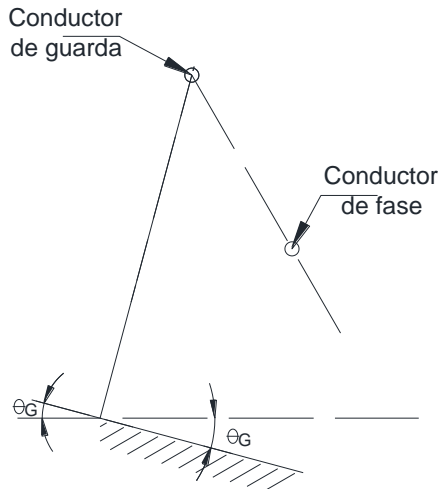


Fig. 2.10 Efecto de terrenos con pendiente

Por ejemplo, si el ángulo de apantallamiento seleccionado fuera de 45° y el ángulo de la pendiente fuera 15° , el ángulo de apantallamiento para una estructura ubicada en dicha pendiente sería de $45^\circ - 15^\circ = 30^\circ$.

b) Efecto de árboles a lo largo de la servidumbre

Los árboles, edificaciones o estructuras laterales, a lo largo de la servidumbre de la Línea son beneficiosos en cuanto ellos incrementan el plano efectivo de tierra o dicho de otra manera disminuyen la altura de la Línea respecto de tierra, tal como se ilustra en la figura 2.11.

La distancia de atracción del terreno es desde las estructuras o copa de árboles, en consecuencia, para este caso, grandes ángulos pueden ser usados. Es de interés que estas estructuras o árboles incrementarán el número de descargas remotas que terminaran más o menos cerca de la Línea, lo cual conlleva a un incremento en la probabilidad de contorneo causado por tensiones inducidas debido a descargas cercanas. Este incremento debe tenerse presente y por ahora solo diremos que es más crítico en media tensión donde el sostenimiento del aislamiento es bajo.

c) Líneas sobre cima de cerros

Estructuras ubicadas sobre cima de cerros son especialmente vulnerables, desde que una mayor cantidad de descargas serán captadas por las torres. Los lugares en cimas de cerros son siempre más vulnerables a contorneos inversos, desde que la resistencia de puesta a tierra de las estructuras tiende a ser mayor que los valores normales.

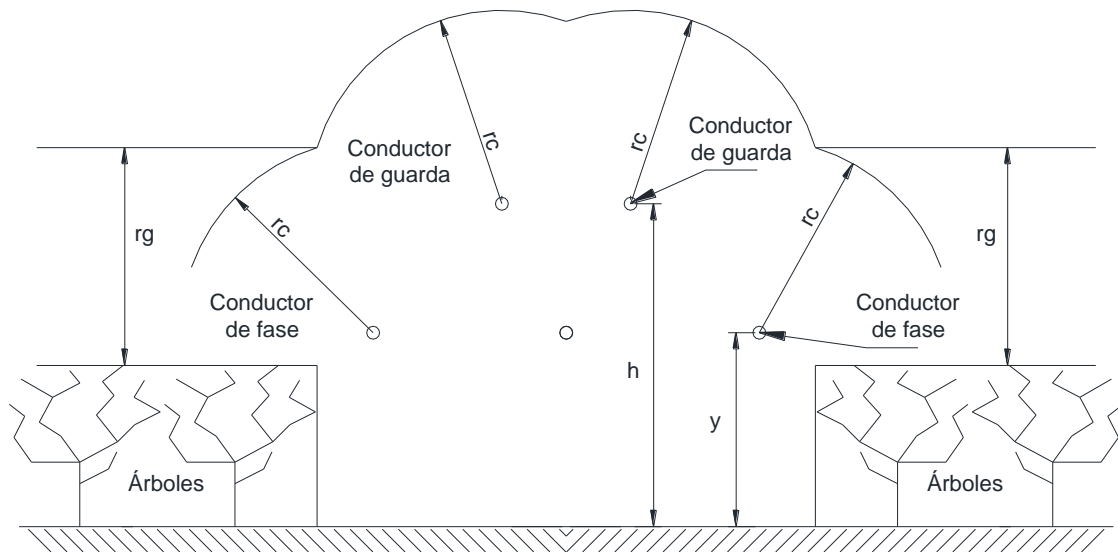


Fig. 2.11 Efecto de los árboles alrededor de la Línea

2.3.5 Las descarga secundaria [6]

Hasta ahora, solo ha sido considerada la primera descarga. Se ha asumido que las descargas secundarias de rayos tienen magnitudes menores que la primera y que por tanto, si la primera descarga termina sobre el conductor de fase y no causa contorneo, la descarga secundaria tampoco lo hará. Esta premisa, aunque usada por todos los investigadores, puede no ser correcta.

Las descargas secundarias son independientes de la primera descarga, luego, existe una probabilidad de que exista una descarga secundaria que pueda causar contorneo siempre que la primera no lo haya hecho. Por lo tanto, si una Línea está “perfectamente apantallada” y por ende tiene una $TCFA$ igual a cero, una descarga secundaria podría causar contorneo. Para comprender mejor, asumir una corriente crítica de 10 kA y una Línea perfectamente apantallada. Bajo esta suposición, si la primera descarga es de 10 kA o menos, no ocurrirá contorneo. Ahora asumamos que la primera corriente de descarga que termina sobre el conductor es de 8 kA para este valor ningún contorneo ocurrirá, pero si seguida a esta ocurre una descarga secundaria con una magnitud de 15 kA, entonces si ocurrirán contorneos.

De la data disponible se tiene que una descarga secundaria tiene una corriente media de 12.3 kA y un desviación log-normal estándar de 0.530 [1]. Para desarrollar la ecuación para la $TCFA$ total que incluya la descarga secundaria, dejemos que la probabilidad de que el rayo tenga n descargas sea denotada por P_n . Ahora considerar solo una descarga por rayo. La $TCFA$ es:

$$TCFA = P_1(TCFA_1) \quad (2.20)$$

Donde la $TCFA_1$ es la que se calculó anteriormente cuando las descargas secundarias no fueron consideradas.

La $TCFA$ para dos descargas por rayo tiene la forma:

$$TCFA = P_2(TCFA_1 + pN_1) = P_2(TCFA_1 + N_1(1 - q)) \quad (2.21)$$

Donde N_1 es el número de las primeras descargas que no resultan en contorno y q es la probabilidad de que una descarga secundaria tampoco cause contorno.

$$N_1 = 2N_gL \int_3^{I_c} D_c f(I) dI = TFA_1 - TCFA_1 \quad (2.22)$$

$$q = \int_0^{I_c} D_c f(I_s) dI_s \quad (2.23)$$

Donde TFA_1 es la TFA como se calculó anteriormente para la primera descarga. I_s es la corriente de la descarga secundaria, y $f(I_s)$ es función de densidad de probabilidad.

La $TCFA$ para tres descargas por rayo es algo similar:

$$TCFA = P_3(TCFA_1 + N_1(1 - q^2)) \quad (2.24)$$

El valor de $1 - q^2$ es la probabilidad de que al menos una de las descargas secundarias resulten en contorno.

Siguiendo un procedimiento similar para 4, 5, 6, etc., descargas por rayo y luego adicionado estas para obtener la $TCFA$, la $TCFA_T$, resulta en:

$$TCFA_T = TCFA_1 + 2N_gLP_S \int_3^{I_c} D_c f(I) dI = TCFA_1 + P_S(TFA_1 - TCFA_1) \quad (2.25)$$

Donde:

$$P_S = \sum_{n=1}^{\infty} P_n [1 - q^n] \quad (2.26)$$

Como una aproximación, P_S es 0.5 y en consecuencia la total $TCFA$ es aproximadamente:

$$TCFA_T = TCFA_1 + (0.5)(TFA_1 - TCFA_1) = 0.5(TCFA_1 + TFA_1) \quad (2.27)$$

Actualmente, se recomienda que el efecto de las descargas secundarias no sean consideradas, no obstante debe tenerse siempre presente que estas descargas pueden producir contorno en el aislamiento y la posterior salida de la Línea [6].

2.4 El contorno inverso

2.4.1 Introducción y revisión

En el apartado anterior, los conductores de guarda se ubicaron de tal manera que el número de descargas que terminan sobre los conductores de fase se reduzca al mínimo.

Los cables de guarda dispuestos en las estructuras tienen como propósito apantallar los conductores de fase y minimizar la cantidad de rayos que caen sobre ellos. Cuando un rayo cae sobre un cable de guarda o impacta en una estructura, altas corrientes viajan a lo largo del cable de guarda y a través de las estructuras hacia tierra; produciéndose sobretensiones que solicitan al aislamiento de la estructura. Si esas sobretensiones son superiores a la tensión crítica disruptiva del aislamiento (U_{CDA}), se produce una descarga

eléctrica entre estructura y conductor. Este evento se denomina contorneo inverso o “backflashover” en contraposición al denominado “flashover” que se produce cuando la sobretensión está presente en el conductor energizado y no en la estructura o el cable de guarda o tierra.

2.4.2 Respuesta al impulso de rayo

a) Impedancia de impulso

Cualquier perturbación transitoria en una Línea aérea, como un rayo que impacta en un conductor de fase, puede analizarse mediante el uso de ondas que viajan por los conductores con una cierta tensión e y corriente i que están relacionadas por una impedancia igual a $Z = \frac{e}{i}$, dichas ondas transitan a lo largo de los conductores a una velocidad v . La impedancia Z se denomina impedancia de onda o impedancia de impulso.

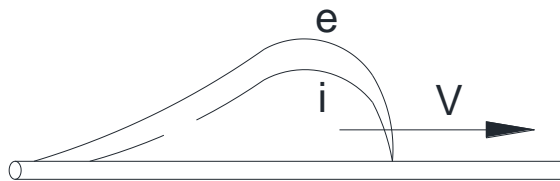


Fig. 2.12 Onda viajera sobre un conductor debido al impacto de un rayo

b) Conductores de Líneas aéreas [1]

Para un conductor de radio r ubicado a una altura h del suelo la impedancia propia puede ser hallada con la ecuación 2.28:

$$Z = 60 \cdot \ln\left(\frac{2h}{r}\right) \quad (2.28)$$

Donde:

r : Radio conductor (m).

h : Altura a la que se encuentra el conductor (m).

La impedancia mutua entre dos conductores se calcula con la ecuación 2.29:

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln\left(\frac{D_{12}}{d_{12}}\right) \quad (2.29)$$

Donde:

D_{12} : Distancia entre la imagen del conductor 1 y el conductor 2 (m).

d_{12} : Distancia entre el conductor 1 y el conductor 2 (m).

Con Z y Z_{12} en Ohm y D_{12} , d_{12} como se muestra en la Figura 2.13:

En el caso de conductores en haz, se puede obtener un radio equivalente utilizando la media geométrica de los conductores [6], es decir

$$r = \sqrt[n]{r_{11} \cdot r_{12} \cdots r_{1n}} \quad (2.30)$$

Donde:

r_{11} : Corresponde al radio de los conductores (en m).

r_{1n} : Distancia entre el conductor 1 y n (en m).

Las distancias respectivas se aprecian en la Figura 2.14:

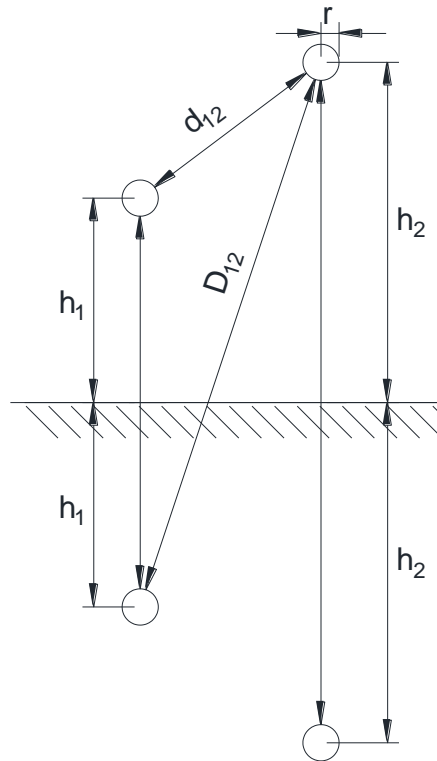


Fig. 2.13 Definición de distancias

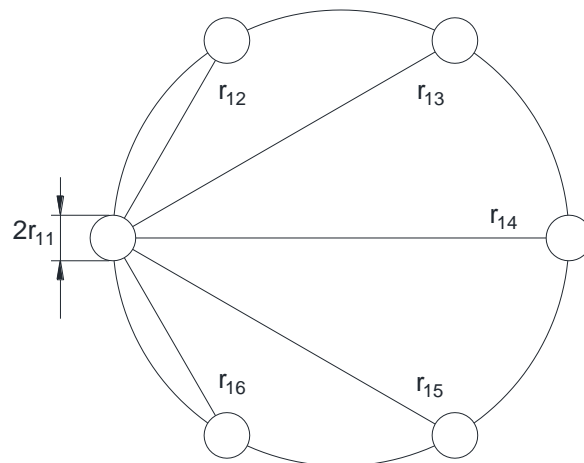


Fig. 2.14 Distancias en conductores cableados

c) Factor de acoplamiento

Si una descarga impacta sobre el conductor de guarda, una onda viaja por este conductor con una tensión e y una corriente i , una parte de esta tensión se inducirá en cada uno de los conductores de fase cercanos a este. Dicha tensión tiene relación con la impedancia mutua existente entre ambos conductores.

El factor de acoplamiento C puede calcularse con la ecuación 2.31:

$$C = \frac{Z_{12}}{Z} \quad (2.31)$$

Donde:

Z : Impedancia de onda propia del conductor de fase (en Ω).

Z_{12} : Impedancia de onda mutua entre el conductor de fase y guarda (en Ω).

Para el caso de una Línea con dos conductores de guarda el factor de acoplamiento entre los cables de guarda y un conductor de fase puede calcularse como [6]:

$$C = \frac{(Z_{g1-f} + Z_{g2-f})/2}{Z_{eq}} \quad (2.32)$$

Con:

$$Z_{eq} = \frac{Z + Z_{g1-g2}}{2} \quad (2.33)$$

Donde:

Z : Impedancia propia de los cables de guarda (en Ω).

Z_{g1-f}, Z_{g2-f} : Impedancia mutua entre un cable de guarda y una fase (en Ω).

Z_{g1-g2} : Impedancia mutua entre ambos cables de guarda (en Ω).

d) Efecto corona

Del análisis de sensibilidad realizada en las referencias [1,6] se concluye que dicho efecto no tiene gran impacto en el valor de la tasa de contorneo inverso TCI , por lo que de una manera conservadora puede despreciarse.

e) Impedancia de impulso de torre

También de un análisis de sensibilidad de la estructura en las referencias [1,6], se concluye que la componente de tensión de la estructura no tiene mucho impacto en el cálculo de la TCI , es por ello que una aproximación de su valor es más sensata a la hora de realizar los cálculos.

En general valores entre 150 y 200 [1,6] Ohm pueden ser usados en estructuras de celosía. Para un poste de madera, la impedancia se incrementa entre 550 y 600 Ohm. [6]

f) Respuesta al impulso de los electrodos de tierra [1,6]

Es generalmente aceptado que la resistencia de puesta a tierra disminuye cuando es sometida a altos valores de corriente.

$$R_i < R_0$$

Con:

R_0 : Medida o cálculo de Resistencia de puesta a tierra a baja frecuencia al pie de la estructura (en Ω).

R_i : Resistencia de puesta a tierra de alta frecuencia (en Ω).

Para establecer la relación que existe entre R_0 y R_i es necesario determinar la corriente

crítica I_g para la cual el suelo empieza a ionizarse. Para altas corrientes como las de un rayo, el gradiente de potencial que aparece en el suelo puede exceder el gradiente crítico E_0 para el cual se produce conducción de suelo.

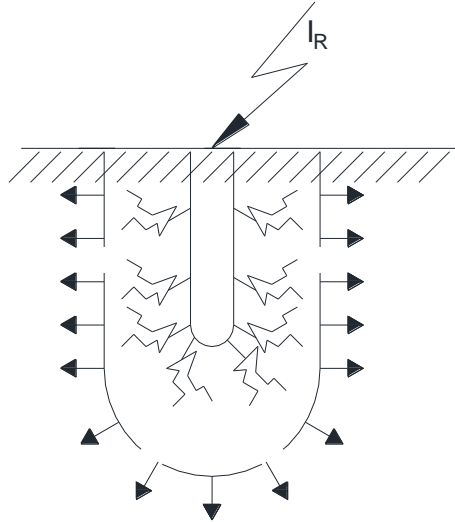


Fig. 2.15 Descargas por ionización del terreno

Existirá, por lo tanto, un valor de intensidad de campo eléctrico crítico " E_0 " característico del terreno, a partir del cual se producirán las descargas indicadas en la figura 2.15. La corriente necesaria para lograr el gradiente crítico se denota como I_g y está determinada por la ecuación (2.34):

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{E_0 \cdot \rho}{R_0^2} \quad (2.34)$$

Donde:

E_0 : Gradiente de potencial (aproximadamente 400 kV/m [1,6]).

ρ : Resistividad del terreno (en $\Omega - m$).

La resistencia de impulso de la puesta a tierra de la estructura se puede expresar en función de la corriente crítica I_g , la corriente que pasa a través del electrodo de tierra I_R y la resistencia medida a baja frecuencia R_0 , con la ecuación (2.35):

$$R_i = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I_R}{I_g}}} \quad (2.35)$$

Donde:

I_R : Corriente a través de la resistencia de puesta a tierra.

2.4.3 Impacto de un rayo sobre la estructura [1,6]

Pese a la existencia de cables de guarda en las líneas aéreas, gran parte de los impactos de rayos ocurren directamente sobre la estructura.

Un rayo que impacta sobre una estructura puede verse como una fuente de corriente sobre la misma, gran parte de esta corriente baja a través de su puesta a tierra y el resto

de la corriente se divide en dos partes iguales hacia los vanos adyacentes de la estructura impactada.

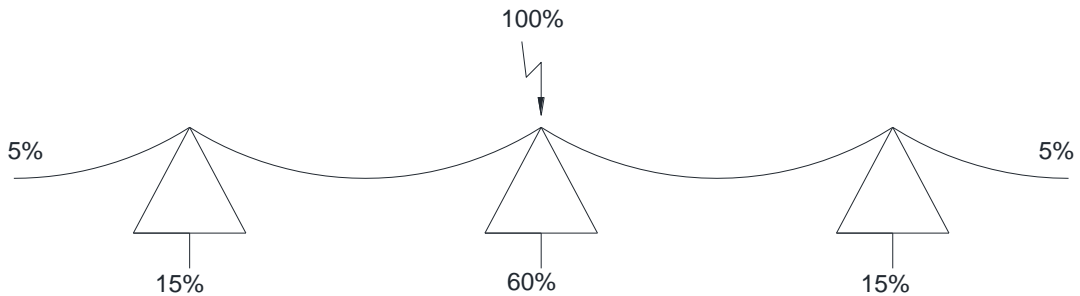


Fig. 2.16 Distribución de corriente de una descarga atmosférica que impacta sobre una estructura

La descarga que impacta en la cima de una estructura produce sobre ella una tensión e , creando de esta manera ondas viajeras a través de la estructura y hacia los conductores de guarda adyacentes. La tensión e es producto de la corriente de descarga I y la impedancia equivalente de la torre y los conductores de guarda, es decir:

$$e = \frac{Z_T \left(\frac{Z_g}{2}\right)}{Z_T + \left(\frac{Z_g}{2}\right)} I = \frac{Z_T Z_g}{Z_g + 2Z_T} I \quad (2.36)$$

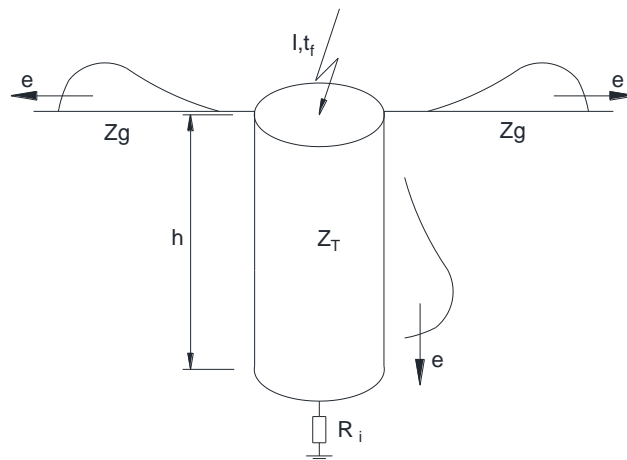


Fig. 2.17 Ondas de tensión sobre una estructura debido al impacto de una descarga atmosférica

Donde Z_g es la impedancia de impulso del cable de guarda y Z_T es la impedancia de la estructura. Como una buena aproximación se considerará luego que $Z_T = \frac{Z_g}{2}$ con lo cual la nueva expresión para e (ecuación (2.36)) sería $e = \frac{Z_T}{2} I$ o $e = \frac{Z_g}{4} I$.

Denominemos T_T al tiempo de viaje de la onda de tensión en la estructura. Asumiendo que la forma de onda de la tensión e posee un frente de pendiente lineal, tiempo de frente t_f y una cola infinita como se muestra en la figura 2.18, luego para calcular la tensión en

la cima de la torre o en algún punto a lo largo de la estructura, se usara el diagrama de "Lattice" de la figura 2.19.

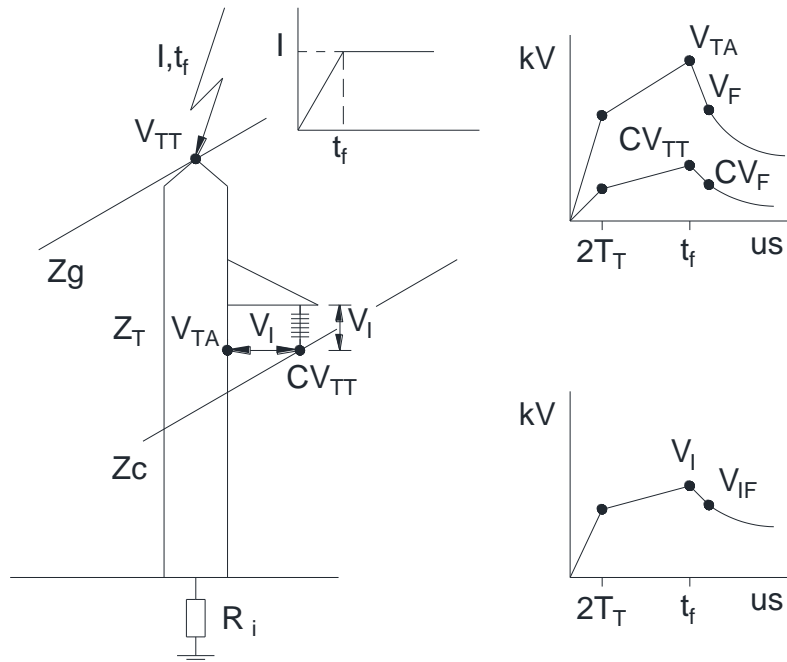


Fig. 2.18 Tensiones sobre una estructura y su aislamiento debido al impacto de una descarga atmosférica

Los coeficientes de reflexión y transmisión son:

$$\alpha_T = \frac{Z_T - R_i}{Z_T + R_i} \approx \frac{Z_g - 2R_i}{Z_g + 2R_i} ; \gamma = \frac{2Z_g}{Z_g + 2Z_T} \approx 1 ; \phi = \frac{Z_g - 2Z_T}{Z_g + 2Z_T} \approx 0 \quad (2.37)$$

Otro punto de interés es algún punto sobre la torre, llamemos a este "A", la tensión en este punto se determinará más adelante.

Tres son las tensiones de interés: V_{TT} , la tensión cresta; V_T , la tensión sobre la torre antes de que ocurra alguna reflexión desde la puesta a tierra o desde las estructuras adyacentes, y V_F , la tensión final; las cuales se muestran en la figura 2.20.

$$V_T = \frac{2T_T}{t_f} e = Z_T \frac{T_T}{t_f} I = L_T \frac{I}{t_f} \quad (2.38)$$

Donde L_T es la inductancia total de la torre y $L_T = Z_T T_T$. El factor $\frac{I}{t_f}$ es la tasa de crecimiento o la pendiente del frente denotado generalmente como S_i o simplemente dI/dt . Por lo tanto V_T es simplemente la caída de tensión causada por la torre LdI/dt .

La tensión V_{TT} es:

$$V_{TT} = e - \alpha_T e^{\frac{t_f - 2T_T}{t_f}} = (1 - \alpha_T)e + \alpha_T e^{\frac{2T_T}{t_f}} = \left[\frac{R_i Z_g}{Z_g + 2R_i} + \alpha_T \cdot Z_T \cdot \frac{T_T}{t_f} \right] I = \left[R_e + \alpha_T \cdot Z_T \cdot \frac{T_T}{t_f} \right] I = K_{TT} I \quad (2.39)$$

Donde

$$R_e = \frac{Z_g R_i}{Z_g + 2R_i} \quad (2.40)$$

$$K_{TT} = R_e + \alpha_T \cdot Z_T \cdot \frac{T_T}{t_f} \quad (2.41)$$

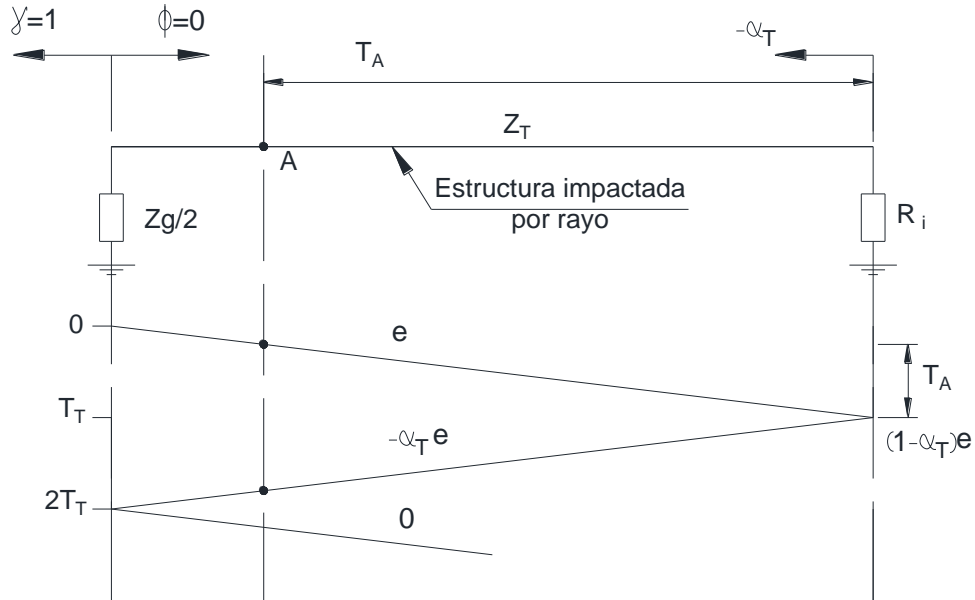


Fig. 2.19 Diagrama de Lattice para estructura impactada por rayo

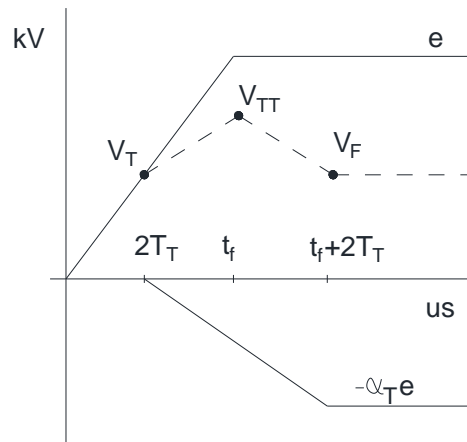


Fig. 2.20 Tensión en la cima de torre debido a impacto de rayo

La tensión final V_F es:

$$V_F = (1 - \alpha_T)e = R_e I \quad (2.42)$$

La tensión a través de la resistencia de puesta a tierra, V_R , y la corriente a través de esta resistencia, I_R , son:

$$V_R = \frac{R_i Z_T}{Z_T + R_i} I \quad (2.43)$$

$$I_R = \frac{Z_T}{Z_T + R_i} I = \frac{R_e}{R_i} I \quad (2.44)$$

La tensión en un punto A sobre la estructura también es de interés. Las ecuaciones para esta tensión V_{TA} son similares a las indicadas para la tensión en la cima de la torre, se

obtiene simplemente cambiando T_T por T_A , es decir:

$$V_{TA} = \left[R_e + \alpha_T \cdot Z_T \cdot \frac{T_A}{t_f} \right] I = K_{TA} I \quad (2.45)$$

$$K_{TA} = R_e + \alpha_T \cdot Z_T \cdot \frac{T_A}{t_f} \quad (2.46)$$

2.4.4 Impacto de un rayo sobre la estructura: Efecto de la reflexión en estructuras adyacentes [1,6]

Tener en cuenta que las ondas de tensión que viajan a lo largo de los vanos hacia las torres adyacentes y debajo de la estructura hacia la puesta a tierra, por el fenómeno bien conocido de reflexión y transmisión de ondas, regresarán al punto de impacto al cabo de un tiempo dado. En el punto 2.4.3 se asumió que la longitud de los conductores de guarda era muy grande y por tanto las reflexiones de las torres adyacentes no fueron consideradas.

El diagrama de Lattice de la figura 2.21 considera una torre adyacente a cada lado de la estructura impactada. Como puede notarse en esta figura se está considerando la impedancia equivalente de los conductores de guarda adyacentes, es decir $\frac{Z_g}{2}$.

Como se mencionó en el punto 2.4.2 la resistencia de puesta a tierra de la estructura impactada es la resistencia de impulso R_i , sin embargo debido a la distribución de la corriente de descarga mostrada en la figura 2.16, la corriente que fluye a través de las resistencias de puesta a tierra de las torres adyacentes a la impactada, es solo un pequeño porcentaje (15 % de la corriente de descarga) y por lo tanto se asume que estas resistencias mantendrán aproximadamente el valor medido a baja frecuencia R_0 .

Nuevamente, para simplificar el desarrollo, se asume $Z_T = \frac{Z_g}{2}$, además los coeficientes de reflexión que caracterizan a los medios de propagación serán:

Estructura impactada - Resistencia de puesta a tierra:

$$\alpha_T = \frac{Z_T - R_i}{Z_T + R_i} \approx \frac{Z_g - 2R_i}{Z_g + 2R_i} \quad (2.47)$$

Conductores de guarda adyacentes - Estructuras adyacentes:

$$\alpha_R = \frac{Z_g}{Z_g + 2R_0} \quad (2.48)$$

Sea T_T el tiempo de viaje sobre la torre y T_S el tiempo de viaje sobre cada vano adyacente; del diagrama de Lattice, la tensión en la cima de la estructura impactada e_{TT} es:

$$e_{TT} = [1 - \alpha_T(t - 2T_T)] e \{ [1 - \alpha_R(t - 2T_S) + \alpha_R \alpha_T [t - (2T_S + 2T_T)] - \alpha_R^2 \alpha_T [t - (4T_S + 2T_T)] + (\alpha_R \alpha_T)^2 [t - (4T_S + 4T_T)] - \alpha_R^3 \alpha_T^2 [t - (6T_S + 4T_T)] + (\alpha_R \alpha_T)^3 [t - (6T_S + 6T_T)] - \dots \} \quad (2.49)$$

Donde

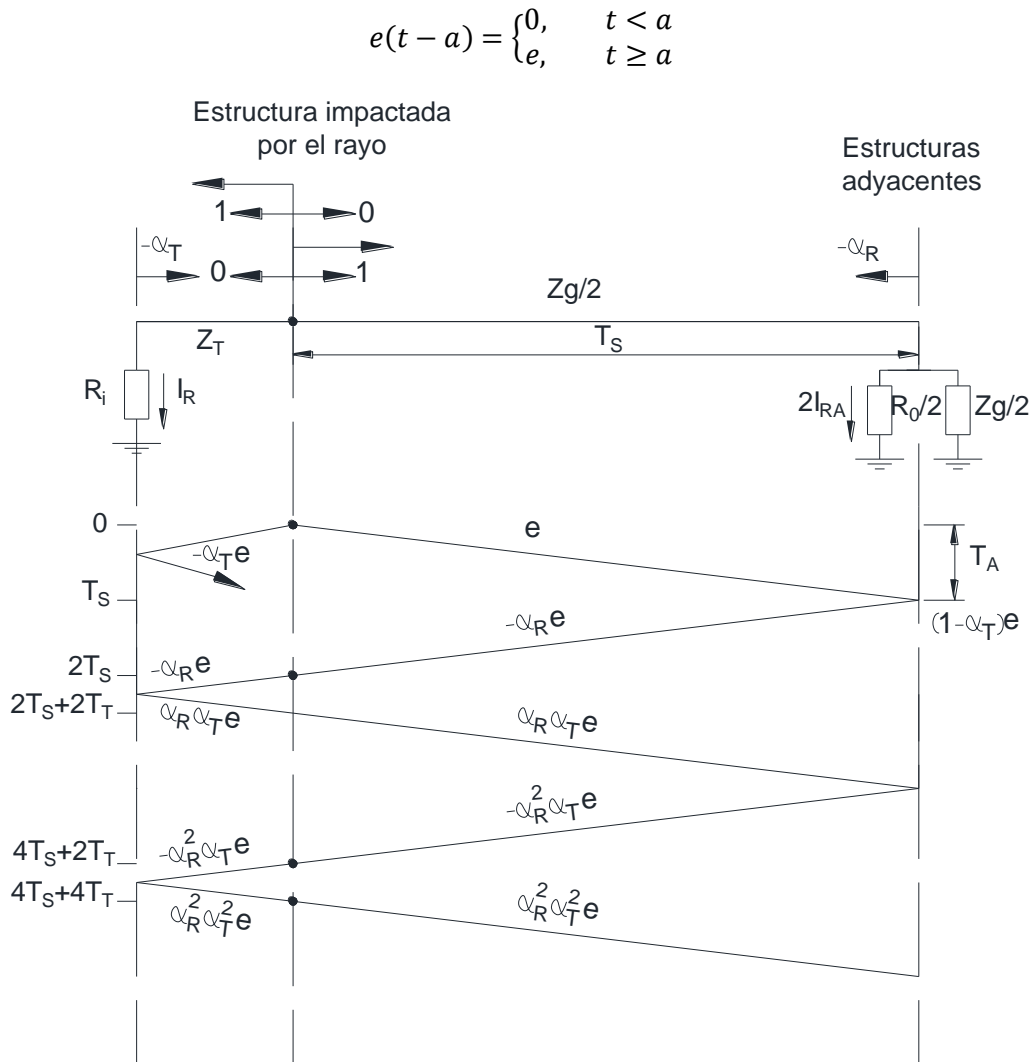


Fig. 2.21 Diagrama de Lattice: efecto de las torres adyacentes en la tensión cresta

Si despreciamos el tiempo de viaje de la onda sobre la estructura impactada por reflexiones, la tensión en la cima de la estructura impactada e_{TT} se reduce a:

$$e_{TT} = [1 - \alpha_T(t - 2T_T)]e \{1 - \alpha_R(1 - \alpha_T)[(t - 2T_S) + \alpha_R \alpha_T(t - 4T_S) + (\alpha_R \alpha_T)^2(t - 6T_S) - \dots]\} \quad (2.50)$$

La expresión $[1 - \alpha_T(t - 2T_T)]e$ representa el valor de e_{TT} obtenida en el punto 2.4.3 cuando se despreciaron las reflexiones de las torres adyacentes. Este valor será remplazado por $K_{TT}I$.

A modo de simplificación y aproximación, asumir que la tensión descrita por $(K_{TT}I)$ tiene un frente con pendiente lineal. Bajo esta consideración la tensión cresta viene dada por:

$$V_{TT} = (K_{SP} \cdot K_{TT}) \cdot I \quad (2.51)$$

Donde

$$K_{SP} = 1 - \alpha_R(1 - \alpha_T) \left[\left(1 - 2 \frac{T_S}{t_f} \right) + \alpha_R \alpha_T \left(1 - 4 \frac{T_S}{t_f} \right) + (\alpha_R \alpha_T)^2 \left(1 - 6 \frac{T_S}{t_f} + \dots \right) \right] \quad (2.52)$$

Los factores K_{SP} también aplican a V_{TA} y V_F :

$$V_{TA} = (K_{SP} \cdot K_{TA}) \cdot I \quad (2.53)$$

$$K_{TA} = R_e + \alpha_T \cdot Z_T \cdot \frac{T_A}{t_f} \quad (2.54)$$

$$V_F = K_{SP} \cdot R_e \cdot I \quad (2.55)$$

Donde:

V_{TT} : Tensión cresta en la cima de la estructura (en kV).

V_{TA} : Tensión cresta en algún punto A sobre la estructura (en kV).

V_F : Tensión final en la estructura (en kV).

I : Corriente de rayo que impacta sobre la estructura (en kA).

Z_T : Impedancia de impulso de la torre (en Ω).

R_i : Resistencia de impulso de puesta a tierra (Ω).

Z_g : Impedancia de impulso cable de guarda (Ω).

T_S : Tiempo de viaje de la onda en el vano (μ s).

t_f : Tiempo de frente del rayo (en μ s).

T_T : Tiempo de viaje de la onda a través de la torre (en μ s).

T_A : Tiempo de viaje de la onda desde cualquier punto A de la torre a tierra (en μ s).

2.4.5 Efecto de descargas sobre el cable de guarda [1,6]

Una descarga que termina sobre el conductor de guarda como el que se muestra en la figura 2.22, produce tensiones a través del aislamiento del aire presente entre el conductor de guarda y el conductor de fase y también a través del aislamiento aire-porcelana en la estructura. Aunque las tensiones a través del aislamiento del vano exceden a las que se presentan en la estructura para una descarga que termina sobre el conductor de guarda, la tensión de sostenimiento del aislamiento del vano excede al que se tiene en la estructura. En consecuencia, dependiendo del valor relativo de la tensión y del nivel de sostenimiento del aislamiento, podrían ocurrir contorneos a través del aislamiento del vano o a través de aislamiento en la estructura.

a) Contorneos dentro del vano

Los contorneos dentro del vano son poco probable dados las mayores tensiones de sostenimiento del aire presentes entre el conductor de guarda impactado y los conductores de fase en el vano con los presentes en la estructura. Otro fenómeno que reduce la probabilidad de contorneo en el vano son las corrientes de predescarga que fluyen del conductor de guarda al conductor de fase con motivo de las altas

sobretensiones que genera la caída del rayo. Estas corrientes de predescarga aumentan la tensión del conductor de fase y reducen la tensión a través del aislamiento.

En la presente tesis se considera que aunque contorneos dentro del vano pueden ocurrir, estos son muy inferiores a los que ocurren en la estructura y por tanto no son tomados en consideración.

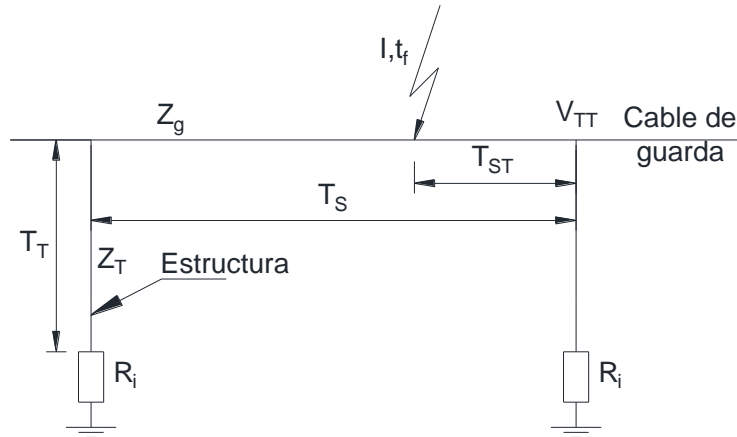


Fig. 2.22 Definición de variables para descargas en el cable de guarda

b) Contorneos en la torre debido a descargas sobre el cable de guarda

Para una descarga que termina dentro del vano, la tensión cresta en la torre, en términos de K_{TT} , es:

Para $2T_T \leq t_f \leq 2(T_T - T_{ST})$

$$V_{TT} = K_{TT}I \quad (2.56)$$

Donde

$$K_{TT} = R_e + \alpha_T \cdot Z_T \cdot \frac{T_T}{t_f} \quad (2.57)$$

Y para $2(T_S - T_{TS}) \leq t_f \leq 2T_S$

La tensión cresta podría ocurrir tanto en el tiempo de frente t_f como a $2(T_S - T_{TS})$, dependiendo del valor de la resistencia de puesta a tierra de la estructura.

Si el valor de la tensión cresta se da en t_f , se tiene:

$$K_{TT} = 2 \cdot R_e \frac{(T_S - T_{TS})}{t_f} + \alpha_T \cdot Z_T \cdot \frac{T_T}{t_f} \quad (2.58)$$

O bien, si la tensión cresta ocurre en $2(T_S - T_{TS})$, se tiene:

$$K_{TT} = \frac{R_e}{Z_g + 2R_i} \left[2R_i + Z_g \frac{2(T_T - T_{ST})}{t_f} \right] + \frac{4\alpha_T \cdot R_i}{R_e} Z_T \frac{T_T}{t_f} \quad (2.59)$$

Como puede notarse comparando la ecuación 2.57 con las ecuaciones 2.58 y 2.59, la tensión resultante producto de una descarga dentro del vano es igual a la producida por una descarga que impacta en la torre solo cuando $t_f < 2(T_S - T_{ST})$. Por lo tanto la tensión producida en la estructura por una descarga dentro del vano es igual o menor al

producido por una descarga en la estructura. La tensión producida por una descarga que impacta en medio vano es aproximadamente el 60% de la tensión producida para una descarga que impacta en la estructura.

2.4.6 Corriente crítica de rayo

Antes de determinar la corriente crítica de rayo se expresará la tensión cresta V_I (en kV–cresta) que aparece a través del aislamiento durante la caída de un rayo, esta es generada entre otros factores, por el valor de la resistencia de puesta a tierra y viene dada por la ecuación (2.60) [1,6]

$$V_I = I \cdot [K_{TA} - C \cdot K_{TT}] \cdot K_{SP} + V_{PF} \quad (2.60)$$

Para que se produzca un arco inverso, la tensión a través del aislamiento V_I debe ser mayor o igual a la tensión crítica disruptiva del aislamiento (U_{CDA}). Esta U_{CDA} es distinta de la U_{CDA} normalizada para una onda de 1.2/50 μs , debido a que la forma de onda es significativamente diferente. Denotaremos a esta U_{CDA} como $U_{CDA_{NS}}$, es decir U_{CDA} no – estándar.

Remplazando en la ecuación (2.60) V_I por $U_{CDA_{NS}}$, se obtiene la corriente crítica I_C (kA) para la cual se produce un contorneo inverso:

$$I_C = \frac{U_{CDA_{NS}} - V_{PF}}{[K_{TA} - C \cdot K_{TT}] \cdot K_{SP}} \quad (2.61)$$

Donde V_{PF} , corresponde a la contribución de la tensión a frecuencia industrial. La tensión a frecuencia industrial se podría sumar o restar dependiendo de la polaridad en el conductor de fase. Para efectos del cálculo de la corriente crítica, se considera V_{PF} como un valor constante, ya que los tiempos involucrados son muy pequeños.

Para mayor precisión en el cálculo de la corriente crítica I_C , se considera la contribución de la tensión a frecuencia industrial de cada una de las fases de la Línea. (Ver figura 2.23).

La forma de onda de la tensión a través del aislamiento de la estructura, se muestra por la línea sólida de la figura 2.24 y está compuesta de una tensión V_{PF} a frecuencia industrial, una tensión producida por la resistencia de puesta a tierra V_{IF} , y una tensión producida por la torre ΔV .

$$\Delta V = V_I - (1 - C) \cdot V_F = K_{SP}[K_{TA} - CK_{TT}]I - (1 - C)K_{SP}R_e I = \frac{\alpha_T Z_T}{t_f} (T_A - CT_T) K_{SP} I \quad (2.62)$$

$$V_{IF} = V_F(1 - C)I = K_{SP}R_e(1 - C)I \quad (2.63)$$

La relación entre U_{CDA} y $U_{CDA_{NS}}$, propuesto en las referencias [1,6] se indica en la ecuación 2.64:

$$U_{CDANS} = \left(0.977 + \frac{2.82}{\tau}\right) \left(1 + \frac{\Delta V}{V_{IF}}\right) \left(1 - 0.2 \left(1 + \frac{\Delta V}{V_{IF}}\right) \frac{V_{PF}}{U_{CDA}}\right) \left(1 - 0.09 \left(1 + \frac{10}{\tau}\right) \frac{\Delta V}{V_{IF}}\right) \exp\left(-\frac{\Delta V}{V_{IF}} \frac{t_f}{13}\right) U_{CDA} \quad (2.64)$$

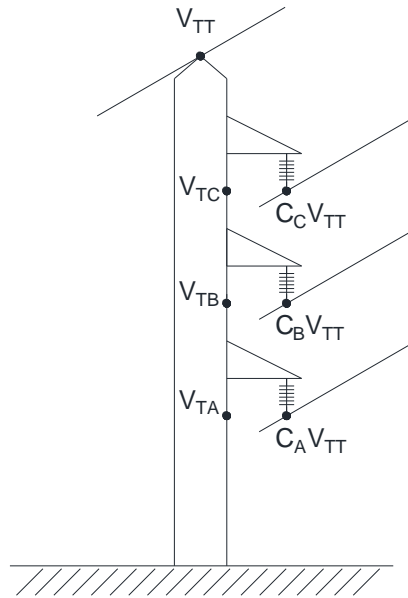


Fig. 2.23 Línea trifásica con diferentes tensiones y factores de acoplamiento

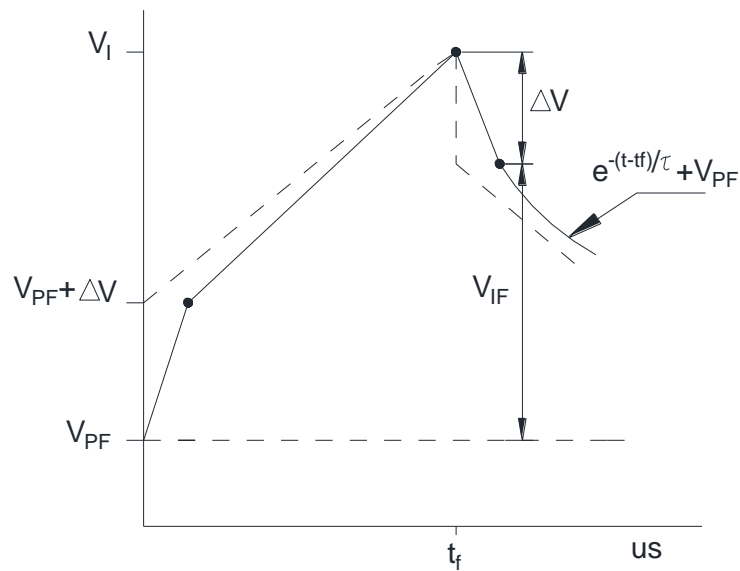


Fig. 2.24 Tensión a través del aislamiento de la estructura

Con:

$$\tau = \frac{Z_g}{R_i} \cdot T_S \quad (2.65)$$

$$T_S = \frac{L}{c} \quad (2.66)$$

Donde:

τ : Constante de tiempo que modela la reducción de la cola de un impulso de rayo cuando viaja a lo largo de un vano (en μs).

L : Longitud del vano (m).

T_S : Tiempo de viaje de la onda en el vano (en μs).

Z_g : Impedancia de impulso del cable de guarda (Ω).

2.4.7 Tasa de contorneo inverso TCI

La probabilidad de que se produzca un contorneo inverso es la probabilidad que la corriente de una descarga atmosférica sea igual o superior a I_C :

$$P(I \geq I_C) = P(I_C) = \int_0^{\infty} \int_{I_C}^{\infty} f(I|t_f) \cdot f(t_f) dI dt_f \quad (2.67)$$

Donde:

$f(I|t_f)$: Función de densidad de probabilidad condicional de I dado t_f .

$f(t_f)$: Función de densidad de probabilidad de t_f .

Con t_f , tiempo de frente de la onda de impulso de rayo (en μs).

La tasa de contorneo inverso (TCI), corresponde a la probabilidad de que la corriente de rayo exceda la corriente crítica multiplicada por el número de rayos que impacta la Línea (N_L).

$$TCI = N_L \times P(I_C) \quad (2.68)$$

Esta tasa de desconexiones por contorneo inverso ha sido desarrollada para impactos de rayos en la torre misma, pero en general cierta cantidad de descargas caen sobre el cable de guarda y se dispersa hacia los vanos adyacentes por lo que la TCI antes determinada se multiplica por 0.6 [1, 2 y 6].

$$TCI = 0.6 \times N_L \times P(I_C) \quad (2.69)$$

La unidad en que se mide la TCI es (contorneos/100 km – año).

Adicionalmente indicar que el desempeño de una Línea aérea frente a la caída de rayos está influenciado por la resistencia de puesta a tierra individual de cada una de las estructuras así como de la resistividad del terreno. Unas pocas estructuras ubicadas en un suelo con una alta resistividad y defectuosa puesta a tierra pueden resultar en un pobre desempeño de la Línea (debido a las bajas corrientes críticas I_C obtenidas en esas zonas), por ello el cálculo de la tasa de desconexiones producidas por contorneo inverso debería hacerse separadamente por tramos donde la resistencia de puesta a tierra sea similar. Los resultados se deben combinar para obtener la tasa de fallas conjunta de toda la Línea como la propuesta en la ecuación 2.70 [2].

$$TCI = \frac{\sum TCI_n L_n}{\sum L_n} \quad (2.70)$$

Donde:

TCI : Tasa de contorneo inverso “total” de la Línea.

TCI_n : Tasa de falla estimada para una sección “n” de la Línea.

L_n : Corresponde al largo de la sección de Línea “n” con resistencia de puesta a tierra homogénea.

2.5 Sobretensiones inducidas [6]

2.5.1 Introducción

Las descargas atmosféricas que terminan sobre el terreno o en algún objeto adyacente cercano a líneas de transmisión o distribución inducen tensiones sobre los conductores de fase, los conductores de guarda o los conductores neutros y a través del aislamiento. Estas tensiones o sobretensiones fueron desestimadas en el cálculo de la tasa de desconexiones por contorneo inverso. El propósito de este apartado es investigar estas sobretensiones inducidas tanto para líneas de distribución y líneas de mayores tensiones, no obstante, se puede intuir que el efecto de las sobretensiones inducidas es dominante en líneas de distribución donde los niveles de aislamiento son bajos, y donde conductores de guarda normalmente no son empleados.

El cálculo de la sobretensión inducida está determinado por dos componentes, (1) el modelo de la descarga de retorno y asociado a este el campo eléctrico; (2) el modelo de acoplamiento que emplea los campos para obtener el potencial sobre los conductores.

Un modelo que describe de manera simple estas componentes y cuyas ecuaciones proporciona buenos resultados es el modelo propuesto por Rusck.

El modelo de Rusck es elegido para el cálculo de tensiones inducidas debido a su simplicidad, porque ha mostrado ser matemáticamente correcto y consistente con los resultados experimentales [3]. Adicionalmente el modelo de Rusck ha mostrado ser equivalente a modelos más complicados con algunas asunciones simples.

En este apartado las ecuaciones de Rusck serán usadas y la reducción en la tensión causada por conductores múltiples será ignorada.

2.5.2 Cálculo de las tensiones inducidas

Para iniciar, considerar como muestra la figura 2.25 un conductor de fase ubicado a una altura h_c sobre el terreno. Para un valor específico de corriente de descarga I , el número de descargas que terminan sobre el conductor puede ser determinado por el uso del modelo electrogeométrico como se vio en el capítulo 2.3. Esto es, con r_{cc} como la distancia de atracción del conductor de fase y r_g como la distancia de atracción del terreno, el número de descargas que terminan sobre el conductor de fase es:

$$2N_g L D_g f(I) dI \quad (2.71)$$

Donde N_g es la densidad de descarga, L es la longitud, $f(I)$ es la función de densidad de probabilidad de la primera corriente de descarga, y D_g es:

$$D_g = \sqrt{r_{cc}^2 - (r_g - h_c)^2} \tag{2.72}$$

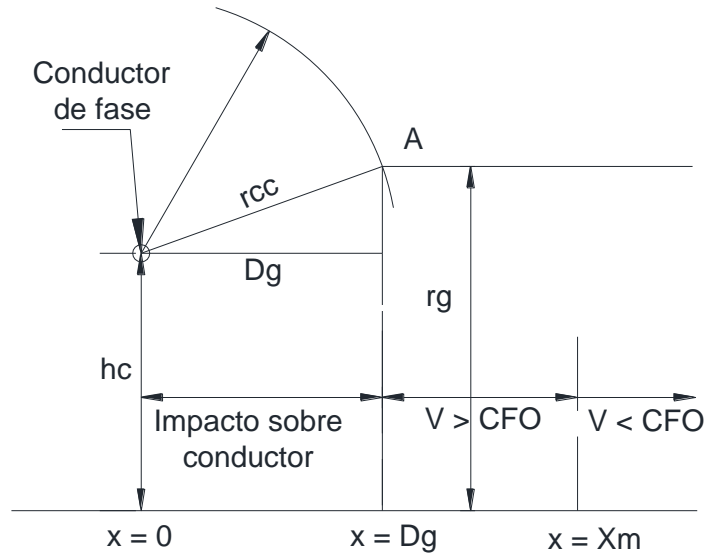


Fig. 2.25 Tensiones inducidas debido a descargas que impactan a una distancia mayor a D_g

Considerando todas las corrientes de descarga, el número total de descargas que terminan sobre el conductor es:

$$N_c = 2N_g L \int_3^\infty D_g f(I) dI \tag{2.73}$$

De la figura 2.25, para distancias más allá de $x = D_g$, todas las descargas terminan sobre tierra, y estas descargas producen tensiones inducidas sobre el conductor. Rusck muestra que para una línea infinita, la tensión máxima inducida V_c ocurre en la ubicación del punto donde terminó la descarga, esto es $y=0$ en la figura 2.26.

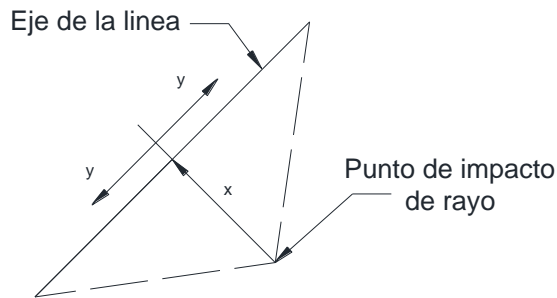


Fig. 2.26 Ubicación de la tensión máxima ($y=0$)

Esta tensión está dada por la ecuación:

$$V_c = \frac{30Ih_c}{x} \left[1 + \frac{v}{\sqrt{2-v^2}} \right] = \frac{30Ih_c K_v}{x} \tag{2.74}$$

Donde I es la corriente de descarga, v es la velocidad de la descarga de retorno en por unidad de la velocidad de la luz, y K_v es una notación conveniente para:

$$K_v = 1 + \frac{v}{\sqrt{2-v^2}} \quad (2.75)$$

Tensiones inducidas también son desarrolladas para otras ubicaciones a lo largo de la Línea, pero en el instante en el que estas tensiones ocurren se las desestiman, debido a que el campo inducido toma un tiempo adicional para alcanzar sus ubicaciones y por tanto las tensiones tienen valores reducidos.

Usualmente, v es establecida a un valor promedio de 0.3, aunque por los desarrollos de Wagner, la velocidad es una función de la corriente de descarga y puede ser aproximada por la ecuación:

$$v = \frac{0.486}{1+27.3/I} \quad (2.76)$$

Existen pequeñas diferencias en la tensión entre el uso de esta ecuación y el asumir un valor constante de 0.3.

Considerando que una línea tiene un nivel de aislamiento específico o una U_{CDA} específico. Igualando la tensión en el conductor a la U_{CDA} , la distancia X_m para la cual más allá, la tensión en el conductor es más baja que la U_{CDA} es:

$$X_m = \frac{30Ih_cK_v}{U_{CDA}} \quad (2.77)$$

Para un mayor entendimiento ver la figura 2.25, entre $x = D_g$ y $x = X_m$, la tensión inducida es más grande que la U_{CDA} , y por tanto resultan en contorneos. Más allá de $x = X_m$, la tensión inducida es menor que la U_{CDA} , y por lo tanto no ocurren contorneos.

Como puede notarse, tanto D_g y X_m , se incrementan con el aumento de la corriente, y X_m debe ser igual o mayor que D_g para que alguna tensión inducida exista.

Para una corriente específica mayor que I_{sc} (corriente para la cual las distancias D_g y X_m son iguales), el número de descargas que producen una tensión más grande que la U_{CDA} es igual a la distancia horizontal $X_m - D_g$ multiplicada por la longitud de la Línea L y la densidad de descarga N_g , por lo tanto, la diferencial de tasa de contorneo por sobretensión inducida $dTCTI$ es:

$$dTCTI = 2N_gL(X_m - D_g)f(I)dI \quad (2.78)$$

Y considerando todas las corrientes de descarga, el número de descargas que producen una tensión mayor que la U_{CDA} , aquí denotado como $TCTI$ o tasa de contorneo por sobretensión inducida, es

$$TCTI = 2N_gL \int_{I_{sc}}^{\infty} (X_m - D_g)f(I)dI \quad (2.79)$$

2.5.3 Considerando la presencia de un conductor de guarda o conductor neutro

Si un conductor neutro, o conductor de guarda, o algún otro conductor están presentes, y si este conductor no está aterrado, la tensión sobre este otro conductor puede ser calculada por la ecuación 2.74.

De la figura 2.27, establezcamos que este otro conductor sea un conductor neutro, el cual se halla a una altura h_g y ubicada directamente debajo del conductor más alto el cual tiene una tensión V_c . Convengamos en que la tensión sobre este conductor más bajo sea V_g . Luego la tensión entre estos conductores, denotada como V_I , es simplemente $V_c - V_g$.

$$V_I = \frac{30IK_V(h_c - h_g)}{x} \quad (2.80)$$

Sin embargo, si el conductor ubicado debajo esta aterrado a través de una resistencia R , la tensión sobre este conductor disminuye, y la tensión entre los conductores se incrementa.

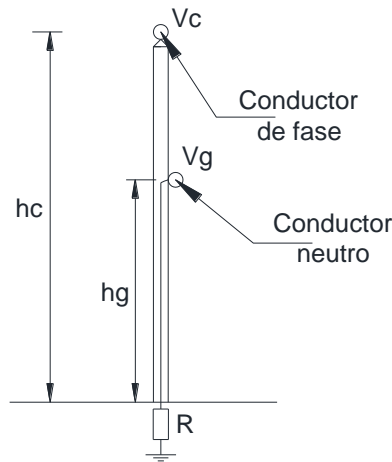


Fig. 2.27 Estructura con un conductor de fase y neutro

Para obtener una aproximación de esta tensión, considerar el circuito de la figura 2.28, donde la tensión inducida sobre los conductores, calculado por la ecuación 2.74, son denotados por V_c y V_g .

Luego las tensiones resultantes son:

$$V''_c = V_c - \frac{Z_m}{Z_g + 2R} V_g \quad (2.81)$$

$$V''_g = \frac{2R}{Z_g + 2R} V_g \quad (2.82)$$

Donde Z_m es la impedancia mutua, Z_g es la impedancia del conductor neutro, y R es la resistencia de puesta a tierra de la estructura. En consecuencia, la sobretensión inducida que solicita el aislamiento viene dada por:

$$V_I = \frac{30IK_V}{x} \left[h_c - \frac{Z_m + 2R}{Z_g + 2R} h_g \right] \quad (2.83)$$

Y X_m por:

$$X_m = \frac{30IK_V}{U_{CDA}} \left[h_c - \frac{Z_m + 2R}{Z_g + 2R} h_g \right] \quad (2.84)$$

Notar que la sobretensión inducida que solicita el aislamiento se incrementa conforme la resistencia de puesta a tierra disminuye, en consecuencia, bajas resistencia de puesta a

tierra resulta en altas sobretensiones, lo cual es contrario a las descargas que terminaban sobre sobre la estructura.

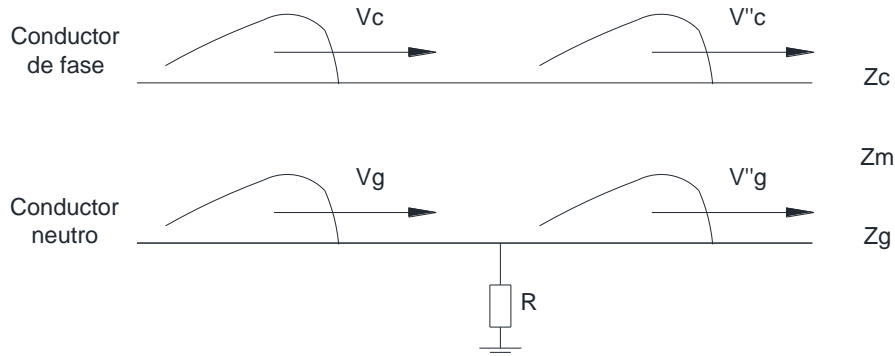


Fig. 2.28 Incremento de tensión a través del aislamiento

La tasa de contorno por sobretensión inducida $TCTI$ para este caso es:

$$TCTI = 2N_g L \int_{I_{sc}}^{\infty} (X_m - D_g) f(I) dI \quad (2.85)$$

Hasta ahora se ha considerado el otro conductor ubicado debajo del conductor de fase, no obstante las ecuaciones presentadas anteriormente son igualmente válidas para el caso de un conductor ubicado sobre el conductor de fase, como es el caso de los conductores de guarda.

Un análisis de las ecuaciones hace notar que el valor de la $TCTI$ será inferior cuando se considera el conductor de guarda encima del conductor de fase, respecto de considerar el conductor neutro debajo del conductor de fase. Esto es a causa principalmente del valor de X_m dado por la ecuación 2.84. Si el conductor de fase es el más alto, el X_m es mayor al calculado cuando consideramos que el conductor de guarda es el más alto, ello conlleva a una reducción en la $TCTI$.

De las ecuaciones y el análisis presentado aquí, contorneos entre conductores de fase no parecen ser posibles, desde que la diferencia de tensión es pequeña para fases configuradas verticalmente. Otro posible contorno es a tierra, pero en este caso el U_{CDA} es más grande que los vistos anteriormente, en el orden de 2000 a 3000 kV, en consecuencia los contorneos para estos casos son remotos. El peligro viene de las descargas que terminan sobre los conductores de fase, los cuales resultan en muy altas sobretensiones. Por ejemplo, la tensión sobre el conductor para una descarga al conductor es $IZ/2$ para las cuales la corriente crítica en EAT está en el rango de 9 a 13 kA (aproximadamente 90% de las descargas tienen corrientes mayores a estos valores).

2.6 Aplicación de Autorecierres en Líneas aéreas

La aplicación de un esquema de autorecierre es un buen método establecido para reponer el servicio de una Línea después de un disparo por motivo de una falla

transitoria; ya que la mayoría de las fallas en las líneas de transmisión son temporales por naturaleza, permite la correcta re-energización de la línea de transmisión en cuestión, por tal motivo, es imprescindible la correcta determinación del tiempo muerto, tiempo que permanece desconectada la línea de transmisión después de despejada la falla ya que este tiempo es el que asegura la completa desenergización del arco eléctrico.

Un recierre cuando el arco eléctrico no ha sido extinguido por completo puede provocar la re-alimentación de la falla, lo que es conocido como un recierre en falla. Tales esquemas de recierre han sido la causa de un sustancial incremento en la continuidad del servicio. El principal beneficio, especialmente, en sistemas de alta tensión, es mantener el sincronismo y la estabilidad del sistema.

Los parámetros principales para el ajuste del recierre son el ajuste del tiempo muerto y el tiempo de restauración (reclaim time), los criterios de ajuste del recierre así como los parámetros necesarios se detallan a continuación:

a) Tiempo de operación del relé (tR)

Es el tiempo que el relé demora en detectar la falla hasta el envío de la señal de apertura del interruptor. En los relés numéricos este tiempo se encuentra entre 10 ms y 50 ms.

b) Tiempo de apertura del interruptor (tCB)

Es el tiempo que demora el interruptor desde la energización de la bobina de disparo hasta la extinción del arco dentro del interruptor.

Para interruptores de 138 kV y 220 kV, este tiempo se encuentra entre 20 y 60 ms, dependiendo de la magnitud de la corriente de falla y el valor instantáneo de la corriente durante el inicio de la apertura del interruptor.

c) Tiempo de cierre del interruptor (tCL):

Es el tiempo comprendido entre el mando de cierre de la protección hasta el cierre de los contactos del interruptor, el cual es aproximadamente igual a 85 ms.

d) Tiempos de aclaramiento de las fallas (tF)

Es el tiempo comprendido desde el inicio de la falla hasta la desionización del arco eléctrico ante el aclaramiento de la falla.

Por lo que se tiene:

$$tF = tR + tCB$$

Los tiempos de recierre, en los cuales sus ajustes requieren considerar las características de la línea, son principalmente el ajuste del tiempo muerto y el tiempo de reposición.

e) Tiempo muerto (tDEAD)

Es el intervalo en el que la fase en falla permanece sin tensión y de un valor tal que se garantice la extinción de la falla fugaz, antes de emitir la orden del recierre. La elección del valor de ajuste contemplará dos valores límites:

- Valor mínimo: atendiendo a los valores mínimos del tiempo de desionización del arco eléctrico, durante el tiempo muerto.
- Valor máximo: de acuerdo al compromiso de la estabilidad transitoria para escenarios de operación crítica.

El mínimo tiempo muerto para el ajuste del recierre depende principalmente de dos factores:

- Tiempo de extinción del arco eléctrico.
- Características del interruptor.

El tiempo de desionización del arco eléctrico (tDAC) en la cadena de aisladores depende de la tensión de la línea de transmisión, distancias entre los conductores, magnitud y duración de la corriente de falla, velocidad del viento y acoplamiento capacitivo de los conductores adyacentes. Como el nivel de tensión de la línea de transmisión es el factor determinante, el mínimo tiempo de desionización del aire puede ser especificado de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla Nº 2.3 Tiempos mínimos de desionización del arco eléctrico para una línea de transmisión de 220 kV [5]

	Disparo trifásico	Disparo monofásico
Tiempo mínimo de desionización del arco eléctrico	280 ms	560 ms

Entonces el ajuste mínimo del tiempo muerto en el relé es igual a:

Para recierre trifásico:

$$t_{DEAD} = t_{CB} + t_{DAC} - t_{CL} = 50 \text{ ms} + 280 \text{ ms} - 85 \text{ ms}$$

$$t_{DEAD} = 245 \text{ ms}$$

Para recierre monofásico:

$$t_{DEAD} = t_{CB} + t_{DAC} - t_{CL} = 50 \text{ ms} + 560 \text{ ms} - 85 \text{ ms}$$

$$t_{DEAD} = 525 \text{ ms}$$

f) Tiempo de reposición (tRECLAIM)

Es el tiempo durante el cual, luego de un recierre exitoso, debe inhibirse la posibilidad de un nuevo recierre, con el fin de permitir la recuperación térmica de las cámaras de los interruptores.

Luego de cumplirse el tiempo de reposición, el interruptor queda habilitado para una nueva secuencia de recierre. Normalmente el tiempo de reposición en nuestro medio se ajusta entre 10 s y 20 s.

En la presente tesis el ajuste adecuado del tiempo muerto y todo el sistema de protección ligado al esquema de recierre se le denomina “Eficacia del Sistema de Protección” y representa el porcentaje de contorneos en la Línea que son extinguidos y por tanto no se traducen en salida de servicio de la energía eléctrica.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE UN MODELADOR PARA CALCULAR LA TASA TOTAL DE DESCONEXIONES POR RAYO

En este capítulo se describe la formulación de una herramienta de modelado, que permite estimar el valor de la tasa de desconexiones en líneas aéreas de transmisión y distribución debido a descargas atmosféricas.

La metodología consiste en realizar tres procedimientos para calcular:

- La tasa de desconexiones por falla de apantallamiento
- La tasa de desconexiones por contorneo inverso.
- La tasa de desconexiones por tensiones inducidas.

Para luego determinar una tasa de desconexiones de diseño y con esta información determinar de los parámetros que intervienen en el cálculo (por ejemplo: ángulo de apantallamiento, resistencias de puesta a tierra de las estructuras, tensión disruptiva del aislamiento, etc.) cuales son más factible de modificar a fin de obtener la tasa de desconexiones deseada.

Dichos procedimientos se han realizado en VBA (Visual Basic for Applications), lenguaje de macros de Microsoft Visual Basic que se utiliza para programar aplicaciones Windows y que se incluye en varias aplicaciones Microsoft, en particular se realizó en Microsoft Excel.

3.1 Programa de Cálculo de Tasa de Fallas.

El programa consiste principalmente en utilizar las ecuaciones que se describieron en el capítulo 2.

3.1.1 La tasa de contorneos por falla de apantallamiento:

La tasa de contorneos por falla de apantallamiento viene dada según la ecuación 2.16 por:

$$TCFA = 2N_g L \int_{I_c}^{I_m} D_c f(I) dI$$

La función de densidad de probabilidad Logarítmico-Normal $f(I)$ es una función disponible en Microsoft Excel (programa en el cual se desarrolla el modelo), cuyos parámetros fueron descritos en el apartado 2.2.

La densidad de descargas a tierra N_g se obtiene con la ecuación 2.1, la corriente crítica I_c con la ecuación 2.15, la distancia de exposición del conductor de fase D_c se calculan de

acuerdo con la ecuación 2.12 como:

$$D_c = r_c [\cos\theta - \cos(\alpha + \beta)]$$

Con:

$$\beta = \sin^{-1}\left(\frac{c}{2r_c}\right) = \sin^{-1}\left(\frac{\sqrt{a^2 + (h-y)^2}}{2r_c}\right) = \sin^{-1}\frac{(h-y)\sqrt{1 + \tan^2\alpha}}{2r_c}$$

Y los ángulos θ y α son:

$$\theta = \sin^{-1}\left(\frac{r_g - y}{r_c}\right)$$

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{a}{h-y}\right)$$

Conforme a las ecuaciones 2.9, 2.10 y 2.11 respectivamente.

Las ecuaciones empleadas para el cálculo de las distancias críticas r_c y r_g son las ecuaciones de Brown-Whitehead:

$$r_c = 7.1 * I^{0.75}$$

$$r_g = 6.4 * I^{0.75}$$

(Ecuaciones de Brown-Whitehead)

Donde:

r_c : Distancias de atracción del conductor de fase o guarda.

r_g : Distancia de atracción del plano de tierra.

El último término a determinar para poder estimar la tasa de contorneos por falla de apantallamiento $TCFA$ es la corriente máxima I_m sobre la cual las descargas ya no impactaran sobre el conductor de fase ($D_c = 0$).

Para determinar este valor se usa un proceso iterativo el cual consiste en evaluar la distancia de exposición D_c desde el valor mínimo entre la corriente crítica I_c o el menor valor de los registros de la data de Cigré (3 kA). A partir de este valor mínimo de corriente I_{min} se evalúa la distancia de exposición y se va aumentando la corriente hasta que la distancia de exposición D_c sea igual a cero, el valor así hallado es el valor de I_m .

Ya que la función a integrar para obtener el $TCFA$ es "compleja" y debido a que se quiere obtener una buena aproximación en los resultados, se ha optado por usar el método de integración numérica de Simpson Compuesta para el cálculo de la integral en la expresión del $TCFA$.

3.1.2 La tasa de contorneo inverso:

La tasa de fallas por contorneo inverso viene dada según la ecuación 2.69 por:

$$TCI = 0.6 \times N_L \times P(I_C)$$

Con:

$$P(I_C) = P(I \geq I_C) = \int_0^{\infty} \int_{I_C}^{\infty} f(I|t_f) \cdot f(t_f) dI dt_f$$

Y

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

De acuerdo a la ecuaciones 2.67 y 2.4 respectivamente.

Con respecto a la ecuación que permite calcular la probabilidad de que la corriente de una descarga atmosférica sea superior o igual a I_C , es posible realizar una simplificación. Dicha probabilidad se determina a partir de la función de densidad de probabilidad condicional de I (intensidad de la corriente de rayo) dado el tiempo de frente (t_f) de la onda de rayo. A modo de simplificación, es deseable independizar el cálculo de la probabilidad de ocurrencia de contorneo inverso del tiempo de frente (t_f), esto es posible de realizar con la expresión que relaciona I_C (en kA) y t_f (en μ s) [1,6] que se muestra en la ecuación (3.1):

$$t_f = 0.154 \times I^{0.624} \quad (3.1)$$

Luego el cálculo de la TCI queda determinada por la ecuación (3.2) y se convierte en un proceso iterativo en t_f :

$$TCI = 0.6 \times N_L \times P(I > I_C) \quad (3.2)$$

Además, la probabilidad $P(I > I_C)$ se puede escribir en función de la probabilidad Logarítmico-Normal Acumulada, como se muestra en la ecuación (3.3):

$$P(I > I_C) = 1 - F(I) \quad (3.3)$$

Dónde:

$F(I)$: Función de densidad de probabilidad Logarítmico-Normal Acumulada, función disponible en Microsoft Excel (programa en el cual se desarrolla el modelo), cuyos parámetros fueron descritos en el punto 2.2.

El cálculo de la corriente crítica de rayo para la cual se produciría contorneo inverso, es un proceso iterativo, donde dos bucles son requeridos, el bucle externo para el tiempo de frente del impulso de rayo t_f y el bucle interno para la resistencia de impulso de los electrodos de puesta a tierra de alta frecuencia R_i .

Primero se selecciona el tiempo de frente inicial, en seguida, se supone un valor de R_i alrededor de 50% de la resistencia de tierra de baja corriente R_0 y se resuelve I_C (corriente crítica para la cual se produciría arco inverso) [6]. Luego de calculado I_C e I_R (corriente a través de la resistencia de puesta a tierra), se determina R_i a partir de I_R . Si R_i no está dentro del grado de precisión deseado con respecto al valor inicial, se itera sobre R_i .

Cuando el valor de R_i es satisfactorio ($|R_i^n - R_i^{(n+1)}| < \epsilon$), se calcula el tiempo de frente t_f a partir de la corriente crítica I_C obtenida y si este t_f no coincide con el tiempo de frente supuesto ($|t_f^n - t_f^{(n+1)}| < \eta$), se itera. Finalmente se calcula la $TCTI$.

El diagrama de flujo del cálculo del BFR se muestra a continuación en la Figura 3.1:

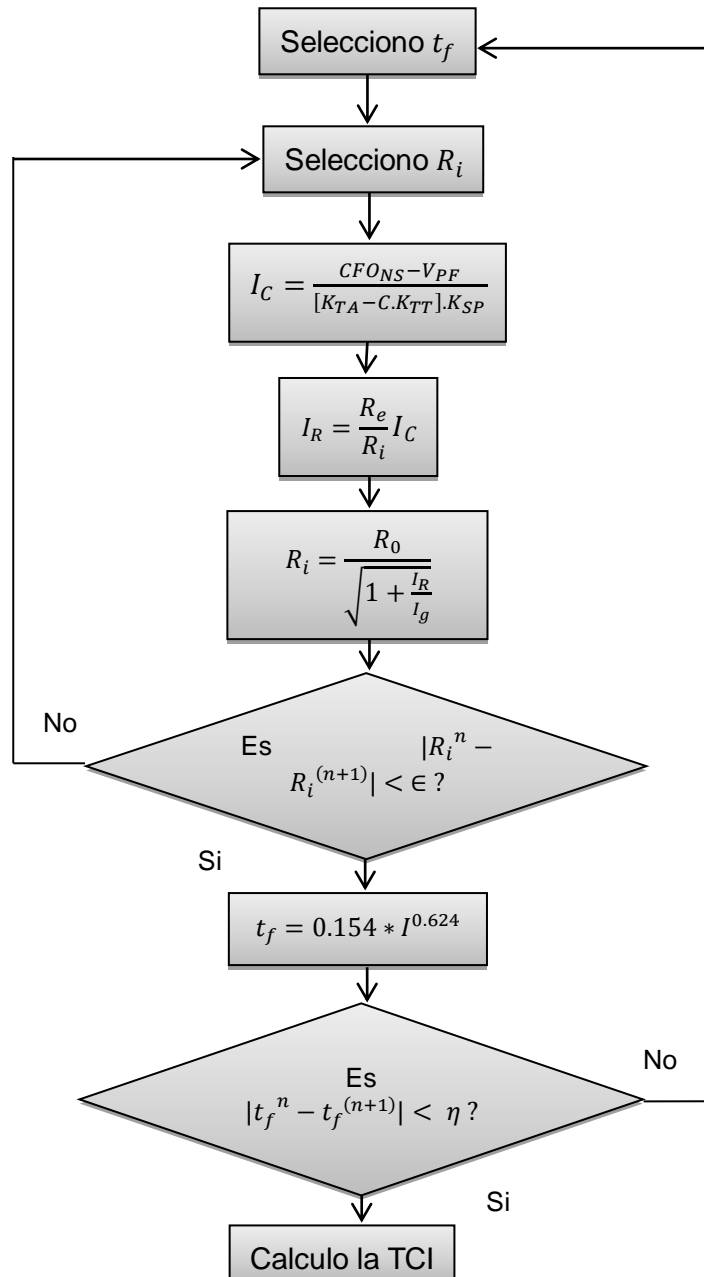


Fig. 3.1 Diagrama de flujo para el cálculo del TCI

3.1.3 La tasa de contorneo por sobretensión inducida:

La tasa de contorneos por sobretensión inducida viene dada según la ecuación 2.85 por:

$$TCTI = 2N_g L \int_{I_{sc}}^{\infty} (X_m - D_g) f(I) dI$$

Con D_g y X_m dadas por:

$$D_g = \sqrt{r_{cc}^2 - (r_g - h_c)^2}$$

$$X_m = \frac{30IK_V}{CFO} \left[h_c - \frac{Z_m + 2R}{Z_g + 2R} h_g \right]$$

Según las ecuaciones 2.72 y 2.84 respectivamente

Al igual que en la estimación de la tasa de contorneos por falla de apantallamiento las ecuaciones de las distancias críticas r_{cc} y r_g son la ecuaciones de Brown-Whitehead.

Para el cálculo de impedancias propias y mutuas se usan las ecuaciones 2.28 y 2.29.

Por las mismas razones que se dio para la estimación del valor de la $TCFA$, el método de integración numérica empleado aquí para el cálculo de la integral en la expresión de la $TCTI$ también es el de método Simpson Compuesta.

3.1.4 Tasa de desconexiones (TD) y Tasa de fallas por Contorneo (TC)

De todas las fallas por contorneo que se presentan en Líneas aéreas como consecuencia de las descargas atmosféricas que la afectan, la mayoría de estas son transitorias y no todas evolucionan en salidas del servicio siempre que la misma cuente con un sistema de protección asociado tal como se explicó en el punto 2.6.

La tasa de desconexiones de la Línea (salidas del servicio) es un valor que está relacionado con la tasa de contorneos y con el adecuado ajuste de parámetros de los equipos de protección (aplicación del esquema de Autorecierre) instalados para poder despejar las fallas transitorias.

Para el cálculo de la tasa de desconexiones TD , se propone la siguiente ecuación:

$$TD = TC * \eta \quad (3.4)$$

Donde η es la efectividad asociada con el Sistema de Protección, es decir cuan "buen" ajustado está el esquema de autorecierre, y por tanto que porcentaje de los mismos se espera resultarán ser exitosos.

3.2 Interfaz del Programa para el cálculo de la tasa de desconexiones de la Línea.

La interfaz del programa fue desarrollada por medio de un Formulario de Microsoft Excel, con el fin facilitar la introducción de datos y también ayudar a evitar errores para los usuarios.

De acuerdo al desarrollo de esta tesis, las desconexiones de la línea atribuidas a descargas atmosféricas puede deberse a:

Descargas directas:

- Desconexiones por falla de apantallamiento
- Desconexiones por contorneo inverso (backflashover)

Descargas indirectas:

- Desconexiones por tensiones inducidas

Las interfaces hombre-máquina y los datos de entrada requeridos para cada uno de estos ítems se presentan en las figuras 3.2, 3.3, y 3.4.

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por falla de apantallamiento "TDFA" ✕

Datos

Condiciones de la zona e instalación

CFO kV Altitud msnm

Td días-tormentas/año

Conductor de fase mas expuesto

X fase m y m

Diametro mm

Conductores de guarda

X guarda m h m

Sg m

Eficacia del sistema de Protección

n %

Resultado

TDFA Desconexiones/(100km-año)

Fig. 3.2 Interfaz para la estimación del número de desconexiones por falla de apantallamiento

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI" ✕

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
fase B	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
fase C	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
C. Guarda 1	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
C. Guarda2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 3.3 Interfaz para la estimación del número de desconexiones por contorno inverso

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por sobretensión inducida "TDTI" ✕

Datos de la zona y la instalación

Td Días-tormentas/año

Rpat Ohm

CFO kV

ht m

Altitud msnm

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
fase B	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
fase C	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
C. Guarda 1	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
C. Guarda2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Eficacia del sistema de Protección

n %

Resultado

TDTI Desconexiones/(100km-año)

CALCULAR

MOSTRAR REPORTE

SALIR

Fig. 3.4 Interfaz para la estimación del número de desconexiones por sobretensiones inducidas

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Comparación de resultados

La comparación entre las tasas de fallas previstas con las tasas de fallas actuales en una línea de transmisión es a menudo una tarea incierta. En primer lugar, solo existen un número reducido de datos de campo disponibles. En segundo lugar, incluso si los parámetros físicos están adecuadamente definidos (usualmente no lo están), nunca existe la certeza de como la resistencia de puesta a tierra fue medida, como el terreno circundante afecta el desempeño de la línea frente a caídas de rayos, y más importante, cual es la densidad de caída de rayos de la zona en cuestión.

Ciertos grupos dedicados a estudiar el rendimiento de las Líneas frente a las descargas atmosféricas, han recolectado datos de desempeño de Líneas. De estos datos, algunos han sido publicados. Varias Líneas fueron seleccionadas para tener una documentación adecuada de las tasas de fallas producidas por descargas atmosféricas.

4.2 Evaluación del desempeño de la L.T Aguaytía-Paramonga Nueva frente a las descargas atmosféricas

4.2.1 Antecedentes

La Línea de interconexión de 220 kV que une la Central Térmica de Aguaytía al Sistema Eléctrico Nacional en la subestación Paramonga Nueva, con un total de 392 Km, de ruta entró en servicio en julio de 1998; inicialmente se componía de dos segmentos, el primero de 73 Km entre las SS.EE. Aguaytía – Tingo María Línea (L-2251), y el segundo de 319 Km entre las SS.EE. Tingo María y Paramonga Nueva, que posteriormente en enero del 2001 fue a su vez seccionado en media ruta en el paraje llamado Vizcarra, para desde allí asimismo facilitar la conexión del Sistema Eléctrico de Antamina al Sistema Interconectado Nacional, conformando dos nuevos tramos, uno denominado Línea (L-2252) de 173 Km entre las SS.EE. Tingo María y Vizcarra (de Antamina CMA) y el otro de 146 Km denominado Línea (L-2253) entre las SS.EE. Vizcarra y Paramonga Nueva (de Red de Energía del Perú – REP), por lo que en adelante se utilizarán los citados códigos para mencionar separadamente cada uno de los tramos de línea eléctrica troncal, cuyo esquema de operación que incluye las SSEE y los principales componentes, se ha resumido en la Fig. 4.1.

Los informes de explotación muestran que desde el inicio de la operación en período de garantía y ajustes técnicos, la Línea Eléctrica fue objeto de la incidencia de las descargas atmosféricas, especialmente en los segmentos (L-2251) y (L-2252) que conjuntamente tiene una Ruta de Selva Baja de 37 Km que empieza en Aguaytía a 303 m.s.n.m. continuando en Selva Alta por un trecho de 36 Km donde alcanza una cota de hasta 1 810 m.s.n.m. pasando luego por Tingo María que se ubica a 682 m.s.n.m., totalizando unos 128 Km, a los que siguen unos 10 Km en rápido ascenso hacia los tramos de Alta Cota próximos y superiores a 4 000 m.s.n.m. a partir de la S.E. Vizcarra que se ubica a 3625 m de elevación.

Dichas características de las tres quintas partes iniciales de la ruta de la Línea Eléctrica total, aunados a los niveles isoceraúnicos, las altas corrientes de rayo y el incremento de la resistencia de Dispersión de las puestas a tierra con el tiempo, la hacen proclive a impactos de rayo y a fallas consecutivas, lo cual se explica con los datos consignados en la Tabla 4.32, que muestran una tendencia al incremento de las desconexiones con una frecuencia de 13 descargas de rayo directo a la Línea con corrientes superiores a las corrientes críticas ya sea correspondientes al impacto sobre el conductor como a impactos sobre las estructuras, lo cual finalmente se traduce en una tasa de 2.55 desconexiones/100 Km/año que casi duplican en magnitud a la tasa justificativa de construcción de 1.37 desconexiones/100 Km/año que consideraba el apantallamiento con un solo cable de guarda.

Otra inferencia notable que resulta de la observación de los datos consignados en la Tabla 4.32, es que el segmento de línea L-2253 entre las subestaciones Vizcarra y Paramonga Nueva, no presenta eventos de Rayo con participación del recierre, es decir contingencias de descarga atmosférica que hayan sido detectadas por la protección de distancia; lo cual no excluye que realmente hayan podido ocurrir sin necesariamente producir falla fase-tierra, por lo que el estudio también ha examinado la zona de ruta de ascenso en el lado de la vertiente oriental, dado que un informe de mantenimiento correctivo señala que en esa zona hubo reemplazo de cadena de aisladores, se supone que por daño de falla eléctrica.

4.2.2 Características de la Línea de Transmisión Aguaytía - Paramonga Nueva 220 kV.

La tabla 4.1 resume las características más importantes de la línea de transmisión Aguaytía-Paramonga Nueva 220 kV de Eteselva S.R.L para la posterior evaluación de su desempeño frente a las descargas atmosféricas.

Las estructuras típicas empleadas en el proyecto se muestran en las figuras 4.2 y 4.3.

Para el presente estudio se ha considerado el empleo de la estructura de suspensión

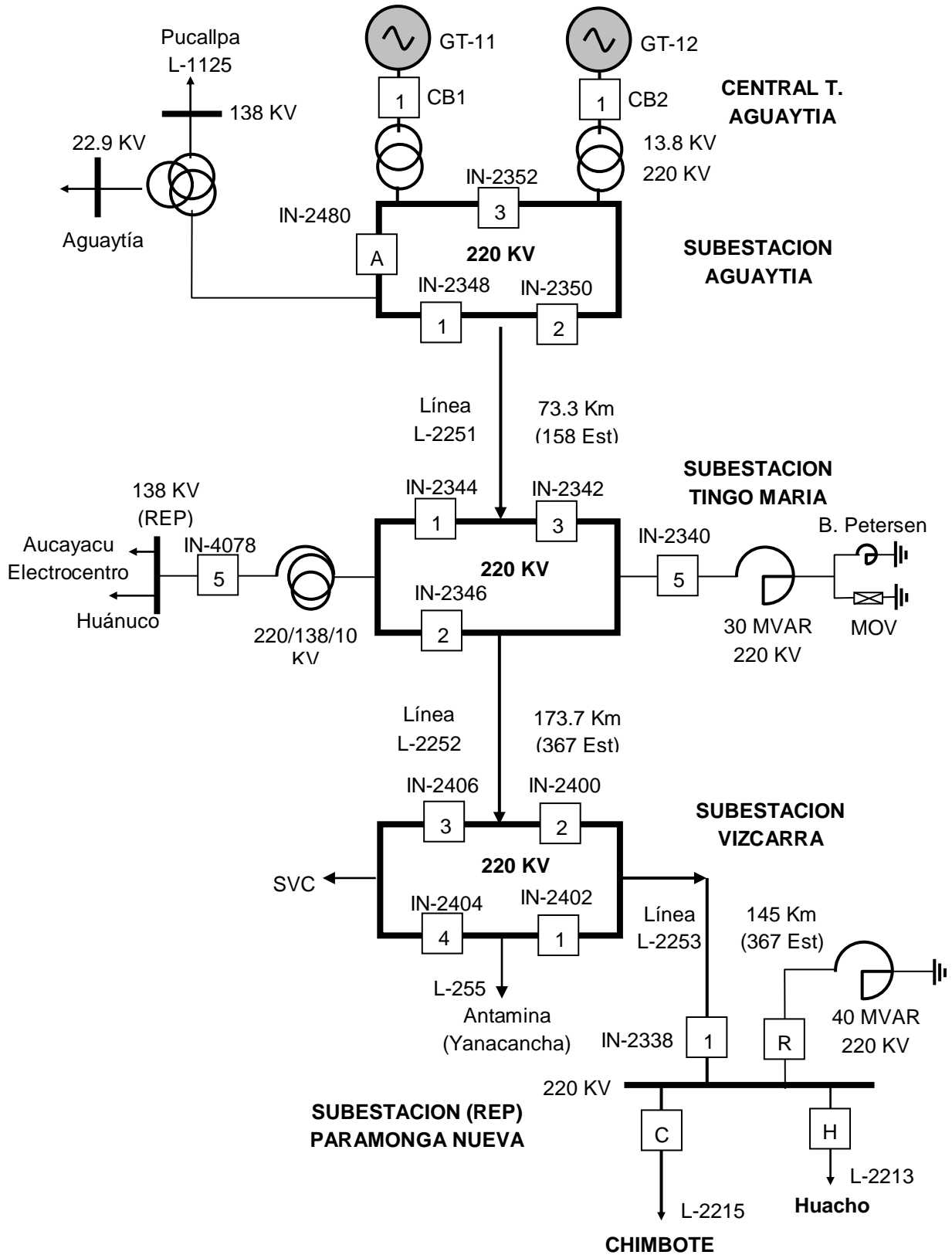


Fig. 4.1 L.T. Aguaytía – Paramonga Nueva de Eteselva S.R.L.– Esquema unifilar de Líneas y Subestaciones –

Tipo 22A.2TM para estructuras ubicadas por debajo de los 4000m y la estructura de suspensión Tipo 22A1.2T para estructuras ubicadas por encima de los 4000 m.

Tabla Nº 4.1 Línea de transmisión Aguaytía-Paramonga Nueva 220 kV

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
Longitud de la línea	392 km
Longitud del vano promedio (asumido)	500 m
Tensión Nominal	220 kV
Tensión disruptiva del aislamiento "U _{CDA} "	(Según Zona) kV
Altura de la instalación	(Según Zona) m.s.n.m
Material de la estructura	Celosía
RPAT de las estructuras (asumido)	25 Ohm
Nivel Isoceraúnico	(Según Zona) días-tormenta/año
Resistividad del terreno	800-1200 Ohm-m

La tabla 4.2 muestra la clasificación de la ruta de la Línea según zonas. Esta clasificación se hace atendiendo a la cota de la instalación donde se encuentra ubicada cada estructura en particular.

Tabla Nº 4.2 L.T. Aguaytía-Paramonga Nueva de Eteselva S.R.L -Tensiones impulsionales de sostenimiento de las cadenas de aisladores según zonas-

Zona de Aislamiento	Aisladores / cadena unid.	Tensión CN Sostenimiento. kVc/cad.	Cota de la Estructura (m)	Cota usada en el estudio
Zona I ≤ 1000 m	15	1 160	1 000	1000
			2 000	
Zona II $1000 \text{ m} < h \leq 2500$ m	16	1 230	2 000	2500
			2 500	
Zona III $2500 < h \leq 3500$ m	19	1 440	2 500	3500
			3 500	
Zona IV Zona E $h \geq 4000$ m	21	1 575	3 500	4000
			4 000	
			4 500	

ABREVIATURAS

CN : CONDICIONES NORMALES

CS : CONDICIONES DE SITIO

Con las estructuras empleadas de la figura 4.2 y 4.3 (según nos encontremos debajo o sobre los 4000 m de cota), y con los datos del número de aisladores empleados (según la clasificación de la zona), es posible obtener la ubicación de los conductores de fase y guarda sobre la estructura. Esta ubicación (coordenadas x e y) se muestran en las tablas

4.3, 4.4, 4.5 y 4.6.

Tabla N° 4.3 Ubicación y diámetro de los conductores sobre la estructura (Zona I)

Conductor	x	y	Diámetro
Guarda (G)	-3.22 m	31.5 m	9.14 mm
Fase (S)	-3.75 m	26.21 m	31.62 mm
Fase (R)	-5.58m	19.86 m	31.62 mm
Fase (T)	5.58m	19.86 m	31.62 mm

Tabla N° 4.4 Ubicación y diámetro de los conductores sobre la estructura (Zona II)

Conductor	x	y	Diámetro
Guarda (G)	-3.22 m	31.5 m	9.14 mm
Fase (S)	-3.75 m	26.06 m	31.62 mm
Fase (R)	-5.58m	19.71 m	31.62 mm
Fase (T)	5.58m	19.71 m	31.62 mm

Tabla N° 4.5 Ubicación y diámetro de los conductores sobre la estructura (Zona III)

Conductor	x	y	Diámetro
Guarda (G)	-3.22 m	31.50 m	9.14 mm
Fase (S)	-3.75 m	25.63 m	31.62 mm
Fase (R)	-5.58m	19.28 m	31.62 mm
Fase (T)	5.58m	19.28 m	31.62 mm

Tabla N° 4.6 Ubicación y diámetro de los conductores sobre la estructura (Zona IV)

Conductor	x	y	Diámetro
Guarda (G)	-4.051 m	33.00 m	9.14 mm
Fase (S)	-4.57 m	25.53 m	31.62 mm
Fase (R)	-6.37 m	18.53 m	31.62 mm
Fase (T)	6.37 m	18.53 m	31.62 mm

Otra de las características importantes en la evaluación del desempeño frente a descargas atmosféricas de una Línea aérea es el nivel isoceraúnico presente a lo largo del recorrido de esta, dado que mayores niveles isoceraúnicos conllevará a una mayor tendencia a las desconexiones de la Línea.

La tabla 4.7 muestra la estimación de los niveles isoceraúnicos en la ruta de la Línea Aguaytía–Paramonga 220 kV.

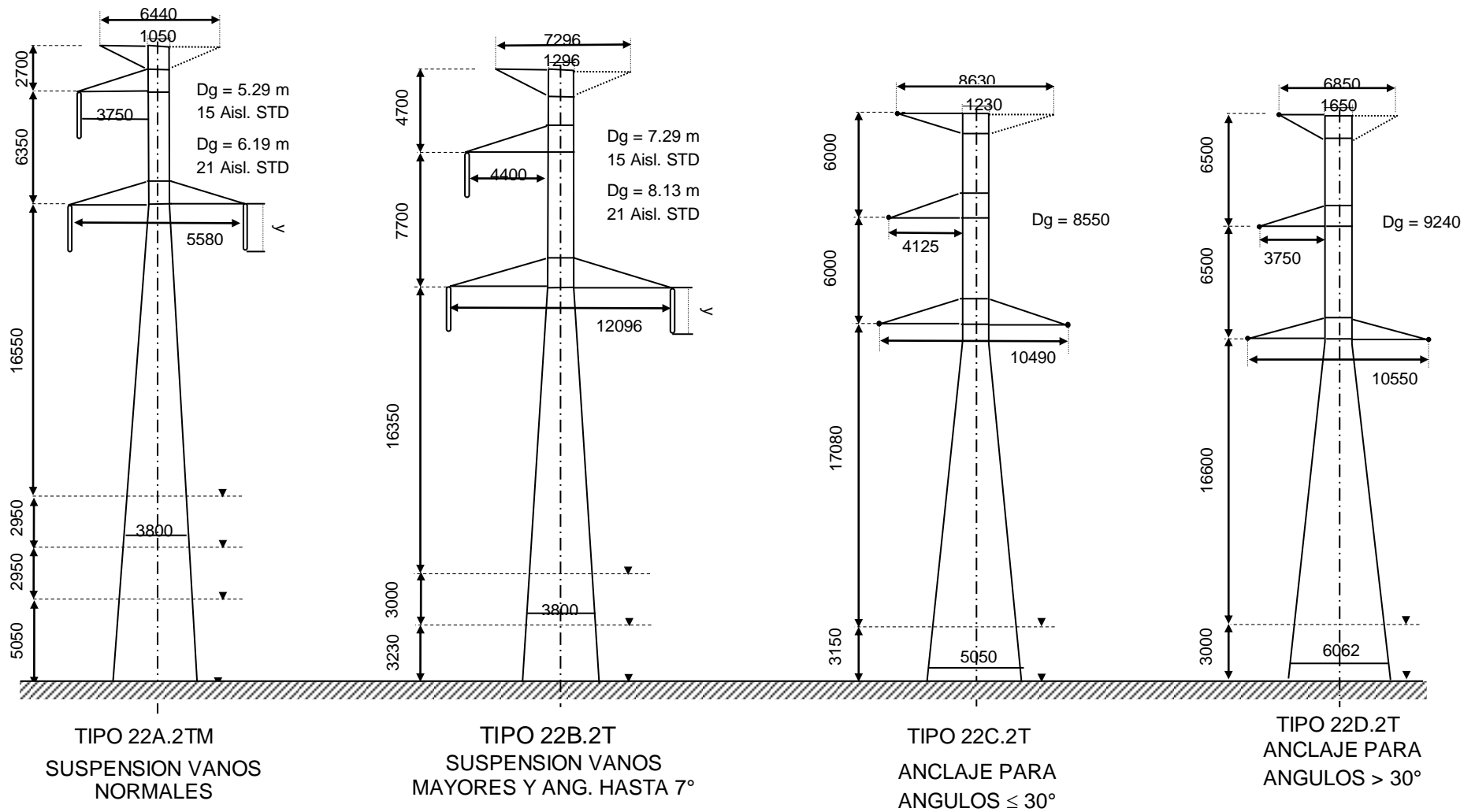


Fig. 4.2 L.T. Aguaytía – Paramonga Nueva de Eteselva S.R.L., - Estructuras para ruta por debajo de la cota 4000 m -

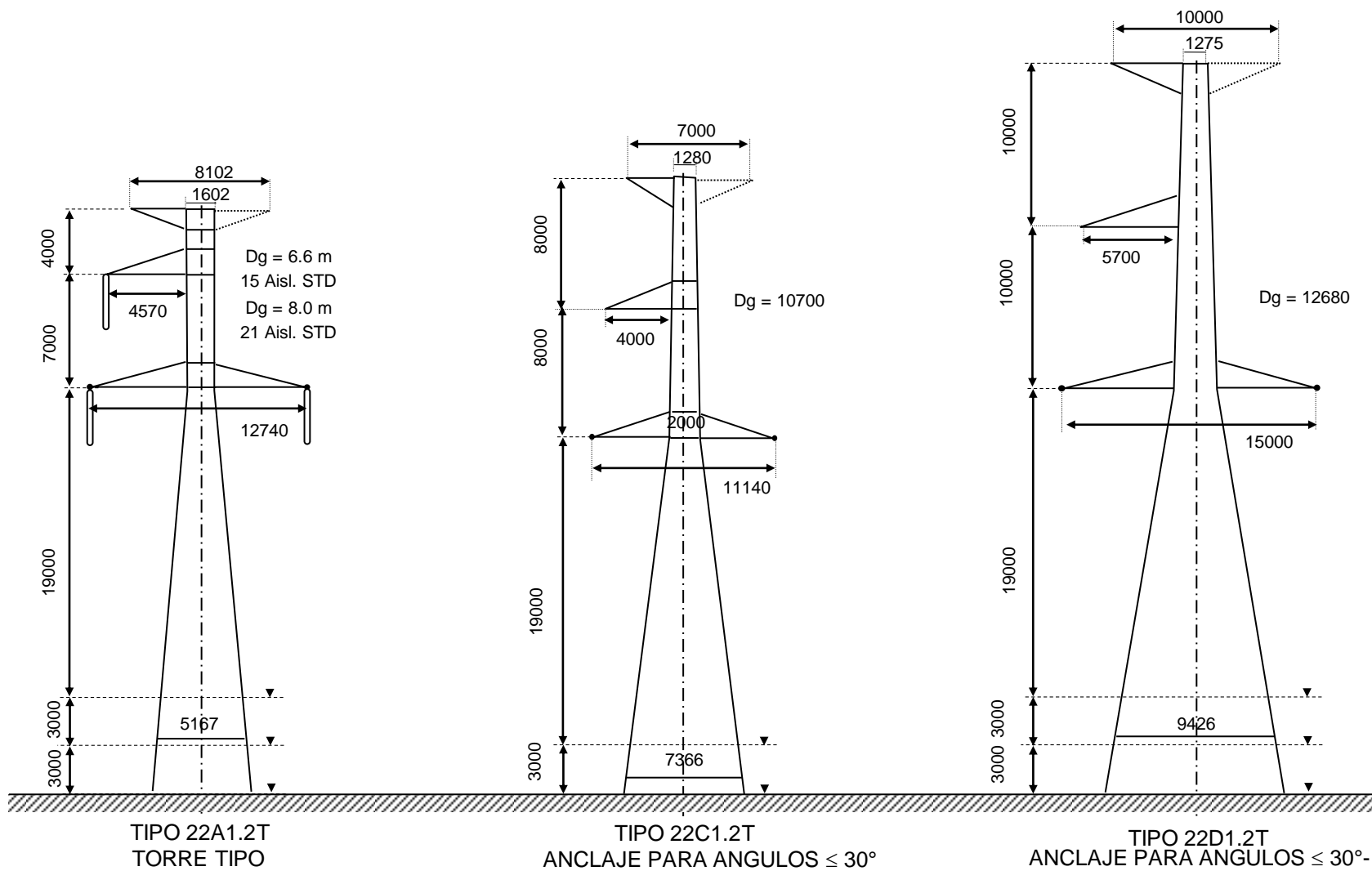


Fig. 4.3 L.T. Aguaytía – Paramonga Nueva de Eteselva S.R.L., - Estructuras para ruta por encima de la cota 4000 m -

Para la evaluación de la presente Línea se ha realizado una nueva división que atiende a la clasificación de la zona y al tipo de estructura empleada a lo largo del recorrido de la misma a partir de la subestación Aguaytía (kilómetro cero) hasta la subestación Paramonga (kilómetro 392). Esta nueva división se muestra en la tabla 4.8.

Tabla Nº 4.7 Estimación de los niveles isoceraúnicos en la ruta de la Línea Aguaytía–Paramonga 220 kV

Ruta progresiva	Nivel Isoceraúnico (K) días torm/año	Tramo afectado (km)	Torre final del tramo
S.E. Aguaytía	90	0	PÓRTICO
S.E. AGU + 27 KM	90	27	T-59
S.E. AGU + 56 KM	80	29	T-125
S.E. AGU + 73 KM	70	17	T-158
S.E. TINGO MARÍA	70	0	PORTICO
S.E. T.M. + 54 KM	60	54	T-110
S.E. T.M. + 112 KM	50	58	T-222
S.E. T.M. + 173 KM	40	61	T-365
S.E. VIZCARRA	40	0	CELDA
S.E. VIZ + 17 KM	40	17	T-399
S.E. VIZ + 60 KM	30	43	T-511
S.E. VIZ + 89 KM	15	29	T-612
S.E. VIZ + 110 KM	5	21	T-
S.E. VIZ + 149 KM	0	39	T-

Tabla Nº 4.8 Características en los diferentes tramos de Línea: Zona, Longitud, Resistividad y Nivel isoceraúnico en la ruta de la Línea Aguaytía–Paramonga 220 kV

Tramo (km-km)	Zona	Longitud	Resistividad	Nivel Isoceraúnico
0–27	I	27	1200	90
27–53	II	21	1200	80
53–85	I	32	1200	80
85–125	II	40	1200	60
125–140	III	15	1000	50
140–155	II	15	1100	50
155–163	III	8	1000	50
163–175	II	12	1100	50
175–182	III	7	1000	50
182–210	IV	28	900	40
210–218	III	18	1000	40
218–264	IV	46	900	40
264–307	IV	43	900	30
305–315	III	10	900	15
315–340	II	25	900	15
340–351	I	11	800	5
351–392	I	39	800	0

4.2.3 Cálculos y resultados

Se hace uso del programa digital UNI-FIEE LIGHTNING para la estimación del número de desconexiones/ (100km-año):

a) Número de desconexiones por falla de apantallamiento

Las desconexiones por falla de apantallamiento dependen básicamente de la ubicación de los conductores de fase y guarda sobre la estructura, ya que según estén ubicadas sobre la estructura, se tendrá cierto ángulo de apantallamiento del conductor de guarda al conductor de fase, el cual funcionará como blindaje frente a los impactos de rayo que puedan caer directamente sobre el conductor de fase.

Las Estructuras de la Línea Aguaytía – Paramonga Nueva están dotadas de protección por Cable de Guarda que tiene un comportamiento disimétrico en el apantallamiento de los Conductores a ambos lados del eje de la Línea (Fig. 4a, Fig. 4b, Fig. 4c).

La ubicación disimétrica del Cable de Guarda permite utilizar un pequeño ángulo y un ángulo negativo de protección (muy eficaces), solo en el lado en que dicho apantallamiento se proyecta a las respectivas fases superior e inferior, no siendo lo mismo respecto de la fase baja que corre por el lado simétrico opuesto, donde el ángulo de apantallamiento supera los 30° que no contribuyen a una baja tasa de desconexiones en la Línea Eléctrica debido a una pobre protección.

La ubicación disimétrica del Cable de Guarda es aplicable con ventaja en los casos en que las estructuras están instaladas ya sea en un terreno en el que en uno de los lados las protuberancias naturales igualan o superan la altura de las estructuras, lo cual en el presente caso ocurre mínimamente en la ruta, o bien a lo largo de una trayectoria en laderas de cerros altos en la que estos actúan como atractores naturales de los rayos que se orientan hacia la fase baja apantallada con un ángulo mayor por el Cable de Guarda, lo cual es predominantemente el caso a lo largo de la ruta en Selva Alta y parcialmente en la zona de Sierra Baja

La ubicación de un conductor de fase o guarda sobre una estructura en particular es función del tipo de estructura y del número de aisladores empleados, la cual es a su vez función de la zona donde se encuentra ubicada la estructura. Por lo tanto, se desprende que la estimación del número de desconexiones por falla de apantallamiento debe realizarse únicamente por zonas.

Las figuras 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 y las tablas 4.9, 4.10, 4.11, 4.12 muestran respectivamente el empleo del programa digital de cálculo y el reporte arrojado por el mismo para las Zonas I, II, III y IV. Notar que la fase que se ingresa al programa de cálculo en cada Zona es la fase más expuesta a los rayos.

b) Número de desconexiones por contorno inverso

Para la estimación del número de desconexiones por contorneo inverso, se requiere además de los datos empleados para la estimación de la tasa de desconexiones por falla de apantallamiento, otros parámetros como son: la resistividad del terreno, la resistencia de puesta a tierra de cada estructura en particular y el vano promedio empleado. Las figuras 4.8, a 4.24 y las tablas 4.13 a 4.29, muestran respectivamente el empleo del programa digital de cálculo y el reporte arrojado por el mismo para cada tramo considerado en la tabla 4.8.

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por falla de apantallamiento "TDFA"

Datos

Condiciones de la zona e instalación

CFO 1160 kV Altitud 1000 msnm

Td 90 días-tormentas/año

Conductor de fase mas expuesto

X fase -5.58 m y 19.86 m

Diametro 31.62 mm

Conductores de guarda

X guarda -3.22 m h 31.5 m

Sg 0 m

Eficacia del sistema de Protección

n 90 %

Resultado

TDFA 0 Desconexiones/(100km-año)

CALCULAR MOSTRAR REPORTE SALIR

Fig. 4.4 Estimación del número de desconexiones por falla de apantallamiento (Zona I)

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por falla de apantallamiento "TDFA"

Datos

Condiciones de la zona e instalación

CFO 1230 kV Altitud 2500 msnm

Td 80 días-tormentas/año

Conductor de fase mas expuesto

X fase -5.58 m y 19.71 m

Diametro 31.62 mm

Conductores de guarda

X guarda -3.22 m h 31.5 m

Sg 0 m

Eficacia del sistema de Protección

n 90 %

Resultado

TDFA 0.001 Desconexiones/(100km-año)

CALCULAR MOSTRAR REPORTE SALIR

Fig. 4.5 Estimación del número de desconexiones por falla de apantallamiento (Zona II)

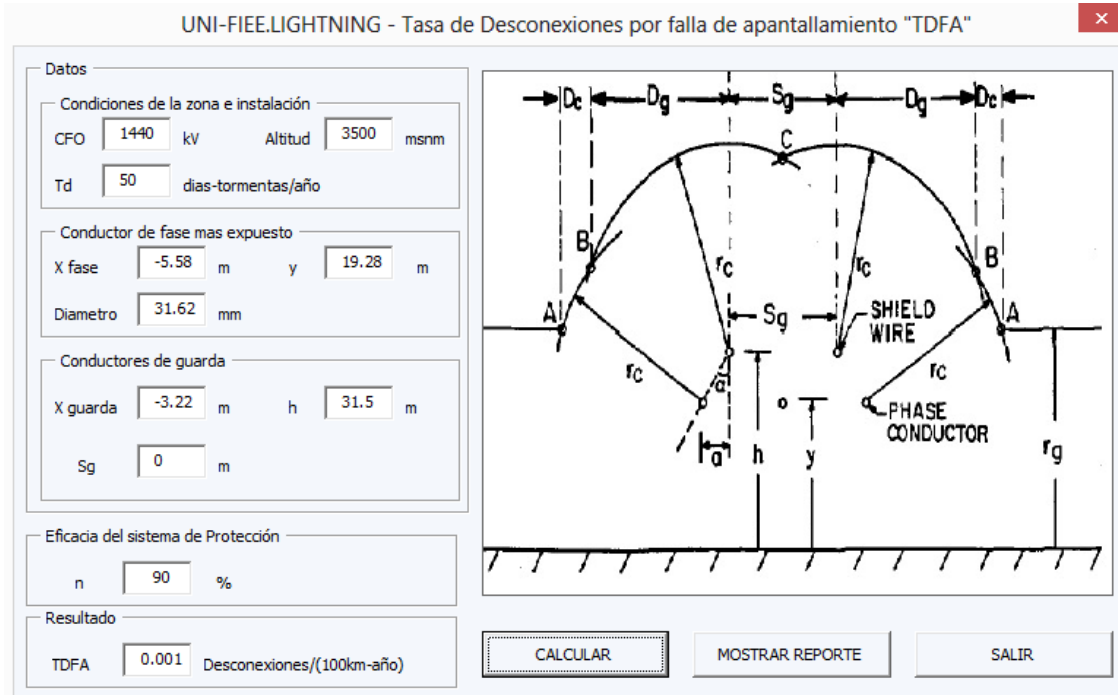


Fig. 4.6 Estimación del número de desconexiones por falla de apantallamiento (Zona III)

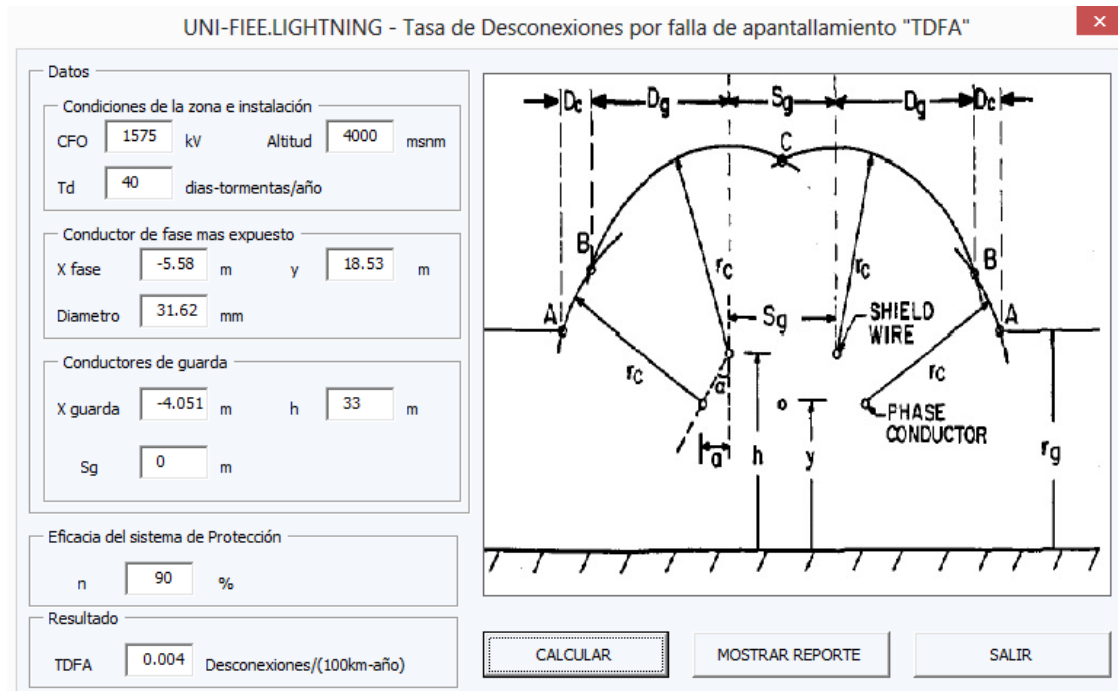


Fig. 4.7 Estimación del número de desconexiones por falla de apantallamiento (Zona IV)

La tabla 4.30 muestra el resumen de las tasa de desconexiones por contorno inverso (*TDCI*) obtenida para cada tramo en estudio así como la longitud del mismo.

Para obtener la tasa de desconexiones por contorno inverso de toda la Línea, usamos la ecuación 2.70, cambiando para este caso la *TCI* por la *TDCI* tal como muestra la

ecuación 4.1:

Tabla Nº 4.9 Reporte del programa digital de cálculo (Zona I)

Descripción	Valor	Unidad
Tensión crítica disruptiva del aislamiento (CS)	1026.05	kV
Nivel Isoceraúnico	90	Días-tormenta/año
Altura de instalación (msnm)	1000	m
Densidad de descargas a tierra	11.09	Descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	246.04	Descargas/(km-año)
Ángulo de apantallamiento	-11.46	°
Corriente crítica	4.37	kA
Corriente máxima	4.47	

TABLA Nº 4.10 Reporte del programa digital de cálculo (Zona II)

Descripción	Valor	Unidad
Tensión crítica disruptiva del aislamiento	905.08	kV
Nivel Isoceraúnico	80	Días-tormenta/año
Altura de instalación (msnm)	2500	m
Densidad de descargas a tierra	9.57	Descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	212.36	Descargas/(km-año)
Ángulo de apantallamiento	-11.32	°
Corriente crítica	3.86	kA
Corriente máxima	4.26	kA

Tabla Nº 4.11 Reporte del programa digital de cálculo (Zona III)

Descripción	Valor	Unidad
Tensión crítica disruptiva del aislamiento	937.25	kV
Nivel Isoceraúnico	50	Días-tormenta/año
Altura de instalación (msnm)	3500	m
Densidad de descargas a tierra	5.32	Descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	118.01	Descargas/(km-año)
Ángulo de apantallamiento	-10.93	°
Corriente crítica	4.01	kA
Corriente máxima	4.61	kA

Tabla Nº 4.12 Reporte del programa digital de cálculo (Zona IV)

Descripción	Valor	Unidad
Tensión crítica disruptiva del aislamiento	881.48	kV
Nivel Isoceraúnico	40	Días-tormenta/año
Altura de instalación (msnm)	4000	m
Densidad de descargas a tierra	4.02	Descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	91.81	Descargas/(km-año)
Ángulo de apantallamiento	-5.21	°
Corriente crítica	3.79	kA
Corriente máxima	5.69	kA

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

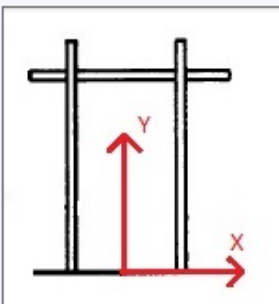
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.86"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.86"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="26.21"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.8 Estimación del número de desconexiones por contorno inverso tramo: 0 km-27 km

Tabla N° 4.13 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 0 km-27 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	800	Ohm-m
U_{CDA} corregido	1026.05	kV
Altura de instalación (msnm)	1000	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	90	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	11.09	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	246.04	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	72.09	kA
Resistencia de Impulso	18.48	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorno inverso	14.87	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorno inverso	1.96	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorneo inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

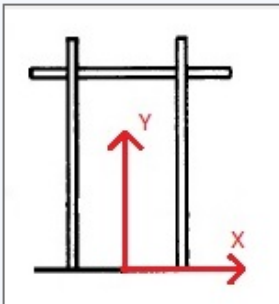
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.71"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.71"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="26.06"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.9 Estimación del número de desconexiones por contorneo inverso tramo: 27 km-53 km

Tabla Nº 4.14 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 27 km-53 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	1200	Ohm-m
U_{CDA} corregido	905.08	kV
Altura de instalación (msnm)	2500	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	80	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	9.57	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	212.36	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	54.07	kA
Resistencia de Impulso	21.04	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorneo inverso	26.92	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorneo inverso	3.24	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.86"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.86"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="26.21"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			

Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.10 Estimación del número de desconexiones por contorno inverso tramo: 53 km-85 km

Tabla Nº 4.15 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 53 km-85 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	800	Ohm-m
U_{CDA} corregido	1026.05	kV
Altura de instalación (msnm)	1000	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	80	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	9.57	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	212.36	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	72.09	kA
Resistencia de Impulso	18.48	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorno inverso	12.83	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorno inverso	1.69	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

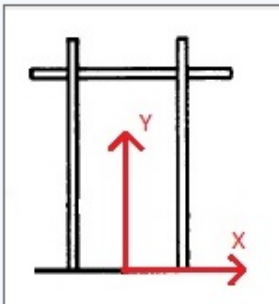
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.71"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.71"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="26.06"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.11 Estimación del número de desconexiones por contorno inverso tramo: 85 km-125 km

Tabla Nº 4.16 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 85 km-125 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	1200	Ohm-m
U_{CDA} corregido	905.08	kV
Altura de instalación (msnm)	2500	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	60	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	6.68	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	148.22	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	54.07	kA
Resistencia de Impulso	21.04	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorno inverso	18.79	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorno inverso	2.26	

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

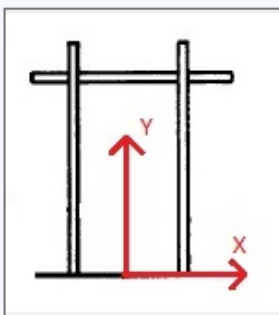
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.28"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.28"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="25.63"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.12 Estimación del número de desconexiones por contorno inverso tramo: 125 km-140 km

Tabla Nº 4.17 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 125 km-140 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	1000	Ohm-m
U_{CDA} corregido	937.25	kV
Altura de instalación (msnm)	3500	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	50	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	5.32	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	118.01	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	58.03	kA
Resistencia de Impulso	20.20	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorno inverso	12.68	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorno inverso	1.53	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

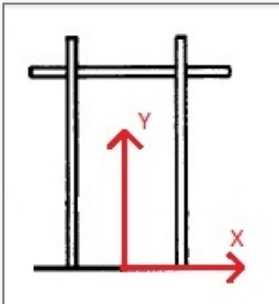
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.71"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.71"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="26.06"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.13 Estimación del número de desconexiones por contorno inverso tramo: 140 km-155 km

Tabla Nº 4.18 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 140 km-155 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	1100	Ohm-m
U_{CDA} corregido	905.08	kV
Altura de instalación (msnm)	2500	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	50	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	5.32	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	118.01	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	54.84	kA
Resistencia de Impulso	20.72	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorno inverso	14.48	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorno inverso	1.75	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorneo inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

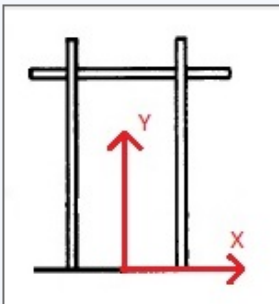
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.28"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.28"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="25.63"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.14 Estimación del número de desconexiones por contorneo inverso tramo: 155 km-163 km

Tabla Nº 4.19 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 155 km-163 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	1000	Ohm-m
U_{CDA} corregido	937.25	kV
Altura de instalación (msnm)	3500	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	50	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	5.32	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	118.01	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	58.03	kA
Resistencia de Impulso	20.20	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorneo inverso	12.68	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorneo inverso	1.53	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorneo inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

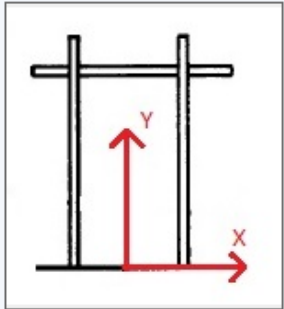
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.71"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.71"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="26.06"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.15 Estimación del número de desconexiones por contorneo inverso tramo: 163 km-175 km

Tabla Nº 4.20 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 163 km-175 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	1100	Ohm-m
U_{CDA} corregido	905.08	kV
Altura de instalación (msnm)	2500	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	50	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	5.32	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	118.01	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	54.84	kA
Resistencia de Impulso	20.72	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorneo inverso	14.48	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorneo inverso	1.75	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

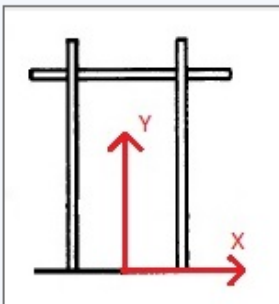
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.28"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.28"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="25.63"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.16 Estimación del número de desconexiones por contorno inverso tramo: 175 km-182 km

Tabla N° 4.21 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 175 km-182 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	1000	Ohm-m
U_{CDA} corregido	937.25	kV
Altura de instalación (msnm)	3500	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	50	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	5.32	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	118.01	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	58.03	kA
Resistencia de Impulso	20.20	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorno inverso	12.68	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorno inverso	1.53	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorneo inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

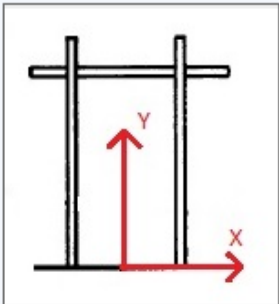
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-6.37"/>	<input type="text" value="18.53"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="6.37"/>	<input type="text" value="18.53"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-4.57"/>	<input type="text" value="25.53"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-4.051"/>	<input type="text" value="33"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

CALCULAR

MOSTRAR REPORTE

SALIR

Fig. 4.17 Estimación del número de desconexiones por contorneo inverso tramo: 182 km-210 km

Tabla Nº 4.22 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 182 km-210 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	900	Ohm-m
U_{CDA} corregido	964.12	kV
Altura de instalación (msnm)	4000	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	40	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	4.02	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	91.81	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	59.85	kA
Resistencia de Impulso	19.70	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorneo inverso	9.14	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorneo inverso	1.1	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

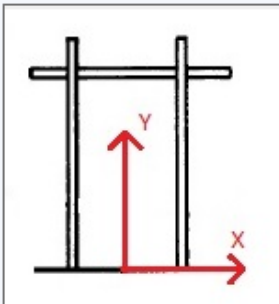
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.28"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.28"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="25.63"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.18 Estimación del número de desconexiones por contorno inverso tramo: 210 km-218 km

Tabla Nº 4.23 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 182 km-210 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	1000	Ohm-m
U_{CDA} corregido	937.25	kV
Altura de instalación (msnm)	3500	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	40	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	4.02	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	89.29	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	58.03	kA
Resistencia de Impulso	20.20	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorno inverso	9.59	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorno inverso	1.16	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-6.37"/>	<input type="text" value="18.53"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="6.37"/>	<input type="text" value="18.53"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-4.57"/>	<input type="text" value="25.53"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-4.051"/>	<input type="text" value="33"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			

Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.19 Estimación del número de desconexiones por contorneo inverso tramo: 218 km-264 km

Tabla Nº 4.24 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 218 km-264 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	900	Ohm-m
U_{CDA} corregido	964.12	kV
Altura de instalación (msnm)	4000	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	40	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	4.02	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	91.81	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	59.85	kA
Resistencia de Impulso	19.70	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorneo inverso	9.14	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorneo inverso	1.1	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorneo inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-6.37"/>	<input type="text" value="18.53"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="6.37"/>	<input type="text" value="18.53"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-4.57"/>	<input type="text" value="25.53"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-4.051"/>	<input type="text" value="33"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			

Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.20 Estimación del número de desconexiones por contorneo inverso tramo: 264 km-307 km

Tabla Nº 4.25 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 264 km-307 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	900	Ohm-m
U_{CDA} corregido	964.12	kV
Altura de instalación (msnm)	4000	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	30	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	2.81	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	64.08	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	59.85	kA
Resistencia de Impulso	19.70	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorneo inverso	6.38	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorneo inverso	0.76	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

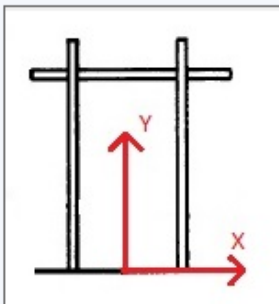
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.28"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.28"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="25.63"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.21 Estimación del número de desconexiones por contorno inverso tramo: 305 km-315 km

Tabla Nº 4.26 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 305 km-315 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	900	Ohm-m
U_{CDA} corregido	937.25	kV
Altura de instalación (msnm)	3500	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	15	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	1.18	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	26.20	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	59.56	kA
Resistencia de Impulso	19.72	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorno inverso	2.64	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorno inverso	0.32	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorneo inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

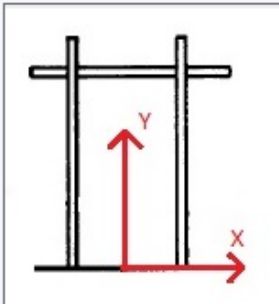
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.71"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.71"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="26.06"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.22 Estimación del número de desconexiones por contorneo inverso tramo: 315 km-340 km

Tabla Nº 4.27 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 315 km-340 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	900	Ohm-m
U_{CDA} corregido	905.08	kV
Altura de instalación (msnm)	2500	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	15	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	1.18	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	26.20	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	57.18	kA
Resistencia de Impulso	19.87	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorneo inverso	2.92	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorneo inverso	0.36	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

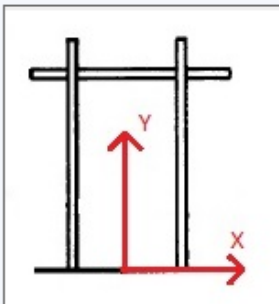
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.86"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.86"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="26.21"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.23 Estimación del número de desconexiones por contorno inverso tramo: 340 km-351 km

Tabla Nº 4.28 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 340 km-351 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	800	Ohm-m
U_{CDA} corregido	1026.05	kV
Altura de instalación (msnm)	1000	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	5	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	0.30	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	6.64	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	72.09	kA
Resistencia de Impulso	18.48	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorno inverso	0.40	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorno inverso	0.05	desconexiones/100km-año

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorno inverso "TDCI"

Datos generales

Un kV Resistividad del terreno Ohm-m Ht m

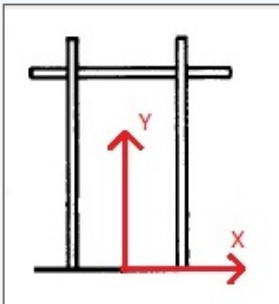
CFO kV Rpat Ohm Vano promedio m

Altitud msnm Td Días-tormentas/año

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-5.58"/>	<input type="text" value="19.86"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase B	<input type="text" value="5.58"/>	<input type="text" value="19.86"/>	<input type="text" value="31.62"/>
fase C	<input type="text" value="-3.75"/>	<input type="text" value="26.21"/>	<input type="text" value="31.62"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="-3.22"/>	<input type="text" value="31.5"/>	<input type="text" value="9.14"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

Fig. 4.24 Estimación del número de desconexiones por contorno inverso tramo: 351 km-392 km

Tabla Nº 4.29 Reporte del programa digital de cálculo tramo: 351 km-392 km

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220	kV
Resistividad	800	Ohm-m
U_{CDA} corregido	1026.05	kV
Altura de instalación (msnm)	1000	msnm
Vano promedio	500	m
Resistencia de puesta a tierra	25	Ohm
Nivel Isoceraúnico	0	días-tormenta/año
Numero de cables de guarda	1	
Densidad de descargas a tierra	0.00	descargas/(km ² -año)
Colección de descargas de la línea	0.00	descargas/(100km-año)
Corriente crítica	72.09	kA
Resistencia de Impulso	18.48	Ohm
Eficacia del Sistema de Protección	90	%
Tasa de contorno inverso	0.00	contorneos/100km-año
Tasa de desconexiones por contorno inverso	0	desconexiones/100km-año

Tabla N° 4.30 Resumen de cálculos

Tramo (km-km)	Tasa de Desconexión ($TDCI_n$)	Longitud de Tramo (L_n)
0-27	1.96	27
27-53	3.24	26
53-85	1.69	32
85-125	2.26	40
125-140	1.53	15
140-155	1.75	15
155-163	1.53	8
163-175	1.75	12
175-182	1.53	7
182-210	1.10	28
210-218	1.16	8
218-264	1.10	46
264-307	0.76	41
305-315	0.32	10
315-340	0.36	25
340-351	0.05	11
351-390	0	41

$$TDCI = \frac{\sum TDCI_n L_n}{\sum L_n} \text{ Desconexiones/ (100km-año)} \quad (4.1)$$

La tasa de desconexiones obtenida para los datos consignados resulta igual a 1.30 desconexiones/100km-año.

c) Número de desconexiones por sobretensiones inducidas

Los valores de tensión disruptiva corregidas a condiciones de sitio para el aislamiento de la línea de transmisión obtenidos en los cálculos anteriores y que se muestran en los reportes de los mismos, resultan ser siempre mayores a los 800 kV. También, desde que todos los valores de medición de tensión inducida registrados en líneas de distribución no superan los 300 kV [3], se espera que su efecto traducido en número de desconexiones, sea nulo en líneas de transmisión.

Esta afirmación se ha comprobado con el método actual empleado en la presente tesis para el cálculo de tensiones inducidas (método de Rusck), encontrándose en todos los

casos una *TCTI* nulo y por lo tanto una tasa de desconexiones por tensiones inducidas también nula.

4.2.4 Análisis de resultados

Los resultados obtenidos en el presente estudio considera una eficacia del Sistema de Protección del 90% para obtener los valores finales de desconexiones/ (100km-año) por falla de apantallamiento, contorno inverso y sobretensiones inducidas así como la tasa de desconexiones total de la Línea estimadas con el programa digital de cálculo.

Tabla N° 4.31 TDFA, TDCI, TDTI Y TDT estimadas (Desconexiones/ (100km-año))

TDFA	TDCI	TDTI	TDT
0.004	1.30	0	1.303

A fin de realizar más adelante una comparación entre los valores teóricos estimados en el presente estudio con los registrados en campo, la tabla 4.32 muestra la estadística de la incidencia de descargas atmosféricas para la Línea Aguaytía-Paramonga 220kV.

De los valores registrados en la tabla 4.32 se tiene en promedio para los tres años una tasa de desconexiones de 2.29 Desconexiones / (100 Km-año)

A continuación, la tabla 4.33 muestra el valor de la tasa de desconexiones/ (100 km-año) estimada con el programa digital de cálculo para diferentes valores de eficacia del sistema de protección asociado a la Línea y el que se tiene de las estadísticas recogidas de la misma.

Tabla N° 4.32 Estadística de la incidencia de descargas atmosféricas en la Línea Aguaytía – Paramonga

AÑO DATA Líneas Eléctricas	AÑO 2000				AÑO 2001				AÑO 2002			
	DES	T.D	REE	FT	DES	T.D	REE	FT	DES	T.D	REE	FT
Línea (L-2251) Long. 73.3 KM	5	6.82 (1.69)	1	8.2	7	9.54 (1.69)	2	12.2	5	6.82 (1.69)	2	9.5
Línea (L-2252) Long. 173.6 KM	2	1.15 (1.30)	3	2.8	3	1.72 (1.30)	1	2.3	5	2.88 (1.30)	1	3.4
Línea (L-2253) Long. 145.2 KM	0	0	0	0.0	0	0	0	0.0	0	0	0	0.0
Eventos de Rayo	7	--	4	-	10	--	3	-	10	--	3	-

AÑO DATA Líneas Eléctricas	AÑO 2000				AÑO 2001				AÑO 2002			
	DES	T.D	REE	FT	DES	T.D	REE	FT	DES	T.D	REE	FT
Total Rayos a la Línea	11				13				13			
Tasa Total de Desconexiones	1.78 (1.37)				2.55 (1.37)				2.55 (1.37)			

ABREVIATURAS:

DES : N° de rayos con desconexión
T.D. : Tasa de desconexiones / (100 km-año)
REE : Recierres exitosos
FT : Fallas a tierra/ (100 km-año)
(N.NN) : Tasa de desconexiones para 1 cable de guarda
(Estimación justificativa de construcción).

Tabla N° 4.33 Tasa de desconexiones estimada y real (Desconexiones/ (100 km-año)

Eficacia del Sistema de Protección	Tasa de Desconexión estimada	Tasa de Desconexión real
90 %	1.303	2.29
85 %	1.953	2.29
80 %	2.603	2.29

4.3 Evaluación del desempeño de la Líneas de 161 y 500 kV pertenecientes al sistema eléctrico de Tennessee, EE.UU. (Tennessee Valley Authority, TVA) recopilados en un periodo de 14 años.

En el documento "Lightning Performance of TVA's 500 kV and 161 kV Transmisión lines", se muestran detalles de diseño y tasas de fallas de varias Líneas de 161 y 500 kV pertenecientes al sistema eléctrico de Tennessee, EE.UU. (Tennessee Valley Authority, TVA) recopilados en un periodo de 14 años.

En cuanto a datos topográficos del área en donde se ubica el TVA, se distinguen diferentes tipos de zonas:

- Terreno Plano: Altitud de 60 a 200 metros sobre el nivel del mar.
- Terreno con colinas: Altitud de 200 a 400 metros sobre el nivel del mar.
- Terreno Montañoso: Altitud de más de 400 metros sobre el nivel del mar.

En cuanto a la resistividad del terreno, esta varía desde 10 Ω -m en terreno arcilloso hasta 3000 Ω -m en terreno areno - rocoso. Predominando valores entre 600 a 700 Ω -m. Además los niveles isoceraúnicos están en general entre 50 y 60 días de tormenta al año.

Para realizar la comparación entre las tasas de fallas calculadas con el programa descrito en el Capítulo 3 con tasas de fallas reales de líneas de transmisión, se escogieron una Línea de 500 kV y otra de 161 kV con sus respectivos datos de diseño y los datos recopilados en terreno.

4.3.1 Líneas en 500 kV: Bull Run-Wilson; Widows Creek - Sequoyah

La primera línea de 500 kV fue energizada en 1965 y salvo las últimas en entrar en servicio, todas las Líneas han tenido el mismo diseño:

- Simple circuito
- Estructura metálica
- 24 aisladores de 254 mm de diámetro y 146 mm de paso. ($U_{CDA}=1846$ kV)
- Cable de Guarda 7 No. 9 Alumoweld, 9,6 mm de diámetro.
- 3 conductores por fase en configuración triangular, tipo ACSR, 954 MCM. (Diam=31.6 mm)

El resto de los datos de las Líneas a analizar se muestran en la tabla 4.34:

Tabla N° 4.34 Datos Líneas de 500 kV

Nombre	Bull Run - Wilson	Widows Creek - Sequoyah
Fecha de puesta en servicio	Abril - 73	Abril - 72
Largo	223.15 km	79.6 km
Tipo de torre	A	A
Altura del conductor de fase Hc	22.15 m	23,57 m
Altura del conductor de guarda Hg	31.7 m	33.07 m
Resistencia de puesta a tierra		
Máxima	450 Ohm	225 Ohm
Mínima	0.9 Ohm	0.5 Ohm
Promedio	40 Ohm	45.9 Ohm
Cota máxima del conductor	790 msnm	682 msnm
Nivel Isoceraúnico	55	55
Tasa de interrupción de servicio producida por caída de rayos (por cada 100 Km por año)	1.45	1.16

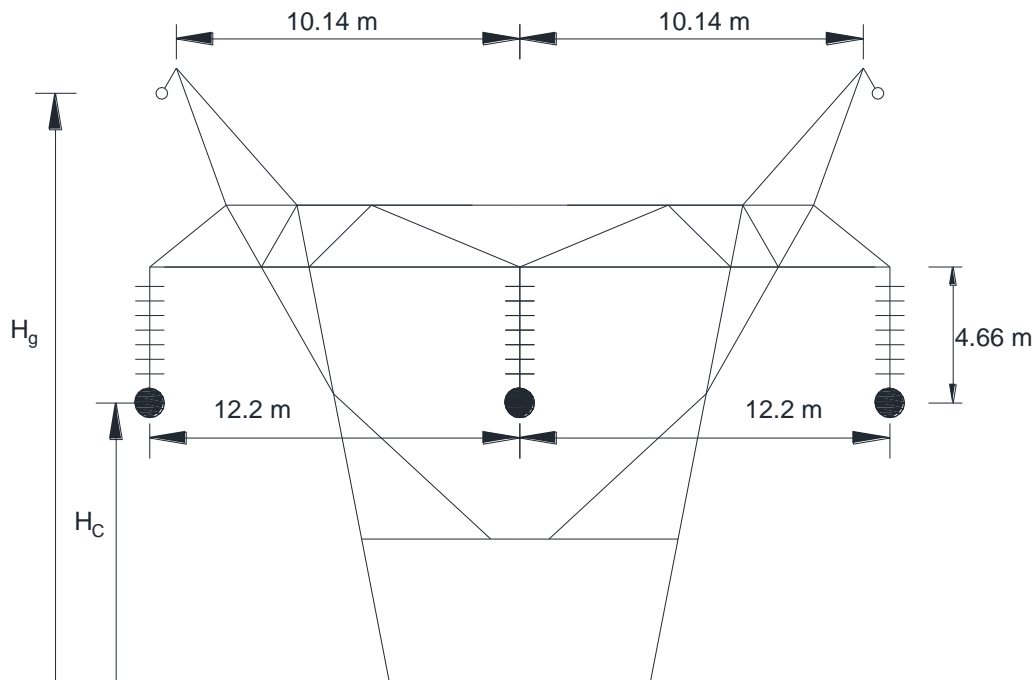


Fig. 4.25 Estructura 500 kV

Tabla Nº 4.35 Comparación de tasas de fallas estimadas y reales, Líneas de 500 kV

Línea Bull Run-Wilson					Línea Widows Creek-Sequoyah						
Tasa de Falla Real	Tasa de Falla Calculada				Tasa de Falla Real	Tasa de Falla Calculada					
	Resistividad (en Ω -m)	TCFA	TCI	TCTI		TCT	Resistividad (en Ω -m)	TCFA	TCI	TCTI	TCT
1.45	500	0.32	0.64	0	0.96	1.16	500	0.46	0.53	0	0.99
	900	0.32	2.38	0	2.7		900	0.46	2.06	0	2.52
	1300	0.32	4.36	0	4.68		1300	0.46	4.06	0	4.52
	1500	0.32	5.26	0	5.58		1500	0.46	5.03	0	5.49

4.3.2 Línea en 161 kV: Appalachia - E.Cleveland N°2

El sistema TVA usa una gran variedad de diseño para sus Líneas de 161 kV. Diferentes secciones de conductores han sido seleccionadas para los requerimientos de potencia de las Líneas, además múltiples tipos de torres han sido utilizados. En particular se analizará una Línea de simple circuito, cuya estructura se muestra en la Figura 4.26.

Los resultados luego de comparar se muestran en la Tabla 4.37.

Las tasas de fallas reales de las Líneas analizadas consideran el total de las fallas

producidas por impacto de rayo.

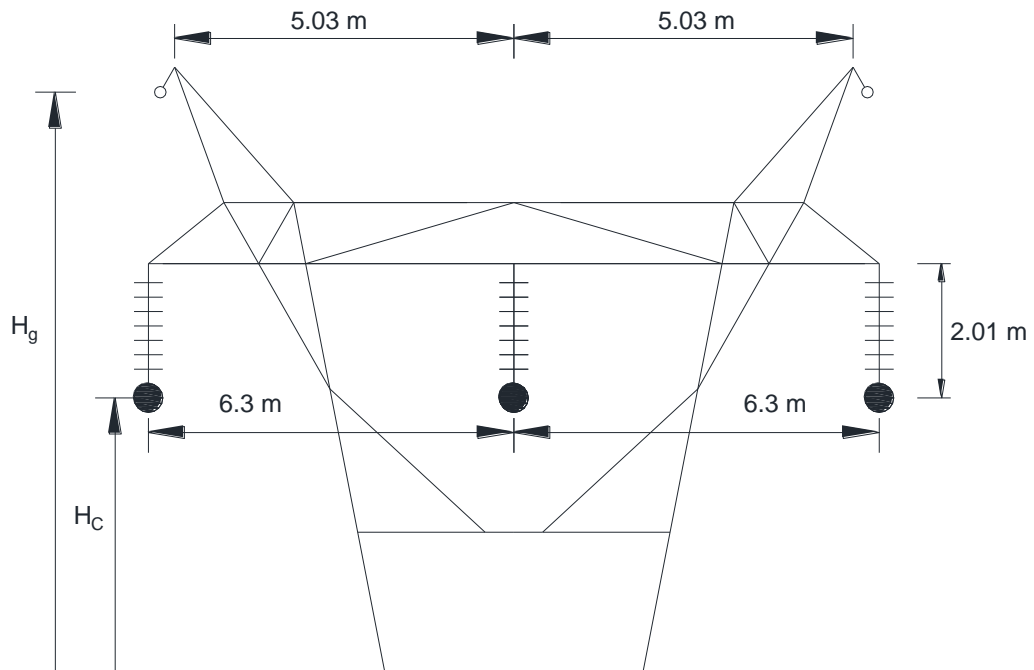


Fig. 4.26 Estructura de simple circuito 161 kV (Tipo C)

Tabla N° 4.36 Datos Línea de 161 kV

Nombre	Appalachia - E.Cleveland N°2
Fecha de puesta en servicio	Feb - 55
Largo	36.39 km
Tipo de torre	C
Altura del conductor de fase Hc	15.06 m
Altura del conductor de guarda Hg	21.49 m
N° de aisladores	11*
Cota máxima del conductor	742 msnm
Resistencia de puesta a tierra	
Máxima	27.5 Ohm
Mínima	3.7 Ohm
Promedio	13.9 Ohm
Vano promedio (m)	361
Tipo de conductor	636 ACSR

Nombre	Appalachia - E.Cleveland N°2
Tipo cable de guarda	7/16" HSS
Nivel Isoceraúnico	55
Tasa de interrupción de servicio producida por caída de rayos (por cada 100 Km por año)	1.57

* Una cadena de 11 aisladores posee un voltaje crítico para impulso de rayo de 918 (en kV-cresta)

Las tasas de fallas previstas de la Tabla 4.35 y la Tabla 4.37 fueron calculadas considerando los datos propios de diseño (Tabla 4.34 y Tabla 4.36) y las resistencias de puesta a tierra promedio de cada una de las Líneas.

Por otro lado, no se tiene el valor exacto de la resistividad del terreno para cada una de las Líneas analizadas, por lo que se optó por simular la tasa de fallas producidas por contorno inverso *T_{CI}* para diferentes valores de resistividades presentes en la zona en la cual se encuentra ubicado el sistema interconectado de Tennessee (entre 300 y 1500 Ω -m).

Tabla N° 4.37 Comparación de tasas de fallas estimadas y reales, Línea de 161 kV

Appalachia - E.Cleveland N°2					
Tasa de Falla Real	Tasa de Falla Estimada				
	Resistividad (en Ω -m)	TCFA	T _{CI}	TCTI	TCT
1.57	300	0.16	0.95	0	1.11
	700	0.16	2.17	0	2.33
	1000	0.16	2.58	0	2.74
	1500	0.16	3.02	0	3.18

4.4 Caso de estudio: Línea de distribución en 22.9 kV propiedad de SMCV.

Se presenta a continuación las características más importantes de la línea de distribución en 22.9 kV propiedad de Sociedad Minera Cerro Verde para la posterior evaluación de su desempeño frente a las descargas atmosféricas.

La estructura típica empleada en el proyecto se muestra en la figura 4.27.

La tabla 4.39 indica la ubicación de los conductores sobre la estructura:

Adicionalmente la tabla 4.40 detalla el valor de la resistividad del terreno a lo largo del trazo la Línea.

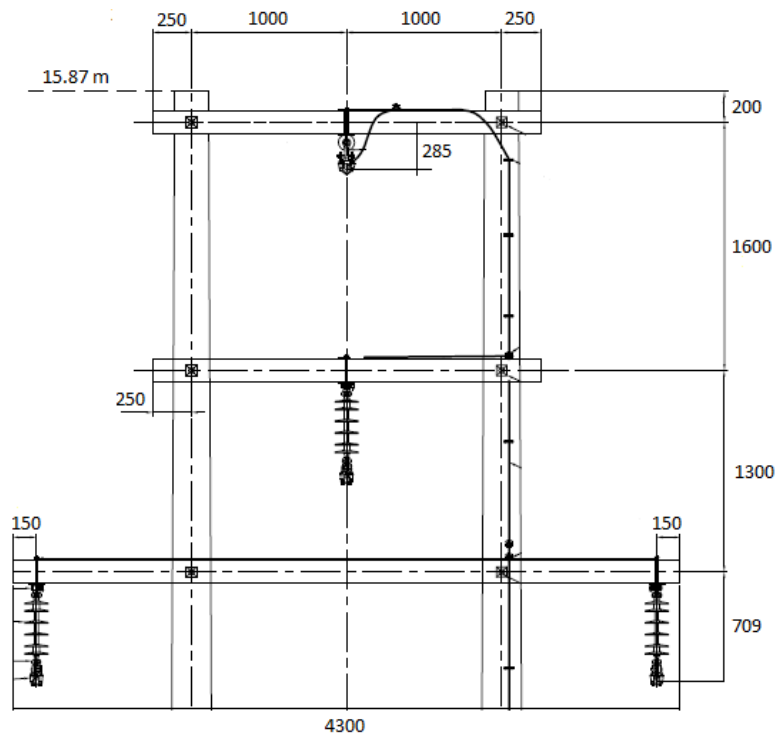


Fig. 4.27 Estructura típica empleada en la Línea de 22.9 kV

Tabla N° 4.38 Línea de distribución 22.9 kV

Descripción	Características
Longitud de la línea	4.213 km
Longitud del vano promedio	200 m
Tensión Nominal	22.9 kV
Tensión crítica disruptiva del aislamiento	330 kV
Altura de la instalación	2700 msnm
Material de la estructura	Madera
RPAT de diseño	25 Ohm
Nivel Isoceraúnico	15 días-tormenta/año
Resistividad del terreno	(Según tramo)
Tiempo de operación	20 años

Tabla N° 4.39 Ubicación y diámetro de los conductores sobre la estructura

Conductor	x	y	Diámetro
Cable de Guarda	0 m	15.36 m	13.86 mm
Fase	0 m	13.36 m	19.88 mm
Fase	-2 m	12.06 m	19.88 mm
Fase	2 m	12.06 m	19.88 mm

Tabla N° 4.40 Resistividad del terreno en los diferentes tramos de Línea

Tramo	Resistividad (Ohm-m)
22P1-1 a 22P1-2	82
22P1-2 a 22P1-3	82
22P1-3 a 22P1-4	82
22P1-4 a 22P1-5	1158
22P1-5 a 22P1-6	1158
22P1-6 a 22P1-7	1158
22P1-7 a 22P1-8	1158
22P1-8 a 22P1-9	563
22P1-9 a 22P1-10	563
22P1-10 a 22P1-11	1158
22P1-11 a 22P1-12	1158
22P1-12 a 22P1-13	1158
22P1-13 a 22P1-14	82
22P1-14 a 22P1-15	1158
22P1-15 a 22P1-16	1158
22P1-16 a 22P1-17	1158
22P1-17 a 22P1-18	1158
22P1-18 a 22P1-19	1158
22P1-19 a 22P1-20	1158
22P1-20 a 22P1-21	316
22P1-21 a 22P1-22	316
22P1-22 a 22P1-23	82
22P1-23 a 22P1-24	373

4.4.1 Cálculos y resultados

Se hace uso del programa digital UNI-FIEE LIGHTNING para la estimación del número de desconexiones:

a) Número de desconexiones por falla de apantallamiento

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por falla de apantallamiento "TDFA"

Datos

Condiciones de la zona e instalación

CFO kV Altitud msnm

Td días-tormentas/año

Conductor de fase mas expuesto

X fase m y m

Diametro mm

Conductores de guarda

X guarda m h m

Sg m

Eficacia del sistema de Protección

n %

Resultado

TDFA Desconexiones/(100km-año)

Fig. 4.28 Desconexiones por falla de apantallamiento

b) Número de desconexiones por contorneo inverso

La figura 4.29 muestra el uso del programa para el primer vano.

La tabla 4.41 muestra los resultados de las *TDCI* obtenidas para el resto de los vanos.

Tabla N° 4.41 TDCI en los diferentes tramos de Línea

Tramo	Tasa de Desconexión ($TDCI_n$)	Longitud de Tramo (L_n)
22P1-1 a 22P1-2	3.49	93.68
22P1-2 a 22P1-3	3.49	300.08
22P1-3 a 22P1-4	3.49	138.83
22P1-4 a 22P1-5	4.46	461.68
22P1-5 a 22P1-6	4.46	343.68
22P1-6 a 22P1-7	4.46	286.83
22P1-7 a 22P1-8	4.46	242.77
22P1-8 a 22P1-9	4.42	107.44
22P1-9 a 22P1-10	4.42	387.54
22P1-10 a 22P1-11	4.46	72
22P1-11 a 22P1-12	4.46	152.73
22P1-12 a 22P1-13	4.46	26.73
22P1-13 a 22P1-14	3.49	34.43
22P1-14 a 22P1-15	4.46	180.83
22P1-15 a 22P1-16	4.46	264.34
22P1-16 a 22P1-17	4.46	84.39
22P1-17 a 22P1-18	4.46	119.07
22P1-18 a 22P1-19	4.46	87.19
22P1-19 a 22P1-20	4.46	178.41
22P1-20 a 22P1-21	4.35	226.85
22P1-21 a 22P1-22	4.35	305.79
22P1-22 a 22P1-23	3.49	90.11
22P1-23 a 22P1-24	4.38	27.98

Para obtener la tasa de desconexiones por contorneo inverso de toda la Línea, usamos nuevamente la expresión:

$$TDCI = \frac{\sum TDCI_n L_n}{\sum L_n} \text{ Desconexiones/ (100km-año)}$$

La tasa de desconexiones obtenida para toda la Línea resulta igual a 4.29 desconexiones/100km-año.

La tabla 4.42 muestra un resumen con los valores finales de desconexiones por falla del apantallamiento (*T DFA*), contorneo inverso (*TDCI*) y sobretensiones inducidas (*TDTI*) así como la tasa de desconexiones total de la Línea (*TDT*).

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por contorneo inverso "TDCI" ✕

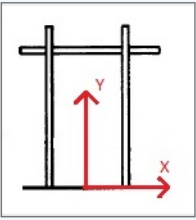
Datos generales

Un	<input type="text" value="22.9"/> kV	Resistividad del terreno	<input type="text" value="82"/> Ohm-m	Ht	<input type="text" value="15.87"/> m
CFO	<input type="text" value="330"/> kV	Rpat	<input type="text" value="25"/> Ohm	Vano promedio	<input type="text" value="93.68"/> m
Altitud	<input type="text" value="2700"/> msnm	Td	<input type="text" value="15"/> Días-tormentas/año		

Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda Material de la estructura:

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-2"/>	<input type="text" value="12.06"/>	<input type="text" value="19.88"/>
fase B	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="12.06"/>	<input type="text" value="19.88"/>
fase C	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="13.36"/>	<input type="text" value="19.88"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="15.36"/>	<input type="text" value="13.86"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de protección

n %

Resultado

TDCI Desconexiones/100km-año

CALCULAR

MOSTRAR REPORTE

SALIR

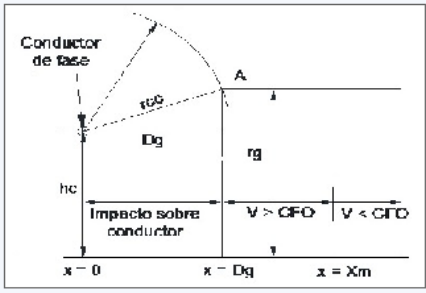
Fig. 4.29 Desconexiones por contorneo inverso

c) Número de desconexiones por sobretensiones inducidas

UNI-FIEE.LIGHTNING - Tasa de Desconexiones por sobretensión inducida "TDTI" ✕

Datos de la zona y la instalación

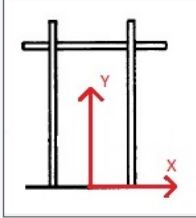
Td	<input type="text" value="15"/> Días-tormentas/año
Rpat	<input type="text" value="25"/> Ohm
CFO	<input type="text" value="330"/> kV
ht	<input type="text" value="15.87"/> m
Altitud	<input type="text" value="2700"/> msnm



Datos de los conductores

Un cable de guarda Dos cables de guarda

	x (m)	y (m)	Diametro (mm)
fase A	<input type="text" value="-2"/>	<input type="text" value="12.06"/>	<input type="text" value="19.88"/>
fase B	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="12.06"/>	<input type="text" value="19.88"/>
fase C	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="13.36"/>	<input type="text" value="19.88"/>
C. Guarda 1	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="15.36"/>	<input type="text" value="13.86"/>
C. Guarda2			



Eficacia del sistema de Protección

n %

Resultado

TDTI Desconexiones/(100km-año)

CALCULAR

MOSTRAR REPORTE

SALIR

Fig. 4.30 Desconexiones por sobretensión inducida

Tabla Nº 4.42 TDFA, TDCI, TDTI Y TDT (Desconexiones/ (100km-año))

TDFA	TDCI	TDTI	TDT
0.26	4.29	1.17	5.72

4.4.2 Análisis de resultados

La Línea en estudio tiene una longitud aproximada de 4.213 km de longitud. Ahora bien, desde que las unidades de *TDFA*, *TDCI* e *TDTI* son desconexiones/ (100km-año), al multiplicar estas por la longitud de la Línea obtenemos el número de desconexiones que se tendrán en un año, las cuales se muestran en la tabla 4.43.

Tabla Nº 4.43 TDFA, TDCI, TDTI Y TDT (Desconexiones/año)

TDFA	TDCI	TDTI	TDT
0.011	0.181	0.049	0.241

El desempeño de la Línea expresado en la forma que se presenta en la tabla 4.43 también puede ser expresada en unidad de “número de años a transcurrir para que ocurra una salida de servicio” (años/desconexión) y se indica en la tabla 4.44

Tabla Nº 4.44 TDFA, TDCI, TDTI Y TDT (Años/desconexión)

TDFA	TDCI	TDTI	TDT
91	5	20	5

De los resultados presentados aquí se puede decir que:

La tasa de desconexiones por falla de apantallamiento:

El diseño de la Línea presenta un buen apantallamiento al grado de que en el tiempo de operación (20 años) de la misma, esta no presentará desconexiones por falla de apantallamiento.

La tasa de desconexiones por contorno inverso:

Esta es la situación más crítica para la Línea ya que de los resultados se desprende que la línea presentará desconexiones al menos tres (03) veces en su tiempo de operación (20 años).

La tasa de desconexiones por sobretensión inducida:

El nivel de aislamiento considerado para la Línea (U_{CDA}), garantiza un buen comportamiento de la misma frente a las descargas indirectas al punto de que en su tiempo de servicio (20 años) no se esperará desconexiones de la misma por sobretensiones inducidas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

1. Se han revisado los métodos de cálculo de fallas de L.L.T.T. que corresponden al TECHNICAL BROCHURE 63 del CIGRÉ y al Std. 1243 del IEEE, se diferencia de su similar del IEEE, en la utilización del concepto de resistencia de impulso y en la exclusión del efecto corona.
2. La presencia del efecto corona en los conductores que reciben el Rayo, no es tomado en consideración al igual que el método de CIGRE, debido a que el efecto de atenuación de la cresta de la onda de Tensión por acoplamiento, no es sustantivo en el corto recorrido de medio vano.
3. La participación de la RPAT asociada al suelo en el fenómeno, se puede comprobar; su disminución está relacionada con sus demás características como son la permitividad y el gradiente disruptivo. Ej. Con un Gradiente Disruptivo ($E_0=400$ kV/m), Resistencia de Dispersión en Baja Frecuencia ($R_0=25$ Ohm), Corriente Dispersada de Rayo en la RPAT ($I_R=100$ kA) y una Resistividad de ($\rho=800$ Ohm-m), se obtiene una Corriente crítica disruptiva del Suelo, de ($I_g=81.5$ kA) y una Resistencia de Impulso 30% menor ($R_i= 16.8$ Ohm).
4. Se han examinado la incidencia de las sobretensiones de rayo por caída directa al conductor y a la estructura, los resultados de los cálculos en la estructura se extrapolan a un rayo sobre el cable de guarda en medio vano con el factor de disminución de 0.6; Ej. Resistencia de impulso ($R_i= 20$ Ohm), Impedancia del cable de guarda ($Z_g= 400$ Ohm), Impedancia de la estructura ($Z_T = 200$ Ohm), Tiempo de viaje de la onda en todo el vano $T_s = 1 \mu s$, Tiempo de frente (a) $t_f = 2\mu s$; (b) $t_f = 4 \mu s$ se obtiene una tensión cresta (a) 30% menor; (b) 44% menor.
5. También se ha examinado la Tasa de Desconexiones por impacto de rayo en las cercanías de la Línea, concluyendo que las LL.TT. son inmunes a esta causa de sollicitación, la máxima sobretensión inducida registrada no alcanza los 300 kV, estas sobretensiones afectarán mayormente a las LL.DD
6. Evaluación del desempeño de la L.T Aguaytía-Paramonga Nueva frente a las descargas atmosféricas

- a) Asumiendo que la fase del lado opuesto al del Cable de Guarda disimétrico y único está apantallada en forma natural por el cerro, la disposición asimétrica de los conductores de Fase y Guarda proporcionará un buen apantallado de la línea; ello se corrobora con el valor obtenido de la TDFA.
 - b) Los resultados de los exámenes practicados a Líneas Eléctricas existentes, indican que la Tasa de Desconexiones por contorneo inverso constituye el caso más crítico para la Línea de Transmisión.
 - c) La evaluación por contorneo inverso, muestra que la corriente crítica (I_c) tiene una dependencia importante con el valor de la Resistividad del suelo en dicho tramo, pasando desde 62 kA a 82 kA para Resistividades de 1200 Ohm-m y 800 Ohm-m respectivamente; según ello, los suelos con altas Resistividades darán tasas de desconexión más altas para la Línea.
 - d) Con el análisis efectuado se han obtenido resultados concordantes con las estadísticas de desempeño de la Línea (Tabla 4.33), ello indica que el uso del programa digital de cálculo que involucra las formulas propuestas por el Cigré, puede constituir una herramienta para la evaluación del desempeño ante descargas atmosféricas, de otras Líneas existentes o proyectadas.
7. Evaluación del desempeño de las Líneas de 161kV y 500kV pertenecientes al sistema eléctrico de Valle del Tennessee, EE.UU.
- a) La falta de algunos datos no permitió realizar una comparación más precisa, sin embargo es posible apreciar que los resultados obtenidos están en el orden de magnitud de las tasas de fallas reales.
 - b) Para poder realizar una comparación más exacta, es necesario conocer en detalle el trazo de la Línea y las condiciones geográficas de su entorno, con el fin de dividir la Línea en zonas con características similares (por ejemplo: Resistividades y Resistencias de Puesta a Tierra) y determinar la Tasa de Fallas por separado, para luego determinar la Tasa de Fallas total.
8. Caso de estudio: Línea de Distribución en 22.9 kV propiedad de SMCV.
- a) Puede lograrse un adecuado apantallado de la Línea ubicando de manera adecuada sobre la estructura, el conductor de Guarda y los conductores de fase a fin de obtener una TDFA aceptable; no obstante, la Tasa de Fallas siempre será superior a la de una Línea de Transmisión en A.T.
 - b) La *TDCI* representa el caso más crítico para la Línea en estudio, este puede disminuirse aumentando más el aislamiento de la Línea o mejorando las Puestas a Tierra de las estructuras, ello debe evaluarse para ver si se justifica desde un punto de vista operacional y si es factible económicamente.

- c) La experiencia con Líneas de Distribución indica que su mayor problema son las descargas de Rayo indirectas, dado el inherente bajo aislamiento que presentan estos niveles de tensión; en el presente caso de estudio se muestra que es posible mejorar este desempeño si para cada proyecto en particular se elige una ruta protegidas y un valor adecuado de aislamiento.
- 9. Los estudios similares deben tener en cuenta para todos los casos, que es necesario considerar el efecto de la altitud geográfica (m.s.n.m) a la que se encuentra la instalación, de ese modo los análisis y cálculos incluyen de hecho la reducción del sostenimiento del aislamiento externo de la línea (U_{CDA}) según la cota de la infraestructura.

Recomendaciones:

- 1. Realizar el modelado de Líneas aéreas de transmisión de doble terna a fin de determinar su desempeño frente a las descargas atmosféricas y completar de esta manera el trabajo aquí presentado. Tener en consideración que para este caso uno de los parámetros a variar es el factor de acoplamiento debido al mayor número de conductores presentes en la estructura.
- 2. Realizar un análisis cuantitativo de los beneficios de incluir los descargadores de Línea como última opción (debido a su gran coste) para la mejora del desempeño de la misma, además de determinar cuál sería la ubicación óptima de las estas a lo largo de la trazo.
- 3. Modelar la Línea aérea y los otros parámetros que influyen en el cálculo de la tasa de desconexiones de la misma con ayuda del programa ATP y a partir de este estimar dicho valor a fin de hacer un comparativo con el trabajo aquí presentado.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CIGRÉ Working Group 01 (Lightning) “Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines” Study Committee 33 , October 1991
- [2] IEEE Std 1243-1997 “Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines”, USA, December 1997.
- [3]. IEEE Std 1410-2004 Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines.
- [4] M. T. Correia de Barros, J. Festas, H. Milheiras, N. Felizardo (IST – Universidade Técnica de Lisboa / Instituto da Energia – INTERG), M. Fernandes (REN – Rede Eléctrica Nacional), J. Sousa (LBELEC) “Methodologies for evaluating the lightning performance of transmission lines”
- [5] Justo Yanque Montufar “Cap. III Descargas Atmosféricas y Protección”. Curso: Alta Tensión, UNI AG-PG 2008-I
- [6] Andrew R. Hileman. “Insulation Coordination for Power Systems”, USA, 1999