



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

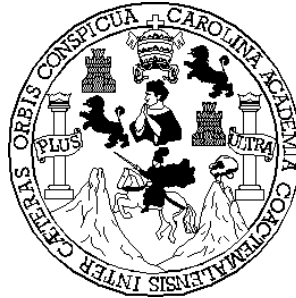
**ANÁLISIS AL BLINDAJE E IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA DENOMINADO
CONTRAANTENAS EN LA LÍNEA DE
69 kV PANTALEÓN-COCALES, PARA REDUCIR EL ÍNDICE DE
FALLAS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS**

Fredy Adrián Zapata García

Asesorado por el Ing. Francisco Javier González López

Guatemala, mayo de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS AL BLINDAJE E IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA DENOMINADO
CONTRAANTENAS EN LA LÍNEA DE
69 kV PANTALEÓN-COCALES, PARA REDUCIR EL ÍNDICE DE
FALLAS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

FREDY ADRIÁN ZAPATA GARCÍA

ASESORADO POR EL ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA
GUATEMALA, MAYO DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing.	Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I		
VOCAL II	Lic.	Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing.	Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br.	Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br.	Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga.	Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing.	Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing.	Francisco Gressi López
EXAMINADOR	Ing.	Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing.	Julio César Solares Peñate
SECRETARIO	Ing.	Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ANÁLISIS AL BLINDAJE E IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA DENOMINADO
CONTRAANTENAS EN LA LÍNEA DE
69 kV PANTALEÓN-COCALES, PARA REDUCIR EL ÍNDICE DE
FALLAS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 21 de noviembre de 2005.

Fredy Adrián Zapata García.

DEDICATORIA A:

Dios:

Por proporcionarme la vida y acompañarme siempre.

Mi madre:

Berta García, por su paciencia y sabios consejos.

Mi padre:

César Zapata, flores sobre su tumba.

Mi esposa:

Ileana García, por su amor y comprensión.

Mi hija:

Ileana Mariel, que mi es esfuerzo sirva de ejemplo.

Mis hermanos:

Agradecimientos, especialmente al Ing. Daniel Zapata.

Mi asesor:

Gratitud por su dedicación y entrega a la docencia.

INDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	VII
RESUMEN	IX
OBJETIVOS	XI
HIPÓTESIS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. TEORÍA SOBRE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DESCARGAS ELÉCTRICAS	1
1.1. Diseño de la coordinación de aislamiento	1
1.2. Cálculo del aislamiento.....	2
1.2.1. Criterio por el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo, BIL.....	2
1.2.2 Criterio por el efecto contaminante.....	3
1.2.3 Distancia de fuga.....	4
1.2.4 Tipos y especificaciones de aislamiento.....	5
1.2.4.1 Definición.....	5
1.2.4.2 Composición, resistencia dieléctrica y mecánica.....	5
1.2.4.3 Tensión crítica de flameo al impulso.....	6
1.2.4.4 Tensión de flameo inverso.....	7
1.3 . Disposición de los cables de guarda.....	7
1.3.1. Cálculo por el método electrogeométrico: ángulo de blindaje	7
1.3.2 . Blindaje total: ángulo positivo y negativo.....	10
1.4 . Selección de los soportes.....	10
1.4.1 Altura de los soportes.....	10

1.4.2	Longitud de las ménsulas.....	11
1.4.3	Distancia entre conductores.....	11
1.4.4	Distancia mínima a tierra.....	12
1.4.5	Tipos de soportes.....	12
1.4.6	Disposición de los conductores.....	13
1.5.	Diseño del sistema de puesta a tierra.....	14
1.5.1.	Disposiciones básica de las redes de tierra.....	15
1.5.1.1.	Sistema radial.....	15
1.5.1.2.	Sistema de anillo.....	16
1.5.1.3.	Sistema de red o mallas.....	16
1.5.1.4.	Contraantenas.....	17
1.6.	Teoría sobre las descargas eléctricas.....	18
1.6.1.	Como se originan las descargas eléctricas.....	18
1.6.2.	Tipos de descargas.....	20
1.6.3.	Sobretensiones producidas por las descargas eléctricas.....	20
1.6.4.	Distribución probabilística de corrientes de rayo.....	22
1.6.5.	Impacto del rayo sobre las fases.....	22
1.6.6.	Impacto del rayo sobre las estructuras (torres).....	25
1.6.7.	Impacto del rayo sobre los cables de guarda.....	27

2.	ANÁLISIS AL BLINDAJE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV PANTALEÓN - COCALES.....	29
2.1.	Importancia de la línea de transmisión de 69 kV Pantelón-Cocales..	29
2.2.	Composición física de la línea.....	29
2.3.	Análisis al blindaje.....	31
2.3.1.	Aislamiento.....	32
2.3.2.	Cable de guarda: verificación del ángulo de blindaje.....	32
2.3.3.	Soportes, libranzas eléctrica entre fases, fase y estructura y fase al suelo.....	35

2.4.	Métodos alternativos para la reducción de salidas forzadas por descargas eléctricas.....	36
2.4.1.	Distancia de aislamiento.....	36
2.4.2	Cables de guarda.....	37
2.4.3	Sistema de tierras.....	37
3.	IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DENOMINADO CONTRAANTENAS EN LA LÍNEA DE 69 Kv PANTALEÓN-COCALES.....	39
3.1.	Análisis estadístico de fallas, producidas por descargas eléctricas..	39
3.2.	Análisis de las descargas eléctricas.....	41
3.2.1.	Concepto de nivel cerámico.....	41
3.2.2.	Densidad de rayos a tierra.....	41
3.2.3.	Corriente de rayo.....	42
3.2.3.1.	Distribución probabilística la corriente de rayo....	42
3.2.3.1	Forma de onda de la corriente de rayo, efectos....	42
3.3.	Implementación de contraantenas: descripción.....	43
3.3.1.	Cálculo de la resistencia al pie de la torre.....	44
3.4.	Resultados obtenidos con la implementación de contraantenas.....	46
4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRAANTENAS EN LA LÍNEA DE 69 KV PANTALEÓN-COCALES.....	47
4.1.	Consideración preliminar.....	47
4.2.	Inversión necesaria para la implementación del sistema de tierras denominado contraantenas.....	47
4.3.	Sanciones económicas por salidas forzadas.....	49
4.4.	Evaluación costo-beneficio.....	49

CONCLUSIONES	51
RECOMENDACIONES	53
BIBLIOGRAFÍA	55
APÉNDICE	57

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Esquema básico de blindaje	7
2	Esquema de blindaje total	8
3	Gráfica para la verificación del ángulo de blindaje	9
4	Disposición de los conductores	13
5	Esquema de red de tierras por contraantenas	17
6	Gráfica de la probabilidad de ocurrencia de una corriente de rayo I	22
7	Esquema de impacto del rayo sobre las fases	23
8	Esquema del impacto del rayo sobre las estructuras	25
9	Esquema de torre de forma cónica	26
10	Esquema de torre de forma cilíndrica	26
11	Esquema de impacto del rayo sobre los cables de guarda	27
12	Esquema de estructuras tipo "H"	30
13	Vista en planta de contraantenas para torres con dos hilos de guarda	42

TABLAS

I.	Fallas por descargas eléctricas de la línea de 69 Kv Pantaleón-Cocales	X
II.	Niveles de contaminación	4
III.	Nivel de contaminación y líneas de fuga para aislamientos exteriores	5
IV.	Fallas en la línea de 69 kV Pantaleón-Cocales época lluviosa	38
V.	Fallas en la línea de 69 kV Pantaleón-Cocales época seca	39
VI.	Total de fallas en la línea de 69 kV Pantaleón-Cocales por año	39
VII.	Iteraciones de Newton Raphson para la longitud de contraantenas	44

VIII.	Inversión necesaria para la implementación de contraantenas	47
IX.	Sanciones económicas por salidas forzadas	48

GLOSARIO

Apertura de línea	Estado de no conducción de una línea de transmisión que puede ser a causa de una falla o de forma programada.
Blindaje	Protección que utilizan las líneas de transmisión contra las descargas electroatmosféricas por medio de los cables de guarda.
Línea de transmisión	Medio que sirve para trasportar la potencia eléctrica entre dos puntos y que físicamente esta compuesta por conductores, aislamiento, soportes y herrajes.
Nivel cerámico	Valor que indica el número promedio de días con tormenta al año en una región particular.
Salida forzada	Falla en una línea de transmisión o en los sistemas eléctricos de potencia en general que se origina por cualquier circunstancia que no sea programada.
Sobrevoltaje	Variación repentina de voltaje con relación a un nivel establecido y que afecta a los sistema eléctricos de potencia.

RESUMEN

La red de líneas de transmisión de la región sur-occidental del país, básicamente está compuesta por líneas en voltajes de 69 kV y una línea principal de 230 kV que desde la subestación Escuintla y pasando por la subestación Los Brillantes en Retalhuleu llega a la ciudad de Quetzaltenango a la subestación La Esperanza.

Una de las líneas de transmisión más importantes de la red de transporte de potencia eléctrica en voltaje de 69 kV de la región sur occidental de Guatemala, es la línea de transmisión que interconecta la subestación Pantaleón (ubicada en el Ingenio Pantaleón, municipio de Santa Lucía Cotzumalguapa, departamento de Escuintla) con la subestación Cocales (ubicada en el municipio de Cocales, departamento de Suchitepéquez).

Originalmente se construyó la línea de transmisión en 69 kV que interconectaba la subestación Escuintla con la subestación Cocales. Con el transcurrir de los años y la interconexión al sistema eléctrico de la cogeneración por parte del sector azucarero a través de los ingenios, se construyó la subestación Pantaleón, con lo cual la línea Escuintla – Cocales se divide en las líneas Escuintla – Pantaleón y Cocales – Pantaleón, ambas en un voltaje de 69 kV. Posteriormente se construyó la subestación El Jocote subdividiendo la línea Escuintla – Pantaleón en las líneas Escuintla – El Jocote y Pantaleón – El Jocote, siempre en los voltajes de 69 kV.

De acuerdo con las estadísticas registradas, la línea de 69 kV Pantaleón – Cocales es una de las líneas con los más altos índices de salidas forzadas por descargas eléctricas a lo largo de muchos años atrás, lo cual se refleja en la tabla I que aparece a continuación:

Tabla I. Fallas por descargas eléctricas de la línea Pantaleón-Cocales.

Año	Total de fallas por descargas eléctricas al año
2000	15
2001	21
2002	25
2003	27
2004	18
2005	05

Fuente: Departamento de líneas de transmisión de ETCEE- INDE

Debido al alto índice de fallas registradas en la línea de transmisión de 69 kV Pantaleón – Cocales se analizará el blindaje de diseño para tomar en consideración los factores que puedan influir en su eficiencia y se realizarán cálculos eléctricos para determinar la longitud óptima de las contraantenas que permitan una eficiente descarga y disipación de la corriente de rayo, con lo cual se logre minimizar con tendencia a cero las salidas forzadas por descargas eléctricas.

OBJETIVOS

General

Diseñar el sistema de tierras por el método de contraantenas de forma técnica y económica, que permita reducir con tendencia a cero las salidas forzadas por descargas eléctricas en la línea de 69 kV Pantaleón – Cocales.

Específicos

1. Analizar el blindaje actual de la línea de transmisión de 69 kV Pantaleón – Cocales.
2. Comparar los sistemas de tierras tradicionales con el de contraantenas.
3. Implementar contraantenas con las longitudes óptimas en la línea de 69 kV Pantaleón-Cocales.
4. Determinar económicamente si se justifica la inversión en contraantenas.

HIPÓTESIS

Implementando el sistema de tierras denominado contraantenas en la línea de transmisión de 69 kV Pantaleón-Cocales se reducirá el número de salidas forzadas por descargas electroatmosféricas.

La inversión que implica la implementación del sistema de tierras denominado contraantenas es compensada, desde del punto de vista económico para la empresa propietaria de la red de transporte así como, desde el punto de vista social, ya que la continuidad en el servicio eléctrico, es indispensable para la operación de los servicios básicos que satisfacen las necesidades de la población como por ejemplo: salud, alimentación, seguridad, transporte, también permite desarrollar las comunicaciones, las finanzas, la industria y el comercio.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia modernos requieren de confiabilidad y disponibilidad durante todos los días del año, con lo cual se garanticen los índices de calidad y continuidad en los servicios eléctricos de generación, transformación, transporte y distribución.

Alcanzar niveles óptimos de calidad y continuidad en los sistemas eléctricos de potencia no solo se traduce en eficiencia en los procesos básicos de una nación como la salud, la alimentación, la seguridad, el transporte y en todos los procesos productivos, industriales, comerciales, agrícolas, financieros y todos los que requieren de la electricidad, sino también se convierte en ahorros para las empresas de transporte de potencia ya que al tener índices de fallas con tendencia a cero se evita el pago de sanciones económicas por las multas que imponen las autoridades encargadas de velar por los estándares de calidad en el sector eléctrico.

Esa confiabilidad y disponibilidad necesaria para lograr la calidad y continuidad en los sistemas eléctricos de potencia se logra mediante diferentes formas, dependiendo si se trata de generación, transformación, transporte o distribución.

Respecto al transporte de potencia eléctrica, los índices de calidad y continuidad se logran a través de una adecuada coordinación de aislamiento en las líneas de transmisión mediante la implementación de sistemas de blindaje que permite reducir con tendencia a cero las indisponibilidades forzadas, principalmente las provocadas por los efectos de las descargas eléctricas.

El blindaje de las líneas de transmisión se incorpora desde su diseño mediante la elección del tipo de aislamiento, disposición de los cables de guarda, sistema de puesta a tierra, altura de los soportes y conforme la operación de las líneas se pueden implementar mejoras a la coordinación del aislamiento mediante los análisis a los blindajes existentes, rediseños al sistema de tierras, reubicación de los cables de guarda, aumento del aislamiento, implementación de bayonetas en los soportes para lograr más altura, etc.

1. TEORÍA SOBRE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DESCARGAS ELÉCTRICAS

1.1. Diseño de la coordinación de aislamiento

Se denomina coordinación de aislamiento de una instalación eléctrica al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal manera que al presentarse una sobretensión, ésta se descarga a través del elemento adecuado, sin producir arcos o daños a los equipos adyacentes. Se trata de que solo el circuito en el que se presenta la falla quede desconectado y no todo el sistema.

La coordinación de aislamiento es la correlación de los esfuerzos dieléctricos en los aislamientos de los distintos componentes de un sistema eléctrico de potencia en alta tensión, con el objetivo de minimizar el riesgo de pérdida del suministro de energía eléctrica causado por sobretensiones que pudieran causar daños en el equipo y los distintos elementos de una instalación.

No siempre un sobreaislamiento en algunas partes de la instalación es conveniente desde el punto de vista de protección contra sobretensiones, ya que esto podría traer como consecuencia cuando ocurran sobretensiones intensas que se presenten flameos o rupturas de aislamiento en partes vitales del sistema que pudieran ser inaccesibles. Por ejemplo es preferible que ocurran flameos en el aislamiento de la línea a que ocurran en las boquillas del transformador.

En la medida que se incrementan las tensiones en los sistemas, los costos por aislamiento vienen a ser cada vez mayores en proporción con el costo inicial de un sistema, entonces se tiene la necesidad de reducir, dentro los límites permisibles la cantidad de aislamiento, coordinando los niveles de aislamiento del equipo.

1.2. Cálculo del aislamiento

1.2.1. Criterio por nivel básico de aislamiento al impulso por rayo, BIL.

El voltaje que produce la descarga disruptiva (VCF) varía con la densidad del aire y la humedad (ambos varían con la altura sobre el nivel del mar) con lo cual se reduce el paso medio libre de las cargas y también se reduce la movilidad de estas, debido a que son capturadas por moléculas de agua, efectos por los cuales es necesario aplicar algunos factores de corrección.

Para alturas de hasta 1000 m.s.n.m. la expresión que relaciona el nivel básico de aislamiento BIL con el voltaje crítico de flameo VCF es:

$$BIL = VCF * (1 - 1.3\delta)$$

En donde δ es la desviación estándar referida al valor del VCF obtenida de la distribución de Gauss, para el caso del impulso de rayo, se recomienda usar $\delta=3\%$, con lo cual, sustituyendo el valor anterior se tiene que $BIL = 0.961 * VCF$ (kV), donde BIL es el nivel básico de aislamiento al impulso. Para diseño se utiliza la tensión crítica de flameo normal corregido por altitud, presión, temperatura y por humedad, la cual queda de la siguiente forma:

$$V_{50\%} = \frac{(BIL / 0.961) * Kh}{\sigma^n}$$

donde:

$$\sigma = \frac{3.92xb}{273 + T}$$

y V50% es la tensión crítica de flameo para diseño, Kh el factor de humedad atmosférica con valor igual a uno, σ factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura, b corresponde a la presión barométrica, T la temperatura en grados centígrados y n es una constante de rayo con valores de 0.8 a 1.0, la cual n =1 para impulsos de tipo rayo.

La distancia de fase a tierra está dada por medio de la expresión $D = VCF/K$ (m), en donde VCF es el voltaje crítico de flameo y K es el factor de electrodo o gradiente de voltaje al impulso, para la configuración de conductor a estructura el valor de K es de 550 kV/m, por lo tanto $VCF = 550 * D$ (kV).

1.2.2. Criterio por el efecto contaminante

La contaminación es causada por una gran variedad de agentes como son: polvos obtenidos de la combustión de carbón o petróleo, polvos de cemento, lluvia salina, irrigación de plaguicidas, fertilizantes, etc. Estos agentes cuando se mezclan por efecto de niebla o lluvia ligera pueden reducir la tensión de flameo a la frecuencia nominal en aisladores de porcelana hasta la mitad y en ocasiones hasta una cuarta parte dependiendo del tipo y densidad de contaminantes así como de la frecuencia de las lluvias de lavado. Los datos relativos al tipo y densidad de los contaminantes se obtienen en forma experimental por mediciones hechas expresamente en distintas zonas geográficas de un país y que arrojan como resultado una clasificación de estas zonas que son usadas con

propósitos de diseño en el aislamiento de las líneas de transmisión. En la tabla II se clasifican los niveles de contaminación:

Tabla II. Niveles de contaminación

Zona de Contaminación	Características Notables
Extra Fuerte (EF)	Extensas con mucho polvo, industrias productoras de humo y partículas pesadas en suspensión.
Fuerte (F)	Alta densidad de industria, próximas al mar y que se encuentran expuestas a fuertes vientos marinos.
Media (M)	Industriales no productoras de humos contaminantes, expuestas a vientos marinos alejadas del mar.
Ligera (L)	Sin industria, rural o baja densidad de vivienda, frecuentes vientos y lluvia, agrícolas, montañosas.

Fuente: Comité Internacional de Electrotecnia IEC, documento 815

La resistencia dieléctrica del aislamiento externo depende de la densidad del aire, humedad, precipitación, y contaminación. Esta clasificación se refiere por lo general a valores de temperatura 25 °C, presión 760 mm de Hg y una humedad de 11 gr/m.

1.2.3. Distancia de fuga

La distancia de fuga de un aislador es la suma de las distancias más cortas medidas a lo largo de las superficies aislantes entre las partes conductoras y se determina por medio de la siguiente relación:

$$dfuga = Kd(V \max)(mm)$$

donde d_{fuga} es la distancia de fuga o distancia de fase a tierra por contaminación, K_d es el factor indicativo del tipo de contaminación expresada en mm/kV, la cual es variable y V_{max} corresponde la tensión máxima de diseño en kV. En la tabla III se muestran las constantes para determinar la distancia de fuga en aisladores:

Tabla III. Nivel de contaminación y líneas de fuga para aislamientos exteriores

Zona de Contaminación	Factor K_d (mm/kV)
Extra Fuerte (EF)	31.0
Fuerte (F)	25.0
Media (M)	20.0
Ligera (L)	16.0

Fuente: Comité Internacional de Electrotecnia IEC, documento 815

1.2.4. Tipos y especificaciones de aislamiento

1.2.4.1. Definición

Se define como aislador a un soporte no conductor para un conductor eléctrico. Se usan para soportar buses y otros equipos eléctricos que operan sobre el voltaje del potencial de la tierra. Los aisladores pueden ser de acuerdo al material de fabricación de porcelana vidriada o vidrio templado. Hay de dos clase: tipo alfiler y tipo suspensión.

1.2.4.2. Composición, resistencia dieléctrica y mecánica

Los aisladores de porcelana vidriada por lo general contienen un 50% de caolín, 25% de feldespato y 25% de cuarzo, la porcelana debe ser moldeada por los procedimientos en húmedo, homogénea, compacta sin porosidad y toda la superficie después de armado debe ser vitrificada.

Su resistencia dieléctrica es del orden de 60 a 70 kV pico/cm y su resistencia mecánica varía de 40,000 a 65,000 lbs/pulg a la compresión y 1,500 a 12,500 lbs/pulg a la tensión dependiendo de la composición.

Los aisladores de vidrio tienen una resistencia dieléctrica del orden de 140 kV pico/cm. Son mecánicamente más fuertes que los de porcelana a la compresión y tienen aproximadamente la misma resistencia mecánica a la tensión que la porcelana.

Los aisladores de vidrio tienen las siguientes ventajas sobre los de porcelana:

- Se pueden observar las perforaciones y constituciones no homogéneas.
- Después de una onda de sobrevoltaje un aislador fallado se puede identificar más rápidamente por lo que el vidrio se estrella y la porcelana se rompe cuando falla el dieléctrico.
- El vidrio tiene un menor coeficiente de expansión térmica lo cual minimiza los esfuerzos causados por cambios en la temperatura ambiente.
- Los aisladores de vidrio sufren un sobrecalentamiento menor debido a que los rayos solares pasan a través de estos y no son absorbidos como en la porcelana.

1.2.4.3 Tensión crítica de flameo al impulso

La tensión crítica de flameo al impulso de un aislador es el valor de cresta que la onda de impulso bajo condiciones especificadas produce el flameo a través del medio circundante en el 50% de las aplicaciones. Es la tensión obtenida en forma experimental que presenta una probabilidad de flameo del 50% (V50%).

1.2.4.4. Tensión de flameo inverso

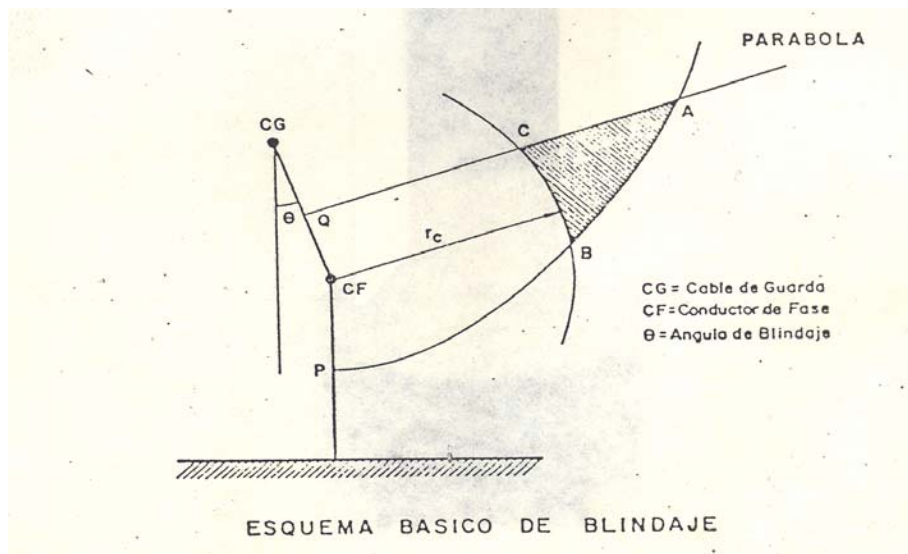
La caída de un rayo sobre un conductor de fase, torre o hilo de guarda puede originar un arco en el sentido inverso de apoyo-conductor, conductor-apoyo o hilo de guarda de tierra a conductor. El arco se origina cuando la sobretensión supera la tensión de aguante del aislamiento (BIL), y se le denomina tensión de flameo inverso, tensión crítica de flameo TCF, tensión disruptiva, tensión de contorneo y tensión de cebado inverso.

1.3 Disposición de los cables de guarda

1.3.1. Cálculo por el método electrogeométrico: ángulo de blindaje

El modelo electrogeométrico considera que el conductor más alto en una línea o subestación queda protegido por los hilos de guarda y el ángulo de blindaje. Es decir, asegura los niveles inferiores contra golpes directos de rayos, puesto que los hilos de guarda generan una parábola en la zona de atracción de los rayos. Este modelo establece que la probabilidad de flameo es mayor en la línea de transmisión, mientras mayor sea el área ABC especificada en la figura 1.

Figura 1. Esquema básico de blindaje



D_s es la distancia crítica o salto final sobre el conductor de fase y es determinada por el arco de circunferencia BC. Esta distancia se determina por la ecuación matemática:

$$r_c = 9.4 * (1.1 * I_{rayo})^{2/3}$$

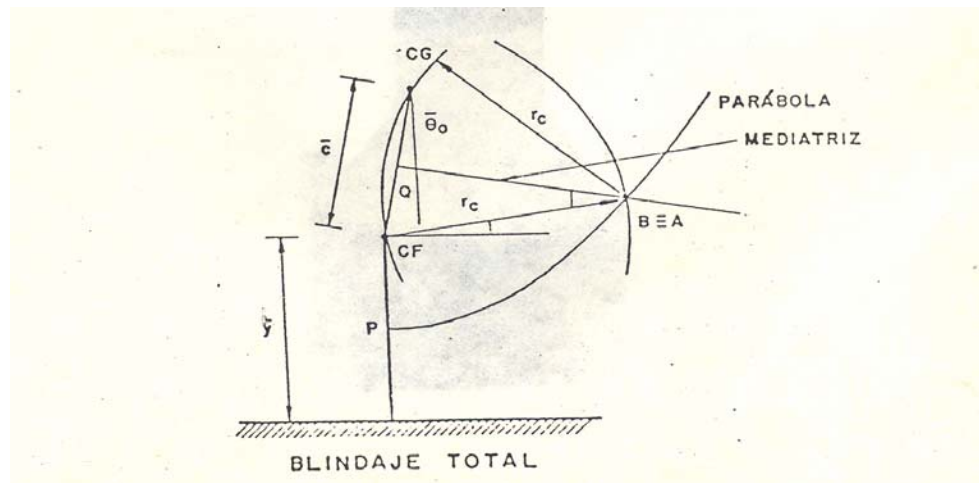
r_c es la distancia crítica e I_{rayo} la corriente de rayo.

Así mismo QA representa la línea que une a todos los puntos que están a la misma distancia del cable de guarda y del conductor de fase. PA es la línea que une todos los puntos que están a igual distancia de conductor de fase y respecto del suelo, QA y PA constituyen puntos de la parábola.

Además cualquier punto que quede por encima de QA significa que el rayo cae en CG en lugar de caer sobre CF. Por otra parte, si la descarga se inicia en un punto que se encuentre debajo de PA el rayo incide en el suelo en lugar de hacerlo en CF.

Los únicos puntos donde el rayo puede incidir en el conductor de fase, es en el área comprendida por triángulo ABC. Área que se debe reducir prácticamente a un punto para tener un blindaje total. Esto se logra haciendo que la mediatriz del segmento CG – CF pase por el punto B como se muestra en la figura 2.

Figura 2. Esquema de Blindaje Total

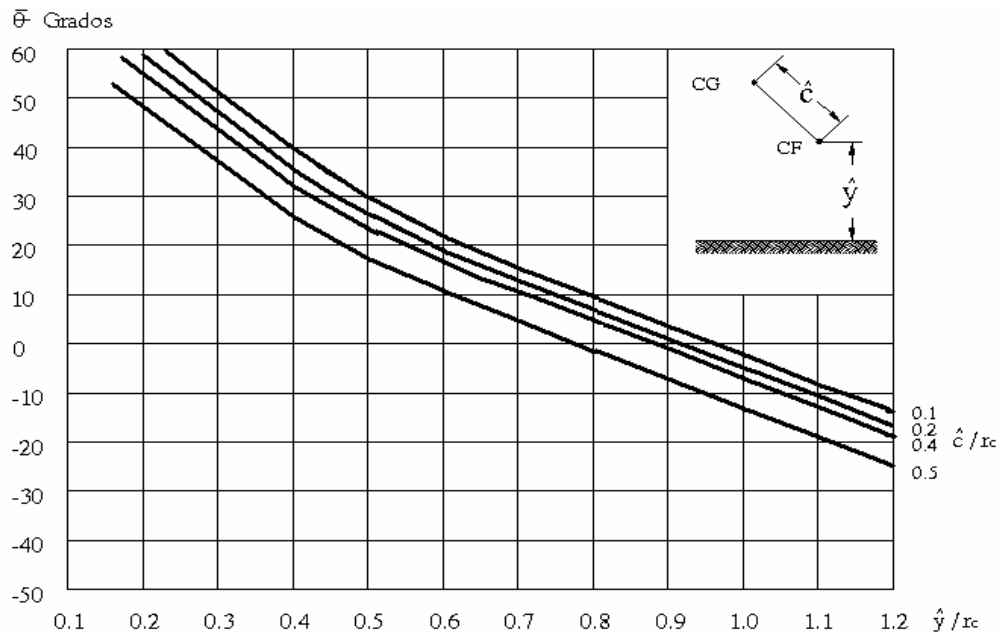


Donde \hat{c} es la distancia que existe entre el conductor de fase CF al cable de guarda CG, \hat{y} es la altura media del conductor de fase, y θT es el ángulo de blindaje total, el cual se calcula por medio de la altura del conductor de fase y la altura del hilo de guarda \hat{c} respecto al CF y de la distancia crítica de salto del rayo r_c como se especifica en la siguiente relación:

$$\theta T = \text{sen}^{-1} \frac{r_c - \hat{y}}{r_c} - \text{sen}^{-1} \frac{\hat{c}}{2r_c}$$

De forma similar, el ángulo de blindaje se puede obtener a partir de las relaciones \hat{y}/r_c y \hat{c}/r_c . Al plotear estas relaciones en la figura 3 (\hat{y}/r_c en eje x y \hat{c}/r_c a las curvas correspondientes) se obtiene el ángulo de blindaje total θT en el eje Y.

Figura 3. Gráfica para la revisión del ángulo de blindaje.



1.3.2. Blindaje total: ángulo positivo, ángulo negativo.

De las curvas de la figura 3, y según el valor de las relaciones \hat{y}/r_c y \hat{c}/r_c , el ángulo de blindaje puede ser positivo o negativo.

- Angulo positivo: este valor de ángulo de blindaje se da cuando la relación $\hat{y}/r_c < 1$ es característica de líneas con estructuras de poca altura o líneas que poseen un nivel de aislamiento elevado.
- Angulo negativo: este ángulo corresponde a una relación $\hat{y}/r_c > 1$, y se presenta cuando los cables de guarda están mas externos al conductor de fase y por lo tanto están más expuestos a la caída de rayos. Similarmente el ángulo negativo está relacionado con estructuras de gran altura y líneas con nivel de aislamiento bajo. En zonas del alto nivel cerámico o en el caso de travesía de ríos y grandes desniveles resulta conveniente para los cálculos tener como altura media la altura máxima del conductor, para obtener un blindaje apropiado en la zona central del claro.

1.4. Selección de los soportes

1.4.1. Altura total de los soportes

En postes de hormigón se acostumbra a enterrar 1/10 de la altura total, es decir:

$$h_t = h_{suelo} + \frac{h_{poste}}{10}$$

siendo h_t la altura total y h_{suelo} la altura del poste sobre el suelo.

1.4.2. Longitud de ménsulas

Todas las ménsulas son iguales, con el fin de emplear un mismo modelo por ello se debe dimensionar la ménsula más próxima al nivel del suelo, dado que es la situación más desfavorable.

Se debe verificar que la distancia del conductor, con máxima inclinación debida al viento y el poste sea igual o mayor que:

$$d_z = \frac{Un}{150}$$

Siendo Un: tensión nominal en kV.

1.4.3. Distancia entre conductores

Existe una cierta distancia D a respetar entre los conductores activos de la línea, en el medio del vano, que es función de la tensión y la flecha. La misma se calcula mediante expresiones de forma:

$$D = k * f_{\max} + l_c + \frac{Un}{150}$$

siendo Un tensión nominal en kV, l_c es la longitud de la cadena de aisladores, f_{\max} es la flecha máxima, k es un factor que depende de la disposición de los conductores y del ángulo de meneo de estos con el viento.

1.4.4. Distancia mínima a tierra

Se debe verificar que la distancia del conductor que se encuentra más próxima a la ménsula en reposo a tierra sea igual o mayor que:

$$d_l = 0.1 + \frac{Un}{150}$$

siendo Un tensión nominal en kV.

La separación entre ménsulas será $A=d$ si d es mayor o igual $l_c + d_l + e$

$A=l_c + d_l + e$, si $l_c + d_l + e$ es mayor que d .

Siendo en ambos casos e = espesor de la ménsula.

1.4.5. Tipos de soportes

Típicamente los soportes o estructuras para las líneas de transmisión pueden ser de los siguientes tipos:

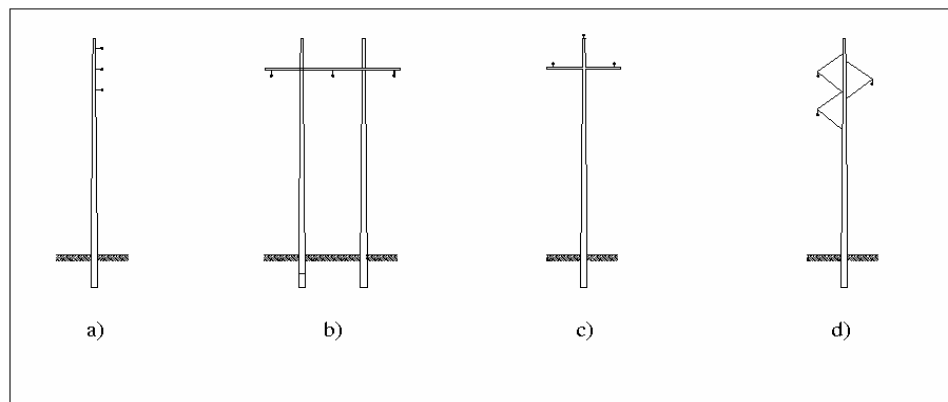
- De hormigón armado: Los soportes de hormigón armado se emplean desde media tensión hasta las más altas tensiones. Con postes de fabricación normal se llega fácilmente a vanos del orden de los 250 m. Para vanos mayores deben efectuarse uniones entre postes mediante bridas.
- De Perfiles laminados de acero: Se emplean para grandes vanos, ángulos, soportes muy altos y otras singularidades, particularmente en las mayores tensiones. Se construyen con perfiles galvanizados de acero ST-37 ó ST-52.

Además se han empleado soportes de tubo de acero, de aluminio y en el futuro se usarán postes de resina epoxi-reforzada con fibra de vidrio.

1.4.5. Disposición de los conductores

En la figura 4, se presentan diferentes tipos de estructuras y la disposición de los conductores de fase en configuración vertical, horizontal y triangular.

Figura 4. Disposición de los conductores



- Configuración vertical: En esta configuración el conductor de fase superior ofrece un blindaje efectivo con relación a los otros conductores, generalmente presenta un desempeño similar al que se obtiene con la instalación de cables de guarda, quedando dicho desempeño en función directa del comportamiento transitorio del sistema de tierras como se observa en la figura 4a.
- Configuración horizontal: En este tipo de configuración, sus conductores se encuentran a un mismo nivel. Como se aprecia en la figura 4b.
- Configuración triangular: En esta configuración el conductor superior también ofrece un blindaje efectivo con relación a los otros dos conductores, como se puede observar en la figura 4c y 4d.

1.5. Diseño del sistema de puesta a tierra

La necesidad de contar con una red de tierra es la de cumplir con las siguientes funciones:

- a. Para limitar los voltajes causados por descargas atmosféricas o por contacto accidental con conductores de más alto voltaje.
- b. Para estabilizar el voltaje durante operaciones normales.
- c. Para facilitar la operación de los dispositivos de sobre corrientes tales como fusibles, relés, bajo condiciones de falla a tierra.
- d. Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, debidas a una falla o a la operación de pararrayos.
- e. Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Los tipos de puesta a tierra se pueden dividir en: Sistemas de puesta a tierra para CA, sistemas para CD, sistema a tierra de protección frente a pararrayos, tierra del equipo, tierra para ruidos eléctricos, tierra para protección frente a EMI/RFI.

Entre los códigos que norman los sistemas de puesta a tierra están el Código Eléctrico Nacional conocido como NEC, que rige en Estados Unidos. También está el Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos IEEE que publica estándares para instalaciones eléctricas, que explican en detalle la teoría del NEC.

Entre los factores a considerar para un buen diseño de tierras están:

- a. La Resistencia a tierra: se aplica a la resistencia entre un electrodo de tierra y la misma tierra. La resistencia a tierra debe ser de 5Ω o menor. Una resistencia baja es requerida para minimizar ruidos eléctricos en sistemas sensitivos tales como computadores.
- b. Conductividad del suelo: Se debe considerar la humedad del terreno, la temperatura, minerales, composición del suelo.
- c. Un porcentaje alto de humedad baja la resistencia del suelo, durante el año la humedad varía al igual que la resistencia a tierra.
- d. Las temperaturas altas bajan la resistencia a tierra, la tierra de regiones altas o frías conduce muy pobremente.
- e. Los terrenos arenosos son malos conductores, los terrenos con materiales orgánicos son buenos conductores, los suelos rocosos no son conductivos.

1.5.1. Disposiciones básicas de las redes de tierra

Para las redes de tierra se han considerado básicamente 3 sistemas:

- a) Sistema radial
- b) Sistema de anillo
- c) Sistema de red o mallas
- d) Contraantenas

1.5.1.1 Sistema radial

Este sistema es el más barato, pero el menos confiable ya que al producirse una falla se producen grandes gradientes de potencial, se construye a través de una o más varillas de cobre que se unen de forma lineal (no se forman trayectorias cerradas).

1.5.1.2. Sistema de anillo

Este sistema se obtiene colocando en forma de anillo un cable de suficiente calibre, alrededor de la superficie ocupada por el equipo a proteger, conectando derivaciones a cada aparato. Es un sistema económico y eficiente. Los potenciales peligrosos disminuyen al disiparse la corriente de falla por varios caminos en paralelo. Para diseñar un anillo de tierras se deben tomar en cuenta las siguientes características:

- El cable debe ser de cobre instalado en una zanja alrededor de la estructura.
- El cable debe ser de al menos de 20 pies de longitud
- El cable no debe ser menor al calibre 2AWG
- El cable debe ser enterrado debajo de la línea de congelamiento
- Todas la varillas deben ser unidas con el cable
- Las varillas irán enterradas al menos 2 ½ pies debajo de la superficie.

1.5.1.3. Sistema de red o mallas

Es el más usado y consiste en una malla formada por cables de cobre conectadas a través de varillas de cobre que se interconectan por medio de conductores que pueden ser de cobre, aluminio o acero, distribuidas en forma de círculo, triángulo, rectángulo, etc. Este sistema es el más eficiente, pero también es el más caro.

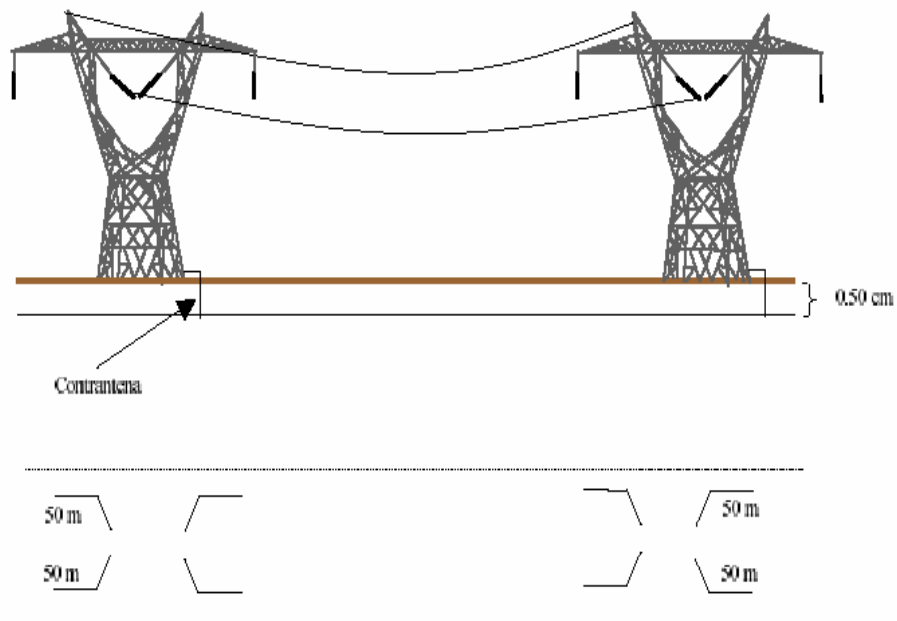
Las varillas para sistemas de tierras, según el NEC especifica que deben tener las siguientes características:

- 5/8'' de diámetro o mayor si son de acero o hierro
- 1/2'' de diámetro o mayor si son fabricadas de material no ferroso
- 8 pies mínimos de longitud
- Varillas de aluminio no son permitidas.

1.5.1.4. Contraantenas

La incidencia de rayos sobre una estructura o sobre un cable de guarda, origina sobretensiones por efecto de la resistencia al pie de la torre, y que son probables fallas por cebado inverso. Para reducir estas sobretensiones por efecto de rayo, deben diseñarse redes de tierra con valores bajos de resistencias al pie de la torre. Esto da como resultado una elevación de costos en la construcción de líneas eléctricas, es por ello que se diseñan redes de tierra por contraantenas que consisten en la colocación de cables de acero o cobre al pie de las estructuras, acompañadas en algunos casos por electrodos. Como se ve en la figura 5.

Figura 5. Esquema de red de tierras por contraantenas



El valor de estas sobretensiones depende de varios factores como el punto de impacto del rayo a lo largo de los cables de guarda y estructuras que puede determinar un cierto índice de salidas por sobretensiones de retorno que dependerá de los siguientes factores:

- Distancia de fase a tierra entre conductores y estructuras
- Longitud del claro
- Número de cables de guarda y disposición de los mismos.
- Forma geométrica de las torres y sus dimensiones.
- Resistencia al pie de la torres

La función de las contraantenas es la de mejorar la resistencia al pie de la torre disminuyendo dentro de lo posible su valor, de tal forma, que se disminuya la probabilidad de fallas por sobretensiones de retorno o inversas. En el cálculo de las contraantenas intervienen los siguientes factores:

- Resistividad del terreno
- Impedancia característica de la torre y de los cables de tierra
- Magnitud de la corriente del rayo
- Longitud del claro
- Número de cables de guarda y su posición
- Distribución estadística de las corrientes del rayo

1.6. Teoría sobre las descargas eléctricas

1.6.1. Como se originan las descargas eléctricas

En la actualidad una descarga electroatmosférica se ha tomado con seriedad debido a los problemas que causa a la actividad humana y se define como la transferencia violenta de carga positiva o negativa, de un campo eléctrico que se ha creado dentro de una nube, de nube a nube, de nube a tierra o bien de tierra a nube, la cual se produce a consecuencia del rompimiento de la rigidez dieléctrica del aire y de la conductividad propia de la atmósfera.

La formación de la carga en la atmósfera se genera en la capa llamada troposfera, en ella también se producen las nubes, las lluvias, las tormentas, los vientos, etc. Esta carga se produce por los cambios meteorológicos predominantes que hacen variar constantemente el equilibrio eléctrico en el aire.

El campo eléctrico atmosférico en estado normal está dirigido hacia abajo y con una magnitud de 120 volts/cm, pero si hay nubes cumulonimbos, el campo se invierte y queda dirigido hacia arriba, alcanzando una diferencia de potencial de 20 kV/m, que induce a la separación de las cargas en la nube con dirección a la tierra. Por otra parte, en la nube se pueden alcanzar valores hasta de 10,000 volts/cm en las regiones donde se origina el rayo.

El camino de una descarga eléctrica entre nube, de nube a tierra y de nube a nube se denomina líder. Esta es precedida por la formación de un canal guía o línea fuertemente ionizada, en la que se acumulan cargas eléctricas producidas por la ionización del aire. Este canal sirve de guía para las posteriores ramificaciones que avanzan en forma de zigzag a razón de 50 a 100 metros/microsegundos, con descansos de 100 microsegundos en la cual se observan puntos luminosos.

Las ramificaciones en zigzag se deben a la resistencia que opone el aire fuertemente comprimido al paso de la descarga. Esta resistencia del aire en estado estable se comporta como aislante y cuando existe presencia de descarga, ésta se comporta como conductor, es decir, se rompe la rigidez dieléctrica de la misma. Dichas ramificaciones son más largas que la anterior a medida que se acercan a la tierra y son llamadas dardos o saetas.

El rayo es la consecuencia del cortocircuito en el espacio entre nube y tierra, que neutraliza la corriente de ambas cargas, cuando se rompe la rigidez dieléctrica de la

atmósfera. El rayo se produce cuando el campo eléctrico alcanza valores de 10,000 a 50,000 V/m dentro de la nube.

El relámpago es la luminosidad debida al brusco aumento de la presión causada por el calentamiento de la atmósfera asociado con la descarga atmosférica.

El trueno es el efecto producido por la brusca elevación de la presión de 2 a 3 atmósferas en el canal guía, contraída por las fuerzas electrodinámicas durante la duración de la descarga, constituyen las ondas de sonido.

1.6.2. Tipos de descargas

Las descargas electroatmosféricas se clasifican por su polaridad en: positivas y negativas. Las descargas positivas tienen una duración de 20 a 50 μ s, con una amplitud de 5 a 100 kiloampers hasta un máximo de 200 kiloampers. Producen las sobretensiones en los sistemas eléctricos. Caen por lo general en zonas montañosas.

Las descargas negativas están formadas por varias descargas, la primera con un frente de onda de 10 a 15 μ s y amplitud de corriente más débil que los rayos positivos. El 90% de los rayos negativos se descargan en zonas llanas y climas templados.

1.6.3. Sobretensiones producidas por las descargas eléctricas

Los sistemas eléctricos están sometidos esporádicamente a varios tipos de fenómenos transitorios, envolviendo variaciones repentinas de tensión y corriente provocadas por descargas electroatmosféricas, faltas en el sistema o por la operación de interruptores y llaves seccionadoras.

Los estudios de las sobretensiones en los sistemas eléctricos han adquirido una

mayor importancia en los últimos años en la medida que se han elevado los niveles de tensión de los sistemas y por la necesidad de sistemas cada vez más confiables y económicos.

Una sobretensión puede ser descrita como cualquier tensión entre fase y tierra, o entre fases, cuyo valor de pico excede el valor de pico deducido de la tensión máxima del equipamiento ($U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ ó $U_m \cdot \sqrt{2}$, respectivamente).

La tensión máxima de un sistema, se define como la máxima tensión de línea eficaz que pueda ser mantenida en condiciones normales de operación, en cualquier punto del sistema.

La determinación de las sobretensiones que pueden ocurrir en un sistema eléctrico es de fundamental importancia ya que provee subsidios para la coordinación del aislamiento de redes de distribución, líneas de transmisión y subestaciones, así como para la especificación de los equipamientos.

Las sobretensiones debido a descargas electroatmosféricas que inciden directamente en los conductores de fase de líneas aéreas, en los cables, pararrayos o en las estructuras de líneas de transmisión o por descargas a tierra o en estructuras próximas a la línea considerada producen sobretensiones de frente rápida.

Las sobretensiones de frente rápida se caracterizan como sobretensiones entre fase-tierra o entre fases, en un cierto punto del sistema, debido a una descarga electroatmosférica, cuya forma de onda presente tiempos hasta el pico con duraciones entre 0,1 μ s hasta 20 μ s y tiempos hasta el medio valor (tiempos de cola) de 300 μ s. Esas sobretensiones en general son fuertemente amortiguadas.

1.6.4. Distribución probabilística de corrientes de rayo

La magnitud aproximada de la corriente de rayo, se puede determinar a partir de la probabilidad de presencia de rayos. Se evalúa por la siguiente ecuación según el IEEE:

$$P\% = \frac{1}{(1 + (I/31)^{2.6})}$$

P(%) = probabilidad de presencia de rayo en una zona específica

I = corriente de rayo en KA.

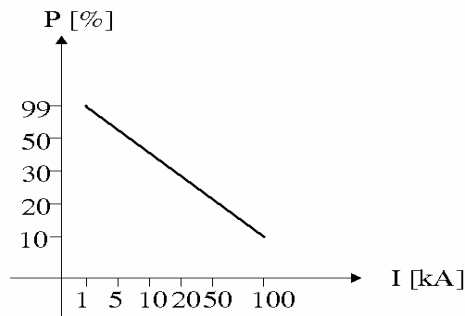
Según la CIGRE con la gráfica de la figura 6, se puede determinar la probabilidad de intensidad del rayo en una zona, utilizando la ecuación de Berger:

$$P(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\beta x} e^{-\frac{1}{2}z^2}, z = \frac{\ln(x/M)}{\beta}$$

M = Media. Valor en el que un 50% de observaciones es mayor y un 50% menor.

B = Log de la desviación standard. Figuran en tablas específicas.

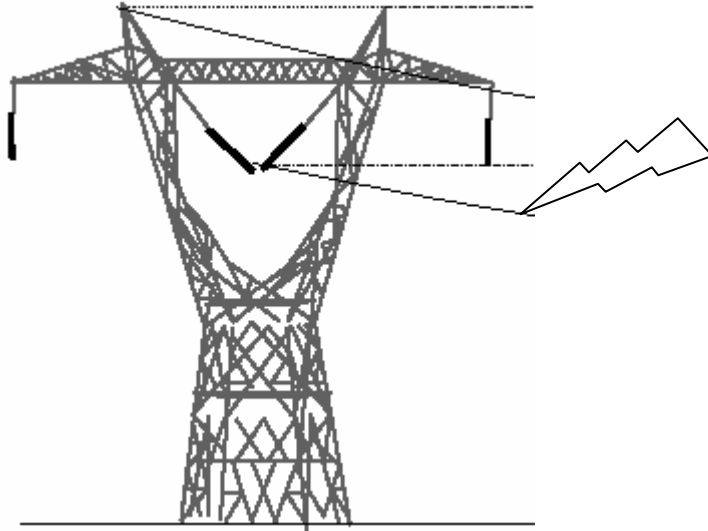
Figura 6. Gráfica de la probabilidad de ocurrencia de una corriente de rayo I



1.6.5. Impacto del rayo sobre las fases

La incidencia de rayos sobre un conductor de fase puede darse por ausencia o deficiencia en el blindaje de la línea. Si el rayo cae sobre un conductor de fase como en la figura 7, se originan dos ondas de corriente que viajan en dirección opuesta y de valor igual a la mitad de la corriente del rayo (I/2).

Figura 7. Esquema de impacto del rayo sobre las fases.



Corriente que produce dos ondas de tensión cuya amplitud es función de la impedancia característica de la línea. Esta tensión puede provocar fallas en las líneas o la interrupción del servicio eléctrico, se calcula por la siguiente relación:

$$V_{cond} = \frac{I(t)}{2Z_c}$$

V_{cond} es el voltaje de sobretensión en el conductor de fase, $I(t)$ la corriente de rayo y Z_c la impedancia característica del conductor de fase alcanzado por el rayo y se calcula por la siguiente expresión:

$$Z_c = 60 \ln \frac{2\hat{y}}{\tilde{r}_e}$$

donde \hat{y} es la altura media del conductor entre estructuras (vano) y se calcula con las siguientes expresiones en función del tipo de terreno:

$$\hat{y} = \hat{h} - \frac{2}{3}f \quad \text{para terreno plano}$$

$$\hat{y} = \hat{h} \quad \text{para terreno ondulado}$$

$$\hat{y} = 2 * \hat{h} \quad \text{para terreno montañoso}$$

donde \hat{h} es la altura del conductor en la estructura o torre, f la flecha del conductor de fase. De la misma manera:

$$\tilde{r}_e = Rh * \sqrt[n]{n * r's / Rh} \quad (\text{m})$$

donde \tilde{r}_e es el radio equivalente del conjunto o haz de conductores de fase (radio medio geométrico). Para un solo conductor de fase $r_e = 6$ cm para tomar en cuenta la atenuación por efecto corona, n es el número de subconductores de fase, r_s radio de un subconductor y Rh el radio del grupo o haz de conductores de fase, la cual se calcula por la siguiente expresión:

$$Rh = \frac{S}{2 * \text{sen}(\pi / n)} \quad (\text{m})$$

donde S es la separación entre el haz de subconductores de fase.

Finalmente si la tensión en los conductores fase (V_{cond}) es alta y mayor a la tensión de ruptura dieléctrica del aislamiento (BIL) apoyo-conductor, se origina un arco o una tensión sobre los apoyos de línea, denominada tensión crítica de flameo (TCF) o cebado inverso. Este voltaje se determina por la siguiente expresión:

$$V_{\text{flameo}} = Z_{eq} * I_{\text{rayo}} \quad \text{y}$$

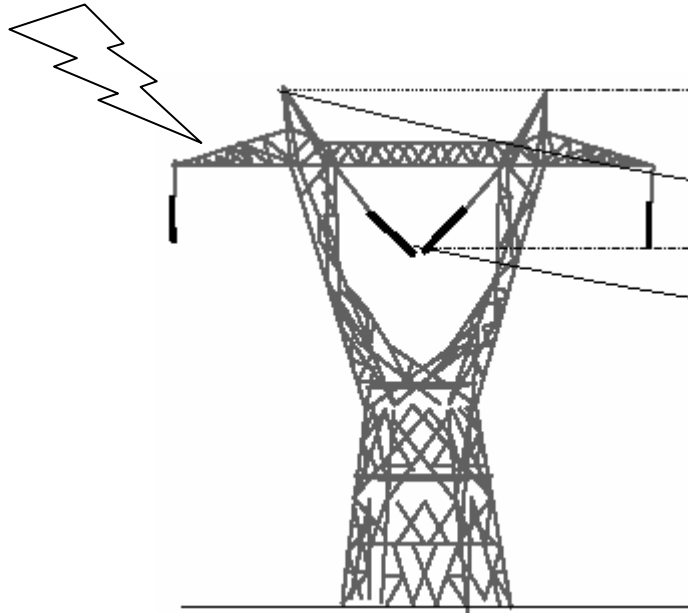
$$Z_{eq} = 1 / Z_t + 1 / Z_c + 1 / Z_g$$

Z_{eq} es la impedancia equivalente, Z_t es la impedancia de la torre, Z_c es la impedancia del conductor de fase y Z_g la impedancia del hilo de guarda.

1.6.6. Impacto del rayo sobre las estructuras (torres)

Cuando un rayo cae sobre una estructura metálica, la corriente de rayo circula por ésta y a través del cable de puesta a tierra, como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Esquema de impacto del rayo sobre las estructuras



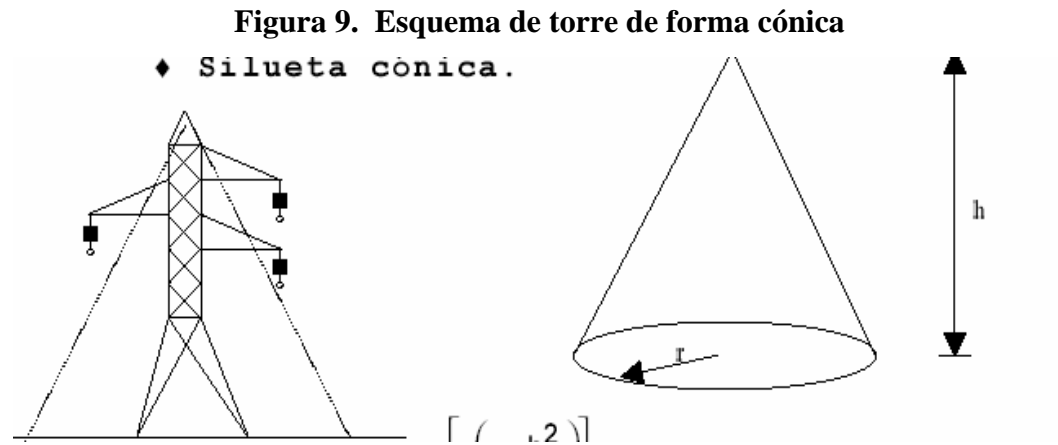
Así mismo, esta corriente genera una sobretensión en la estructura que es función de la intensidad de la descarga (I_{rayo}) y de la impedancia característica del conjunto torre e hilo de puesta a tierra Z_t . La sobretensión se calcula por la siguiente expresión:

$$V_t = Z_t * I_{rayo} \text{ (KV)}$$

Para calcular la impedancia característica de la torre, se debe de tomar en cuenta el diseño de la estructura el cual puede ser de forma cónica o cilíndrica.

Torre de forma cónica:

Se define este tipo de estructura, cuando la torre tiene la forma que se muestra en las figura 9.

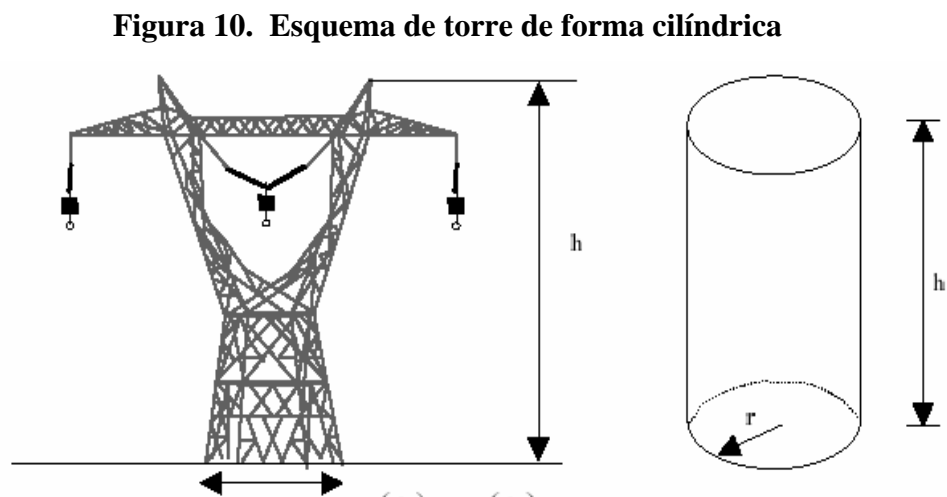


Es utilizada la siguiente expresión para calcular su impedancia Z_t :

$$Z_t = 30 \ln 2 \left\{ 1 + (Ht / Rt)^2 \right\}$$

Torre de forma cilíndrica:

Se supone este tipo de estructura, cuando la misma tiene una forma cuadrada o cuando tiene dos hilos de guarda instalados sobre ella como en la figura 10



La siguiente expresión sirve para calcular la Z_t (impedancia equivalente del conjunto torre-cables de guarda) en este tipo de estructura:

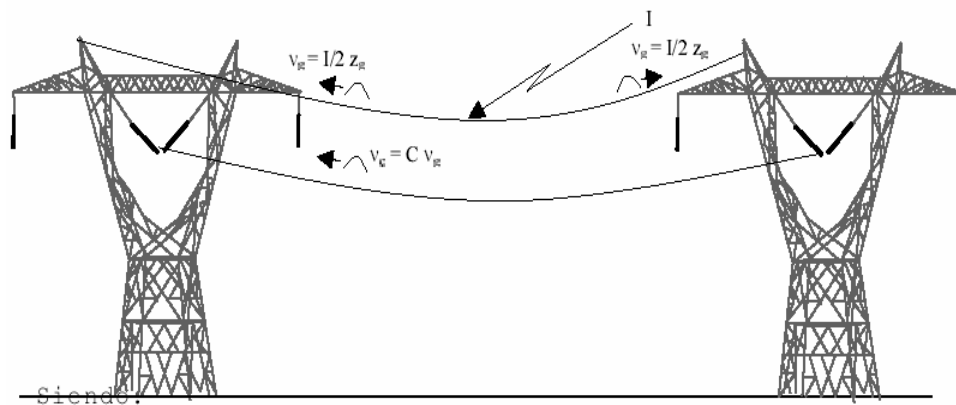
$$Z_t = 60 \ln \left[\sqrt{2} \frac{2Ht}{Rt} \right] - 60$$

Ht es la altura de la torre y Rt el radio, ambos de la torre y en metros, en cuanto a la impedancia característica de la torres, esta se encuentra dentro del rango de 150 a 300 Ω .

1.6.7. Impacto del rayo sobre los cables de guarda

Si un rayo cae sobre el cable de guarda, se originan también dos ondas de corriente $I(t)/2$ que viajan en sentidos opuestos hacia las estructuras y se descargan a través de ellas como se observa en la figura 11.

Figura 11. Esquema de impacto del rayo sobre los cables de guarda.



Esta corriente genera dos ondas de tensión en el hilo de guarda y es función de corriente de rayo y de la impedancia del hilo de guarda (Z_g), calculándose con la siguiente expresión:

$$V_g = I(t) / 2 * Z_g$$

donde V_g es el voltaje del hilo de guarda y Z_g es la impedancia característica del hilo de guarda. Esta impedancia se calcula con la expresión:

$$Z_g = 60 \ln \frac{H_g}{r_g}$$

H_g es la altura del cable de guarda en la torre y r_g el radio del hilo de guarda. Por otra parte, cuando se da la descarga en los cables de guarda, una parte de la corriente pasa a través de la torre Z_t , formando un circuito cerrado cuando se tienen dos cables de guarda en la estructura, la impedancia característica de los hilos de guarda es equivalente a $Z_g/2$. Finalmente, cuando el sobrevoltaje V_g es mayor y supera la rigidez dieléctrica del aislamiento se presenta un arco inverso o cebado inverso de hilo de guarda a conductor de fase ($V_{\text{flameo}} = Z_{\text{eq}} * I_{\text{rayo}}$)

2. ANÁLISIS AL BLINDAJE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV PANTALEÓN – COCALES

2.1. Importancia de la línea de transmisión de 69 kV Pantaleón-Cocales

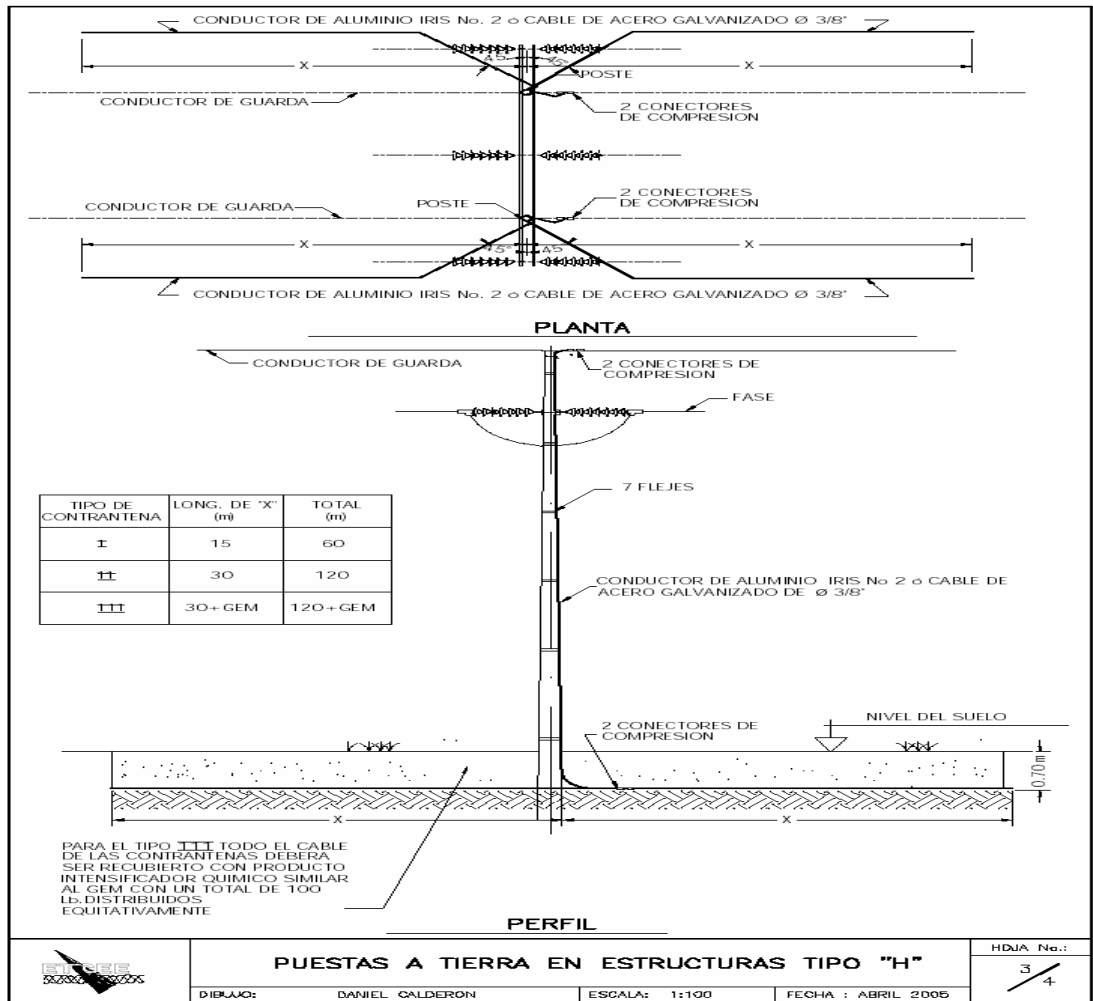
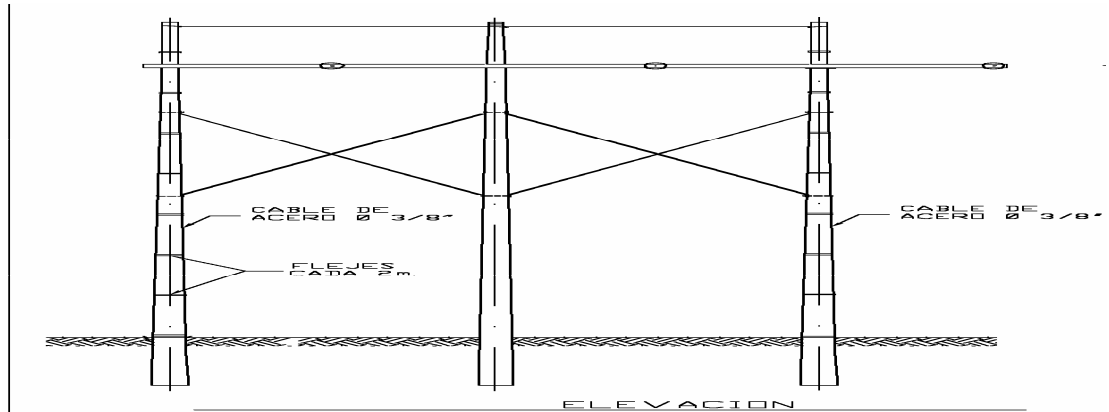
La red de transporte de energía eléctrica de la región sur-occidental de Guatemala está básicamente compuesta por líneas de transmisión de 69 kV. En la década de los años 80 se construye la línea de 69 kV Escuintla – Cocales por la cual se transporta la potencia eléctrica desde Escuintla hacia el sur occidente del país. Con el transcurrir de los años y la entrada al sistema eléctrico de la cogeneración por parte del sector azucarero a través de los ingenios, se construye la subestación Pantaleón, con lo cual la línea original Escuintla – Cocales se divide en las línea Escuintla – Pantaleón y Cocales – Pantaleón. Posteriormente se construye la subestación El Jocote dividiendo la línea Escuintla – Pantaleón en las líneas Escuintla – El Jocote y Pantaleón – El Jocote.

La línea tiene una longitud aproximada de 25 km y se encuentra a una altura sobre el nivel del mar de 500 m e inicia en la subestación del ingenio Pantaleón y finaliza en la subestación de Cocales.

2.2. Composición física de la línea

La línea está compuesta por un solo circuito, montada en estructuras tipo “H” formadas por 2 y 3 postes de concreto con una altura total de postes de 16 metros como se observa en la Figura 12, utiliza un conductor por fase tipo Hawk ACSR 477 MCM 26/7, dos cables de guarda de acero galvanizado con un diámetro nominal de 0.120 pulgadas, de 7 hilos, ubicados en los postes externos.

Figura 12. Esquema de estructuras tipo "H"



La mayor parte del aislamiento de diseño de la línea de transmisión es de vidrio tipo suspensión, aunque en algunas estructuras también hay instaladas cadenas de aislamiento cerámico en menor proporción.

2.3. Análisis al blindaje

2.3.1. Aislamiento

Nivel básico de aislamiento (BIL): Para alturas de hasta 1000 m sobre el nivel del mar, la expresión que calcula el nivel básico al impulso es:

$$BIL = 0.961 * VCF \text{ (kV)}$$

Para una línea de 69 kV el BIL recomendado es de 350 kV.

La distancia de fase a tierra está dada por la expresión: $D = VCF/K$ (m), K es el factor de electrodo o gradiente de voltaje al impulso, para la configuración de conductor a estructura el valor de K es: 550 kV/m.

La distancia D resultante en la configuración del aislamiento de la línea de 69 kV Pantaleón – Cocales es $D = 0.876$ m, en virtud de que la cadena de aislamiento está formada por 6 unidades cuyo paso es de 0.146 m por disco, por lo que el voltaje crítico de flameo es: $VCF = 482$ kV y el $BIL = 463$ kV.

Con los valores obtenidos se verifica que el BIL de 463 kV del aislamiento empleado en la línea de 69 kV Pantaleón – Cocales, está dimensionado para operar adecuadamente, tomando como referencia que el BIL máximo normalizado para una línea de 69 kV es de 350 kV.

Distancia de fuga: Para calcular la distancia de fuga se utiliza la expresión:

$$dfuga = Kd(V \text{ max})$$

donde Kd es la línea de fuga mínima en mm/kV, para la línea de 69 kV Pantaleón – Cocales la distancia de fuga de los aisladores empleados es de 1,920 mm para el tipo suspensión. Despejando la línea de fuga Kd se determina la capacidad de operación de los aisladores.

Tomando en cuenta que el voltaje máximo de operación del sistema es de 72.5 kV y que la distancia de fuga total de la cadena es de 1,920 mm resulta un factor Kd = 26.48 mm/kV, por lo que el aislamiento empleado tiene distancias de fuga adecuadas para la operación de la línea, tomando en consideración que según la tabla 3 este valor de Kd resultante supera el valor establecido para un nivel de contaminación fuerte, con industrias como ingenios, expuestas a fuertes vientos marinos.

2.3.2. Cable de guarda: verificación del ángulo de blindaje, eficiencia de protección

La probabilidad de que un rayo incida sobre un conductor de fase depende de la posición que tengan los cables de guarda con respecto a los conductores de fase, el ángulo que se forma se denomina ángulo de blindaje θ .

Para la verificación del ángulo de blindaje de la línea de 69 kV Pantaleón – Cocales se desarrolla el siguiente procedimiento:

- a. Se calculan los valores de \hat{y} , \hat{c} y r_c

- b. Se obtienen las relaciones \hat{y}/r_c y \hat{c}/r_c
- c. En la figura 3 gráfica $\theta - \hat{y}/r_c$, se grafica en el eje de las abscisas con la relación \hat{y}/r_c y se corta la curva correspondiente a la relación \hat{c}/r_c .
- d. En la figura 3, gráfica $\theta - \hat{y}/r_c$, en el eje de las ordenadas se encuentra el correspondiente ángulo de blindaje θ .

Los valores de \hat{y}, \hat{c} y r_c se calcula a partir de las siguientes expresiones:

- $r_c = 9.4 * (1.1 * I)^{2/3}$ distancia del canal guía del rayo hacia la fase mas alta.
- $\hat{y} = y - 2/3f$ (altura media del conductor de fase más alto para terreno plano)
- $f = 0.01$ (vano)
- $\hat{c} = 6 * 10^{-3} * VCF$ (distancia del conductor de fase al cable de guarda)
- $I = 2 * Vco\%/Zc$ (corriente critica de rayo que produce flameo)
- $Vco\% = 0.9 * VCF$ (voltaje de flameo que produce falla)
- $Zc = 60 \ln \frac{2\hat{y}}{r_e}$ (impedancia característica de los conductores de fase)
- $r =$ radio medio geométrico (igual a 0.06 m para un conductor por fase)
- $y =$ altura desde el suelo hasta el conductor más alto en el poste.
- $VCF =$ voltaje crítico de flameo.

Para la línea de 69 kV Pantaleón – Cocalles los valores que se tienen son:

$$VCF = 482 \text{ kV}, y = 10.815, r = 0.06., \text{ vano} = 185 \text{ m}$$

Los resultados que se obtienen son los siguientes:

$$\hat{y} = 9.58 \text{ m}$$

$$Z_c = 345.98 \Omega$$

$$I = 2.51 \text{ KA}$$

$$r_c = 18.5 \text{ m}$$

$$\hat{c} = 2.89 \text{ m}$$

$$\hat{y}/r_c = 0.52$$

$$\hat{c}/r_c = 0.156$$

Interpolando la curva $\hat{c}/r_c = 0.156$ en la figura 3 con $\hat{y}/r_c = 0.52$, el ángulo de blindaje total es aproximadamente igual a $\theta = 26^\circ$.

El ángulo de blindaje total calculado anteriormente es un ángulo ideal. El ángulo de blindaje de diseño θ , dada la configuración real de la línea Pantaleón – Cocalles es de $\theta = \text{tg}^{-1} = (1.85/3.0815)$, siendo $\theta = 30.97^\circ$.

En base a la configuración de diseño, el ángulo de blindaje de la línea Pantaleón – Cocalles es $\theta = 30.97^\circ$, valor que al ser comparado con el ángulo de blindaje ideal $\theta = 26^\circ$, indica que el blindaje de la línea de transmisión Pantaleón – Cocalles no es el adecuado, por lo tanto, existe la posibilidad de que se originen salidas forzadas por descargas electroatmosféricas que incidan directamente en las fases, por lo que es necesario disminuir el ángulo de blindaje además de realizar el estudio del sistema de tierras óptimo para la línea, con lo cual se permita drenar a tierra las corrientes de rayo, para minimizar la cantidad de salidas forzadas.

El ángulo de blindaje es indicativo de la probabilidad de que un rayo incida sobre los conductores de fase.

En el caso de que una descarga incida en un conductor de fase, aparecerá una onda de voltaje $V_c = (I/2) * Z_c$, donde $I/2$ es la corriente de rayo en kA, Z_c es la impedancia característica del conductor de fase donde cae la descarga.

2.3.3. Soportes: libranzas eléctricas entre fases, fase y estructura, fase al suelo.

Este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas, requeridas por un sistema eléctrico de potencia. La separación entre aparatos de una instalación y la disposición física de los mismos se efectúa de acuerdo a la capacidad de la instalación y su tensión nominal. Estos factores no sólo afectan el tamaño de los componentes, sino también las distancias a tierra y entre fases. La determinación de estas dimensiones se efectúa por medio del cálculo de las libranzas eléctricas entre las partes vivas del equipo y entre las estructuras de acuerdo con el siguiente orden:

- Distancia entre fases: espacio entre partes vivas de fases diferentes.
- Distancia entre fase y tierra: espacio entre partes vivas y estructuras.
- Altura de los soportes
- Altura de remate de las líneas de transmisión
- Distancias de seguridad: espacio entre partes vivas y zonas de trabajo.

Para este caso las libranzas de la línea de 69 kV Pantaleón-Cocales son las siguientes:

- Libranza entre fases: 3.70 m
- Libranza de fase a estructura: 1.85 m
- Libranza de fase al suelo: 10.815 m
- Altura del cable de guarda sobre el nivel del suelo: 13.90 m
- Flecha: 1.85 m
- Libranza mínima al suelo: 8.96 m

2.4. Métodos alternativos para la reducción de salidas forzadas por descargas eléctricas

En líneas de transmisión con voltaje nominal de 69 kV, las descargas electroatmosféricas representan un porcentaje alto en las aperturas no programadas. Solo en la línea Pantaleón – Cocales se tuvieron 27 fallas en el 2003 y 18 fallas en el 2004. Existen diferentes métodos para minimizar las salidas forzadas debidas a descargas electroatmosféricas, los cuales se pueden aplicar simultáneamente.

2.4.1. Distancia de aislamiento

Para la línea de 69 kV Pantaleón – Cocales este método es económica y prácticamente improcedente modificar ya que se está aplicando una distancia de fuga adecuada, para un nivel de contaminación fuerte. Implicaría costos muy elevados aumentar las cadenas de aislamiento.

2.4.2. Cables de guarda

Para líneas sin cable de guarda, la incorporación de estos, incide en la reducción del índice de salidas no programadas.

En el caso de la línea de 69 kV Pantaleón – Cocales, mejorar el ángulo de blindaje puede ser factible, modificando la configuración actual de los cables de guarda en toda la línea, de tal forma que el ángulo de blindaje sea $\theta = 26^\circ$. Sin embargo modificar este ángulo implicaría dejar fuera de servicio la línea por largos períodos de tiempo, cambio de postes o implementación de bayonetas para ganar altura, lo cual resulta técnica y económicamente cuantioso.

2.4.3. Sistema de tierras

La reducción de los valores de resistencia al pie de la estructura conduce a una reducción en los índices de salidas no programadas en las líneas de transmisión con cables de guarda, principalmente por los voltajes de flameo inverso. Entre los métodos para mejorar el sistema de tierra está la utilización de electrodos y contraantenas.

El método de contraantenas consiste en aterrizar las torres o estructuras, por medio de conductores que pueden ser acero, cobre o aluminio, que se entierran en forma horizontal.

Este tipo de redes busca mayor área de contacto con el terreno y por eso se diseñan como trayectorias horizontales, no se entierran a gran profundidad y es deseable que el calibre del conductor sea igual al del cable de guarda. Los siguientes capítulos presentan el estudio para la aplicación y selección de las contraantenas que de manera más eficiente, con menor costo y mayor beneficio, drenarán las descargas eléctricas de la línea de 69 kV Pantaleón – Cocales.

3. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DENOMINADO “CONTRAANTENAS” EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV PANTALEÓN – COCALES

3.1. Análisis estadístico de fallas provocadas por descargas eléctricas:

En las tablas IV, V y VI se puede observar el total de fallas debidas a descargas electroatmosféricas durante los años del 2001 al 2005. Durante estos años las fallas provocadas por descargas electroatmosféricas acumularon un total de 96. La frecuencia de las fallas es mayor durante el período de invierno.

Tabla IV. Fallas en la línea de 69 kV Pantaleón – Cocalés época lluviosa

	2001	2002	2003	2004	2005
Mayo	2	3	2	5	0
Junio	0	0	2	2	1
Julio	3	0	6	1	1
Agosto	7	4	2	3	1
Septiembre	1	0	4	2	0
Octubre	3	6	4	1	0
Total	16	13	20	14	3

Fuente: Departamento de líneas de transmisión de ETCEE-INDE

Tabla V. Fallas en la línea de transmisión de 69 kV Escuintla – Cocalés época seca

	2001	2002	2003	2004	2005
Noviembre	1	3	0	0	0
Diciembre	1	0	0	2	0
Enero	3	3	2	0	1
Febrero	0	2	3	1	1
Marzo	0	3	1	0	0
Abril	0	1	1	1	0
Total	5	12	7	4	2

Fuente: Departamento de líneas de transmisión de ETCEE-INDE

Tabla VI. Total de Fallas en la línea de transmisión de 69 kV Escuintla – Cocalés en la época de lluvia y época seca

	2001	2002	2003	2004	2005
Época lluviosa	16	13	20	14	3
Época seca	5	12	7	4	2
Total	21	25	27	18	5

Fuente: Departamento de líneas de transmisión de ETCEE-INDE

3.2. Análisis de las descargas eléctricas

Para analizar los efectos que provocan las descargas eléctricas en las líneas de transmisión, se debe estudiar dos aspectos muy importantes, que son:

- nivel cerámico
- densidad de rayos a tierra
- características de las corrientes de rayo

3.2.1. Concepto de nivel cerámico

El nivel cerámico es expresado por un valor que indica el número promedio de días con tormenta anual en una región particular. Los puntos de una zona de determinada región de un país se unen y forman lo que se llama mapa isocerámico. El nivel cerámico de la región donde se encuentra ubicada la línea Pantaleón-Cocales es de 100 días de rayos/año

3.2.2. Densidad de rayos a tierra

La densidad de rayos a tierra es una forma de medir el número de descargas electroatmosféricas a tierra. El método consiste en medir la variación de la intensidad del campo eléctrico en la atmósfera en el momento de la descarga.

La relación entre el nivel cerámico y la densidad de rayos a tierra puede expresarse por la fórmula de la IEEE $N_g = 0.04N_c^{1.25}$ de cuya expresión se tiene que N_g es la densidad de rayos a tierra (número de rayos a tierra por Km^2) y N_c es el nivel cerámico (para la línea Pantaleón – Cocales $N_c = 100$ días con tormentas al año), por lo que $N_g = 12.65$ rayos/ km^2 .

3.2.3. Corriente de rayo

Las características de la corriente de rayo se dividen en dos aspectos: la distribución probabilística de las corrientes del rayo y la forma de onda y sus efectos.

3.2.3.1. Distribución probabilística de las corrientes de rayo

Se obtiene midiendo la intensidad de la corriente del rayo, de manera que se pueda expresar gráficamente como una relación entre la probabilidad de ocurrencia contra la magnitud de la corriente del rayo.

La distribución probabilística de IEEE corresponde a una expresión del tipo:

$$P(I) = 1 / (1 + (I/31)^{2.6})$$

en la cual P(I) indica la probabilidad de que ocurra una descarga con una corriente de amplitud igual a I en kA.

3.2.3.2. Forma de onda de la corriente de rayo y sus efectos

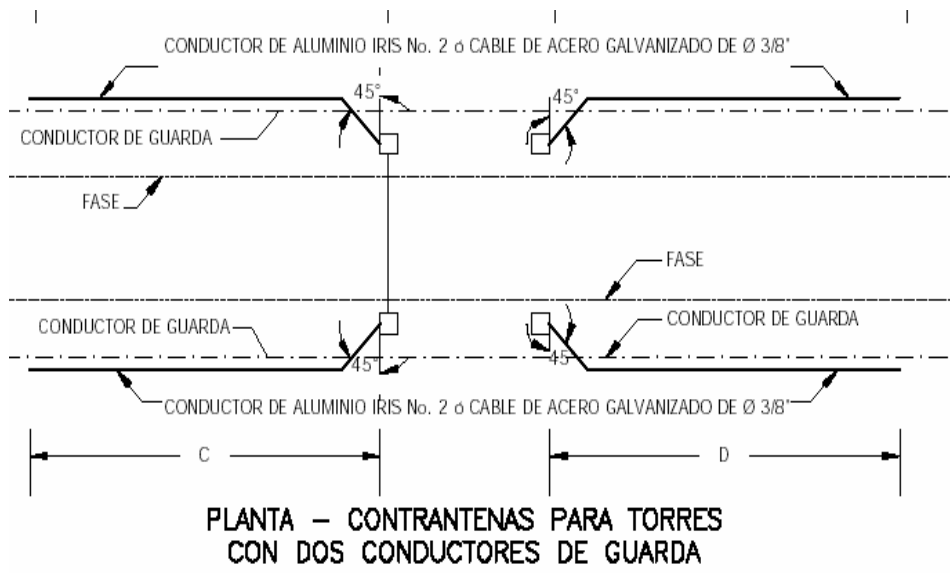
Para determinar el efecto de las corrientes de rayo sobre las líneas de transmisión se evalúa el número de descargas sobre la propia línea en función del número de rayos, de acuerdo a la expresión $NRL = 0.4 * NC^{1.25} (0.0133(ht + 2*hg))$, en la cual NRL es el número de rayos a la línea/100 km-año, ht es la altura equivalente para los conductores de fase en terreno ondulado y hg es la altura desde el nivel del suelo hasta el cable de guarda, para la línea Pantaleón - Cocales ht = 10.815 m, hg = 13.9 m., resultando que NRL es de 2 rayos/año aproximadamente. Por lo que desde el punto de vista

probabilístico y de acuerdo al nivel cerámico de la región se espera que al menos 2 rayos/año incidan en la línea.

3.3. Implementación de contraantenas: descripción

El método de contraantenas consiste en aterrizar las torres o estructuras, por medio de conductores que pueden ser acero, cobre o aluminio, que se entierran en forma horizontal como se observa en la figura 13.

Figura 13. Vista en planta de contraantenas para torres con dos hilos de guarda



Este tipo de redes busca mayor área de contacto con el terreno y por eso se diseñan como trayectorias horizontales, no se entierran a gran profundidad y es deseable que el calibre del conductor sea igual al del cable de guarda.

Las contraantenas se diseñan principalmente para la disipación de las corrientes del rayo, que son de frente escarpado y alta velocidad.

La función de las contraantenas es la de mejorar la resistencia al pie de la torre disminuyendo dentro de lo posible su valor, de tal forma, que se disminuya la probabilidad de fallas por sobretensiones de retorno o inversas. En el cálculo de las contraantenas intervienen los siguientes factores:

- Resistividad del terreno
- Impedancia característica de la torre y de los cables de tierra
- Magnitud de la corriente del rayo
- Longitud del claro
- Número de cables de guarda y su posición
- Distribución estadística de las corrientes del rayo
- Nivel ceráuneo del lugar de la instalación.

3.3.1. Cálculo de la Resistencia al pie de la torre (R_e) por contraantenas

Esto es equivalente a la red de tierras en las líneas de transmisión. Las contraantenas se hacen con conductores de acero (en terreno no corrosivo, como los terrenos de cultivo o secos) o bien con conductores de cobre o aluminio (para terreno corrosivo).

Este tipo de redes busca la mayor área de contacto con el terreno y por eso se diseña con trayectorias horizontales, las cuales no deben enterrarse a profundidades mayores de 50 cm o 60 cm y es deseable que el calibre del conductor o su diámetro sea el mismo que el cable de guarda.

En cuanto a la resistencia al pie de la torre, ésta se calcula con la siguiente expresión:

$$R_e = \frac{\rho}{\pi \ell} \ln \left[\frac{2\ell}{\sqrt{4 * a * d}} \right]$$

R_e es la resistencia al pie de la torre por contraantenas, ℓ la longitud total de la contraantena (m), d la profundidad a la cual se entierra la contraantena (m) y ρ es la resistividad del terreno en $\Omega \cdot m$.

Para el caso de la línea de 69 kV Pantaleón – Cocales, el radio del cable es de $a = 0.0047625$ m, la profundidad a la que se han enterrado los cables es $d = 0.50$ m, la resistividad del terreno es $\rho = 300 \Omega \cdot m$ y la resistencia al pie de la torre que se proyecta alcanzar es $R = 10 \Omega$. Sustituyendo estos valores en la ecuación anterior obtenemos en función de ℓ :

$$\frac{\ln \ell + 2.02}{\ell} - 0.1047 = 0$$

Para resolver esta ecuación se aplica el método de Newton-Rapshon, para lo cual encontramos la derivada respecto de ℓ de la ecuación, obteniendo:

$$\frac{1 - \ln \ell - 2.02}{\ell^2} = 0$$

Con estas ecuaciones procedemos a calcular la longitud óptima de las contraantenas, para lo cual se desarrollan las siguientes iteraciones que se muestran en la tabla VII:

Tabla VII. Iteraciones con el método de Newton-Raphson para la longitud de las contraantenas.

l	$f'(l)$	$f(l)$	$f(l)/f'(l)$	$l + f(l)/f'(l)$
45,00000000	-0,002383537	0,024781389	-10,3968969	55,3968969
55,39689685	-0,001640543	0,004232520	-2,5799514	57,9768482
57,97684824	-0,001511326	0,000170202	-0,1126174	58,0894656
58,08946561	-0,001506047	0,000000298	-0,0001976	58,0896632
58,08966317	-0,001506038	0,000000000	0,0000000	58,0896632
58,08966317	-0,001506038	0,000000000	0,0000000	58,0896632
58,08966317	-0,001506038	0,000000000	0,0000000	58,0896632
58,08966317	-0,001506038	0,000000000	0,0000000	58,0896632

En base a lo anterior consideramos que la longitud óptima de las contraantenas es:
 $l = 58.08$ m ó aproximadamente igual a 60 m.

3.3. Resultados obtenidos con la implementación de contraantenas

Con la implementación del sistema de tierras denominado contraantenas en 79 de las 135 estructuras que soportan la línea de 69 kV Pantaleón – Cocalas a partir del año 2,004 y 2,005 se han logrado reducir las fallas por descargas eléctricas de un total de 27 fallas en el año 2,003 a un total de 18 fallas en el año 2,004, y finalmente se logró reducir a un total de 5 las salidas forzadas durante el año 2005 por descargas eléctricas.

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE “CONTRAANTENAS” EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV PANTALEÓN – COCALES

4.1. Consideración preliminar

Considerando que los costos de protección de los sistemas de potencia, son parte de la inversión de las instalaciones del SNI y que esta inversión debe recuperarse a la tasa de interés y vida útil que establece la ley para evaluar la recuperación de capital de las instalaciones del sistema de transmisión. En la evaluación económica de este estudio se utiliza una vida útil de 15 años y una tasa del 10% para determinar las anualidades con que se recupera la inversión.

En la línea de transmisión de 69 kV Pantaleón – Cocalles se pueden evitar 22 fallas debidas a descargas electroatmosféricas al año, con una duración promedio de 8 minutos.

4.2. Inversión necesaria para la implementación del sistema de tierras denominado contraantenas

Considerando el análisis del capítulo 3, para implementar la instalación de contraantenas, se necesita realizar la inversión que se detalla en la tabla VIII por cada estructura:

Tabla VIII. Inversión necesaria para la implementación de contraantenas.

Concepto (para una estructura)	Costo
Materiales: 60 metros de cable de acero galvanizado de 3/8”, 04 conectores de compresión, cinta metálica de acero inoxidable de 3/4”, 14 hebillas para cinta metálica de acero inoxidable.	Q 500.00
Servicio: Conexión de las contraantenas a los dos cables de guarda, fijación de las contrantenas a los postes.	Q 1000.00
Costo Total: para la implementación de contraantenas en una estructura.	Q 1,500.00

Fuente: Departamento de líneas de transmisión de ETCEE-INDE

El total de estructuras de la línea de 69 kV Pantaleón – Cocal es de 135 estructuras, lo que implica una inversión total de Q 202,500.00

La renta anual equivalente de la inversión para un periodo n de 15 años, con una tasa de interés capitalizable i del 10 %, según la fórmula $R = VP * CRF^{n-1}$ equivale a Q 26,622.70

4.3. Sanciones económicas por salidas forzadas

Para calcular las sanciones que corresponden a la línea de 69 kV Pantaleón – Cocales, se debe tomar en cuenta que en la línea se pueden evitar 22 fallas con una duración promedio de 8 minutos. En la tabla IX se detallan los costos anuales por el total de salidas forzadas:

Tabla IX. Sanciones económicas por salidas forzadas

Tipo de Sanción	Costo
Número total de indisponibilidades forzadas de la línea	Q 5491.00
Duración de indisponibilidades forzadas: Por un promedio de 176 minutos fallados/año no se penaliza	
Reducciones de capacidad de transporte	Q 5491.00
Desconexiones automáticas	Q 5491.00
Costo de generación no vendida	Q. 9,555.00
Sobrecostos de operación	Q. 10,920.00
Total	Q. 36,948.00

Fuente: Departamento de líneas de transmisión de ETCEE-INDE

4.1 Evaluación Costo-Beneficio

Comparando el costo de las sanciones económicas por salidas forzadas con la inversión anual al implementar el sistema de tierras denominado contraantenas se puede observar que existe una renta anual de Q 10,325.30 por lo que económicamente es justificable su implementación.

CONCLUSIONES

1. El ángulo de blindaje de la línea de transmisión de 69 Kv Pantaleón-Cocales no es el adecuado.
2. El sistema de tierras denominado contraantenas se diferencia de los sistemas tradicionales en que busca mayor área de contacto con el terreno colocando los cables de acero o cobre en trayectorias horizontales, enterrados a poca profundidad.
3. La longitud óptima de las contraantenas para la línea de 69 Kv Pantaleón-Cocales es de 60 metros.
4. La inversión económica para la implementación de contraantenas en la línea de 69 Kv Pantaleón-Cocales se compensa si se compara con los beneficios obtenidos en la continuidad del transporte de potencia, para la industria, el comercio y la banca.

RECOMENDACIONES

1. Se sugiere a la ETCEE revisar el ángulo de blindaje de las líneas de 69 Kv con índices altos de salidas forzadas.
2. Se aconseja a la ETCEE completar la instalación del sistema de contraantenas en las 135 estructuras de la línea de 69 kV Pantaleón-Cocales.
3. Se debe implementar el sistema de contraantenas en las líneas de 69 Kv con altos índices de fallas.
4. Es aconsejable económicamente invertir en la implementación del sistema de contraantenas en las línea de 69 Kv.
5. Se sugiere implementar el sistema de contraantenas en todas las estructuras que soportan las líneas de 69 Kv.

BIBLIOGRAFÍA

1. Checa, Luis María. **Líneas de transporte de energía.** 3a. Edición. Zaragoza, España: Alfaomega Marcombo, 1988.
2. Dájus, Ary. **Transitorios eléctricos y coordinación de aislamiento. Aplicación en sistemas de potencia de Alta Tensión.** Brasil: EDUFF, 1987.
3. Finck, Donald G. y Beaty Wayne. **Manual de Ingeniería Eléctrica.** 13a. Edición. Tomos I y II. México: Mc Graw-Hill, 1996.
4. Harper, G. E. **Técnicas computacionales en Ingeniería de Alta Tensión.** México: Limusa, 1987.
5. Harper, G. E. **Coordinación de aislamiento.** México: s.e., 1998.
6. Stevenson, William D. **Análisis de sistemas eléctricos de potencia.** 2da. edición. México: Mc Graw-Hill, 1988.
7. Zapata García, Daniel E. **Implementación de Pararrayos en la Línea 230 kV Brillantes – La Esperanza Para Reducir Salidas Forzadas Por Descargas Electroatmosféricas.** Facultad de Ingeniería, USAC, 2004.

APÉNDICE

1. Definiciones para el cálculo de costos por sanciones debido a salidas forzadas.

Tanto las indisponibilidades forzadas como las programadas de las líneas de transmisión, implican sanciones que originan costos para las empresas propietarias de la red de transporte, de acuerdo a las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y sanciones NTCSTS de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala CNEE.

Las salidas forzadas de la línea de 69 KV Pantaleón-Cocales tienen un costo compuesto por la generación no vendida, reducción de la capacidad del transporte, duración de las salidas forzadas, número de salidas forzadas, etc. Para analizar estos costos es necesario definir los siguientes conceptos:

SNTIFLi: sanción por el número total de indisponibilidades forzadas de la línea

NTIF: tolerancia al número total de indisponibilidades

NTIFLi: número total de indisponibilidades forzadas por la línea.

SDTIFLi: sanción por la duración total de salidas forzadas de la línea

DTIF: tolerancia a la duración total de indisponibilidades forzadas de la línea.

DTIFLi: duración total de salidas forzadas de la línea.

NDS : número de indisponibilidades salvadas.

SDAFLi: sanción por duración de indisponibilidad forzada que obliga a la desconexión de generación y /o carga de la línea.

DAFLi: duración de la salida forzada que obliga a la desconexión de generación y/o carga de la línea.

- SCRT: sanción por reducción a la capacidad de transporte.
 DTRCT: duración total de la reducción a la capacidad de transporte.
 CTD: capacidad de transporte disponible
 CTM: capacidad de transporte máxima.
 SO: sobrecostos de operación
 CG: costo de generación no vendida.
 RHT : remuneración horaria para la línea Pantaleón – Cocal de \$120.00
 K : coeficiente que tiene el valor de 2 debido a la categoría de la línea.

Número total de indisponibilidades forzadas

El número de indisponibilidades forzadas que pueden ser evitadas es 22 (de 27 fallas en el 2,003 a 5 fallas en el 2005). La línea tiene un promedio de duración por falla de 8 minutos. Para conocer el monto de la sanción se aplica la ecuación:

$$SNTIFLi = NDS \times (DTIFLi/NTIFLi) \times k \times (RHT/60)$$

Sustituyendo los valores se tiene el siguiente resultado:

$$SNTIFLi = 22 \times (176/22) \times 2 \times (120/60)$$

$$SNTIFLi = \$704 * Q7.80 = Q5,491.00$$

Desconexiones automáticas

Debido a la desconexión de generación no programada que provoca la indisponibilidad de la línea Pantaleón – Cocales, se reducen 176 minutos de desconexiones automáticas, la sanción correspondiente se calcula con la ecuación:

$$SDAFLi = DAFLi \times k \times RHT/60$$

Sustituyendo los valores:

$$SDAFLi = 176 \text{ min} \times 2 \times \$120/60 = \$704 \times 7.80 = Q5,491.00$$

Reducciones de capacidad de transporte

La reducción de la capacidad de transporte se calcula con la ecuación:

$$SRCT = DTRTC \times (1 - CTR/CTM) \times k \times RHT/60$$

Sustituyendo los valores:

$$SRCT = 176 \text{ min} \times (1 - 0/35 \text{ Mv}) \times 2 \times \$120/60 = \$704 \times 7.80 = Q5,491.00$$

La capacidad de transporte se reduce de 35 Mv a 0 Mv

Sobrecostos de operación

El sistema debe suministrar la energía perdida durante la indisponibilidad de la línea, se estima que el costo de aumentar un MW – h en el sistema nacional es de Q 312.00 El sobrecosto se obtiene de la siguiente forma:

$$SO = 35 \text{ MW} - h \times Q312/\text{MW} - h = Q 10,920.00$$

Costo de generación no vendida

El costo que implica perder la generación se puede calcular multiplicando el costo de venta de un Mwh por el total de Mwh perdidos durante el período. Se estima un costo de \$ 35/ Mwh se tiene:

$$CG = P * E$$

CG = Costo de generación no vendida

P = Costo de venta de un MWh

E = MWh perdidos durante el período de indisponibilidad

Sustituyendo los valores:

$$CG = \$35/\text{Mwh} \times 35 \text{ Mwh} = \$1225 \times Q7.8 = Q9,555.00$$