



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

**ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO POR
SOBRETENSIONES EXTERNAS EN LAS LÍNEAS DE 138 KV. DEL ÁREA
ORIENTAL DEL INDE**

Reyes Baltazar Mazá Guerra
Asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, agosto de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO POR
SOBRETENSIONES EXTERNAS EN LAS LÍNEAS DE 138 KV. DEL ÁREA
ORIENTAL DEL INDE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

REYES BALTAZAR MAZÁ GUERRA
ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

| | |
|------------|------------------------------------|
| DECANO | Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos |
| VOCAL I | Inga. Glenda Patricia Garcia Soria |
| 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. Juan Fernando Morales Mazariegos |
| EXAMINADOR | Ing. Carlos Francisco Gressi López |
| EXAMINADOR | Ing. Francisco Javier Gonzalez López |
| 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 DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO POR SOBRETENSIONES EXTERNAS EN LAS LÍNEAS DE 138 KV. DEL ÁREA ORIENTAL DEL INDE,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 23 de febrero de 2005.

Reyes Baltazar Mazá Guerra

Guatemala 25 de julio, 2006

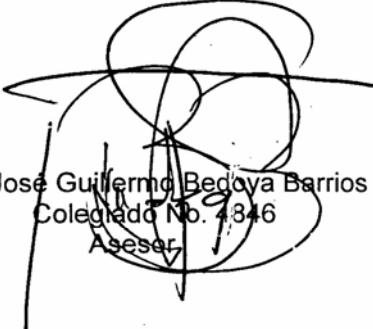
Señor Coordinador del área de potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Muy atentamente lo saludo

Por este medio me permito informarle que he revisado el trabajo de graduación del estudiante REYES BALTAZAR MAZA GUERRA, con carné 95-16234, titulado: **ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO POR SOBRETENSIONES EXTERNAS EN LAS LÍNEAS DE 138 kV. DEL ÁREA ORIENTAL DEL INDE.**

El mencionado trabajo llena los requisitos para dar mi aprobación, indicarle que el autor y mi persona somos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Atentamente


Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Colegiado No. 4846
Asesor

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



Guatemala, 26 de julio 2006.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**Análisis de la Coordinación de aislamiento por sobretensiones externas
en las líneas de 138 kV. Del área Oriental del INDE,** desarrollado por
el estudiante; Reyes Baltasar Maza Guerra, por considerar que cumple
con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. José Guillermo Escobedo Ferrer
Coordinador Área de Potencia

JGBB/sro



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de Graduación del estudiante; Reyes Baltasar Maza Guerra titulado: **Análisis de la Coordinación de aislamiento por sobretensiones externas en las líneas de 138 kV. Del área Oriental del INDE**, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
DIRECTOR



GUATEMALA, 28 DE JULIO 2,006.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.275.06

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO POR SOBRETENSIONES EXTERNAS EN LAS LÍNEAS DE 138 KV. DEL ÁREA ORIENTAL DEL INDE**, presentado por el estudiante universitario **Reyes Baltasar Mazá Guerra**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Reyes
DECANO



Guatemala, agosto 2006

/cc

Todo por ti, Carolingia Mía
Dr. Carlos Martínez Durán
2006. Centenario de su Nacimiento

AGRADECIMIENTO A:

| | |
|---|---|
| DIOS | Por haberme dado la oportunidad de compartir día a día con seres tan bellos. |
| MIS PADRES | Aura Rosa Guerra, Francisco Javier Mazá, y sepan que la distancia ni la condición económica fueron obstáculos a vencer, con el buen ejemplo que me han dado |
| FAMILIARES | Keilly Nichte, José Andrés, Marta Alicia, Marvin Javier, David Salvador, Selvin Omar, Pablo Vinicio, Piedad Velásquez, Amelia Mazá |
| COMPAÑEROS Y AMIGOS | Rossana, Milca, Valca, Milura, Miguel, Hary, Macbany, Hector, Carlos, Oscar, Rolando, Herver por tener tantos buenos momentos para vivir y recordar. |
| FACULTAD DE INGENIERÍA | Por haberme brindado la oportunidad de estudiar una carrera universitaria. |
| UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA | Por haberme brindado la oportunidad de disfrutar estos momentos que recordare por siempre. |

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--------------------------------|------|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES | V |
| GLOSARIO | IX |
| RESUMEN | XI |
| INTRODUCCIÓN | XVII |

1. GENERALIDADES

| | |
|---|----|
| 1.1 Tensiones normalizadas | 1 |
| 1.2 Niveles de aislamiento normalizado | 1 |
| 1.3 Tipos de sobretensiones | 5 |
| 1.3.1 Sobretensiones externas | 5 |
| 1.3.1.1 Sobretensiones atmosféricas | 5 |
| 1.3.1.2 El mecanismo de impacto del rayo en las líneas | 6 |
| 1.3.1.3 Descargas electro atmosféricas sobre los conductores de fase | 8 |
| 1.3.1.4 Descargas electro atmosféricas sobre las estructuras | 10 |
| 1.3.1.5 Descargas electro atmosféricas sobre los hilos de guarda | 13 |
| 1.3.2 Sobretensiones internas | 15 |
| 1.3.2.1 Sobretensiones por maniobra | 15 |
| 1.3.2.1.1 Conexión y reenganche de líneas | 15 |
| 1.3.2.1.2 Sobretensiones por apararición y despeje de fallas | 17 |

| | | |
|-----------|---|----|
| 1.3.2.1.3 | Sobretensiones por desconexión de cargas inductivas capacitivas | 17 |
| 1.3.2.1.4 | Sobretensiones atmosféricas de frente lento | 20 |
| 1.3.2.2 | Sobretensiones temporales | 20 |
| 1.3.2.2.1 | Fallas a tierra | 21 |
| 1.3.2.2.2 | Desconexión brusca de carga | 22 |
| 1.3.2.2.3 | Resonancia y Ferroresonancia | 24 |
| 1.3.2.2.4 | Combinación de sobretensiones temporales | 25 |

2. CONCEPTOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

| | | |
|-------|--|----|
| 2.1 | Coordinación del aislamiento de líneas de transmisión contra las descargas atmosféricas | 27 |
| 2.1.1 | Modelo electro geométrico para líneas de transmisión | 27 |
| 2.1.2 | Cálculo del ángulo de blindaje | 40 |
| 2.1.3 | Cálculo del número de fallas por blindaje | 39 |
| 2.1.4 | Cálculo de la impedancia de la torre | 42 |
| 2.1.5 | Cálculo de la resistencia al pie de la torre utilizando electrodos | 43 |
| 2.1.6 | Cálculo de la resistencia al pie de la torre utilizando contrantenas | 47 |
| 2.1.7 | Cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso | 48 |
| 2.2 | Coordinación del aislamiento de líneas de transmisión por maniobra | 53 |
| 2.2.1 | Comportamiento de las líneas de transmisión con sobretensiones de maniobra | 54 |
| 2.2.2 | Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla en aislamientos sometidos a sobretensiones por maniobra | 54 |

3. SITUACIÓN DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA DE 138 KV

| | | |
|-------|---|----|
| 3.1 | Tipos de estructuras | 57 |
| 3.1.1 | Dimensiones de las estructuras | 57 |
| 3.1.2 | Distancia entre estructuras (vanos) | 60 |
| 3.1.3 | Impedancia de estructuras | 60 |
| 3.1.4 | Flecha de conductores e hilos de guarda | 60 |
| 3.2 | Tipos de conductores | 62 |
| 3.2.1 | Impedancia del conductor de fase de las líneas de transmisión | 63 |
| 3.3 | Hilo de guarda | 68 |
| 3.3.1 | Impedancia del hilo de guarda de las líneas de transmisión | 68 |
| 3.4 | Tipos de aisladores | 69 |
| 3.5 | Tipos de redes de tierras | 70 |
| 3.6 | Libranzas eléctricas | 71 |
| 3.7 | Condiciones atmosféricas promedio | 73 |
| 3.7.1 | Contaminación existente en la región | 76 |
| 3.8 | Nivel isoceraunico de la región de oriente | 78 |
| 3.9 | Indisponibilidad forzada de líneas al año | 78 |
| 3.10 | Costo de la indisponibilidad forzada de líneas al año | 79 |

4. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

| | | |
|-------|-------------------------------------|----|
| 4.1 | Análisis del ángulo de blindaje | 83 |
| 4.2 | Análisis de los sistemas de tierras | 88 |
| 4.3 | Análisis de flameo inverso | 89 |
| 4.4 | Análisis de libranzas eléctricas | 92 |
| 4.4.1 | Análisis de distancias de líneas | 94 |
| 4.4.2 | Análisis de distancias de fase | 96 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 4.5 | Análisis del número de aisladores | 97 |
| 4.5.1 | Por norma | 97 |
| 4.5.2 | Por nivel de contaminación | 98 |
| 4.5.3 | Por condiciones atmosféricas | 99 |
| 4.6 | Valores óptimos de aislamiento | 100 |
| 4.7 | Análisis de la inversión para la reducción de la probabilidad de salidas forzadas al año | 101 |
| | CONCLUSIONES | 105 |
| | RECOMENDACIONES | 107 |
| | BIBLIOGRAFÍA | 109 |
| | APÉNDICE | 111 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

| | | |
|----|---|----|
| 1 | Niveles de aislamiento | 3 |
| 2 | Descargas electro atmosféricas | 6 |
| 3 | Impacto del rayo sobre un conductor de fase | 9 |
| 4 | Impacto del rayo a la torre | 11 |
| 5 | Impedancia característica de la torre | 12 |
| 6 | Impedancia característica del hilo de guarda | 14 |
| 7 | Circuito equivalente con dos cables de guarda | 14 |
| 8 | Circuito oscilante de una falla en el sistema de transmisión | 19 |
| 9 | Circuito equivalente capacitivo de una falla por desconexión | 20 |
| 10 | Fallas por corto circuito a tierra en un sistema de potencia | 21 |
| 11 | Familia de curvas de nivel con valores resistivos y reactivos | 22 |
| 12 | Modelo electro geométrico de protección | 29 |
| 13 | Zona de protección para el diseño de un hilo de guarda | 31 |
| 14 | Zona de protección para dos hilos de guarda | 32 |
| 15 | Modelo electro geométrico de comportamiento del rayo | 34 |
| 16 | Modelo electro geométrico de las descargas por rayos | 36 |

| | | |
|----|---|-----|
| 17 | Modelo electro geométrico con ángulo positivo | 37 |
| 18 | Modelo electro geométrico con ángulo negativo | 37 |
| 19 | Estructura de soporte con conductores de fase en triángulo | 39 |
| 20 | Estructura de soporte con conductores de fase en posición horizontal | 40 |
| 21 | Geometría de la torre en silueta cónica | 43 |
| 22 | Geometría de la torre en silueta cilíndrica | 43 |
| 23 | Medición de la resistividad del suelo | 44 |
| 24 | Configuración de dos electrodos | 45 |
| 25 | Configuración de tres electrodos | 46 |
| 26 | Configuración de cuatro electrodos | 46 |
| 27 | Sistema de tierras utilizando contrantenidas | 47 |
| 28 | Circuito equivalente de una estructura con dos hilos de guarda | 49 |
| 29 | Circuito equivalente para una estructura con un hilo de guarda | 49 |
| 30 | Distribución de tensiones y corrientes en una torre con hilos de guarda | 52 |
| 31 | Curva de distribución de probabilidad de falla en un aislamiento | 55 |
| 32 | Estructura tipo III | 58 |
| 33 | Estructura tipo IV | 59 |
| 34 | Ángulo de blindaje de la estructura tipo III | 83 |
| 35 | Mapa isoceraunico | 111 |

TABLAS

| | | |
|-------|---|----|
| I | Tensiones normalizadas. | 1 |
| II | Niveles de aislamiento | 3 |
| III | Valores de sobretensiones para líneas de alta tensión | 16 |
| IV | Impedancia de las estructuras | 60 |
| V | Flecha del conductor HAWK 477 MCM | 61 |
| VI | Resistencia del conductor Hawk a diferentes temperaturas | 64 |
| VII | Valores de reactancia por unidad de longitud en estructuras | 65 |
| VIII | Suceptancia en las estructuras | 66 |
| IX | Características mecánicas del cable de guarda | 68 |
| X | Datos normalizados de los aisladores | 69 |
| XI | Distancias mínimas verticales de seguridad según la CNEE | 71 |
| XII | Relación de ambientes típicos y niveles de contaminación | 72 |
| XIII | Número de fallas por mes | 78 |
| XIV | Tiempo de falla en minutos | 79 |
| XV | Costos de las indisponibilidades forzadas del año 2005 | 80 |
| XVI | Ángulo promedio de apantallamiento total | 87 |
| XVII | Parámetros para cálculo del flameo inverso | 90 |
| XVIII | Presiones de viento mínimos para las diferentes zonas de carga mecánica | 95 |

GLOSARIO

| | |
|--------------------------|---|
| Alta Tensión | Nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) Voltios. |
| Amperio | Es la intensidad de corriente eléctrica. |
| ANSI | American National Standards Institute. |
| ASTM | American Society for Testing and Materials. |
| Aterrizado | Conectado o en contacto con la tierra, o conectado a alguna extensión de un cuerpo conductivo que sirve en lugar de la tierra. |
| Baja Tensión | Nivel de tensión igual o inferior a mil (1,000) Voltios. |
| Estructura | Es la unidad principal de soporte, generalmente, se aplica al poste o adaptado para ser utilizado como medio de suspensión de líneas aéreas de energía eléctrica. |
| Falla | Corresponde a una indisponibilidad forzada. |
| Frecuencia Nomina | Es la frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional, con un valor de 60 Hertz. |
| Línea | Es el medio físico que permite conducir energía eléctrica entre dos puntos. Las líneas podrán ser de transmisión o de distribución, de acuerdo a su función. |

La calificación de líneas de transmisión o distribución corresponderá a la comisión en base a criterios técnicos proporcionados por el administrador del mercado mayorista.

- Peaje** Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.
- Sistema de Tierra** Es un sistema de conductores, de los cuales uno de ellos o un punto de los mismos está, efectivamente, aterrizado, ya sea en forma sólida o a través de un dispositivo limitador de corrientes no interrumpibles.
- Tensión** Voltaje o diferencia de potencial efectiva (rms) entre dos conductores o entre un conductor y tierra. Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
- Transmisión** Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través de sistema de transmisión.
- Vano** Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.

RESUMEN

La magnitud de las tensiones y de los aislamientos esta normalizada en la mayoría de países ya sea por normalización propia del país o estandarizada a nivel internacional, así como los niveles de aislamiento, para este caso existe una ley general de electricidad con su respectivo reglamento y normas, estas últimas, emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por ende, sus normas, las cuales son de carácter obligatorio a partir de la fecha en que fueron publicada de forma oficial.

Este trabajo se basa en analizar el aislamiento de las líneas de 138 Kv del área oriental del INDE por sobretensiones externas. Las sobretensiones de externas son debidas a descargas electro atmosféricas, las cuales por su origen pueden darse en cualquier punto de del globo del terráqueo, por estudios realizados, se ha determinado que existe una serie de condiciones que se tienen que cumplir antes y durante la descarga, como lo es que las nubes adquieran determinada cantidad de carga y que la diferencia de potencial sea de magnitud suficientemente elevada para romper la rigidez dieléctrica, a través de un brazo principal de la descarga llamado líder, cuya función es acercar la descarga y que las ramificaciones hagan contacto en cualquier superficie.

Las descargas se pueden dar, directamente, en los conductores, cuando se da esta condición, normalmente, se producen flameos, ya que, las sobretensiones que se producen supera el nivel básico de aislamiento.

Las estructuras son, también, blanco de las descargas, ya que, estas por ser la parte de mayor altura, en la línea de transmisión, y funcionando como electrodos siendo preferible que se de en está y no en los conductores de fase.

En caso la descarga se de en la línea de transmisión, se diseña para que estas incidan en el hilo de guarda, cuya función es que servir de blindaje para que las descargas no incidan, directamente, en los conductores de fase, blindando de acuerdo a un ángulo determinado por lo que es de vital importancia la disposición de estos y la de los hilos de línea.

En el sistema de transmisión las sobretensiones internas, pueden causar fallas, las que presentamos son: sobretensiones por maniobra y sobretensiones temporales. De las primeras que se mencionan, sus mayores efectos se producen en líneas con niveles de tensión de 300 Kilovoltios o mayores, en los procesos de conexión y reenganche de líneas, despeje de fallas, o en la desconexión de grandes cargas inductivas o capacitivas por el derrumbe del campo magnético o campo eléctrico.

Dentro de estas sobretensiones, también, se clasifican las sobretensiones atmosféricas de frente lento las cuales son descargas que se dan muy cerca de la línea e inducen sobretensiones que pueden llegar a producir fallas.

Las sobretensiones internas temporales toman en cuenta las fallas a tierra que son la de mayor ocurrencia para las sobretensiones internas, sin embargo, existen, también, fallas producidas por desconexión brusca de cargas de valor elevado, el otro tipo de falla, que en el caso se presente, da como resultado valores considerables de sobretensiones es la falla por resonancia y ferresonancia que se da en el caso de conductores abiertos.

Todos estos tipos de fallas internas pueden combinarse o, dicho de otra forma, puede tener dependencia una de la otra y aparecer simultáneamente y no de forma única.

En la segunda etapa se dan los conceptos de la coordinación de aislamiento y se presenta el modelo electro geométrico que describe como la colocación geométrica del conjunto de los hilos de guarda y los de línea dan como resultado una área probable para que las descargas incidan en el hilo de guarda, en el hilo de fase, o directamente en la tierra, este acomodamiento geométrico da como resultado un valor de ángulo máximo de blindaje entre estos conductores, y se calcula con funciones de trigonométricas.

Como es difícil lograr que las descargas atmosféricas incidan siempre en el hilo de guarda, se calcula el número probable de fallas a través de tablas. Los parámetros que se deben de calcular, además del ángulo de blindaje, están los siguientes: la impedancia de la estructura, esta depende de la forma de esta que puede ser cónica cuando tiene un conductor guarda y en forma cilíndrica para cuando tiene dos o mas.

La resistencia del sistema de tierras tiene que ver con la resistividad del terreno y los elementos de contacto entre el suelo y los hilos de guarda que pueden ser uno o varios electrodos o varillas de cobre, o un sistema de contrantenas.

Cuando el sistema de tierras no tiene un valor bajo de resistencia a tierra se pueden dar flameos inversos por onda reflejadas, debido a que la resistencia al pie de la torre toma valores elevados que al producirse una descarga atmosférica y ser conducido a tierra, provocando una diferencia de potencial entre tierra y los hilos de fase capaz de producir una falla.

Cuando la tensión de operación es de 300 Kilovoltios o mayor, la coordinación de aislamiento no se realiza tomando en cuenta las descargas electro atmosféricas sino que las operaciones de maniobra, ya que, por la magnitud de la tensión, las líneas se comportan de diferente forma, las operaciones de maniobra pueden llegar a tener valores de 2 en valores por unidad en las sobretensiones. Tomando en cuenta esto, los valores de la coordinación de aislamiento se calculan para fallas de tipo interno al sistema.

Lo, anteriormente, descrito se refiere al primer y segundo capítulo de este trabajo. La segunda parte se refiere a la situación de las líneas del área oriental. Donde se determinó que los tipos de estructura III y IV son los que se utiliza esta líneas, así como sus dimensiones.

Inicialmente, se midió la distancia entre estructuras, con estos valores se determina la flecha máxima de los conductores del hilo de guarda y de fase en el medio del claro, con las dimensiones de la estructura y la posición del hilo de guarda, se determinó la impedancia de las estructuras que por su forma corresponden a un cálculo de estructura cilíndrica.

Se determinó la impedancia del conductor de línea tomando en cuenta los parámetros distribuidos de la línea en función de las dimensiones de la estructura y del conductor. La impedancia del hilo de guarda se determinó utilizando, únicamente, las dimensiones de este y de la estructura. En lo que se refiere a los aisladores utilizados, se determinó el aislador utilizado en la línea y en base al catalogo se determinaron sus características. La línea utiliza el sistema de tierras de contranantenas que combinado con el terreno provee una baja resistencia al pie de la torre.

De las condiciones atmosféricas promedio en la región, y la ubicación geográfica donde se encuentra la línea tienen un alto índice de lluvia y valores de temperatura elevadas. Complementando esta parte, se determinó que la contaminación en ciertos tramos y época es alta a muy alta debido a la quema de cañaverales, esto se da en la época de verano y durante la época de tormentas el nivel cerámico que se registra es de 105 y 80 para la región donde se encuentra la línea.

Se muestran los datos de cantidad de fallas por indisponibilidades forzadas durante el año 2005, el tiempo de duración de estas y los costos que estas representan para el transportista, de acuerdo a la normativa tarifaria de la comisión nacional de energía.

En el análisis de la coordinación de aislamiento para esta línea en particular se determinó que el valor del ángulo de blindaje es menor al ángulo de apantallamiento total. Las mediciones realizadas en el terreno y los cálculos de esta se analizó que tienen valores bajos, valores de resistencia a tierra y donde el terreno tiene una gran ingerencia en estos, los cuales permiten que únicamente aquellos valores de descargas elevadas puedan producir flameos. Las libranzas eléctricas que tiene la línea están dentro de los valores normalizados, así como la cantidad de aisladores que tiene las estructuras, únicamente, no cubriendo en su totalidad para cuando los índices de contaminación son muy elevados siendo una probable causa de flameo en los meses de quema de caña.

INTRODUCCIÓN

Tomando como base que un sistema de transmisión de energía eléctrica debe tener la mayor continuidad posible y que, sin embargo, no se puede lograr que no se produzcan fallas, por lo que un sistema debe cumplir ciertos requisitos entre los que se pueden mencionar los siguientes:

1. Que sea confiable y tener la certeza que las protecciones operen, únicamente, cuando sea necesario, por el contrario la seguridad del sistema de protección debe lograr que no opere cuando no sea necesario.
2. La selectividad del sistema de protección tenga la habilidad de aislar las fallas que se produzcan y, que asimismo, no se desplacen a través del sistema y provocar daños en equipos.
3. Debe existir simplicidad en la secuencia de operación de las protecciones para evitar que existan una mayor probabilidad de falla de los elementos que cuya función es la protección.
4. Al presentarse una falla esta debe aislarse en el menor tiempo posible, para evitar un potencial daño.

Teniendo en cuenta las características anteriores se puede establecer que un sistema, el cual cumple estas características, presenta una alta eficiencia.

Cuando se produce una falla en un circuito que interfiere con la operación normal de una red de transmisión de energía eléctrica, es necesario que la duración de esta en la red sea un tiempo despreciable y los efectos que esta

produzca no causen daños a equipos, ni a los aislamientos de estos y a ningún tipo de instalación.

Las fallas pueden ser de origen interno al sistema y de origen externo a este siendo estas de una gran diversidad de causas, pero apareciendo en menor número, produciendo efectos controlables con las protecciones del sistema.

Cuando las fallas son de origen externo al sistema y provocan sobretensiones en las líneas de transmisión se refirieren, exclusivamente, a descargas electro atmosférica, cuyos valores son netamente probabilísticos y se diseñan tomando en cuenta estos, normalmente, en las líneas de transmisión la mayoría de las fallas en tensiones de 115 Kilovoltios o mayores hasta 300 Kilovoltios, son originadas por las descargas atmosféricas, como resultado se presenta el flameo de aisladores.

Las falla por descargas electro atmosféricas en líneas de transmisión llega a registrar entre el 70 y 80% de las fallas, dando como resultado fallas de fase a tierra, aproximadamente, en el 5% de las fallas interviene mas de una fase. Existen áreas de transmisión, mayormente, afectadas por descargas electro atmosféricas, con índices de salidas elevados superiores a 3 por cada 100 Km. para niveles de tensión de 230 Kv o menores.

En el país existen áreas con niveles isoceraunicos elevados, combinados con topografía que va desde lugares planos a montañosos en donde la resistividad del terreno registra valores elevados.

Los parámetros que se pueden modificar para reducir los índices de salidas por descargas electro atmosféricas, son prácticamente dos:

1. seleccionar un ángulo de blindaje adecuado;
2. un sistema eficiente de conexión a tierra.

Cada uno de los componentes que una línea de transmisión proporciona parámetros, con los cuales, se puede determinar que valores de sobretension puede soportar los aislamientos cuando estos estén sometidos a condiciones anormales y pueden llegar a dar como resultado una falla permanente y la discontinuidad del servicio de transmisión.

1. GENERALIDADES

1.1 Tensiones Normalizadas

Las tensiones normalizadas que se utilizan dentro del territorio guatemalteco se encuentran definidas por las Normas Técnicas de Diseño y Operación del servicio de Transporte (NTDOST) de Energía Eléctrica, en el título II Criterios generales de diseño, capítulo I Diseño de Líneas Aéreas, Artículo 11 Diseño Eléctrico, inciso 11.4 están definidas de la siguiente forma, según tabla I

Tabla I. Tensiones normalizadas

| Tensión | |
|---------------|------------------|
| Nominal en kV | Máximo de Diseño |
| 69 | 72.5 |
| 138 | 145 |
| 230 | 242 |

Comisión Nacional de energía eléctrica. Normas ANSI C84 Y C82

Estas tensiones basadas en las normas ANSI C84 Y C92 y legalmente establecidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

1.2 Niveles de Aislamiento Normalizado

Se denomina coordinación de aislamiento al ordenamiento de los diferentes equipos de tal manera que al presentarse una onda de sobre tensión

esta se descargue a través del elemento adecuado, sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes.

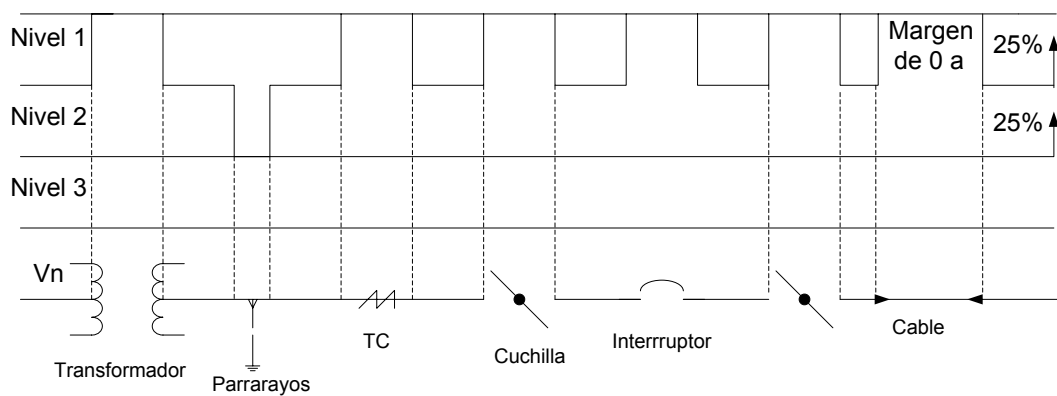
La coordinación de aislamiento compara las características de tensión-tiempo de una sobre tensión contra la respuesta del aislamiento del equipo, por lo tanto la coordinación de aislamiento se refiere a la correlación entre los esfuerzos dieléctricos aplicados y los esfuerzos dieléctricos resistentes, considerándose tres niveles.

a) Nivel 1, también llamado nivel alto. Se utiliza en los aislamientos internos, no auto recuperables, de aparatos como transformadores, cables o interruptores.

b) Nivel 2, también llamado nivel medio o de seguridad, esta constituido por el nivel de aislamiento auto recuperable de las partes vivas de los diferentes equipos que están en contacto con el aire. Este nivel se adecua de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación.

c) Nivel 3, también llamado nivel bajo o de protección. Esta constituido por el nivel de tensión de operación de los explosores de los pararrayos de protección

Figura 1. Niveles de aislamiento



Diseño de Subestaciones Eléctricas

Respecto a los intervalos de tensión se considera que la diferencia entre los niveles medio y alto puede ser de 0 a 25%.

La diferencia entre los niveles medio y bajo puede ser de 15%. Sin embargo es conveniente fijar un 25% de diferencia entre estos últimos niveles. Los niveles de aislamiento normalizado por la IEC, correspondientes a los niveles normales de tensión para las alturas sobre el nivel del mar iguales o menores a 1,000 metros, que es la altura normalizada según la tabla II.

Tabla II. Niveles de aislamiento.

| Tensión máxima para el equipo | Nivel de aislamiento al impulso | | Nivel de aislamiento a baja frecuencia | |
|-------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|--|-----------------------------|
| | Aislamiento pleno kV cresta | Aislamiento Reducido kV cresta | Aislamiento pleno kV ef. | Aislamiento reducido kV ef. |
| | | | | 150 |
| 100 | 450 | 380 | 185 | 150 |
| 123 | 550 | 450 | 230 | 185 |
| 145 | 650 | 550 | 275 | 230 |
| | | 450 | | 185 |
| 170 | 750 | 650 | 325 | 275 |
| | | 550 | | 230 |
| 245 | 1050 | 900 | 460 | 395 |
| | | 825 | | 360 |
| | | 750 | | 325 |
| 300 | | 1175 | | 510 |
| | | 1050 | | 460 |
| | | 900 | | 395 |
| 362 | | 1300 | | 570 |
| | | 1175 | | 510 |
| | | 1050 | | 460 |
| 420 | | 1675 | | 740 |
| | | 1550 | | 680 |
| | | 1425 | | 630 |
| 525 | | 1300 | | 570 |
| | | 1800 | | 790 |
| | | 1675 | | 740 |
| | | 1550 | | 680 |
| | | 1425 | | 630 |

Publicación 71 de la IEC "Coordinación de aislamiento" 4ta. Edición 1967. Tabla III pag. 24.

La elección del nivel de aislamiento adecuado determina las características de los equipos, las distancias entre las partes conductoras de diferentes fases y entre fase y tierra.

Cuando la altura sobre el nivel del mar sobrepasa los 1,000 metros se debe corregir el aislamiento de tipo externo por un factor de corrección, debido a que el nivel básico se reduce progresivamente con la altitud.

El factor de corrección de la densidad del aire σ se corrige con respecto a 20° C y 1013 milibars (práctica en Europa) esta dada por la ecuación:

$$\sigma = \frac{0.298b}{273+t} \quad (\text{Ec.1.1})$$

donde:

b= es la presión atmosférica en milibars

t= es la temperatura en grados Celsius

La corrección con respecto a 25° C y 76 cm de la columna de mercurio (práctica en Estados Unidos y Canadá)

$$\sigma = \frac{0.294b}{273+t} \quad (\text{Ec.1.2})$$

donde:

b = es la presión atmosférica en cm. de columna de mercurio

t = temperatura ambiente en grados Celsius

En ambos casos los valores de las tensiones de prueba, tanto al impulso con onda 1.2X50µS, como con tensiones de baja frecuencia, en seco (de 15 a 100 Hz) están referidos a las condiciones atmosféricas.

1.3 Tipos de Sobretensiones

Las sobretensiones que se presentan en las redes eléctricas tienen dos causas principales, las cuales pueden producirse por agentes externos, o ya sea por el mismo sistema.

1.3.1 Sobretensiones Externas

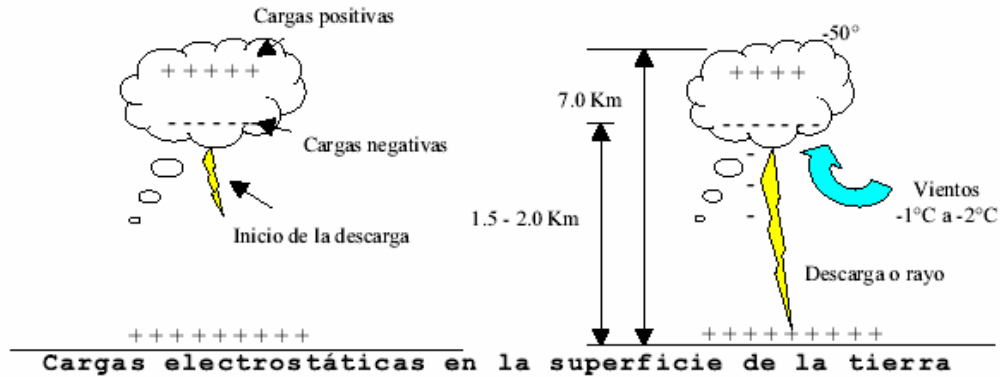
Las sobretensiones externas son todas aquellas producidas por agentes externos al sistema, como son las descargas electro atmosféricas. Las fallas por descargas electro atmosféricas en líneas de transmisión llegan a registrar porcentajes muy elevados, mas allá del 70%. Existen áreas de transmisión mayormente afectadas por descargas electro atmosféricas, con índices superiores a 2 salidas por cada 100 km. de línea, en niveles de tensión de 230 kV.

Lo anterior presenta una asociación clara con líneas que atraviesan regiones con índices de densidad de rayos a tierra moderados, (de 3 a 6 rayos/km²/año) combinados en algunos casos con topografía difícil, es decir zonas montañosas en donde además se registran valores elevado de resistividad del terreno. No existen muchos parámetros que puedan ser modificados para reducir los índices de salidas por descargas electro atmosféricas.

1.3.2 Sobretensiones atmosféricas

Estas sobretensiones son de corta duración a un menor que las de maniobra y muy fuertemente amortiguadas según la figura 2.

Figura 2. Descargas electro atmosféricas



Coordinadora de transmisión y transformación de la Comisión Federal de Electricidad.

Son debidas generalmente a la caída de rayos sobre las líneas. Con respecto a los efectos que producen sobre los aislamientos, pueden ser simuladas mediante impulsos tipo rayo normalizados $1.2/50\mu\text{s}$. También en este caso, el carácter aleatorio de ciertos parámetros, como intensidad del rayo, punto de caída, determina que dichas sobretensiones no pueden definirse mediante un valor concreto para una instalación dada, sino como una distribución de probabilidad de alcanzar una serie de valores. En una primera aproximación suele considerarse también dicha distribución como normal. Su desviación típica suele valer del orden del 40 al 60% del valor medio.

1.3.2.1 El mecanismo de impacto del rayo sobre una línea de transmisión

En la actualidad, aún cuando existen distintas teorías y estudios respecto al mecanismo de las descargas electro atmosféricas, sobre las líneas de transmisión, el llamado modelo electro geométrico, continua siendo la técnica de mayor aceptación para estos estudios, con la observación de que los resultados obtenidos resultan ser en términos generales optimistas.

El modelo electro geométrico para analizar el mecanismo del impacto del rayo en las líneas de transmisión se basa en la siguiente hipótesis:

a) la descarga electro atmosférica esta precedida de la formación de un canal guía conductor, que cuando alcanza la tierra da paso a la descarga electro atmosférica propiamente.

b) la magnitud de la corriente del rayo es proporcional a la tensión del canal guía previo a la descarga.

c) en su trayectoria a tierra el canal guía "brinca" hacia aquel objeto que esta a una distancia de la punta del canal guía

El valor que depende del potencial del canal y consecuentemente de la intensidad de la descarga a que da lugar, esta distancia se calcula con al expresión

$$R_c = 9.4I^{2/3} \quad (\text{Ec.1.3})$$

donde

Rc= distancia expresada en metros

I= Corriente de la descarga en kA

Para tomar en consideración la diferencia existente en la magnitud de la corriente de la descarga cuando cae sobre un conductor de fase o sobre el terreno y que se considera del 10% mayor, se modifica la expresión anterior ha:

$$R_c = 9.4(1.1I)^{2/3} \quad (\text{Ec.1.4})$$

donde

Rc= distancia expresada en metros

I= Corriente de la descarga en kA

En el caso del impacto del rayo sobre una línea de transmisión se puede presentar la descarga sobre un conductor de fase y existir un rompimiento dieléctrico entre el conductor y la estructura o bien entre la estructura y el conductor de guarda.

1.3.2.2 Descargas electro atmosféricas sobre los conductores de fase

Una descarga electro atmosférica puede incidir sobre un conductor de fase debido a que no exista blindaje en la línea o bien porque el blindaje sea deficiente; cuando ocurre esto se originan ondas de corriente que viajan en direcciones opuestas y de valor igual a $\frac{I}{2}$ produciendo ondas de tensión de valor

$$V_{con} = I * \frac{Z_c}{2} \quad (\text{Ec. 1.5})$$

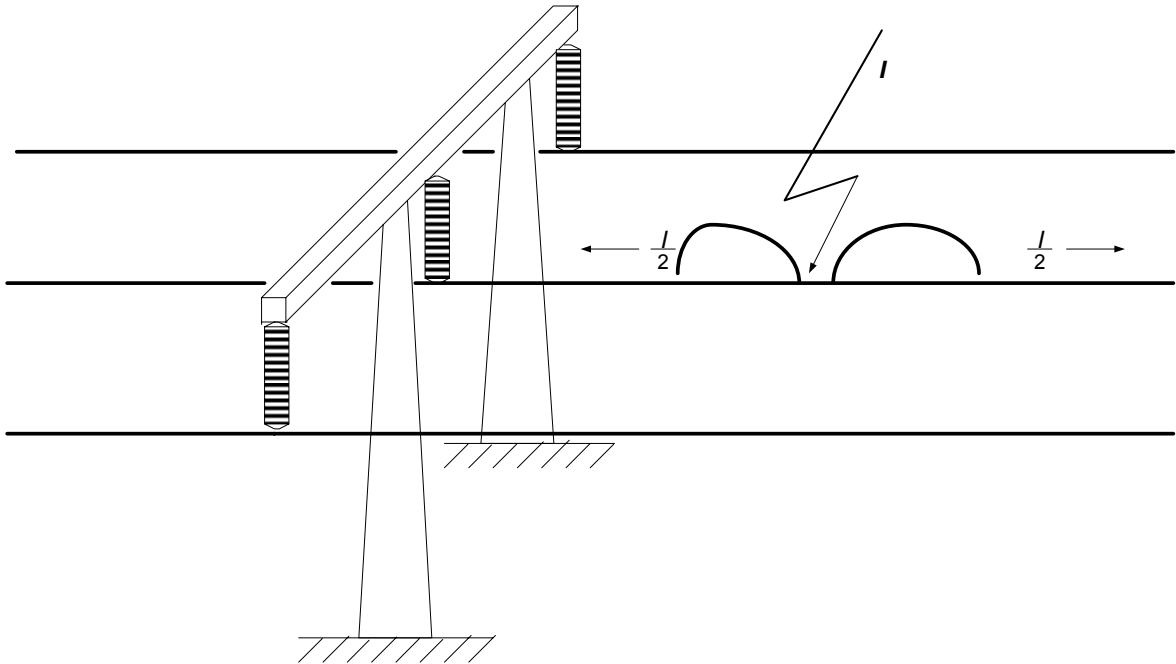
donde

Z_c = Impedancia característica de los conductores de fase en Ohms

I = Corriente de la descarga en kA

Si esta tensión es mayor que la de la ruptura dieléctrica del aislamiento conductor- estructura se produce la falla probablemente en las dos estructuras de mayor proximidad al punto de la incidencia de la descarga, produciéndose las ondas cortadas que viajan a lo largo de las líneas hasta las subestaciones

Figura 3. Impacto del rayo sobre un conductor de fase



Comisión Federal de Electricidad. Proyectos de transmisión y transformación.

Aún cuando la corriente de la descarga es una función del tiempo, y consecuentemente también lo es la tensión que se presenta, por lo que una vez rebasado el nivel básico de aislamiento al impulso, se puede producir una falla de aislamiento. Esto significa que dada la curva de distribución de las corrientes de la descarga la mayor parte de estas a los conductores de fase tienen una alta probabilidad de falla, razón por la que se debe evitar la incidencia de las descargas a los conductores de fase instalando cables de guarda.

La impedancia característica de los conductores de los conductores de fase se calcula como

$$Z_c = 60 \ln 2 \frac{y}{r_e} \quad (\text{Ec.1.6})$$

donde

y = altura media del conductor y se calcula de acuerdo con la siguientes expresiones

$$y = y_t - 2/3 f_c \text{ para terreno plano} \quad (\text{Ec.1.7})$$

$$y = y_t \text{ para terreno ondulado} \quad (\text{Ec.1.8})$$

$$y = 2y_t \text{ para terreno montañoso} \quad (\text{Ec. 1.9})$$

Siendo y_t = altura del conductor en la estructura,

f_c = flecha del conductor de fase

r_e = radio equivalente de has de conductores (radio medio geométrico)

este se calcula como:

$$r_e = R_h \sqrt{nr / R_h} \quad (\text{Ec.1.10})$$

tomando en cuenta la atenuación del efecto corona R_h =radio del haz

$$R_h = \frac{S}{2 \text{sen}(\pi / 2)} \quad (\text{Ec.1.11})$$

S = separación entre subconductores del haz

n = número de subconductores del haz

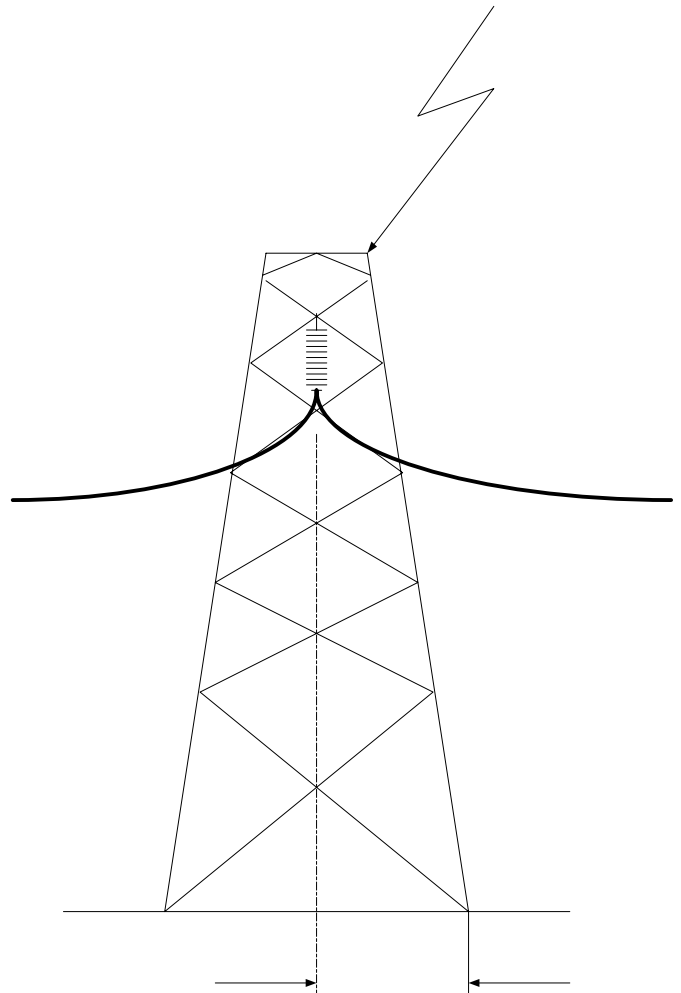
r = radio de un subconductor

π = 3.1416 radianes

1.3.2.3 Descarga electro atmosféricas sobre las estructuras

Cuando una descarga se da sobre una estructura metálica, la corriente que circula por ésta y a través del cable de puesta a tierra da lugar a la aparición de una sobre tensión entre la estructura y los conductores de fase que proviene de la impedancia de la torre-cables de guarda para la onda de la descarga correspondiente.

Figura 4. Impacto del rayo a la torre



Comisión Federal de Electricidad. Transmisión y transformación.

La impedancia característica tiene valores típicos que se encuentran dentro del rango de 150 a 300 Ohmios.

Para una impedancia característica de la torre Z_t el voltaje en la parte superior de la misma se puede calcular en una forma muy simplificada como:

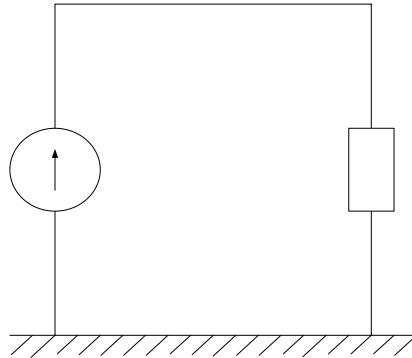
$$V_t = Z_t * I \quad (\text{Ec.1.12})$$

donde:

Z_t = Impedancia característica de la torre [Ω]

I = Corriente de la descarga [KA]

Figura 5. Impedancia característica de la torre



Comisión Federal de Electricidad. Transmisión y transformación.

Cuando se tienen cables de guarda esta tensión se calcula con la impedancia equivalente del conjunto torre-cables de guarda. Si esta sobre tensión es mayor que la tensión dieléctrica resistente (expresada como el nivel básico de aislamiento al impulso) entonces se presenta lo que se conoce como "flameo inverso".

Un problema que se debe de tratar de minimizar es el de obtener una baja resistencia al pie de la torre. Es difícil obtener valores de resistencia al pie de la torre inferiores a 10 Ohmios, si consideramos las curvas de distribución de probabilidad de la intensidad de las corrientes producidas por las descargas electro atmosféricas, se produce un aumento de la probabilidad del flameo inverso, que puede ser elevada en líneas de 115, 138, y 161 kV y menores para líneas de 400kV debido a que en estas ultimas es mayor la distancia que existe entre conductor-estructura.

1.3.2.4 Descargas electro atmosféricas sobre los hilos de guarda

Si la descarga se da sobre un cable de guarda se originan dos ondas, que tiene valor igual a $I/2$. Siendo I la magnitud de la corriente de la descarga y que viajan en sentido opuesto hacia las otras estructuras a través de las cuales se descargan a tierra.

Las ondas de tensión que aparecen tiene un valor de:

$$V_g = Z_g * \frac{I}{2} \quad (\text{Ec.1.13})$$

donde

Z_g = impedancia característica del cable de guarda que se calcula de acuerdo con la expresión

$$Z_g = 60 \ln(H_g / r_g) \quad (\text{Ec.1.14})$$

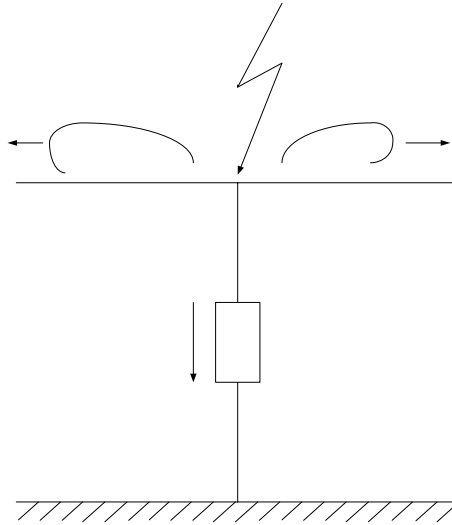
donde

H_g = altura del cable de guarda en la estructura

r_g = radio del cable de guarda

Para una descarga en los cables de guarda, una parte de la corriente pasa a través de la torre (con impedancia característica) esta fracción depende de la impedancia característica del cable de guarda, la figura 6 presenta el circuito equivalente cuando se utiliza un hilo cable de guarda.

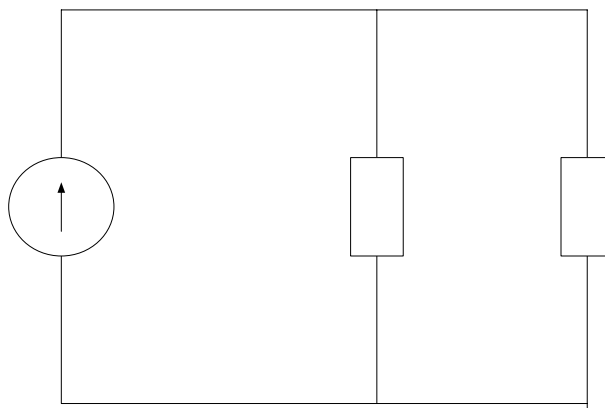
Figura 6. Impedancia característica del hilo de guarda



Comisión Federal de Electricidad. Transmisión y transformación.

En el caso de dos cables de guarda en la estructura, la impedancia característica equivalente es la combinación de los dos cables, la figura 7 presenta el circuito equivalente con dos cables de guarda.

Figura 7. Circuito equivalente con dos cables de guarda.



Comisión Federal de Electricidad. Transmisión y transformación.

1.3.3 Sobretensiones Internas

Las sobretensiones internas, son provocadas por el propio sistema. Se subdividen a su vez en sobretensiones por maniobra y temporales.

1.3.3.1 Sobretensiones por maniobra

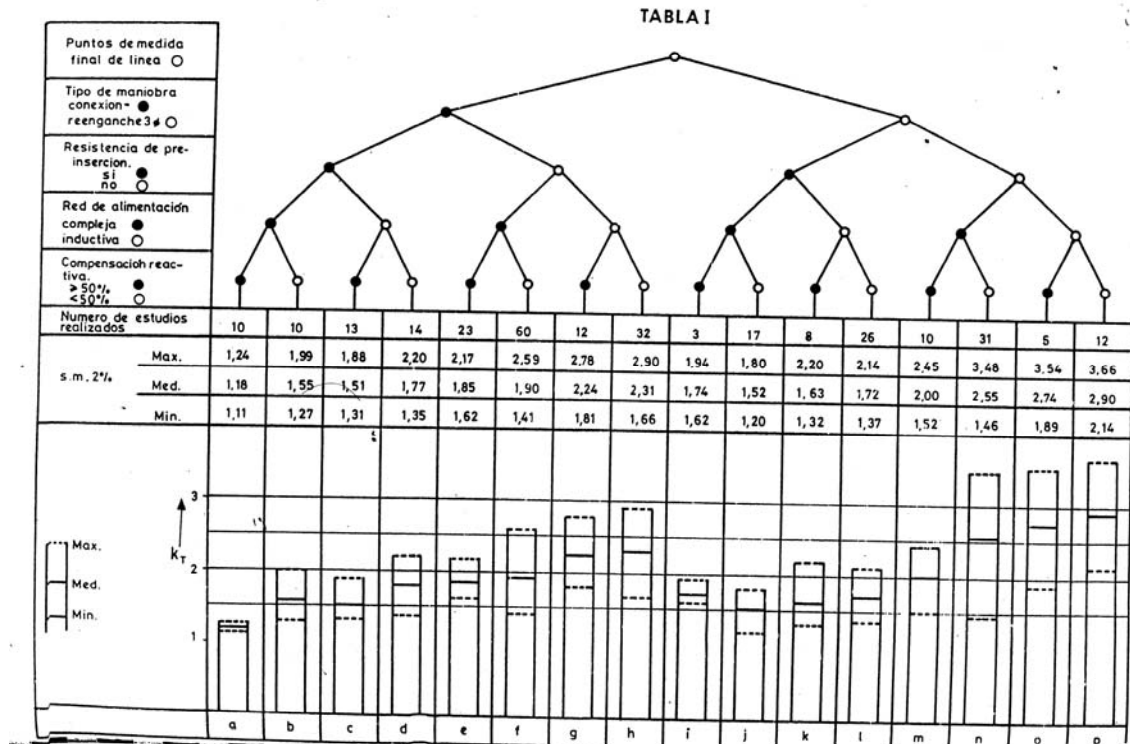
Las sobretensiones de maniobra son debidas a las operaciones de apertura y cierre de los interruptores que, como en todo circuito, dan lugar a regimenes transitorios que pueden ir acompañados de sobretensiones y/o sobreintensidades.

1.3.3.1.1 Conexión y reenganche de líneas

Cuando una línea se energiza, y esta a circuito abierto, debido a la reflexión de ondas, se dan niveles de tensión que son el doble de la tensión aplicada. Si la línea tiene perdidas, el fenómeno se amortigua, de forma que después de un número de oscilaciones el extremo receptor llega al nivel de tensión de la fuente.

Los valores típicos se muestran en la tabla III. Los valores de las sobretensiones dependen de varios factores incluyendo el tipo de interruptor, la potencia de cortocircuito en el punto de alimentación de la línea, la naturaleza de la compensación empleada y la longitud de la línea y el tipo de terminación (circuito abierto, transformador, pararrayos, etc.).

Tabla III. Valores de sobretensiones para líneas de alta tensión



Comisión Federal de Electricidad. Transmisión y transformación.

La situación se agrava si se trata de una de una operación de reenganche trifásico y la línea mantiene un nivel de tensión de la situación previa a la maniobra de desconexión.

1.3.3.1.2 Sobretensiones por aparición y despeje de fallas

Estas se producen durante la variación de tensión en el sistema debido a una falla entre fase y tierra, la tensión de servicio aparece asociada con la sobre tensión temporal, su valor cambia desde una tensión próxima a cero hasta la tensión de servicio en la fase afectada por la falla. Esta sobretension es causada en las fases sanas, debido al desbalance que se da en la fase donde apareció o se libero la falla.

Se consideran sobretensiones solamente entre fase y tierra. Estas sobretensiones no suelen tener gran valor, pero es importante valorarlas cuando el factor de falla a tierra es cercano a 1.73, en tensiones de hasta 245 kV, y en tensiones superiores, cuando las sobretension de conexión y reenganche de líneas es baja, por debajo de 2 p.u., pues entonces, estas podrían superarlas. Se considera que los pararrayos deben actuar ya que se diseñan estos para un factor de aterrizamiento del 80% en sistemas aterrizados, para el 100% no aterrizado y para niveles de tensión de 300Kv para un 110%.

1.3.3.1.3 Sobretensiones por desconexión de cargas inductivas capacitivas

Estas sobretensiones solo tienen importancia en niveles de 300 kV o más cuando las sobretensiones de conexión y reenganche de líneas están controladas por debajo de 2 p.u. y se trata de líneas de gran longitud.

Las sobretensiones debidas al corte de pequeñas corrientes inductivas se presentan en:

- a) corte de corriente de arranque de motores

- b) corte de la corriente de magnetización de un transformador o una reactancia
- c) maniobra y funcionamiento de hornos de arco y sus transformadores

El origen de la sobre tensión se debe al corte de la corriente antes de su paso natural por cero, y al tiempo que tarda el sistema de regulación en reducir la potencia proporcionada por el generador, debido a que el poder de corte del interruptor que debe hacer la maniobra de desconexión es muy superior al nivel de la corriente que es producida por la sobretensión este no se acciona. Como se muestra en la figura 8 al producirse la desconexión de la inductancia L2 existe un exceso de potencia generada por la fuente dando lugar a una etapa transitoria, subtransitoria, hasta llegar a un estado permanente, la magnitud de la sobretension dependerá de la energía almacenada en el circuito y del valor de la inductancia en función del tiempo y del ángulo, y según la siguiente ecuación

$$V = Z \sqrt{\frac{2W}{L \sin^2 \omega t}} \quad (\text{Ec.1.15})$$

donde

V= Sobretension

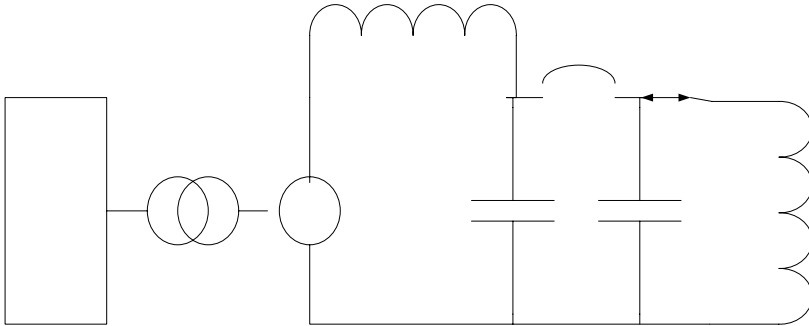
Z= Impedancia de la carga

W= Energía almacenada en el circuito

L= Inductancia de la carga

$\sin^2 \omega t$ = Variación al cuadrado en función del tiempo

Figura 8. Circuito oscilante de una falla en el sistema de transmisión



Comisión Federal de Electricidad. Transmisión y Transporte

Las sobretensiones debidas al corte de corrientes capacitivas aparecen en la desconexión de cables en vacío y bancos de condensadores. En la figura 9 se muestra la desconexión de un condensador en un circuito monofásico.

Si la rigidez dieléctrica entre los contactos no soporta la tensión aplicada se produce la disrupción con una onda que es una oscilación de gran amplitud. Si este proceso se repite pueden aparecer sobretensiones aún más elevadas. Apareciendo la tensión de restablecimiento en la barra al haberse regulado la tensión en el generador. La magnitud de la sobretension dependerá de la energía almacenada en el circuito del valor de la capacitancia en función del tiempo y del ángulo, y dada por la siguiente ecuación

$$V = \sqrt{\frac{2W}{C \sin^2 \omega t}} \quad (\text{Ec.1.15})$$

donde

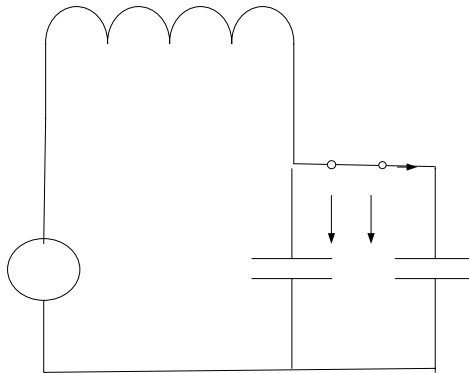
V= sobretension

W= energía almacenada en el circuito

C= Inductancia de la carga

$\text{sen}^2 \omega t =$ Variación senoidal al cuadrado en función del tiempo

Figura 9. Circuito equivalente capacitivo de una falla por desconexión



Comisión Federal de Electricidad. Transmisión y Transporte

1.3.3.1.4 Sobretensiones atmosféricas de frente lento

Aparecen estas tensiones cuando se produce descargas electro atmosféricas en las proximidades de las líneas, pero a una distancia suficiente de ellas como para que el frente de la sobre tensión sea lento. También debe darse la condición de que la corriente debida al rayo sea lo suficientemente pequeña para que no produzca un fallo en el aislamiento de la línea. Finalmente, los rayos sobre las líneas, muy lejanos, producen sobretensiones (electro atmosféricas) de frente lento.

L₁

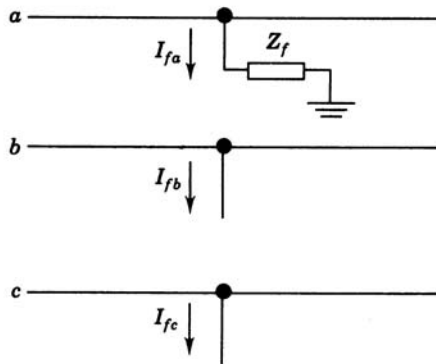
1.3.3.2 Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales son oscilaciones sinusoidales cuyo origen puede ser diverso. En general se estudian considerando la red en régimen permanente, aunque en el arranque de las mismas hay que contar con la existencia de regímenes transitorios con la correspondiente distorsión de la forma de onda.

1.3.3.2.1 Fallas a tierra

Son uno de los motivos más frecuentes de aparición de sobretensiones temporales. Son sobretensiones que aparecen como consecuencia de la elevación de la tensión de las fases sanas al producirse un cortocircuito de fase-tierra. El valor de la sobre tensión depende de la forma de conectar a tierra el neutro de las estrellas de los devanados de los transformadores y los generadores. En la figura 10 se muestra, en un circuito simplificado con el neutro aislado, la tensión de las fases sanas, respecto de tierra, alcanza un valor igual a la tensión entre fases.

Figura 10. Fallas por corto circuito a tierra en un sistema de potencia



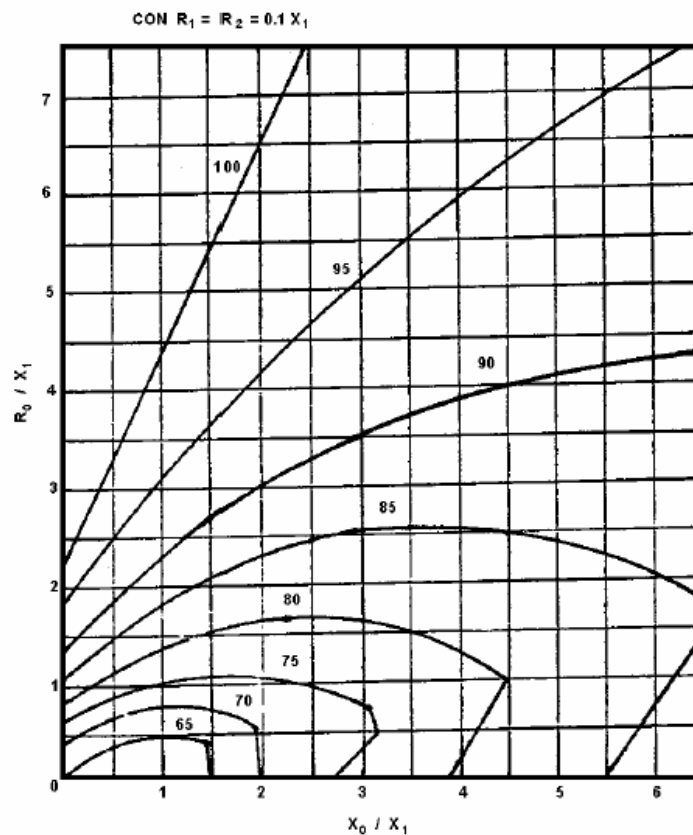
Análisis de sistema de potencia

En general pueden coexistir en una misma red puntos de neutros conectados directamente a tierra con otros aislados o conectados a tierra a través de impedancias. Para caracterizar la red respecto de este tipo de sobretensiones, se define el coeficiente de defecto a tierra, k , para un lugar y una configuración de red determinados, como el cociente mayor de los valores

eficaces de las tensiones a tierra de las fases sanas al producirse una falla a tierra, que afectan una o varias fases, respecto al valor eficaz de la tensión a tierra que se obtendría en ese mismo lugar en ausencia de falla. Como por ejemplo en conexiones de transformadores, bancos de condensadores o motores conectados en delta.

El cálculo de falla a tierra se hace considerando los circuitos equivalentes de las redes de secuencia. Como resultado se obtiene unas familias de curvas de nivel. Cada familia se refiere a un valor de la relación R_1 / X_1 .

Figura 11. Familia de curvas de nivel con valores resistivos y reactivos



Comisión Federal de Electricidad. Transmisión y Transporte

La amplitud de las sobretensiones se calcula a partir del coeficiente de defecto a tierra considerando que antes de la falla la tensión respecto a tierra era la tensión más elevada del sistema. La duración de este tipo de sobretensiones es función de la rapidez de actuación de las protecciones. En las redes con el neutro conectado directamente a tierra suele ser inferior a 1 segundo, pero hay redes con neutro aislado en las que puede ser de varias horas. Se debe tener un cuidado especial con posibles variaciones en la estructura de una red que dejen aisladas zonas de la misma, con neutro aislado, afectadas por fallas a tierra, que anteriormente estaban unidas con otras zonas puestas a tierra. Por ejemplo en cables de bajada de las estructuras que a sido interrumpido.

1.3.3.2 Desconexión brusca de cargas

La desconexión de cargas produce un aumento de las tensiones de los nodos de la red como consecuencia de la disminución de las caídas de tensión en las impedancias en serie de las líneas, sobre todo en los instantes posteriores a la desconexión cuando aun no han tenido efecto los reguladores de tensión y de velocidad de los generadores. El problema se agrava en determinadas configuraciones de red, máxime en líneas largas ya que interviene el efecto Ferranti, siendo este efecto tal que la tensión en el punto recibo sea mayor que en el punto de envío debido a la capacitancia de la línea.

La mayoría de casos se dan en las centrales de generación hidráulicas, conectadas a la carga con escasas, o a veces única línea de alimentación. La regulación de velocidad en las maquinas hidráulicas es mas lenta que en las térmicas, por lo que al perder carga aumentan su velocidad y por ello tienden a incrementar su tensión en valores que van hasta el 140% de su valor nominal. En tales casos se da la desconexión súbita de la carga por cualquier motivo,

provocando un aumento importante de tensión, y este valor de sobretension se da en el generador.

Las sobretensiones temporales debidas a esta causa son sobretensiones de fase-tierra, por lo que se recomienda tener las consideraciones siguientes:

- a) En sistemas de extensión moderada la amplitud de las sobretensiones es inferior a 1.2 p.u. y la duración, dependiendo de los reguladores de tensión, puede llegar a varios minutos.
- b) En sistemas extensos la amplitud puede alcanzar 1.5 p.u. (o más si se presenta el efecto Ferranti o fenómenos de resonancia) y la duración puede del orden de varios segundos.

1.3.3.2.3 Resonancia y Ferroresonancia

En las redes coexisten elementos capacitivos e inductivos que en determinadas condiciones, pueden dar lugar a fenómenos de resonancia a la frecuencia fundamental o a alguno de los armónicos. En el caso de bobinas lineales es conocido el comportamiento en condiciones de resonancia de un circuito RLC. La tensión en la bobina o en el condensador alcanza un valor que es múltiplo de la tensión. Esta condición es poco probable en condiciones normales en redes malladas, sin embargo, puede aparecer en configuraciones simples que queden aisladas como consecuencia de la actuación de interruptores.

En el caso de bobinas, la característica no lineal de estas hace que puedan aparecer estados de funcionamiento en la red con sobretensiones (o sobreintensidades) elevadas, lo que se conoce como ferroresonancia.

Los fenómenos de resonancia pueden dar lugar a sobretensiones temporales de valores muy elevados.

Sin embargo, salvo casos excepcionales, no se tienen en cuenta a la hora de dimensionar el aislamiento porque supone que en el diseño o en la explotación de la red se han tomado en cuenta medidas para evitar su aparición. La red con elevada impedancia homopolar (neutro aislado) tiene especial riesgo de ferresonancia.

1.3.3.2.4 Combinación de sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales aparecen frecuentemente combinadas entre sí. Es típica la presencia simultánea de fallas a tierra y desconexión de cargas. Por ejemplo, al producirse una falla monofásica se realiza la desconexión de la línea de la red afectada por ella. Si la desconexión se inicia en el interruptor del extremo de la línea al que está conectada una carga, se tiene un caso típico de desconexión de carga, y al mismo tiempo, de sobretensión en las fases no afectadas por la falla.

En otros casos se realiza la desconexión de una carga en una línea en antena, y como consecuencia de ello, aparece una sobretensión temporal que produce una falla a tierra en dicha línea. Para casos que se consideren probables estas combinaciones de sobretensiones se recomienda realizar estudios detallados para determinar el nivel de la sobre tensión resultante.

2. CONCEPTOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

2.1 Coordinación de aislamiento de líneas transmisión contra las descargas atmosféricas

Al coordinar los niveles de aislamiento en las líneas de transmisión, se debe tener en cuenta que no existen muchos parámetros que puedan ser modificados para reducir los índices de salidas por descargas atmosféricas. Prácticamente se debe seleccionar un ángulo de blindaje adecuado y un sistema de conexión a tierra eficiente.

2.1.1 Modelo electro geométrico

El modelo electro geométrico se desarrollo en los años 60's y ha tenido a lo largo del tiempo algunas variantes en su aspecto conceptual, publicándose en 1971, por el Edison Electric Institute de estados unidos. De acuerdo con el modelo electro geométrico, la distancia de impacto de una descarga (es decir la distancia sobre la cual desciende el canal principal de la descarga para tocar un objeto), es proporcional a la densidad de la carga del canal principal de descarga; sin embargo, la corriente de retorno es proporcional a la densidad de carga precedente al canal principal.

El modelo electro geométrico original fue modificado y simplificado para su aplicación a edificios y subestaciones, esta versión simplificada del modelo electro geométrico se usa en el análisis del comportamiento del blindaje de las subestaciones eléctrica y se conoce como "el método de la esfera rodante".

El método de la esfera rodante toma en cuenta los valores del nivel básico de aislamiento del equipo a proteger contra descargas, para un valor dado de la corriente de la descarga. El cálculo del blindaje a partir del modelo electro geométrico se desarrolla en la forma siguiente:

La tensión que aparece en los conductores se calcula

$$V = \frac{Z_o I_o}{2} \quad (\text{Ec.2.1})$$

donde

I_o = Corriente de la descarga

Z_o = Impedancia característica de los conductores

La corriente de la descarga y la impedancia característica se pueden obtener con las siguientes expresiones:

$$I_o = \frac{2 \times (T.C.F.)}{Z_o} \quad (\text{Ec.2.2})$$

$T.C.F.$ = Tensión crítica de flameo

$$Z_o = 6 \log \frac{2Y}{r_e} \quad [\Omega] \quad (\text{Ec.2.3})$$

donde:

r_e = radio externo del conductor

Y = altura efectiva del conductor, que a su vez se determina a partir de la ecuación:

$$Y = Y_t - \frac{2}{3} f \quad (\text{Ec.2.4})$$

donde:

Y_t = altura de remate del conductor en la torre

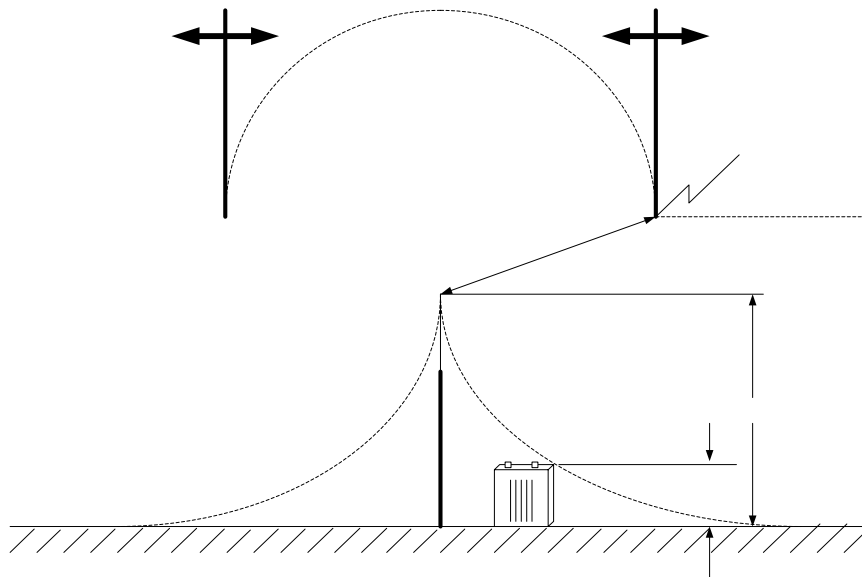
f = flecha del conductor en metros.

El modelo electro geométrico de blindaje considera a I_o como el valor de la corriente mínima que produce salidas por falla en el blindaje. Esta corriente establece una distancia (r_{cf}) llamada radio crítico de flameo, respecto a los conductores de mayor elevación y cuya expresión es

$$r_{cf} = 9.06I_c^{2/3}. \quad (\text{Ec.2.5})$$

La elaboración del modelo electro geométrico se realiza considerando la zona de protección a aquella limitada por dos parábolas que parten de los cables de guarda

Figura 12. Modelo electro geométrico de protección



Comisión Federal de Electricidad. Transmisión y Transporte

El arco de radio (S) define una zona de protección para un rayo que tiene una magnitud I_s . La zona debajo del arco está protegida contra la corriente del rayo I_s , las descargas de magnitud I_s que caen fuera del arco (a la izquierda o derecha de la figura anterior), inciden sobre la bayoneta o hilo de guarda.

Un concepto importante, es que el modelo electro geométrico define una altura máxima o efectiva de blindaje para un valor dado de que ocurra cuando la altura del mástil o del hilo de guarda es igual a la distancia del impacto (S) dada por:

$$S = 8(I_s)^{0.65} \quad (\text{Ec.2.6})$$

La zona de protección proporcionada por el mástil de blindaje, esta mejor visualizada como la superficie de una esfera que tiene un radio S, la esfera se rota alrededor del mástil o hilo de guarda de protección completando una vuelta. Para una altura dada, la distancia con respecto al mástil o hilo de guarda para la cual el equipo o líneas este protegido, se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$r = (S^2 - (S - hm)^2)^{1/2} - (S^2 - (S - he)^2)^{1/2} \quad (\text{Ec.2.7})$$

donde

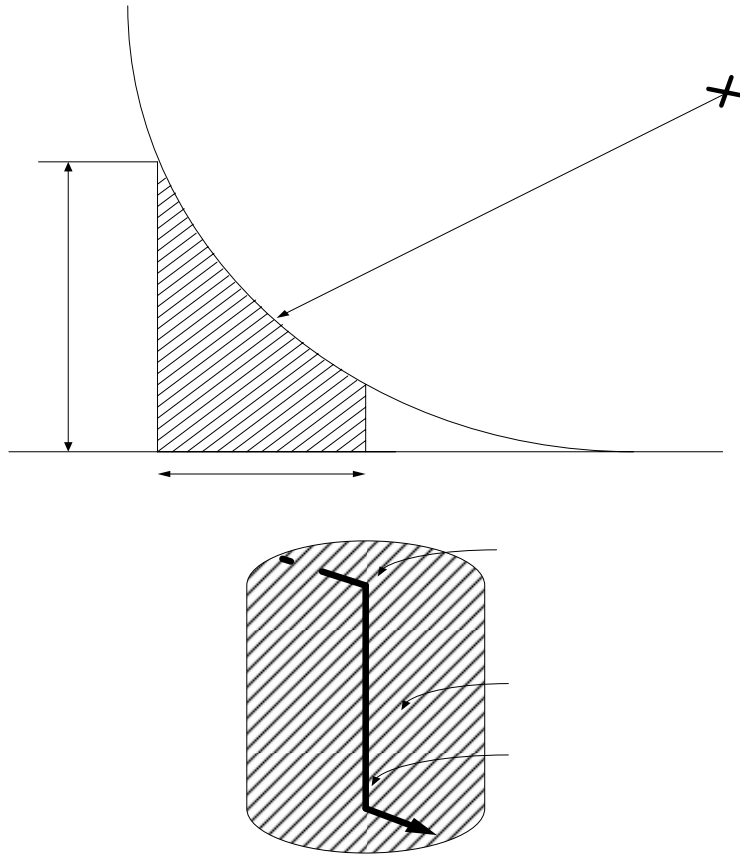
r= radio del área protegida en metros

hm= altura del mástil o hilo en metros

he= altura del equipo o línea a proteger

La zona desarrollada por un cable de guarda por un cable guarda se muestra en la figura 13.

Figura 13. Zona de protección para el diseño de un hilo de guarda



Comisión Federal de energía eléctrica

hw

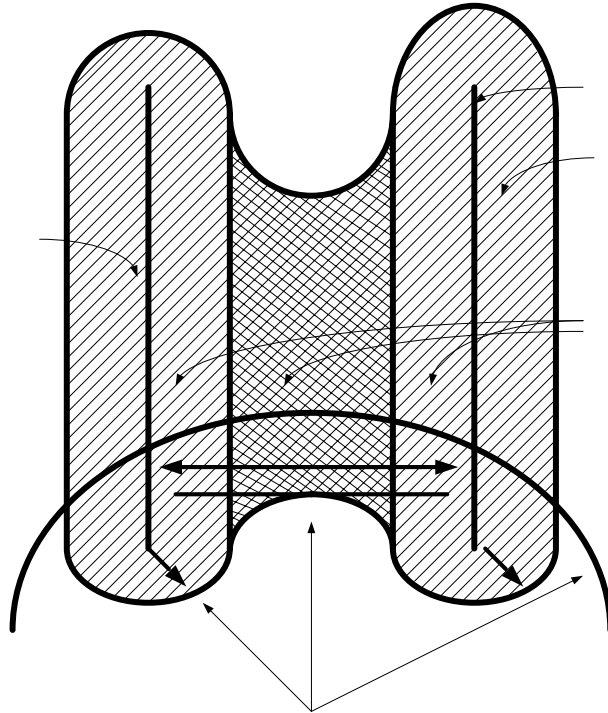
Los cables de guarda se pueden modelar gráficamente, como si se tratara de mástiles de blindaje colocados muy cercanos uno del otro. Para una altura dada del cable de guarda (hw), la distancia (r) con relación al cable de guarda para la cual el equipo a proteger a una altura (he) esta dada por la siguiente ecuación:

$$r = (S^2 - (S - hw)^2)^{1/2} - (S^2 - (S - he)^2)^{1/2} \quad (\text{Ec.2.8})$$

donde:

hw = altura del cable de guarda en el punto medio del claro entre apoyos o soportes (metros)

Figura 14. Zona de protección para dos hilos de guarda



Comisión Federal de electricidad

Cuando dos cables de guarda están en paralelo y cerca uno del otro, el efecto de blindaje es mejorado. Resulta un área de protección adicional entre los cables de guarda, como se muestra en el área doblemente achurada. Se pueden utilizar las siguientes ecuaciones para definir gráficamente esta área adicional, para una altura dada del equipo (h_e), una altura de cable de guarda en el punto medio del claro (h_w), distancia de impacto (S) y separación de cables de guarda (d_s) dadas como cantidades conocidas:

$$X_1 = (S^2 - (\frac{d}{2})^2 - (S - h_w)^2)^{1/2} \quad (\text{Ec.2.9})$$

donde:

d_s = distancia entre dos estructuras en metros

El radio de la curvatura del área procedida (γ) esta dado por la siguiente ecuación

$$r_1 = (S^2 - (S - he)^2)^{1/2} \quad (\text{Ec.2.10})$$

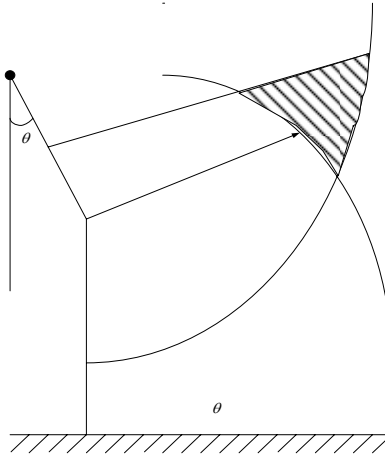
2.1.2 Cálculo de ángulo de blindaje

La probabilidad de que un rayo incida sobre un conductor de fase depende fuertemente de la posición que tengan los cables de guarda, cuya posición queda definida normalmente por lo que se conoce por el ángulo de blindaje. Para el cálculo del riesgo de falla por blindaje se hace uso del modelo electro geométrico de comportamiento del rayo.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente todos los rayos que inciden sobre un conductor de fase producen falla, es necesario que la magnitud de la corriente del rayo sea de un valor tal que el producto $I * \frac{Z_c}{2}$ produzca una tensión superior a la de flameo para que el arreglo conductor - estructura.

La configuración que ilustra el efecto del ángulo de blindaje es la que se muestra en la figura 15.

Figura 15. Modelo electro geométrico de comportamiento del rayo



Comisión Federal de electricidad

CG

La distancia de la estructura a la punta del canal guía se calcula (Ec.1.33) como:

$$R_c = 9.4(1.1I)^{2/3}$$

Q

De manera que solo los rayos de una magnitud mayor a un valor calculado como se indica, producen flameo cuando caen sobre un conductor de fase.

CF

$$I = 2 \frac{V_{co\%}}{Z_c} \quad (\text{kA}) \quad (\text{Ec.2.11})$$

donde

P

$$V_{co\%} = V_{50\%} - 2.5\sigma = 0.9V_{50\%} \quad (\text{Ec.2.12})$$

donde

$V_{50\%}$ =Tensión crítica de flameo (con una probabilidad de flameo del 50%)
 σ = desviación estándar con respecto a $V_{50\%}$ % y que se toma como 3%

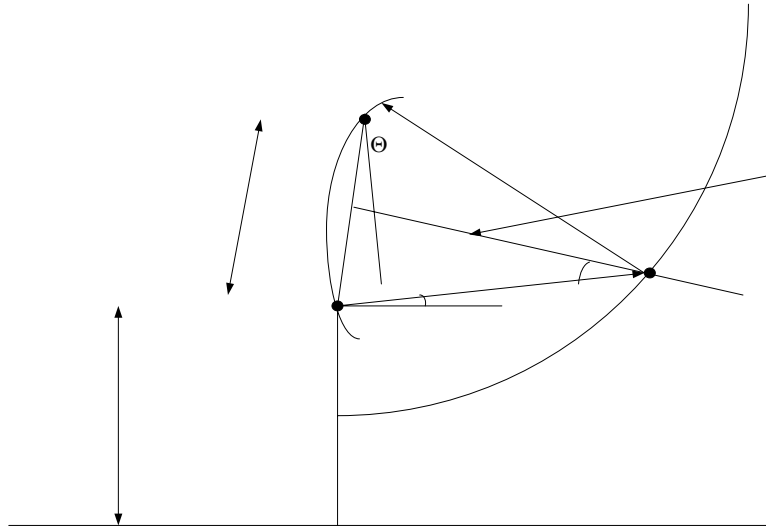
La teoría del modelo electro geométrico establece que la probabilidad de flameo (y en consecuencia de falla) es mayor en la línea de transmisión mientras mayor sea el área ABC indicada en la figura 15 en donde:

- a) QA representa la línea que une a todos los puntos que están a la misma distancia del cable de guarda CG y al conductor de fase CF.
- b) PA es la línea que une todos los puntos que están a igual distancia del conductor de fase CF que del suelo
- c) QA y PA constituyen puntos es una parábola
- d) BC constituye un arco de circunferencia de radio R_c con centro en CF

Cualquier punto que quede por encima de QA significa que el rayo cae en CG en lugar de CF. Por otra parte si el punto de descarga se inicia en un punto que se encuentre debajo de PA la descarga incide en el suelo en lugar de CF. De lo anterior se puede inferir que los puntos de inicio de la descarga que pueden incidir en el conductor de fase CF son aquellos que quedan dentro de la zona ABC. Para que no ocurra esto de lo que se conoce como un blindaje total que significa que el área ABC se debe reducir prácticamente a un punto.

Geométricamente se puede decir que la condición para tener un blindaje total es que el área ABC se reduzca a un punto, lo cual se logra haciendo que la mediatriz del segmento CG - CF pase por el punto B, como se muestra en la figura 16.

Figura 16. Modelo electro geométrico de las descargas por rayos.



Comisión Federal de electricidad

$\theta\sigma$ = ángulo de blindaje total

y = altura media del conductor de fase

c = distancia del conductor de fase (CF) al cable de guarda (CG)

Debido a estas relaciones el ángulo puede ser negativo o positivo. Cuando se tiene un positivo este corresponde a:

- a) Líneas con estructuras de poca altura
- b) Líneas con nivel de aislamiento elevado.

CG

G

C

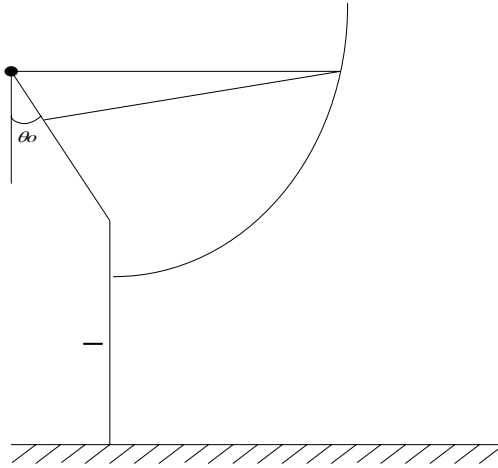
Q

CF

Y

P

Figura 17. Modelo electro geométrico con ángulo positivo



Comisión Federal de electricidad

CG

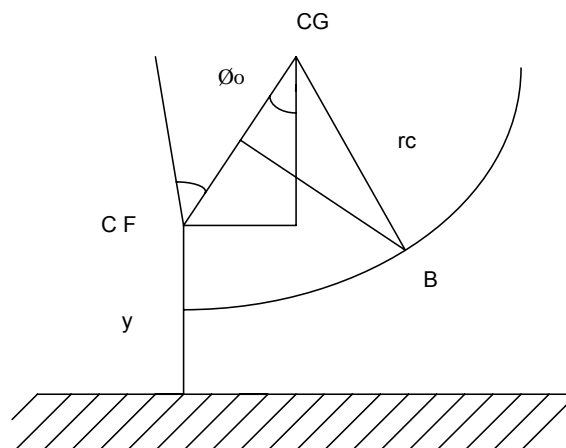
r_c

El ángulo de blindaje es negativo cuando los cables de guarda son más externos que el conductor de fase y corresponde a:

- a) estructuras de gran altura
- b) líneas con nivel de aislamiento bajo

CF

Figura 18. Modelo electro geométrico con ángulo negativo



Comisión federal de electricidad

Y

En los casos de que la relación y/Rc sea mayor que dos el blindaje total resulta prácticamente imposible y corresponde a líneas que atraviesan ríos o grandes desniveles. En zonas de alto nivel cerámico resulta conveniente para los cálculos tener como altura media la altura máxima "y" del conductor, lo que permite dar un blindaje apropiado a la zona central del claro.

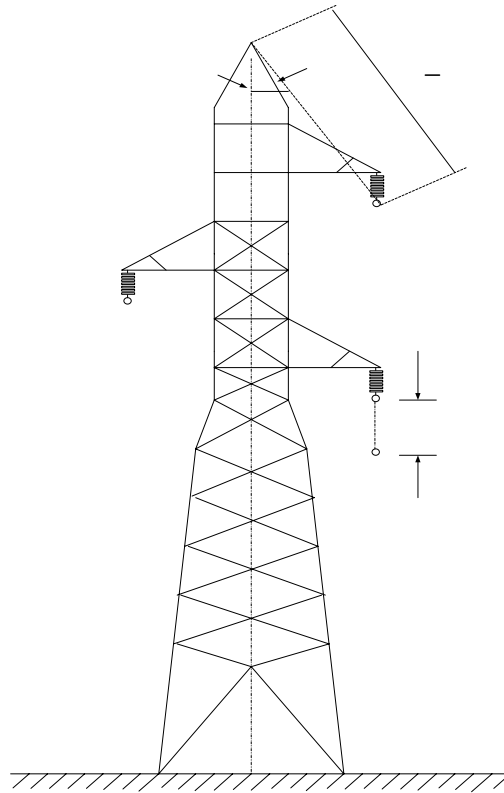
La utilización de alturas medias "y" y altura medias de las estructuras "h" hace que la protección en las estructuras sea inferior a la del punto medio del claro, lo que significa que en el claro más próximo al apoyo se encuentra deficientemente protegido, esto se compensa por la tendencia de las estructuras a comportarse como electrodos para atraer descargas.

El punto medio del claro tendrá un ángulo de blindaje inferior al calculado, con el margen de seguridad es mayor. Dependiendo de la configuración o silueta de la líneas de transmisión es posible que un cable de guarda no sea suficiente para proteger a todos los conductores de fase, en cuyo caso deberán instalar dos y hasta tres cables de guarda, al respecto se pueden hacer los siguientes comentarios:

A) líneas de transmisión con conductores de fase en triángulo equilátero.

En estos casos cuando el ángulo de blindaje para los conductores más extremos sea suficiente, se puede hacer uso de los cables de guarda. En los casos de zonas de alto nivel cerámico es necesario que se verifique el índice de salidas por fallas de blindaje y si resulta elevado, quizás sea necesario el uso de los cables de guarda

Figura 19. Estructura de soporte con conductores de fase en triángulo



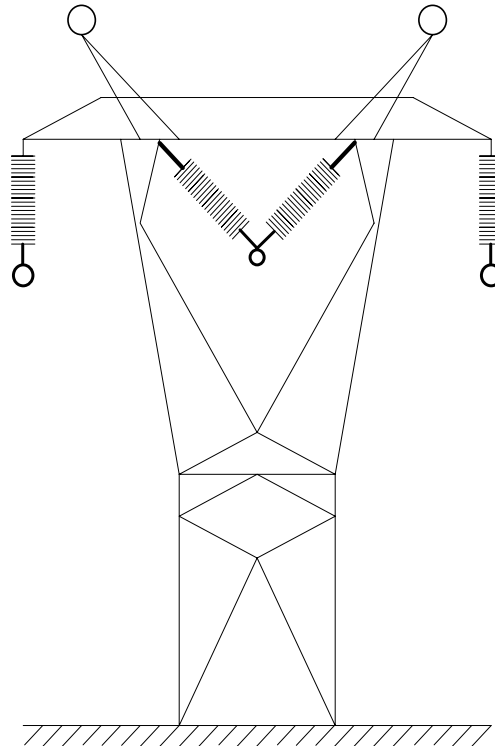
Comisión federal de electricidad

B) líneas de transmisión con conductores de fase en posición horizontal

CF

En este tipo de líneas para proteger a los conductores de las fase extremas por lo general es necesario instalar dos cables de guarda simétricos con respecto al eje de la estructura. Estos dos cables deben ofrecer blindaje también al conductor de la fase central, para esto se debe cumplir la condición que: siendo B el punto de corte de la mediatriz de CG2 y CF2 y CG = CABLE DE GUARDA y CF = CONDUCTOR DE FASE entonces: $A - CF2$ es mayor que $1.1 R_c$ y si $B - CF2$ es menor que R_c

Figura 20. Estructura de soporte con conductores de fase en posición horizontal



CG

Comisión federal de electricidad

Cuando no se cumplen las condiciones anteriores, es necesario que se instale un tercer cable de guarda en la estructura.

2.1.3 Cálculo del número de fallas por blindaje

CF

La determinación del índice de salidas es la correlación de varios factores que intervienen como lo son: la distancia dieléctrica o número de aisladores en la cadena, dada por el nivel básico aislamiento al impulso, blindaje, dado por la posición de los cables de guarda con relación a los

conductores de fase y la resistencia al pie de la torre que influye en las sobretensiones de retorno.

Una forma de interpretar es la siguiente:

- 1) un blindaje deficiente permite el paso de descargas a los conductores de fase con el consecuente flameo o falla en los aisladores
- 2) si el blindaje es aceptable la corriente de la descarga es conducida a tierra por los cables de guarda y a través de la estructura si la resistencia (efectiva) al pie de la torre es baja no hay problema, pero si no, entonces existen sobretensiones de retorno que pueden producir salidas excesivas de la línea especialmente en zonas de alto nivel cerámico, para esto se puede proceder de la siguiente manera: disminuir tanto como sea posible la resistencia al pie de la torre a valores tales que produzcan un mínimo de salidas.

Cuando disminuye la resistencia al pie de la torre resulta muy costoso o prácticamente imposible, entonces se puede aumentar la longitud de las cadenas de aisladores, es decir la distancia dieléctrica entre conductor y estructura a valores tales que resulten permisibles por la estructura y representen una reducción significativa del índice de salidas. Para verificar la efectividad del blindaje se puede hacer uso de las curvas que correlacionan el ángulo de blindaje con el índice de salidas expresado por cada 100 km. al año, para distintas alturas medias del cable de guarda y niveles básicos de aislamiento referidos a la altura sobre el nivel del mar correspondiente. El valor de la altura media del cable de guarda en la estructura se calcula como sigue:

Terreno plano:
$$h = h_g - 2/3 * f_g \quad (\text{Ec.2.12})$$

Terreno ondulado: $h = h_g$ (Ec.2.13)

Terreno montañoso $h = 2h_g$ (Ec.2.14)

h_g = altura del cable de guarda en la estructura

f_g = flecha del cable de guarda en el punto medio del claro

2.1.4. Cálculo de la impedancia de la torre

Las descargas electro atmosféricas pueden incidir directamente en las torres o estructuras, ya que estas se comportan como electrodos por ser puntos salientes sobre el nivel del suelo. De manera que la intensidad de la corriente de la descarga produce una elevación de la tensión de la punta de la torre al suelo y que se determina como:

$$V_t = Z_t * I \quad (\text{Ec.2.15})$$

donde:

Z_t = impedancia de la torre

I = Intensidad de la corriente de la descarga

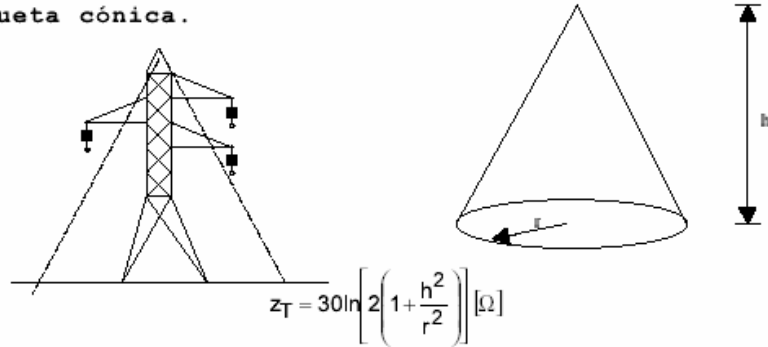
La impedancia característica de la torre depende de la geometría de la misma (altura, diámetro, siluetas) y se ha calculado en forma experimental usando modelos a escala, de manera que a partir de esto se obtienen expresiones empíricas. De acuerdo a la silueta de las estructuras se tienen dos modelos básicos para determinar la impedancia característica de las torres:

Para silueta cónica la ecuación es:

$$Z_r = 30 \ln \left[2 \left(1 + \frac{h^2}{r^2} \right) \right] (\Omega) \quad (\text{Ec.2.16})$$

Figura 21. Torre con configuración de impedancia cónica

♦ Silueta cónica.



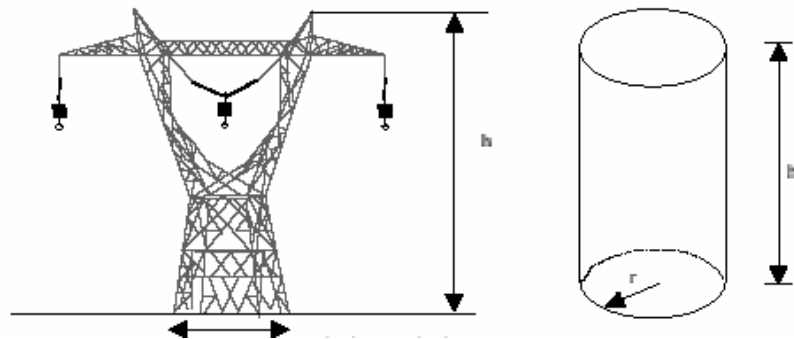
Comisión federal de electricidad

Para silueta cilíndrica

$$Z_T = 60 \ln \left(\frac{h}{r} \right) + 90 \left(\frac{h}{r} \right) - 60 \text{ (}\Omega\text{)} \quad (\text{Ec.2.17})$$

Figura 22. Torre con configuración de impedancia cilíndrica

♦ Silueta cilíndrica.



Comisión federal de electricidad

2.1.5.1.1 Cálculo de la resistencia al pie de la torre utilizando electrodos

La resistencia al pie de la torre resulta un parámetro importante para el cálculo de las sobretensiones inversas y su valor se obtiene de la combinación de la resistividad del terreno y de la resistencia de los elementos de puesta a

tierra. La red de tierras para este caso se compone de electrodos o varillas de acero recubiertas de cobre, con una longitud de 10 pies y un diámetro de 5/8 de pulgada. Por lo general esta alternativa se aplica en líneas de transmisión construidas en terrenos de resistividad relativamente baja. El valor de la resistencia al pie de la torre obtenido por medio de electrodos se determina de acuerdo a la expresión:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{a}\right) \quad (\Omega) \quad (\text{Ec.2.18})$$

donde:

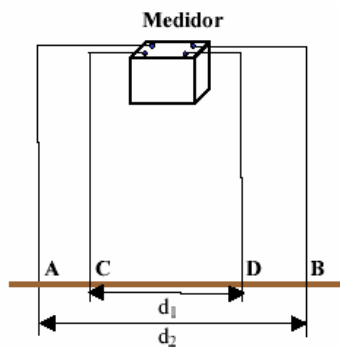
ρ = resistividad del terreno ($\Omega\cdot\text{m}$)

l = longitud del electrodo o varilla (m)

a = radio de la varilla

El valor de la resistividad del terreno se obtiene de mediciones, de manera que una vez definida la trayectoria de las líneas, se muestra el terreno y se localizan los puntos de medición.

Figura 23. Medición de resistividad del suelo



Comisión Federal de electricidad

A y B son electrodos de potencial

C y D son electrodos de corriente

Los electrodos son varillas de bronce con longitudes de 30 a 40 cm. y diámetro de 1/8"

Se realizan al menos cuatro mediciones por punto localizado separando los electrodos en múltiplos de 0.60 cm. o de 80 cm. Aún cuando los electrodos se aplican en terrenos de resistividad relativamente baja, para obtener valores menores en un mismo terreno se pueden utilizar electrodos en paralelo. El valor de la resistividad al pie de la torre se determina con las siguientes expresiones:

Dos electrodos en paralelos

El radio equivalente es

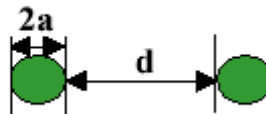
$$A = \sqrt{a * d} \quad (\text{Ec.2.19})$$

donde

d= separación entre electrodos

a= radio del electrodo

Figura 24. Dos electrodos en paralelo



Comisión federal de electricidad

La resistencia al pie de la torre es:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{A}\right) \quad (\Omega) \quad (\text{Ec.2.20})$$

Tres electrodos en paralelo

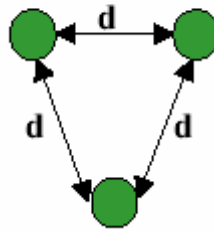
El radio equivalente es

$$A = \sqrt[3]{a * d^2} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

La resistencia al pie de la torre es:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{A}\right) \quad (\Omega) \quad (\text{Ec.2.22})$$

Figura 25. Colocación de tres electrodos



Comisión federal de electricidad

Cuatro electrodos en paralelo

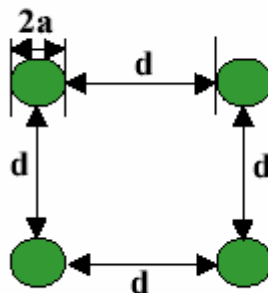
El radio equivalente es

$$A = \sqrt[4]{\sqrt{2a} * d^2} \quad (\text{Ec.2.23})$$

La resistencia al pie de la torre

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{A}\right) \quad (\Omega) \quad (\text{Ec.2.24})$$

Figura 26. Colocación de cuatro electrodos

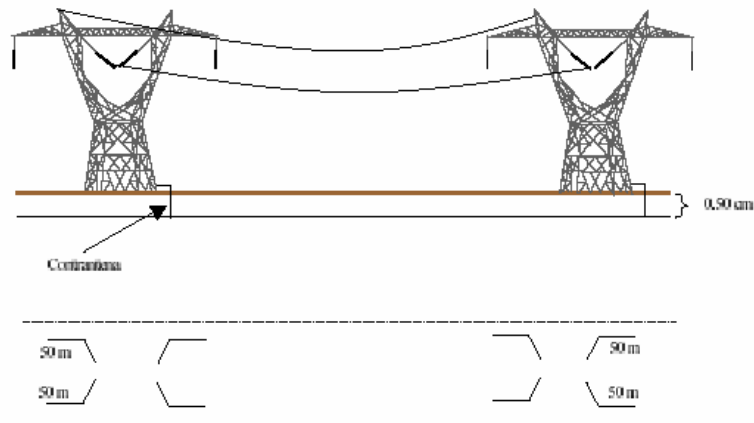


Comisión federal de electricidad

2.1.6. Cálculo de la resistencia al pie de la torre utilizando contrantenas

Esta red de tierras se hace con conductores que pueden ser de acero (en terreno no corrosivo, como son los terrenos de cultivo o seco), cobre o aluminio (solo se utilizan en terrenos corrosivos). 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 (50-60 cm.) y es deseable que el calibre del conductor sea el mismo que el del cable de guarda.

Figura 27. Sistema de tierras utilizando contrantenas



Comisión federal de electricidad

La resistencia al pie de la torre se calcula de acuerdo a la expresión:

$$R = \frac{\rho}{\pi l} \left(\ln \frac{2l}{\sqrt{4a * d}} \right) (\Omega) \quad (\text{Ec.2.25})$$

donde:

l= longitud total de la contrantena (m) (en forma independiente de en cuantas secciones se divide

d = profundidad a la cual se entierra la contrantena (m)

a = radio del conductor del al contrantena (m)

ρ = resistividad del terreno (Ω -m)

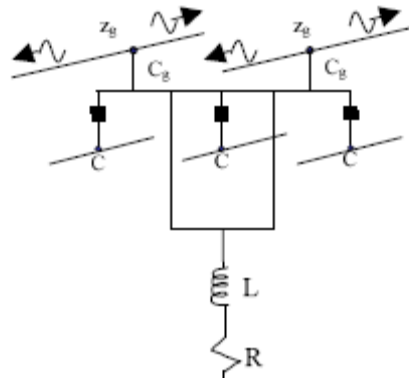
2.1.7 Cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso

El efecto de la resistencia al pie de la torre se puede manifestar en el valor de la sobre tensión inversa que eventualmente produce lo que se conoce como "flameo inverso", para determinar este efecto se considera que las líneas de transmisión en alta tensión tienen blindaje con cable de guarda y que la red de tierras que usan permiten obtener un valor deseado de la resistencia al pie de la torre. El cálculo de los voltajes transitorios que a parecen durante una descarga atmosférica consideran dos casos:

- a) la tensión en la punta o parte superior de la torre.
- b) el voltaje en la cadena de aisladores

- a) Para generalizar el método de cálculo, se considera el caso de una línea de transmisión con dos cables de guarda en la que la intensidad de la corriente de la descarga en el punto de impacto se induce en los dos cables de guarda dividiéndose en dos partes y la cual se conduce a través de la torre.

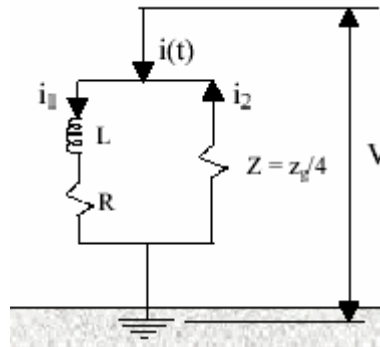
Figura 28. Circuito equivalente de una estructura con dos hilos de guarda



Comisión federal de electricidad

Para una torre se puede usar el siguiente circuito equivalente con el fin de ver los efectos de inyección de la intensidad de la descarga.

Figura 29. Circuito equivalente para una estructura con un hilo de guarda



Comisión federal de electricidad

- $i(t)$ = intensidad de la corriente de la descarga (kA)
- L = inductancia equivalente de la torre (μH)
- R = resistencia al pie de la torre (Ω)
- Z = impedancia equivalente de los cables de guarda (Ω)

La impedancia equivalente de los cables de guarda se obtiene suponiendo que en cada cable la intensidad de la descarga se divide en dos y como son dos cables de guarda entonces se tiene:

$$Z = Z_g / 4 \quad (\text{Ec.2.26})$$

donde

Z_g = impedancia característica del cable de guarda

La intensidad de la corriente de la descarga se conduce a tierra a través de la torre y de los cables de guarda (conectados a la torre), como se trata de una línea con dos cables de guarda, la intensidad de la corriente se divide en dos en cada cable de manera que se obtiene una impedancia equivalente de los cables de guarda dada por la expresión anterior, esta impedancia al pie de la torre queda en paralelo con la resistencia al pie de la torre $\frac{R * Z}{R + Z}$ que produce un voltaje con la intensidad de la corriente de la descarga $i(t)$ que es $\frac{R * Z}{R + Z} i(t)$.

También la intensidad de la corriente de la descarga se refleja al llegar al pie de la torre con un coeficiente de reflexión $\Gamma = Z - \frac{R}{Z + R}$, este coeficiente que da una onda reflejada, produce un voltaje con la inductancia de la torre cuyo valor es:

$$\frac{(Z - R)}{R + Z} L di / dt \quad (\text{Ec.2.27})$$

donde

L = inductancia de la torre

di / dt = índice de crecimiento de intensidad de la corriente de la descarga.

Los valores típicos para estas cantidades son

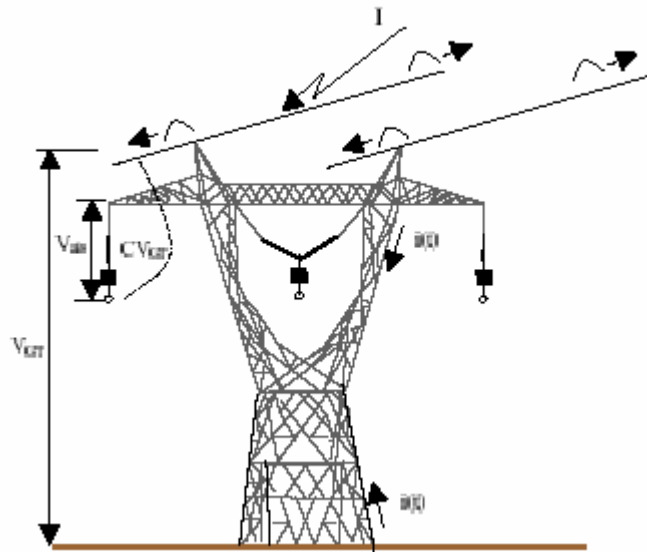
$L = 20 \mu\text{H}$ para alturas de torre de hasta 40 m

$$di / dt = 40\text{kA}/\mu\text{seg}$$

$$V_{gt} = \frac{R * Z}{R + Z} i(t) + \frac{Z - R}{Z + R} L di / dt \quad (\text{Ec.2.28})$$

Desde el punto de vista de diseño de aislamiento de las líneas, pero tomar en consideración el voltaje por flameo inverso, se debe incorporar el efecto de voltaje de acoplamiento del cable de guarda a los conductores de fase a través del factor de acoplamiento, también se supone que en el momento que se presenta una descarga la línea esta energizada, es decir, existe un voltaje senoidal de fase a neutro en cada fase que se superpone a la onda de la descarga, el valor de este voltaje es pico.

Figura 30. Distribución de tensiones y corrientes en una estructura con hilos de guarda



Comisión federal de electricidad

El voltaje que aparece en la cadena de aisladores por efecto inverso es

$$V_{ais} = \underbrace{\frac{RZ}{R+Z}i(t)}_{(1)} - C \underbrace{\frac{RZ}{R+Z}i(t)}_{(2)} + \underbrace{\frac{Z-R}{Z+R}L \frac{di}{dt}}_{(3)} - C \underbrace{\frac{Z-R}{Z+R}L \frac{di}{dt}}_{(4)} \pm V_{FEM} \quad (5) \quad (\text{Ec.2.29})$$

Los términos de la ecuación anterior son:

- 1) Componente resistivo de la caída de tensión
- 2) Componente inducida para la caída de tensión resistiva debida al acoplamiento del cable de guarda
- 3) Componente inductiva de la caída de voltaje cuyo valor depende del índice de elevación de la corriente $\frac{di}{dt} = \alpha$
- 4) Componente inductiva de la caída de voltaje inducida

- 5) Voltaje de fase a neutro del valor pico de la onda senoidal para la descarga, el signo + se toma cuando se superpone el máximo positivo y - cuando se considera el máximo negativo de la onda. $V_{FN} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_{max}$

La ecuación anterior se puede escribir para la corriente de la descarga que produce el flameo inverso de la siguiente forma

$$i(t) = V_{ais} \frac{R+Z}{RZ(1-C)} - \frac{Z-R}{RZ} L \frac{di}{dt} \pm \frac{R+Z}{RZ(1-C)} V_{FN} \quad (\text{Ec.2.30})$$

Cuando se trata de calcular el valor de la corriente de la descarga que produce flameo inverso entonces se supone que el voltaje en la cadena de aisladores es la tensión de aguante o nivel básico de aislamiento, cuya probabilidad de flameo se ha establecido en 10%.

2.2 Coordinación de aislamiento de líneas de transmisión por maniobra

Para coordinar el aislamiento en líneas de transmisión debido a maniobra, se debe cambiar el valor de la desviación estándar de la tensión crítica de flameo $\sigma=0.03$ a 0.06 en la expresión

$$VCF = \frac{BIL}{1-1.3\sigma} \quad (\text{Ec.2.31})$$

al obtener el valor de la tensión crítica de flameo se pueden determinar las distancias dieléctricas.

2.2.1 Comportamiento de las líneas de transmisión con sobretensiones de maniobra

La tensión de flameo con una probabilidad de 50% denominada también tensión crítica de flameo por maniobra de interruptores.

Para distancias de aislamiento en aire y condiciones atmosféricas estándar está dada por la expresión

$$V_{50\%} = VCF = K_2 \frac{3400}{1+8/d} \quad (\text{kV}) \quad (\text{Ec.2.32})$$

donde

K_2 = coeficiente que depende de la geometría de los electrodos

d = distancia entre electrodos expresada en metros.

Se considera también que las sobretensiones por maniobra tienen una distribución normal con una distribución estándar del orden 6%. Tratándose de distancias en aire si las condiciones ambientales son variables y existe lluvia, las tensiones de ruptura dieléctrica con una probabilidad del 50%, se obtienen aumentando la desviación estándar.

Tratándose de aisladores, la lluvia reduce la tensión crítica de flameo aproximadamente en un 50% con respecto al valor en seco obtenido

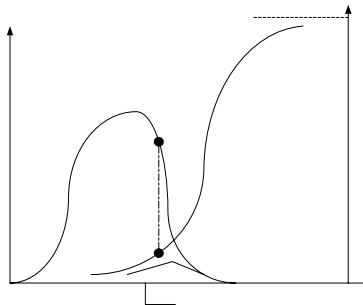
2.2.2 Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla en aislamientos sometidos a sobretensiones por maniobra

El riesgo de falla es un concepto estadístico que se obtiene a partir de la distribución de sobretensiones que aparecen en el sistema y la probabilidad de falla dieléctrica en los aislamientos, conocidas estas sobretensiones como "tensiones resistentes". De la correlación probabilística de las sobretensiones

aplicadas y las tensiones resistentes en los materiales, se obtiene el llamado "Riesgo de Falla".

Si se hace una interpretación gráfica del las sobretensiones aplicadas y las resistentes por medio de las curvas de distribución de probabilidades se tiene que $P_s(V)$ es la densidad de la probabilidad de la distribución de sobretensiones y $P_D(V)$ la curva de función de distribución de la tensión disruptiva, es decir la probabilidad de que la tensión de falla del aislamiento sea igual o menor que V .

Figura 31. Curva de distribución de probabilidad de falla de un aislamiento



Comisión federal de electricidad

La probabilidad para las sobretensiones que se encuentran entre V y $V+dV$ es

$$dR = Pd(V) * Ps(V)dV \quad (\text{Ec.2.33})$$

el riesgo de falla total es la integral de la expresión anterior o sea

$$R = \int_0^{\infty} Pd(V) * Ps(V)dV \quad (\text{Ec.2.34})$$

De la figura anterior se puede observa que al reforzar el aislamiento la curva $P_D(V)$ se desplazara hacia la derecha, lo que significa que el riesgo de

falla disminuye. Por otra parte, la distribución de sobretensiones aplicadas EAU(V) se refiere normalmente a las sobretensiones de fase a tierra, que para efectos de cálculo de aplicación se supone que una distribución de sobretensiones aplicadas es la misma en las tres fases, de manera tal que, que el riesgo de que se produzca al menos una falla en el sistema trifásico, al menos en una de las tres fases es entonces el valor calculado tres veces con la expresión anterior suponiendo también, que los aislamientos son los mismos en las tres fases.

En algunas ocasiones la curva de sobretensiones aplicadas $P_s(V)$ se elabora con la mayor de las sobretensiones que aparece en cada fase.

3. SITUACIÓN DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA DE 138 KV

3.1 Tipos de estructuras

Las estructuras que se utilizan son:

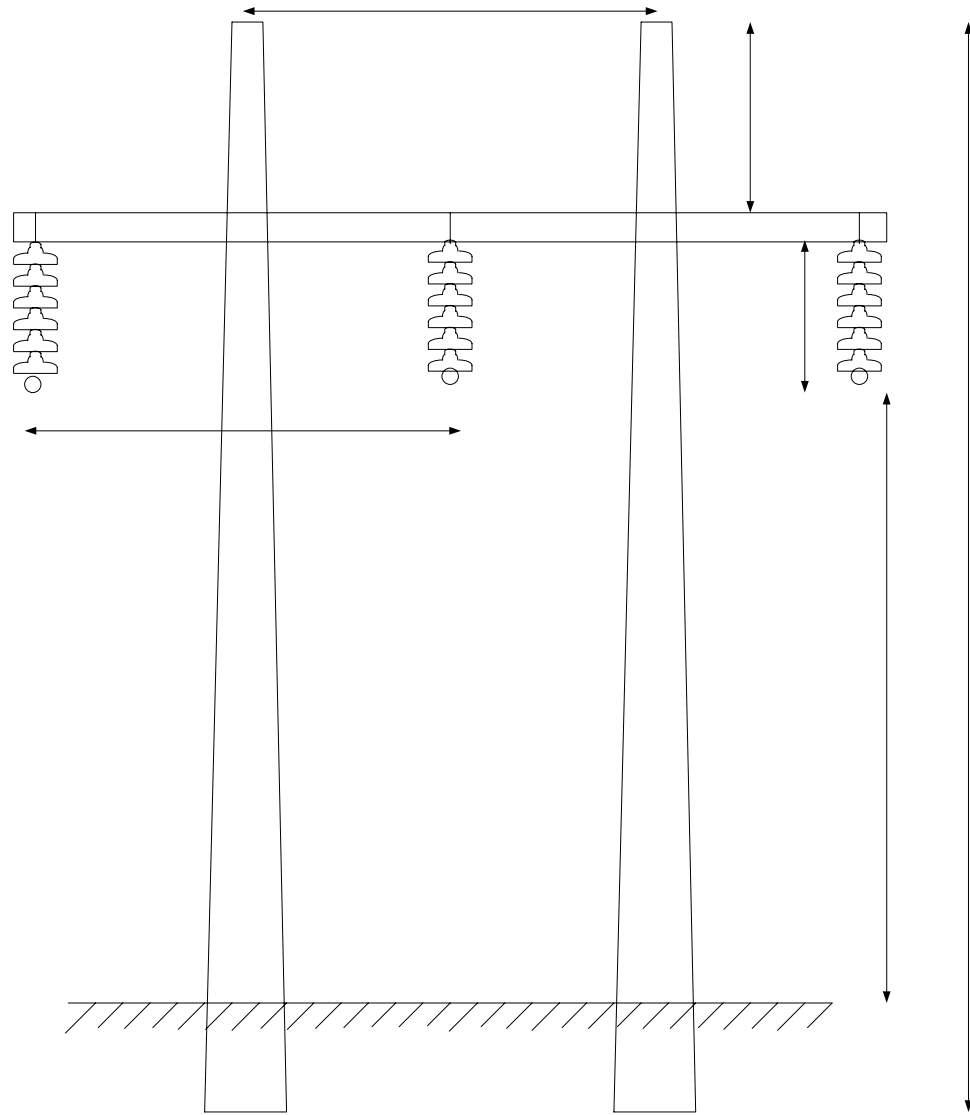
- a) estructura tipo III: Estructura para alineación y vanos largos, con disposición horizontal de conductores, soportados por cadenas de suspensión.

- b) estructura tipo IV: Estructura para anclaje, soporta vanos largos y deflexiones fuertes, con disposición horizontal de conductores, soportadas con cadenas de suspensión.

3.1.1 Dimensiones de las estructuras

Las dimensiones de las estructuras se determinaron realizando mediciones de campo e investigaciones, las dimensiones se muestran en la figura 33 y 34.

Figura 32. Estructura tipo III

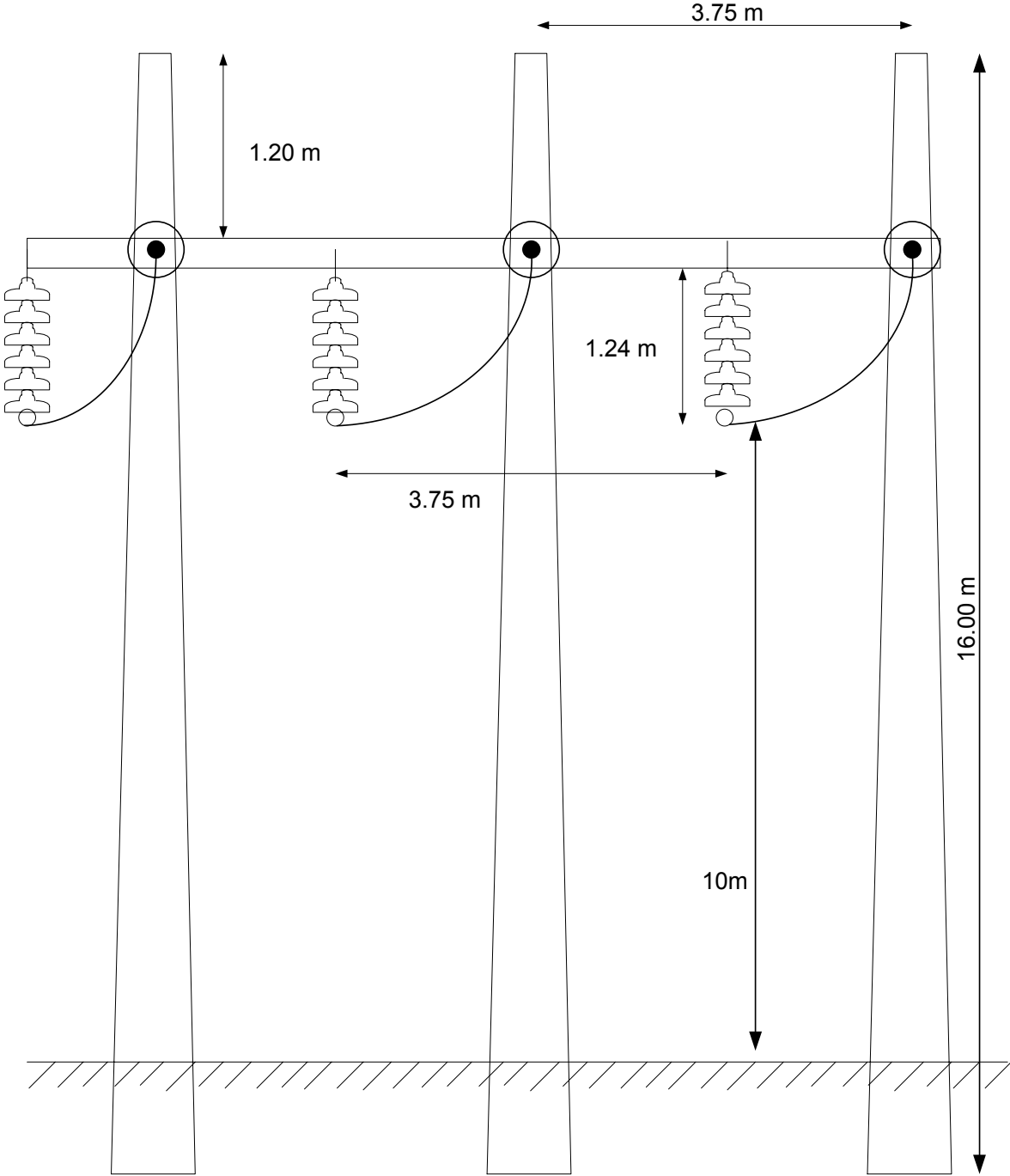


3.7

Instituto nacional de electrificación

3.75 m

Figura 33. Estructura tipo IV



Instituto nacional de electrificación

3.1.2 Distancia entre estructuras (vanos)

La distancia típica de los vanos en la línea de Escuintla a Chiquimulilla que utiliza las estructuras antes mencionadas es de de 160 metros en los tramos cortos y de 240 metros en los tramos largos.

3.1.3 Impedancia de las estructuras

De acuerdo a la forma de las estructuras, se determina que la geometría de esta permite calcular la impedancia para una silueta cilíndrica y se calcula como (Ec.2.17):

$$Z_T = 60 \ln \sqrt{2} \left(\frac{2h}{r} \right) - 60 [\Omega]$$

Tabla IV. Impedancia de las estructuras

| Tipo de Estructura | Z [Ohms] |
|--------------------|----------|
| Tipo III | 105 |
| Tipo IV | 72 |

3.1.4 Flecha de conductores e hilos de guarda

La selección de las flechas es considerada de acuerdo a la tensión experimental de diseño final sin carga del 16.15% de la carga de ruptura del conductor HAWK 477MCM. De acuerdo a la tabla V se determina la flecha.

Tabla V. Flecha del conductor HAWK 477 MCM

| Vano (m) | Flecha del conductor HAWK 477(m) |
|-------------|-------------------------------------|
| 50 | 0.2133 |
| 100 | 0.8533 |
| 150 | 1.9200 |
| 200 | 3.4134 |
| 250 | 5.3334 |
| 300 | 7.6802 |
| 350 | 10.4536 |
| 400 | 13.6537 |
| 450 | 17.2804 |
| 500 | 21.3339 |

Para los vanos en estudio interpolando se obtiene

| Vano (m) | Flecha del conductor HAWK 477(m) |
|-------------|-------------------------------------|
| 160 | 2.2187 |
| 240 | 4.9494 |

También en el diseño se calcula a que porcentaje de tensión de ruptura al que estará sometido el cable de hilo de guarda, considerando que este debe tener una flecha igual al del conductor en los tramos interpostales. Este línea

utiliza cable de acero galvanizado 3/8", de alta resistencia para el cable de guarda.

3.2 Tipos de conductores

El conductor utilizado para los conductores de línea es el Hawk ACSR 477MCM26/7 cuyas características son las siguientes de acuerdo a tabla Characteristics of ALUMINUM CABLE STEEL REINFORCED:

Características del aluminio

- a) ramales 26
- b) capas 2
- c) diámetro de un ramal en pulgadas 0.1325

Características del acero

- d) a) ramales 26
- e) diámetro de un ramal en pulgadas 0.1054

Características mecánicas

Diámetro externo en pulgadas 0.858

Cobre equivalente a circular mils o AWG 300,000

Fuerza remate en libras 19,430

Peso en libras por milla 3,462

Radio medio geométrico a 60 ciclos = 0.0290 por pie

Corriente aproximada de conducción = 670 amperios de capacidad

Características eléctricas

Resistencia – ohmios por conductor por milla

Temperatura a 25°C (77°F) a pequeña intensidad

60 ciclos 0.196 ohmios

Temperatura a 50°C (122°F) corriente aproximada a 75% de su capacidad

Reactancia inductiva-ohmios por conductor por milla a 1 pie de distancia para toda corriente

60 ciclos 0.430 ohmios

Reactancia capacitiva en megaohmios por conductor por milla a un pie de distancia

60 ciclos 0.0988 ohmios.

3.2.1 Impedancia del conductor de fase de las líneas de transmisión

Para determinar la impedancia característica se deben determinar los parámetros distribuidos de la línea de transmisión

Resistencia

La resistencia del conductor, por unidad de longitud, en corriente alterna y a la temperatura T_{θ} , vendrá dada por los datos siguientes:

R_{θ} : Resistencia del conductor con corriente alterna a la temperatura θ °C ($\Omega/\text{Km.}$).

R'_{20} : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 20 °C ($\Omega/\text{Km.}$).

θ : Temperatura de servicio (°C).

Los valores de R , para los distintos conductores normalizados serán los siguientes según tabla:

Tabla VI. Resistencia del conductor Hawk a diferentes temperaturas

| | |
|-----------------------------|-----------------|
| | 477 MCM Hawk |
| $R'_{20}(\Omega/\text{km})$ | 0.11696 |
| $R_{20}(\Omega/\text{km})$ | 0.11982 |
| $R_{50}(\Omega/\text{km})$ | 0.13157 |
| $R_{75}(\Omega/\text{km})$ | 0.14326 |

Reactancia

La reactancia de la línea, por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$X = 2 \pi f L (\Omega/\text{Km.}) \quad (\text{Ec.3.1})$$

Donde el coeficiente de inducción mutua por unidad de longitud vendrá dado por la expresión:

$$L = \left(4,605 \log \frac{D_m}{r_{eq}} \right) 10^{-4} \quad (\text{H/Km.}) \quad (\text{Ec.3.2})$$

siendo:

$$r_{eq} = r \text{ (mm)} \quad (\text{Ec.3.3})$$

para configuración de circuito simple

$$D_m = \sqrt[3]{d_{12} d_{23} d_{31}} \text{ (mm)} \quad (\text{Ec.3.4})$$

donde :

f := Frecuencia de la red (60 Hz).

r = Radio del conductor (mm).

$d_{j,k}$ =Distancia entre el conductor j y el k (mm).

D_m = Distancia media geométrica entre conductores (mm).

r_{eq} :=Radio equivalente del conductor (mm).

En la tabla siguiente del presente documento se indican los valores de reactancia por unidad de longitud para las distintas estructuras.

Tabla VII. Valores de reactancia por unidad de longitud en estructuras

| Tipo de Estructura | X (Ohms/km) |
|--------------------|-------------|
| Tipo III | 0.475 |
| Tipo IV | 0.475 |

Susceptancia

La susceptancia de la línea, por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas se determinará mediante la siguiente expresión:

$$B = 2 \pi f C \text{ (S/Km.)} \quad (\text{Ec.3.5})$$

Donde la capacidad por unidad de longitud vendrá dado por la expresión:

$$C = \frac{24,2}{\log \frac{D_m}{r_{eq}}} 10^{-9} \text{ (F/Km.)} \quad (\text{Ec.3.6})$$

siendo:

$$r_{eq} = r \text{ (mm)}$$

para configuración de circuito simple

$$D_m = \sqrt[3]{d_{12} d_{23} d_{31}} \text{ (mm)}$$

donde:

f =Frecuencia de la red (60 Hz).

r =Radio del conductor (mm).

$d_{j,k}$ =Distancia entre el conductor j y el k (mm).

D_m =Distancia media geométrica entre conductores (mm).

r_{eq} =Radio equivalente del haz de conductores (mm).

En la tabla siguiente del presente documento se indican los valores de susceptancia por unidad de longitud para las distintas estructuras utilizados en el presente Proyecto.

Tabla VIII. Susceptancia en las estructuras

| Tipo de Estructura | B (Siemens/Km.) |
|--------------------|-----------------|
| Tipo III | 3.329x10-6 |
| Tipo IV | 3.329x10-6 |

Conductancia

La conductancia de la línea por unidad de longitud y por fase dependerá de la tensión de la línea, del aislador utilizado, del nº de aisladores por Km. y del estado del tiempo y se calculará según la siguiente expresión:

$$G = \frac{P_1}{U^2} 10^{-3} (S / Km.) \quad (Ec.3.7)$$

Como tensión compuesta máxima media de la línea se ha tomado un 5% superior a la nominal de la línea, teniendo en cuenta que la tensión de la misma varía desde el extremo emisor al extremo receptor como consecuencia de la caída de tensión.

siendo:

P_1 =Pérdida de potencia por fase debida a la conductancia de los aisladores (Kw./Km.).

U =Tensión nominal compuesta de la línea (kv).

donde:

$$P_1 = \frac{1000}{a_m} w (W/Km.) \quad (Ec.3.8)$$

a_m = Vano medio de la línea (m).

w =Pérdida por aislador (W/cadena).

Por ser esta una línea de longitud considerada corta, se puede considerar que la conductancia de la misma tiende a cero.

Para determinar la impedancia característica utilizamos la siguiente expresión:

$$Z_c = \sqrt{\frac{(R + Xj)}{(G + Bj)}} (\Omega) \quad (Ec.3.9)$$

De los datos obtenidos con anterioridad y aplicando la formula anterior obtenemos una impedancia característica de 431 Ω .

3.3 Hilo de Guarda

El hilo de guarda que utiliza la línea es un cable de acero galvanizado con un calibre de 3/8", y sus características se presentan en la siguiente tabla.

Tabla IX. Características mecánicas del cable de guarda

| Descripción | Cable de guarda |
|------------------------|-----------------|
| Calibre | 3/8 |
| Diámetro(m) | 0.00952 |
| Peso unitario(kg/m) | 0.409 |
| tensión de ruptura kg) | 5100 |

3.3.1 Impedancia del hilo de guarda de las líneas de Transmisión

Con los valores determinados tenemos :

altura de la estructura = 12.5 m

diámetro del cable de guarda = 3/8"

Formula (Ec.1.14)
$$Z_g = 60 \ln \frac{2h_g}{r}$$

hg = altura del cable de guarda sobre el nivel del suelo

r = radio del cable de guarda

$$2hg = 2,500$$

$$R = 0.476$$

$$2hg/r = 5249.3$$

$$Zg = 514 \text{ ohmios}$$

3.4 Tipos de Aisladores

Los aisladores, para las líneas de transmisión aéreas, se construyen normalmente de porcelana o vidrio y suelen ser tipo disco; actualmente estos aisladores se han reemplazado por aisladores del tipo polimérico.

Las principales características que influyen en la selección de los aisladores son las siguientes:

- a) distancia de fuga.
- b) el comportamiento adecuado del aislador a sobretensiones por rayo y por maniobras de interruptor.
- c) la capacidad del aislador de soportar las cargas mecánicas de tensión y compresión, así como el tipo de acoplamiento con los herrajes.

Existen los aisladores de vidrio que actualmente se usan para algunos proyectos y es un diseño con un diámetro mas largo que el prototipo estándar. Que cuentan con 2 o 3 carcasas con una buena profundidad en su prototipo. Además el espacio entre carcasas tienen una auto limpieza efectiva con aire o lluvia. Al mismo tiempo permite una limpieza manual si es necesario.

Las características de estos aisladores previenen el sarro y la suciedad acumulada o donde existe mucha contaminación. Su caparazón simplifica el mantenimiento en líneas vivas.

Tabla X. Datos normalizados de aisladores

| Insulator for AC applications | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|--------------|--------------------------------|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Applicable standard | Shell | Mechanical strength rating, kN | | | | | | | | | | | |
| | Profile tipe | 40 | 70 | 80 | 100 | 120 | 160 | 190 | 210 | 240 | 300 | 400 | 530 |
| IEC | Standard | ■ | ■ | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| | Fog Type A | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ |
| | Fog Type B | | | | | | ■ | | | | | | |
| | Open | | ■ | | | | | | ■ | | | | |
| | Sphenical | ■ | | | ■ | | ■ | | | ■ | | | |
| ANSI | Standard | | ■ | | ■ | ■ | ■ | | ■ | | | | |
| | Fog Type A | | | | | | | | | | | | |
| BS | Standard | | | ■ | | ■ | ■ | ■ | | | | | |
| | Fog Type A | | | ■ | | | ■ | ■ | | | | | |
| | Fog Type B | | | ■ | | | | | | | | | |
| | Open | | | | | ■ | ■ | ■ | | | | | |

3.5 Tipos de redes de tierras

El sistema empleado es el de denominado “contrantenas” que consiste en la instalación de conductores enterrados en forma paralela a los conductores de Guarda, las contrantenas de estudio tiene 120 metros de longitud.

La profundidad a la cual se encuentran enterrado el conductor es de 1.00 metro medidos a partir de la superficie firme del terreno. El conductor empleado para la elaboración de este sistema utilizado por el INDE es el conductor de Aluminio IRIS No. 2 AWG o Galvanizado de 3/8”. El procedimiento de la conexión de las contrantenas en estructuras típicas tipo H del INDE es el siguiente:

- a) un conductor de bajada a cada cable de guarda (en total son dos

cables de bajada).

- b) la conexión se realiza empleando conectores de compresión
- c) los dos conductores de bajada se fijan a los postes por medio de flejes de cinta de acero inoxidable similar a band-it, asegurados con hebillas en siete puntos equidistantes.
- d) las dos bajadas se prolongan para ser enterradas y formar dos de las cuatro contrantenas.
- e) las otras dos contrantenas se acoplan cada una a través de dos conectores de compresión adecuados en la base de la estructura,

3.6 Libranzas eléctricas

Son las distancias de seguridad verticales de conductores sobre el nivel del suelo, carreteras, vías férreas y superficies con agua. El requisito es que cumpla con la altura mínima que deben guardar los conductores y cables de líneas aéreas, respecto del suelo, agua y parte superior de rieles de vías férreas. Las condiciones de estas libranzas son:

- a) que ocasione la mayor flecha final a temperatura en los conductores de 50°C sin desplazamiento de viento, o la temperatura máxima del conductor para la cual fue diseñada la operación de la línea sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50°C
- b) flecha final sin carga, en reposo.
- c) para tensiones entre 22 y 470 kv, la altura básica de los conductores deberá incrementarse 0.01 m por cada kv en exceso de 22 kv. Así todas las distancias para tensiones mayores de 50kv deben ser basadas en la máxima tensión de operación.

- d) para tensiones mayores de 50 kv, la distancia adicional deberá aumentarse tres por ciento (3%) por cada 300 m de altura de exceso de 1,000 m sobre el nivel del mar.

Tabla XI. Distancias mínimas verticales de seguridad según la CNEE

| Alturas verticales sobre vías férreas, suelo y el agua | | |
|---|---------|---------|
| | Hmin(m) | Hmax(m) |
| Vías férreas | 8.1 | 9.48 |
| Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito | 5.6 | 6.98 |
| Aceras o caminos accesibles sólo a peatones | 4.4 | 5.78 |
| Aguas donde no está permitida la navegación | 5.2 | 6.58 |
| Aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de: | 10.5 | 11.88 |

La situación de la línea actual cumple con los requerimientos técnicos normados por la CNEE.

3.7 Condiciones atmosféricas promedio

Las condiciones atmosféricas en la república de Guatemala, generalmente varían de acuerdo a la región o zona. Por lo que presentamos el área sur este.

Departamento de Escuintla:

Del año 1990 al año 2004 se registraron las siguientes lluvias:

| Promedio de lluvias por mes | Mm |
|-----------------------------|-------|
| Enero | 9.8 |
| Febrero | 10.4 |
| Marzo | 49.2 |
| Abril | 155.0 |
| Mayo | 398.1 |
| Junio | 452.0 |
| Julio | 309.6 |
| Agosto | 338.6 |
| Septiembre | 515.4 |
| Octubre | 463.8 |
| Noviembre | 146.4 |
| Diciembre | 21.7 |

Del año 1990 al año 2004 se registraron las siguientes temperaturas

| Promedio de lluvias por mes | Tmin°C | Tmax°C |
|-----------------------------|--------|--------|
| Enero | 14.5 | 37.4 |
| Febrero | 15.0 | 40.0 |
| Marzo | 16.5 | 39.4 |
| Abril | 15.0 | 38.4 |
| Mayo | 15.5 | 39.8 |
| Junio | 15.0 | 37.2 |
| Julio | 15.0 | 37.0 |
| Agosto | 15.0 | 37.8 |
| Septiembre | 14.5 | 35.8 |
| Octubre | 19.3 | 35.0 |
| Noviembre | 18.5 | 35.6 |
| Diciembre | 18.2 | 36.6 |

Municipio Jalpatagua-Progreso

Del año 1990 al año 2004 se registraron las siguientes lluvias:

| Promedio de lluvias por mes | Mm |
|-----------------------------|-------|
| Enero | 2.0 |
| Febrero | 0.6 |
| Marzo | 2.4 |
| Abril | 25.6 |
| Mayo | 90.5 |
| Junio | 201.9 |
| Julio | 127.7 |
| Agosto | 178.3 |
| Septiembre | 222.8 |
| Octubre | 118.2 |
| Noviembre | 29.6 |
| Diciembre | 2.5 |

Del año 1990 al año 2004 se registraron las siguientes temperaturas:

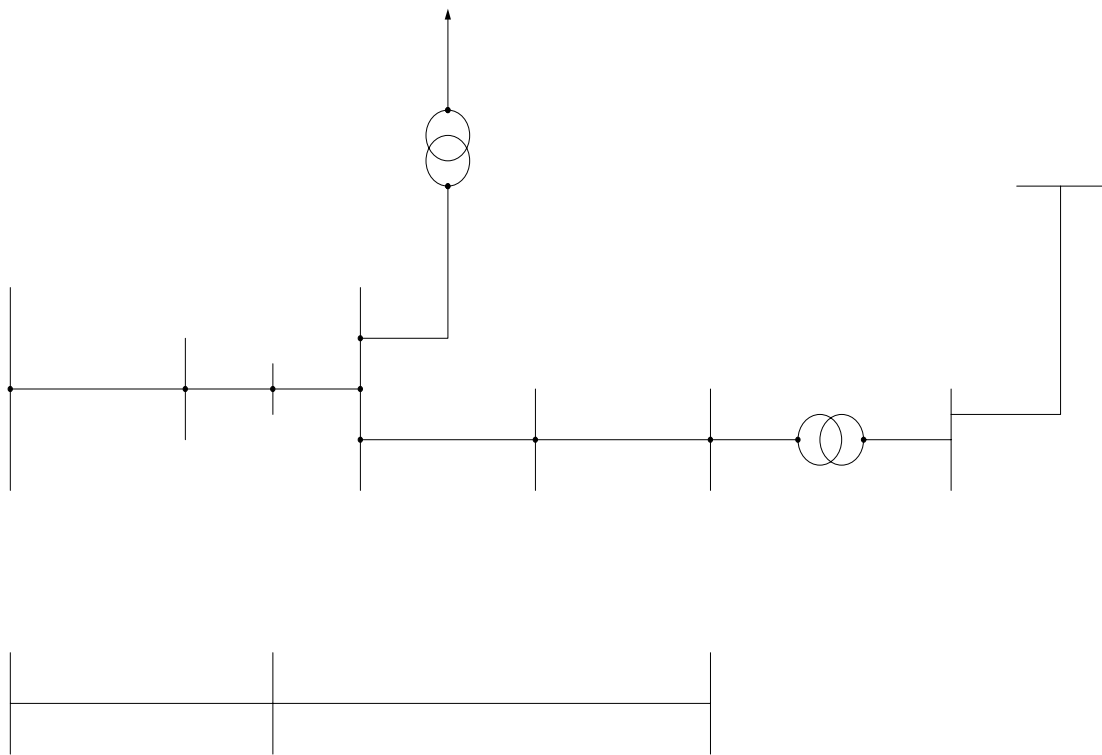
| Promedio de lluvias por mes | Tmin°C | Tmax°C |
|-----------------------------|--------|--------|
| Enero | 5.0 | 29.7 |
| Febrero | 7.6 | 30.6 |
| Marzo | 7.5 | 33.8 |
| Abril | 12.5 | 31.8 |
| Mayo | 12.0 | 31.06 |
| Junio | 11.0 | 29.7 |
| Julio | 14.5 | 32.2 |
| Agosto | 14.5 | 32.3 |
| Septiembre | 11.5 | 31.5 |
| Octubre | 9.0 | 30.9 |
| Noviembre | 7.5 | 31.3 |
| Diciembre | 8.0 | 32.2 |

Del año 1990 a 2004 se registraron las siguientes velocidades del viento:

| Promedio de vel. viento por mes | Vviento (km/hr) |
|---------------------------------|-----------------|
| Enero | 3.60 |
| Febrero | 3.06 |
| Marzo | 2.52 |
| Abril | 3.14 |
| Mayo | 1.94 |
| Junio | 3.20 |
| Julio | 1.95 |
| Agosto | 2.52 |
| Septiembre | 1.56 |
| Octubre | 2.22 |
| Noviembre | 2.70 |
| Diciembre | 2.80 |

3.7.1 Contaminación existente en la región

Los niveles de contaminación en la zona donde atraviesa la línea de transmisión de 138 KV se reflejan en el siguiente diagrama.



Jutiapa

Tabla XII. Relación de ambientes típicos y niveles de contaminación

| | |
|------------------------|---|
| <p>I Ligera</p> | <p>Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias Áreas agrícolas Áreas montañosas Todas estas áreas deben estar situadas por lo menos a 10 o 20 km del mar y no deben estar expuestas a vientos directos del mar.</p> |
| <p>II Media</p> | <p>Áreas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con calefacción Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias Áreas expuestas a vientos del mar pero no demasiado cerca de la costa (por lo menos varios kilómetros de distancia)</p> |
| <p>III Alta</p> | <p>Áreas con la alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de equipos de calefacción que producen contaminación Áreas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos del mar</p> |
| <p>IV Muy alta</p> | <p>Áreas de extensión moderada sujetas a polvos conductores y a humos industriales que producen gruesos depósitos de polvos conductores Áreas de extensión moderada muy cercanas a la costa y expuestas a la brisa del mar o a vientos contaminantes y muy fuertes provenientes del mar Áreas desérticas caracterizadas por grandes periodos sin lluvia, expuestas a vientos muy fuertes que llevan arena y sal y sujetas a condensación regular.</p> |

3.8 Nivel Isoceraunico de la región de Oriente

Al realizar una investigación de la densidad de tormentas eléctricas que caen en una región por medio de aparatos que miden la cantidad de rayos que caen en el transcurso del año teniendo en promedio 80 y 105 para la region en estudio. Ver mapa de niveles isoceraunicos en apéndice 1.

3.9 Indisponibilidad Forzada de líneas al año

El presente cuadro nos refleja en un periodo de 365 días, el numero de indisponibilidad forzada de la línea. Los meses críticos de indisponibilidad se dieron en los meses de enero, julio y octubre. Con una mayor incidencia en el tramo de Escuintla-Chiquimulilla.

Tabla XIII. Número de fallas por mes

AÑO 2005

| No. | Línea | ENERO | FEBRERO | MARZO | ABRIL | MAYO | JUNIO | JULIO | AGOSTO | SEPTIEMBRE | OCTUBRE | NOVIEMBRE | DICIEMBRE | Tot |
|-----|----------------------------|--------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|------------|----------|-----------|-----------|-----------|
| | | Numero de fallas por mes | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Escuintla-Chiquimulilla | 5 | 2 | 0 | 0 | 1 | 0 | 3 | 1 | 1 | 3 | 0 | 0 | 16 |
| 2 | Chiquimulilla-Jalpatagua | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 6 |
| 3 | Progreso-Jalpatagua | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Progreso-Ipala | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| | Lineas INDE 138 Kv | | | | | | | | | | | | | |
| | No. total de fallas | 5 | 2 | 0 | 1 | 3 | 0 | 4 | 2 | 1 | 4 | 0 | 1 | 23 |

La duración de las fallas se presenta en la tabla siguiente

Tabla XIV. Tiempo de falla en minutos

AÑO 2005

| | ENERO | FEBRERO | MARZO | ABRIL | MAYO | JUNIO | JULIO | AGOSTO | SEPTIEMBRE | OCTUBRE | NOVIEMBRE | DICIEMBRE | |
|---|-----------------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|-----------|----------|------------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Línea | Tiempo de falla en minutos | | | | | | | | | | | | Tot |
| Escuintla-Chiquimulilla | 28 | 21 | 0 | 0 | 1 | 0 | 6 | 2 | 50 | 8 | 0 | 0 | 116 |
| Chiquimulilla-Jalpatagua | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 0 | 4 | 2 | 0 | 3 | 0 | 0 | 21 |
| Progreso-Jalpatagua | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Progreso-Ipala | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 | 16 |
| Líneas INDE 138 Kv | | | | | | | | | | | | | |
| Total del tiempo de l fallas, en minutos | 28 | 21 | 0 | 6 | 7 | 0 | 10 | 4 | 50 | 11 | 0 | 16 | 153 |

3.10 Costos de la Indisponibilidad Forzada de líneas al año

Los costos que se dieron debido a la indisponibilidad forzada de líneas durante el año 2005 de la región de oriente están reflejados en la tabla siguiente, basado en las tarifas impuestas por la CNEE.

Analizando la siguiente tabla se puede observar que donde existieron una mayor cantidad de salidas y la sanción la mayor sanción fue en la línea Escuintla-Chiquimulilla, con \$ 81,468.86.

Tabla XV. Costos de las indisponibilidades forzadas del año 2005

| LINEAS | | VNR US\$ | Tensión (KV) | Long. (km) | Conductor | Terna | Estructura | Renumeracion Horaria US\$/HORA |
|---------------|---------------|-------------|-----------------|---------------|------------|-------|------------|--------------------------------------|
| Desde | Hasta | | | | | | | |
| Escuintla 1 | Chiquimulilla | 6,323,692 | 138 | 58.5 | ACSR 1x477 | S | H°A° | 103,726.93 |
| Chiquimulilla | Jalpatagua | 8,972,076 | 138 | 40 | ACSR 1x477 | S | H°A° | 70,924.40 |
| Jalpatagua | Progreso | 2,702,433 | 138 | 40 | ACSR 1x477 | S | H°A° | 70,924.40 |
| Progreso | Ipala | 6,269,643 | 138 | 39 | ACSR 1x477 | S | H°A° | 69,151.29 |

| | | |
|-----------------------|------------|------|
| COSTO POR KM DE LINEA | 108,097.30 | US\$ |
|-----------------------|------------|------|

$$SNTIFLI = [NTIFLI - NTIF] * DTIFLI / NTIFLI * k * RHT / 60$$

| No. | NODO | NODO | Long. Km | FACTORES | | | | | SANCION |
|--|---------------|---------------|-------------|----------|------|-----|--------|---------|--------------|
| | INICIO | FIN | | NTIFLI | NTIF | K | DTIFLI | RHT/60 | SNTIFLI |
| LINEA 138 KV SISTEMA ORIENTAL | | | | | | | | | |
| 1 | Escuintla 1 | Chiquimulilla | 58.5 | 16 | 3 | 0.5 | 116 | 1728.78 | \$ 81,468.86 |
| 2 | Chiquimulilla | Jalpatagua | 40 | 6 | 3 | 0.5 | 21 | 1182.07 | \$ 6,205.88 |
| 3 | Jalpatagua | Progreso | 40 | 0 | 3 | 0.5 | 0 | 1182.07 | \$0.00 |
| 4 | Progreso | Ipala | 39 | 1 | 3 | 0.5 | 16 | 1152.52 | \$0.00 |
| COSTO TOTAL DE SANCIONES ECONOMICAS POR INDISPONIBILIDADES | | | | | | | | | \$ 87,674.75 |

- NTIFLI: Número Total de Indisponibilidades Forzadas, para la Línea i.
- NTIF: Tolerancia al Número Total de Indisponibilidades Forzadas para cada línea.
- DTIF: Tolerancia a la Duración Total de Indisponibilidad Forzada para cada línea.
- K Coeficiente según la categoría de la instalación de acuerdo a la tabla (Pg. 7)
- DTIFLI: Duración Total de Indisponibilidad Forzada, para la Línea i.
- RHT/60 Remuneración Horaria del Transportista, según el artículo 132 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- SNTIFLI Sanción por el número de indisponibilidades forzadas en la línea i

Los costos de las sanciones están íntimamente ligados a la longitud de la línea, cantidad de fallas y el tiempo de duración de las fallas. A su vez la remuneración que reciben por peaje aumenta con la longitud de la línea.

Tomando en consideración que el tiempo de permite la ley general de electricidad es de 300 minutos por indisponibilidad forzada, y que ninguna de las líneas supera este tiempo, por lo que no existen sanciones debidas a sobrepasar la duración periodo de tiempo permitido y la sanción total es de:

$$ST = \sum SNTIFLi + \sum SDTIFLi = \$ 87,674.75$$

Siendo la línea de Escuintla-Chiquimulilla la que presenta el 93% de la sanción, por lo que los análisis se desarrollaran en esta línea.

4. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

4.1 Análisis del ángulo de blindaje

Para analizar el ángulo de blindaje se determinara el ángulo que da un blindaje total, así como el real de la línea de transmisión en estudio. De las dimensiones de la estructura tipo III (ver pag. 54) se determina que la distancia horizontal del hilo de guarda al hilo de línea es de 1.75 metros, la distancia vertical máxima del hilo de guarda al hilo de línea es de 4.03 metros calculado en el medio del claro para calcular el ángulo de blindaje.

El ángulo de blindaje que proporciona un blindaje total se determina de la siguiente forma

$$\alpha = \text{sen}^{-1} \frac{r_c - hm}{r_c} - \text{sen}^{-1} \frac{C}{2r_c} \quad (\text{Ec.4.1})$$

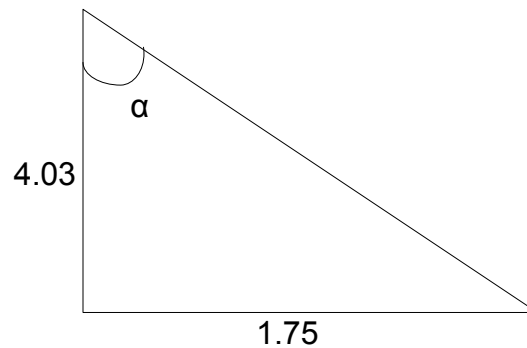
r_c =radio crítico de flameo y que esta dado por $9.4(1.1I)^{2/3}$ donde I es la intensidad de la corriente que produce flameo y que esta dada por $2TCF / Z_c$.

Teniendo los valores de 675.71 Kv (tensión critica de flameo) y 431 Ohm (impedancia del conductor), al valuar estos valores se tiene que I=3.13 KA. Al valuar estos se tiene que el radio critico tiene una longitud de 21.43 metros, hm es la altura del conductor de línea, cuyo valor es de 8.5 metros.

El valor C es la distancia del hilo de guarda al de línea cuyo valor es 3.7 metros. Al valuar la formula tenemos que $\alpha = 31.56^\circ$.

De las dimensiones de la estructura determinamos el ángulo de blindaje para la estructura tipo III. La distancia horizontal desde el hilo de guarda al de fase es de 1.75 metros, mientras la distancia vertical entre estos hilos en medio del claro es de 4.03 metros por lo que el ángulo esta dado por

Figura 34. Ángulo de blindaje de la estructura tipo III



$$\alpha = \tan^{-1} 1.75 / 4.03 = 23.45^{\circ}$$

Con este ángulo y utilizando el método de Burgsdorf- Kostenko se cálculo la probabilidad p_{θ} de fallas por blindaje

$$\log p_{\alpha} = \frac{\alpha \sqrt{h_g}}{90} - 2.0 \quad (\text{Ec.4.2})$$

por lo que para la estructura tipo III

$$\log p_{\alpha} = \frac{23.45 \sqrt{12}}{90} - 2.0; \quad p_{\alpha} = 0.07$$

El número probable de las descargas en la línea es

$$F = 2.7 h_g DT / 15 \quad (\text{Ec.4.3})$$

siendo DT el nivel isoceraunico que se determina como 105 para la zona.

Por lo que el número probable de descargas es.

$$F = 2.7 * 12 * 105 / 30 = 113.4 \text{ número de descargas al año/100 Km.}$$

El índice probable de flameo se cálculo con

$$I_F = F p_{\alpha} * 10^{-2} \quad I_F = 113.4 * 7 * 10^{-2} = 7.9 \text{ Flameos por 100 Km.}$$

Tomando en cuenta que la línea tiene 58.5 Kilómetros de longitud el índice para esta longitud es de:

$$I_F = 4.6 \text{ Flameos por 58.5 Km}$$

La probabilidad P1 de que la corriente de la descarga exceda el nivel de aislamiento esta dado por

$$\log p1 = 2.0 - I / 60 \quad (\text{Ec.4.4})$$

La intensidad de la corriente del rayo esta en función de $2TCF / Z_c$ y para este caso se tiene una TCF de 675.71 Kv y una Zc de 431 Ohm por lo que $p1$ se calcula como:

$$\log p1 = 2.0 - 3.4 / 60 = 87.76 \%$$

De los valores calculados anteriormente se determina la tasa de flameo de acuerdo a:

$$TF = F * P1 * P_{\alpha} = 113.4 * 0.8776 * 0.07 \quad (\text{Ec.4.5})$$

por lo que la tasa de flameo probable es de

$$TF= 6.9 \text{ Flameos /100 Km. al año}$$

para la longitud de la línea TF= 4 flameos/58.5 Km

Un cálculo alternativo para la cantidad de flameos es el recomendado por la IEEE siendo la ecuación correspondiente:

$$NDL = 0.04DT^{1.25} [0.0133(h_r + 2h_g) + 0.1S_g] \text{Rayos /100Km - año} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

donde

DT= nivel isoceraunico siendo para la región de 105

h_r= altura equivalente del cable fase

h_g= altura del cable de guarda en la estructura

S_g= distancia entre los conductores de guarda

Al evaluar la formula con los datos tenemos que

$NDL = 11.97$ rayos/100Km-año y para la distancia de la línea en estudio es de 7 rayos/58.5 Km-año, si promediamos las dos probabilidades esta será de 5.5 rayos/58.5Km-año, y se puede tomar como 5 el numero de descargas/58.5Km-año.

Otra alternativa para verificar si se esta logrando un ángulo de apantallamiento total se puede tomar en función de la altura media del conductor la cual tiene un valor de 6.9 metros, la distancia entre el hilo guarda y el conductor externo con una longitud de 4.39 metros, estos valores relacionados con el radio critico de flameo que tiene un valor de 21.43 metros, si tomamos la relación siguiente:

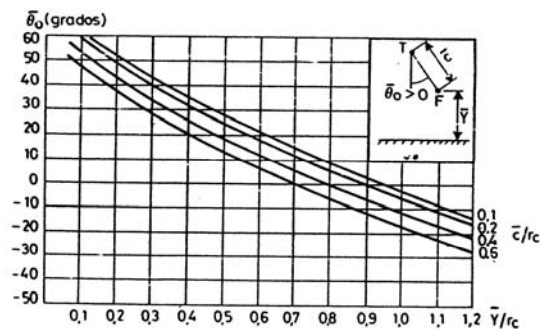
$$\frac{y}{r_c} \text{ y } \frac{c}{r_c} \quad (\text{Ec.4.7})$$

Valuando esta ecuación tenemos que

$$\frac{6.9}{21.43} = 0.32 \text{ y } \frac{4.39}{21.43} = 0.20$$

Considerando estos valores en función de la grafica siguiente podemos observar que el ángulo puede tener un valor de 38 grados aproximadamente.

Tabla XVI. Ángulo medio de apantallamiento total.



Comisión Federal de Electricidad

Del cálculo de ángulo y probabilidades se determina que el ángulo de blindaje que presenta la estructura tipo III proporciona un blindaje total, y una baja tasa de flameos por descargas electro atmosféricas las cuales aproximadamente son 5 por año, lo cual representa costos por salidas forzadas en relación a las descargas electro atmosféricas.

De acuerdo a los normativos vigentes de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la línea puede tener hasta un máximo de tres salidas forzadas al año sin provocar sanción alguna.

De los tres métodos utilizados para la verificación de cuan efectivo es la colocación geométrica del hilo de guarda, puede decirse que los índices de salidas reales están dentro de las probabilidades que estos presentan, y con estos valores de blindaje es muy poco probable que una descarga incida directamente en los conductores de fase, por lo en caso de no incidir en los hilos de guarda, estas se darán directamente en el suelo como lo predice el modelo electro geométrico y que únicamente descargas de valores iguales o mayores a 19 KA, factor de acoplamiento de 0.166 e impedancia de hilo de guarda de 470 Ohmios que por inducción electromagnética una vez incidan en el hilo de guarda inducirán tensiones en los conductores de línea y estas a su vez superen el nivel básico de aislamiento al impulso de 676 Kv, con este ángulo de blindaje se logra establecer la función primordial del hilo de guarda que es lograr que la descargas no sobrepasen esta barrera.

4.2 Análisis del sistema de tierras

Para verificar la resistencia a tierra de las torres con el nivel básico de aislamientos se supone que la corriente máxima de una descarga es de 100 KA por lo que la resistencia a tierra se calcula de la siguiente manera

$$R = \frac{BIL}{I_{\max}} \quad (\text{Ec.4.8})$$

donde

BIL= es el nivel básico de impulso

I =es la intensidad máxima de la corriente en Amperios

$$R = 650/100 = 6.5 \text{ Ohmios}$$

De los valores medidos se determino una resistividad del terreno de 28 Ohm-metro que da como resultado una resistencia de 4.48 Ohmios, que es un

valor bajo, el método de contratenas así como su longitud se considera adecuado los valores de 5 a 15 Ohmio, debido a la baja resistividad del suelo se puede decir que su acidez es elevada y provocara un alto grado de corrosión en las partes metálicas que se encuentran dentro de este.

Por lo que será necesario revisar en un tiempo no mayor de cinco años la resistencia a tierra, para verificar que si las contratenas en conjunto con el terreno siguen manteniendo valores bajos de resistencia, si el caso fuera un aumento de la resistencia a tierra se deberá dar mantenimiento ya sea depositando gel en el suelo o cambiando los conductores de las contratenas.

El efecto de apantallamiento entre electrodos no se manifiesta lo cual se puede observar en el valor de la resistividad del terreno por lo que no existe solapamiento de las áreas de resistencia.

La baja resistencia que se presenta en el suelo es un 95% debido a la cantidad y calidad de minerales el cual presenta característica electrolítica buenas debido a la cantidad de humedad que se conserva, la granulidad del terreno y compactibilidad de este, aunque la temperatura no es del todo favorable se compensa con la profundidad a que están enterrados los cables en el suelo.

Para mantener la función primordial del sistema de tierras se deberá realizar inspecciones periódicas de los cables de bajada de los hilos de guarda al suelo ya que en determinado momento pueden ser objeto del vandalismo ya que se encuentran desprotegidos ante este flagelo.

4.3 Análisis de flameo inverso

Para determinar la intensidad de la corriente de la descarga atmosférica que producirá flameo inverso se calcularon los valores de:

Impedancia característica del cable de guarda (Z_g)

Impedancia equivalente de los cables de guarda (Z)

Resistencia al pie de la torre (R)

Factor de acoplamiento entre los hilos de guarda y los de línea (C)

Índice de crecimiento de la descarga electro atmosférica (L)

La inductancia típica para estructuras de hasta 40 metros (di/dt)

Tensión que soporta el aislamiento (V_{ais})

Tensión máxima de diseño (V_{max})

Tensión de fase a neutro (V_{fn})

En la siguiente tabla se tabulan los valores de estos factores que intervienen en el flameo inverso.

Tabla XVII. Parámetros para cálculo del flameo inverso

| Símbolo | Valor | Unidad de medida |
|-----------|--------|----------------------------------|
| Z_g | 469.91 | Ohm |
| Z | 117.48 | Ohm |
| R | 4.48 | Ohm |
| C | 0.155 | Adimensional |
| L | 20 | Micro Henrio |
| di/dt | 40 | Kilo Amperio sobre micro segundo |
| V_{ais} | 650 | Kilo voltio |
| V_{max} | 145 | Kilovlotio |
| V_{fn} | 118.49 | Kilovoltio |

Con los valores presentados anteriormente se calculó la corriente que puede producir flameo utilizando la ecuación 2.30:

$$i(t) = V_{ais} \frac{R+Z}{RC(1-C)} - \frac{Z-R}{RZ} L \frac{di}{dt} \pm \frac{R+Z}{RZ(1-C)} V_{FN}$$

Valuando esta fórmula se determinó que la intensidad de la corriente que produce flameo cuando se superpone el máximo pico positivo de la onda de tensión de fase a neutro es de:

$$i(t) = 39 \text{ KAmp para las fases R y T}$$

y de

$$i(t) = 42.16 \text{ KAmp para la fase S}$$

Y cuando se produce el máximo pico negativo de la onda de tensión de fase a neutro la intensidad de la descarga que produce flameo es de:

$$i(t) = 25.92 \text{ KAmp en las fases R y T}$$

y de

$$i(t) = 23.74 \text{ KAmp para la fase S}$$

La probabilidad de que las intensidades de estas corrientes se presenten es de:

$$p(i) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \quad (\text{Ec.4.9})$$

$$p(i = 39KA) = 35.5 \%$$

$$p(i = 42.16) = 31 \%$$

$$p(i = 25.92) = 61.4\%$$

$$p(i = 23.74) = 66.6 \%$$

La magnitud de las descargas que producen flameo inverso son relativamente elevadas si consideramos que los valores de descargas con probabilidades altísimas de 99% para descargas de 5 Kiloamperios, y de 95 % para descargas de 10 Kiloamperios por lo que probabilísticamente se puede considerar que no existirán flameos inversos en la línea en estudio a menos que el sistema de tierra o la impedancia del hilo de guarda cambien drásticamente, la otra posibilidad es que la tensión que soporta el aislamiento se degrade por las condiciones atmosféricas y la contaminación.

4.4 Análisis de libranzas eléctricas

La rigidez dieléctrica es una característica de los aislamientos de los equipos eléctricos, esta se representa con un valor de tensión que al aplicarlo no produce un rompimiento dieléctrico. Las distancias dieléctricas en aire, son parámetros de gran importancia, estas distancias se determinan a partir de pruebas de rompimiento en el aire a diferentes tipos de electrodos bajo impulso por rayo.

Cruzamiento de una línea de transmisión con una vía de ferrocarril no electrificada. La altura mínima que debe tener la línea de transmisión con respecto al nivel de tierra esta dada por la relación:

$$h = 8.0 + 0.015V \quad (\text{Ec.4.10})$$

V es la tensión de la línea entre fases en Kv basado en la Comisión Federal de Electricidad

$$h = 8.1 + 0.01V \quad (\text{Ec.4.11})$$

V es la tensión de la línea basado en la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Para la línea en estudio deberían de ser 10.07 metros basado en la Comisión Federal de Electricidad y de 9.48 en nuestro país, con la aclaración que en ningún tramo de Escuintla a Chiquimulilla se produce esto.

Cruzamiento de una línea de transmisión con una vía de ferrocarril electrificada o tranvía. La distancia vertical estará dada por

$$h = 1.5 + 0.015V \quad (\text{Ec.4.12})$$

V es la tensión de la línea y d la altura por encima de ferrocarril o tranvía, el valor debería de ser de 3.105 metros, sin embargo no existe este tipo de vías en el país, ni la normativa correspondiente.

Cruzamiento de una línea de transmisión por una Autopista, Carretera o Calle. La altura mínima vertical a la que deben cruzar esta dado por:

$$h = 7 + 0.005V \quad (\text{Ec.4.13})$$

V es la tensión de línea basado en las normas de la Comisión Federal de Electricidad

$$h = 5 + 0.01V \quad (\text{Ec.4.14})$$

V es la tensión de línea basado en la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Para la primera expresión el valor es de 7.69 metros y para la segunda es de 6.98 metros

En la legislación Guatemalteca no existe definido el termino autopista sin embargo esta línea si cruza la autopista que va de Escuintla a puerto Quetzal, así como la carretera antigua que va de Escuintla al puerto de San José al salir de la subestación de Escuintla 1, mientras que en la carretera que va de Escuintla a Chiquimulilla lo hace en cinco ocasiones en diferentes puntos.

En el cruzamiento de aguas navegables el trayecto de la línea en estudio, no existe ningún tipo de río navegable, sin embargo la altura mínima debería de ser de 11.88 metros en base a la legislación del país.

Cruce de líneas de transmisión por zonas de Bosques, Árboles y masas de Arbolado La distancia horizontal mínima esta dada por:

$$d \geq 1.5 + \frac{V}{150} \quad (\text{Inec. 4.1})$$

V es la tensión de línea

Para la línea en estudio el valor mínimo debería de ser de 2.42 metros, y en el tramo de línea, la zona de servidumbre supera por mucho este valor siendo en promedio de 5 metros de cada lado de la línea. Además de pasar en su mayor parte por cañaverales y potreros de crianza de ganado.

Existen otras distancias que se podrían verificar, que sin embargo no aplica ya que el tramo de línea en estudio esta ubicado de tal forma que interacciona casi exclusivamente con la naturaleza no así con sistemas de transmisión de energía eléctrica o edificios. Las distancias anteriormente descritas se consideran muy buenas ya que superan los estándares mínimos en un 15%.

4.4.1 Análisis de distancias de líneas

La distancia entre líneas es de 3.5 metros, para las estructuras tipo III y IV, esta se mantiene a través de todo el tramo. De acuerdo a las especificaciones de la comisión federal de electricidad. La distancia mínima horizontal debe ser 4 metros, para tener un ángulo de oscilación de 50 grados considerando que la velocidad del viento es de 120 Kilómetros por hora.

Sin embargo al observar el mapa de zonas de viento se puede observar que por el trayecto de la línea en estudio el viento máximo es de 80 Km./h y el ángulo de oscilación es menor, por lo que dielectricamente la distancia a la que se pudiera reducir la distancia por efecto del viento es suficiente para no provocar flameo entre fases.

La distancia entre líneas es de 2.28 veces la de fase, que de acuerdo a varios autores puede ser como mínimo dos veces para longitudes de mas de 40 metros. En el caso de producirse una descarga directa al conductor de fase de magnitud de 3.14 KAmperios o mayor produciría flameo en los aisladores tomando en cuenta que la impedancia característica del conductor de fase tiene un valor de 431 Ohmios, la tensión que aparecería en la cadena de aisladores sería de 676 Kv, superando el nivel básico de aislamiento al impulso que es de 675.71Kv, por la distancia que existe entre los conductores induciría una tensión que pudiera producir falla en las fases. La tabla No. 18 muestra los valores de presión de viento, con los valores de velocidad de viento de diseño.

TABLA XVIII. Presiones de viento mínimos para las diferentes zonas de carga mecánica

| Zona de carga mecánica | Velocidad de viento de diseño km/h | Presión del viento en kg/m ² sobre superficies cilíndricas |
|------------------------|------------------------------------|---|
| 1 | 80 | 31 |
| 2 | 100 | 48 |
| 3 | 120 | 69 |

La zona en estudio corresponde a la 1 y 2

Zona 1 = 80 kilómetros por hora

Zona 2 = 100 kilómetros por hora

Zona 3 = 120 kilómetros por hora

4.4.2 Análisis de distancias de fase

La distancia de fase a tierra mínima se calcula con la siguiente expresión

$$d = \frac{TCF}{K_r} \quad (\text{Ec.4.15})$$

TCF = Tensión crítica de flameo

Kr = Factor geométrico de entrehierros (electrodos) para sobretensiones por rayo=550

d = Distancia mínima fase a tierra en metros.

La tensión crítica de flameo se determinó que es de 676 Kv. Por lo que la distancia mínima entre fase es de 1.23 centímetros. De acuerdo a la longitud de la cadena de aisladores esta distancia es de 124 metros.

Por la trayectoria y ubicación del tramo en estudio y la altura sobre el nivel del mar que no supera los trescientos metros, esta distancia se verificará de mejor forma cuando se determine si la longitud de la cadena de aisladores cumple las condiciones de dimensionamiento.

De acuerdo a tablas la distancia debería ser como mínimo 1.30 metros de 0 a 1000 metros sobre el nivel del mar lo que da que actualmente la relación Kv la distancia es de de 4.7 Kv /cm.

Tomando como base el nivel básico de impulso de 650 Kv, si en caso tomamos el aislamiento reducido que es de 550 Kv la distancia mínima sería de 1.10 metros que nos da una relación de 4 Kv/cm. Se considera que de acuerdo a las características de esta línea el BIL utilizado es el mayor de estos.

Con esta distancia las descargas que tengan una magnitud mayor o igual a 3.1 KAmperios y logren superar el blindaje producirán flameo ya que superan la tensión crítica de flameo, para el caso esperado que el blindaje sea eficiente y que las descargas incidan en el hilo de guarda solo logran inducir una tensión en los conductores de fase aquellas que tengan una magnitud de 17.3 KAmperios o mayor, tomando en cuenta el factor de acoplamiento, que se determinó con un valor de 0.155 en función de las dimensiones de la estructura tipo III y el método de imágenes, la probabilidad que una descarga de esta magnitud se de es del 82.31%, siendo esta una probabilidad alta.

4.5. Análisis del número de aisladores

4.5.1 Por Norma

De acuerdo a las especificaciones de la comisión federal de electricidad la cadena de aisladores en relación al nivel de tensión que se maneja debería de tener un mínimo de 9 aisladores tipo estándar en suspensión, o sea con un diámetro de 25.4 x 14.6 de altura, y con esto tener una distancia de fase a tierra de 1.31 metros esta distancia aumentada en un 5% debido a los herrajes que da un resultado de 1.37 metros, sin tomar en cuenta ningún otro aspecto mas que el valor recomendado por CFE.

4.5.2 Por nivel de contaminación

La contaminación que se presenta se considera de media a alta, aclarando que durante los meses de marzo a noviembre el factor contaminante es el viento del mar que dista a varios kilómetros de distancia, y por esta razón se considera intermedio el nivel de contaminación. En los meses de diciembre a marzo se da el corte de caña y la quema, produciendo basura, humo y cenizas que combinados y diseminados en el aire dan por resultado una contaminación alta en el ambiente.

De la formula siguiente podemos determinar el número de aisladores

$$N_{ais} = \frac{V_{\max}}{\sqrt{2}} \times \frac{K}{Df} \quad (\text{Ec.4.16})$$

Donde:

N_{ais} = número de aisladores

V_{\max} = Tensión máxima de diseño

K = Factor en función de la contaminación

Df = Distancia de fuga del aislador

Los valores que corresponden son

$V_{\max} = 245 \text{ Kv}$

$K = 5$

$Df = 0.460 \text{ metros}$

Al evaluar la formula se obtiene un número de aisladores de: $N_{ais} = 9$ aisladores

Se considero de grado cinco la contaminación ya que es el máximo para un ambiente con contaminación alta. Esta contaminación se da únicamente durante la quema de caña, y que dependiendo de la concentración de ceniza en los aisladores la contaminación pueda ser mayor, incluso llegar a muy alta, para

lo cual el número de aisladores mínimos debería ser de 11. Al estar utilizando 8 aisladores se considera que la contaminación esta en el limite máximo de contaminación media y el mínimo de contaminación alta, por lo que se expone la línea a fallas por contaminación durante la los primeros meses de cada año.

4.5.3 Análisis por condiciones atmosféricas

Para la determinación del factor de corrección por densidad del aire, aplicaremos la siguiente expresión:

$$K_{da} = \left[\frac{b}{b_o} \right]^m \times \left[\frac{(273 + T_o)}{(273 + t)} \right]^n \quad (\text{Ec. 4.16})$$

donde:

| | | |
|----|--------------------------------|-----------|
| t | = Temperatura media | 32 °C |
| To | = Temperatura estándar | 28.6 °C |
| b | = Presión barométrica | 716 mm Hg |
| bo | = Presión barométrica estándar | 760 mm Hg |

Los factores “m” y “n” tienen un valor de uno para impulso por rayo.

$$K_{da} = \left[\frac{716}{760} \right]^1 \times \left[\frac{273 + 28.6}{273 + 32} \right]^1 \quad (\text{Ec.4.17})$$

$$K_{da} = 0.93$$

Para la determinación del factor de corrección por humedad, aplicaremos la siguiente expresión:

$$K_h = K^w \quad (\text{Ec.4.18})$$

donde:

w = Factor que depende de la geometría de entrehierros, el cual se obtiene una configuración de electrodos punta – plano.

w = 1 (Especificaciones C.F.E. México)

K = Factor que depende de la humedad absoluta, para obtener el factor “ K “ se debe conocer la humedad absoluta de la zona en gr/m³

Por lo tanto:

K = 1.014 (Especificación C.F.E. México)

K_h = 1.014¹

K_h = 1.014

Obteniendo los factores de corrección por condiciones a altura media sobre el nivel del mar, podemos verificar la cantidad de aisladores con la siguiente expresión.

$$N_{ais} = \frac{d_{ft}}{D_{fais} \times K_{da} \times K_h} = \frac{1.23}{0.155 \times 0.93 \times 1.014} = 8.4 \text{ aisladores} \quad (\text{Ec.4.19})$$

Estos valores dan como resultado que si se toman en cuenta estos valores el número de aisladores esta correcto, y se pueden utilizar ocho aisladores bajo estas características atmosféricas siempre y cuando la altura de este aislador sea de 0.155 metros. En el caso de utilizar el aislador de tipo estándar normalizado por IEC de 0.146 metros de altura se deberá de usar nueve aisladores.

4.6 Valores óptimos de aislamiento

Los valores que se consideran para este tramo como los óptimos son los siguientes:

- a) El nivel básico de impulso debe tener un valor como mínimo de 650 Kv
- b) La distancia de fuga 4.14 metros
- c) El ángulo de blindaje de 24 grados
- d) La distancia de fase a tierra 1.3 metros como mínimo para estar dentro de norma (si el BIL se considera de 650)
- e) La cadena de aisladores debe tener 9 aisladores estándar en suspensión y 10 en tensión para el caso de la estructura tipo IV
- f) El valor de la resistencia al pie de la torre entre 5 y 15 Ohmios
- g) Las distancias de líneas 3.75 metros

4.7 Análisis de la inversión para la reducción de la probabilidad de salidas forzadas al año

El análisis económico que se presenta se enfocara en las salidas forzada por descargas electro atmosféricas y por contaminación, se valuara para un tiempo de veinte años, que es lo que se considera que un buen sistema de tierras tiene como vida útil, versus los costos de la indisponibilidad de las salidas forzadas durante el año 2005, para la línea de Escuintla-Chiquimulilla.

La propuesta para reducir ambos factores de falla es la de agregar dos aislador a cada una de las fases en las estructuras. Con esto se lograría una mayor distancia de fuga de 46 centímetros más, y una mayor distancia de fase a tierra.

El factor de acoplamiento se reduciría elevando el valor de la corriente que puede producir flameo en los hilos de fase, cuando la descarga incida en el hilo de guarda.

De los datos de costo durante el año 2005, la línea Escuintla-Chiquimulilla tuvo dos causas principales de indisponibilidad forzadas, de las

cuales se detallan a continuación: fallas por descargas electro atmosféricas 8 con un tiempo acumulado fuera de la transmisión de 64 minutos, lo que representa el 50% de fallas y el 55% del tiempo de duración de la indisponibilidad.

Las fallas por muy alta contaminación son una cantidad de 8, con un tiempo acumulado fuera de la transmisión de 52 minutos.

Si consideramos que con la medida adoptada se reduciría el total de fallas por contaminación y el tiempo de duración de las fallas por descargas electro atmosféricas se reduzca a 3 minutos por falla, entonces del análisis económico se tendrá anualmente una sanción de \$ 5,186.35 considerando el promedio de las probabilidad de flameo de los dos métodos valuados que da 5 flameos 58.5 Km/año y un tiempo de duración de la indisponibilidad de 3 minutos para restablecer el servicio, si lo valuamos para 20 años a una tasa de interés del 11.5% anual, se estará pagando un total de \$ 352,698.14.

Para lograr esto se tendrá que invertir de la siguiente forma. Considerando que el tramo utilizado para la siembra y quema tiene una longitud de 20 kilómetros, la cantidad media de estructura por kilómetro es de 5 estructuras por kilómetro para un total de 100 estructuras.

El costo que se propone por estructura es de \$ 300.00, para la colocación de los 3 aisladores. Entonces para las 100 estructuras será un total de \$ 300,000 mas el renglón de los \$ 352,698.14 nos refleja un total de \$ 652,698.14.

Si no se llevara a cabo estos trabajos, tomando como tiempo máximo de reestablecimiento de 3 minutos que es el promedio de tiempo de reestablecimiento durante el año 2005, tomado una cantidad igual de fallas para

cada uno de los siguientes años se tendrá un pago al final a los 20 años de \$1,763,489.36.

| Proyectado a 20 años | | |
|---|------------------------|----------------------|
| Costo anual sin ninguna modificación únicamente reducción de tiempos a tres minutos | \$ 1,763,489.36 | |
| Inversión para 100 estructuras | | \$ 300,000.00 |
| Costo con modificaciones | | \$ 352,698.14 |
| Totales | \$ 1,763,489.36 | \$ 652,698.14 |

Como se puede analizar en la proyección, si se logra que el tiempo en restablecer el sistema sea de 3 minutos o menos en los próximos 20 años el pago será marginal contra la inversión, en caso contrario será de aproximadamente una diferencia de casi \$ 1000,000.00 con los tiempos de restablecimiento actuales.

Todo esto dependerá de la cantidad de fallas y el tiempo de duración de la línea fuera de servicio, la estimación que se realizo para 5 salidas forzadas y 15 minutos por año.

CONCLUSIONES

- 1 La mayor cantidad de fallas en los sistemas de transmisión eléctrica son debido a descargas electro atmosféricas, teniendo un porcentaje entre el 70 al 80% del total de fallas durante un año, sin embargo la línea en estudio tiene un 43% de falla por muy alta contaminación, esto debido que se ha rebasado la distancia de fuga provocado flameos y por ende fallas.
- 2 El ángulo de blindaje que presenta la estructura tipo III, tiene un valor adecuado para proveer un blindaje total de acuerdo al modelo electro geométrico, por lo que es muy poco probable que una descarga incida directamente en la líneas, sin embargo, en la estructura tipo IV el ángulo de blindaje es mayor en la fase central, respecto al ángulo máximo de blindaje total, además que para estructuras menores de 28 metros el ángulo debe de tener un máximo de 30 grados.
- 3 La resistividad del suelo tiene un valor óptimo en ohmios debido a sus características físicas, químicas, mecánicas y eléctricas que hace retener la humedad y combinado con el sistema de tierra que se realiza a través de contratenas, garantiza una puesta a tierra con mejores resultados.
- 4 Cuando las descargas electro atmosféricas inciden en el hilo de guarda y son guiadas a tierra es muy poco probable que se den flameos inversos, ya que, el conjunto de estructura, resistencia al pie de la estructura y el coeficiente de acoplamiento tienen valores que

sólo las descargas con valores de 23 Kamp o mayores sean capaces de provocar este fenómeno.

- 5 A pesar de que los niveles isoceraunicos son elevados en la región 105 para Escuintla y 80 para Chiquimulilla, las salidas forzada por descargas electro atmosféricas no son criticas y se comportan de acuerdo a los datos estimados con las probabilidades de la tasas e índice de flameo
- 6 Al evaluar y analizar las libranzas eléctricas, estas si cumplen a totalidad, tomando en cuenta que esta línea fue construida antes de que la comisión de energía eléctrica tuviera un normativo y además que esta línea fue construida, inicialmente, para una tensión menor y adaptada para la tensión actual de funcionamiento.

RECOMENDACIONES

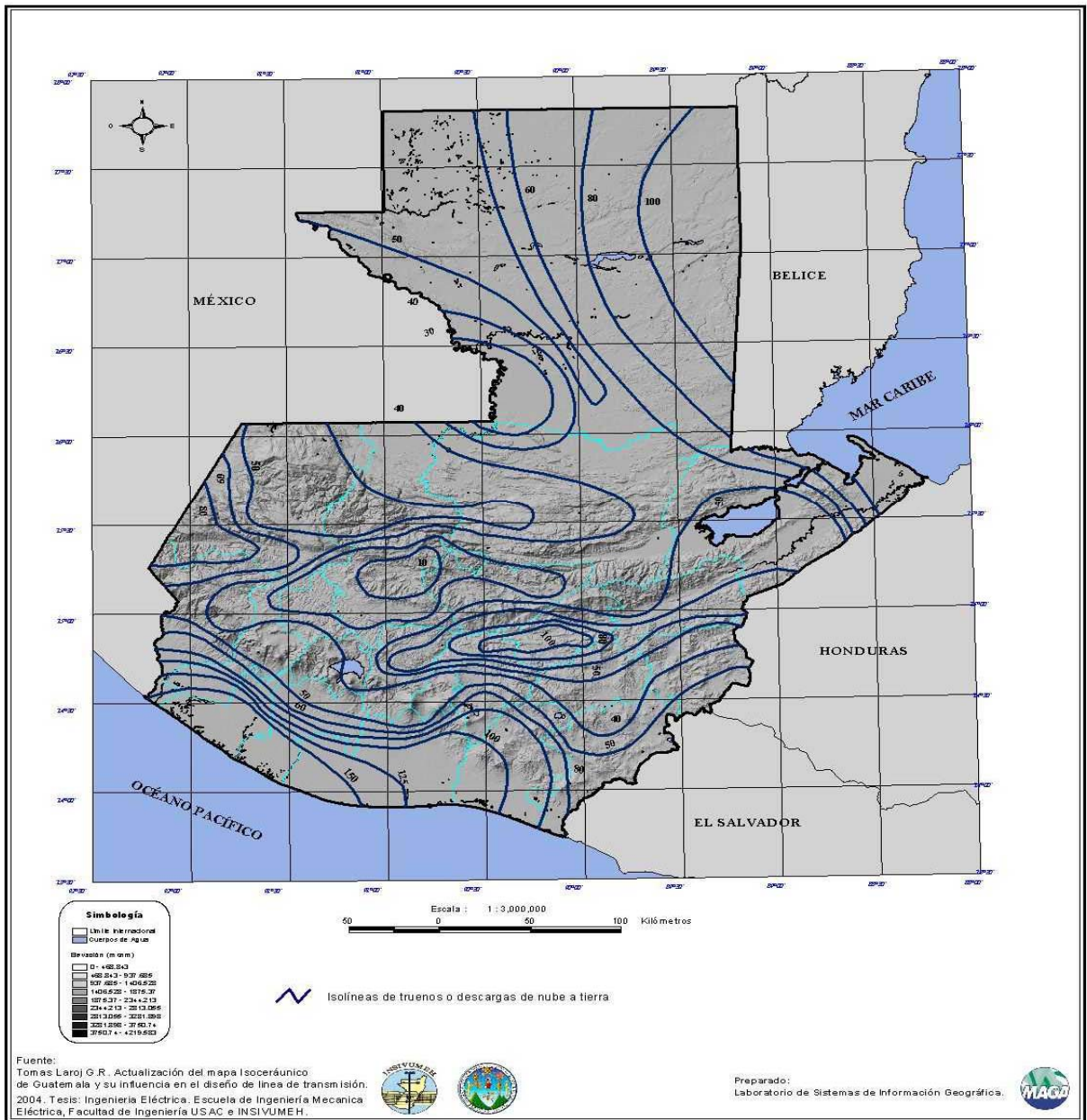
- 1 Los valores de resistencia del sistema de tierras son óptimos por lo que se deberá darles mantenimiento periódico, el cual incluya medición en diferentes puntos de la línea y reducir la resistencia en aquellos lugares que los valores se incrementen mas allá de los valores estandarizados para líneas de transmisión (15 Ohmios) ya sea cambiando los hilos de los contratenas o distribuyendo gel en el terreno.
- 2 Revisar, periódicamente, las cadenas de aisladores para verificar el grado de contaminación e identificar las que necesite mantenimiento de tipo preventivo o correctivo para programar una efectiva limpieza y se mantengan en buen estado.
- 3 Agregar a cada cadena de aisladores por lo menos dos aisladores en los tramos donde pasa la línea por cultivos y evitar salidas forzadas por contaminación en época de quema y completar el número de aisladores que sugiere las normas de CFE.
- 4 Verificar que cada estructura conserve los cables que une el hilo de guarda con el sistema de tierras, ya que, estos pueden ser sabotados por encontrarse al descubierto y pueden provocar serios problemas en el momento de una descarga electro atmosférica.

BIBLIOGRAFÍA

1. Stevenson William D. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. 2da. Edición. México: Editorial McGraw-Hill, 1988.
2. Normas Técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica. NTDOST. Resolución CNEE No. 49-99.
3. Normas Técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID. Resolución CNEE No. 47-99.
4. Fink Donald y Beaty Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. 13ava Edición. México: Editorial Mc Graw-Hill, 1996.
5. Comisión Federal de Electricidad. Coordinación de aislamiento. México. 1987.
7. NESC. National electrical safety code. ANSI 1992. Estados Unidos. 1992.
8. Unión Fenosa. Proyecto para líneas aéreas de transmisión, Guatemala.

APÉNDICE

Figura 35. Mapa isoceraunico



Tipos de estructuras

En esta parte del apéndice se definen los diferentes tipos de estructuras a utilizar en el diseño de líneas eléctricas aéreas.

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 9 del Título I de las NTDOID., una estructura se define como la unidad principal de soporte, generalmente se aplica al poste o torre adaptado para ser usado como medio de suspensión de líneas aéreas de energía eléctrica, las estructuras se clasificarán según sus configuración en :

- Estructura Tipo I: estructura para alineación con disposición vertical de conductores, soportados por aisladores tipo poste (Configuración Trébol).
- Estructura Tipo II: estructura para deflexiones leves con disposición vertical de conductores, soportados por aisladores tipo poste (Configuración Lateral).
- Estructura Tipo III: estructura para alineación y vanos largos, con disposición horizontal de conductores, soportados por cadenas de suspensión.
- Estructura Tipo IV: estructura para anclaje, soporta vanos largos y deflexiones fuertes, con disposición horizontal de conductores, soportada con cadenas de suspensión.
- Estructura Tipo V: estructura para anclaje, soporta vanos cortos y deflexiones fuertes, con disposición vertical de conductores, soportada con cadenas de suspensión.
- Estructura Tipo V: estructura para anclaje, soporta vanos cortos y

deflexiones fuertes, con disposición vertical de conductores, soportada con cadenas de suspensión.

- Estructuras especiales: Estas últimas, se pueden definir como aquellas que tienen una función diferente a las definidas para las anteriores. Ya que, las situaciones en que resultan necesarias son poco frecuentes. Tal será el caso de apoyos de altura superior a las normalizadas, formación de pórticos con diferentes armados para salvar grandes vanos, crucetas especiales que puedan ser necesarias por concurrir alguna determinada circunstancia, estructuras para transposición, etc.