



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Criterios básicos para el diseño de
líneas de transmisión en sistemas de
transmisión de energía eléctrica**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Eléctrico electrónico

P R E S E N T A

Guillermo Aguirre López

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Eduardo Carranza Torres

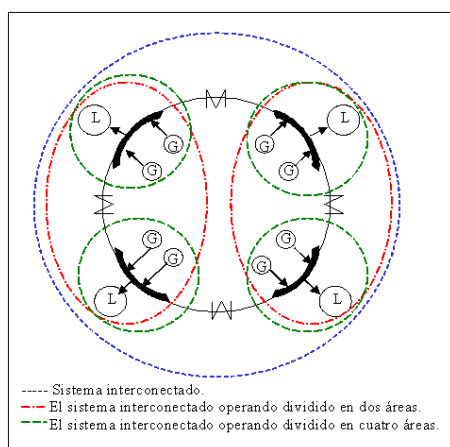


Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2004

PRÓLOGO

El diseño de una línea de transmisión de energía eléctrica implica la interacción de muchas ramas de la ingeniería y otras áreas del conocimiento para lograr la meta de obtener el diseño óptimo de la misma. Debido al incremento en la complejidad de los sistemas eléctricos de potencia a través del tiempo el diseño de una línea también se ha visto aumentado en complejidad. No obstante, los principios y parámetros básicos que se consideran para su diseño se mantienen vigentes acompañados de nuevas técnicas, materiales, equipos y conceptos que son implementados para mejorar el desempeño de la línea.

La implementación del control automático en los sistemas eléctricos ha permitido que la confiabilidad, seguridad, calidad y economía en el despacho y distribución de energía eléctrica sean mayores. También el control automático ha facilitado la interconexión de diversos subsistemas eléctricos por medio de líneas de transmisión formando así un sistema global interconectado que comparte recursos entre las diversas áreas que lo conforman. Como las dos principales ventajas de la interconexión se tienen la continuidad de servicio y la economía en la generación de energía. Con el fin de clasificar a las partes que constituyen al sistema eléctrico global se designan áreas que se encuentran integradas por sus respectivas centrales generadoras, subestaciones, líneas eléctricas y cargas a las cuales alimentan. Dichas áreas se encuentran a su vez unidas a otras áreas adyacentes para compartir recursos y obtener los beneficios de la interconexión formando un sistema. Las áreas comúnmente satisfacen los cambios de carga dentro del área misma por medio de sus propias centrales generadoras y el intercambio de energía con otras áreas se efectúa solo en caso de alguna contingencia o por maniobras que sean favorables tanto técnica, operativa o económicamente. Las áreas de un sistema eléctrico pueden ser clasificadas en magnitudes muy diferentes (véase Figura). Por ejemplo, una compañía generadora que satisface sus propias demandas y cambios de carga se puede considerar un área al igual que una serie de compañías que satisfacen la demanda y variación de carga dentro de su zona por medio de las centrales generadoras en conjunto.



El objetivo del presente trabajo es definir los criterios básicos a considerar en el diseño de una línea de transmisión desde el punto de vista eléctrico enfocado a una línea de 230 kV. Como se menciona anteriormente existen diversas áreas del conocimiento involucradas en el diseño de una línea eléctrica. Sin embargo, el área eléctrica es la base fundamental en la que se centra el diseño de una línea. Aún considerando solo el área eléctrica la cantidad de aspectos relacionados al diseño de la línea son muchos por lo cuál se trata de considerar solo los más relevantes dejando a un lado aquellos que involucran la definición de otras partes y conceptos del sistema eléctrico como la generación, transformación, comunicaciones, esquemas de protección de la línea con interruptores y subestaciones para evitar perder el enfoque hacia el diseño de la línea eléctrica como tal. En este caso se considera principalmente el diseño de la línea en el caso de estado estable que es como se desea que opere el mayor tiempo posible. De tal forma se evita analizar la línea ante la presencia de fallas entre las fases o de fase a tierra a excepción de las ocasionadas por aspectos naturales (descargas atmosféricas).

El primer capítulo sirve de introducción a los sistemas eléctricos de potencia y sus principales componentes con el fin de ubicar más fácilmente el papel que desempeña la línea de transmisión dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

El segundo capítulo define los parámetros eléctricos involucrados en el diseño de la línea eléctrica como lo son: resistencia y resistencia efectiva; inductancia; capacitancia; reactancias inductivas y capacitivas; capacidad de transmisión de corriente (ampacidad) y las pérdidas de energía en el conductor ocasionadas por el efecto corona.

El tercer capítulo describe el diseño eléctrico de las líneas en relación a los parámetros eléctricos del capítulo previo y características físicas de la línea. También se definen conceptos relacionados al desempeño eléctrico de la línea como son: la regulación de voltaje; la impedancia característica; la potencia característica; la capacidad de transmisión y la estabilidad del comportamiento de la línea.

El cuarto capítulo muestra el componente principal de la línea eléctrica que es el conductor. Se mencionan los tipos de conductores empleados en las líneas al igual que sus características, accesorios empleados y forma de selección. En este caso un conductor conocido como ACSS se describe debido a sus ventajas que representa en líneas de transmisión de distancias cortas respecto a la capacidad de transmisión de corriente en relación al comúnmente empleado ACSR.

El quinto capítulo define el principal elemento de aislamiento de la línea que es el aislador. Los conceptos principales de aislamiento como: el nivel básico de aislamiento; la tensión crítica de flameo; las sobretensiones transitorias presentes en el sistema y los factores externos que afectan en el nivel de aislamiento de una línea son mencionados al igual que la forma de seleccionar los diversos niveles de aislamiento de la línea y las cadenas de aisladores.

En el sexto capítulo se presenta el principal elemento de protección de la línea de transmisión ante descargas atmosféricas. El hilo de guarda debe ser seleccionado y ubicado dentro de la línea acorde a estudios de las condiciones ambientales del lugar por lo que se describen los conceptos de nivel isocerámico; densidad de rayos a tierra e índice de salidas de la línea. El modelo electrogeométrico que es de los más confiables para determinar la ubicación de los hilos de guarda se describe en este caso.

El séptimo capítulo hace referencia hacia el aterrizamiento de las estructuras de la línea siendo de gran importancia para evitar la transmisión de las sobretensiones a través de la línea y que pueda provocar daños considerables en el sistema o salidas de la misma línea. Los dos principales elementos de aterrizamiento que son los electrodos y las contraantenas son descritos al igual que su cálculo.

El octavo capítulo describe la coordinación de aislamiento que en el caso de las líneas de transmisión ha resultado ser de gran utilidad para proteger y disminuir el índice de salidas. Los conceptos de niveles de protección y margen de protección son descritos al igual que se definen características básicas de los apartarrayos de óxido de zinc implementados en las líneas.

El noveno capítulo describe metodologías comúnmente empleadas en el diseño eléctrico de la línea al igual que diversos estudios que se efectúan previamente y durante el proceso del diseño. En este caso el seguimiento de la normatividad vigente es fundamental para el diseño de la línea debido a que define reglas a seguir basadas en experiencias y consensos previamente logrados.

El décimo capítulo desarrolla el diseño eléctrico de una línea de transmisión de 230 kV basándose en los conceptos, información y procedimientos vistos durante los capítulos precedentes al igual que en los apéndices. El empleo del software Matlab en este caso para agilizar los cálculos pretende motivar un mayor uso de los lenguajes de programación de alto nivel para beneficio del desarrollo de la ingeniería.

En la actualidad el uso de software especializado para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia simplifica en gran medida la realización de cálculos extensos y tediosos permitiendo la visualización de valores, formas de señales y una gran cantidad de datos representativos para algún tipo de sistema eléctrico. Por lo mismo dentro del capítulo 8 de coordinación de aislamiento se presenta una breve aplicación del software *Alternative Transients Program* (ATP) que permite observar el comportamiento de tensiones y corrientes en diversos puntos, dispositivos y equipos de un sistema de potencia que es representado gráficamente mediante bloques a los cuales se les asigna sus características respectivas. En este caso se define una línea de 230 kV en la cual impacta una descarga atmosférica y se observan las sobretensiones generadas en diversos puntos de la línea al igual que la implementación en la misma de un apartarrayos para observar la atenuación de dichas sobretensiones.

Los apéndices anexados en el presente trabajo son considerados información valiosa a incluir para el diseño de una línea eléctrica y que es difícil de encontrar en algunos casos.

ÍNDICE

Prólogo.	1
Capítulo 1. Sistemas eléctricos de potencia.	4
1.1 Antecedentes.	4
1.1.1 Sistemas eléctricos de corriente continua.	4
1.1.2 Sistemas eléctricos de corriente alterna.	5
1.2 Definición de un sistema eléctrico.	6
1.3 Partes de un sistema eléctrico.	6
1.3.1 Planta o central generadora.	7
1.3.2 Carga.	8
1.3.3 Sistema de transmisión y de distribución.	8
1.4 Esquemas empleados en sistemas de transmisión.	10
1.5 El Sistema Eléctrico Nacional (SEN).	11
1.5.1 Estructura del SEN.	12
1.5.2 Objetivos del sistema de transmisión y distribución del SEN.	13
1.5.3 Capacidad de transmisión del SEN.	15
Capítulo 2. Parámetros eléctricos de líneas de transmisión.	17
2.1 Introducción.	17
2.2 Resistencia.	17
2.3 Ampacidad (capacidad de transmisión de corriente).	19
2.4 Inductancia L y reactancia inductiva X_L .	20
2.5 Capacitancia C y reactancia capacitiva X_C .	27
2.6 Efecto corona.	31
2.7 Tablas de reactancias inductivas y capacitivas.	33
Capítulo 3. Características y clasificación de líneas de transmisión.	35
3.1 Introducción.	35
3.2 Líneas cortas.	35
3.3 Líneas medias.	37
3.4 Líneas largas.	39
3.5 Regulación de voltaje y capacidad de transmisión de líneas de transmisión.	41

Capitulo 4. Características de conductores ACSR y ACSS.	48
4.1 Generalidades.	48
4.2 Selección del conductor.	50
4.3 Accesorios empleados en conductores eléctricos.	54
4.4 Conductores ACSS y ACSR.	55
Capitulo 5. Aislamiento de líneas aéreas.	58
5.1 Generalidades.	58
5.2 Esfuerzos aplicados a aisladores en líneas aéreas.	59
5.2.1 Esfuerzos eléctricos.	59
5.2.1.1 Nivel básico de aislamiento.	61
5.2.2 Esfuerzos ambientales.	62
5.2.3 Esfuerzos mecánicos.	64
5.3 Aisladores cerámicos (porcelana y vidrio).	65
5.4 Aisladores no cerámicos (compuestos).	67
5.5 Aisladores vidriados semiconductores.	68
5.6 Parámetros y selección del aislador.	69
5.7 Métodos para mejora de funcionamiento de aisladores.	73
Capitulo 6. Blindaje de la línea.	74
6.1 Fallas presentes en líneas de transmisión.	74
6.2 Nivel isocerámico y densidad de rayos a tierra.	76
6.3 Hilos de guarda y cálculo del índice de salidas de la línea.	76
6.4 Modelo electrogeométrico de blindaje.	80
6.5 Estrategias aplicadas para la disminución de salidas de líneas de transmisión.	84
Capitulo 7. Conexión a tierra de líneas aéreas.	86
7.1 Generalidades.	86
7.2 Electroodos.	87
7.3 Contraantenas.	90
Capitulo 8. Coordinación de aislamiento.	95
8.1 Coordinación de aislamiento y apartarrayos.	95
8.2 Apartarrayos implementados en líneas de transmisión.	99

Capitulo 9. Metodologías para el diseño eléctrico de líneas de transmisión.	108
9.1 Expansión y evolución esperada del SEN.	108
9.2 Evolución esperada de la red de transmisión.	109
9.3 Líneas de transmisión (componentes y características).	112
9.4 Diagramas de flujo para diseño de líneas de transmisión.	113
9.5 Estudios y planeación previa al diseño de una línea de transmisión.	118
9.6 Normatividad empleada en la planeación, diseño y construcción de líneas de transmisión.	120
9.7 Optimización de la línea.	121
Capitulo 10. Diseño eléctrico de una línea de 230 kV.	124
Conclusiones.	137
Apéndice 1. Clasificación de tensiones normalizadas.	139
Apéndice 2. Tablas de características de conductores ACSR.	142
Apéndice 3. Aisladores de suspensión empleados en líneas aéreas.	145
Apéndice 4. Torres o estructuras empleadas en líneas aéreas en México.	146
Apéndice 5. Mapa isoceraúnico y de densidad de rayos a tierra nacional.	150
Glosario.	152
Bibliografía.	153

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.1 Antecedentes.

Los sistemas de energía eléctrica tienen su origen en el descubrimiento del fenómeno de inducción electromagnética por el físico británico Michael Faraday y el físico americano Joseph Henry en 1831. Dicho descubrimiento ocasiono la invención del generador eléctrico, pilar de los sistemas eléctricos de potencia.

El inicio de los sistemas de energía eléctrica comerciales se considera en 1882 con las instalaciones de Edison en Nueva York aun cuando ya existían instalaciones de alumbrado utilizando lámparas de arco eléctrico.

1.1.1 Sistemas eléctricos de corriente continúa.

En principio el suministro de energía eléctrica se hizo en corriente continua a baja tensión empleando el generador de corriente continua (dinamo) desarrollado en 1870 por Gramme. La carga inicialmente alimentada se encontraba constituida de lámparas incandescentes de filamento de carbón y hacia 1884 se empezaron a utilizar motores de corriente continua.

Los primeros sistemas eléctricos eran de dos hilos a potencial constante. Conforme aumento la carga los sistemas de tres hilos aparecieron (véase Figura 1.1).

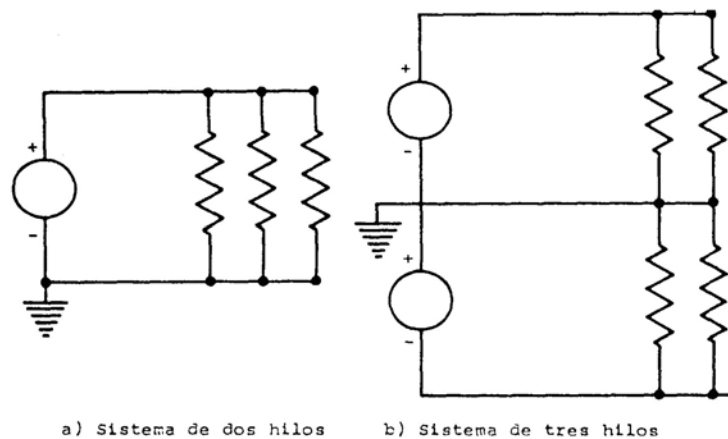


Figura 1.1 Sistemas eléctricos de corriente continúa.

Se considera a Marcel Deprez como el precursor de la transmisión de energía eléctrica a alta tensión. En un informe presentado a la Academia de Ciencias de Paris, en 1881, enunció la tesis de que elevando la tensión se puede transmitir energía eléctrica de cualquier potencia a una gran distancia con pérdidas mínimas. Al año siguiente realizó el experimento de transmitir con corriente continua una potencia de 1.5 kW a una tensión de 2 kV y una distancia de 57 km.

La transmisión en corriente continua a alta tensión tuvo aplicaciones industriales limitadas como el sistema Thury que consistía en conectar generadores de corriente continua en serie con excitación en serie y a corriente constante con el fin de obtener la tensión requerida de transmisión para alimentar cargas consistentes de motores serie conectados en serie.

1.1.2 Sistemas eléctricos de corriente alterna.

A partir del invento del transformador por Gaulard y Gibbs en 1883 se hizo posible la elevación eficiente y económica de la tensión utilizando sistemas de corriente alterna que en un principio fueron monofásicos. Por esa razón el sistema de corriente alterna para generación y transmisión desplazó al de corriente continua permitiendo la transmisión de grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias. En la distribución el uso de la corriente alterna también es generalizado con algunas excepciones para sectores de transporte eléctrico.

El empleo de corriente continua actualmente es debido a las ventajas que presentan los motores de corriente continua en aplicaciones de tracción (metro, tren ligero, trolebús) sobre los motores de corriente alterna. Sin embargo, la transmisión se hace en corriente alterna y la rectificación a corriente continua se hace en el mismo dispositivo regularmente.

Para 1883 Tesla inventa las corrientes polifásicas, en 1886 desarrolla un motor polifásico de inducción y al año siguiente patenta un sistema de transmisión trifásico. La primera línea de transmisión trifásica se construyó en 1891 en Alemania con una longitud de 180 km y una tensión de 12 kV.

El sistema de corriente alterna trifásico se desarrolló rápidamente siendo el común empleado en la actualidad ya que presenta la ventaja de que la potencia suministrada es constante siempre que el sistema se encuentre equilibrado, mientras que en un sistema monofásico de corriente alterna la potencia es pulsante. Además, para una misma potencia, un generador o motor monofásico es más grande y por lo tanto más caro que uno similar trifásico.

Siempre que el desequilibrio entre potencias de las tres fases sea pequeño se acostumbra emplear 3 hilos para el sistema trifásico (caso de transmisión). En los sistemas de distribución se emplea el cuarto hilo especialmente en circuitos de baja tensión debido a el desbalance común que se presenta entre las fases (véase Figura 1.2).

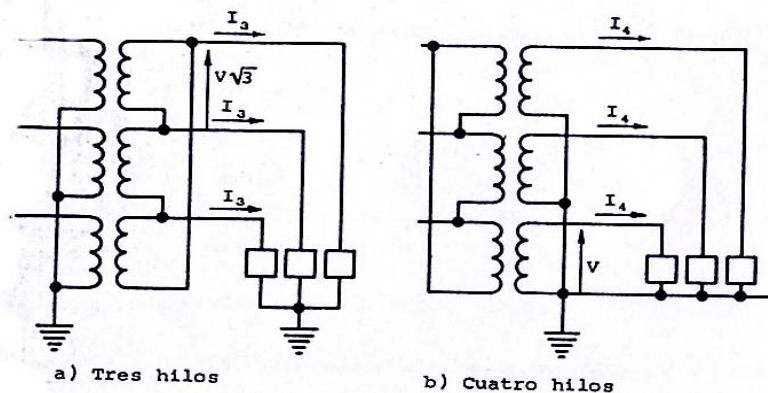


Figura 1.2 Sistemas eléctricos trifásicos de corriente alterna.

Respecto a la frecuencia se comenzó con 25 Hz para evitar reactancias inductivas altas en las líneas. Actualmente se usa 50 o 60 Hz ya que se obtienen circuitos magnéticos de menor sección para una potencia dada lo cual abarata los costos y tamaños de equipos y dispositivos. A partir de la introducción de la transmisión en corriente alterna trifásica a fines del siglo XIX la capacidad de transmisión, la longitud y los niveles de tensión empleados han crecido constantemente.

Para 1903 entre la planta hidroeléctrica de Necaxa y la Ciudad de México entra una línea de 60 kV siendo la mayor tensión empleada hasta entonces.

Hacia 1913 las tensiones de transmisión suben a 150 kV, en 1923 a 220 kV y para 1935 a 287 kV en EUA. Durante 1952 en Suecia entra en servicio un sistema de 400 kV, en 1958 uno de 500 kV en la URSS y en 1955 una línea de 735 kV en Canadá.

1.2 Definición de un sistema eléctrico.

Un sistema eléctrico se puede definir como:

Un conjunto de cargas eléctricas repartidas en una región, las plantas generadoras de energía eléctrica, una red de transmisión y de distribución que transportan la energía de las centrales a los centros de consumo y todo el equipo adicional necesario para lograr que el suministro se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y regulación de frecuencia dentro de un margen de tolerancia [36].

Según la norma NMX-J-098-ANCE-1999 un sistema eléctrico es:

Conjunto de equipos, dispositivos, aparatos, accesorios, materiales, y conductores de líneas y circuitos de transmisión y distribución, comprendidos desde la fuente hasta los equipos de utilización [25].

1.3 Partes de un sistema eléctrico.

Un sistema eléctrico de potencia esta conformado principalmente como indican el diagrama de bloques (véase Figura 1.3) y el diagrama unifilar (véase Figura 1.4) siguientes.

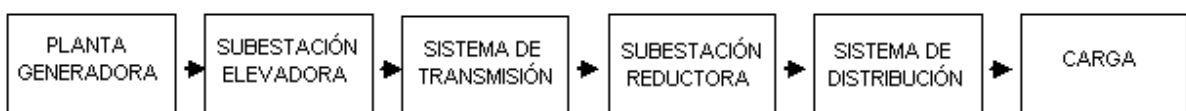


Figura 1.3 Diagrama de bloques de un sistema eléctrico de potencia.

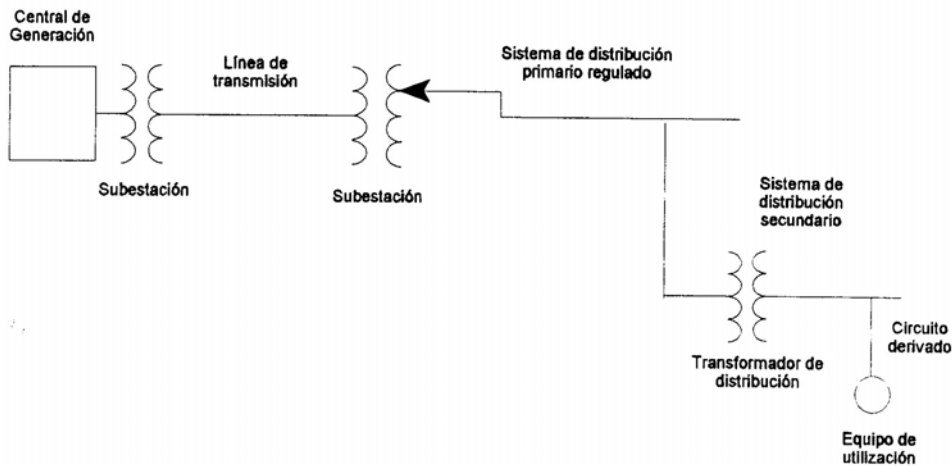


Figura 1.4 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia.

1.3.1 Planta o central generadora.

Convierte la energía almacenada en: gas, carbón, petróleo, combustible nuclear o la posición de una fuente de agua en energía eléctrica. Los principales tipos de centrales generadoras son:

- Planta termoeléctrica convencional.
- Planta nuclear.
- Planta hidroeléctrica.
- Central de turbogas.
- Central de ciclo combinado.
- Central eólica.
- Planta geotérmica.

La localización de las plantas generadoras se encuentra determinada en el caso de hidroeléctricas, geotérmicas y eólicas por el lugar donde se presentan las condiciones naturales para realizar una conversión económica de la energía eléctrica (incluyendo la evaluación económica del proyecto y el costo de la transmisión de energía a los centros de consumo). Generalmente la localización implica el empleo de un sistema de transmisión de alta tensión.

Respecto a las plantas termoeléctricas que emplean combustibles fósiles, resulta más económico transportar el combustible que la energía eléctrica, de manera que la tendencia es instalarlas cerca de los centros de consumo al igual que las centrales turbogas que operan durante las horas de carga máxima y durante emergencias.

Las centrales termoeléctricas convencionales deben ubicarse en lugares donde se disponga de fuentes de agua para la refrigeración y generación del vapor, como ríos o lagunas, y en terrenos accesibles económicamente y que eviten problemas de contaminación atmosférica en los alrededores. Por lo anterior no se ubican demasiado cercanas a ciudades al igual que las plantas nucleares que implican cercanía a fuentes de agua para refrigeración.

1.3.2 Carga.

En general una carga absorbe potencia real y/o reactiva como los motores de inducción. Las cargas puramente resistivas como son las lámparas incandescentes absorben solo potencia real o activa.

La potencia suministrada en cada instante por un sistema eléctrico es la suma de la potencia absorbida por las cargas más las pérdidas del sistema. Aún cuando éste es un fenómeno aleatorio sigue un comportamiento que puede predeterminarse aceptablemente conforme las actividades humanas y estudios estadísticos.

La curva que representa la variación de la potencia real suministrada por un sistema eléctrico en función del tiempo durante un periodo de 24 horas se muestra a continuación (véase Figura 1.5).

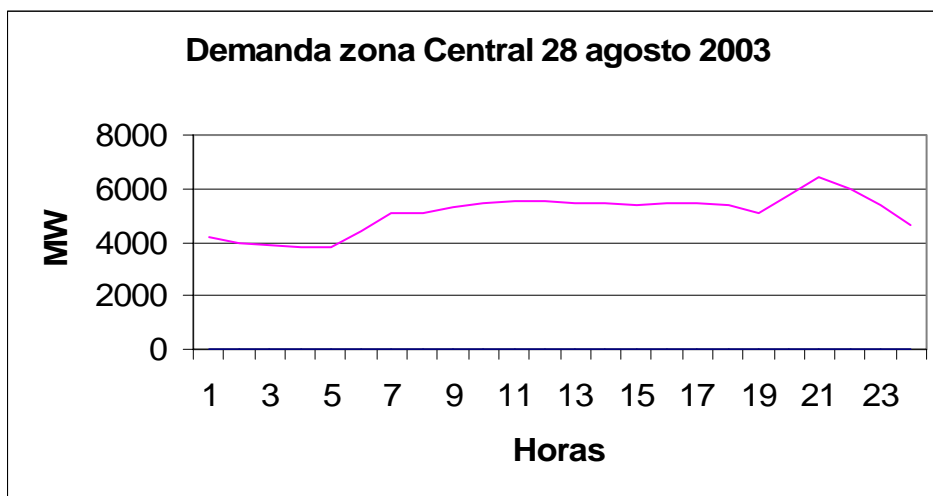


Figura 1.5 Curva de demanda de potencia eléctrica.

El área bajo la curva representa la energía eléctrica consumida durante ese periodo de tiempo. La ordenada máxima de la curva determina la capacidad de generación efectiva que se debe disponer para satisfacer la demanda. Un margen de reserva se debe disponer en todo caso en la capacidad de generación ante posibles eventualidades y con el fin de permitir una operación confiable del sistema eléctrico en su totalidad.

1.3.3 Sistemas de transmisión y de distribución.

El sistema de transmisión y distribución permite el flujo de la energía eléctrica producida por las centrales generadoras hacia las cargas a través de líneas eléctricas y subestaciones de diversas características (véase Figura 1.6). La transmisión y distribución trifásica es la más empleada en las líneas eléctricas. La frecuencia empleada es actualmente 60 Hz en América y 50 Hz en Europa, Australia y partes de Asia.

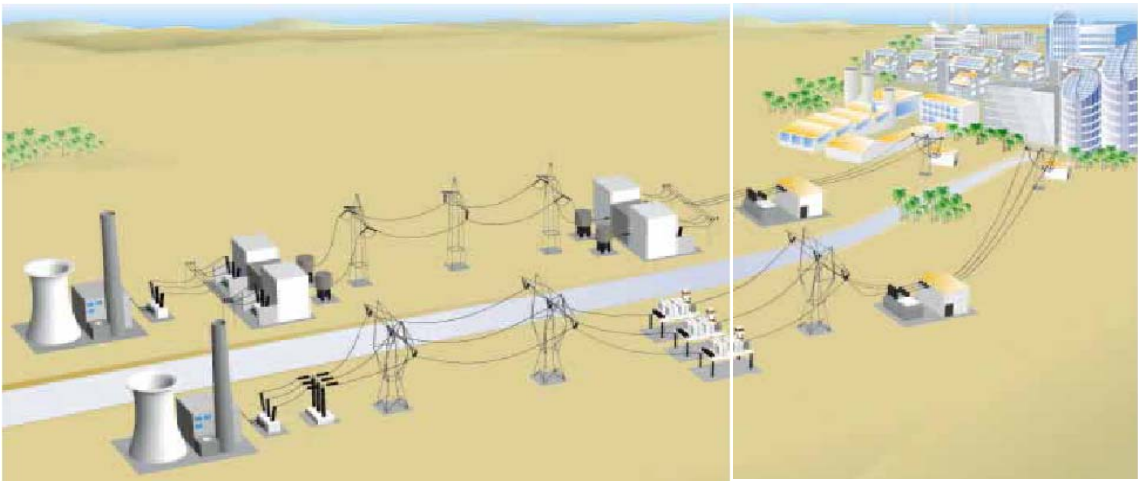


Figura 1.6 Sistema eléctrico de potencia.

La figura 1.7 muestra el diagrama unifilar simplificado de la red de alta tensión de un sistema eléctrico de potencia indicando las plantas generadoras y las cargas conectadas a la red. Estas cargas están constituidas por las subestaciones del sistema de distribución, el cual alimenta a los distintos consumidores servidos por el sistema en diferentes niveles de tensión.

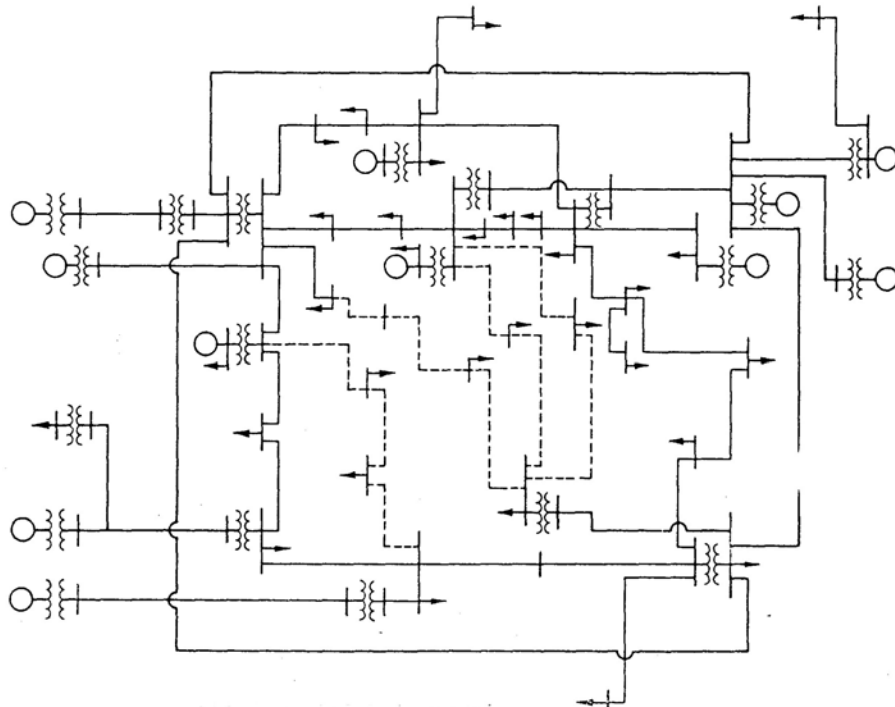


Figura 1.7 Diagrama unifilar de la red de un sistema eléctrico.

Las subestaciones constituyen los puntos nodales de un sistema eléctrico ya que permiten la interconexión de todos los elementos o subsistemas del sistema eléctrico global que en México es el *Sistema Eléctrico Nacional* (SEN).

La elevación y reducción de la tensión así como la interconexión de los distintos elementos del sistema se realizan en las subestaciones que constituyen los nodos de la red y cuyas ramas están constituidas por las líneas de transmisión o distribución que se encargan de transportar la energía eléctrica.

De acuerdo a su función las subestaciones se clasifican en [29]:

- *Variadoras de tensión.* Elevan y disminuyen la tensión en diversos puntos del sistema.
- *Interconexión o de maniobra.* Unen nodos en todos los niveles de tensión.
- *Mixtas.* Mezcla de los dos tipos anteriores.

Los sistemas de distribución pueden adoptar diversas disposiciones de manera que los aparatos y dispositivos que utilizan la energía eléctrica funcionen correctamente. La distribución de energía eléctrica se puede realizar tanto con líneas aéreas o líneas subterráneas.

Con las subestaciones alimentando a los sistemas de transmisión y distribución los esquemas de interconexión dependen en gran parte de las capacidades relativas de las plantas generadoras, transformadores y circuitos de transmisión. El caso más simple es obtenido cuando cada generador, transformador y circuito de transmisión son de la misma capacidad y pueden ser tratados como un solo elemento. Desafortunadamente esto es raro debido a que el número de unidades generadoras generalmente no coincide con los circuitos de salida de la subestación en la central generadora y las capacidades difieren.

1.4 Esquemas empleados en sistemas de transmisión.

Aplicado a la línea de transmisión, los esquemas fundamentales empleados en la transmisión se describen a continuación [10]. Se asume un circuito de transmisión de 160 km con dos subestaciones intermedias a 53 km cada una (véase Figura 1.8).

El primer esquema (*a*) es *completamente seccionado (fully-sectionalized o red)*, dando flexibilidad y confiabilidad. Cualquier sección del circuito de transmisión puede ser sacada por mantenimiento sin la pérdida de capacidad de generación. Además, con la excepción de la parte de transmisión fuera de servicio por mantenimiento, una falla en cualquier sección del circuito puede ser librada sin pérdida importante de carga. El segundo esquema (*b*) es *lazo cerrado (looped-in o malla)*, donde menos alimentadores son requeridos que en el esquema anterior. También se pueden sacar de servicio ciertos tramos sin reducir potencia de salida. Sin embargo, ante una segunda salida de un tramo parte de la capacidad de generación se pierde. La operación de los relevadores es un poco más complicada que en (*a*). El último esquema (*c*) de *barras (bussed o radial)*, es una extensión de las barras entre subestaciones. El esquema es considerablemente más barato que (*a*) y un poco más que (*b*) pero es justificado solo cuando no resulta de gran importancia la línea.

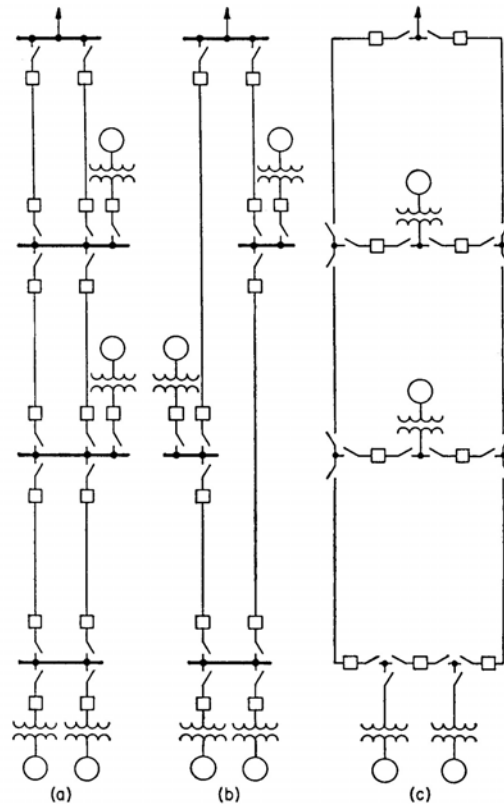


Figura 1.8 Esquemas fundamentales de transmisión.

Un balance apropiado debe mantenerse entre la confiabilidad de los esquemas usados y el diseño de la línea en sí misma. Muchas de las salidas de líneas causadas por descargas atmosféricas así como una simplificación y reducción de costo de equipos o esquemas complejos son permisibles si se pone énfasis en la construcción del circuito con un enfoque en la prevención de las fallas ante descargas y sobretensiones. El aislamiento y configuración de la línea son importantes ya que afectan directamente en el óptimo desempeño de la línea.

1.5 El sistema eléctrico nacional (SEN).

Desde 1960, cuando la capacidad instalada de generación de energía eléctrica en México era de 3021 MW y la demanda se abastecía por sistemas eléctricos independientes entre sí, el SEN ha venido evolucionando aceleradamente de acuerdo con un proceso de planeación cuyo fin es mejorar las condiciones de suministro del servicio público de energía eléctrica.

Algunos aspectos relevantes de la evolución del SEN son: la utilización de mayores tensiones de transmisión (230 y 400 kV), la unificación de frecuencia a 60 Hz, la interconexión de los sistemas regionales, el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, el aprovechamiento del carbón, de las energías geotérmica, nuclear y, de manera incipiente, la eólica, además de incorporar el uso de tarifas con diferencia horaria como instrumento para administrar la demanda de electricidad. Para 2001, el SEN tenía una capacidad de generación de 42,410 MW y 670,902 km de líneas de transmisión en niveles de tensión de 2.4 a 400 kV (Incluye redes de subtransmisión y distribución en media tensión).

1.5.1 Estructura del SEN.

El SEN actualmente se divide en nueve áreas de control: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Peninsular, Oriental, Central, Baja California y Baja California Sur (véase Figura 1.9). Con excepción de las áreas de Baja California, Baja California Sur y Noroeste, todas las demás áreas operan interconectadas y forman el *Sistema Interconectado* (SI) con el fin de compartir recursos eléctricos y obtener una operación más económica y confiable del sistema eléctrico en su conjunto.

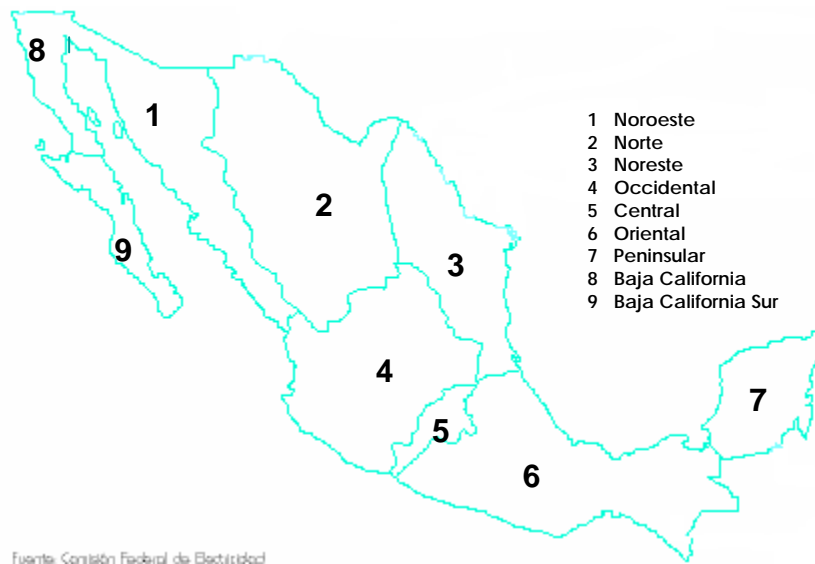


Figura 1.9 División por áreas de control del SEN.

Por razones de estabilidad el área Noroeste opera en forma independiente, aunque presenta enlaces con las áreas Norte y Occidental. Las dos áreas de la península de Baja California permanecen como sistemas independientes debido a que no se ha justificado su interconexión con el resto de la red nacional por razones técnicas y económicas. Sin embargo, el sistema eléctrico de Baja California opera interconectado con la red eléctrica de la región occidental de Estados Unidos por medio de dos líneas de transmisión de 230 kV. Esto permite a CFE llevar a cabo transacciones internacionales de capacidad y energía con varias compañías eléctricas de ese país, además de recibir y proporcionar apoyo en situaciones de urgencia.

La operación de la red de transmisión y el despacho de carga se dirige y supervisa mediante ocho centros regionales de control coordinados por el *Centro Nacional de Control de Energía* (CENACE) ubicado en la Ciudad de México.

Las nueve áreas del SEN corresponden a las áreas de control de los centros regionales, con excepción de las dos áreas de la península de Baja California cuya operación es responsabilidad de uno solo de los centros localizado en Mexicali, B.C. Los otros centros regionales de áreas de control se encuentran en las ciudades de: Hermosillo, Sonora; Gómez Palacio, Durango; Monterrey, Nuevo León; Guadalajara, Jalisco; México, D.F.; Puebla, Puebla; y Mérida, Yucatán.

Con la interconexión de las áreas del SEN se han logrado los siguientes beneficios:

- Reducir el requerimiento de capacidad instalada, ya que se aprovecha la diversidad de las demandas y se comparten las reservas de capacidad.
- Reducir los costos de producción para todo el conjunto, al posibilitar el intercambio de energía entre regiones.
- Incrementar la confiabilidad del suministro en situaciones de emergencia.

1.5.2 Objetivos del sistema de transmisión y distribución del SEN.

El sistema de transmisión y distribución esta integrado por diferentes redes eléctricas con objetivos funcionales bien definidos [28]:

- a) La red de transmisión troncal es formada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia a muy alta tensión (230 y 400 kV) que movilizan grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Esta red es alimentada por las centrales generadoras y abastece la red de subtransmisión así como las instalaciones en 230 kV de algunos usuarios industriales. En 2001 se contaba con 36,339 km de líneas de transmisión en 230 y 400 kV.
- b) Las redes de subtransmisión tienen una cobertura regional y utilizan altas tensiones de transmisión (69 a 161 kV). Suministran la energía a las redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión. Hacia el 2001 se cuenta con 41,312 km de líneas de transmisión de 69 a 161 kV.
- c) Las redes de distribución en media tensión (2.4 a 60 kV) distribuyen la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y abastecen las redes de distribución en baja tensión e instalaciones de usuarios conectadas en media tensión de distribución. La longitud de líneas de distribución en media tensión en el 2001 es de 563,413 km; se incluyen 10,817 km de líneas subterráneas.
- d) Las redes de distribución en baja tensión (220 o 240 volts entre líneas) alimentan las cargas de los usuarios de consumos pequeños como las casas habitación.

En porcentajes se observa que 5.4% corresponden a líneas de 230 y 400 kV, 6.2% a líneas de 69 a 161 kV y el restante 88.4% a líneas con tensiones de 2.4 a 60 kV.

En subestaciones se presenta una capacidad instalada de 170,985 MVA de los cuales 113,556 MVA corresponden a subestaciones de transmisión y 33,078 MVA a subestaciones de distribución de CFE. 24,351 MVA corresponden a subestaciones de LFC.

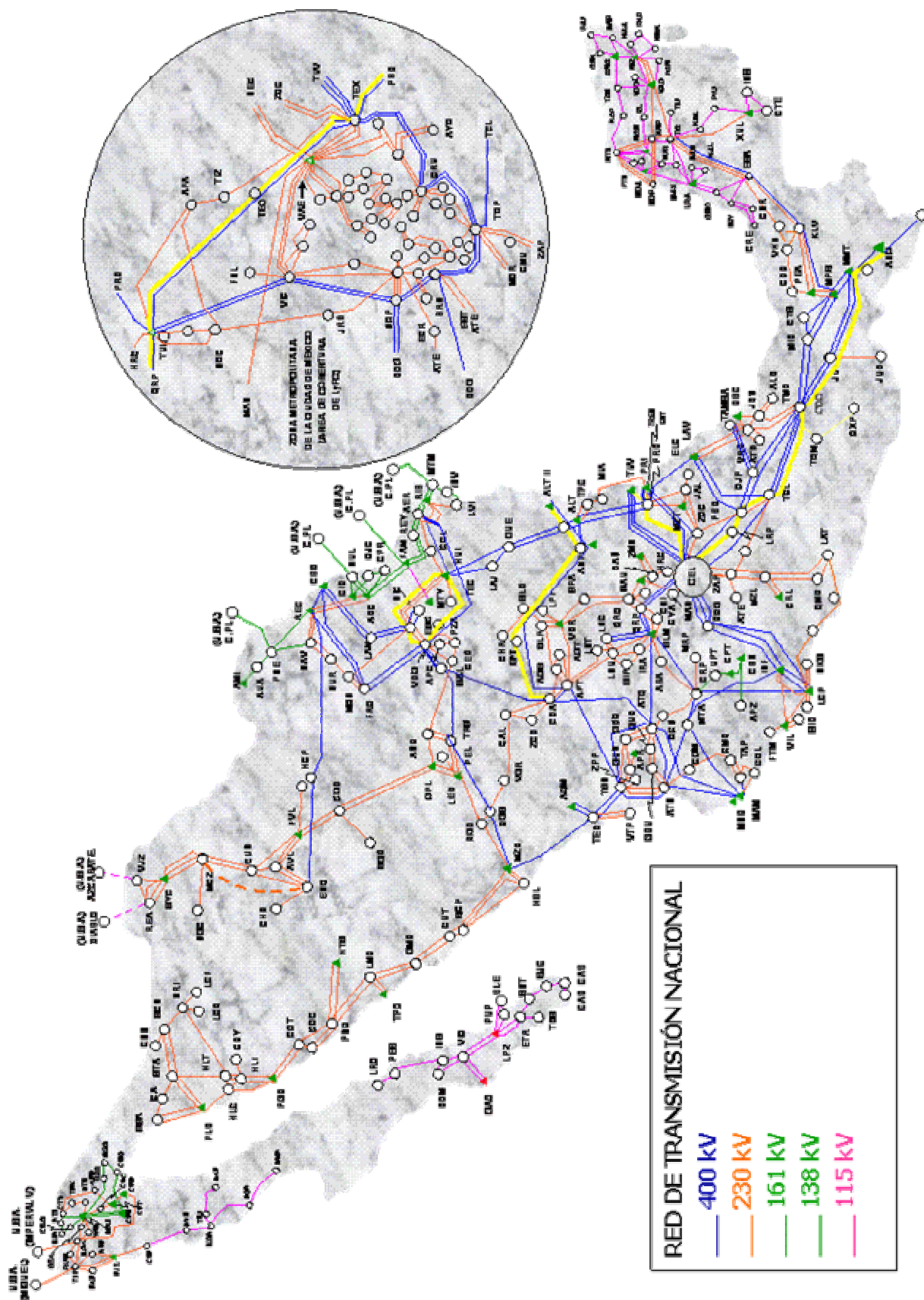


Figura 1.10 Red de transmisión nacional.

1.5.3 Capacidad de transmisión del SEN.

La capacidad de transmisión se define como:

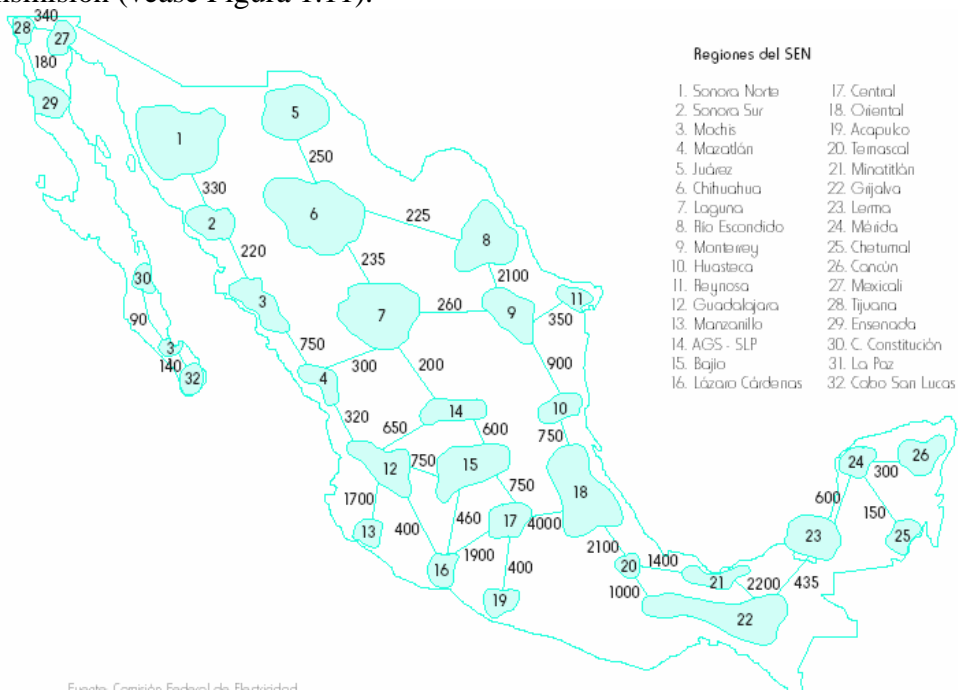
Es la potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión, tomando en consideración las restricciones técnicas de operación [28].

La red de transmisión se ha desarrollado tomando en cuenta tanto la magnitud y dispersión geográfica de las cargas como la localización de las centrales generadoras. En ciertas áreas del país los núcleos de generación y consumo de electricidad están alejados entre sí, motivo por el cual la interconexión entre ellas se ha hecho de manera gradual a medida que los proyectos se han ido justificando técnica y económicamente.

Debido a la estructura longitudinal y poco mallada, así como a la extensa cobertura de la red, la capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones del sistema depende considerablemente de las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible. En términos generales, la potencia máxima que se puede transmitir por un enlace depende de los siguientes factores:

- Límite térmico de los conductores.
- Límite de voltaje aceptable en los extremos del enlace.
- Margen de seguridad que permita preservar la integridad y estabilidad del sistema ante una desconexión imprevista de una unidad generadora o de una línea de transmisión.

En el caso de la red nacional, los factores b) y c) son los que restringen con mayor frecuencia la potencia máxima de transmisión entre los enlaces. Con fines ilustrativos, el SEN se divide en 32 regiones de consumo, tomando en cuenta las posibles limitaciones de capacidad de la red de transmisión (véase Figura 1.11).



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Figura 1.11 Capacidad de transmisión entre regiones [MW], 2001.

La figura 1.11 muestra la capacidad máxima de transmisión de los enlaces entre regiones [28]. Cada enlace puede constar de una o más líneas de transmisión. Los niveles de tensión empleados así como el flujo y capacidad de transmisión total se muestran en la Tabla 1.1.

Sistema Eléctrico Nacional												
Capacidad de transmisión de los enlaces entre regiones en condiciones normales de operación [MW]												
Enlace		Tensión [kV]	2000		2001		2002		2003		2004	
Región	Región		Flujo	CT	Flujo	CT	Flujo	CT	Flujo	CT	Flujo	CT
nora Norte	Sonora Sur	230	270	330	135	330	143	330	30	330	75	330
nora Norte	Juárez	400*							250	380	210	380
onora Sur	Mochis	400*, 230	190	220	220	220	220	220	70	500	145	500
Mazatlán	Mochis	400*, 230	340	350	500	750	530	750	560	750	666	750
Mazatlán	Laguna	400*, 230	140	300	140	300	140	300	100	300	115	300
Mazatlán	Guadalajara	400	300	320	300	320	300	320	600	680	650	680
hihuahua	Juárez	230	230	230	250	250	335	380	360	424	372	500
Laguna	Chihuahua	230	90	235	160	350	128	350	119	350	135	350
Laguna	Monterrey	400, 230	181	260	158	260	214	260	148	260	137	350
Laguna	Aguascalientes – SLP ¹	230							75	200	106	200
Escondido	Chihuahua	400	206	225	220	225	216	225	200	225	289	350
Escondido	Monterrey	400, 230	1135	2100	1531	2100	1950	2100	1900	2100	1500	2100
Monterrey	Reynosa	400*, 230	270	350	332	350	314	1600	255	1600	1532	2600
Monterrey	Huasteca	400	900	900	680	900	800	900	800	900	800	900
Monterrey	Aguascalientes – SLP	400					500	568	550	568	1080	1355
Huasteca	Oriental	400	750	750	420	750	600	750	650	750	734	750
Sanzanillo	Guadalajara	400, 230	1040	1700	1317	1700	1062	1700	1041	1700	1319	1700
Guadalajara	Aguascalientes – SLP	400	600	650	451	650	500	650	406	650	392	650
Guadalajara	Bajío	400, 230	380	750	576	750	248	750	241	750	678	750
Bajío	Aguascalientes – SLP	230	115	600	327	600	168	600	236	600	550	600
ro Cárdenas	Bajío	400	450	460	385	460	350	460	353	460	219	460
ro Cárdenas	Guadalajara	400	370	400	358	400	107	400	146	400	288	400
Bajío	Central	400, 230	450	1000	475	1000	554	1000	297	1000	343	1000
ro Cárdenas	Central	400	1500	1500	1750	1900	1823	1900	1410	1900	1289	1900
Oriental	Central	400, 230	3216	3600	3534	5100	4080	5100	5065	5600	5396	5600
Acapulco	Central	230	131	240	145	240	166	240	205	240	227	240
iental 100	Central	400, 230	2000	2100	1730	2100	1642	2500	1429	3700	1533	3700
Grijalva	Lerma	400*, 230	168	250	120	435	128	435	154	435	252	435
emascal	Grijalva	400	956	1000	632	1000	970	1000	1300	2000	1666	2400
inatitlán	Grijalva	400	2008	2200	1995	2200	1976	2200	1788	2200	2019	2200
emascal	Minatitlán	400	1150	1400	763	1400	1400	1400	1010	1400	1369	1400
Lerma	Mérida	400*, 230, 115	20	150	70	500	95	500	170	500	220	500
Mérida	Cancún	230, 115	40	100	60	300	90	300	105	300	120	300
Mérida	Chetumal	230, 115	79	150	83	150	86	150	90	150	94	150
Mexicali	Tijuana	230	240	250	240	250	75	250	145	250	100	250
Tijuana	Ensenada	230	150	300	135	300	140	300	162	300	170	300
onstitución	La Paz	115	45	60	47	60	47	60	47	60	43	60
La Paz	Cabo San Lucas	115	60	200	73	200	80	200	88	200	92	200
ro Cárdenas	Acapulco	400*			145	200	180	200	180	200	180	200
Huasteca	Aguascalientes – SLP	400					600	1100	1240	1500	1300	1500
Huasteca	Bajío	400									490	1500

Capacidad de Transmisión.

degradación del perfil de voltaje, bajo la primera contingencia no es posible sostener un flujo en condiciones de demanda máxima. A partir de se opera normalmente cuando entra el refuerzo Mazatlán – Tepic y el enlace Saltillo – Cañada.

Líneas de Transmisión aisladas para 400 kV, que operan inicialmente a 230 kV.

Tabla 1.1

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.1 Introducción.

El diseño eléctrico de una línea de transmisión implica el conocer y obtener sus parámetros eléctricos asociados tanto a las características físicas de la disposición de conductores como a las propiedades de los mismos. Con el fin de definir la representación eléctrica que dará lugar a la conformación de la línea los tres parámetros principales a considerar son: la resistencia efectiva; la reactancia inductiva y la reactancia capacitiva.

Es importante señalar dos parámetros adicionales a considerar en el diseño los cuales son la ampacidad o capacidad de transmisión de corriente y el efecto corona que se relacionan directamente a las características del conductor e impactan directamente en el diseño de la línea respecto a las pérdidas que se generan.

2.2 Resistencia.

La resistencia es un parámetro eléctrico por unidad de longitud de una línea que varía conforme las dimensiones del conductor empleado y el material del cual es fabricado principalmente, aún cuando la temperatura y frecuencia son factores a considerar también.

Los conductores por medio de los cuales la energía es transportada en las líneas de transmisión presentan pérdidas asociadas a la resistencia al paso de corriente eléctrica y la consecuente generación de calor en los mismos. Estas pérdidas conocidas como pérdidas por efecto Joule se calculan con la expresión:

$$P_J = I^2 \cdot R_e \quad (2.1)$$

Donde: I es la corriente es eficaz [A].

R_e es la resistencia es efectiva [Ω].

La resistencia ohmica ante el paso de corriente directa de un conductor asociada a sus características físicas se puede conocer mediante la expresión:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{A} \quad (2.2)$$

Donde: ρ es la resistividad del conductor a determinada temperatura [Ωm].

l es la longitud del conductor [m].

A es la sección transversal del conductor [m^2].

En el caso de que el conductor empleado consista de hilos trenzados implica un aumento en el valor obtenido con la expresión anterior debido a que la longitud aumenta y consecuentemente para conductores de 3 hilos se incrementa un 1% la resistencia y para conductores concéntricamente centrados aumenta 2%. Las líneas de transmisión aéreas requieren de aplicar las correcciones anteriores al estar conformadas de conductores de varias capas y materiales.

La temperatura sigue un comportamiento lineal a la resistividad y como resultado la resistencia también aumenta al aumentar la temperatura acorde a lo siguiente:

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad (2.3)$$

Donde: R_2 es la resistencia a la temperatura t_2 [°C].

R_1 es la resistencia a la temperatura t_1 [°C].

T es el coeficiente de temperatura para un material en particular [°C] y representa el valor de temperatura al cual la resistencia en el conductor es nula acorde a un patrón lineal.

Algunos coeficientes de temperatura se muestran a continuación (Tabla 2.1).

Coeficiente de temperatura, T	
Material	Coeficiente de temperatura, °C
Plata	243.0
Cobre recocido	234.5
Cobre duro estirado en frío	241.5
Aluminio	228.1
Acero	208.5

Tabla 2.1

Con la ecuación anterior se puede obtener la resistencia de determinado material a cierta temperatura conociendo una temperatura y resistencia dada del mismo material distinta de cero.

Aunado al incremento de temperatura como causa de aumento en la resistencia en un conductor, la frecuencia es otro factor que produce una pérdida por resistencia mayor en el conductor. El fenómeno que se presenta al hacer circular una corriente alterna -como comúnmente ocurre en los sistemas de transmisión y distribución- en lugar de una corriente directa por un conductor ocasiona que el flujo magnético a través del mismo sea también alterno y heterogéneo. Al inducirse *fem's* en los hilos que componen al conductor, las diferencias de potencial en los hilos o filamentos deben ser iguales al estar conectados en paralelo y como consecuencia las corrientes presentadas son heterogéneas en la sección transversal del conductor ocasionando una densidad de corriente mayor en la superficie que en el centro.

El fenómeno anteriormente descrito es conocido como *efecto Kelvin, piel* o *efecto superficial*. Como consecuencia al efecto Kelvin la resistencia para corriente alterna es mayor que para corriente directa y esta se conoce como *resistencia efectiva*.

La resistencia efectiva se define como:

El cociente de las pérdidas de energía de un conductor en un segundo P , entre el cuadrado de la corriente eficaz i del conductor [36].

$$R_e = \frac{P}{i^2} \quad [\Omega] \quad (2.4)$$

Existe un factor de corrección al efecto Kelvin (k) para conocer la resistencia efectiva en corriente alterna de un conductor. De tal forma conociendo la resistencia de corriente directa en un conductor (R) se puede conocer la resistencia efectiva en corriente alterna por medio de:

$$R_e = k \cdot R \quad (2.5)$$

El factor de corrección k conocido como coeficiente de efecto superficial se relaciona con una variable x . Dicha relación se obtiene por medio de:

$$x = 0.05013 \sqrt{\frac{f \cdot \mu}{R}} \quad (2.6)$$

Donde: R es la resistencia del conductor en corriente directa por kilómetro [Ω / km].

f es la frecuencia [Hz].

μ es la permeabilidad relativa del material (si es no magnético se tiene $\mu=1$).

Coeficiente de efecto superficial			
x	k	x	k
0.0	1.00000	1.3	1.01470
0.1	1.00000	1.4	1.01969
0.2	1.00002	2.5	1.17538
0.3	1.00004	2.6	1.20056
0.4	1.00013	2.7	1.22753
1.0	1.00519	2.8	1.25620
1.1	1.00758	2.9	1.28644
1.2	1.01071		

Tabla 2.2

2.3 Ampacidad (capacidad de transmisión de corriente).

En líneas de transmisión aéreas, la ampacidad es determinada por la resistencia efectiva del conductor y el calor disipado en su superficie. Las pérdidas por efecto Joule del conductor (calor) se producen en la superficie principalmente en forma de convección y de radiación acorde a la siguiente expresión:

$$I^2 \cdot R_e = S (w_c + w_r) \quad (2.7)$$

Donde: S es el área superficial del conductor [m^2].

w_c pérdidas por convección [W / m^2].

w_r pérdidas por radiación [W / m^2].

De la ecuación anterior se puede despejar la corriente que nos indica la ampacidad del conductor.

$$I = \sqrt{\frac{S(w_c + w_r)}{R_e}} \quad [\text{A}] \quad (2.8)$$

A su vez existen ecuaciones que calculan la disipación por convección y radiación que se encuentran en función de características del medio que rodea al conductor como por ejemplo: presión atmosférica; velocidad del aire; diámetro de conductor; temperatura del aire; temperatura del conductor; etc. No obstante existen tablas que proporcionan los datos de ampacidad de diversos tipos de conductores junto con los principales como resistencias, dimensiones y reactancias (véase Apéndice 2).

2.4 Inductancia L y reactancia inductiva X_L .

Al conectar una carga al final de una línea circula corriente en los conductores que producen un campo magnético (véase Figura 2.1).

Si la corriente es alterna el campo magnético generado también lo será y consecuentemente una *fem* se induce en los conductores de la línea oponiéndose a la *fem* aplicada al principio de la línea cuyo valor será:

$$e = -L \frac{di}{dt} \quad (2.9)$$

L es una constante llamada *coeficiente de autoinducción* o *inductancia* que depende de las dimensiones y naturaleza de los conductores, así como de la separación entre ellos. La inductancia tiene gran importancia en la determinación de las caídas de tensión en líneas.

La inductancia de un circuito puede definirse como la primera derivada del flujo Φ asociado a un circuito respecto a la corriente i que circula por el mismo circuito.

$$L = \frac{d\Phi}{di} \quad (2.10)$$

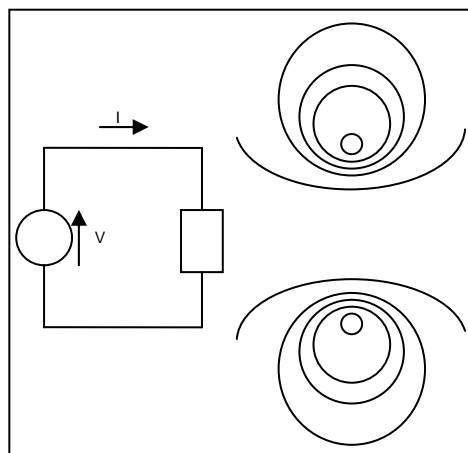


Figura 2.1 Flujo magnético en un circuito eléctrico.

A continuación se presentan las formas de obtener las inductancias y reactancias inductivas de conductores ante diversas disposiciones tanto en circuitos monofásicos como trifásicos.

<i>Circuito monofásico de dos hilos.</i>	
L	X_L
$L = \left[\frac{\mu}{2} + 2Ln\left(\frac{d}{r}\right) \right] \cdot 10^{-7} \quad \text{[H/m] x conductor}$	$X_L = wL \quad \text{[}\Omega\text{/km] x conductor}$ $X_L = 2\Pi fL \quad \text{[}\Omega\text{/km] x conductor}$
$L = \left[\frac{\mu}{2} + 4.605Log_{10}\left(\frac{d}{r}\right) \right] \cdot 10^{-4} \quad \text{[H/km] x conductor}$	$X_L = 2\Pi f \left[\frac{\mu}{2} + 4.605Log_{10}\left(\frac{d}{r}\right) \right] \cdot 10^{-4}$
<p>μ es la permeabilidad relativa del material (para materiales no magnéticos como cobre y aluminio $\mu = 1$). r es el radio del conductor [cm]. d es la distancia entre conductores [cm]. f es la frecuencia [Hz].</p>	

Cuadro 2.1

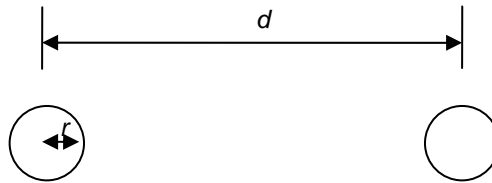


Figura 2.2 Circuito monofásico de dos hilos.

<i>Circuito trifásico con un conductor por fase</i>	
L	
Si : $d_{ab} = d_{bc} = d_{ac} = d$	
$L = \left[\frac{\mu}{2} + 2Ln\left(\frac{d}{r}\right) \right] \cdot 10^{-7} \quad \text{[H/m] x fase}$	
$L = \left[0.5\mu + 4.605Log_{10}\left(\frac{d}{r}\right) \right] \cdot 10^{-4} \quad \text{[H/km] x fase}$	
X_L	
Si : $d_{ab} = d_{bc} = d_{ac} = d$	
$X_p = X_{aa} = X_{bb} = X_{cc} = w \left[\frac{\mu}{2} + 2Ln\left(\frac{1}{r}\right) \right] \cdot 10^{-7} \quad \text{[}\Omega\text{/m] reactancia propia de cada fase}$	
$X_m = X_{ab} = X_{ac} = X_{bc} = w \cdot Ln\left(\frac{1}{d}\right) \cdot 10^{-7} \quad \text{[}\Omega\text{/m] reactancia mutua entre fases}$	
$X_L = (X_p - X_m) = wL = 2\Pi f \cdot \left[0.5\mu + 4.605Log_{10}\left(\frac{d}{r}\right) \right] \cdot 10^{-4} \quad \text{[}\Omega\text{/km] x fase}$	

Cuadro 2.2

En el caso de que $d_{ab} \neq d_{bc} \neq d_{ac}$ es común *transponer* los conductores entre si para igualar la reactancia inductiva y la inductancia de los tres hilos de una línea de transmisión trifásica a lo largo de su longitud. Con la transposición se evitan complicaciones al calcular las impedancias de la línea para cada conductor (véase Figura 2.3).



Figura 2.3 Transposición de conductores de una línea eléctrica.

De la transposición mostrada en la figura 2.3 se obtiene una distancia equivalente entre conductores conocida como *distancia media geométrica* (DMG):

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab} \cdot d_{bc} \cdot d_{ac}} \tag{2.11}$$

<i>Circuito trifásico con un conductor por fase</i>	
L	
Si : $d_{ab} \neq d_{bc} \neq d_{ac}$	
$L = \left[\frac{\mu}{2} + 2Ln \left(\frac{DMG}{r} \right) \right] \cdot 10^{-7}$	[H/m] x fase
$L = \left[0.5\mu + 4.605 \text{Log}_{10} \left(\frac{DMG}{r} \right) \right] \cdot 10^{-4}$	[H/km] x fase
X_L	
Si : $d_{ab} \neq d_{bc} \neq d_{ac}$	
$X_L = wL = 2\pi f \cdot \left[0.5\mu + 4.605 \text{Log}_{10} \left(\frac{DMG}{r} \right) \right] \cdot 10^{-4}$	[Ω/km] x fase

Cuadro 2.3

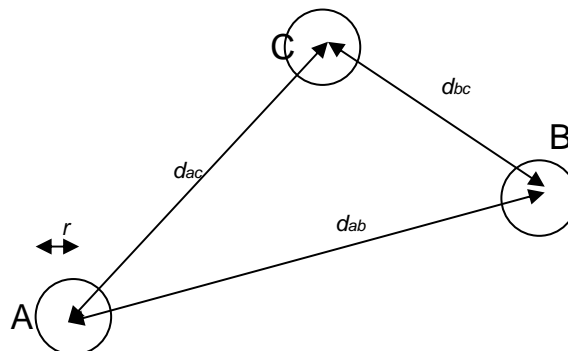


Figura 2.4 Circuito trifásico de un conductor por fase.

También pueden ser obtenidas la inductancia y la reactancia inductiva en función del *radio medio geométrico (RMG)* de los conductores del circuito trifásico. En este caso se tiene que el $RMG = 0.779 r$, en un conductor cilíndrico no magnético, siendo r el radio exterior del conductor.

Una definición del *RMG* es:

El RMG es el radio exterior de un conductor tubular de espesor infinitesimal por el cual el flujo es externo al conductor y que para la misma corriente produce el mismo flujo total que el conductor real al que sustituye [36].

RMG de diversos conductores en función de su radio exterior r		
Material		<i>RMG</i>
Alambre cilíndrico		$0.779 r$
Cable de un solo material	7 hilos	$0.726 r$
	19 hilos	$0.758 r$
	37 hilos	$0.768 r$
	61 hilos	$0.772 r$
	91 hilos	$0.774 r$
ACSR	127 hilos	$0.776 r$
	30 hilos (2 capas)	$0.826 r$
	26 hilos (2 capas)	$0.809 r$
	45 hilos (3 capas)	$0.810 r$

Tabla 2.3

<i>Circuito trifásico con un conductor por fase</i>	
L	
Si : $dab \neq dbc \neq dac$	
$L = 2Ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right) \cdot 10^{-7}$	[H/m] x fase
$L = 4.605 \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{DMG}{RMG}\right) \cdot 10^{-4}$	[H/km] x fase
X_L	
Si : $dab \neq dbc \neq dac$	
$X_L = 0.00289 f \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{DMG}{RMG}\right)$	[Ω/km] x fase

Cuadro 2.4

Existe la opción de implementar varios conductores por fase en el circuito ya sea monofásico o trifásico. En este caso, el empleo de las distancias medias geométricas y los radios medios geométricos es de gran ayuda para sintetizar los cálculos.

<i>Circuito monofásico de n filamentos para cada hilo</i>	
L	X_L
$L_A = 2n \cdot Ln \left(\frac{DMG_{AB}}{RMG_A} \right) \cdot 10^{-7}$ <p>[H/m] x filamento de hilo A</p>	$X_{LA} = X_{LAT} \cdot n = 2\pi f \cdot \left[2n \cdot Ln \left(\frac{DMG_{AB}}{RMG_A} \right) \cdot 10^{-7} \right]$ <p>[Ω/m] x filamento de hilo A</p>
$L_{AT} = 2Ln \left(\frac{DMG_{AB}}{RMG_A} \right) \cdot 10^{-7}$ <p>[H/m] total del hilo A</p>	$X_{LAT} = 0.00289 f \cdot \text{Log}_{10} \left(\frac{DMG_{AB}}{RMG_A} \right)$ <p>[Ω/km] total del hilo A</p>

Cuadro 2.5

En este caso se tiene que: DMG_{AB} es la distancia media geométrica entre los n filamentos del conductor A y los n filamentos del conductor B; mientras que, RMG_A es el radio medio geométrico del conjunto de filamentos del hilo A cuya forma de calcular se obtendrá posteriormente.

Las expresiones anteriores puede aplicarse también a circuitos trifásicos con n conductores por fase, siempre que la magnitud de corriente sea la misma para todos los conductores y que se encuentren colocados en disposición simétrica (equidistantes unos de otros), o bien, se hayan hecho las transposiciones necesarias.

A continuación se muestran casos de líneas trifásicas de un solo circuito y con 2, 3, y 4 conductores por fase respectivamente (véanse Figuras 2.5, 2.6 y 2.7) [36].

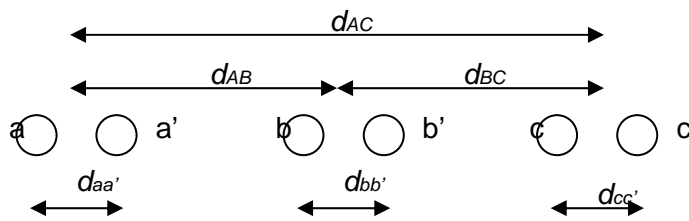


Figura 2.5 Circuito trifásico de dos conductores por fase.

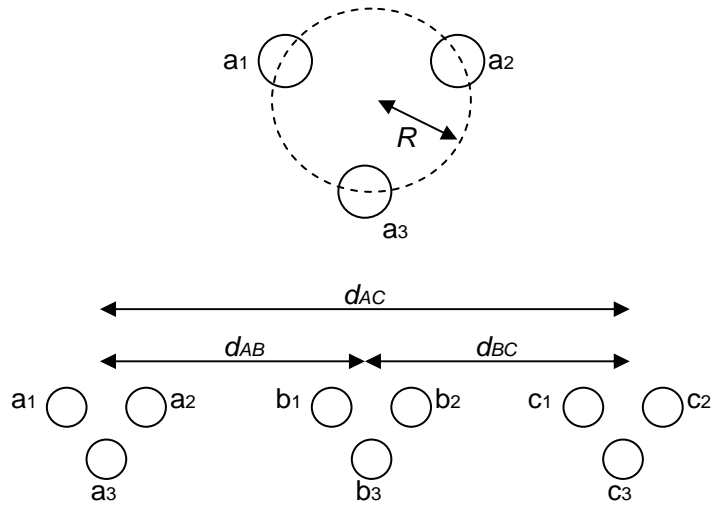


Figura 2.6 Circuito trifásico de tres conductores por fase.

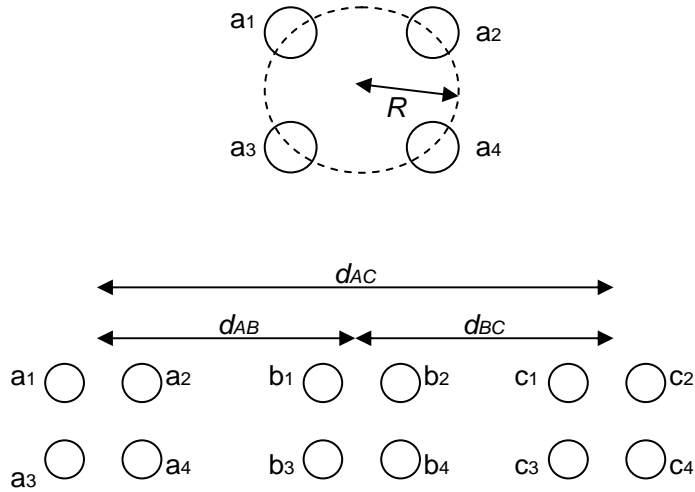


Figura 2.7 Circuito trifásico de cuatro conductores por fase.

Para n conductores por fase que están dispuestos simétricamente sobre un círculo de radio R se tiene que el RMG es:

$$RMG = \sqrt[n]{n \cdot r_1 \cdot R^{n-1}} \tag{2.12}$$

La distancia media geométrica puede asumirse siempre de la misma forma considerando los centros de las circunferencias que agrupan al conjunto de conductores por fase como referencia.

<i>Distancias y radios medios geométricos para circuitos trifásicos de múltiples conductores por fase</i>	
<i>DMG_{ABC}</i>	<i>RMG</i>
Para 2 conductores por fase: $daa' = dbb' = dcc' = 2R.$ $DMG_{AB} = d_{AB}$ $DMG_{AC} = d_{AC}$ $DMG_{BC} = d_{BC}$ $DMG_{ABC} = \sqrt[3]{DMG_{AB} DMG_{AC} DMG_{BC}}$	Para 2 conductores por fase: $daa' = dbb' = dcc' = 2R.$ $RMG = RMG_A = RMG_B = RMG_C = \sqrt{2R \cdot r_1}$
Para 3 conductores por fase: $da1a2 = da1a3 = da2a3$ $DMG_{AB} = d_{AB}$ $DMG_{AC} = d_{AC}$ $DMG_{BC} = d_{BC}$ $DMG_{ABC} = \sqrt[3]{DMG_{AB} DMG_{AC} DMG_{BC}}$	Para 3 conductores por fase: $da1a2 = da1a3 = da2a3$ $RMG = RMG_A = RMG_B = RMG_C = \sqrt[3]{r_1 \cdot d_{a1a2}^2}$ $RMG = \sqrt[3]{3 \cdot r_1 \cdot R^2}$
Para 4 conductores por fase: $DMG_{AB} = d_{AB}$ $DMG_{AC} = d_{AC}$ $DMG_{BC} = d_{BC}$ $DMG_{ABC} = \sqrt[3]{DMG_{AB} DMG_{AC} DMG_{BC}}$	Para 4 conductores por fase: $RMG = RMG_A = RMG_B = RMG_C = \sqrt[4]{4 \cdot R^3 \cdot r_1}$
r_1 es el radio medio geométrico de cada conductor [cm]. R es el radio del círculo en el cual se encuentran agrupados los conductores por fase [cm].	

Cuadro 2.6

Las inductancias y reactancias inductivas para circuitos trifásicos de múltiples conductores por fase se pueden obtener mediante las siguientes expresiones.

<i>Circuitos trifásicos de múltiples conductores por fase</i>	
<i>L</i>	<i>X_L</i>
$L = 2 \cdot Ln \left(\frac{DMG_{ABC}}{RMG} \right) \cdot 10^{-7} \text{ [H/m] x fase}$	$X_L = 0.00289 f \cdot Log_{10} \left(\frac{DMG_{ABC}}{RMG} \right) \text{ [\Omega/km] x fase}$

Cuadro 2.7

En el caso de una línea trifásica con 2 circuitos por fase.

<i>Línea trifásica con dos circuitos por fase</i>	
L	X_L
$L = 2 \cdot \text{Ln} \left(\frac{DMG_{ABC}}{RMG} \right) \cdot 10^{-7}$ [H/m] x fase	$X_L = 0.00289 f \cdot \text{Log}_{10} \left(\frac{DMG_{ABC}}{RMG} \right)$ [Ω/km] x fase
Donde: $RMG_A = \sqrt{r_1 \cdot d_{aa'}}$; de similar forma para B y C. $RMG = \sqrt[3]{RMG_A RMG_B RMG_C}$ $DMG_{AB} = \sqrt[4]{d_{ab} \cdot d_{ab'} \cdot d_{a'b} \cdot d_{a'b'}}$; de similar forma para AC y BC. $DMG_{ABC} = \sqrt[3]{DMG_{AB} DMG_{AC} DMG_{BC}}$	

Cuadro 2.8

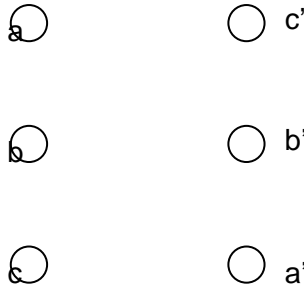


Figura 2.8 Línea de transmisión de dos circuitos.

2.5 Capacitancia C y reactancia capacitiva X_C .

Al aplicar una diferencia de potencial entre los extremos de dos conductores separados por un dieléctrico estos conductores adquieren una carga eléctrica q proporcional a la tensión aplicada V y a una constante de proporcionalidad C llamada *capacitancia* que depende de la naturaleza del dieléctrico, las dimensiones de los conductores y su separación.

$$q = C V \tag{2.13}$$

Cuando el voltaje aplicado es alterno los conductores cambian de polaridad dos veces por ciclo y circula una corriente alterna. En líneas de transmisión de longitudes cortas y de tensiones relativamente bajas la corriente capacitiva es despreciable generalmente comparada con la corriente de los conductores debida a la carga alimentada por la línea. Sin embargo, en líneas y cables de alta tensión y gran longitud la corriente capacitiva debe tomarse en cuenta.

<i>Circuito monofásico de dos conductores paralelos</i>	
C	X_C
<p>La capacitancia entre conductores:</p> $C_{AB} = \frac{q}{V_{AB}} = \frac{k}{36 \times 10^9 \text{ Ln}\left(\frac{d}{r}\right)} \quad [\text{F/m}]$ <p>La capacitancia al neutro es:</p> $C_n = \frac{k}{18 \times 10^9 \text{ Ln}\left(\frac{d}{r}\right)} \quad [\text{F/m}] \times \text{conductor}$ $C_n = \frac{0.02412 \cdot k}{\text{Log}_{10}\left(\frac{d}{r}\right)} \quad [\mu\text{F/km}] \times \text{conductor}$	<p>La reactancia capacitiva al neutro:</p> $X_C = \frac{1}{2\pi f C_n} \quad [\text{M}\Omega \text{ km}] \times \text{conductor}$ $X_C = \frac{6.596}{f \cdot k} \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{d}{r}\right) \quad [\text{M}\Omega \text{ km}] \times \text{conductor}$
<p>k es la constante dieléctrica ó coeficiente dieléctrico (en el caso del aire se tiene que: $k = 1$). d es la distancia entre conductores [cm]. r es el radio de los conductores [cm]. f es la frecuencia [Hz].</p>	

Cuadro 2.9

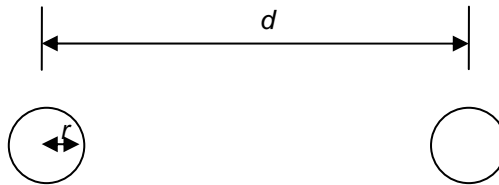


Figura 2.9 Circuito monofásico de dos hilos.

<i>Circuito trifásico de un conductor por fase</i>	
C	X_C
<p>Si : $d_{ab} = d_{bc} = d_{ac} = d$</p> $C_n = \frac{0.02412 \cdot k}{\text{Log}_{10}\left(\frac{d}{r}\right)} \quad [\mu\text{F/km}] \times \text{fase}$ <p>Si : $d_{ab} \neq d_{bc} \neq d_{ac}$</p> $d = \text{DMG} = \sqrt[3]{d_{ab} \cdot d_{ac} \cdot d_{bc}}$ $C_n = \frac{0.02412 \cdot k}{\text{Log}_{10}\left(\frac{\text{DMG}}{r}\right)} \quad [\mu\text{F/km}] \times \text{fase}$	<p>Si : $d_{ab} = d_{bc} = d_{ac} = d$</p> $X_C = \frac{6.596}{f \cdot k} \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{d}{r}\right) \quad [\text{M}\Omega \text{ km}] \times \text{fase}$ <p>Si : $d_{ab} \neq d_{bc} \neq d_{ac}$</p> $d = \text{DMG} = \sqrt[3]{d_{ab} \cdot d_{ac} \cdot d_{bc}}$ $X_C = \frac{6.596}{f \cdot k} \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{\text{DMG}}{r}\right) \quad [\text{M}\Omega \text{ km}] \times \text{fase}$

Cuadro 2.10

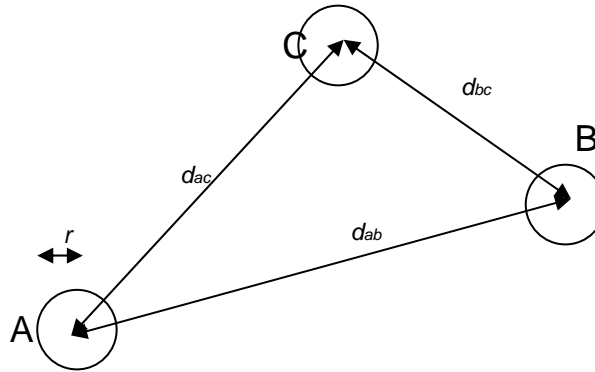


Figura 2.10 Circuito trifásico de un conductor por fase.

Al existir varios circuitos trifásicos paralelos o circuitos con varios conductores por fase se sustituyen los valores de d y r por sus respectivos DMG y RMG como en el caso de la inductancia y reactancia inductiva pero con la siguiente diferencia: al calcular el RMG de un grupo de conductores se utiliza el radio exterior de cada conductor y no el radio medio geométrico de cada conductor ya que la carga eléctrica se encuentra en la superficie de estos.

<i>Circuito trifásico con n conductores por fase o varios circuitos</i>	
C	X_C
<p>Si : $d_{ab} \neq d_{bc} \neq d_{ac}$</p> $d = DMG = \sqrt[3]{d_{ab} \cdot d_{ac} \cdot d_{bc}}$ $RMG_C = \sqrt[n]{n \cdot r_{ext} \cdot R^{n-1}}$ $C_n = \frac{0.02412 \cdot k}{\text{Log}_{10}\left(\frac{DMG}{RMG_C}\right)} \quad [\mu\text{F/km}] \times \text{fase}$	<p>Si : $d_{ab} \neq d_{bc} \neq d_{ac}$</p> $d = DMG = \sqrt[3]{d_{ab} \cdot d_{ac} \cdot d_{bc}}$ $RMG_C = \sqrt[n]{n \cdot r_{ext} \cdot R^{n-1}}$ $X_C = \frac{6.596}{f \cdot k} \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{DMG}{RMG_C}\right) \quad [\text{M}\Omega \text{ km}] \times \text{fase}$

Cuadro 2.11

Los cálculos anteriores consideran solamente la capacitancia entre conductores sin tomar en cuenta la capacitancia entre conductores y tierra. Para líneas de transmisión del orden de 220 kV o menos es suficientemente correcto considerar solo la capacitancia entre conductores, donde las distancias entre conductores son mucho menores que entre conductores y tierra. Sin embargo, en líneas de tensiones mayores las distancias entre conductores y tierra son del mismo orden por lo que se debe considerar el efecto de la tierra en la capacitancia y reactancia capacitiva de la línea.

En el cálculo de la magnitud del efecto de la tierra sobre la capacitancia de la línea se procede de la siguiente forma. Sea un circuito eléctrico aéreo sobre una superficie de terreno plana, el efecto de la tierra en la capacitancia y reactancia capacitiva del circuito se considera concentrado en forma de conductores imaginarios del mismo tamaño y forma que los conductores reales pero situados exactamente debajo de estos y a una distancia de ellos igual a dos veces su distancia a la superficie del suelo.

Los conductores imaginarios en este caso se encuentran por debajo del plano de la tierra a una distancia igual a la de los conductores reales con respecto al mismo plano. Debido a esto, para los cálculos de capacitancias, puede remplazarse la tierra por conductores ficticios situados debajo del plano de tierra a distancias iguales a las de los conductores reales con respecto al mismo plano. Los conductores ficticios definidos se llaman en este caso *imágenes*.

Circuito monofásico de un solo hilo	
C	X _C
$C_n = \frac{0.02412}{\text{Log}_{10}\left(\frac{2h}{r}\right)} \text{ [\mu F/km] x conductor}$	$X_C = \frac{6.596}{f} \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{2h}{r}\right) \text{ [M}\Omega \text{ km] x conductor}$

Cuadro 2.12

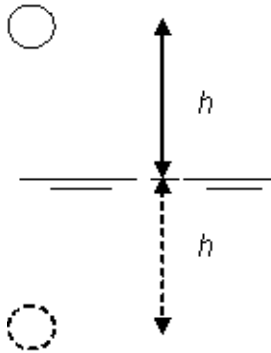


Figura 2.11 Imagen de un circuito monofásico de un solo hilo.

Circuito monofásico de dos hilos	
C	X _C
$C_n = \frac{0.02412}{\text{Log}_{10}\left(\frac{d}{r} \cdot \frac{2h}{\sqrt{4h^2 + d^2}}\right)} \text{ [\mu F/km] x conductor}$	$X_C = \frac{6.596}{f} \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{d}{r} \cdot \frac{2h}{\sqrt{4h^2 + d^2}}\right) \text{ [M}\Omega \text{ km] x conductor}$
La altura del conductor debe ser corregida debido a la <i>catenaria</i> que se presenta mediante la siguiente expresión: $h = h_s - 0.70 \cdot F$ Donde: <i>h_s</i> = altura del conductor en el punto de soporte [m]. <i>F</i> = flecha del conductor [m].	

Cuadro 2.13

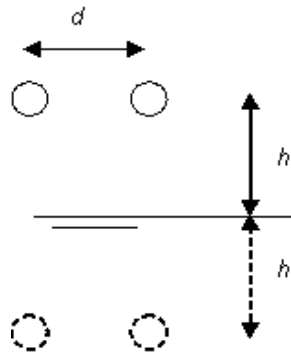


Figura 2.12 Imagen de un circuito monofásico de dos hilos.

<i>Circuito trifásico de n conductores por fase</i>	
C	X_C
$C_n = \frac{0.02412 \cdot k}{\text{Log}_{10} \left(\frac{DMG}{RMG_c} \cdot \frac{2HMG}{\sqrt{4(HMG)^2 + DMG^2}} \right)}$ <p>[μF/km] x fase</p>	$X_C = \frac{6.596}{f \cdot k} \cdot \text{Log}_{10} \left(\frac{DMG}{RMG_c} \cdot \frac{2HMG}{\sqrt{4(HMG)^2 + DMG^2}} \right)$ <p>[MΩ km] x fase</p>
<p>DMG es la distancia media geométrica de los tres conductores [m].</p> <p>$HMG = \sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3}$ es la altura media geométrica de los tres conductores [m].</p> <p>RMG_c es el radio medio geométrico del conjunto de conductores por fase [m].</p>	

Cuadro 2.14

2.6 Efecto corona.

El efecto corona consiste en la ionización del aire que rodea un conductor de una línea de transmisión causada por la ruptura de la rigidez dieléctrica del aire que envuelve al conductor cuando excede la línea el gradiente de potencial un valor conocido como gradiente disruptivo. Al ionizarse el aire entorno al conductor se presentan diversos fenómenos como: crepitación; luminosidad y radiointerferencia en el rango de 5 a 10 MHz. En el caso de la luminosidad se observa un halo azul entorno al conductor en la oscuridad. La radiointerferencia se atenúa lo suficiente a una distancia de 50 metros de la fuente evitando que afecte a equipo electrónico y eléctrico cercano.

El efecto corona se presenta con gradientes de potencial arriba de 30 kV/cm (valor de cresta o pico) y al nivel del mar. Se presenta tanto en corriente alterna como corriente directa. Otros factores que afectan al valor en el cual se inicia el efecto corona son la presión atmosférica y la temperatura, al igual que las características en que se encuentre la superficie del conductor. Un factor de superficie m es asignado para corregir la disminución del gradiente disruptivo tomando en cuenta las condiciones en que se encuentre el conductor. La forma general del conductor se corrige con m_f y el estado de la superficie del conductor se corrige con m_s . El factor m es resultado del producto de los dos factores anteriores.

$$m = m_f \cdot m_s \tag{2.14}$$

Coefficiente de forma m_f	Característica	Coefficiente de superficie m_s	Característica
1	Sección perfectamente circular	0.9	Cables limpios o envejecidos
0.85	Cable con 6 hilos en capa exterior	0.8	Cables nuevos
0.9	Cable con 12 a 30 hilos en capa exterior	0.7	Cables sucios o engrasados
		0.5-0.3	Cables cubiertos de gotas de agua

Tabla 2.4

Para asegurarse de que no se presente el efecto corona en una línea se establece que un valor conocido como *coeficiente de seguridad* (C_s) debe mantenerse mayor a 1 siendo obtenido de la siguiente forma [29]:

$$C_s = \frac{V_0}{V_n} > 1 \quad (2.15)$$

Donde: V_0 es el voltaje crítico disruptivo [kV].

V_n es el voltaje al neutro nominal [kV].

Para una línea aérea monofásica de dos hilos:

$$V_0 = 69.078 \cdot m \cdot \delta^{2/3} (1 - 0.07r) \cdot \text{Log}_{10} \left(\frac{d}{r} \right) \quad [\text{kV}] \quad (2.16)$$

Donde: r es el radio del conductor [cm].

m es el factor de superficie.

$\delta = \frac{3.92b}{273 + t}$ es el factor de densidad del aire.

d es la distancia entre conductores [cm].

b es la presión barométrica [cm de Hg].

t es la temperatura ambiente [°C].

En el caso de una línea trifásica de un conductor por fase se sustituye en la ecuación anterior d por la DMG entre los tres conductores y r por el RMG del conductor de fase.

Para una línea trifásica con varios conductores por fase se tiene que:

$$V_0 = 69.078 \cdot m \cdot \delta^{2/3} (1 - 0.07r) \left[1 - \frac{(n-1)r}{R} \right] \cdot n \cdot r \cdot \text{Log}_{10} \left(\frac{DMG}{RMG_c} \cdot \frac{2HMG}{\sqrt{4 \cdot HMG^2 + DMG^2}} \right) \quad (2.17)$$

Donde: r es el radio de cada conductor [cm].

R es el radio del círculo sobre el cual están colocados simétricamente los conductores [cm].

n es el número de conductores por fase.

Las pérdidas por efecto corona se calculan aproximadamente por medio de la siguiente expresión:

$$p = \frac{20.96 \times 10^{-6} \cdot f \cdot V_n^2 \cdot F}{\left(\text{Log}_{10} \frac{DMG}{r}\right)^2} \quad [\text{kW/km}] \text{ x fase} \quad (2.18)$$

Donde: f es frecuencia [Hz].

V_n es el voltaje al neutro nominal [kV].

DMG es la distancia media geométrica entre conductores [cm].

r es el radio del conductor [cm].

$$F = \alpha (V_n / V_0)$$

V_n/V_0	F	V_n/V_0	F
0.6	0.011	1.2	0.085
0.7	0.014	1.3	0.150
0.8	0.018	1.5	0.950
0.9	0.025	2.0	7.000
1.0	0.036	10.0	28.000
1.1	0.053		

Tabla 2.5

La formula anterior calcula las pérdidas por corona en caso de buen tiempo, en caso de lluvia el valor obtenido con la ecuación anterior aumenta aproximadamente 10 veces.

2.7 Tablas de reactancias inductivas y capacitivas.

Como se menciona anteriormente los parámetros de los conductores eléctricos empleados en las líneas de transmisión se encuentran especificados en tablas de tal forma que se facilita su obtención para diseños preestablecidos bajo ciertas condiciones de: temperatura, frecuencia, DMG , RMG , etc.

En el caso de las reactancias su valor es obtenido al sumar dos factores que son obtenidos de las ecuaciones previas de este capítulo.

La reactancia inductiva para un circuito trifásico es:

$$X_L = 0.00289 f \cdot \text{Log}_{10} \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \quad [\Omega/\text{km}] \text{ x fase} \quad (2.19)$$

Expresando en dos factores la ecuación anterior:

$$X_L = 0.00289 f \cdot \text{Log}_{10} \left(\frac{1}{RMG} \right) + 0.00289 f \cdot \text{Log}_{10} \left(\frac{DMG}{1} \right) \quad [\Omega/\text{km}] \text{ x fase} \quad (2.20)$$

Al considerar la reactancia inductiva formada por dos sumandos donde uno es función del radio medio geométrico del conductor (X_a) y el otro es función de la distancia media geométrica entre conductores (X_d), podemos obtener la reactancia inductiva total de la línea como la suma de dichos factores.

$$X_a = 0.00289f \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{1}{RMG}\right) \quad (2.21)$$

$$X_d = 0.00289f \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{DMG}{1}\right) \quad (2.22)$$

$$X_L = X_a + X_d \quad [\Omega/\text{km}] \text{ x fase} \quad (3.23)$$

Normalmente las tablas que contienen estos valores se encuentran en millas en vez de kilómetros.

La reactancia capacitiva para un circuito trifásico es:

$$X_C = \frac{6.596}{f} \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{DMG}{RMG_C}\right) \quad [\text{M}\Omega \text{ km}] \text{ x fase} \quad (2.24)$$

Que puede expresarse como:

$$X_C = \frac{6.596}{f} \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{DMG}{1}\right) + \frac{6.596}{f} \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{1}{RMG_C}\right) \quad [\text{M}\Omega \text{ km}] \text{ x fase} \quad (2.25)$$

Siendo en este caso:

$$X_{d'} = \frac{6.596}{f} \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{DMG}{1}\right) \quad (2.26)$$

$$X_{a'} = \frac{6.596}{f} \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{1}{RMG_C}\right) \quad (2.27)$$

Por lo que:

$$X_C = X_{a'} + X_{d'} \quad [\text{M}\Omega \text{ km}] \text{ x fase} \quad (2.28)$$

Normalmente las tablas que contienen estos valores se encuentran en millas en vez de kilómetros, así como para diversas frecuencias (véase Apéndice 2).

CARACTERÍSTICAS Y CLASIFICACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.1 Introducción.

Independientemente de las grandes diferencias en potencias, tensiones y longitudes. Las líneas de transmisión poseen similares propiedades eléctricas dentro de las cuales las principales son: resistencia R , reactancia capacitiva X_C y reactancia inductiva X_L . Estas impedancias se encuentran uniformemente distribuidas a lo largo de la línea normalmente. Consecuentemente la línea puede ser representada por una serie de secciones idénticas y elementos r , x_c y x_L para cada sección (véase Figura 3.1). Es importante mencionar que existe también como parámetro la resistencia de aislamiento en la línea paralelamente a la reactancia capacitiva pero en el caso de líneas aéreas se considera infinita.

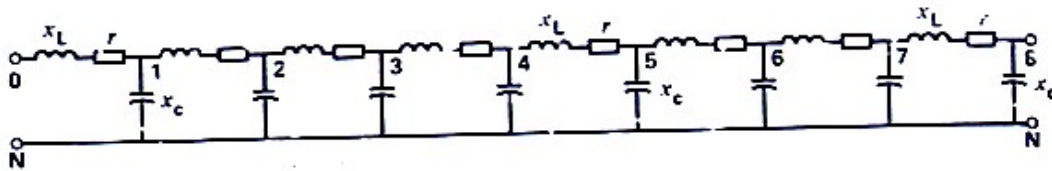


Figura 3.1 Circuito eléctrico de una línea de transmisión.

La simplificación del circuito anterior puede obtenerse por medio de los equivalentes de cada parámetro de la línea totales que implican una buena aproximación para cualquier línea de potencia de 50 o 60 Hz (parámetros concentrados). Siempre y cuando la línea trifásica esta equilibrada simétricamente, esta puede representarse por medio de un circuito equivalente monofásico referido al neutro, ya sea real o ficticio, del sistema.

La clasificación de las líneas eléctricas puede resumirse principalmente en tres tipos de representaciones eléctricas de diferentes características acorde a los parámetros eléctricos presentes en ellas y previamente descritos. De tal forma, las líneas pueden dividirse en cortas, medias y largas [36]. Es importante mencionar que dicha clasificación presenta una subdivisión respecto a las líneas medias que se pueden representar como circuito Π o T. La longitud de la línea y su tensión nominal entre fases son la base para determinar el tipo de línea que es aunque las características particulares de cada línea deben ser consideradas también para determinar la representación de la línea más conveniente.

3.2 Líneas cortas.

Su longitud puede llegar hasta los 60 km o con tensiones no mayores de 40 kV. Los efectos de la capacitancia pueden despreciarse en este caso. En el caso de equilibrio en la línea respecto a la carga y la fuente se observa que las magnitudes de las cantidades eléctricas de la línea son iguales para cada fase A, B y C con un defasamiento de $\pm 120^\circ$ entre ellas. La representación de la línea corta de una de las fases respecto al neutro (véase Figura 3.2) es:

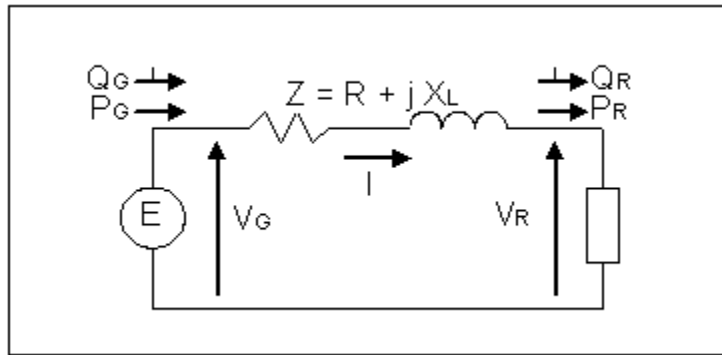


Figura 3.2 Circuito de una línea corta.

Las pérdidas en la línea corta comprenden tanto reales como reactivas siendo:

$$P_J = P_G - P_R = R_e \cdot I^2 \quad [\text{W}] \quad \text{pérdidas reales ó por efecto Joule} \quad (3.1)$$

$$q = Q_G - Q_R = X_L \cdot I^2 \quad [\text{VAR}] \quad \text{pérdidas reactivas inductivas} \quad (3.2)$$

En el caso de la eficiencia η de una línea eléctrica se consideran las pérdidas reales de la línea P_J respecto a la potencia real generada P_G .

$$\% \eta = \left[1 - \frac{P_J}{P_G} \right] \cdot 100 = \frac{P_R}{P_G} \cdot 100 \quad [\%] \quad (3.3)$$

La regulación de tensión de una línea eléctrica se define como:

El porcentaje de aumento en el voltaje del extremo receptor cuando se desconecta la carga plena permaneciendo constante la tensión en el extremo generador, y referido el porcentaje al voltaje del extremo receptor a carga plena [36].

$$\%RV = \frac{V_{Ro} - V_R}{V_R} \times 100 \quad [\%] \quad (3.4)$$

Donde: V_{Ro} es el voltaje en vacío del extremo receptor [kV].

V_R es el voltaje a carga plena del extremo receptor [kV].

En el caso de una línea corta el voltaje en vacío del extremo receptor es el voltaje del extremo generador, $V_{Ro} = V_G$, por lo que:

$$\%RV = \frac{V_G - V_R}{V_R} \times 100 \quad [\%] \quad (3.5)$$

Una aproximación en el caso de las líneas cortas es:

$$\%RV \cong \frac{RI \cos(\theta_R) - X_L I \sin(\theta_R)}{V_R} \times 100 \quad [\%] \quad (3.6)$$

Donde: θ_R es el ángulo de desfase entre corriente y tensión en el extremo receptor.

En las líneas de transmisión la regulación de voltaje es vital para mantener el buen funcionamiento de las diversas cargas que alimenta el sistema mientras que otro parámetro que es el ángulo de desfase δ entre las tensiones en los extremos generador y receptor de la línea es de una menor importancia para la carga pero importante para mantener la estabilidad del sistema (véase Figura 3.3).

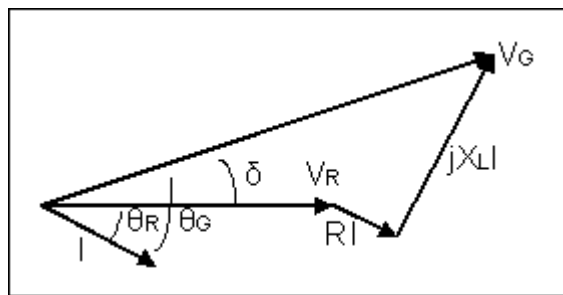


Figura 3.3 Diagrama fasorial de una línea eléctrica.

3.3 Líneas medias.

Su longitud comprende normalmente de 60 a 250 km abarcando tensiones desde 40 kV hasta no mayores de 220 kV. La capacitancia no puede ser despreciada y se considera centrada en uno o dos puntos (parámetros concentrados) representando dos circuitos posibles T y II.

- Circuito II.

La capacitancia esta concentrada en dos partes iguales en cada extremo de la línea.

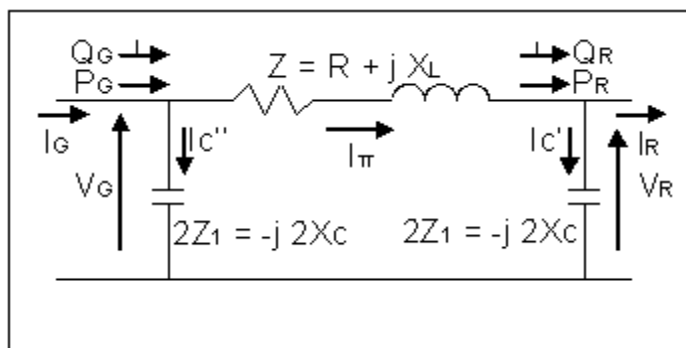


Figura 3.4 Circuito de Pi una línea eléctrica.

Para este caso las pérdidas son:

$$P_J = P_G - P_R = R_e \cdot I_{\Pi}^2 \quad [W] \quad \text{pérdidas reales o por efecto Joule} \quad (3.7)$$

$$q = Q_G - Q_R = X_L I_{\Pi}^2 - 2X_C (I_{C''}^2 + I_{C'}^2) \quad [\text{VAR}] \text{ pérdidas reactivas inductivas} \quad (3.8)$$

La eficiencia η de la línea media se obtiene de forma similar a la eficiencia en una línea corta independientemente de si es circuito Π ó T .

La regulación de voltaje en este caso considerando $I_R = 0$ (sin carga en el extremo receptor) y la corriente por la segunda malla del circuito I_o como:

$$I_o = \frac{V_G}{R + jX_L - j2X_C} \quad (3.9)$$

$$V_{Ro} = -j2X_C \cdot I_o \quad (3.10)$$

Entonces:

$$\%RV = \frac{V_{Ro} - V_R}{V_R} \times 100 \quad [\%] \quad (3.11)$$

- Circuito T.

La capacitancia esta concentrada en el centro de la línea y la impedancia en serie se divide en partes iguales a cada lado de la capacitancia.

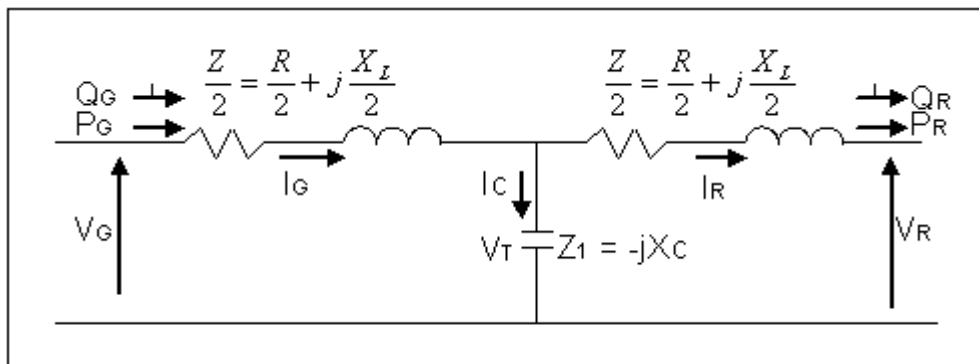


Figura 3.5 Circuito T de una línea eléctrica.

Las pérdidas son:

$$P_J = P_G - P_R = \frac{R_e}{2} (I_R^2 + I_G^2) \quad [\text{W}] \text{ pérdidas reales o por efecto Joule} \quad (3.12)$$

$$q = Q_G - Q_R = \frac{X_L}{2} (I_R^2 + I_G^2) - X_C I_C^2 \quad [\text{VAR}] \text{ pérdidas reactivas inductivas} \quad (3.13)$$

La regulación de voltaje es:

$$I_o = \frac{V_G}{\frac{R}{2} + j\frac{X_L}{2} - jX_C} \tag{3.14}$$

$$V_{Ro} = -jX_C \cdot I_o \tag{3.15}$$

Entonces:

$$\%RV = \frac{V_{Ro} - V_R}{V_R} \times 100 \quad [\%] \tag{3.16}$$

3.4 Líneas largas.

Su longitud es superior a 250 km donde se emplean tensiones mayores a 220 kV. Se requiere considerar constantes distribuidas a lo largo de la línea.

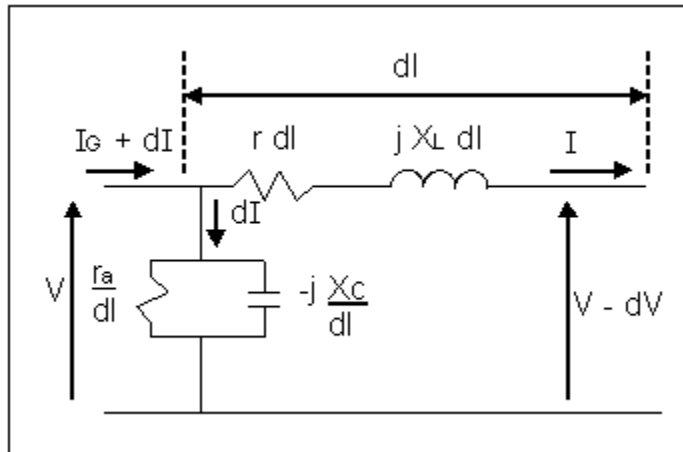


Figura 3.6 Circuito de una línea larga.

Considerando la resistencia de aislamiento r_a infinita y Z_1 como la impedancia en paralelo de la línea por unidad de longitud mientras Z es la impedancia en serie de la línea por unidad de longitud.

Sea:

$$Z_1 = \frac{1}{Y} \quad [\Omega] \tag{3.17}$$

Donde: $Y = \frac{1}{-jX_C}$ es la admitancia $[\Omega^{-1}]$.

Las ecuaciones siguientes dan el valor de voltaje y corriente en un punto de la línea a una distancia l del extremo receptor en función de las constantes de la línea al igual que del voltaje y corriente en el extremo receptor. Para conocer la tensión y corriente en el extremo generador se requiere que l sea igual a la longitud completa de la línea.

$$V = V_R \cdot \cosh\left(l\sqrt{\frac{Z}{Z_1}}\right) + I_R \cdot \sqrt{ZZ_1} \cdot \sinh\left(l\sqrt{\frac{Z}{Z_1}}\right) \quad (3.18)$$

$$I = I_R \cdot \cosh\left(l\sqrt{\frac{Z}{Z_1}}\right) + \frac{V_R}{\sqrt{ZZ_1}} \cdot \sinh\left(l\sqrt{\frac{Z}{Z_1}}\right) \quad (3.19)$$

El factor: $\sqrt{ZZ_1} = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{j\omega C}} = Z_C$ se conoce como *impedancia característica* de la línea. En caso de despreciar la resistencia en serie de la línea ($R = 0$) se reduce a finalmente en:

$$Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad [\Omega] \quad (3.20)$$

El término: $\sqrt{\frac{Z}{Z_1}} = \sqrt{ZY} = \sqrt{(R + j\omega L)(j\omega C)} = \gamma$ se llama *constante de propagación*. Es un número complejo que se representa como:

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad [m^{-1}] \quad (3.21)$$

El primer factor (α) es la *constante de atenuación* y el segundo factor (β) es *constante de fase* los cuales afectan a las magnitudes de corriente y voltaje el primero y la variación del ángulo de fase el segundo a lo largo de la línea.

En el caso de que la carga conectada al final de la línea posea una impedancia resistiva Z_R igual a la impedancia característica Z_C se tendrá una potencia real constante en cualquier punto de la línea ya que la potencia reactiva producida por la capacitancia es igual a la potencia reactiva absorbida por la inductancia. En este caso no existe componente reactiva en la línea, por lo que, $Q_G = Q_R = 0$. Al no existir cambio de la impedancia a lo largo de la línea la reflexión y atenuación de la tensión permanece constante por lo que las pérdidas son mínimas. La constante de propagación en este caso es $\gamma = j\omega\sqrt{LC} = j\beta$ por lo que desaparece el factor de atenuación en la línea (α) y solo queda el de fase (β).

La potencia en el extremo receptor al conectar una carga de impedancia resistiva igual a la impedancia característica de la línea se conoce como *potencia característica o natural* P_C (surge impedance loading, *SIL*).

$$P_C = \frac{V_R^2}{Z_C} \quad [\text{MW}] \quad (3.22)$$

Donde: V_R es la tensión entre fases del extremo receptor que es la misma a lo largo de toda la extensión de la línea [kV].

La *SIL* es una medida de la capacidad de transmisión de la línea incluso en caso de que exista resistencia en la misma. Una relación entre la *SIL*, la tensión de la línea y la impedancia característica se muestra en la siguiente tabla.

Tensión [kV]	Z_C [Ω]	SIL [MW]
<i>Líneas aéreas</i>		
115	375	35
230	367	144
345	300	400
400	250	640
500	285	880
765	280	2090
1200	250	5760

Tabla 3.1

Es importante señalar que conforme aumenta la longitud de la línea la capacidad de transmisión disminuye al igual que la *SIL*. Existen en tal caso formas de incrementar la capacidad de transmisión de la línea mediante el aumento de la tensión, compensación de la línea o modificaciones de la línea para disminuir la impedancia característica.

En el caso de que la carga sea mayor a la potencia característica (la línea transmite mayor potencia a la *SIL*) se presenta que la línea absorbe potencia reactiva y se comporta por lo tanto como inductancia

En el caso que la carga sea menor a la potencia característica (la línea transmite menor potencia que la *SIL*) la línea suministra potencia reactiva y se comporta como capacitor.

En general las líneas aéreas se diseñan para transmitir una carga máxima superior que la potencia característica. Sin embargo, si la línea aérea es muy larga, se observa una caída de tensión rápida al igual que un defasamiento entre tensiones del generador y carga lo cual implica posibles problemas de estabilidad. Por lo anterior, en líneas muy largas, el diseño se hace para que operen alrededor de la potencia característica.

Es de resaltar que cuando una línea es muy larga en longitud existe la posibilidad de un incremento de tensión peligroso para el sistema (efecto Ferranti). Por lo anterior, existe una longitud crítica que una línea larga no debe sobrepasar. La longitud crítica es de aproximadamente 1250 km y por motivos de estabilidad esta longitud se reduce a 1000 km como máximo permisible.

3.5 Regulación de voltaje y capacidad de transmisión de líneas de transmisión.

La regulación de voltaje y la capacidad de transmisión de la línea son de los conceptos más importantes. La tensión debe mantenerse tan constante como sea posible ante diversos valores de carga en el sistema. Ordinariamente, la regulación de voltaje de cero a carga plena no debe exceder el $\pm 5\%$ del voltaje nominal (algunas veces se permite una regulación de $\pm 10\%$).

La capacidad de transmisión o cargabilidad de la línea indica por condiciones de seguridad y operación de la misma la potencia máxima que puede enviarse a través de ella. La impedancia de la línea y su longitud limitan la potencia a transmitir y según las características de ella se pueden conocer cuanta potencia activa puede mandarse así como su comportamiento ante las condiciones de carga que se presenten.

En 1967 el departamento de Planeación de la American Electric Power Service Corporation (AEP) implemento una curva de cargabilidad o capacidad de transmisión que relaciona la potencia máxima a transmitir en la línea relacionada a su *SIL* en p.u. con la longitud de la misma y que ha sido ampliamente utilizada como guía de diseño para líneas de transmisión, apareciendo publicada en numerosos manuales (véase Figura 3.7).

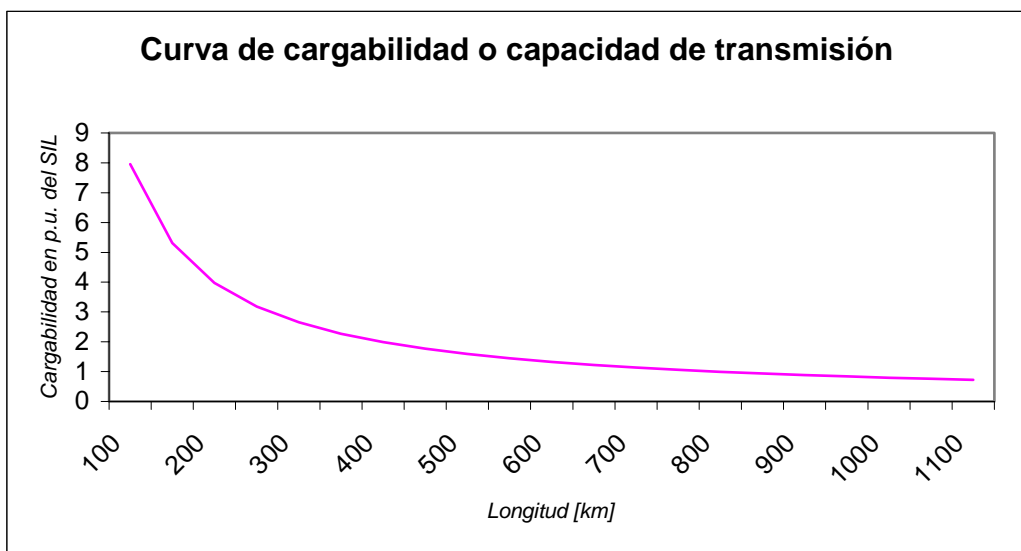


Figura 3.7 Curva de cargabilidad de una línea de transmisión.

Las grandes ciudades y regiones de usuarios de energía eléctrica se encuentran siempre interconectadas por una o más líneas de transmisión. La red generada por la interconexión mejora la estabilidad del sistema y le permite un mejor desempeño en caso de disturbios.

La Figura 3.8 muestra el circuito equivalente de una línea inductiva uniendo dos regiones consumidoras S y R , en este caso se asumen los voltajes de los terminales fijos, tanto E_S como E_R y de la misma magnitud E . Considerando el intercambio de potencia activa entre las regiones se examinan 3 casos distintos:

- E_S y E_R en fase.
- E_S adelantado a E_R en un ángulo de δ .
- E_S atrasado a E_R en un ángulo de δ .

E_S y E_R en fase. En este caso la corriente de línea es cero y no existe potencia transmitida.

E_S adelantado a E_R en un ángulo de δ . La región S supe potencia a la región R y del diagrama fasorial se puede deducir que la potencia transmitida por la línea a la carga es:

Sea: $\bar{E}_R = E_R \angle 0^\circ$ [kV] (vector de referencia)
 $\bar{E}_S = E_S \angle \delta$ [kV]
 $\bar{X} = X \angle \theta$ [Ω]
 $\bar{I} = I \angle \psi$ [A]

Aplicando ley de Kirchoff en la malla:

$$\bar{E}_S - \bar{X}\bar{I} - \bar{E}_R = 0 \tag{3.23}$$

Despejando I :

$$\bar{I} = I \angle \psi = \frac{E_S \angle \delta - E_R \angle 0^\circ}{X \angle \theta} = \frac{E_S}{X} \angle (\delta - \theta) - \frac{E_R}{X} \angle (-\theta) \tag{3.24}$$

Las componentes de corriente y potencia activa en el extremo receptor son:

$$I_R = I \cos \psi = \frac{E_S}{X} \cos(\delta - \theta) - \frac{E_R}{X} \cos \theta \tag{3.25}$$

$$P_R = I_R E_R = \frac{E_S E_R}{X} \cos(\delta - \theta) - \frac{E_R^2}{X} \cos \theta \tag{3.26}$$

Despreciando la componente resistiva de la impedancia de la línea ($\theta=90^\circ$) para la capacidad máxima de transmisión de la línea el segundo término de 3.26 se elimina y consecuentemente:

$$P_R = \frac{E_S E_R}{X} \cos(\delta - 90^\circ) = \frac{E_S E_R}{X} \cdot \text{sen} \delta = \frac{E^2}{X} \cdot \text{sen} \delta \quad [\text{MW}] \tag{3.27}$$

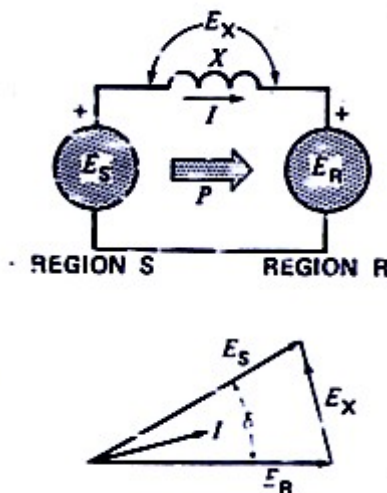


Figura 3.8 Transmisión de potencia entre dos regiones.

La Figura 3.9 muestra la potencia activa transmitida como una función del ángulo de fase entre las dos regiones. Se observa que la potencia se incrementa progresivamente hasta el valor máximo de $\frac{E^2}{X}$ cuando el ángulo $\delta = 90^\circ$. Por lo que se concluye que una línea de transmisión que conecta dos centros de consumo solo puede transmitir hasta cierta potencia máxima como anteriormente se observa en la Figura 3.7. El tratar de transmitir más potencia a través de la línea vuelve inestable la operación del sistema y por lo tanto los interruptores deben operar para separar ambas regiones.

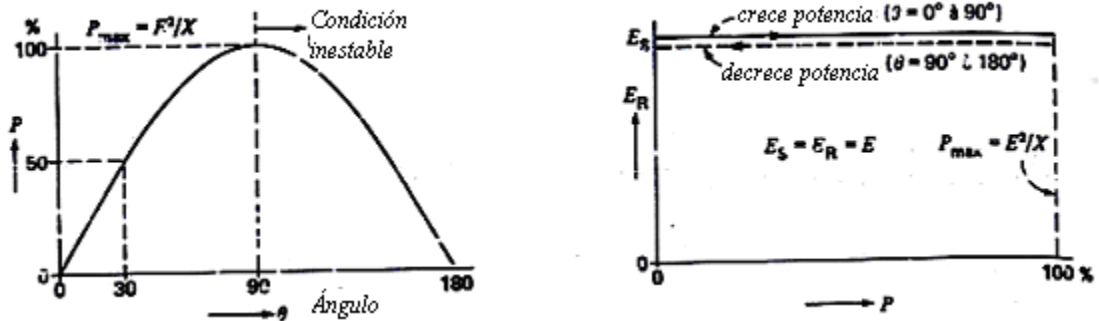


Figura 3.9 Comportamiento de potencia y tensión respecto al ángulo de defasamiento.

La segunda parte de la Figura 3.9 muestra la tensión E_R como función de la potencia activa P donde se observa que la tensión siempre es la misma en ambos extremos para los diversos valores de potencia transmitida hasta el valor máximo posible. Estas condiciones no son siempre las mismas ya que gran parte depende de una correcta compensación de la línea y la carga que se observe en el extremo receptor.

Un concepto relacionado a la capacidad de transmisión de la línea es el *margen de estabilidad* (ME) que es referido a la potencia de operación permisible de la línea $P_{operación}$ en relación a la potencia máxima $P_{máx}$.

$$ME = \frac{P_{máx} - P_{operación}}{P_{máx}} \times 100 \quad [\%] \tag{3.28}$$

Este margen se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del sistema ante una variedad de contingencias que pueden provocar cambios de carga transitorios y de régimen permanente en la línea. Comúnmente un margen de 30 a 35% es empleado por lo que el ángulo de defasamiento entre las tensiones para cumplir dicho margen es:

$$0.35 = 1 - \frac{P_{operación}}{P_{máxima}} \tag{3.29}$$

$$P_{operación} = P_{máx} \sin \delta \tag{3.30}$$

Entonces:

$$\delta = \sin^{-1}(0.65) \cong 40^\circ \quad (3.31)$$

Por lo que un ángulo entre tensiones de 40° o menos es recomendable para cubrir el margen de estabilidad requerido.

E_S atrasado a E_R en un ángulo de δ . En este caso lo único que se modifica es la dirección de flujo de la potencia activa, siendo ahora de R hacia S . Las gráficas son las mismas que en el caso anterior.

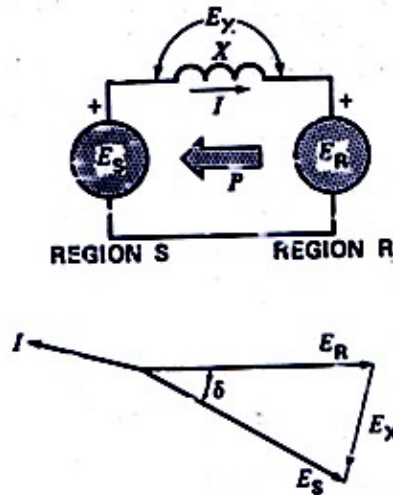


Figura 3.10 Transmisión de potencia entre dos regiones.

Al comparar los casos anteriores observamos que la dirección del flujo de potencia activa no depende de las magnitudes de E_S y E_R que son las mismas sino del ángulo de fase δ entre ellos. En las líneas inductivas la potencia siempre fluye del lado que se encuentra adelantado en voltaje hacia el que está atrasado. No obstante si se desea modificar la dirección de flujo de potencia entre regiones se pueden emplear autotransformadores que modifiquen el ángulo de fase δ entre las tensiones de las regiones conectadas. El autotransformador en este caso debe colocarse en alguno de los extremos de la línea o incluso en medio de la misma.

Las líneas de alta tensión son principalmente inductivas con una reactancia de $0.5 \Omega/\text{km}$, lo cual crea problemas al querer transmitir grandes cantidades de energía a grandes distancias y satisfacer al mismo tiempo los requisitos técnicos y de operación en la línea. La solución a tal contratiempo consiste principalmente en instalar líneas paralelas o de más de un circuito o la compensación de la misma. El empleo de conductores más anchos no solucionaría el problema debido a que en este caso la reactancia y no la resistencia es la que limita la máxima potencia a transmitir.

Es importante el uso de líneas paralelas o de varios circuitos gracias a que adicionalmente de incrementar la capacidad de transmisión, proveen seguridad al sistema en caso de fallas o salidas de partes de la línea. Aún cuando el uso de más de una línea de transmisión es conveniente el costo puede no ser justificable en materiales y derechos de vía.

Por lo anterior, y al no poder incrementar demasiado la tensión de la línea debido a problemas económicos, la reactancia inductiva X_L se puede disminuir al emplear más conductores por fase en configuraciones diversas en paralelo que reducen la reactancia hasta en 40% incrementando la capacidad de transmisión aunque resulta costoso. Otros métodos consisten en el uso de capacitores en serie con la línea que reducen la reactancia inductiva o reactores inductivos en paralelo a la línea.

Al considerar que el desfase δ entre las tensiones de 2 zonas determinadas permite el flujo de potencia activa y reactiva a través de la línea de transmisión se presenta que para ángulos menores a 45° la potencia real es mayor a la reactiva. En el caso de un ángulo de 30° se alcanza la transmisión del 50% de la potencia máxima que puede entregar la línea como indica la Figura 3.12 y se puede asumir como un enlace firme entre regiones o zonas.

En el caso de emplear líneas paralelas para aumentar la capacidad de transmisión de entre zonas como se menciona anteriormente una restricción importante se observa en el ángulo δ de desfase. La Figura 3.12 muestra que la capacidad de transmisión efectivamente se ve incrementada. Sin embargo, en caso de que se opere con un ángulo de 30° para líneas paralelas se observa que cuando una línea se ve desconectada por alguna razón la potencia tendrá que ser llevada completamente por la otra línea y como consecuencia verá sobrepasada su capacidad por lo que se desconectará también muy probablemente.

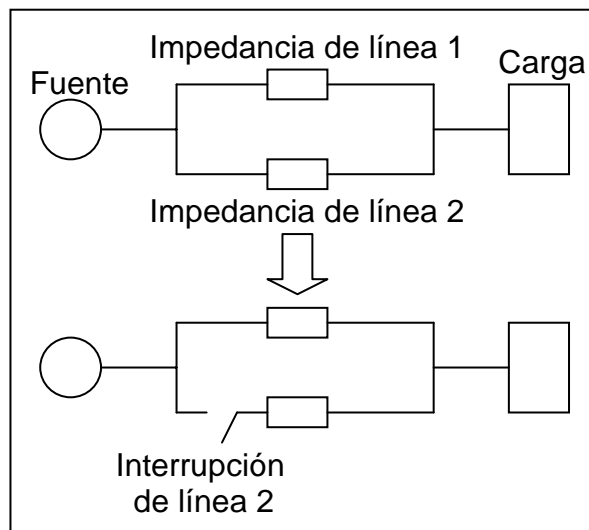


Figura 3.11 Interrupción de una línea de transmisión.

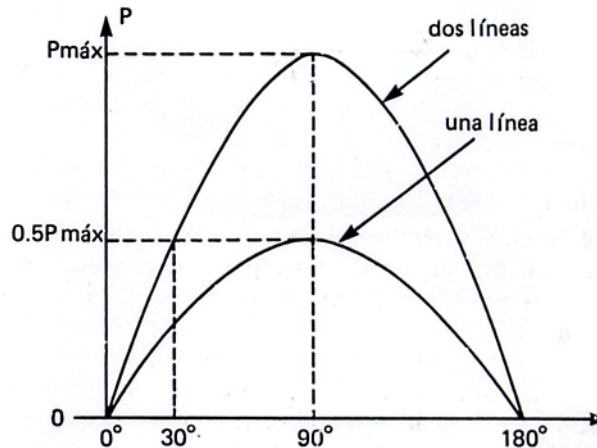


Figura 3.12 Relación entre la potencia y el ángulo de defasamiento en dos líneas paralelas.

Considerando la operación sin carga y a plena carga de líneas de transmisión es importante saber que se pueden presentar sobretensiones en líneas compensadas capacitivamente logrando que la tensión en los extremos de la línea sin carga sea superior a la tensión en el extremo de generación de la línea. Lo anterior debe ser corregido mediante reactores inductivos que mantengan la tensión en valores nominales a lo largo de toda la línea desde el extremo de generación hasta la carga.

CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES ACSR Y ACSS

4.1 Generalidades.

Los conductores representan los componentes más importantes de una línea eléctrica aérea ya que deben asegurar una transmisión económica y confiable al contribuir en gran medida al costo total de la línea. Durante muchos años el aluminio y sus diversas aleaciones han prevalecido como la mejor opción en cuanto a precio, bajo peso y propiedades tanto mecánicas como eléctricas adicionales en líneas de transmisión aéreas de alta y extra alta tensión.



Figura 4.1 Conductores empleados en líneas de transmisión.

Los conductores eléctricos son propensos a corrosión y más aún en condiciones atmosféricas adversas. El aluminio, en principio, es un metal muy corrosivo. Sin embargo, una capa de óxido se forma en el mismo con el tiempo evitando la corrosión aún en áreas extremadamente contaminadas como las zonas marítimas.

Para los conductores de aluminio existen diseños diferentes según su uso. Todos los conductores de aluminio (AAC) presentan la mayor conductividad para una sección transversal dada pero poseen una baja fortaleza mecánica que los limita a aplicaciones en claros cortos y tensiones mecánicas leves. Para incrementar la fortaleza mecánica del conductor aleaciones de aluminio, magnesio y silicio (AAAC) se emplean lo cual aumenta la fortaleza mecánica del conductor comparado con un conductor de puro aluminio.

El aluminio presenta una debilidad contra las vibraciones ocasionadas por diversos factores tanto mecánicos como eléctricos para lo cual se emplean conductores compuestos con un núcleo de acero. Dichos conductores se llaman conductores de aluminio reforzados de acero (ACSR). La relación existente entre el aluminio y el acero fluctúa entre 4.3:1 hasta 11:1 y su larga durabilidad es una ventaja importante comparada con otros tipos de conductores sobre todo en líneas de transmisión aéreas.

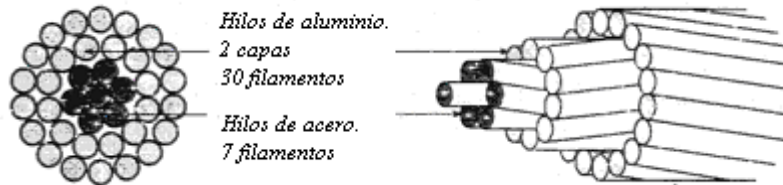


Figura 4.2 Conductor eléctrico ACSR.

Los conductores son seleccionados acorde a aspectos: eléctricos, mecánicos, térmicos y económicos. La resistencia eléctrica resultado del tipo de material del conductor y de los parámetros físicos que presenta son de los principales factores que afectan la caída de voltaje y pérdidas de energía y económicas a lo largo de una línea eléctrica. La sección transversal del conductor debe seleccionarse de tal forma que la temperatura del mismo no sobrepase su tolerancia bajo condiciones normales de operación al igual que bajo alguna condición de falla en el sistema. Al incrementar la sección transversal el costo de la línea se incrementa y disminuye el costo de las pérdidas. Por lo tanto, un balance debe encontrarse entre costo del conductor y costo de las pérdidas ocasionadas por el mismo con el fin de encontrar los menores costos posibles en la transmisión.

Las altas tensiones resultan en altos gradientes de potencial a los cuales se ve sometido el conductor y las consecuentes pérdidas por efecto corona aumentan en sus diversas formas: descargas visibles, radio interferencia, ruido y pérdidas de energía. Como se vio en el capítulo 3 los gradientes de potencial en el conductor deben limitarse a ciertos valores y una forma de hacerlo es mediante empleo de conductores en paralelo sobre todo en líneas de extra alta tensión. También se pueden anexar al conductor elementos que amplíen su diámetro como por ejemplo papel colocado entre los filamentos de acero y los de aluminio (ACSR expandido), al hacer esto el efecto corona se ve reducido.

Desde el punto de vista mecánico las cargas a las que se verá sometido continuamente el conductor (peso del mismo, viento, lluvia, nieve) son vitales en el estudio previo y diseño de la línea al afectar directamente en aspectos como las distancias de aislamiento de la línea y diseño mecánico de las estructuras.

Los hilos de guarda representan un elemento importante en la protección eléctrica de la línea ante el fenómeno de descargas atmosféricas y mejoran el comportamiento del sistema en caso de fallas en la línea. Usualmente son hechos de acero de alta resistencia o ACSR de una menor sección que los conductores. Dichos hilos de guarda son conectados eléctricamente a las torres de tal forma que al recibir una descarga esta sea drenada a tierra.

Los principales parámetros ambientales que inciden en la selección del conductor son:

- *Temperatura.* Como máxima para el aluminio es de 75°C en conductores ACSR.
- *Viento.*
- *Radiación solar.* También afecta en la selección de los aisladores.
- *Lluvia.*
- *Humedad.*
- *Altitud.*
- *Contaminación atmosférica.* Selección de material conductor o aislante (IEC 815).

- *Hielo y nieve.*
- *Características del suelo.*
- *Descargas atmosféricas.*
- *Factores sísmicos.*
- *Cargas normales. (IEC 826).*

4.2 Selección del conductor.

Para la selección del tipo de conductor a emplear en una línea aérea de determinada tensión generalmente se debe considerar lo siguiente:

1. Parámetros eléctricos y mecánicos del conductor.
2. Sección transversal del conductor optima que minimiza costos de inversión y pérdidas de transmisión.
3. Conductor seleccionado de valores normalizados para evitar costos adicionales.
4. Capacidad térmica del material conductor adecuada acorde a la función que desempeña.
5. Conductor con características acorde a condiciones ambientales en las cuales funcionara para un buen desempeño y largo tiempo de vida.

Dentro de los tipos de conductos existentes las aplicaciones de media y baja tensión corresponden normalmente al cobre como material principal. Anteriormente se menciona que las aleaciones de materiales permiten obtener un mejor desempeño en ciertas aplicaciones. Para tensiones superiores a 36 kV el aluminio presenta ventajas considerables respecto al cobre. Las características de algunos materiales se muestran en la siguiente tabla.

Características de diferentes materiales conductores						
Propiedad	Unidades	Cobre recocido	Cobre duro estirado en frío	Aluminio duro estirado en frío	Aluminio	Acero galvanizado
Conductividad relativa	%	100	97	61	53.5	-
Resistividad volumétrica @ 20 °C	$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	0.01724	0.01771	0.02826	0.0322	-
Densidad	kg/m^3	8890	8890	2703	2703	7780
Tensión máxima	MN/m^2	255	420	165	300	1350
Elasticidad	MN/m^2	100×10^3	125×10^3	70×10^3	70×10^3	200×10^3

Tabla 4.1

Para los conductores de líneas aéreas no existe una nomenclatura estandarizada común a nivel mundial. Por lo cual, los nombres de conductores se basan en nombres de aves para tipo ACSR y flores para tipo AAAC en Norteamérica mientras que en otros países como el Reino Unido se emplean animales e insectos respectivamente. En el caso de los ACSR se acostumbra definir el área transversal del conductor en sus proporciones de aluminio y acero. Por ejemplo un cable ACSR 54/7 con diámetro por filamento de 3.18mm implica las áreas de aluminio 428.9mm² y acero 55.6mm² respectivamente y consecuentemente su área transversal del conductor es 429/56 redondeando los valores. En Norteamérica una medida común del área transversal del conductor ACSR es el circularmils (CM) definido como el área de un conductor circular de diámetro igual a una milésima de pulgada. También se emplean los milcircularmils (MCM o kCM) que son 1000 CM. En milímetros se tiene que 1 MCM = 0.507mm² [2].

En el caso de los conductores ACSR los arreglos típicos se observan en la siguiente figura (véase Figura 4.3) donde se indican los números de filamentos de aluminio y acero respectivamente.

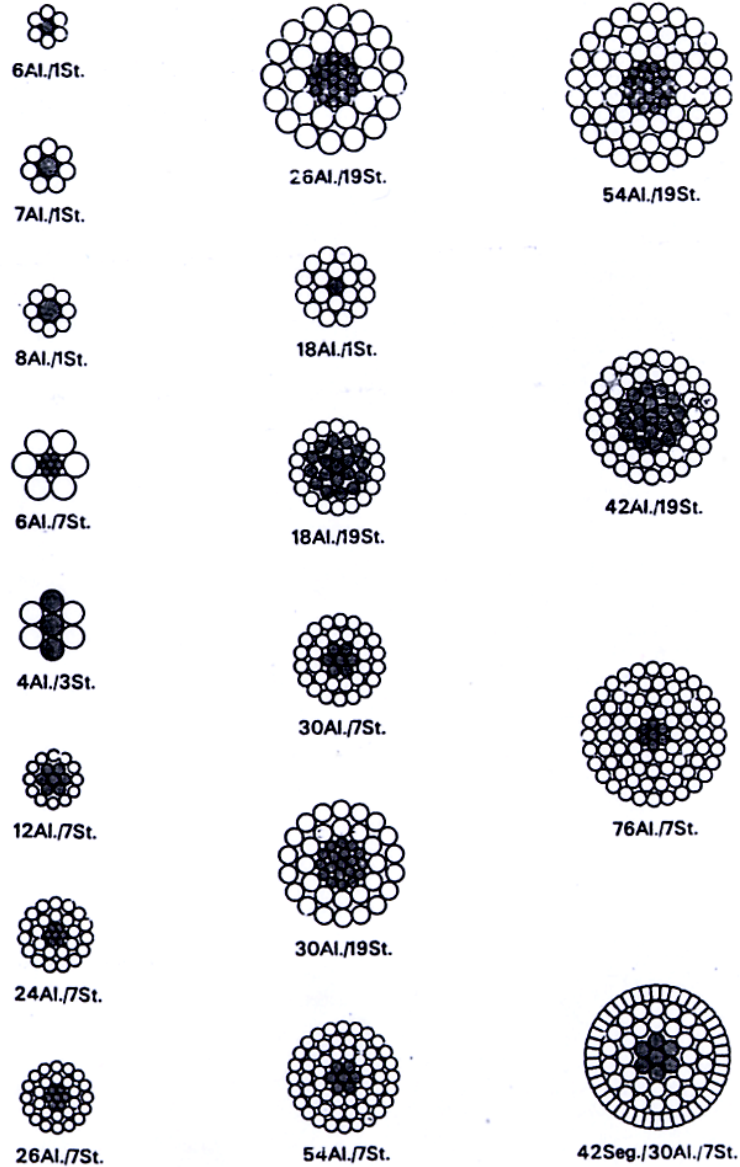


Figura 4.3 Sección transversal de conductores ACSR.

De entre las diversas configuraciones para conductores paralelos empleadas en líneas aéreas (véase Figura 4.4) se deben seleccionar las mejores opciones para transmitir determinada potencia con un tipo de conductor determinado.

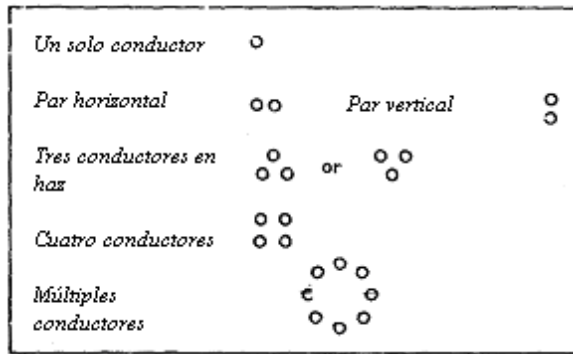


Figura 4.4 Configuraciones en haz o paralelo de conductores eléctricos.

Algunos tipos de conductores ACSR empleados para la transmisión de cierta potencia a un nivel de tensión establecido se observan en la Figura 4.5 y se observa que los nombres específicos de cada tipo de conductor ACSR tienen nombre de un animal al igual que un número que es referido al área transversal menor más próxima del área real del total de filamentos de aluminio contenidos en el conductor (una práctica británica común) [2].

11 kV	33 kV	66 Kv	132 kV	220 kV	275 kV	330 kV	400 kV	500 kV
100-DOG 300-GOAT	25-GOPHER 25-GOPHER							
300-GOAT INADEQUATE	50-RABBIT 50-RABBIT	23-GOPHER 25-GOPHER						
	200-PANTHER 200-PANTHER	75-RACCOON 75-RACCOON						
		200-PANTHER						
			200-PANTHER 2X150-WOLF					
Notes:				250-BEAR				
1. Numbers refer to nominal Alu area e.g. 100 mm ²				2X175-LYNX	400-ZEBRA			
2. For voltages up to and including 66 kV, conductor size is governed by thermal and/or voltage drop surface gradients are normally acceptable				2X250-BEAR	2X175-LYNX			
3. (a) is thermal rating				2X400-ZEBRA	2X250-BEAR (2X BATANG)			
(b) is rating for 10% voltage drop with power factor 0.9 over a distance of 10 km. Other ratings would apply for other assumptions					2X350-ANTELOPE or BISON			
4. For voltages 132 kV and above conductor size is also governed by surface gradient and electrical stability of systems. Ratings of lines are affected by equipment in substations						2X350-ANTELOPE or BISON		
5. Typically minimum conductor sizes would be:						3X300-GOAT	2X400-ZEBRA	
132 kV 1x14.2mm							3X250-EZAR or DOVE	
275 kV 2x19.3mm							3X400-ZEBRA	
400 kV 4x18mm							4X400-ZEBRA or CROW	3X450-ELK 4X282-DOVE
There are variations as function of construction and altitude of line								4X306-GOAT
6. Table prepared for tropical conditions. For temperate conditions ratings would be 20 to 30% higher								
7. Complexity of presentation exemplified by CEGS which have prepared 75 pages of tables for 6 conductor types								

Figura 4.5 Relaciones entre tensión, potencia y tipo de conductor empleadas en líneas eléctricas.

La tensión máxima de un conductor es un parámetro cuyo valor depende del método de cálculo empleado en normas nacionales o internacionales. Es preferible en todo caso apoyarse de normas internacionales como la IEC 1089.

El efecto corona (Capítulo 2) que se presenta en los conductores es un parámetro importante a considerar en la selección del conductor. Tanto diámetros más amplios como posible empleo de varios conductores en paralelo por fase se deben obtener para minimizar los gradientes de potencial del conductor y las consecuentes pérdidas por efecto corona.

Entre mayor es la tensión de la línea las interferencias y pérdidas por efecto corona son un factor preponderante en la selección del conductor, inclusive más que las características térmicas del mismo. Cálculos para conocer si los niveles de radiointerferencia se encuentran dentro de los valores establecidos por normas deben realizarse.

Unos parámetros mecánicos de los conductores importantes en la selección de las distancias de los claros en la línea son las flechas, tensiones máximas y mínimas del conductor y la elongación. La altura de las torres y su espaciamiento así como diseño mecánico quedan determinados en gran parte acorde a dichos parámetros.



Figura 4.6 Conceptos mecánicos de líneas eléctricas.

Para un claro definido, la flecha varía en función de la temperatura y de la carga mecánica a la que está sometido el conductor, como se muestra en la figura 4.7. La flecha se incrementa al aumentar la carga mecánica (aumento en el espesor de la capa de hielo y/o en la presión del viento) y/o al aumentar la temperatura del conductor. La flecha se reduce al disminuir la carga mecánica (disminución del espesor de la capa de hielo y/o de la presión del viento) y/o al disminuir la temperatura.



Figura 4.7 Cambios en la flecha del conductor.

El impacto económico que se presenta al seleccionar un conductor inadecuado respecto los parámetros mecánicos del mismo es fundamental. Por ejemplo, el empleo de claros y alturas de torres cortas ocasiona un menor empleo de acero en las estructuras y derecho de vía sin embargo el número de torres aumenta. En caso de usar distancias mayores se ve aumentada la complejidad de las estructuras aunque un menor número de las mismas se necesita. Se presentan claros aproximados de 365m para líneas de 230 kV y de 330m para 132 kV.

Como un indicativo de la importancia del conductor dentro del costo de la línea se tiene la siguiente tabla:

Costo relativo de material e instalación para líneas aéreas (%)			
Descripción	Hasta 150 kV	De 150 a 300 kV	Mayor a 300 kV
Conductores	31.6	31.5	34.1
Hilos de guarda	4.1	3.5	3.9
Aisladores	8.8	9.3	6.9
Torres	36.0	36.0	36.4
Cimentaciones	19.5	19.7	18.7

Tabla 4.2

4.3 Accesorios empleados en conductores eléctricos.

Los empalmes para conductores con distintos tipos de materiales como el caso de los ACSR presentan el problema de posible corrosión en la unión. Para resolver dicho conflicto conectores bimetálicos representan una solución al problema al estar formados de aleaciones de cobre, acero o aluminio por ejemplo e impiden con ayuda de un barniz anticorrosivo adicionalmente empleado que la corrosión se presente. El empalme entre conductores de líneas eléctricas normalmente se efectúa a presión (véase Figura 4.8).

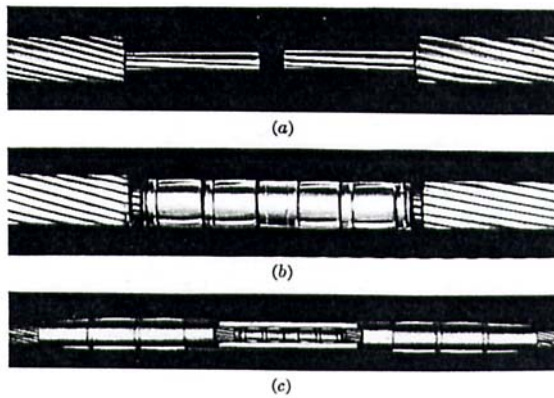


Figura 4.8 Empalme de conductores eléctricos.

Otro tipo de corrosión que se presenta en los conductores es cuando se encuentran formados de filamentos de materiales distintos como los ACSR en los cuales la corrosión galvánica del acero y aluminio se previene con ayuda de un aislamiento entre ambos materiales como el papel o grasas anticorrosivas que soportan las temperaturas a las que se ve sometido el conductor (hasta 75°C).

Con el fin de mantener la distancia entre conductores paralelos constante un accesorio comúnmente empleado es el espaciador (véase Figura 4.9). En algunos casos se incluyen en el espaciador amortiguadores con el fin de evitar vibraciones del conductor y su consecuente debilitamiento mecánico a causa del movimiento continuo ocasionado por factores como el viento que provoca vibración del orden de 3 a 150 Hz.

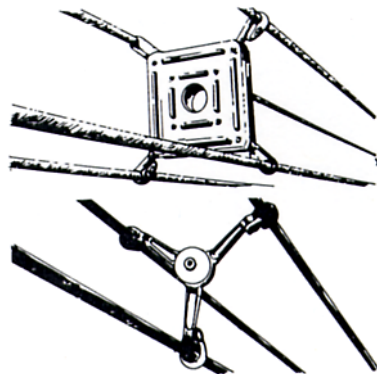


Figura 4.9 Espaciadores empleados en conductores paralelos.

Los amortiguadores pueden ser implementados por separado en el conductor y el número y colocación de los mismos queda en función de parámetros mecánicos del conductor solamente ya que prácticamente no intervienen en un aumento del efecto corona.

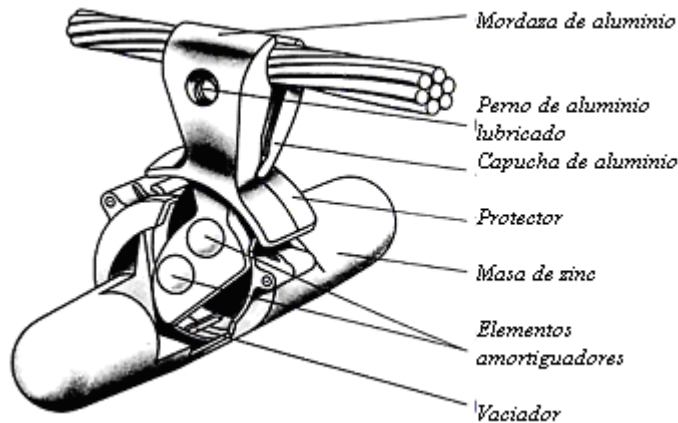


Figura 4.10 Amortiguador para conductores.

4.4 Conductores ACSS y ACSR.

Los cables ACSS (Aluminum Conductor Steel Supported), son actualmente una alternativa para líneas aéreas con una mayor capacidad de transmisión de energía eléctrica que las líneas que emplean cables convencionales ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced). Esto se debe a que los cables ACSS tienen la capacidad de operar a temperaturas de hasta 200 °C, en comparación con los cables ACSR que operan normalmente a temperaturas de 75 °C. Empleando cables ACSS en lugar de cables ACSR se puede aumentar la capacidad de transmisión de energía en líneas aéreas existentes o construir líneas nuevas con mayor capacidad que las convencionales.

Los cables ACSS fueron desarrollados en los años 70's, en USA por la División Eléctrica de Reynolds Metals, la cual actualmente es parte de General Cable, Corp. El nombre original de estos cables fue SSAC (Steel Supported Aluminum Conductor). La construcción de los cables ACSS (Aluminum Conductor Steel Supported) se muestra en la figura 4.11 donde se fabrican de acuerdo a la especificación ASTM B 856. Su nombre indica que los alambres de acero soportan casi completamente la carga mecánica a la que se somete el cable en operación, ya que los alambres de aluminio que contienen, cumplen la función de transmitir la corriente eléctrica y no soportan casi ninguna carga.

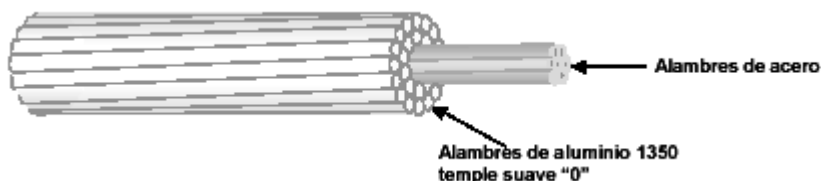


Figura 4.11 Sección de un conductor ACSS.

La diferencia entre los cables ACSR y los cables ACSS, es que en los primeros los alambres de aluminio son temple duro “H19”, aleación 1350, y en los segundos los alambres de aluminio son temple suave “O”, aleación 1350. El aluminio suave no tiene capacidad para soportar cargas mecánicas y es por eso que los alambres de acero son los que soportan la carga en los cables ACSS. En las tablas siguientes (véase Tabla 4.3, Tabla 4.4 y Tabla 4.5) se indican las características de ambos tipos de cables para 3 calibres diferentes haciendo un comparativo en algunos casos.

Designación del conductor	Resistencia en CD a 20°C del cable ACSR	Resistencia en CD a 20°C del cable ACSS	Resistencia en CD a 20°C del cable ACSS como porcentaje de cable ACSR	Resistencia en CA a 75°C del cable ACSR	Resistencia en CA a 75°C del cable ACSS	Resistencia en CA a 75°C del cable ACSS como porcentajes del cable ACSR
kCM	Ohm/milla	Ohm/milla	%	Ohm/milla	Ohm/milla	%
477	0.1890	0.1837	97.2	0.2316	0.2264	97.7
795	0.1129	0.1097	97.2	0.1390	0.1359	97.7
900	0.1002	0.0974	97.2	0.1273	0.1245	97.8
1113	0.0816	0.0793	97.2	0.1026	0.1003	97.7

Tabla 4.3

Designación del conductor	Área nominal de la sección transversal de aluminio	Número de alambres de aluminio	Número de alambres de acero	Diámetro del núcleo de acero	Diámetro exterior del cable	Peso		
						Aluminio	Acero	Total
kCM	mm ²	No.	No.	mm	mm	Kg / km	Kg / km	Kg / km
477	241.7	26	7	8.02	21.78	669.7	307.2	976.9
900	456.0	54	7	9.84	29.51	1264.4	451.8	1726.2
1113	584.0	45	7	7.99	31.97	1564.3	304.9	1869.2

Tabla 4.4

Designación del conductor	Carga de ruptura del cable ACSR	Carga de ruptura del cable ACSS	Carga de ruptura del cable ACSS como porcentaje del cable ACSR
kCM	kN	kN	%
477	87	69	79
900	141	109	77
1113	133	87	65

Tabla 4.5

La Tabla 4.6 muestra los valores de resistencia del conductor ACSS ante su temperatura de operación máxima (200°C).

Designación del conductor	Resistencia en CA a 200°C del cable ACSS
kCM	Ohm/milla
477	0.3218
900	0.1801
1113	0.1448

Tabla 4.6

Como los alambres de aluminio de los cables ACSS son temple suave y casi no soportan cargas mecánicas, cuando el cable se estira debido a un aumento de carga (viento o hielo) o por un pretensado del cable antes de su instalación los alambres de aluminio se deforman permanentemente. Esto provoca que los alambres de aluminio queden flojos cuando el cable se contrae. Cuando el viento somete a vibración al cable, el hecho de que los alambres de aluminio estén flojos, produce un efecto amortiguador de la vibración, debido a la disipación de energía producida por el movimiento que tienen entre sí los alambres. En los cables ACSR la vibración produce fatiga en los alambres de aluminio que se rompen por estar también sometidos a tensión. Como los alambres de aluminio de los cables ACSS están flojos, no existe casi tensión en ellos y es difícil que puedan romperse por esta causa.

Al paso de los años, los alambres de aluminio de los cables ACSR van sufriendo una deformación permanente por estar sometidos a tensión, lo que se conoce como flujo ó *creep*, esto produce que la flecha se incremente, ya que el aluminio va cediendo la carga que soporta a los alambres de acero. En el caso de los cables ACSS los alambres de aluminio están flojos y no soportan prácticamente tensión, como la deformación permanente por tensión de los alambres de acero es baja, y estos soportan la carga, el aumento de la flecha a lo largo de los años en los cables ACSS es prácticamente despreciable.

En la tabla 4.7 se indican las capacidades de conducción de corriente de los cables ACSR y de los cables ACSS.

Designación del conductor	Capacidad de conducción de corriente de cables ACSR a 75°C	Capacidad de conducción de corriente de cables ACSS a 200°C	Corriente en cable ACSS como porcentaje de cable ACSR
kCM	A	A	%
477	655	1180	180
795	907	1662	183
900	960	1756	183
1113	1092	2017	185

Tabla 4.7

La mayor capacidad de conducción de corriente de los cables ACSS produce mayores pérdidas por generación de calor por efecto Joule (I^2R) mientras que las demás propiedades se mantienen muy similares a los conductores ACSR. En la tabla 4.8 se muestran las pérdidas de cables ACSR y ACSS, por cada ampere transmitido y por km de longitud de cable lo cual representa una desventaja en líneas de gran longitud en el caso del ACSS, por lo que se emplea solamente en tramos cortos de pocos kilómetros ya que ahí es donde presenta sus mayores beneficios.

Designación de conductor	Pérdida de energía por ampere transmitido en cables ACSR	Pérdida de energía por ampere transmitido en cables ACSS
kCM	W / (A-km)	W / (A-km)
477	76.4	227.6
900	61.5	157.8
1113	56.3	172.8

Tabla 4.8

AISLAMIENTO DE LÍNEAS AÉREAS

5.1 Generalidades.

El aislamiento eléctrico es una parte vital de un sistema eléctrico de potencia. Aún cuando el costo del aislamiento puede ser una pequeña fracción del costo total de una línea de transmisión el funcionamiento correcto de la línea depende de la integridad del aislamiento. Cualquier percance que se presente en el aislamiento de la línea provoca una salida de la misma y consecuentemente pérdidas económicas enormes.

El aislamiento de un sistema eléctrico se divide en dos grandes categorías:

1. *Aislamiento interno.* Aquel tipo de aislamiento que se encuentra dentro de los equipos como transformadores (por ejemplo aceite o papel) y que no presenta contacto con el ambiente.
2. *Aislamiento externo.* Aquel tipo de aislamiento que se encuentra en contacto permanente con el ambiente externo (por ejemplo aire o agua) dentro de los cuales se tienen a boquillas de transformadores, aisladores para líneas eléctricas y/o subestaciones, etc.

Un aislamiento externo se ve sometido constantemente a esfuerzos ambientales, mecánicos y eléctricos. En el caso de los aisladores empleados en líneas aéreas y subestaciones estos tienen que recibir un mantenimiento regular para evitar fallas y envejecimiento prematuro ya que su reemplazo puede tardar varios años.

La colocación de las cadenas de aisladores en una línea aérea de transmisión es entre los brazos de la torre y el conductor de la línea. Dependiendo del tipo de torre que sea suspensión, deflexión o remate pueden ser colocados de forma vertical, horizontal o con cierto ángulo de inclinación para soportar las cargas mecánicas a las que se ven sometidos los aisladores.



Figura 5.1 Aisladores eléctricos para líneas aéreas.

El número de aisladores empleados en cada cadena de aisladores es dependiente de los parámetros eléctricos respecto al criterio de aislamiento que se desea implementar en la línea y de parámetros ambientales que afectan a los eléctricos.

5.2 Esfuerzos aplicados a aisladores en líneas aéreas.

Los tres tipos principales de esfuerzos en aisladores son: eléctricos, ambientales y mecánicos.

5.2.1 Esfuerzos eléctricos.

Dentro de los principales esfuerzos eléctricos a los que se ve sometido el aislador se encuentran:

a) Tensión continua a frecuencia fundamental.

El aislamiento debe soportar las tensiones normales de operación del sistema las cuales fluctúan acorde a la carga dentro de rangos establecidos en normas. Comúnmente un rango de variación de la tensión en un sistema de transmisión es del 5 a 10% [20]. La tensión a la que regularmente se ve sometido un aislador dentro de una línea de transmisión es la de fase a neutro. De tal forma que una línea de 230 kV presenta una tensión continua de operación en el aislador de:

$$\text{Tensión continua de operación} = \frac{230kV}{\sqrt{3}} \times 1.1 \cong 146kV$$

La tensión de 146 kV sirve para la selección del número de aisladores que conformaran la cadena cuando la línea es diseñada.

Un aislamiento debe ser probado para medir la tensión de flameo en seco. En los aisladores la tensión de flameo en seco es siempre mayor a la tensión continua de operación con el fin de evitar salidas de la línea. En el caso de aisladores de porcelana la tensión de flameo en seco debe ser de 2.5 a 3 veces la tensión nominal del sistema.

b) Sobretensiones temporales.

Dentro de estas se incluyen las causadas por fallas a tierra, rechazo de carga, energización de la línea, resonancia y aquellas de duración larga (5 segundos a varios minutos). La tabla 5.1 muestra algunas sobretensiones de este tipo y a las cuales se ven sometidos los aisladores de la línea [20].

Tipo de sobretensión temporal	Amplitud esperada [p.u.]	Duración [seg.]
Sobretensiones por falla		
Aterrizada solidamente	1.3	1
Rechazo de carga		
Subestación del sistema	1.2	1 a 5
Generador	1.5	3
Resonancia	3	2 a 5 min.
Energización del transformador	1.5 a 2.0	1 a 20

Tabla 5.1

a) Sobretensiones por operación de interruptores.

La apertura y cierre de interruptores ocasiona sobretensiones que en magnitud son mayores conforme aumenta la tensión del sistema. Las causas principales de operación de interruptores son: libramiento de fallas, energización de líneas, interrupción de cargas, etc.

La operación de un interruptor produce impulsos unidireccionales u oscilatorios con duraciones de 5,000 a 20,000 μ s. La amplitud en este caso varía de 1.8 a 2.5 p.u. Con el fin de reducir las magnitudes se implementan en los interruptores resistencias de preinserción que pueden reducir las magnitudes a valores de 1.5 a 1.8 p.u. donde la base es el valor cresta de la tensión nominal del sistema.

Mediante las pruebas de impulso de sobretensión aplicadas a los aisladores con ondas normalizadas se puede definir la tensión crítica de flameo del aislador ocasionada por operación de interruptor (VCS) y por medio de distribuciones probabilísticas se conocen los índices de riesgo que proporcionan una medida del número de flameos esperados anualmente en el aislador a causa de operación de interruptores.

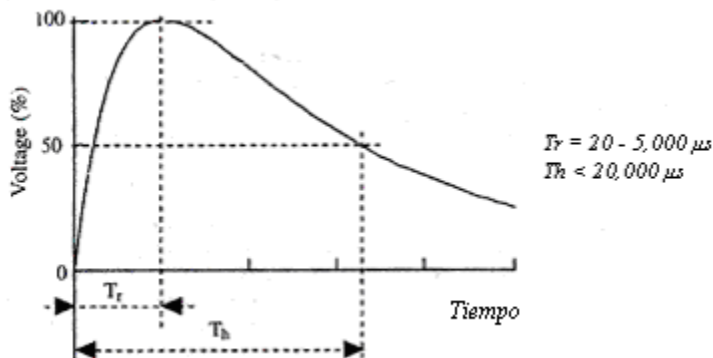


Figura 5.2 Forma de impulso ante operación de interruptor.

b) Sobretensiones por descargas atmosféricas.

Causadas principalmente por descargas en conductores, hilos de guarda, torres y sitios cercanos a la línea. Este tipo de descargas causa tensiones de rápido crecimiento y corta duración. El tiempo de cresta de la onda es de 0.1 a 20 μ s (T_r) mientras que el tiempo para llegar a la mitad de su valor máximo es de 20 a 200 μ s (T_h) como se observa en la Figura 5.3.

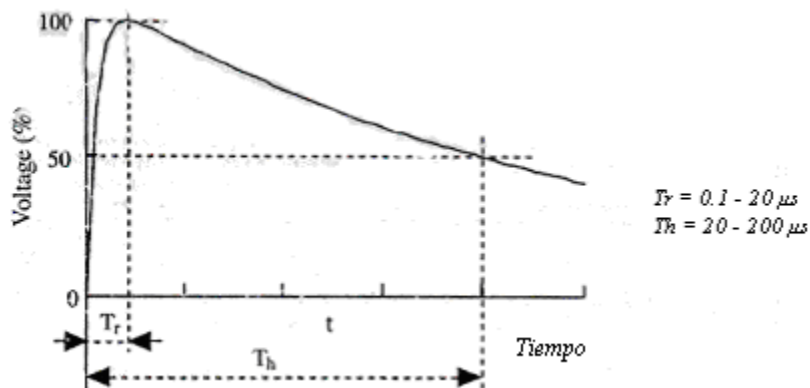


Figura 5.3 Forma de impulso ante descarga atmosférica.

La amplitud pico de una sobretensión generada por descarga directa en el conductor es muy alta y consecuentemente se limita solo con el flameo del aislamiento. En el caso de impactar al hilo de guarda o en una zona cercana a la línea la sobretensión es menor y se libera a través del sistema de tierras implementado.

5.2.1.1 Nivel básico de aislamiento.

Un concepto empleado para definir el nivel de aislamiento que debe poseer un sistema eléctrico es el *nivel básico de aislamiento* o *NBI* (*BIL*, basic impulse insulation level) que se obtiene por medio de aplicación de impulsos estandarizados al aislamiento de un equipo como apartarrayos, transformador, aislador, etc. Por ejemplo, un equipo que soporta una onda normalizada de forma $1.2X50 \mu s$ (semejante a una descarga atmosférica) con una tensión pico de 900 kV posee un *BIL* o *NBI* de 900 kV respectivamente.

La Figura 5.3 indica la forma de un impulso por descarga atmosférica aplicado a un aislamiento y en la Tabla 5.2 se presentan los valores de tensiones cresta que se implementan en las ondas de prueba para obtener el *BIL* o *NBI* del equipo.

Valores típicos de tensión en kV para pruebas de BIL con ondas tipo 1.2X50 μs		
1550	825	250
1425	750	200
1300	650	150
1175	550	110
1050	450	90
900	350	30

Tabla 5.2

En el caso de los aisladores las pruebas se efectúan incrementando progresivamente la tensión pico o cresta hasta que el primer flameo se presenta. A partir de este voltaje la prueba se repite 20 veces a diferentes tensiones y el número de flameos es contabilizado para obtener una distribución probabilística del comportamiento del aislador y así elegir la tensión de flameo en el mismo que se desee con cierta probabilidad de ocurrencia (véase Figura 5.4).

Es importante señalar que los tres parámetros principales que definen el *NBI* de un equipo son las normas correspondientes, la tensión nominal de operación del sistema y los niveles de sobretensión presentes en el sistema [29].

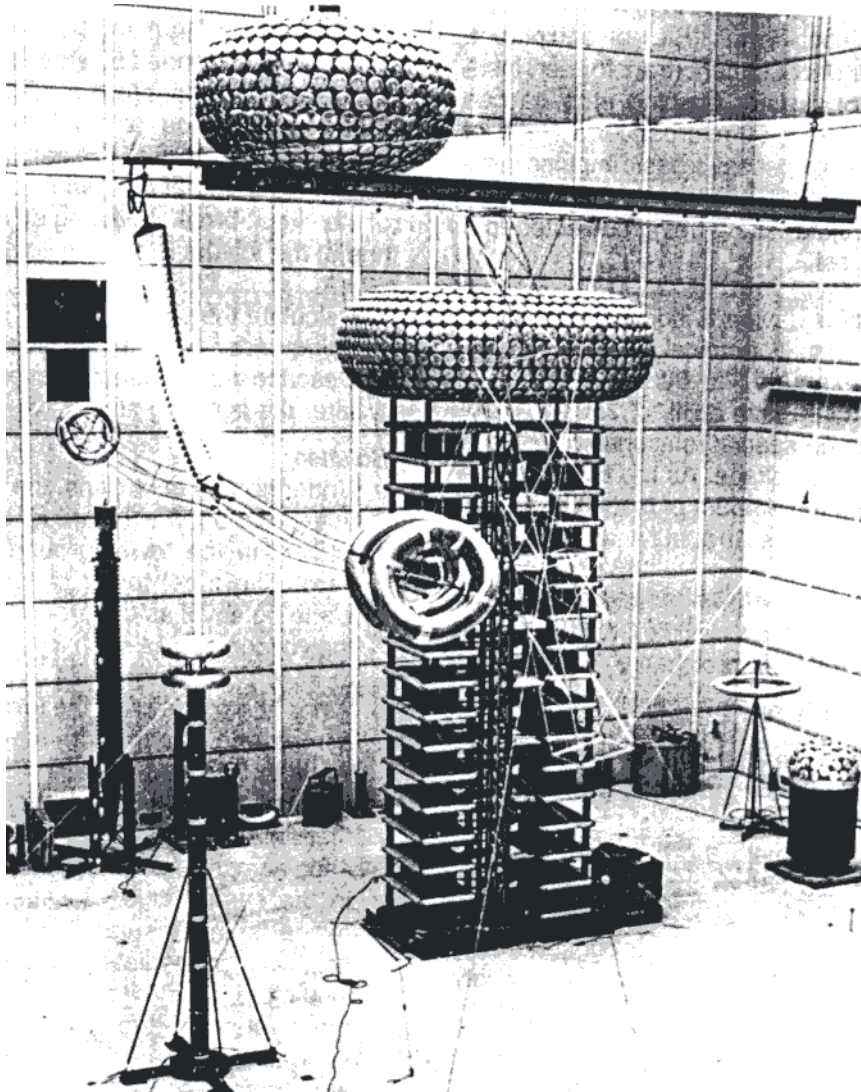


Figura 5.4 Prueba de flameo de una cadena de aisladores vía un generador de impulsos.

Los valores del *BIL* pueden llegar a ser mucho mayores que la tensión nominal del equipo. Sin embargo, no existe una relación especial entre ambos solo normas y recomendaciones que son implementadas para asegurar un buen desempeño del aislamiento general sin impactar de forma considerable el costo del mismo al tratar de evitar que se presenten fallas del aislamiento.

5.2.2 *Esfuerzos ambientales.*

Los esfuerzos ambientales afectan el funcionamiento tanto eléctrico como mecánico del aislamiento y la línea en general.

a) Temperatura.

Los cambios de temperatura no afectan el funcionamiento eléctrico de un aislamiento externo. Sin embargo, las altas temperaturas o cambios bruscos en el mismo pueden acelerar el envejecimiento del aislamiento.

a) Radiación UV.

En los aisladores no cerámicos o compuestos se acelera el envejecimiento del material pero en los aisladores de porcelana y vidrio no afecta considerablemente en el desempeño.

b) Lluvia.

Cuando llueve una pequeña capa conductora se forma en la superficie del aislador. Consecuentemente se ve diezmado el voltaje de flameo del aislador y existe más probabilidad de que se presente un flameo a una menor tensión. Por ejemplo, una tensión de flameo en seco de 665 kV puede reducirse en caso de lluvia a 502 kV lo que significa una reducción del 25% aproximadamente.

Los aisladores no cerámicos de polímeros presentan una superficie repelente al agua que reduce los efectos de conductividad causados por la lluvia. En todo caso se debe presentar que el voltaje de flameo del aislador en humedad sea mayor que las sobretensiones máximas temporales del sistema para evitar salida de la línea al operar los interruptores.

c) Hielo.

En zonas industriales o donde se presenta nieve se puede formar capas de hielo que forman puentes entre el aislador y la torre. Al momento de derretirse tales capas se forma una capa conductora debido al agua lo que puede provocar una flameo del aislador (véase Figura 5.5).



Figura 5.5 Nieve en un conductor.

d) Contaminación.

Partículas de diversos tipos son depositadas en los aisladores por el viento (véase Figura 5.6). Al no existir una limpieza del mismo se forman capas de dichas partículas que pueden ser limpiadas por lluvia o viento. Sin embargo, tales cambios no eliminan completamente las capas contaminantes que después de largo tiempo se estabilizan en los aisladores de forma no homogénea y se presenta una conductividad mayor de la superficie del aislador al igual que desgaste del mismo ante las posibles reacciones químicas que se pueden presentar.

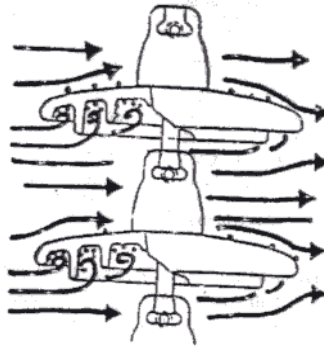


Figura 5.6 Depósito de contaminantes en un aislador por viento.

Dependiendo de la colocación de los aisladores éstos pueden presentar un grado de contaminación mayor o menor. Los aisladores que presentan disposiciones en V u horizontales se mantienen más limpios que los de suspensión vertical en general.

Contaminantes que son adheridos a los aisladores provienen de diversas fuentes y se indican en la Tabla 5.4 al igual que los niveles de contaminación que representan. Por ejemplo, en zonas costeras la sal que se adhiere al aislador forma una capa conductora que se puede medir como un indicativo del nivel de contaminación de la zona según lo indica la tabla 5.3 y ayuda a determinar el número de aisladores a emplear en la línea.

Densidad de depósito de sal equivalente (ESDD)	
Descripción de Contaminación	ESDD [mg/cm ²]
Ligera L	0-0.03
Media M	0.03-0.06
Fuerte F	0.06-0.1
Extra fuerte EF	<0.1

Tabla 5.3

a) Altitud.

La tensión de flameo del aislador se reduce al aumentar la altitud. Para 1500ft sobre el nivel del mar se deben aplicar correcciones al número de aisladores empleados en las líneas tomando una regla práctica de un claro 3% mayor en la cadena de aisladores por cada 1000ft de incremento de altitud, también existen formulas de corrección.

5.2.3 Esfuerzos mecánicos.

Los aisladores de suspensión deben soportar el peso del conductor y el de cargas ambientales adicionales como viento o hielo. Los aisladores de remate soportan cargas mayores a los de suspensión debido a que deben mantener la tensión horizontal del conductor.

Zona de contaminación	Contaminantes y características del ambiente	$D_{fuga\ zona}$ [mm / kV] Fase a fase
Extra fuerte EF	Contaminantes: Polvos de carbón, petróleo, productos químicos, cementos, grandes cantidades de ceniza en suspensión, y salinidad. Características ambientales: - Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a polvos conductivos y a humo industrial que producen particularmente depósitos conductivos densos. - Áreas generalmente de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a la brisa del mar o a vientos provenientes del mar muy fuertes y contaminados. - Áreas desérticas caracterizadas por largos períodos sin lluvia, expuestas a vientos fuertes que llevan arena y sal y sujetos a condensación regular.	31
Fuerte F	Contaminantes: Lluvia marina, polvos de carbón, petróleo, cemento y combinaciones entre estas con niebla y lluvia ligera. Características ambientales: - Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de equipos de calefacción que producen contaminación. - Áreas cercanas al mar o en algún caso expuestas a vientos del mar relativamente fuertes.	25
Media M	Contaminantes: Lluvia marina ligera, irrigación con plaguicidas, fertilizantes y combinaciones entre estas con niebla y lluvia ligera. Características ambientales: - Áreas con industrias que no produzcan particularmente humo contaminante y/o con un promedio alto-bajo de densidad de casas equipadas con calefacción. - Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o aguaceros. - Áreas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia).	20
Ligera L	Contaminantes: Niebla, fertilizantes, plaguicidas, lluvia intensa. (zonas rurales sin quema de forraje o hierba). Características ambientales: - Áreas sin industrias y con baja densidad de casas con equipo de calefacción. - Áreas con baja densidad de industrias o de casas pero sujetas a vientos frecuentes o aguaceros. - Áreas agrícolas. - Áreas montañosas. Todas estas áreas deberán estar situadas entre 10 y 20 km del mar y no deberán estar expuestas a los vientos directos del mar.	16

IEC 815. Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions

Tabla 5.4

5.3 Aisladores cerámicos (porcelana y vidrio).

La porcelana formada de una combinación de diversos materiales (arcilla, fedespalto, silicio, talco) mezclados con agua es el material más frecuentemente empleado en aisladores ya que presenta menores riesgos en caso de falla que provoquen la destrucción del aislador. Su desventaja radica en la dificultad de detectar algún desperfecto en el mismo por lo cual no se emplea regularmente en líneas de transmisión pero si en subestaciones.

El vidrio presenta una mejor opción dentro de las líneas de transmisión como aislador al observarse más fácilmente algún defecto en el mismo (Véase Figura 5.8). Las partes que constituyen un aislador de *pin* o alfiler y de suspensión como se conoce a los empleados en las líneas ya sea de vidrio o porcelana se observan en la figura 5.7.

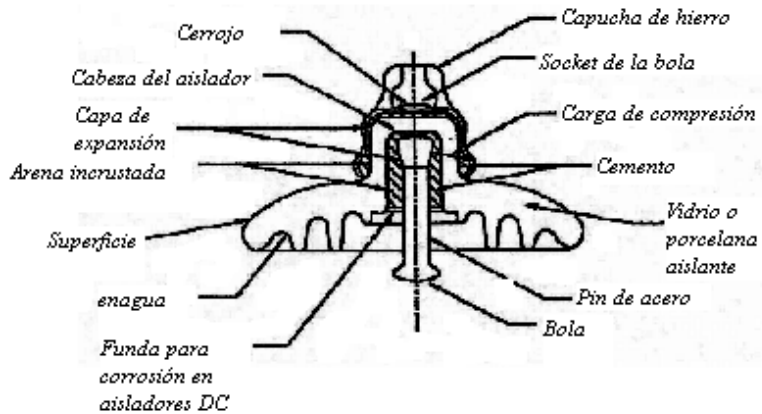


Figura 5.7 Partes de un aislador.



Figura 5.8 Aislador de vidrio.

Existen además de los aisladores de *pin* otros que se encuentran constituidos de un solo bloque de porcelana sin partes metálicas intermedias, solo entre los extremos llamados de barra o *long rod*. Estos son empleados en Europa solamente ya que el vandalismo hacia destruir los aisladores de las líneas de transmisión no se presenta. La característica principal de este tipo de aisladores es que su longitud para determinado nivel de aislamiento es menor a la de los aisladores de *pin* ya que no posee partes metálicas intermedias (Figura 5.9).

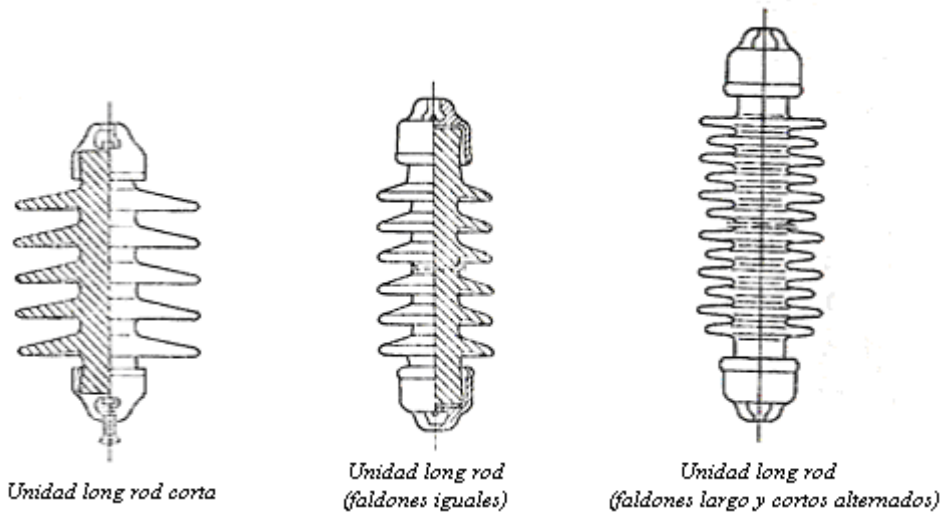


Figura 5.9 Aisladores de barra o long rod.

5.4 Aisladores no cerámicos (compuestos).

Este tipo de aisladores emplean como material polímeros en lugar de porcelana o vidrio y los primeros fueron construidos con resinas las cuales presentan las siguientes ventajas:

- Ligeros lo cual facilita transporte e instalación.
- Resistencia ante vandalismo.
- Mejor funcionamiento ante contaminación.
- Mayor estética.

No obstante las ventajas también presentan los siguientes inconvenientes:

- Erosión de capas superficiales.
- Deterioro de la fortaleza mecánica.
- Debilidad en las terminales del aislador.
- Penetración de agua.

Dentro de los últimos avances que se han presentado en los aisladores compuestos llamados de tercera generación se observa un mejor desempeño ante efecto corona, y mejor comportamiento mecánico. Los componentes principales de tales aisladores son:

- Terminales de metal.
- Anillos o aros de corona.
- Barra plástica reforzada de fibra de vidrio.
- Interface entre manga y capucha.
- Capucha.
- Faldones de silicio.

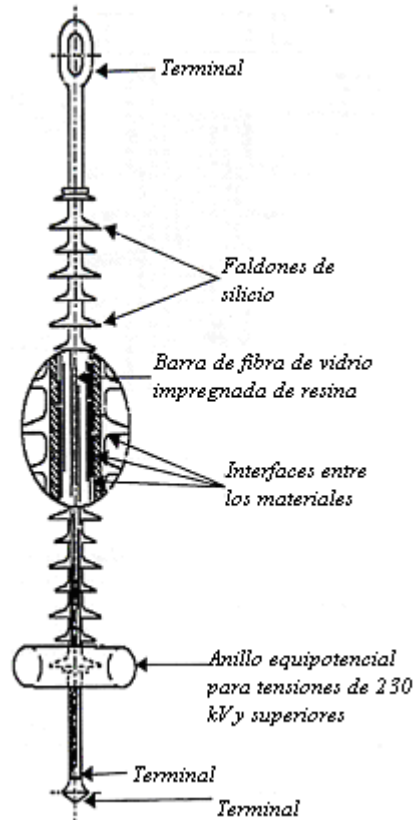


Figura 5.10 Partes de un aislador no cerámico (compuesto).

Cabe mencionar que la distribución del campo eléctrico en el aislador es no lineal por lo que se producen campos eléctricos altos en las terminales del aislador que generan efecto corona y descargas superficiales. Los anillos de corona son recomendados a implementar en los aisladores para evitar tales efectos en tensiones de 230 kV en adelante.

5.5 Aisladores vidriados semiconductores.

Este tipo de aisladores fueron desarrollados hace tiempo pero su aplicación era limitada debido a su incertidumbre de confiabilidad con el tiempo. Actualmente su desempeño y diseño ha mejorado considerablemente con respecto a los aisladores vidriados normales permitiendo su aplicación en zonas altamente contaminadas reduciendo las distancias de flameo que se presentan en otro tipo de aisladores.

La diferencia existente entre los aisladores semiconductores vidriados y los de otro tipo convencional es el vidriado que permite las siguientes ventajas:

- Superficie del aislador seca por el calor que genera la corriente en el vidriado semiconductor.
- Distribución uniforme del voltaje en la superficie del aislador en el vidriado semiconductor.

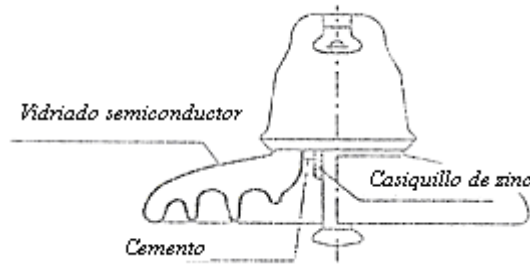


Figura 5.11 Estructura de un aislador semiconductor vidriado.

Comparado con los aisladores tipo velo o niebla y los conductores vidriados ordinarios se observa que la tensión no disruptiva para los aisladores semiconductores vidriados es de casi 3 veces superior (véase Figura 5.12).

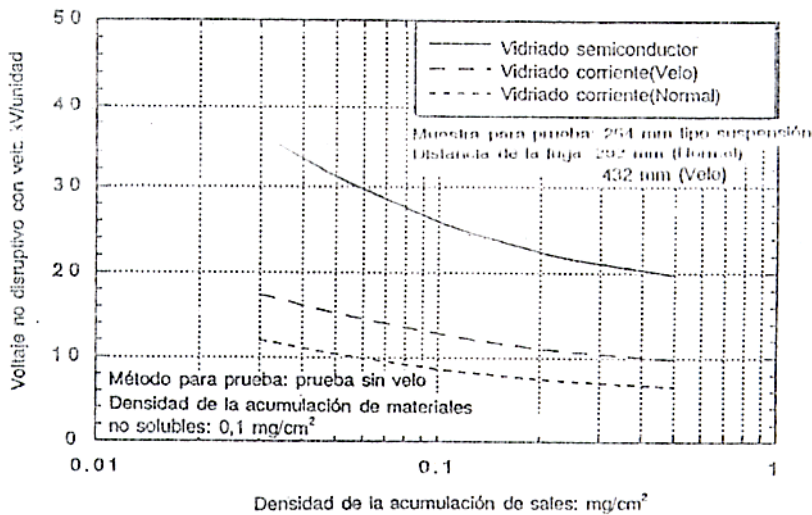


Figura 5.12 Comparativo entre aisladores ordinarios, niebla y semiconductores vidriados [23].

Por medio de este tipo de aisladores las dimensiones de una línea de transmisión se ven reducidas y evita descargas por efecto corona lo que reduce gastos de construcción y mantenimiento.

5.6 Parámetros y selección del aislador.

Un parámetro predominante en el comportamiento de los aisladores sometidos a la tensión nominal del sistema es la longitud del contorno del aislador también llamada línea de escape superficial (Véase Figura 5.13) que determina la resistencia que ofrece el aislador al paso de corriente por su superficie.

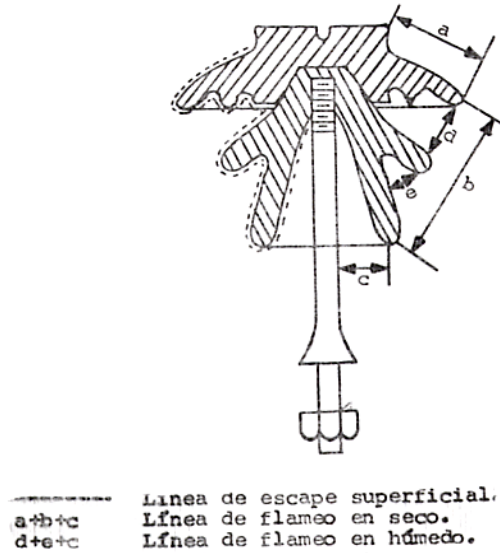
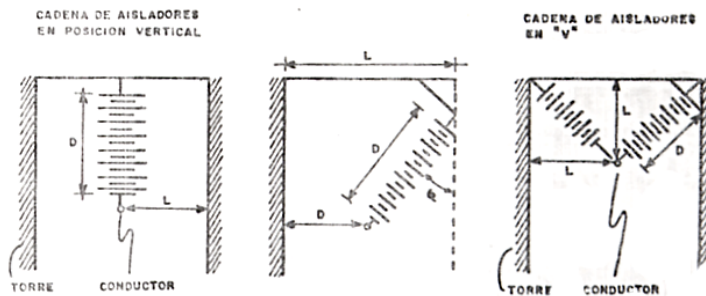


Figura 5.13 Longitudes del aislador.

En condiciones atmosféricas normales se considera adecuada una longitud de 2.5cm de línea de escape superficial por cada 1 kV de fase a tierra. En atmósferas contaminadas este valor de longitud debe ser mayor y aisladores de tipo especial son empleados como los de tipo niebla.

El nivel de aislamiento de un aislador queda determinado para su funcionamiento en condiciones nominales y sobretensiones de baja frecuencia acorde a su línea de flameo en seco para condiciones de ambientales secas y en condiciones ambientales húmedas acorde a su línea de flameo en húmedo según se observa en la Figura 5.13. Es importante señalar que los aisladores se diseñan para que su aislamiento externo se perfora antes que su aislamiento interno con una razón de 30%.

Otro parámetro que se emplea en las cadenas de aisladores acorde al nivel de aislamiento de la línea es la *distancia mínima de arqueo* que es la distancia entre el conductor y la torre al ángulo de diseño por oscilación al aire (véase Figura 5.14) [15].



D.- Longitud de la cadena de aisladores

L.- Distancia del conductor a la torre (mínima para que ocurre el flameo).

ψ .- Angulo de oscilación por viento.

- Para cadenas de aisladores en posición vertical, un criterio mínimo es $L = D$.

Figura 5.14 Distancias de aislador a estructura.

La cadena de aisladores en este caso debe cumplir una distancia mayor de por lo menos 1.05 a 1.10 veces la distancia mínima de arqueo para sobretensiones causadas por operación de interruptores y de 1.05 para sobretensiones por rayo.

El aislamiento de las líneas de transmisión queda en función de las sobretensiones que se presenten en el sistema. En el caso de tensiones hasta 300 kV las sobretensiones predominantes en el diseño del aislamiento son las ocasionadas por descargas atmosféricas y en tensiones superiores a 300 kV las sobretensiones predominantes en el diseño del aislamiento son las ocasionadas por operación de interruptores.

Para determinar los valores de tensión a los cuales se presenta el flameo de un aislamiento con cierta probabilidad de ocurrencia se establecen relaciones basadas en análisis probabilísticos y datos experimentales. De las definiciones que relacionan los niveles básicos de aislamiento ante sobretensiones causadas por rayos (*NBI*) y por operación de interruptor (*NBS*) con las tensiones de flameo del aislamiento se presentan las siguientes:

$$NBI = VCF (1.0 - K1 \sigma1) \quad [\text{kV}] \quad (5.1)$$

$$NBS = VCS (1.0 - K2 \sigma2) \quad [\text{kV}] \quad (5.2)$$

Siendo: *VCF* es la tensión crítica de flameo ante descarga atmosférica (tensión a la cual se presenta una probabilidad de 50% de flameo del aislamiento ante un impulso en forma de descarga atmosférica).

VCS es la tensión crítica de flameo ante operación de interruptor.

$K1 = K2 = 1.3$ para una probabilidad de falla del aislamiento de 10%.

$\sigma1 = 0.03$ (para sistemas con tensiones nominales hasta de 300 kV).

$\sigma1 = 0.06$ (para sistemas con tensiones nominales mayores a 300 kV).

Consecuentemente se tiene que:

$$NBI = 0.961 VCF \quad (5.3)$$

$$NBS = 0.922 VCS \quad (5.4)$$

Por medio de las expresiones anteriores se puede obtener las tensiones críticas de flameo ante diversos niveles básicos de aislamiento seleccionados en la línea con un factor de corrección por altitud δ .

$$VCF = \frac{NBI}{0.961\delta} \quad [\text{kV}] \quad (5.5)$$

Donde: δ es la densidad relativa del aire a una altura sobre el nivel del mar.

δ	Altura MSNM	δ	Altura MSNM	δ	Altura MSNM
1.0	0	0.883	1037	0.757	2287.5
0.964	305.0	0.845	1403	0.729	2592.5
0.940	510.5	0.814	1708	0.683	3050
0.920	701.5	0.786	1982.5	0.564	4575

Tabla 5.5

Acorde a los valores de VCF y NBI se puede obtener el número de aisladores de ciertas dimensiones específicas sin considerar efectos de humedad o contaminación en tablas como la siguiente [15]:

Tensión nominal [kV]	NBI recomendado [kV]	No. de aisladores estándar de 254 X 146mm			
		M.S.N.M.			
		0-500	501-1500	1501-2500	2501-3200
69	350	4	5	5	6
115	550	7	8	9	10
230	750	9	11	12	13
230	900	11	12	14	15
230	1050	13	14	16	18
400	1300	17	19	22	24
400	1425	18	21	24	26
Valores para tensiones de menos uso en México					
138	650	8	10	12	13
161	750	9	11	14	15
345	1175	18	20	24	25

Tabla 5.6

Número de aisladores	VCF [kV]	NBI [kV]	NBI [kV] corregido por altitud			
			M.S.N.M.			
			0-500	501-1500	1501-2500	2501-3200
1	125	120	112	99	87	79
2	255	245	229	203	179	163
3	345	331	310	274	242	220
4	415	398	372	330	291	265
5	495	475	445	394	348	316
6	585	562	526	466	411	374
7	670	643	602	533	471	428
8	760	730	684	605	535	486
9	845	812	760	673	595	540
10	930	893	836	741	654	594
11	1015	975	913	809	714	649
12	1105	1061	994	880	777	706
13	1185	1138	1066	944	834	757
14	1265	1215	1138	1008	890	809
15	1345	1292	1210	1072	947	860
16	1425	1369	1282	1136	1003	911
17	1505	1446	1354	1200	1059	963
18	1585	1523	1427	1264	1116	1014
19	1665	1600	1499	1328	1172	1065
20	1745	1676	1570	1391	1228	1117
21	1825	1753	1642	1454	1284	1167
22	1905	1830	1714	1518	1341	1218
23	1985	1907	1786	1582	1397	1270
24	2065	1984	1859	1646	1454	1321
25	2145	2065	1934	1713	1513	1375
26	2220	2133	1998	1770	1563	1420
27	2300	2210	2070	1834	1619	1471
28	2375	2282	2138	1894	1672	1521
29	2455	2359	2210	1957	1729	1571
30	2530	2431	2277	2017	1781	1619
Aisladores estándar de 254 X 146mm (diámetro X espaciamento)						

Tabla 5.7

Considerando el tipo de contaminación en la zona de la línea y la distancia de fuga del aislador (leakage distance) se puede estimar también el número de aisladores en la cadena.

$$D_{fuga\ total} = V_{ff} \times D_{fuga\ zona} \quad [\text{mm}] \quad (5.6)$$

Donde: V_{ff} es la tensión máxima nominal entre fases del sistema [kV].

$D_{fuga\ zona}$ es la distancia de fuga del tipo de contaminación de la zona [mm/kV].

Entonces:

$$\# \text{ aisladores} = \frac{D_{fuga\ total}}{D_{fuga\ aislador}} \quad (5.7)$$

5.7 Métodos para mejora de funcionamiento de aisladores.

Ante la presencia de alta contaminación los aisladores ven disminuida su VCF y consecuentemente se deben aplicar métodos para mejorar su funcionamiento. Los métodos más frecuentemente adoptados son:

- Incremento de la distancia de fuga aumentando el número de aisladores o empleando aisladores tipo niebla.
- Aplicación de aisladores con cubierta vidriada semiconductor.
- Limpieza periódica del aislador mediante agua a presión.
- Reemplazo de aisladores de porcelana por aisladores no cerámicos.
- Cubrir el aislador con una capa delgada de silicón.
- Cubrir el aislador con una pequeña capa de petróleo o grasa.

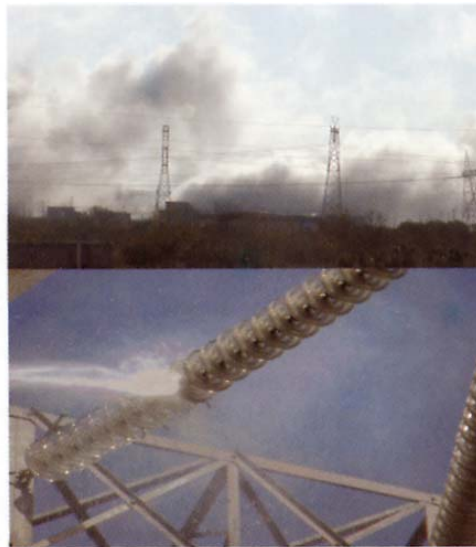


Figura 5.8 Lavado de aislamiento en líneas de transmisión expuestas a alta contaminación industrial y salina.

BLINDAJE DE LA LÍNEA

6.1 Fallas presentes en líneas de transmisión.

Las líneas de transmisión presentan salidas de funcionamiento ante diversos tipos de fenómenos que se presentan ya sean planificados o no. El mantenimiento es un tipo de salida de la línea que es planificada.

Por medio de recolección de datos se puede obtener las causas principales que ocasionan la salida de una línea de transmisión y llevar a una planificación para prevenir y disminuir tales eventos.

Como un indicativo de las principales causas no planificadas que ocasionan la salida de una línea de transmisión se presenta la Tabla 6.1 que indica los índices de salida por falla de las líneas de transmisión en el país en los diversos niveles tensión de transmisión y para las distintas áreas del SEN durante el 2002 [4].

La forma de calcular el índice de salidas es acorde a la siguiente expresión:

$$\text{Índice de salidas (ST)} = \frac{\text{Número de salidas}}{\text{km's de línea}} \times 100 \left[\frac{\text{salidas}}{100\text{km}} \right] \text{ al año} \quad (6.1)$$

El índice de salidas indica el número de salidas por cada 100km de línea en un año.

Dentro de la Tabla 6.1 se observa que la principal causa de salidas de una línea de transmisión se debe a las descargas atmosféricas en todos los niveles de tensión. Consecuentemente la prevención de que tal evento afecte a la línea debe considerarse especialmente pero sin descuidar los otros eventos que ocasionan salidas de la línea.



Figura 6.1 Descargas atmosféricas en líneas de transmisión.

SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN, TRANSFORMACIÓN Y CONTROL																	
COORDINADORA DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN																	
GERENCIA DE SUBESTACIONES Y LINEAS																	
SALIDAS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN POR FALLA PROPIA																	
2002																	
KV	ÁREA DE TRANSMISIÓN	A0	A1	A2	A3	A4	A5	A6	B0	C0	C1	C2	D0	TOTAL	KM DE LINEA	ÍNDICE DE SALIDAS POR FALLA PROPIA	
		ESTRUCTURAS	HERRAJES	AISLADORES	CONDUCTOR	HILO DE GUARDA	BRECHA	CONTAMINACIÓN	DESCARGA ATMOSFERICA	WIENTOS FUERTES	QUEMA DE CANA	QUEMA DE VEGETACIÓN					IGNORADAS
400	NOROESTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126.00	0.00
	NORESTE	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	400.00	0.25
	OCCIDENTAL	0	0	0	0	0	0	6	11	1	0	0	0	3	21	3027.75	0.69
	CENTRAL	0	0	0	0	1	4	0	19	3	1	7	6	6	41	3608.00	1.14
	ORIENTAL	0	0	0	0	1	1	12	0	0	1	1	1	0	16	1999.00	0.80
	SURESTE	0	0	0	0	3	2	4	15	0	0	1	1	4	32	3885.00	0.82
TOTAL	0	0	0	0	4	9	12	68	4	4	3	11	17	130	14302.75	0.98	
230	B. CALIFORNIA	0	1	0	0	1	0	8	0	1	0	0	0	1	12	1019.48	1.18
	NOROESTE	0	0	0	0	0	0	9	6	7	0	0	0	0	23	1988.00	0.46
	NORESTE	0	0	0	0	1	0	8	7	0	0	0	0	0	16	2634.00	0.44
	OCCIDENTAL	0	0	0	0	1	1	5	3	0	0	0	0	0	10	1762.39	0.37
	CENTRAL	0	0	1	0	0	20	12	27	5	2	13	6	6	86	3670.00	2.34
	ORIENTAL	0	0	0	0	1	4	2	29	0	3	5	0	0	43	3419.00	1.26
161	SURESTE	0	0	0	0	1	1	2	12	2	4	1	1	3	26	1502.00	1.66
	PENINSULAR	0	0	0	0	0	1	0	19	0	0	1	0	1	25	1534.00	1.69
	TOTAL	0	1	3	1	4	27	48	134	22	9	25	12	266	2521.00	0.99	
	B. CALIFORNIA	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	340.70	1.11
	OCCIDENTAL	0	0	0	0	0	1	1	3	0	0	0	0	0	5	143.00	3.45
	TOTAL	0	0	0	0	0	0	1	3	0	0	0	0	0	6	483.70	1.24
115	B. CALIFORNIA	0	1	0	0	0	0	1	6	0	0	0	1	9	1601.03	0.56	
	NOROESTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.00	0.00
	NORESTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30.27	0.00
	OCCIDENTAL	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	5	165.00	3.03	
	CENTRAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131.00	0.00
	SURESTE	0	0	0	0	0	0	0	5	1	0	0	0	7	343.00	1.93	
PENINSULAR	1	0	3	2	3	4	8	95	16	0	2	2	152	2445.00	3.40		
TOTAL	1	1	3	2	3	4	8	111	17	0	2	2	1	133	4643.30	3.16	
TOTAL NACIONAL	1	2	7	4	11	41	69	296	43	12	38	31	555	43893.82	1.26		

Tabla 6.1

6.2 Nivel isoceráunico y densidad de rayos a tierra.

Previamente a la colocación del hilo de guarda se debe conocer las posibilidades de que una descarga impacte la línea. El empleo de conceptos como: índice de flameo (FA), índice de salida (ST), nivel isoceráunico (DT), etc. deben ser definidos para obtener información importante en el diseño previo del aislamiento.

El número de descargas que hace contacto con los hilos de guarda, torre o conductor se encuentra relacionado con el nivel ceráunico (DT) definido como [15]:

Número de días promedio con tormenta para una zona específica durante un año.

Para facilitar la ubicación de las zonas que presentan un determinado nivel ceráunico se implementan mapas llamados *isoceráunicos* que muestran por medio de curvas de nivel los diferentes valores de niveles ceráunicos para cada región, también existen mapas que indican la densidad de rayos a tierra similares a los isoceráunicos y auxilian en el cálculo de índice de salidas de la línea (véase Apéndice 5).

6.3 Hilos de guarda y cálculo del índice de salidas de la línea.

La principal protección empleada para las descargas atmosféricas en una línea de transmisión es el hilo de guarda y su correcta colocación en la torre evita que las fallas de la línea ante descargas sean de una frecuencia considerable. Calibres comúnmente empleados en los hilos de guarda son acero de 3/8'' en zonas no corrosivas y Alumoweld 7 No. 8 en zonas corrosivas [13].

Tipos de hilos de guarda empleados en líneas aéreas		
Alumoweld AWG	ACSR de una capa Código	Acero Diámetro [']
7 No. 5	Brahma	1 / 4
7 No. 6	Cochin	9 / 32
7 No. 7	Dorking	5 / 16
7 No. 8	Dotterel	3 / 8
7 No. 9	Guinea	1 / 2
7 No. 10	Leghorn	
3 No. 5	Minorca	
3 No. 6	Petrel	
3 No. 7	Grouse	
3 No. 8		
3 No. 9		
3 No. 10		

Nota: Ordinary, E.B. y E.B.B. son los tipos de cable para el acero en todos los todos los diámetros mencionados.

Tabla 6.2

El índice de flameos (FA) se define como:

$$FA = F_1 P_1 \left[\frac{\text{flameos}}{100\text{km}} \right] \text{ al año} \quad (6.2)$$

Donde: F_1 es la frecuencia de descargas por cada 100km de línea al año.

P_1 es la proporción de descargas en la línea que causan flameos (90% o 0.9 aprox.).

El índice de salidas (ST) puede definirse como:

$$ST = FA \times P_2 \quad \left[\frac{\text{salidas}}{100\text{km}} \right] \text{ al año} \quad (6.3)$$

Donde: P_2 es la proporción de flameos que producen salidas de la línea (90% o 0.9 aprox.).

La forma de conocer la frecuencia de descargas en una línea de transmisión F_1 se relaciona también comúnmente con parámetros físicos de la torre como la altura de los hilos de guarda y el nivel Cerámico (DT). Expresiones para obtener la frecuencia de descargas en la línea son las siguientes:

$$F_1 = (0.12 a 0.20) DT [0.0133(ht + 2hg) + 0.1b] \left[\frac{\text{descargas}}{100\text{km}} \right] \text{ al año} \quad (6.4)$$

Donde: ht es la altura de los hilos de guarda en la torre [m].

hg es la altura de los hilos de guarda a la mitad del claro [m].

b es la separación entre hilos de guarda [m].

(si solo existe un hilo de guarda $b=0$)

(si no hay hilos de guarda usar la distancia entre los conductores externos)

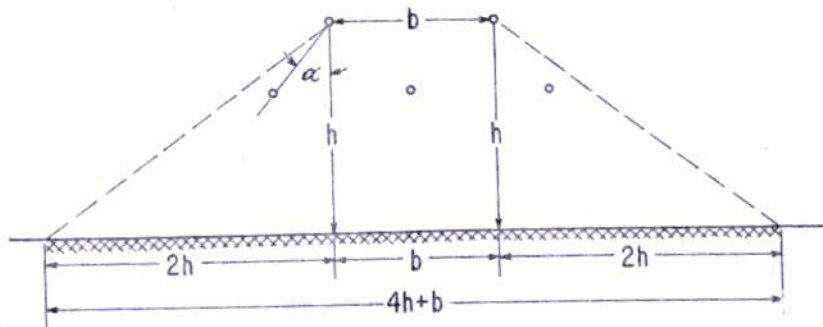


Figura 6.2 Campo de atracción de descargas en líneas eléctricas.

Otras ecuaciones empleadas para obtener la frecuencia de descargas en la línea son:

$$F_1 = 62 \frac{DT}{30} \left[\frac{\text{descargas}}{100\text{km}} \right] \text{ al año} \quad (\text{para torres con altura promedio de 30m}) \quad (6.5)$$

$$F_1 = 2.7H \frac{DT}{30} \left[\frac{\text{descargas}}{100\text{km}} \right] \text{ al año} \quad (\text{para torres con altura promedio de 25 a 30m}) \quad (6.6)$$

Donde: $H = ht - \frac{2}{3}F$ es la altura promedio del hilo de guarda o conductor [m].

F es la flecha del hilo de guarda o conductor si no hay hilo de guarda [m].

Para obtener una correcta protección de la línea por descargas atmosféricas se debe colocar el hilo de guarda de tal forma que intercepte la descarga antes que el conductor. En la figura 6.3 se observa la colocación de los hilos de guarda en una línea de la cual se pueden obtener algunas observaciones:

- En el caso de que la distancia OE sea menor a la distancia OC la descarga presenta una mayor probabilidad de alcanzar el hilo de guarda que el conductor.
- Asumiendo una línea EB tangente al círculo de radio H con centro en O y empleando trigonometría se obtiene la relación:

$$\operatorname{sen} \alpha = \frac{DB}{EB} = \frac{OA}{OE} = \frac{H-h}{H} \quad (6.7)$$

Considerando que $H=2h$ (altura de la nube es el doble de la torre) obtenemos que $\alpha=30^\circ$. En el caso de asumir que $H=1.5h$ obtenemos que $\alpha \approx 20^\circ$ siendo valores dentro de los cuales el ángulo entre el plano vertical que contiene al hilo de guarda y la línea formada de unir el conductor y el hilo de guarda debe estar para un correcto blindaje de la línea.

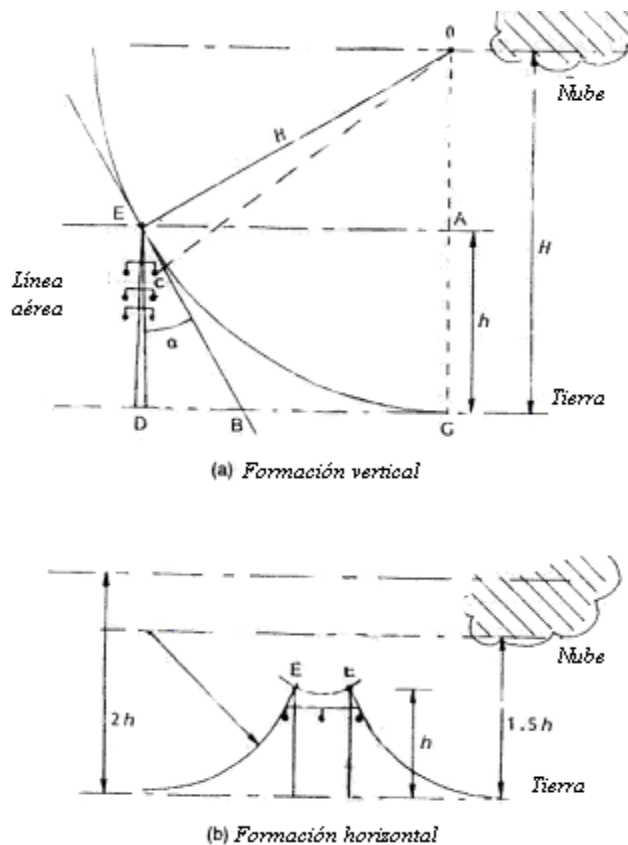


Figura 6.3 Descargas atmosféricas en líneas eléctricas.

Gracias a trabajos realizados por Armstrong y Whitehead se han obtenido curvas que relacionan el ángulo de blindaje con la altura de los hilos de guarda para un blindaje apropiado de una línea ante descargas atmosféricas (véase Figura 6.4) [17].

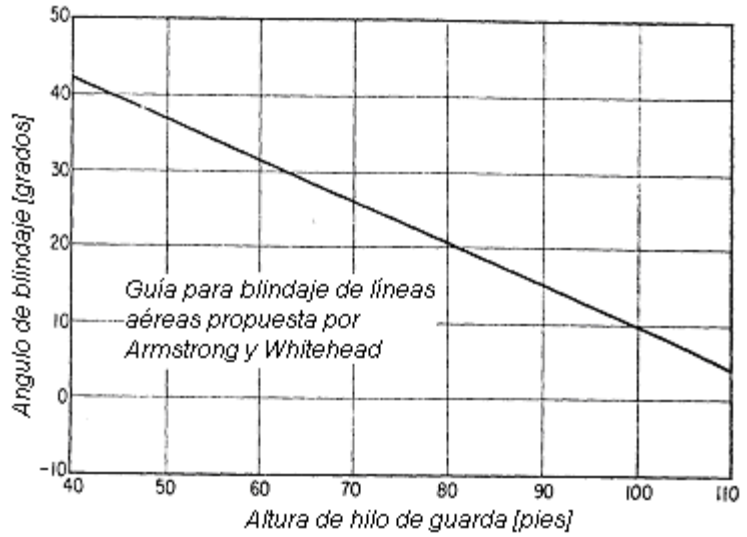
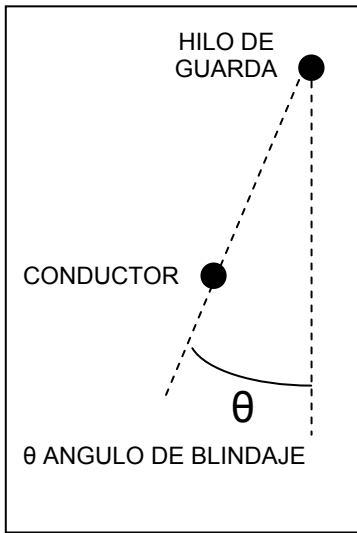


Figura 6.4 Ángulo de blindaje y relación con la altura de las estructuras.

Se observa de la gráfica anterior que entre mayor es la altura de la torre la tensión de la línea aumenta también y el ángulo de blindaje disminuye. Adicionalmente existen diversos métodos para calcular el ángulo de blindaje de la línea como el modelo el electrogeométrico que toma en consideración la magnitud de corriente del rayo incidente y se puede conocer el sitio donde impactará el rayo (hilo de guarda, conductor o tierra) dependiendo de su ángulo de incidencia.

La probabilidad de falla de un blindaje (PB) se puede obtener gracias al método de Burgsdorf Kostenko que expresa el número de descargas que pasan de los hilos de guarda a los conductores como un porcentaje del número total de descargas en la línea.

$$\log_{10} PB = \theta \frac{\sqrt{H}}{90} - 2 \tag{6.8}$$

Donde: H es la altura promedio de los hilos de guarda [m].

θ es el ángulo de blindaje.

PB esta en %.

La probabilidad de que un rayo de determinada corriente exceda la protección dada por el hilo de guarda (P_I) es:

$$\log_{10} P_I = 2 - \frac{I}{60} \tag{6.9}$$

Donde: $I = \frac{2BIL}{Z_c} \cong \frac{2(0.9VCF)}{Z_c}$ [kA]

$Z_c = 60 \ln(2H/r)$ [Ω] (impedancia característica de la línea).

H es la altura media del conductor [mm].

r es el radio del conductor [mm].

P_I esta en %.

El índice de flameos por lo tanto es:

$$FA = F_1 \cdot PB \cdot P_l \times 10^{-4} \left[\frac{\text{flameos}}{100\text{km}} \right] \text{ al año} \quad (6.10)$$

Usualmente la probabilidad de que un flameo produzca salida de la línea es de $P_2=0.9$ por lo que el índice de salidas de la línea queda:

$$ST = 0.9FA \left[\frac{\text{salidas}}{100\text{km}} \right] \text{ al año} \quad (6.11)$$

6.4 Modelo electrogeométrico de blindaje.

La configuración del modelo electrogeométrico establece la probabilidad de flameo y consecuentemente falla en la línea en relación a un área obtenida geoméricamente. El esquema que muestra el área de probabilidad de flameo en el conductor es el siguiente:

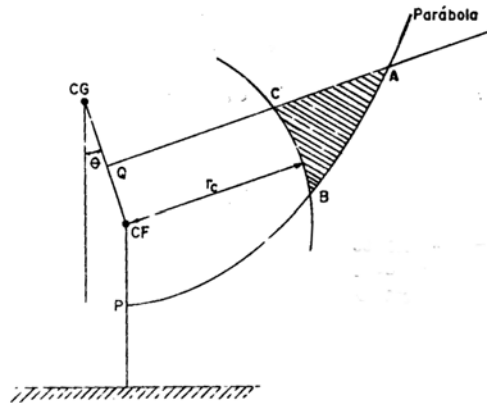


Figura 6.5 Esquema básico de blindaje.

El área sombreada es un indicativo de la posibilidad de flameo en el conductor. La parábola AP une todos los puntos que se encuentran a una distancia igual entre el conductor de fase (CF) y el suelo. La línea QA es la mediatriz entre el cable de guarda (CG) y el CF . Finalmente BC constituye un arco de circunferencia con centro en CF y radio obtenido acorde a la siguiente expresión [13]:

$$r_c = 9.4(1.1I)^{2/3} \text{ [m]} \quad (6.12)$$

Donde: $I = \frac{2BIL}{Z_c} \cong \frac{2(0.9VCF)}{Z_c}$ [kA]

$Z_c = 60 \ln(2H/r)$ [Ω] (impedancia característica de la línea).

H es la altura media del conductor [mm].

r es el radio del conductor [mm].

Cualquier punto sobre QA indica que el rayo caerá en el hilo de guarda mientras que cualquier punto por debajo de PA indica que el rayo cae en el suelo. Finalmente los rayos que impactan dentro del área ABC llegan al conductor. Con el fin de que no impacten al conductor un blindaje total es el que se logra reduciendo el área ABC a un punto como se observa en la Figura 6.6.

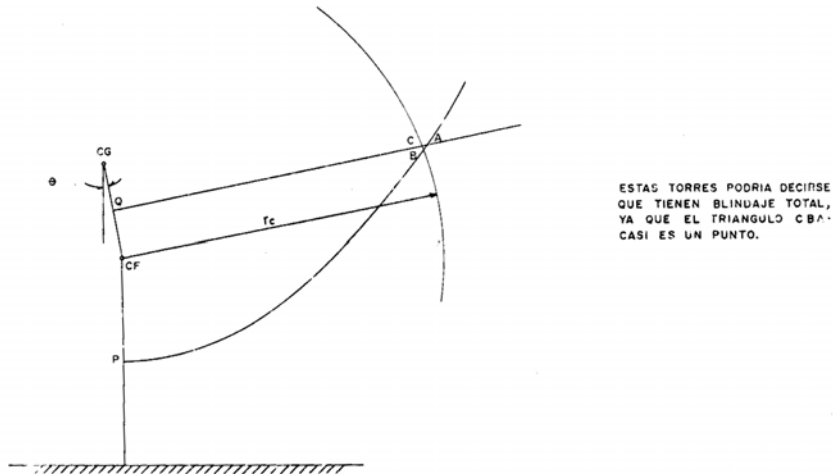


Figura 6.6 Esquema de blindaje perfecto de la línea.

Sea \bar{y} la altura media del conductor de fase y \bar{c} la distancia entre CF y CG . Por medio de gráficas (véase Figura 6.7) se puede obtener el ángulo que proporcionará un blindaje total en relación a \bar{y}/r_c y \bar{c}/r_c [13].

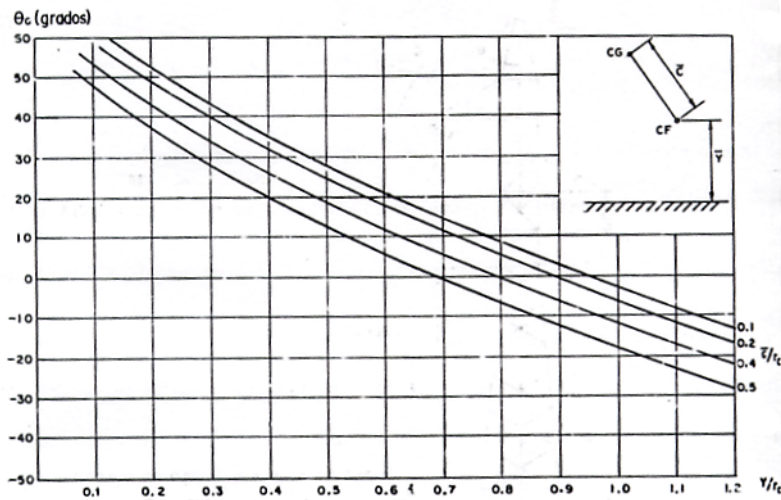


Figura 6.7 Curvas para determinación del ángulo de blindaje [13].

Matemáticamente la expresión a emplear para obtener el ángulo de blindaje óptimo es:

$$\theta = \text{angsen}\left(\frac{r_c - \bar{y}}{r_c}\right) - \text{angsen}\left(\frac{\bar{c}}{2r_c}\right) \tag{6.13}$$

Donde: \bar{c} se puede aproximar cuando aún no se han implementado los hilos de guarda como:

$$\bar{c} = 6 \times 10^{-3} \cdot VCF \text{ [m]} \tag{6.14}$$

Siendo: VCF en [kV].

Para obtener la altura del hilo de guarda en la estructura en blindaje total se emplea una vez calculado el ángulo de blindaje la expresión.

$$hg = \bar{y} + \bar{c} \cos(\theta) + \frac{2}{3}F \text{ [m]} \tag{6.15}$$

Donde: θ es el ángulo de blindaje.

F es la flecha del hilo de guarda [m].

La distancia horizontal del hilo de guarda respecto a la fase externa (x_T) se obtiene como:

$$x_T = \bar{c} \sin \theta \text{ [m]} \tag{6.16}$$

Una visualización de la correcta colocación del hilo de guarda es observada en la Figura 6.8 donde los conductores e hilos de guarda deben encontrarse por debajo del plano horizontal r_C para que pueda efectuarse un blindaje perfecto.

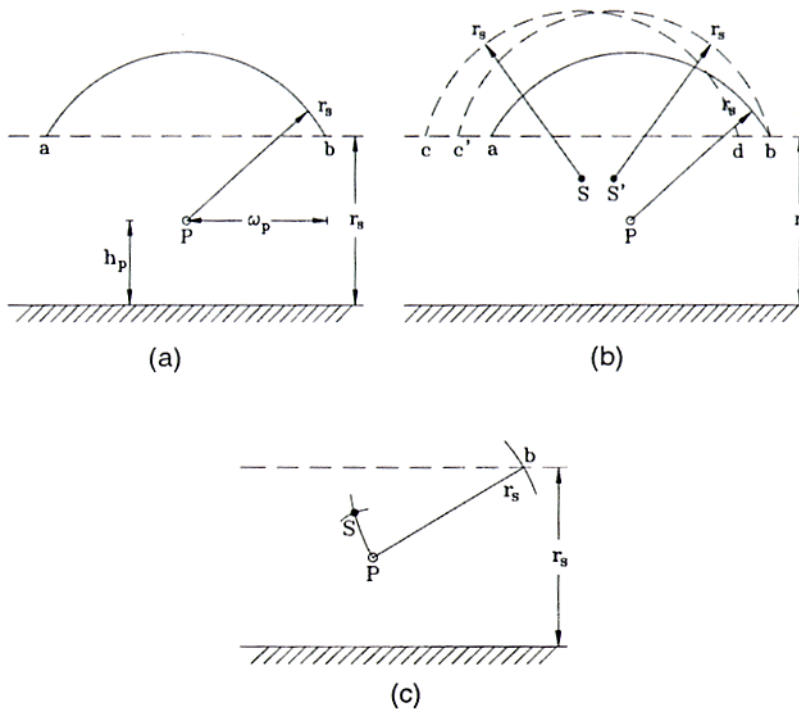


Figura 6.8 Principios de blindaje: (a) modelo electrogeométrico; (b) principio de blindaje; (c) colocación de hilo de guarda para blindaje perfecto.

Se presenta que para el conductor de fase se traza una circunferencia de radio r_c el cual se calculo previamente y una línea horizontal de altura igual r_c paralela a tierra, posteriormente en el punto de intersección b se traza una círculo de radio r_c que indicara la localización efectiva del hilo de guarda al determinar la distancia mínima requerida entre el conductor y el hilo de guarda considerando las distancias mínimas de aislamiento establecidas en normas (véase Tabla 6.3) [6].

Distancias de aislamiento mínimas [m]		
Tensión [kV]	Fase a tierra	Fase a fase
2.4 - 13.8	0.04	0.06
13.8 - 36.0	0.16	0.25
115 - 138	0.64	0.99
161 - 169	0.91	1.40
230	1.28	1.97
400	2.5	3.8

Tabla 6.3

La forma de implementar los hilos de guarda gráficamente en una línea trifásica se observa para un solo hilo o dos en la Figura 6.9 [2].

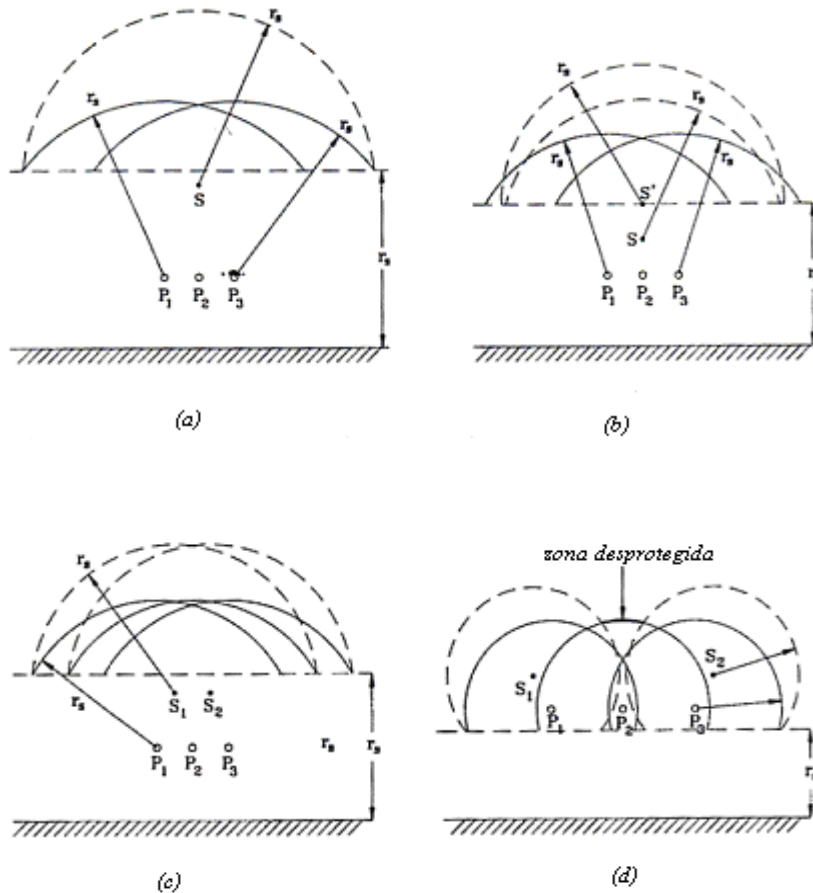


Figura 6.9 Blindaje por medio de uno y dos hilos de guarda: (a) blindaje perfecto con un hilo de guarda; (b) blindaje imperfecto con un hilo de guarda; (c) blindaje perfecto con dos hilos de guarda; (d) blindaje imperfecto con dos hilos de guarda.

6.5 Estrategias aplicadas para la disminución de salidas de líneas de transmisión.

Existen diversas estrategias para lograr la disminución de salidas de una línea de transmisión ante las diversas causas que la ocasionan [4]. Dentro de las comúnmente empleadas se observan las siguientes:

- Reducción de salidas ocasionadas por descargas atmosféricas.
 1. Instalación de apartarrayos tipo Gap en las torres que presentan mayor incidencia de descargas atmosféricas.
 2. Medición y corrección de sistemas de tierras.
 3. Modificación del ángulo de blindaje (Figura 6.10).
 4. Medición de distribución dieléctrica y centrado de conductor.
 5. Reposición de: aislamiento roto y flameado, reposición de conexiones en hilos de guarda y herrajes afectados por corrosión.
 6. Revisión de la coordinación de aislamiento considerando las trayectorias de las líneas y estadísticas de la densidad de rayos a tierra en la Republica Mexicana.
- Reducción de salidas por aisladores.
 1. Instalación de aisladores tipo sintético en los puntos donde se presentan actos vandálicos.
 2. Determinar mediante estudios el envejecimiento de los aisladores instalados en líneas de transmisión y programar su reemplazo oportuno.



Figura 6.10 Modificación del ángulo de blindaje para minimizar las salidas por descargas atmosféricas en la L.T. 230 kV Zapata-93240-Mezcala. ATT Central.

- Reducción de salidas por contaminación.
 1. Lavado de aislamiento expuesto a contaminación salina, industrial y por aves, con línea energizada o desenergizada.
 2. Aumento de las distancias de fuga en el aislamiento, mediante la utilización de aisladores superniebla y/o sintéticos.
 3. Sustitución de aislamientos y herrajes con deterioro provocado por la contaminación.
- Reducción de salidas por quema de caña y vegetación.

Negociar convenios con los ingenios azucareros para el control de la quema y efectuar el pago por el corte de caña en verde en los cultivos ubicados en los derechos de vía de transmisión.

1. Prever oportunamente la contratación de brechas y retiro de maleza en el derecho de vía.
 2. Instalación de estructuras intermedias en zonas cañeras y en claros con distancias críticas conductor-piso.
 3. Negociar convenios con ejidatarios y particulares para indemnizar derechos de vía con asentamientos irregulares y zonas agrícolas.
 4. Efectuar oportunamente los programas de inspección aérea y terrestre en líneas de transmisión.
- Reducción de salidas por vientos fuertes.
1. Corrección de libramientos críticos conductor-piso.
 2. Reemplazo de estructuras por otras más robustas y/o adición de torres intermedias en los claros largos principalmente en los lugares con incidencia de vientos fuertes.
- Reducción de salidas por brecha.
1. Efectuar limpieza o corte de brecha en el ancho del derecho de vía respetando las normas ecológicas vigentes.
 2. Regularizar problemas de invasión de derechos de vía previendo partidas presupuestales para indemnizaciones.
- Reducción de salidas por causa desconocida.
1. Fortalecer la inspección terrestre.
 2. Revisión de la línea de transmisión en forma inmediata después de haber ocurrido la falla vía aérea o terrestre.
 3. Análisis detallado de los parámetros eléctricos y definir el punto real de falla.

CONEXIÓN A TIERRA DE LÍNEAS AÉREAS

7.1 Generalidades.

El comportamiento de la línea de transmisión ante las descargas atmosféricas puede ocasionar un efecto conocido como flameo directo en el cual las ondas de corriente que impactan la línea provocan la falla del aislamiento (cadena de aisladores) por la sobretensión generada se conduce la corriente a través de la superficie del aislamiento y la estructura de la torre hacia tierra donde es drenada. Los hilos de guarda previenen que el impacto de la descarga sea en los conductores de fase y desvían dicha sobretensión hacia tierra vía la estructura (véase Figura 7.1).

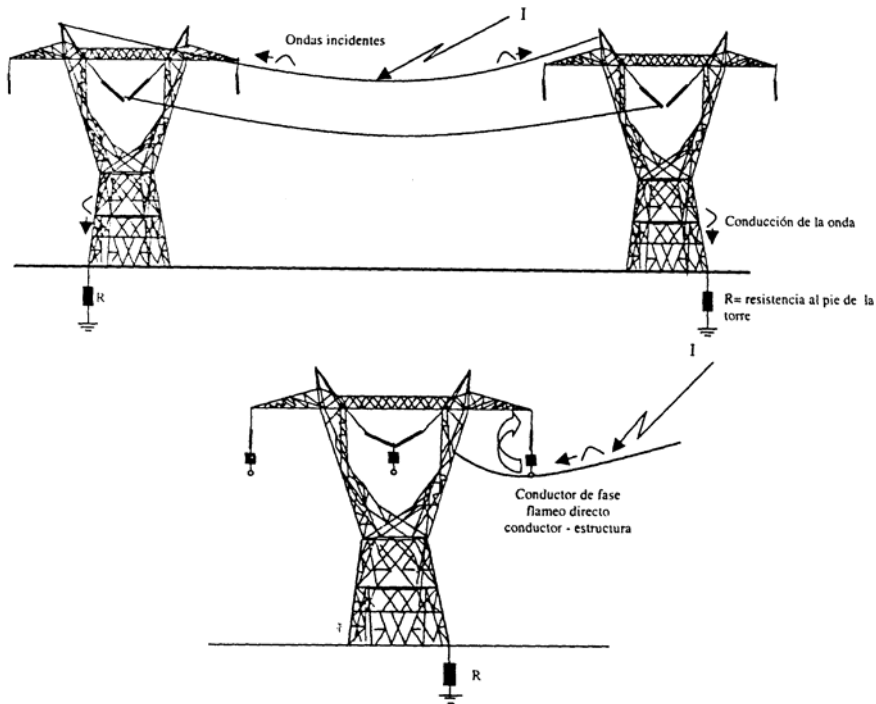


Figura 7.1 Flameos directo en una línea eléctrica.

En ocasiones las sobretensiones generadas por las descargas presentan un efecto de reflexión a causa de la diferencia en las impedancias de hilos de guarda, estructura y tierra lo cual provoca un flameo inverso (back flashover) de la estructura hacia el conductor de fase. Por esta causa la resistencia al pie de la torre debe conservar valores menores normalmente a 10Ω para disminuir la posibilidad de que se presente dicho evento (véase Figura 7.2).

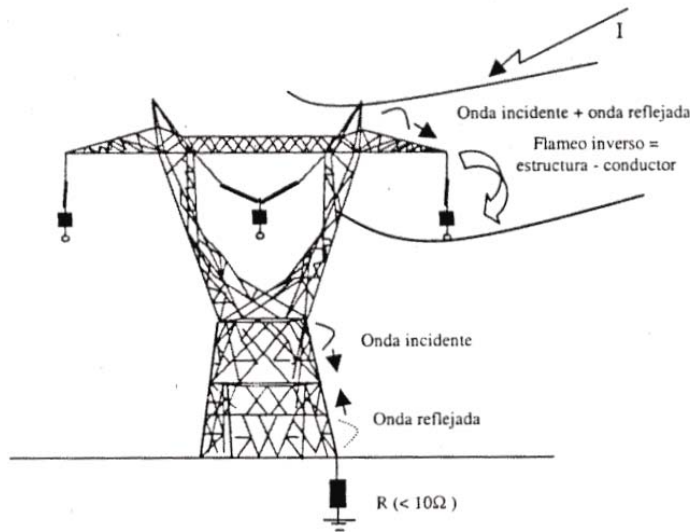


Figura 7.2 Flameo inverso en una línea eléctrica.

La resistencia al pie de la torre es un parámetro importante en el cálculo de las sobretensiones inversas presentes en la línea y que son tomadas en cuenta para la coordinación del aislamiento. Los dos elementos para calcular la resistencia al pie de la torre son la resistividad del terreno y las características físicas del elemento de aterrizamiento (electrodo o contrantena).

La red de tierras o aterrizamientos para una línea de transmisión consta de dos formas generales:

7.2 Electrodo.

El uso de electrodos se aplica en líneas de transmisión construidas en terrenos de resistividad relativamente baja. La obtención de la resistencia al pie de la torre en este caso se determina acorde a la siguiente expresión:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\ln\left(\frac{2l}{a}\right) - 1 \right] \quad l \gg a \quad (7.1)$$

Donde: ρ es la resistividad del suelo [Ωm].

l es la longitud del electrodo [m].

a es el radio del electrodo [m].

La variación de la resistencia queda relacionada de una manera más estrecha con la longitud o profundidad del electrodo que con el radio del mismo. La Figura 7.3 muestra un comportamiento de dicha relación para diversos radios y con una resistividad de 100 [Ωm].

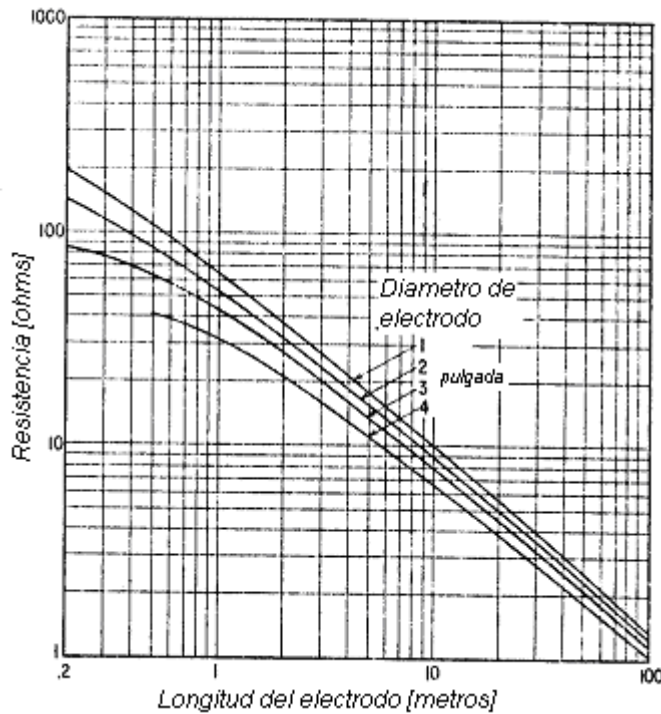


Figura 7.3 Resistencia de electrodos como función de su longitud y diámetro. $\rho = 100 \text{ } [\Omega\text{m}]$.

La resistencia al pie de la torre puede disminuirse al conectar electrodos en paralelo. Si el espacio entre electrodos es grande comparado con la profundidad de los mismos la reducción de la resistencia será importante aunque algunas veces el costo no es justificable. En el caso de que los electrodos se encuentren cercanos entre si la resistencia al pie de la torre se reduce a la expresión:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{A}\right) \tag{7.2}$$

Donde: A es el radio equivalente del conjunto de electrodos [m].

El radio equivalente depende de la geometría de los electrodos acorde a la Figura 7.4 [10].

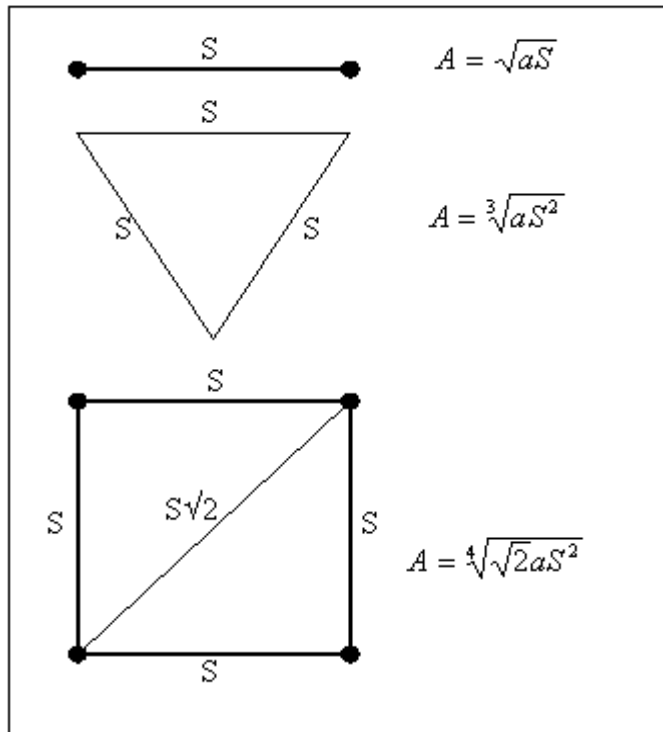


Figura 7.4 Implementación de electrodos paralelos en aterrizamientos.

El empleo de electrodos profundos es una alternativa a emplear en algunos casos y en la cual se utilizan electrodos seccionados que son unidos mediante coples de bronce u otro material anticorrosivo (véase Figura 7.5).



Figura 7.5 Electrodo de secciones: (a) cabeza; (b) rosca en los extremos de las secciones; (c) sección de electrodo; (d) unión o copple de bronce; (e) sección final del electrodo.

El aterrizamiento de la estructura se hace acorde a la Figura 7.6 donde un tramo de conductor similar al empleado en el hilo de guarda es utilizado para unir la estructura al electrodo o contraantena [22].

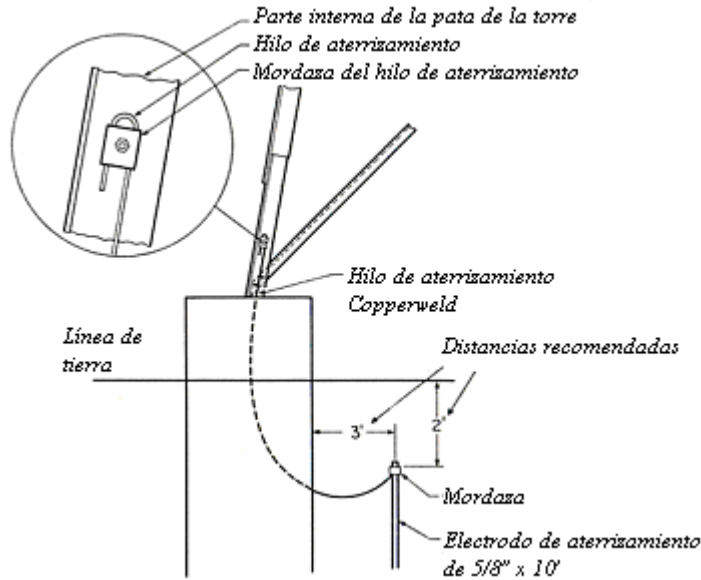


Figura 7.6 Unión entre electrodo y estructura de la línea.

7.3 Contraantenas.

Este tipo de aterrizamiento se realiza con conductores de acero en terreno no corrosivo o conductores de cobre y aluminio en terrenos corrosivos. Con este tipo de aterrizamientos el área de contacto con el terreno es mayor debido a las trayectorias horizontales. La profundidad a la que comúnmente se colocan las contraantenas es de 50 a 60cm y es deseable que el calibre del conductor o su diámetro sea el mismo que el del hilo de guarda.



Figura 7.7 Mejoramiento de sistema de tierras en la línea de transmisión de 230 kV Escarcega-93010-Ticul [4].

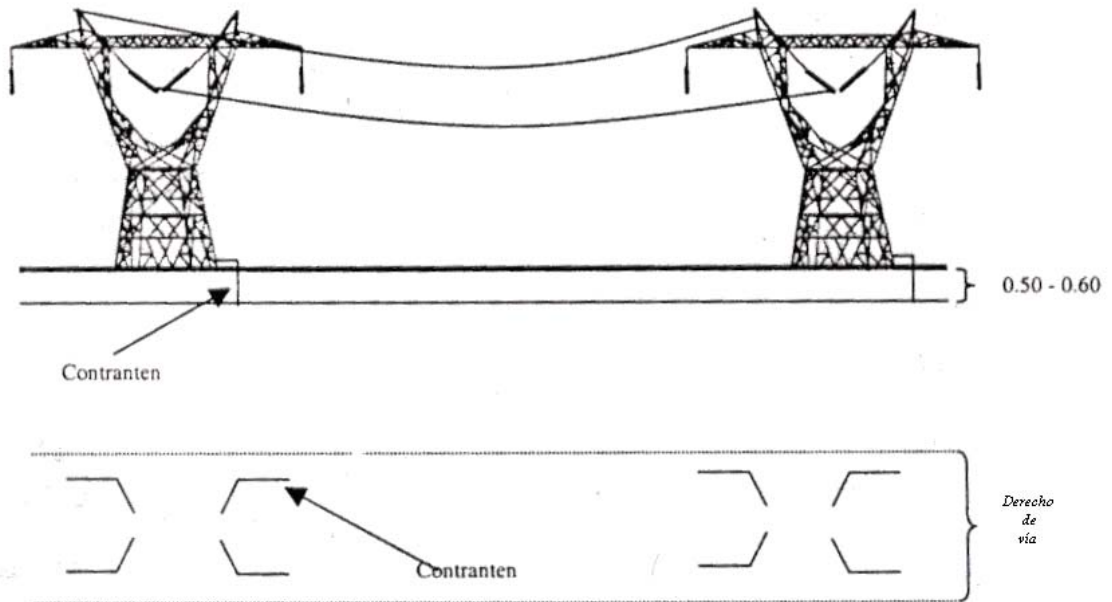


Figura 7.8 Disposición de la contraantena a lo largo de la ruta de la línea.

La resistencia al pie de la torre para una contraantena se obtiene acorde a la expresión:

$$R = \frac{\rho}{\pi l} \left[\ln \left(\frac{2l}{\sqrt{4ad}} \right) - 1 \right] \quad d \ll l \quad (7.3)$$

Donde: ρ es la resistividad del suelo [Ωm].

l es la longitud de la contraantena [m].

a es el radio del conductor de la contraantena [m].

d es la profundidad a la cual se entierra la contraantena [m].

En el caso de desear conocer la longitud para cierto valor de resistencia requerido es conveniente emplear algún método numérico al despejar l de la ecuación anterior. La variación de la resistencia con respecto a la longitud de la contraantena se observa en la siguiente gráfica.

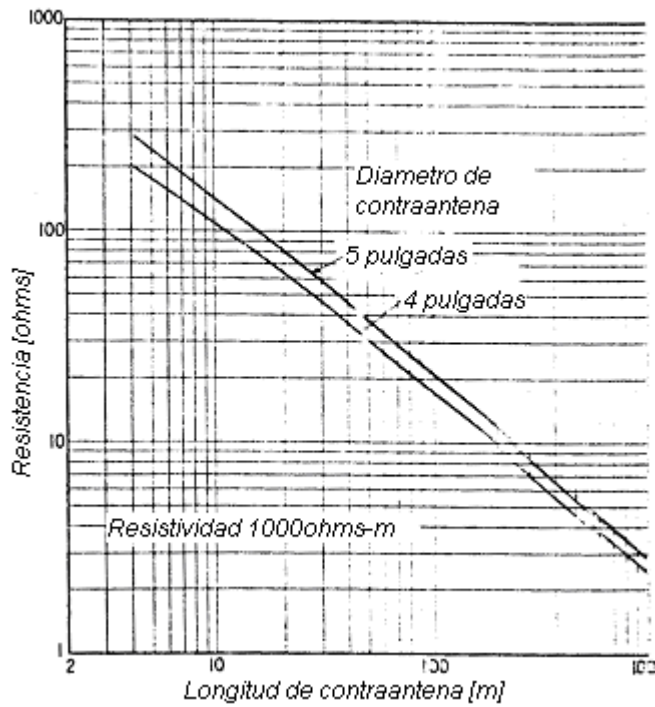


Figura 7.9 Resistencia de la contraantena en función de su longitud (resistividad del terreno de 1000 Ωm).

En el caso de que la longitud de la contrantena sea extensa el potencial a lo largo de la misma no es uniforme por lo que la ecuación anterior presenta un error [10]. Para corregir este defecto se emplea la expresión siguiente:

$$R_o = \sqrt{r\rho} \coth\left(l\sqrt{\frac{r}{\rho}}\right) \tag{7.4}$$

Si el valor $l\sqrt{\frac{r}{\rho}}$ es grande entonces la expresión anterior se reduce:

$$R_o = \sqrt{r\rho} \tag{7.5}$$

- Donde: r es la resistencia del conductor de la contrantena [Ω/m].
- ρ es la resistividad del suelo [Ωm].
- l es la longitud de la contrantena [m].

Con el fin de visualizar bajo que condiciones se debe emplear una contrantena o un electrodo se presenta la siguiente gráfica (véase Figura 7.10) [13].

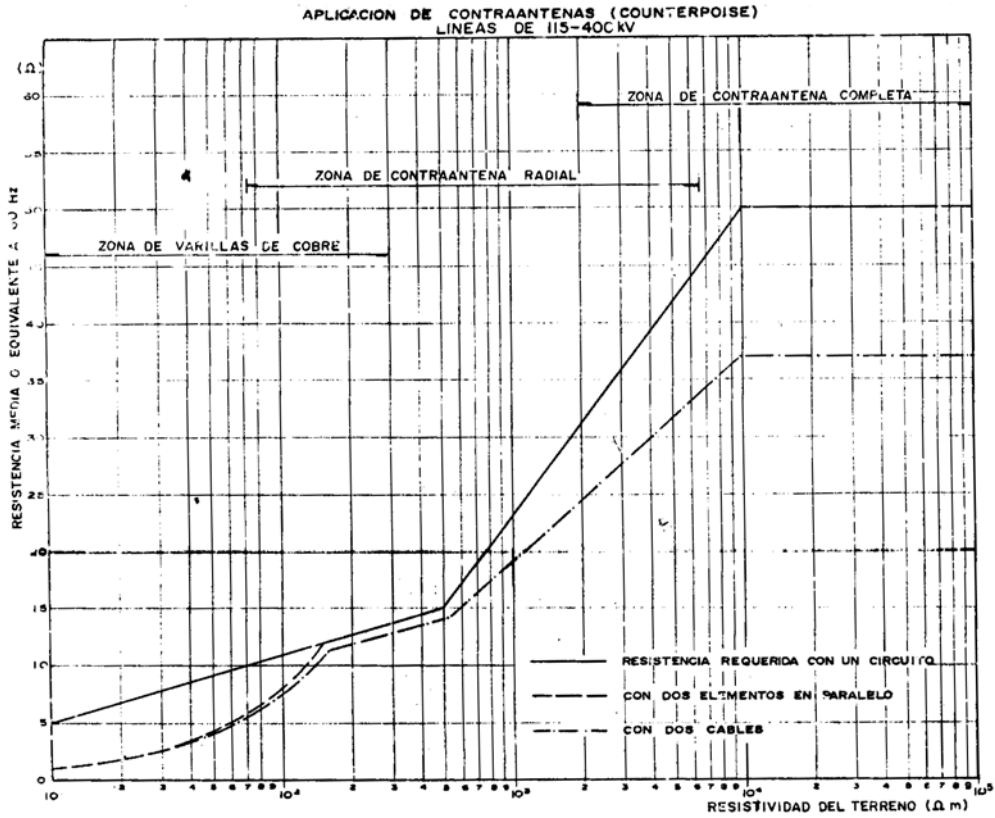


Figura 7.10 Relación entre resistividad, resistencia y tipo de contraantena a emplear [13].

Se observa que a medida que aumenta la resistividad del terreno es preferible el empleo de contraantenas ya que la profundidad a la que se tendría que colocar un electrodo para alcanzar una zona de gran humedad y poca resistividad es muy grande en ocasiones.

También se observa que el empleo de contraantenas continuas (completas) o radiales depende de la resistividad que presente el terreno (véase Figura 7.11). En algunos casos los electrodos profundos representan un mejor desempeño ante terrenos de resistividades altas en comparación con las contraantenas.

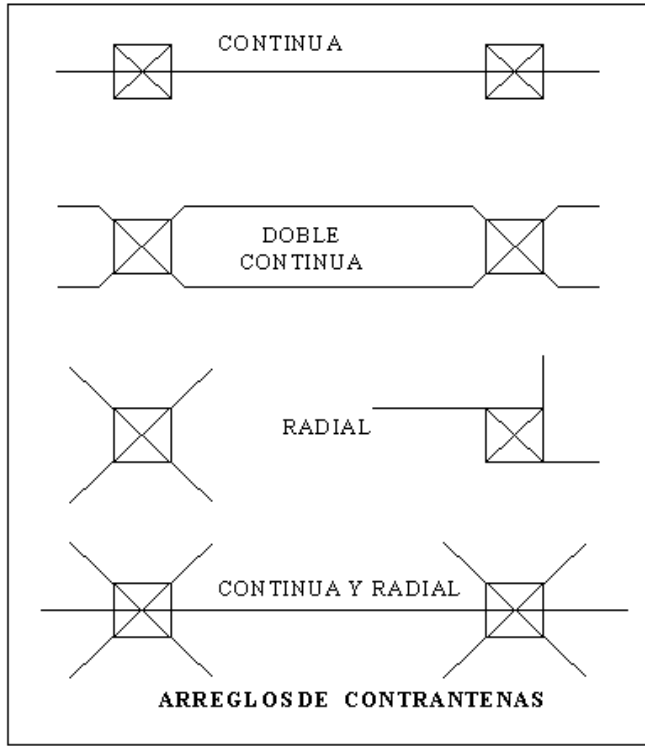


Figura 7.11 Arreglos de contraantenas [10].

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

8.1 Coordinación de aislamiento y apartarrayos.

Cuando se diseña el aislamiento de una línea eléctrica la implementación de apartarrayos en líneas a partir de los 230 kV y tensiones superiores representa una disminución en el índice de salidas de la misma causadas por sobretensiones de diversas índoles. Por medio de los apartarrayos se logra que las sobretensiones no ocasionen el flameo de las cadenas de aisladores al atenuar las sobretensiones llevando parte de la corriente generada a través del apartarrayos mismo y drenándola hacia tierra. La implementación del apartarrayos en la línea, subestación u otro equipo eléctrico conlleva que se aplique una coordinación del aislamiento definida acorde a la norma ANSI C92.1-1982 como:

El proceso de correlacionar las tolerancias de aislamiento de un equipo eléctrico con las sobretensiones esperadas y las características de protección del dispositivo de protección.

Por medio de la coordinación de aislamiento se logra una seguridad del sistema eléctrico manteniendo una continuidad del servicio y evitando daños en los equipos principales del sistema.

Como se menciona anteriormente existe una tensión nominal continua del sistema eléctrico y una tensión máxima referida a un porcentaje de la tensión nominal que sirven para seleccionar los niveles de aislamiento y consecuentemente el equipo a emplear en un sistema. En México las tensiones máximas del sistema son [29]:

Tensión nominal del sistema [kV]	Tensión máxima del sistema [kV]
66, 69	72.5
110, 115	123
132, 138	145
150, 161	170
220, 230	245
275, 287	300
330, 345	362
380, 400	420
500	525
700, 750	765

Tabla 8.1

Como se menciona anteriormente también existen niveles de aislamiento ante diversos tipos de ondas de sobretensión aplicadas a los equipos. Consecuentemente, valores del *BIL* han sido normalizados para las líneas de transmisión.

En las líneas que presentan un alto índice de salidas por descarga la modificación del aislamiento es necesaria y el apartarrayos resulta conveniente gracias a su comportamiento no lineal (véase Figura 8.1).

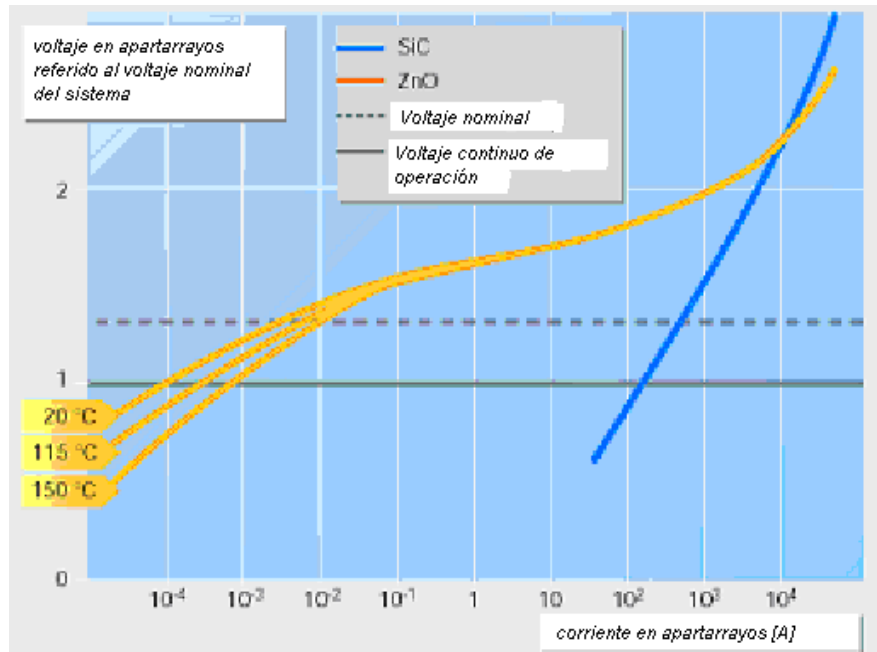


Figura 8.1 Comportamiento de las resistencias no lineales de apartarrayos SiC y ZnO [26].

Un apartarrayos se encuentra constituido de forma general por un elemento resistivo no lineal que opera ante la presencia de una sobretensión permitiendo el flujo de corriente manteniendo así su tensión. Bajo condiciones nominales en el sistema el apartarrayos es considerado un circuito abierto por el cual no circula más que una muy pequeña corriente, despreciable para el sistema, pero de gran ayuda para evaluar las características de operación del apartarrayos.

El elemento resistivo no lineal que es base de funcionamiento del apartarrayos son los óxidos metálicos dentro de los cuales el óxido de zinc (ZnO) es el más utilizado. Al igual que cualquier equipo eléctrico el apartarrayos tiene características que lo identifican. Dentro de las más importantes se encuentran [2]:

- *Tensión de flameo.* Tensión a la cual opera el apartarrayos ante una sobretensión drenando la corriente a tierra.
- *Tensión de corte.* Tensión a la cual en frecuencia nominal (60 Hz) el apartarrayos una vez eliminada la sobretensión regresa a su estado de no conductor eliminando la corriente a través de él. Esta tensión es generalmente igual a la tensión nominal del apartarrayos.
- *Tensión máxima de operación continua (MCOV).* Límite recomendado para la magnitud del voltaje continuamente aplicado en el apartarrayos de tal forma que funcione correctamente.

Una vez que el apartarrayos ha sido seleccionado se debe determinar la protección que dará al aislamiento del equipo. La protección quedará en función de las características del apartarrayos, los transitorios y fallas posibles en el sistema y las características del aislamiento en el equipo a proteger. La protección se cuantifica en función de relaciones de protección (*PR*) que relacionan los límites de aislamiento del equipo con el nivel de protección del apartarrayos. El objetivo es que las relaciones de protección sean alcanzadas o excedidas para varios tipos de sobretensiones en el sistema. Una medida alternativa son los márgenes de protección (*PM*) que relacionan los valores de protección menos 1 (100%).

Por ejemplo: una relación de protección de 1.53 corresponde a un margen de protección de 53%. La especificación IEEE Std. C62.22-1991 cubre más detalladamente estos conceptos. Se puede mencionar que los márgenes de protección toman valores normalmente de 15% a 40% dependiendo el nivel de tensión del sistema, el tipo de sobretensiones que se presenten y las características del equipo de protección en general.

Las relaciones de protección están definidas como [12]:

$$PR = \frac{\text{nivel básico de aislamiento}}{\text{tensión en el equipo protegido}} \quad (8.1)$$

La tensión en el equipo protegido es igual normalmente al nivel de protección del apartarrayos para determinada forma de onda.

Los tres valores de protección comúnmente empleados son:

$$PR_{L1} = \frac{\text{nivel básico onda cortada}}{\text{frente de onda}} = \frac{CWW}{FOW} \geq 1.2 \quad (8.2)$$

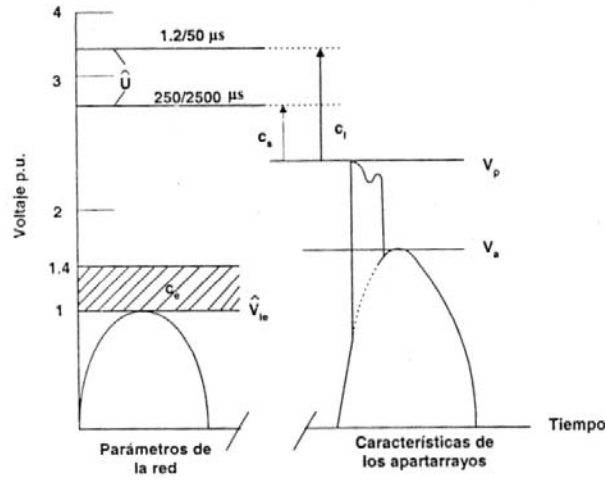
$$PR_{L2} = \frac{\text{nivel básico de impulso}}{\text{nivel de protección ante descarga atmosférica}} = \frac{BIL}{LPL} \geq 1.2 \quad (8.3)$$

$$PR_s = \frac{\text{nivel básico de impulso por maniobra}}{\text{nivel de protección ante operación de interruptor}} = \frac{BSL}{SPL} \geq 1.15 \quad (8.4)$$

Como se menciona anteriormente los márgenes de protección (PM) en porcentaje son definidos como:

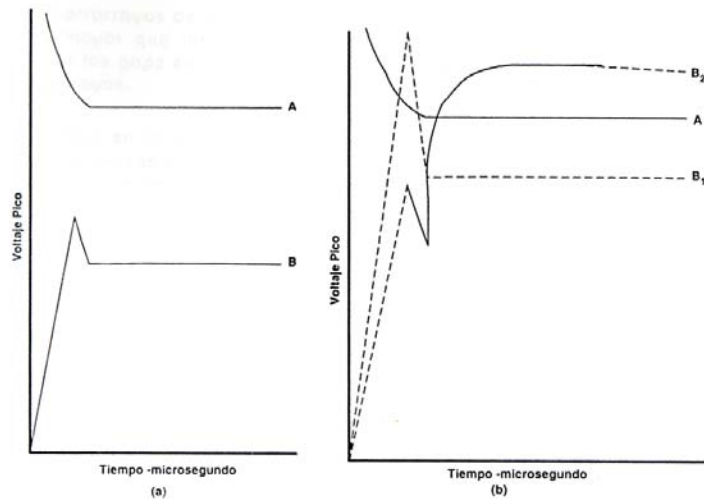
$$PM = (PR - 1) \times 100\% \quad (8.5)$$

Una comparación entre una coordinación de aislamiento correcta y una incorrecta se observa en las Figuras 8.2 y 8.3 [2,12].



- V_a = Voltaje nominal del apartarrrayos
- V_p = Nivel de protección del apartarrrayos
- V_{ie} = Valor pico nominal conductor - tierra = $V_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 1pu$
- C_e = Factor de conexión a tierra, $V_a = C_e V_{ie}$
- \hat{V} = Voltaje de aguante
- C_1, C_S = Margen de seguridad: Voltaje de aguante/Nivel de protección

Figura 8.2 Ajuste de tensiones para la coordinación de aislamiento.



(a) Coordinación apropiada; (b) Coordinación incorrecta.

Curva A: Curva del aislamiento del aparato.
 Curva B: Característica del Apartarrrayos.

La curva A: es la correspondiente a la tensión del equipo para proteger.
 La curva B: es la característica de protección.

Figura 8.3 Coordinación de aislamiento.

8.2 Apartarrayos implementados en líneas de transmisión.

En el caso de las líneas de transmisión los hilos de guarda desempeñan la función de intercepción de la descarga atmosférica. Posteriormente es guiada la onda de sobretensión a lo largo del hilo en ambas direcciones de la línea con un frente de onda de aproximadamente 300 metros y una cola de varios kilómetros (véase Figura 8.4). Algunos casos los impactos en los hilos de guarda ocasionan una sobretensión inducida de los conductores de fase que sobrepasa la capacidad de aislamiento de la línea y consecuentemente las cadenas de aisladores flamen.

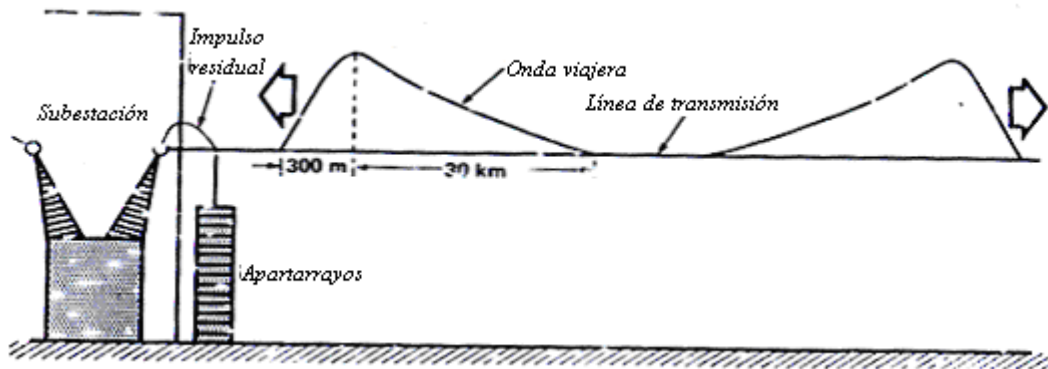


Figura 8.4 Apartarrayos en zona cercana a transformadores.

El contacto directo con los conductores de la línea implica daños mayores ya que puede ocasionar disparo de los interruptores o impulsos que viajen a lo largo de la línea hasta las subestaciones donde los transformadores pueden ser dañados severamente al igual que otro equipo. En este caso, los apartarrayos se colocan entre el transformador y la línea para evitar que la onda impacte directamente al primero. La colocación de apartarrayos a lo largo de la línea también proporciona ventajas respecto a la disminución de sobretensiones y sus consecuencias como los flameos de las cadenas de aisladores y la respectiva salida de la línea (véanse Figuras 8.5 y 8.6).

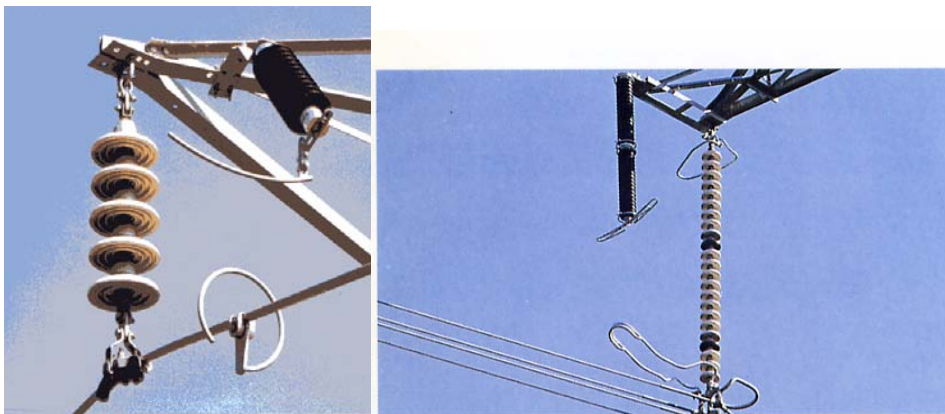


Figura 8.5 Apartarrayos en líneas de transmisión.

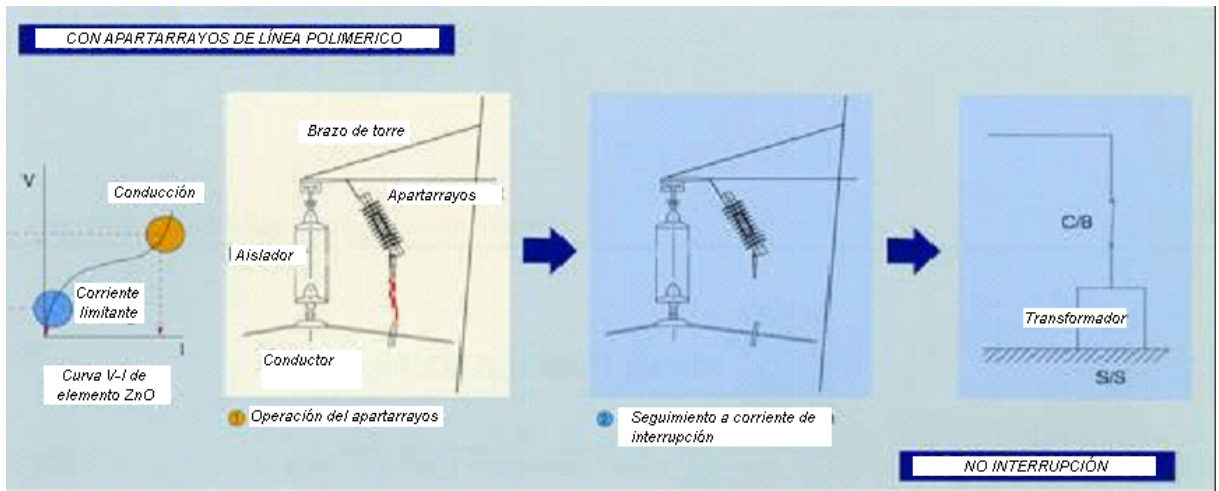


Figura 8.6 Efectos del apartarrayos implementado en una línea de transmisión.

Usualmente al colocar los apartarrayos en la línea se localizan en puntos específicos donde se han presentado una mayor cantidad de salidas acorde a estudios previamente realizados y datos estadísticos ya que su alcance de protección ante sobretensiones es limitado. Los nodos donde existe una diferencia de impedancias características en la línea es uno de los puntos de colocación de los apartarrayos. Usualmente se implementan tres apartarrayos conectados entre cada fase y tierra permitiendo el conteo de sobretensiones que se presentan en el sistema por medio de contadores incluidos y proporcionando información estadística valiosa.

El costo restringe el empleo de muchos apartarrayos a lo largo de la línea y la colocación en las estructuras no es seguida. En ocasiones solo se emplea un apartarrayos en la fase que presenta mayores sobretensiones.



Figura 8.7 Instalación de apartarrayos tipo GAP en líneas de transmisión para disminución de salidas por descargas atmosféricas [4].

Con el fin de visualizar de manera más efectiva los beneficios que se obtienen al implementar apartarrayos a lo largo de las líneas eléctricas aéreas para disminuir salidas de las mismas, se realiza una simulación de una línea de transmisión de 230 kV y 145 km sobre la cual cae una descarga atmosférica de 1300 kV (aproximadamente 5.5 kA) tipo 1.2X50 μ s que se presenta en el instante 0.01 segundos empleando el software ATP. Primero, el impacto de la descarga se presenta en el hilo de guarda observándose el comportamiento de las sobretensiones en los conductores de fase a lo largo de la línea y su correspondiente atenuación debido al aterrizamiento de la misma. En el segundo caso se procede a implementar apartarrayos en el punto de impacto de la descarga para observar la atenuación que realizan los mismos en las sobretensiones inducidas que se presenten en los conductores de fase.

Con el fin de que la simulación implementada sea lo más real posible, se incluyen algunos valores referentes a la línea de transmisión Mezcala-Los Amates de 230 kV. Las características del nivel isocerámico en la zona son en la mayor parte homogéneas y en este caso se implementan los apartarrayos en la parte media de la línea.

Dentro de las características implementadas en la línea se encuentran:

- Línea trifásica de 230 kV transpuesta de 1 circuito.
- 1 conductor por fase calibre 900 kCM ó Canary.
- 2 hilos de guarda de acero galvanizado 3/8''.
- Longitud de la línea de 145 km.

Con el fin de visualizar la línea simulada se presenta la Figura 8.8.

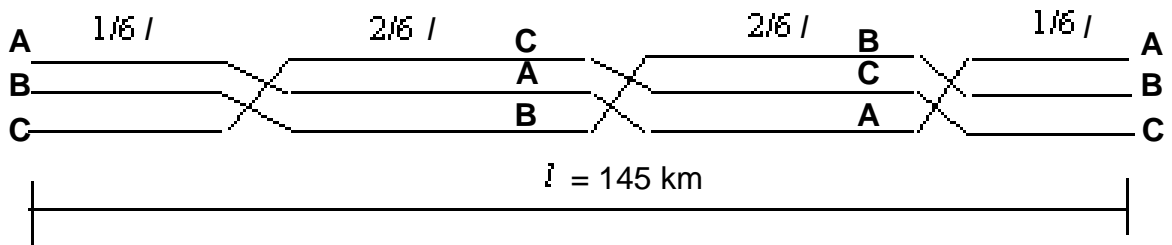


Figura 8.8 Disposición de los conductores de fase a lo largo de la línea transpuestos.

La línea consiste de cuatro tramos divididos acorde a la Figura 8.8 cuyas longitudes son: 24, 48, 48, 24 kilómetros y cuatro tramos de línea de 300 metros ubicados en la parte media de la línea con secuencia de fases BCA que son en los cuales se enfoca la visualización de las sobretensiones causadas por la descarga atmosférica simulada. Las tres transposiciones en esta caso se efectúan en las distancias de: 24, 72 y 121.2 kilómetros.

En el caso de la colocación de los conductores en las estructuras se observa la Figura 8.9 donde la altura de los hilos de guarda es de 30 metros en las estructuras y de los conductores de fase de 24 metros también en las estructuras. La altura promedio depende en este caso de la longitud de los tramos de la línea a simular y de la flecha asignada a los conductores. La distancia entre los dos hilos de guarda es de 14 metros y entre fases es de 8 metros.

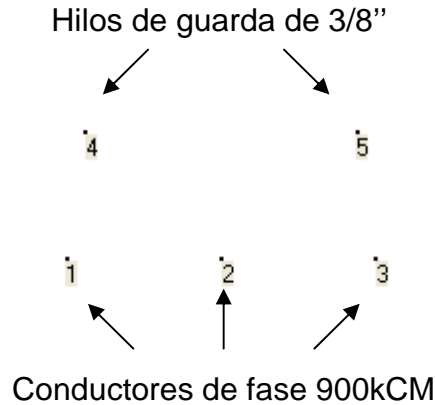


Figura 8.9 Disposición de conductores simulados en estructuras para la línea de 230 kV.

El software ATP (Alternative Transients Program) permite la visualización de las condiciones en que opera un sistema eléctrico y representa una gran ayuda para conocer el comportamiento tanto en condiciones estables como inestables. Para efectuar la simulación que permita observar el comportamiento de apartarrayos implementados en una línea de transmisión de 230 kV se implemento dentro del ATP el esquema mostrado en la Figura 8.11.

Los bloques a emplear en la simulación son descritos en la Figura 8.11. A cada bloque se de definen sus características propias que en el caso del apartarrayos empleado se define su curva de no linealidad como se observa en la Figura 8.10.

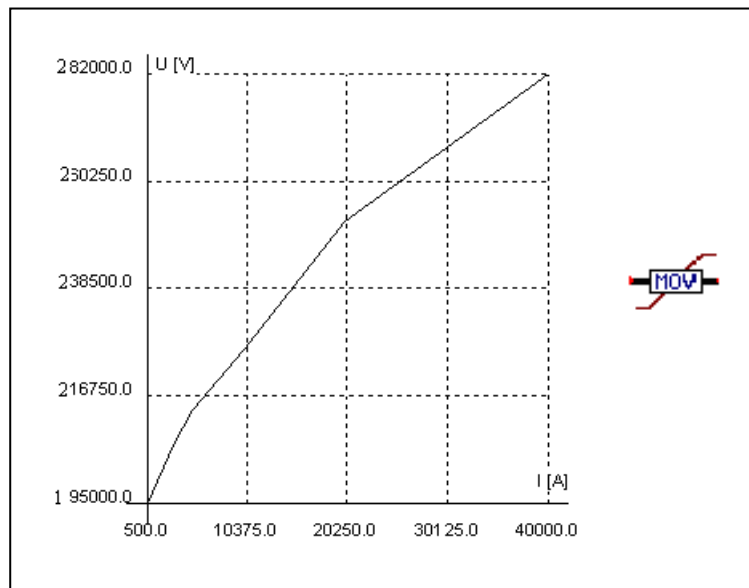


Figura 8.10 Curva de no linealidad del apartarrayos implementado en la simulación.

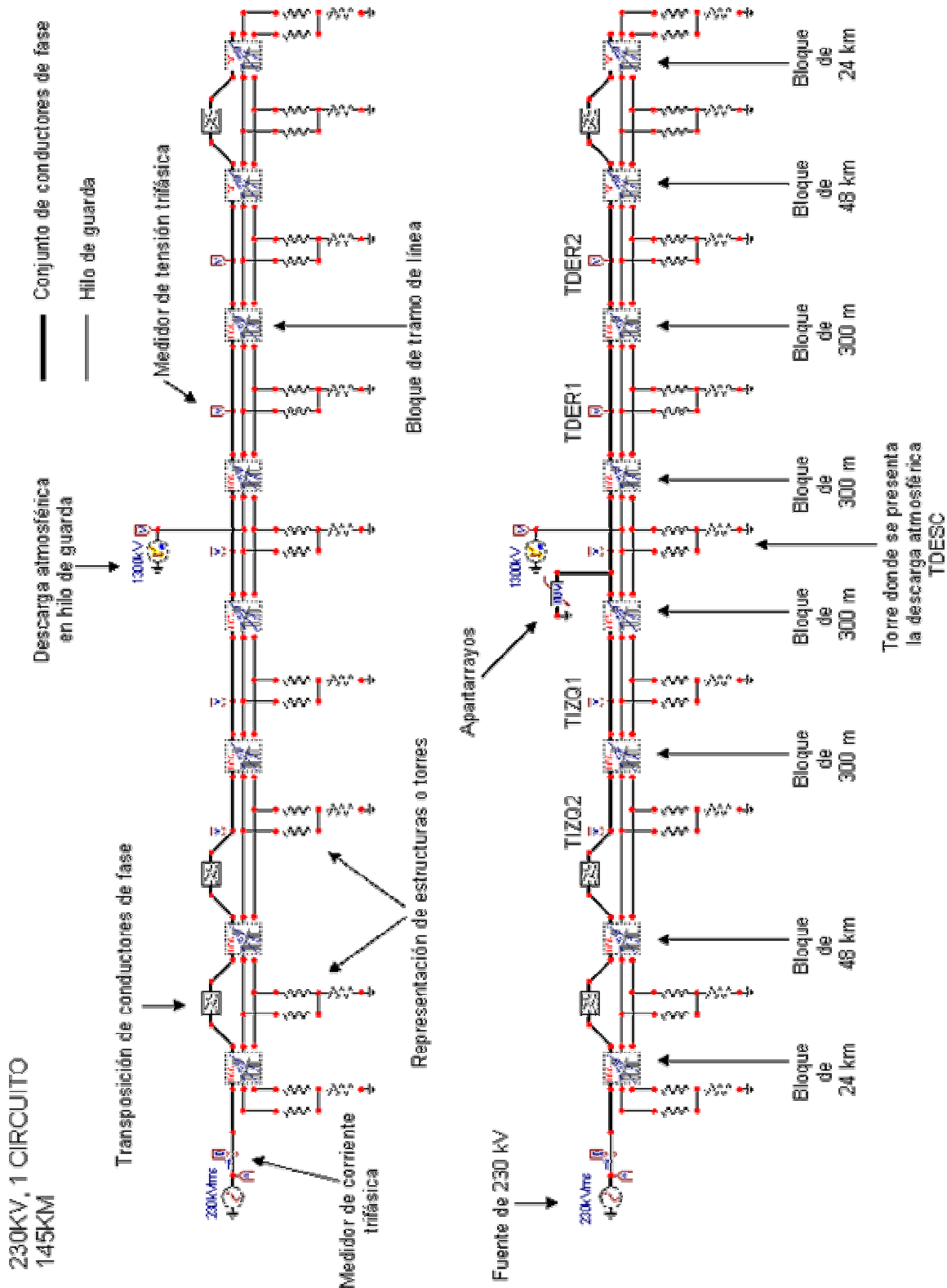


Figura 8.11 Esquema implementado en el software ATP para la simulación de la línea de 230 kV.

Como se observa en la Figura 8.11 TDESC es la estructura donde se presenta el impacto de la descarga en el hilo de guarda y tanto TDER como TIZQ son las estructuras aledañas a la de impacto (dos de cada lado) con claros de 300 metros entre torres. Se obtienen en este caso tres puntos de medición para observar las sobretensiones (TIZQ2, TIZQ1 y TDESC) y determinar los efectos tanto sin apartarrayos como con apartarrayos para las tres fases de la línea en el punto de descarga.

La Figura 8.12 muestra las sobretensiones de las tres fases (A, B y C) en la zona de descarga TDESC sin la implementación de apartarrayos. La simulación se efectúa durante un tiempo de 50 milisegundos y la descarga atmosférica se presenta en el instante de 10 milisegundos. La Figura 8.13 muestra la atenuación que se presenta en la sobretensión de las fases al alejarse de la zona de impacto de la descarga.

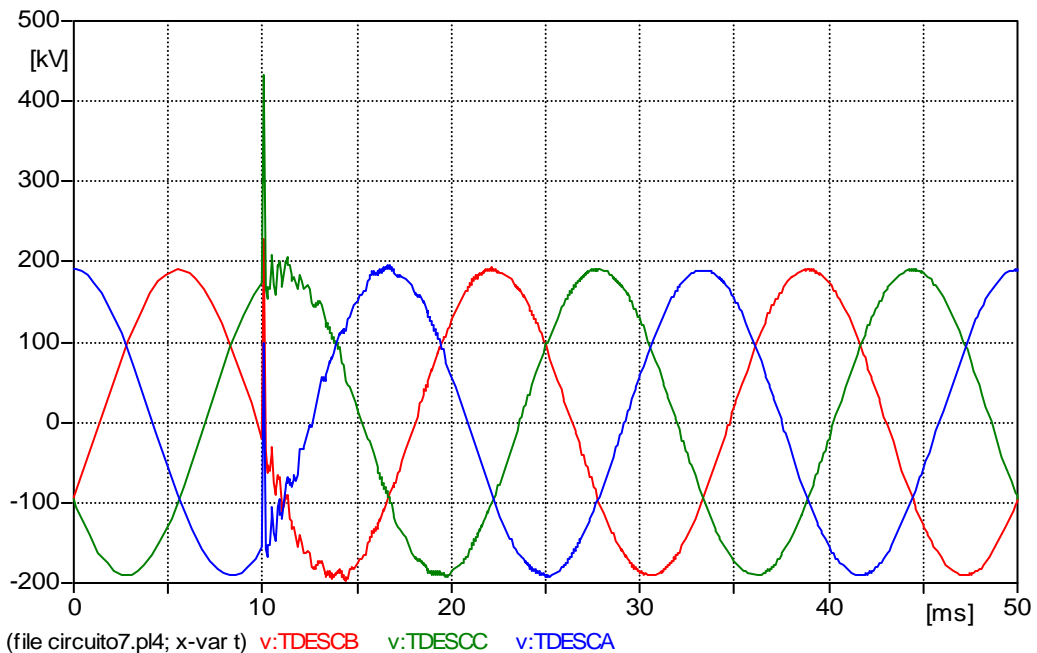


Figura 8.12 Sobretensiones en fases de la línea ocasionadas por descarga atmosférica en punto TDESC ubicado en el kilómetro 72.6.

De la Figura 8.13 se puede observar la atenuación de la sobretensión inducida del hilo de guarda hacia los conductores de fase debido al aterrizamiento de los hilos de guarda vía las estructuras de la línea lo que ocasiona su dispersión.

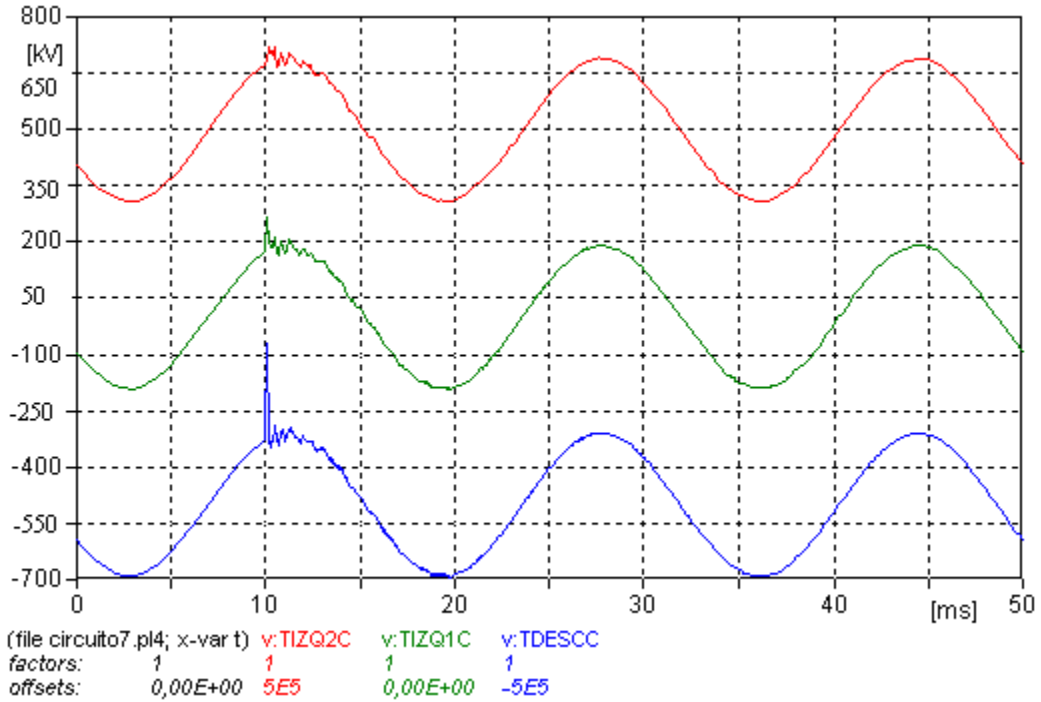


Figura 8.13 Sobretensión para fase C en puntos: TIZQ2C (600m de punto de impacto), TIZQ1C (300m de punto de impacto) y TDESCC (punto de impacto).

Mediante la implementación de apartarrayos para cada fase de la línea en el punto de descarga se observa el comportamiento de las fases ante la misma descarga atmosférica en las Figuras 8.14 y 8.15.

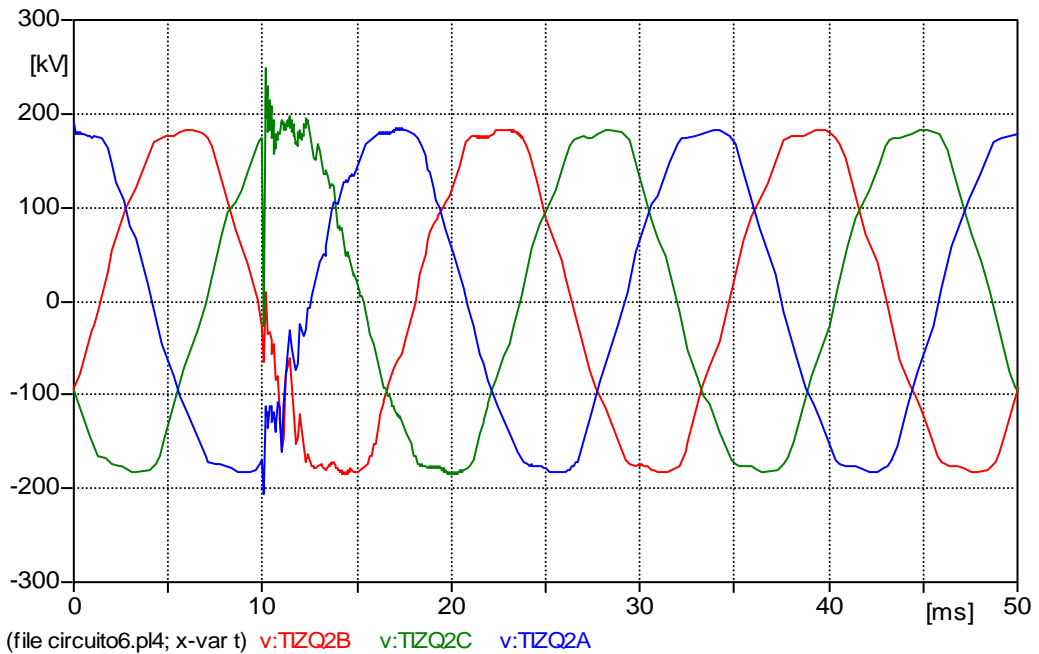


Figura 8.14 Sobretensiones en fases de la línea ocasionadas por descarga atmosférica en punto TDESC empleando apartarrayos para cada fase y de característica acorde a la Figura 8.10.

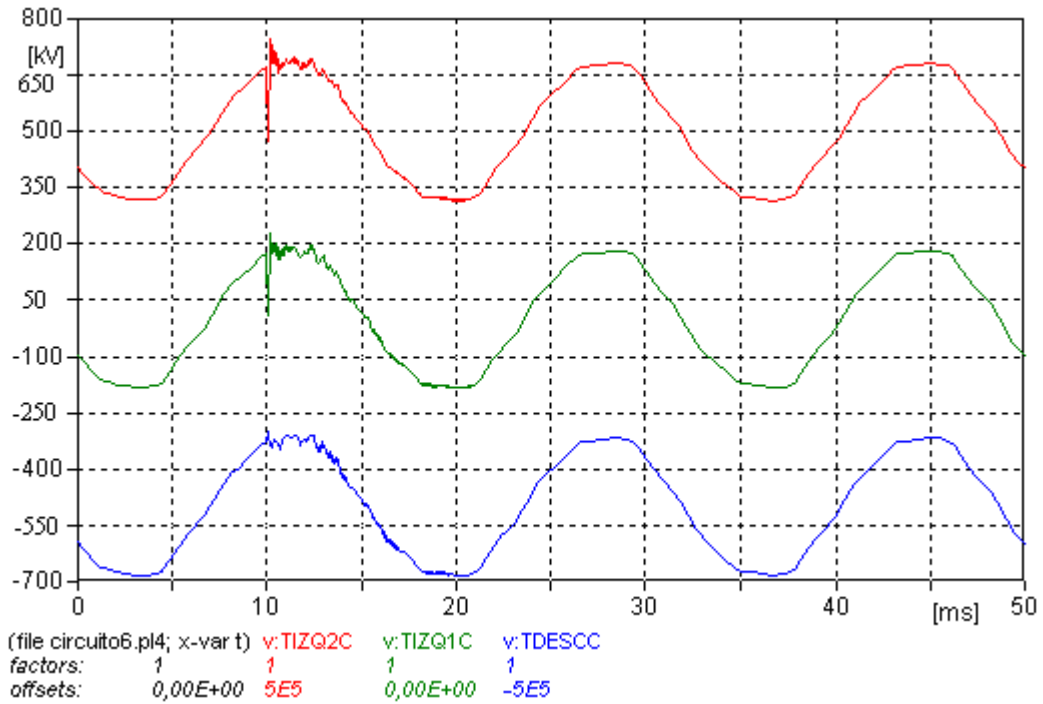


Figura 8.15 Sobretensión para fase C en puntos: TIZQ2C (600m de punto de impacto), TIZQ1C (300m de punto de impacto) y TDESCC (punto de impacto) empleando apartarrayos.

Realizando una comparación entre las sobretensiones inducidas generadas en el punto de impacto de la descarga TDESC para la fase C sin y con apartarrayos se observa la influencia ocasionada por el apartarrayos en la curva de color verde atenuando la sobretensión (véase Figura 8.16).

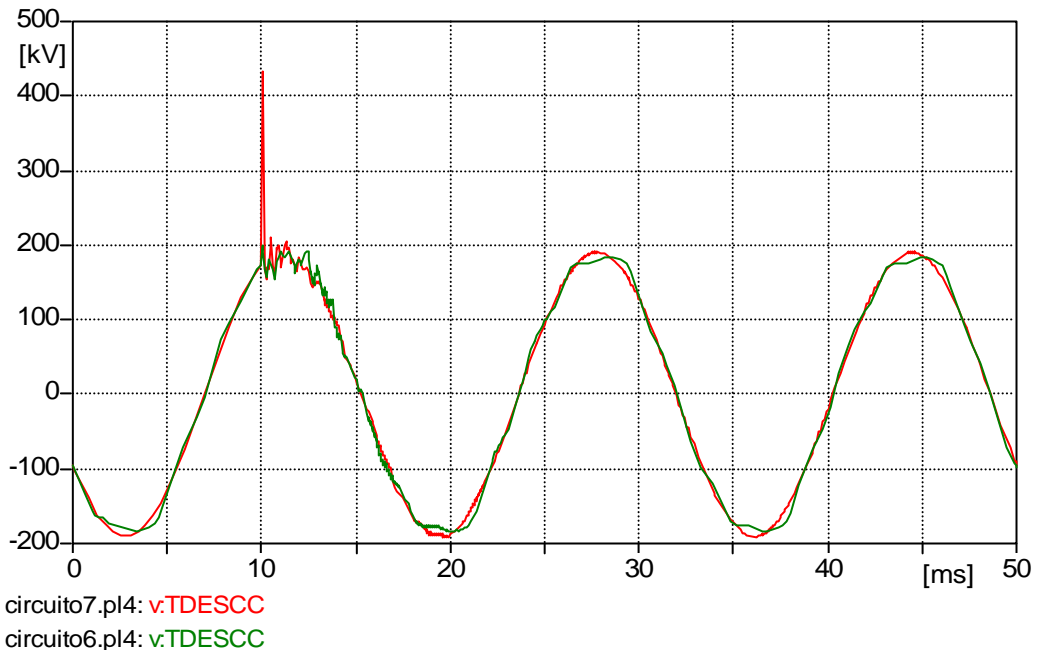


Figura 8.16 Comparación entre las sobretensiones inducidas en la fase C de la línea ocasionada por la descarga en el hilo de guarda en el punto TDESC (kilómetro 120.6) con y sin apartarrayos.

La simulación efectuada permite visualizar el efecto ocasionado por la implementación de apartarrayos en líneas de transmisión. Es importante señalar que una correcta coordinación de aislamiento debe ser llevada a cabo al implementar los apartarrayos con el fin de que esta se libere en el equipo apropiado ya que es preferible que flamee en todo caso el aislador a que la sobretensión se propague hacia las subestaciones donde el transformador puede presentar algún peligro.

Para definir la coordinación de aislamiento que proporciona el apartarrayos en la línea simulada se procede considerando la tensión nominal del apartarrayos (V_A) como aquella que se obtiene de la expresión siguiente:

$$V_A = C_e \cdot V_{ff \max} \quad [\text{kV}] \quad (8.6)$$

Donde: C_e = factor de aterrizamiento (para sistemas sólidamente conectados a tierra es 0.8).

$V_{ff \max}$ = tensión máxima entre fases del sistema (245 kV según Tabla 8.1 para una tensión nominal del sistema de 230 kV).

Entonces: $V_A = (0.8)(245) = 196$ [kV].

Según una tabla con características de apartarrayos de óxido de zinc (IEEE Std. 141-1993) se selecciona una de tensión nominal para el apartarrayos de 192 kV con una tensión de arqueo por impulso de corriente tipo 8/20 μ s a 10kA de 440 kV. Acorde a la Tabla 5.6 el NBI del sistema es de 1050 kV.

La relación de protección ante descarga es en este caso acorde a la expresión (8.3):

$$PR_{L2} \cong \frac{1050}{440} = 2.386 \geq 1.2$$

Lo cual implica un margen de protección del apartarrayos del 138.6% y una coordinación adecuada entre los niveles de aislamiento de la línea y del apartarrayos mismo implementado en la simulación. En todo caso pueden emplearse apartarrayos de una mayor tensión nominal (228 o 240 kV por ejemplo) si se desea un margen de protección no tal amplio ya que valores entre el 15 y 40% son aconsejables dependiendo del tipo y forma de la sobretensión que se presente.

METODOLOGÍAS PARA EL DISEÑO ELÉCTRICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

9.1 Expansión y evolución esperada del SEN.

Para determinar la capacidad y ubicación de las nuevas centrales generadoras, así como la expansión óptima de la red de transmisión, es necesario estimar la potencia y la energía que se requiere en cada uno de los diferentes centros de consumo del país. El punto de partida es el estudio regional de las ventas de energía eléctrica, el cual analiza la evolución de las ventas en cada zona geográfica y área de servicio del SEN. Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de tendencia complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores [28].

La expansión del SEN se fundamenta en una planeación a largo plazo por dos razones principales:

- Las decisiones de inversión en infraestructura de generación y transmisión se deben tomar con varios años de anticipación debido a que los proyectos tienen largos periodos de maduración. Desde la fecha de inicio de concurso hasta su entrada en operación comercial el tiempo promedio de las centrales generadoras es cuatro años y en los proyectos de transmisión es tres años. Se debe considerar el tiempo de formulación, evaluación y autorización de proyectos aparte.
- Las decisiones relacionadas a la expansión del sistema eléctrico presenta repercusiones económicas a largo plazo ya que la vida útil de los proyectos es del orden de treinta años.

Para la planeación del sistema eléctrico se requiere información actualizada de los proyectos de generación y transmisión factibles de ser incorporados en el programa de expansión. Dicha información proviene de los estudios de identificación y evaluación de proyectos y tecnologías, que se hacen en CFE y LFC, así como de otras fuentes especializadas.

El programa de expansión del SEN se determina mediante un análisis sistemático de diversas configuraciones de proyectos factibles que se evalúan técnica y económicamente en el marco del sistema eléctrico lo cual permite seleccionar los proyectos que minimizan la suma de los costos de inversión, operación y déficit del suministro en el programa de planificación para su aceptación o rechazo final (programa de expansión óptimo).

9.2 Evolución esperada de la red de transmisión.

Las adiciones de capacidad de transmisión que se requieren para abastecer la demanda esperada a costo mínimo se determinan mediante estudios técnicos y económicos de las opciones disponibles, con la aplicación de los criterios establecidos de seguridad, calidad, confiabilidad y economía. Los beneficios que se derivan de la expansión de la red están relacionados con uno o más de los conceptos siguientes:

- *Seguridad.* Posibilidad de mantener operando en sincronismo las unidades generadoras inmediatamente después de una contingencia crítica de generación o transmisión.
- *Calidad.* Posibilidad de mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos aceptables especificados en normas y reglamentos.
- *Continuidad.* Reducción del valor esperado de la energía que no es posible suministrar, debido a posibles fallas de los elementos del sistema.
- *Economía.* Reducción de los costos de operación, mantenimiento y expansión del sistema eléctrico.

Para evaluar los beneficios que proporcionan las obras que se incorporan al sistema, se utilizan modelos probabilísticos y determinísticos que permiten calcular costos de producción y parámetros del comportamiento eléctrico de la red en régimen estable y dinámico, así como índices de confiabilidad. En los estudios determinísticos se analiza el comportamiento del sistema en diversos estados de carga y disponibilidad de los equipos de generación y transmisión conociendo así su eficacia.

Al tomar como base el estado de la red de transmisión y el programa de expansión del sistema de generación, se determinó un programa en el que se pretende incorporar al sistema 19359 km de líneas de transmisión en niveles de 69 a 400 kV y 37425 MVA en subestaciones reductoras, durante el periodo 2000-2004 con la finalidad de satisfacer las necesidades de energía eléctrica en el país durante dicho periodo [28].

El programa de la red de transmisión normalmente contiene los proyectos que ya están definidos al nivel de factibilidad técnica y económica para los próximos 5 años.

La figura 9.1 muestra la capacidad de los enlaces entre regiones incluyendo las adiciones para el año 2004.



Figura 9.1 SEN. Proyección de la capacidad de transmisión entre regiones [MW], 2004.

La tabla 9.1 muestra la expansión de la capacidad de transmisión para el periodo 1999-2004 entre regiones del SEN [28].

Expansión de la capacidad de transmisión [MW], 1999-2004					
Enlace		Nivel de tensión	Capacidad inicial	Aumento de capacidad	Capacidad total
Región	Región	[kV]	1999		
Mazatlán	Mochis	400	350	400	750
Mazatlán	Laguna	400	240	60	300
Sonora Norte	Juárez	400		380*	380
Sonora Sur	Mochis	400	220	280	500
Laguna	Chihuahua	230	235	115	350
Laguna	Monterrey	400	260	90	350
Chihuahua	Juárez	230	230	270	500
Río Escondido	Chihuahua	400	140	210	350
Monterrey	Reynosa	400	250	2350	2600
Monterrey	Aguascalientes-SLP	400		1355*	1355
Bajío	Central	400	750	250	1000
Huasteca	Aguascalientes-SLP	400		1500*	1500
Huasteca	Bajío	400		1500*	1500
Temascal	Grijalva	400	1000	1400	2400
Oriental	Central	400	3100	2500	5600
Oriental	Temascal	400	2100	1600	3700
Lázaro Cárdenas	Central	400	950	950	1900
Lázaro Cárdenas	Acapulco	400		200*	200
Mazatlán	Guadalajara	400	260	420	680
Grijalva	Lerma	230	110	325	435
Lerma	Mérida	230	150	350	500
Mérida	Cancún	230	100	200	300
Mérida	Chetumal	230	45	105	150
Tijuana	Ensenada	230	180	120	300
La Paz	Cabo San Lucas	115	40	160	200

*Enlace nuevo

Tabla 9.1

La tabla 9.2 muestra las líneas de transmisión consideradas en el periodo 2000-2004 [28].

Principales líneas de transmisión programadas para su instalación en el periodo 2000-2004				
Línea	Tensión [kV]	No. de circuitos	Longitud [km]	Año de entrada
Malpaso – Macuspana II ¹	400	2	147	2000
Macuspana II – Escárcega ¹	400	2	255	2000
Tula CT – Jorobas	400	2	26	2000
Mezcala – Los Amates	230	1	145	2000
Mazatlán II – P13	400	2	20	2000
Metrópolis – La Rosita	230	1	4	2000
Metrópolis – Rumorosa	230	1	4	2000
Poza Rica – El Salto	400	2	64	2000
Ixtapa Pot. – Pie de la Cuesta ¹	400	2	215	2000
Chapingo – Texcoco	230	2	13	2000
Anáhuac CC – Aeropuerto	400	2	60	2001
Salamanca II – Potrerillos	400	2	77	2001
Champayán Ent. Altamira – Güemez L1, L2	400	2	1	2001
P. Altamira – Champayán L1, L2 ¹	400	2	47	2001
Moctezuma – El Encino ¹	400	2	193	2001
Tres estrellas – Poza Rica II L1, L2 ¹	400	2	40	2001
El Salto – Teotihuacan	400	2	122	2001
Anáhuac Pot. – El Potosí	400	2	197	2001
Champayán – Anáhuac Potencia	400	2	120	2001
El Fresnal – Cananea ¹	400	2	95	2001
El Fresnal – Nacoziari ¹	400	2	105	2001
Valle de México – Cerro Gordo ²	230	1	12	2001
Aeropuerto – Villa de García ¹	400	2	251	2002
Primero de Mayo – Cañada	400	2	205	2002
Saltillo CC – Primero de Mayo	400	2	205	2002
Dos Bocas – Ojo de Agua Potencia	400	2	100	2002
Der. Tulancingo – Der. Parque Industrial Reforma ²	230	2	31	2002
K-140010-Der. – Tulancingo ²	230	2	14	2002
Mazatlán II – Tepic II ¹	400	2	252	2003
Pueblo Nuevo – Louisiana	400	2	138	2003
Louisiana – La Higuera	400	2	222	2003
Obregón 4 – Guaymas II	400	2	132	2003
M. Moreno Torres – Juile	400	2	243	2003
Juile – Cerro de Oro	400	2	170	2003
Cerro de Oro – Tecali	400	2	170	2003
Puebla II – San Lorenzo Potencia	400	1	12	2003
Palo alto Transición – Aguascalientes Potencia ¹	400	2	30	2003
Palo alto Transición – Cañada ¹	400	2	30	2003
El Potosí – Palo Alto Transición ¹	400	2	120	2003
El Salto – Teotihuacan	400	1	96	2003
Chapingo – Lago* ²	400	2	15	2003
Texcoco – Chapingo ²	400	2	9	2003
Tula – Victoria ²	230	2	51	2003
Samalayuca – Paso del Norte	400	2	41	2004
Tesistán – Atequiza	400	2	70	2004
Aeropuerto – Villa de García	400	1	246	2004
Samalayuca – Paso del Norte	400	1	49	2004
Valladolid – Leona Vicario ¹	400	2	130	2004
Leona Vicario – Playa del Carmen ¹	400	2	70	2004
Las Mesas – Querétaro Potencia	400	2	225	2004
Saltillo CC – Primero de Mayo	400	1	205	2004
Primero de Mayo – Cañada	400	1	205	2004
Teotihuacan – Valle de México ²	230	2	20	2004

¹ Primer circuito.

² Proyectos a cargo de LFC.

* Cable subterráneo.

Tabla 9.2

9.3 Líneas de transmisión (componentes y características).

Como se ha mencionado el sistema de transmisión del cual la línea de transmisión es su principal componente debe satisfacer ciertos requisitos entre los que se encuentran:

- Proveer, todo el tiempo, la potencia que el consumidor necesita.
- Mantener un voltaje nominal estable que no varíe fuera del rango establecido por las normas vigentes.
- Mantener una frecuencia nominal estable que no varíe fuera del rango establecido por las normas vigentes.
- Suministrar energía a un precio razonable minimizando las pérdidas.
- Coincidir con las normas de seguridad existentes.
- Respetar las normas ambientales.

Los tipos de líneas de transmisión se clasifican normalmente acorde al nivel de tensión empleado en ellas, a la longitud que presentan y acorde a la función que desempeñan conforme se menciona anteriormente. Sin embargo el diseño de una línea cualquiera depende principalmente de los siguientes factores:

- Cantidad de potencia activa que debe transmitir.
- La distancia sobre la cual debe ser llevada la energía eléctrica.
- El costo de la línea respecto a las pérdidas en ella.
- Consideraciones técnicas, operativas, ambientales, de instalación, crecimiento de la carga, legales y otros factores (Influencias de ingeniería y externas).

El propósito fundamental de una línea de transmisión o distribución es llevar potencia activa de un punto a otro. Si también debe llevar potencia reactiva, esta será menor normalmente. Las características básicas que debe cumplir una línea indicando su eficacia son:

- El voltaje y la frecuencia se mantendrán tan constantes como sea posible sobre la longitud completa de la línea, desde la fuente hasta la carga, y para todas las cargas entre cero y la carga nominal.
- Las pérdidas de la línea deben ser pequeñas con el fin de mantener una alta eficiencia de transmisión.
- Las partes que conforman la línea deben funcionar perfectamente bajo las condiciones de diseño establecidas permitiendo que su tiempo de vida sea el máximo posible.

Si la línea no puede satisfacer los requisitos antes mencionados, se debe adicionar regularmente equipo suplementario (capacitores o reactores) lo cual incrementa los costos finales, complejidad y la posibilidad de fallo debido al aumento de partes en el sistema.

Los componentes de una línea de transmisión son principalmente (véase Figura 9.2):

- Torre o estructura.
- Aisladores.
- Conductores.
- Cimentaciones y aterrizamientos.

Hilos de guarda.

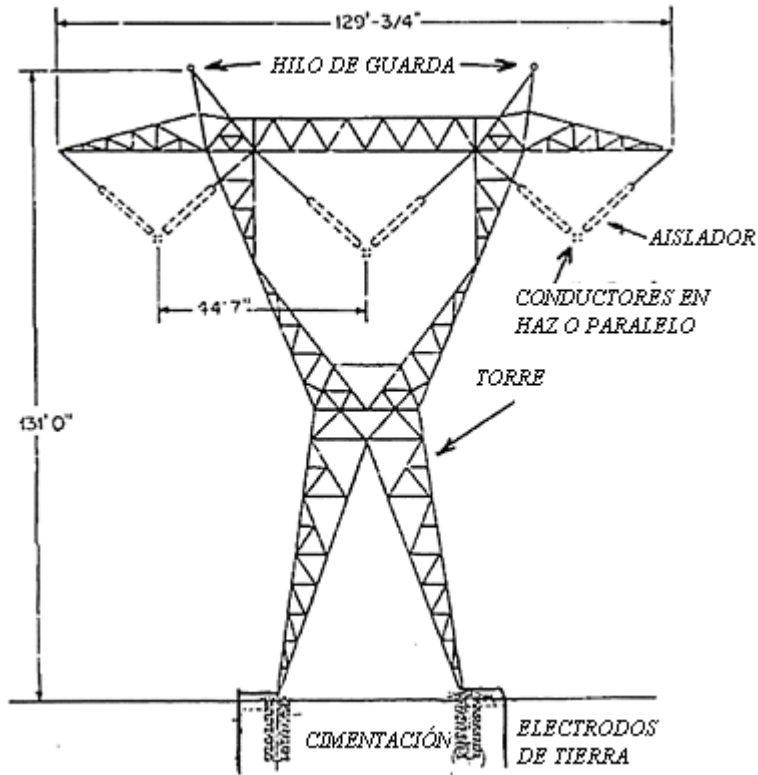


Figura 9.2 Línea de transmisión.

Es importante mencionar dentro de las características de la línea de transmisión un *ciclo de vida* el cual es mostrado a continuación (véase Figura 9.3).

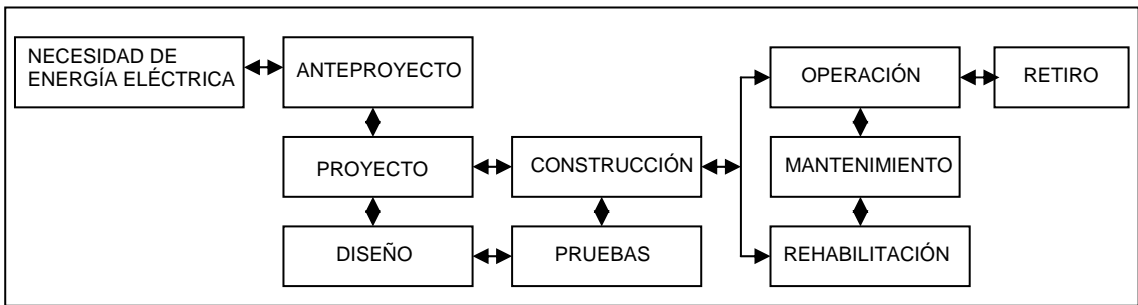


Figura 9.3 Ciclo de vida de una línea de transmisión.

El ciclo de vida de la línea involucra muchos años desde la concepción misma de la idea ante la necesidad de energía eléctrica en algún sitio hasta el retiro final de la línea pasando por una serie de procesos que involucran estudios empleando diversas ramas de la ingeniería y otras ramas del conocimiento.

9.4 Diagramas de flujo para diseño de líneas de transmisión.

La decisión final de diseñar una línea de transmisión resulta de numerosos estudios previos que son efectuados para obtener la mejor opción en cuanto a factores técnicos, operacionales, económicos, ambientales, etc.

Normalmente todo proyecto de ingeniería implica el seguimiento de metodologías a seguir para llegar a la mejor solución de un determinado problema. En el caso del diseño de líneas de transmisión existen diagramas de flujo con diversos grados de complejidad que indican los pasos a seguir en un determinado orden para llegar al objetivo planteado de diseñar una línea de transmisión satisfaciendo las necesidades planteadas y con las características más eficaces posibles.

A continuación se muestran diagramas de flujo (véanse Figura 9.4, Figura 9.5 y Figura 9.6) empleados en el diseño de líneas de transmisión cuya complejidad va en aumento al incluirse más aspectos relacionados al diseño de la línea.

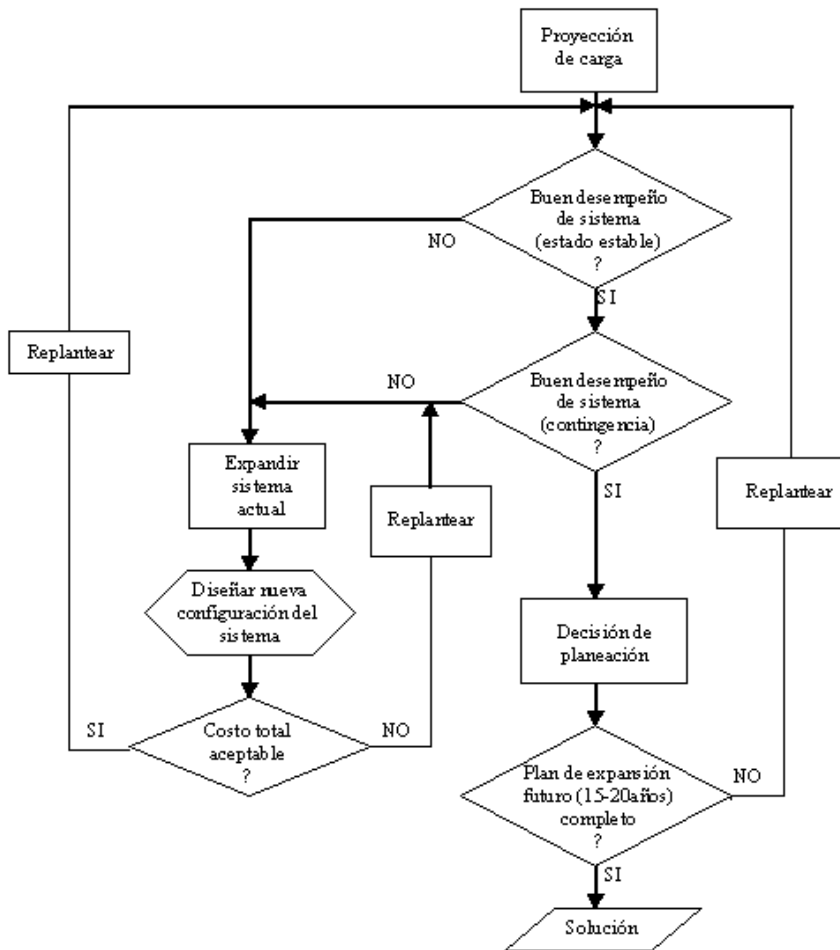


Figura 9.4 Diagrama de flujo del proceso de planeación del sistema de transmisión.

La Figura 9.4 plantea el diseño de la línea desde el momento de considerar el crecimiento de la carga a futuro y tomando en cuenta el crecimiento que se obtendrá en la generación para satisfacer dicha necesidad. Los aspectos técnicos, operativos y económicos son primordiales en la toma final de la decisión [34].

La Figura 9.5 presenta un aumento en la complejidad del diseño de la línea al incluirse más factores que intervienen en el mismo al igual que procesos previos, paralelos y posteriores que deben ser vislumbrados y considerados [17].

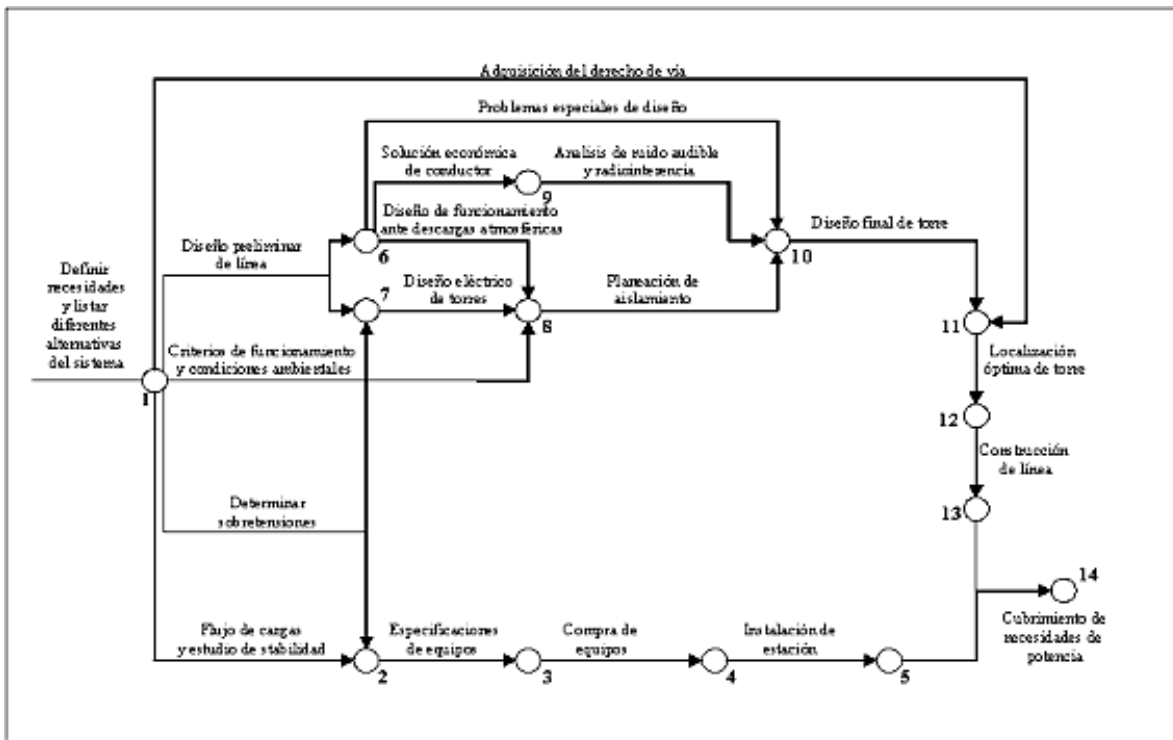


Figura 9.5 Metodología para el diseño de una línea de transmisión.

Partiendo del punto 1 se tiene que las funciones específicas a desempeñar por la línea ya han sido establecidas y varias opciones del sistema están disponibles. La disponibilidad y costo del derecho de vía será considerado desde un principio. Como comienzo los estudios de flujo de cargas y estabilidad del sistema son realizados para asegurar que el sistema sea eléctricamente estable y mantenga el voltaje a niveles satisfactorios para todos los valores posibles de carga ante la introducción de una nueva línea de transmisión.

El siguiente paso es determinar la magnitud y distribución de los transitorios debidos a operación de interruptores en todas las condiciones posibles. El empleo de computadoras es importante debido a la complejidad de los sistemas actualmente. Los histogramas pueden dar magnitudes y frecuencia de interrupciones en cualquier punto y condición de operación del sistema. En el diseño de líneas es generalmente económico tomar ventaja de medios para reducir interrupciones. Los principales medios para limitar interrupciones y consecuentes transitorios que se presentan en el sistema sin mayor efecto en otras características del sistema incluyen: el uso de interruptores con resistencias supresoras de picos y el empleo de apartarrayos. La posibilidad de daño y fallo en los mismos debe considerarse también en el diseño eléctrico.

Las sobretensiones causadas por operación de interruptores y descargas atmosféricas fijan los valores de los apartarrayos y consecuentemente son base para la selección de los niveles básicos de impulso del equipo de las subestaciones y aislamientos de la línea. Cuando las entradas al punto 2 están establecidas, las especificaciones de equipo son preparadas, llevando hacia la compra y por último instalación del equipo. La información de transitorios es esencial a la entrada del punto 7 llevando hacia el diseño eléctrico de la torre.

Empezando nuevamente del punto 1, un diseño preliminar de la línea es hecho, basado en juicios que alimentaran a los puntos 6 y 7. A partir del punto 6, muchos estudios son efectuados paralelamente. Problemas especiales de diseño como la necesidad de transponer el conductor deben plantearse. Un rango de tamaños de conductor puede ser evaluado para determinar el arreglo que representara el costo mínimo, incluyendo la evaluación de costo de inversión y pérdidas I^2R . La estimación de pérdidas causadas por efecto corona en la línea es necesaria con el fin de considerar viable el empleo de múltiples conductores por fase. El arreglo del conductor determina en gran parte los niveles de ruido que se obtendrán en la línea. Una sección transversal del conductor mayor puede resultar como consecuencia de satisfacer los niveles de ruido normalizados incrementando el costo final de la línea.

Al seleccionar el diseño de aislamiento de una línea, consideraciones separadas deben ser tomadas en cuanto a transitorios por operaciones, sobretensiones por descargas y los efectos de la contaminación. La magnitud de sobretensiones por operación de interruptores es casi proporcional al voltaje del sistema pero se incrementa su importancia conforme la tensión del sistema aumenta. Al limitarse los sobrevoltajes por operaciones de interruptores se incrementa la influencia posible que representan las descargas atmosféricas en el diseño de la línea. Así, la sobretensión causada por descargas será controlada principalmente por hilos de guarda, la altura de la torre, y la resistencia del suelo de las estructuras, sin afectar las magnitudes de los transitorios por operación de interruptores. La contaminación afecta a la selección de la longitud de las cadenas de aisladores y se deben emplear una serie de pasos y reglas para seleccionar el valor más apropiado.

Estudios para determinar el promedio de salidas por descargas atmosféricas empleando conceptos como nivel cerámico y densidad de rayos a tierra son de gran importancia en el diseño del aislamiento y la configuración de la torre en sí. El grado de contaminación depende de la proximidad de la línea a las costas y fuentes industriales de contaminación, de tal forma que esta puede variar a lo largo de la línea y descargas por contaminación se asocian ante la presencia de niebla, lluvia y otros factores ambientales. Los promedios de salida de la línea pueden entonces ser comparados con el costo atribuido al aislamiento de la línea permitiendo al diseñador obtener un balance entre el número de salidas toleradas y el costo del aislamiento total.

El diseño de aislamiento para una línea en particular dependerá de su localización, que determina la exposición a descargas, factores meteorológicos, y grado de contaminación. Las filosofías que se apliquen al rango de salidas que pueden ser toleradas y el incremento de gastos justificados para reducir el número de salidas representan un aspecto fundamental en el aislamiento seleccionado.

En el punto 10 el diseñador tendrá disponible los estudios previos de conductores y de aislamiento para guiarse hacia la decisión final en el diseño eléctrico de la línea. El diseño estructural de las torres queda estrechamente relacionado al diseño eléctrico conforme a conductores, hilos de guarda y de aislamiento seleccionado para obtener el cálculo de cargas mecánicas que soportaran la estructura. Cuando un diseño final de torre ha sido logrado en el punto 11, la localización óptima de las torres será seleccionada, llevando hacia el punto 12, para seguir así a la parte de compra de materiales y equipo y consecuente construcción de la línea.

El tercer diagrama de flujo (véase Figura 9.6) es de un mayor detalle que los dos anteriores e involucra antes del diseño o planeación de una línea aérea la consulta con autoridades nacionales y regionales para asegurar el cumplimiento de regulaciones y normas vigentes con vista hacia:

- Factores de seguridad en estructuras y conductores.
- Temperaturas máximas de operación en conductores.
- Claros entre conductores y tierra.
- Separación mínima entre líneas aéreas y vías de tren, tuberías, carreteras, etc.
- Permisos requeridos.
- Restricciones en el diseño.

El diagrama de flujo asume que existe un diseño preliminar de la ruta de la línea y se incluye información relacionada con la misma obtenida previamente [2].

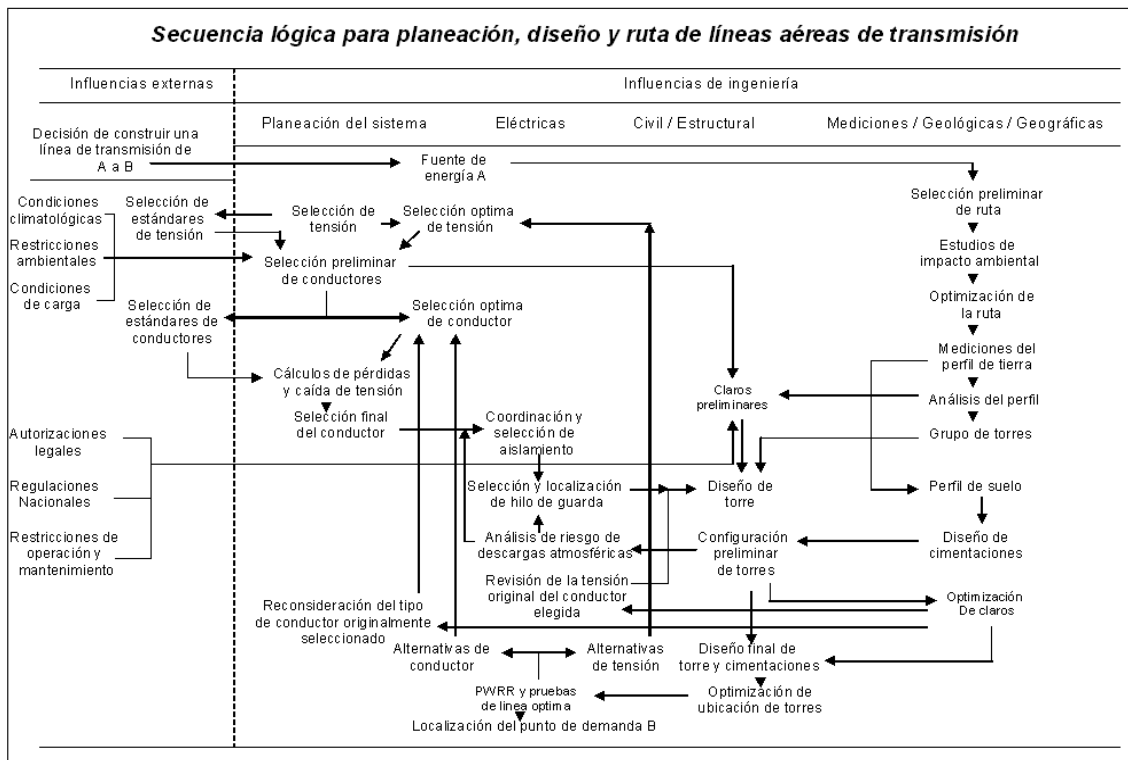


Figura 9.6 Secuencia lógica para planeación, diseño y ruta de líneas aéreas de transmisión.

La selección de una ruta preliminar determina las limitaciones físicas envueltas permitiendo establecer la solución con menor costo para la línea. Los costos estimados para torres, cimentaciones, conductores y demás equipo son incluidos en documentación requerida por la dependencia del gobierno a cargo. También estudios de suelo y perfiles ambientales permiten a las torres localizarse de la manera más eficaz. Se toman en cuenta restricciones y el mantenimiento de parámetros especificados de diseño sobre todo los eléctricos.

Aun cuando existen diferencias entre los diagramas de flujo mencionados anteriormente los tópicos a considerar en el diseño de una línea son iguales con un mayor o menor detalle. La experiencia a través de los años permite en muchos casos hacer pequeñas modificaciones a algún proyecto anterior para satisfacer los requisitos deseados en una línea de transmisión.

9.5 Estudios y planeación previa al diseño de una línea de transmisión.

Previamente se ha evidenciado la necesidad de una planeación a largo plazo para los sistemas eléctricos que en el caso de México es el *SEN*. En el caso de los sistemas de transmisión se involucran estudios con más de 10 años de anticipación mucho antes de que se comience la construcción de una línea siendo esta considerada en un plazo de 3 a 5 años para concluirse. Es evidente que una planeación tan anticipada puede verse afectada por sucesos inesperados durante el transcurso del tiempo. Sin embargo, la planeación del sistema de transmisión antes de ser iniciada se apoya en las planeaciones ya completadas de crecimiento de carga y crecimiento de la capacidad de generación.

Con el apoyo de la planeación previa del crecimiento de carga y de generación se puede contemplar la selección futura de:

- Ruta de la línea.
- Número de circuitos por línea.
- Líneas aéreas o subterráneas.
- Tipo de torres.
- Niveles de tensión.
- Parámetros de línea.
- Compensación capacitiva o reactiva.
- Número y localización de subestaciones.
- Configuración de subestaciones.
- Transformadores a emplear y sus características.
- Equipo para control de voltaje en subestaciones.
- Niveles básicos de impulso (*BIL*).
- Número y características de apartarrayos.
- Esquemas de protección vía relevadores.
- Esquemas de comunicaciones.
- Modificaciones al equipo existente.
- Refuerzo de los sistemas de interconexión.

Considerando lo anterior y debido al incremento en la complejidad de los sistemas eléctricos es normal que la planeación se vuelva también extremadamente compleja. Por lo cual se necesita el diseño de muchos esquemas posibles en los que se muestren los efectos de modificaciones implementadas en el sistema de transmisión para con los principales parámetros del sistema en su totalidad como por ejemplo la operación bajo diversas condiciones de carga. Es una realidad que muchos datos deben ser obtenidos para ayudar a decidir el mejor esquema o diseño a seguir para ampliar el sistema de transmisión. La ayuda de software especializado en la planeación de sistemas de transmisión es de suma importancia para poder seleccionar en un determinado caso la forma en que va a crecer un sistema de transmisión incluyendo sus características principales de la manera más eficaz.

Los programas empleados en la planeación de un sistema de transmisión desde el punto de vista eléctrico son principalmente:

a) *Programas de flujo de cargas.* Este tipo de software permite obtener datos relacionados a magnitudes de tensión, factores de potencia, flujo de la potencia en las líneas de transmisión para una determinada red eléctrica bajo condiciones de operación en estado estable. Otros datos obtenidos incluyen ajustes de taps en transformadores, pérdidas de energía en el sistema y potencias reactivas en generadores y otras partes del sistema. Para lograr lo anterior, localizaciones, tamaños y características de operación de todas las cargas y fuentes de generación involucradas en el sistema son especificadas como entradas. Otras entradas incluyen la configuración de la red al igual que otras características y parámetros de líneas de transmisión, transformadores y demás equipo.

b) *Programas de estabilidad de sistemas eléctricos.* Esta clase de software es usada para estudiar el comportamiento de sistemas de potencia bajo condiciones anormales y predecir cuando los generadores síncronos mantienen el sincronismo y la estabilidad en el sistema. Los disturbios en el sistema son ocasionados por pérdidas repentinas de generadores, líneas de transmisión, variaciones de carga, operaciones de interruptores y cortos circuitos. Los programas de estabilidad combinan ecuaciones de flujo de potencia y ecuaciones dinámicas del generador para calcular cambios angulares de máquinas durante los disturbios. Los programas también analizan los tiempos críticos para la liberación de fallas en la red y permite investigar los efectos de diversas configuraciones en la red, parámetros en máquinas, tipos de disturbios y esquemas de control.

c) *Programas de cortos circuitos.* Este software permite analizar las fallas trifásicas y de fase a tierra respecto a la corriente y tensión en redes eléctricas de potencia con el fin de evaluar interruptores y relevadores que detecten las fallas para que operen correctamente. Mínimas y máximas corrientes de corto circuito son evaluadas para cada parte del sistema y bajo diversas condiciones de operación, tales como líneas o generadores fuera de servicio, con el fin de especificar los rangos de operación y esquemas de protección.

d) *Programas de transitorios.* Este software calcula magnitudes y formas de sobretensiones y corrientes que resultan de operación de interruptores y descargas eléctricas. Los resultados obtenidos permiten especificar los niveles básicos de impulso (*BIL*) para líneas, transformadores y demás equipo. Al igual que se especifican los tipos y características de apartarrayos a emplear para proteger al equipo contra sobretensiones transitorias.

Dentro de la gran variedad de software para los análisis anteriormente mencionados existen también aquellos que incluyen relaciones producción-costo, inversión-costo, coordinación de relevadores, administración de datos para sistemas eléctricos, análisis térmico de transformadores, programas de diseño de líneas de transmisión y muchos más que agilizan el estudio del sistema en su totalidad.

Dentro de los estudios posteriores y/o paralelos realizados para la planeación y diseño de una línea a los eléctricos se encuentran los relacionados a la ruta de la línea. Dentro de estos estudios se clasifican los siguientes:

Estudios de la geografía de la ruta. Con el fin de conocer de forma general la superficie del terreno por el cual se piensa construir la línea y que consiste principalmente de realización de reconocimientos del terreno vía aérea por helicópteros y empleando vehículos tomando fotografías y realizando planos acorde a normas establecidas. Normalmente la escala empleada es 1:10,000 y se señalan los niveles de altitud del terreno así como ríos, montañas, etc.

- *Estudios demográficos.* Se ubican dentro de los planos geográficos poblaciones de personas así como su cantidad e importancia con el fin de analizar si es factible económicamente desplazar a la población a otro lugar para dar lugar a la línea o modificar en dado caso la ruta de la línea. Los efectos de radio interferencia que puede causar la línea en equipo eléctrico o electrónico cercano a la futura línea debe ser considerado también.
- *Estudios ecológicos.* Se ubican reservas ambientales y áreas protegidas por organismos nacionales que por sus características no deben ser invadidas por ningún motivo y por lo tanto la línea no debe cruzar o alterar.
- *Estudios climatológicos.* La importancia de este tipo de estudios centrados en las condiciones ambientales a lo largo de la línea como: temperatura; radiación UV; lluvia; viento; nivel de contaminación y principalmente descargas atmosféricas es de vital importancia en el diseño final de la línea tanto en el ámbito eléctrico relacionado a la protección y aislamiento de conductores y estructuras como en el mecánico o estructural relacionado a los estudios de cargas mecánicas que soportará la línea en su totalidad.
- *Estudios de suelo.* Se centran en las condiciones internas del terreno tanto eléctricas como mecánicas donde pasará la línea. Se obtienen: la resistividad del suelo, grado de humedad, niveles de corrosión, fallas geológicas, etc. Son de suma importancia ya que permiten seleccionar tipos de cimentaciones, estructuras, claros entre torres y aterrizamientos.

9.6 Normatividad empleada en la planeación, diseño y construcción de líneas de transmisión.

La normatividad empleada en los sistemas eléctricos de potencia se emplea actualmente debido a la necesidad de interconectar los diversos equipos entre sí para lograr un funcionamiento más eficaz en general. Los primeros sistemas eléctricos se encontraban aislados entre ellos y consecuentemente se adecuaban cada uno a las especificaciones que se consideraban prudentes en la zona. Las tensiones y frecuencias son las principales variables que cambiaban entre equipos y como consecuencia los fabricantes encontraban costoso y tardado la creación de diversos tipos de dispositivos requeridos para cada lugar específico. La normalización se convirtió entonces en la solución al problema y trajo consigo la producción en masa de equipo y materiales que facilitó en gran medida el crecimiento de los sistemas eléctricos.

La normatividad en general abarca tres niveles que son:

- *Empresa.*
- *Nacional.*
- *Internacional.*

Dentro de las normas se contienen los parámetros y reglas a seguir ante cualquier proyecto de ingeniería partiendo desde el diseño hasta la construcción del mismo. Su emisión recae en organismos especializados que realizan gran cantidad de estudios y consultan a empresas, centros de investigación, fabricantes, etc. para lograr consensos que se acaten por todos.

Las normas también ayudan a la emisión de especificaciones que normalmente precisan los requisitos técnicos, descripciones, características, etc. que poseen o deben poseer equipos, materiales o procesos con el fin de proporcionar información valiosa para el que lo requiera.

Respecto a la tensión empleada en los sistemas se tiene que la norma que rige a México es la NMX-J-098-ANCE-1999. En EUA la norma de ANSI C84 y C92.2 son las vigentes para tensiones normalizadas a emplear en sistemas eléctricos.

En el caso de las especificaciones empleadas en el ramo de líneas de transmisión se tiene que la CFE por medio de la *Coordinación de Proyectos de Transformación y Transmisión* (CPTT) emite sus especificaciones y normas de referencia que pueden considerarse como las prevalecientes a nivel nacional.

Algunas especificaciones técnicas se indican a continuación (véase Tabla 9.3):

Especificaciones y normas empleadas en líneas de transmisión			
Clave	Descripción	Folio CFE	
		De	A
CPTT-GT-SD-05	Especificación para construcción de líneas de transmisión desde 115 kV hasta 400 kV.	09729	09768
CFE-DDLT-EPLT-9705	Especificaciones generales para proyectos de líneas de transmisión.	09769	09803
CPTT/DDLT/9501 31/REV-01	Especificaciones para diseño de líneas de transmisión.	09804	09817
NOM-114-ECOL-1998	Establece especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y subtransmisión eléctrica.		

Tabla 9.3

9.7 Optimización de la línea.

En el diseño de una línea los extremos de la misma se encuentran bien definidos normalmente considerando las subestaciones que se emplearan para la conexión en el sistema de transmisión. En este caso se deben realizar estudios que permitan conocer la mejor ruta a seguir para unir ambos puntos ubicados en las subestaciones seleccionadas (véase Figura 9.7). Un sin fin de consideraciones deben ser hechas antes de definir la ruta definitiva que seguirá la línea como estudios geográficos, ambientales, demográficos, económicos, técnicos, etc.

Los anchos empleados para los derechos de vía en las líneas dependen de su diseño eléctrico principalmente. Algunos valores aproximados se observan en la Tabla 9.4 [22].

Anchos en derechos de vía de líneas aéreas aproximados	
Tipo de línea	[m]
Polo o poste	
1 circuito	5-16
2 circuitos	10-23
Torre	
1 circuito	16-76
2 circuitos	23-76

Tabla 9.4

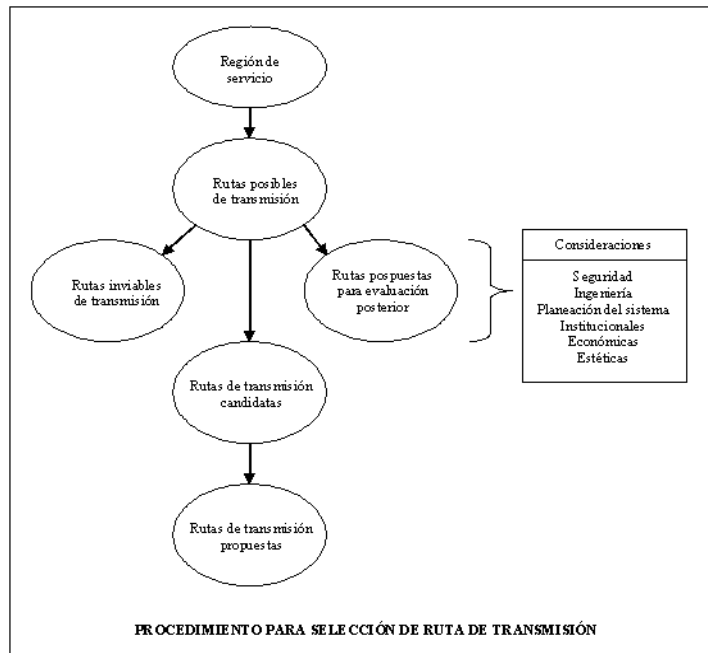


Figura 9.7 Procedimiento para selección de ruta de líneas eléctricas.

Algunas veces la ruta más corta o directa entre las subestaciones no es la más factible económicamente debido a un incremento en costos de derecho de vía, estructuras especiales, condiciones geográficas adversas, etc.

Las líneas no deben seguir una ruta paralela a ductos, tuberías, o servicios similares en largas distancias ya que existe la posibilidad de inducir corrientes. Cuando esto no es posible una mínima distancia entre el conductor y el ducto de aproximadamente 10 m en caso de una línea de 145 kV debe mantenerse. Especialmente en casos de ductos de gas o combustible se deben seguir normas para evitar posibles explosiones. Por ejemplo, Gaz de France establece niveles máximos de corriente inducida en tuberías de 100 A/m². Los cortos circuitos también deben considerarse al definir la distancia entre tuberías y líneas tanto aéreas o subterráneas.

Una metodología para optimizar una línea consiste en una vez establecidos los puntos de unión de la línea al sistema eléctrico por medio de las subestaciones se ligan estos en mapas evitando las áreas mencionadas anteriormente. Las estructuras ubicadas en los puntos terminales de la línea o remates deben permitir flexibilidad a la subestación para futuros cambios en la misma y ampliaciones.

La ruta propuesta debe ser entonces investigada detalladamente vía terrestre y aérea en todo su trayecto. Consecuentemente, permisos para cruzar propiedades privadas serán obtenidos una vez que se han planteado opciones posibles de trayectos y seleccionado la más viable tanto técnica como económicamente.

Se necesita a lo largo de la ruta planos de la misma en escalas normalizadas. Cantidades de torres en sus diferentes tipos, conductor, hilos de guarda, aisladores, etc. son establecidas consecuentemente. Las torres de suspensión frecuentemente constituyen más del 80% del número total de estructuras requeridas para la línea. Dentro de los estudios las condiciones del suelo son de vital importancia para conocer el tipo de cimentaciones y estructuras a emplear.

De igual manera los aterrizamientos de las estructuras son estimados con los estudios de suelo.

Los claros empleados en la ruta establecen la altura de las torres y las cargas mecánicas a considerar. Una vez seleccionada la longitud de los claros entre torres se puede contabilizar con mayor precisión la cantidad total de las mismas a emplear en la línea por medio de análisis vía computadora. Sin embargo, dichos análisis ubican algunas torres en lugares inconvenientes donde deben realizarse ajustes para evitar mayores costos. Comúnmente se emplean factores de ajuste sobre los claros establecidos previamente.

Algunos puntos importantes que impactan el costo final de la línea respecto a la selección de la ruta son:

- La distancia más corta puede ser la más económica en varios casos.
- La cercanía con carreteras, autopistas, vías de tren y otros medios de comunicación facilita el traslado del equipo y personal lo cual disminuye costos.
- El seguimiento de trayectorias que son límite entre propiedades privadas no afecta de gran manera terrenos de cultivo, granjas, zonas ecológicas, etc. (véase Figura 9.8).
- Implementar rutas considerando los futuros centros de cargas.
- Evitar en lo posible montañas, colinas y puntos altos que provoquen alta incidencia de descargas atmosféricas, erosión del suelo, impacto ambiental y posible caída de estructuras (véase Figura 9.8).
- Evitar en lo posible tierras bajas que se encuentren cercanas a ríos, lagunas o zonas de alta probabilidad de inundación (véase Figura 9.8).

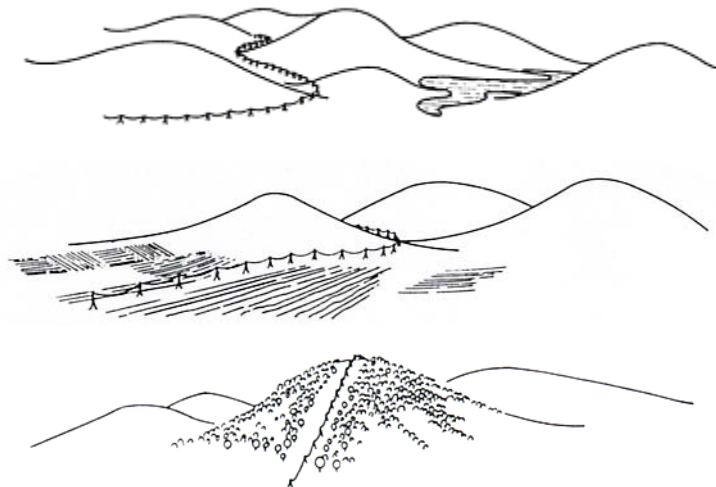


Figura 9.8 Trayectorias empleadas en ruta de líneas de transmisión.

DISEÑO ELÉCTRICO DE UNA LÍNEA DE 230 kV

Con el fin de ejemplificar los conceptos desarrollados en los capítulos precedentes se procede a diseñar desde el punto de vista eléctrico una línea trifásica de 230 kV, con 300 km de longitud y la siguiente configuración de los conductores es implementada.

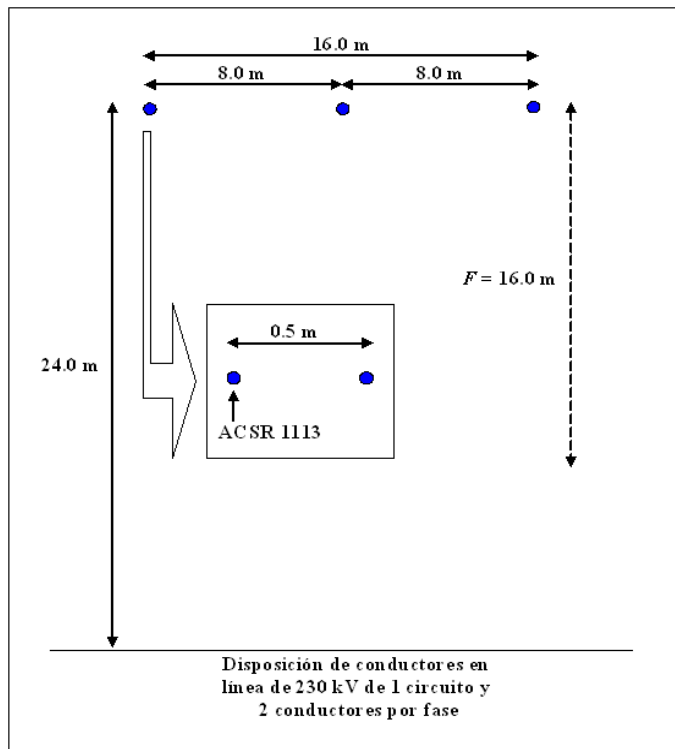


Figura 10.1 Disposición de conductores en línea de 230 kV de 1 circuito y 2 conductores por fase

De tablas de características para el conductor ACSR 1113 kCM ó Bluejay (véase Apéndice 2) se procede a obtener los siguientes datos:

El radio medio geométrico y el radio exterior de cada conductor son respectivamente:

$$r_1 = 0.0435[ft] = 1.32[cm]$$

$$r_{ext} = \frac{\phi_{ext}}{2} = \frac{1.293[in]}{2} = 1.642[cm]$$

Para 60 Hz y 50°C la resistencia alterna de la línea es:

$$r_{ac} = 0.0969 \left[\frac{\Omega}{milla} \right] = 0.06021 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Al ser la línea de dos conductores por fase la resistencia efectiva es:

$$R = \frac{r_{ac}}{2} \cdot l = \frac{0.06021}{2} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot 300[km] = 9.0315[\Omega] \text{ x fase}$$

Por medio de la disposición física de los conductores en la línea se procede a obtener reactancias en la misma de la siguiente forma:

Calculando el radio y distancia media geométrica de la línea:

$$RMG = \sqrt{r_1 \cdot d_{aa'}} = \sqrt{(1.32)(50)} = 8.124[cm]$$

$$DMG = \sqrt[3]{d_{AB} \cdot d_{BC} \cdot d_{AC}} = \sqrt[3]{(8)(8)(16)} = 32[m]$$

La reactancia inductiva de la línea es:

$$X_L = 0.00289 f \log_{10} \left(\frac{DMG}{RMG} \right) = 0.00289(60) \log_{10} \left(\frac{3200}{8.124} \right) = 0.45 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \text{ x fase}$$

$$X_L = 0.45 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot 300[km] = 135[\Omega] \text{ x fase}$$

El radio medio geométrico para calcular la reactancia capacitiva es:

$$RMG_C = \sqrt{r_{ext} \cdot d_{aa'}} = \sqrt{(1.642)(50)} = 9.061[cm]$$

Considerando una flecha de 16[m] la altura media geométrica de los conductores es:

$$HMG = h_s - 0.7F = 24 - (0.7)(16) = 12.8[m]$$

La reactancia capacitiva es:

$$X_C = \frac{6.596}{f} \log_{10} \left[\frac{DMG}{RMG_C} \cdot \frac{2HMG}{\sqrt{4HMG^2 + DMG^2}} \right] = \frac{6.596}{60} \log_{10} \left[\frac{3200}{9.061} \cdot \frac{2(1280)}{\sqrt{4(1280)^2 + (3200)^2}} \right]$$

$$X_C = 0.2576 [M\Omega km] \text{ x fase}$$

$$X_C = 0.2576 [M\Omega km] \cdot \frac{1}{300[km]} = 858.66667[\Omega] \text{ x fase}$$

Para conocer las capacidades aproximadas de la línea se obtienen los siguientes datos:

La impedancia característica de la línea sin considerar la resistencia R de la misma es:

$$Z_C = \sqrt{X_L \cdot X_C} = \sqrt{(135)(858.66667)} = 340.5[\Omega]$$

La potencia característica es por lo tanto:

$$P_C = SIL = \frac{V^2}{Z_C} = \frac{(230)^2}{340.5} = 155.36 \text{ [MW]}$$

La capacidad máxima de potencia puede aproximarse por medio de la impedancia en serie de la línea de tal forma que:

$$P_{\max} \approx \frac{V^2}{Z} = \frac{V^2}{R + jX_L} = \frac{(230)^2}{135.30176} = 390.9779 \text{ [MW]} = \frac{P_{\max}}{P_C} [p.u.] = \frac{390.9779}{155.36} = 2.51659 [p.u.]$$

Lo anterior concuerda aproximadamente con la Figura 3.7 en la que se muestra la cargabilidad de las líneas según su longitud.

El cálculo de los efectos por corona en la línea es el siguiente:

Siendo considerados: $\delta = 0.9$

$$m = m_f \cdot m_s = (0.9)(0.9) = 0.81$$

La tensión crítica disruptiva es:

$$V_0 = 69.078 \cdot m \cdot \delta^{2/3} (1 - 0.07r) \left[1 - \frac{(n-1)r}{R} \right] \cdot n \cdot r \log_{10} \left[\frac{DMG}{RMG_C} \cdot \frac{2HMG}{\sqrt{4HMG^2 + DMG^2}} \right]$$

$$V_0 = 69.078(0.81)(0.9)^{2/3} [1 - (0.07)(1.32)] \left[1 - \frac{(2-1)(1.32)}{25} \right] (2)(1.32) \log_{10} \left[\frac{3200}{9.061} \cdot \frac{2(1280)}{\sqrt{4(1280)^2 + (3200)^2}} \right]$$

$$V_0 = 277.419 \text{ [kV]}$$

El coeficiente de seguridad de la línea es por lo tanto:

$$C_s = \frac{V_0}{\frac{V_n}{\sqrt{3}}} = \frac{277.419}{\frac{230}{\sqrt{3}}} = 2.089$$

El valor del coeficiente es mayor a uno por lo cual los efectos por corona son despreciables. Sin embargo se calculan las pérdidas para saber el orden que representan.

Las pérdidas por efecto corona son:

$$P_{\text{corona}} = \frac{20.96 \times 10^{-6} f \cdot V_n^2 \cdot F}{\left[\log_{10} \left(\frac{DMG}{r} \right) \right]^2} = \frac{20.96 \times 10^{-6} (60) \left(\frac{230}{\sqrt{3}} \right)^2 (0.009)}{\left[\log_{10} \left(\frac{3200}{1.32} \right) \right]^2} = 0.01742 \text{ [kW / km]} \times \text{fase}$$

$$P_{corona} = 0.01742 \text{ [kW / km]} 300[\text{km}] = 5.226[\text{kW}] \times \text{fase}$$

Con el fin de obtener ecuaciones representativas de la línea y algunas de sus características más importantes se procede a continuación.

Empleando las ecuaciones de una línea larga al ser la longitud de la misma de 300 km y 230 kV se obtiene:

$$Z = R + jX_L = 9.0315 + j135 = 135.30176 \angle 86.17^\circ [\Omega]$$

$$Y = \frac{1}{-jX_C} = \frac{1}{-j858.66667} = j11.64596 \times 10^{-4} = 11.64596 \times 10^{-4} \angle 90^\circ [\Omega^{-1}]$$

$$\cosh(\sqrt{ZY}) = 1 + \frac{ZY}{2} = 1 + \frac{(9.0315 + j135)(j11.64596 \times 10^{-4})}{2} = 0.92139 + j0.005259 = 0.9214 \angle 0.327^\circ$$

$$\sqrt{\frac{Z}{Y}} \sinh(\sqrt{ZY}) = Z \left(1 + \frac{ZY}{6} \right) = (9.0315 + j135) \left[1 + \frac{(9.0315 + j135)(j11.64596 \times 10^{-4})}{6} \right] = 8.5581 + j131.4783$$

$$\sqrt{\frac{Y}{Z}} \sinh(\sqrt{ZY}) = Y \left(1 + \frac{ZY}{6} \right) = (j11.64596 \times 10^{-4}) \left[1 + \frac{(9.0315 + j135)(j11.64596 \times 10^{-4})}{6} \right] = 0 + j0.001134$$

Por lo que las ecuaciones de la línea son:

$$V_G = \cosh(\sqrt{ZY}) \cdot V_R + \sqrt{\frac{Z}{Y}} \sinh(\sqrt{ZY}) \cdot I_R = (0.92139 + j0.005259)V_R + (8.5581 + j131.4783)I$$

$$I_G = \cosh(\sqrt{ZY}) \cdot I_R + \sqrt{\frac{Y}{Z}} \sinh(\sqrt{ZY}) \cdot V_R = (0.92139 + j0.005259)I_R + (0 + j0.001134)V_R$$

Tomando la tensión de fase a tierra en el extremo de la carga como referencia:

$$|V_{R\phi}| = 230000 \rightarrow V_R = \frac{|V_{R\phi}|}{\sqrt{3}} = \frac{230000}{\sqrt{3}} = 132790 \angle 0^\circ [\text{V}]$$

Considerando que se requiere alimentar una carga en el extremo receptor de:

$$P_{R3\phi} = 150 [\text{MW}]$$

$$Q_{R3\phi} = 10 [\text{MVAR}]$$

La corriente por fase en el extremo receptor es:

$$I_R = \frac{P_{R3\phi}}{V_{R\phi} \sqrt{3}} - j \frac{Q_{R3\phi}}{V_{R\phi} \sqrt{3}} = \frac{150000}{230\sqrt{3}} - j \frac{10000}{230\sqrt{3}} = 376.533 - j25.102 = 377.369 \angle -3.81^\circ [\text{A}]$$

El factor de potencia en el extremo receptor de la carga es:

$$FP_R = \cos(3.81^\circ) = 0.998 \text{ en atraso}$$

La tensión en el extremo generador es:

$$V_G = (0.92139 + j0.005259)(132790) + (8.5581 + j131.4783)(376.533 - j25.102)$$

$$V_G = 128869.59 + j49919.358 = 138200.266 \angle 21.17^\circ \text{ [V]}$$

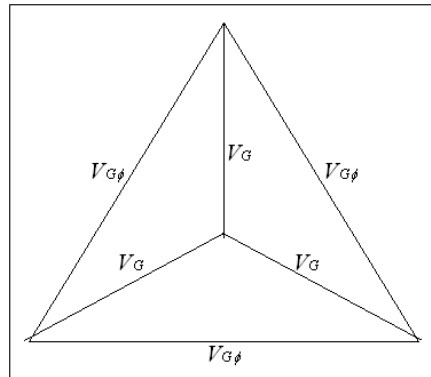


Figura 10.2 Relación entre tensión de fase a tierra y tensión entre fases.

$$V_{G\phi} = V_G \sqrt{3} \angle (\theta_G + 30^\circ) = 128869.59 \sqrt{3} \angle (21.17^\circ + 30^\circ) = 239369.88 \angle 51.17^\circ \text{ [V]}$$

La corriente en el extremo generador es:

$$I_G = (0.92139 + j0.005259)(376.533 - j25.102) + (j0.001134)(132790) = 347.0657 + j129.43$$

$$I_G = 370.41611 \angle 20.45^\circ \text{ [A]}$$

La potencia aparente del extremo generador es:

$$S_G = V_G I_G^* = P_G + Q_G = (128869.59 + j49919.358)(347.0657 - j129.4353) \text{ [MVA]}$$

$$S_G = 51.18754 + j0.645 = 51.1916 \angle 0.72^\circ \text{ [MVA]}$$

Las potencias real y aparente del extremo generador son:

$$P_{G3\phi} = 3P_G = 3(51.18754) = 153.56262 \text{ [MW]}$$

$$Q_{G3\phi} = 3Q_G = 3(0.645) = 1.935 \text{ [MVAR]}$$

El factor de potencia en el extremo generador es:

$$FP_G = \cos(0.72^\circ) = 0.999 \text{ en atraso}$$

Las pérdidas de la línea son:

$$p = P_{G3\phi} - P_{R3\phi} = 153.56262 - 150 = 3.56262 \text{ [MW]}$$

$$q = Q_{G3\phi} - Q_{R3\phi} = 1.935 - 10 = -8.065 \text{ [MVAR]}$$

La eficiencia de la línea es:

$$\eta = \frac{P_{R3\phi}}{P_{G3\phi}} = \frac{150}{153.56262} = 0.9768$$

La regulación de tensión en la línea es:

$$I_R = 0 \rightarrow V_G = 138200.266 \angle 21.17^\circ \text{ [V]}$$

$$V_{R0} = \frac{V_G}{\cosh(\sqrt{ZY})} = \frac{138200.266 \angle 21.17^\circ}{0.9214 \angle 0.327^\circ} = 149989.4356 \angle 20.84^\circ \text{ [V]}$$

$$V_{R0\phi} = V_{R0} \sqrt{3} = 149989.4356 \sqrt{3} \angle 20.84^\circ = 259789.323 \angle 20.84^\circ \text{ [V]}$$

$$\%RV = \frac{V_{R0\phi} - V_{R\phi}}{V_{R\phi}} \times 100 = \frac{259789.323 - 230000}{230000} \times 100 = 12.95\%$$

Implementando una función en Matlab para agilizar los cálculos anteriormente descritos y mostrando una serie de resultados para diversas características de la carga que alimenta la línea larga se puede conocer la eficiencia de la línea y la regulación de voltaje al igual que otros parámetros para determinar en que rango el desempeño de la línea es mejor.

Código implementado para la función *parámetros* dentro del software Matlab.

```
function [ir,vgf,ig,sg,vrfo,p,q,n,rv] = parametros(r,xl,xc,pr,qr,vrf)
% la funcion 'parametros' es llamada de la siguiente forma:
%
% [ir,vgf,ig,sg,vrfo,p,q,n,rv] = parametros(r,xl,xc,pr,qr,vrf)
%
% DATOS DE ENTRADA:
%
% r = resistencia de la linea larga [ohms].
% xl = reactancia inductiva de la linea larga [ohms].
% xc = reactancia capacitiva de la linea larga [ohms].
% pr = potencia activa demandada por la carga [W].
% qr = potencia reactiva demandada por la carga [VAR].
% vrf = tension entre fases en el extremo de la carga nominal [V].
%
% DATOS DE SALIDA:
%
% ir = corriente en el extremo de la carga [A].
% vgf = tension entre fases en el extremo generador de la linea [V].
% ig = corriente en el extremo generador de la linea [A].
% sg = potencia aparente del extremo generador de la linea [VA].
% vrfo = tension entre fases en la carga en vacio [V].
% p = perdidas activas en la linea larga [W].
% q = perdidas reactivas en la linea larga [VAR].
% n = eficiencia de la linea [%].
% rv = regulacion de voltaje en la linea [%].
```

Continuación de la función *parámetros* empleando el editor de archivos M del software Matlab. Los resultados obtenidos al aplicar esta función se pueden observar en la tabla 10.1.

```
z=r+(x1*i);
y=i*(1/xc);
A=1+((z*y)/2);
B=z*(1+((z*y)/6));
C=y*(1+((z*y)/6));
vr=vrf/sqrt(3);
irr=pr/(vrf*sqrt(3));
iri=qr/(vrf*sqrt(3))*i;
ir=irr-iri;
vg=(A*vr)+(B*ir);
vgf=vg*sqrt(3);
mvgf=abs(vgf);
ig=(A*ir)+(y*vr);
igc=conj(ig);
sg=vg*igc;
P1=real(sg);
P=3*P1;
Q1=imag(sg);
Q=3*Q1 ;
p=P-pr ;
q=Q-qr ;
n=(pr*100)/P ;
vro=vg/A ;
vrfo=vro*sqrt(3) ;
mvrfo=abs(vrfo) ;
rv=(mvrfo-vrf)*100/vrf;
```

Datos de entrada					Datos de salida									
R	X_L [Ω]	X_C [Ω]	$P_{R3\phi}$ [W]	$Q_{R3\phi}$ [VAR]	$V_{R\phi}$ [V]	I_R [A]	$V_{G\phi}$ [V]	I_G [A]	S_G [VA]	$V_{R\phi 0}$ [V]	P [W]	q [VAR]	η [%]	R/V [%]
Carga calculada anteriormente.														
9.0315	135	858.666	150000000	100000000	230000	3.7653e+2- 2.5102e+1i	2.2322e+5 +8.6584e+4i	3.4707e+2 +1.335e+2i	5.1401e+7 +1.4499e+5i	2.4279e+5 +9.2586e+4i	4.2044e+6	-9.568e+6	97.2735	12.9759
Cargas puramente resistivas variables.														
9.0315	135	858.666	250000000	0	230000	627.5546	2.2122e+005 +1.4412e+005i	5.7822e+002 +1.5795e+002i	8.6995e+007 +2.7939e+007i	2.4098e+005 +1.5504e+005i	1.0984e+007	8.3818e+007	95.7914	24.5860
9.0315	135	858.666	200000000	0	230000	502.0437	2.1936e+005 +1.1554e+005i	4.6258e+002 +1.5729e+002i	6.9077e+007 +1.0937e+007i	2.3878e+005 +1.2403e+005i	7.2305e+006	3.2810e+007	96.5109	16.9900
9.0315	135	858.666	175000000	0	230000	439.2882	2.1843e+005 +1.0125e+005i	4.0476e+002 +1.5696e+002i	6.0219e+007 +3.8659e+006i	2.3769e+005 +1.0853e+005i	5.6579e+006	1.1598e+007	96.8682	13.6052
9.0315	135	858.666	160000000	0	230000	401.6350	2.1787e+005 +9.2673e+004i	3.7006e+002 +1.5676e+002i	5.4937e+007 +8.1391e+004i	2.3703e+005 +9.9226e+004i	4.8116e+006	2.4417e+005	97.0806	11.7214
9.0315	135	858.666	150000000	0	230000	376.5328	2.1750e+005 +8.6956e+004i	3.4693e+002 +1.5663e+002i	5.1429e+007 +2.509e+006i	2.3659e+005 +9.3025e+004i	4.2879e+006	-6.7526e+006	97.2208	10.5304
9.0315	135	858.666	145000000	0	230000	363.9817	2.1732e+005 +8.4098e+004i	3.3537e+002 +1.5656e+002i	4.9679e+007 +3.598e+006i	2.3637e+005 +8.9924e+004i	4.0382e+006	-1.0079e+007	97.2905	9.9550
9.0315	135	858.666	130000000	0	230000	326.3284	2.1676e+005 +7.5223e+004i	3.0068e+002 +1.5636e+002i	4.4446e+007 +6.4576e+006i	2.3571e+005 +8.0622e+004i	4.0382e+006	-1.9373e+007	97.4967	8.3116
9.0315	135	858.666	115000000	0	230000	288.6751	2.1620e+005 +6.6949e+004i	2.6598e+002 +1.5617e+002i	3.9237e+007 +9.2120e+006i	2.3505e+005 +7.1319e+004i	2.7104e+006	-2.7636e+007	97.6974	6.7969
9.0315	135	858.666	100000000	0	230000	251.0219	2.1564e+005 +5.8374e+004i	2.3129e+002 +1.5597e+002i	3.4052e+007 +1.1623e+007i	2.3439e+005 +6.2017e+004i	2.1559e+006	-3.4869e+007	97.8896	5.4165
9.0315	135	858.666	50000000	0	230000	125.5109	2.1378e+005 +2.9792e+004i	1.1564e+002 +1.5531e+002i	1.6945e+007 +1.7180e+007i	2.3220e+005 +3.1008e+004i	8.3463e+005	-5.1540e+007	98.3582	1.8511
9.0315	135	858.666	25000000	0	230000	62.7555	2.1283e+005 +1.5501e+004i	5.7822e+001 +1.5498e+002i	8.4927e+006 +1.8528e+007i	2.3110e+005 +1.5504e+004i	4.7798e+005	-5.5583e+007	98.1240	0.7033

Tabla 10.1 Resultados obtenidos con la función parámetros.

El diseño del blindaje de la línea enfocado en la colocación de los hilos de guarda se indica a continuación:

Asumiendo que en el nivel de 230 kV la tensión máxima permisible de operación es de 245 kV acorde a la Tabla 8.1 y considerando un $NBI = 1050$ kV según indica la Tabla 5.6.

Si el nivel de contaminación a lo largo de la línea es media por medio de la Tabla 5.3 se presenta una distancia de fuga en la zona de:

$$D_{fuga\ zona} = 20 \left[\frac{mm}{kV} \right]$$

$$D_{fuga\ total} = V_{ff} D_{fuga\ zona} = (245)(20) = 4900 [mm]$$

Empleando aisladores estándar A-11 con una distancia de fuga de 305 mm acorde al Apéndice 3 se procede a obtener el número de aisladores empleados en la línea:

$$No.\ aisladores = \frac{D_{fuga\ total}}{D_{fuga\ aislador}} = \frac{4900}{305} = 16.065 \approx 17$$

El espacio entre la torre y el conductor obtenido por la colocación de los aisladores es:

$$l_{cadena\ de\ aisladores} = l_{aislador} \cdot No\ aisladores = (146)(17) = 2482 [mm]$$

El valor anterior debe ser corregido ya que se deben considerar los espaciadores empleados entre los dos conductores de fase, herrajes y las uniones. Un valor final de 2.8 m para la distancia entre torre y conductores de fase es viable.

Considerando que la VCF y el NBI requieren ajuste dado el valor de densidad del aire $\delta = 0.9$ previamente empleado para el cálculo del efecto corona en el conductor.

$$VCF = \frac{NBI}{0.961\delta} = \frac{1050}{(0.961)(0.9)} = 1214.01318 [kV]$$

Empleando el modelo electrogeométrico para obtener el mejor blindaje de la línea ante descargas atmosféricas se procede como:

$$I = \frac{2(0.9VCF)}{Z_c} = \frac{2(0.9)(1214.01318)}{340.5} = 6.41769 [kA]$$

$$r_c = 9.4(1.1I)^{2/3} = 9.4((1.1)(6.41769))^{2/3} = 34.59424 [m]$$

$$\bar{y} = HMG = 12.8 [m]$$

$$\bar{c} = 6 \times 10^{-3} \cdot VCF = 6 \times 10^{-3} (1214.01318) = 7.284 [m]$$

$$\theta = \text{angsen}\left(\frac{r_c - \bar{y}}{r_c}\right) - \text{angsen}\left(\frac{\bar{c}}{2r_c}\right) = \text{angsen}\left(\frac{34.59424 - 12.8}{34.59424}\right) - \text{angsen}\left(\frac{7.284}{(2)(34.59424)}\right) = 33^\circ$$

Considerando una flecha del hilo de guarda de $Fg = 15$ m.

$$Hg = \bar{y} + \bar{c} \cos(\theta) + \frac{2}{3} Fg = 12.8 + (7.284) \cos(33^\circ) + \frac{2}{3} (15) = 28.9 \text{ [m]}$$

$$x_T = \bar{c} \sin \theta = (7.284) \sin(33^\circ) = 3.967 \text{ [m]}$$

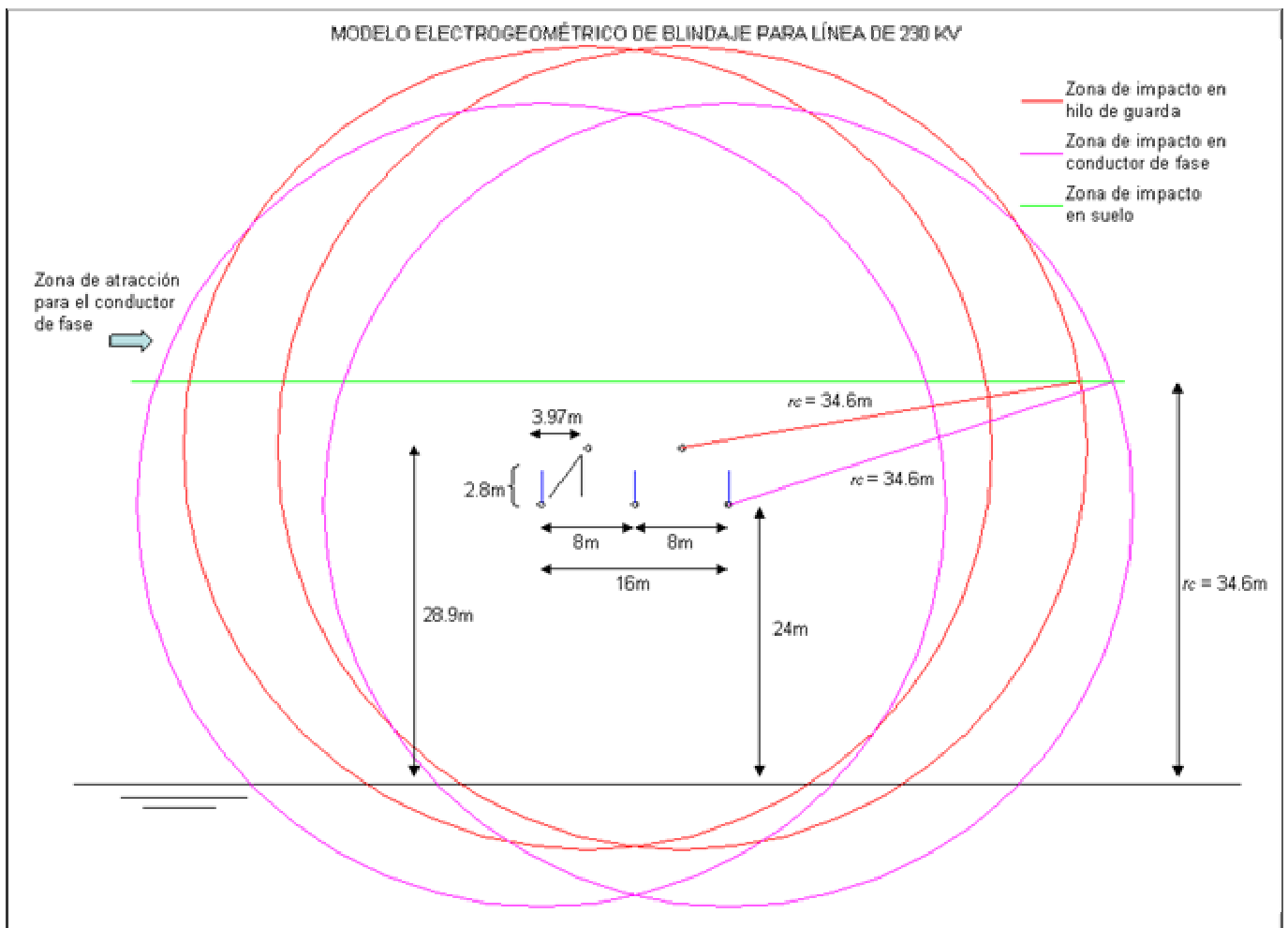


Figura 10.3 Modelo electrogeométrico de blindaje para la línea de 230 kV diseñada.

Para obtener el índice de salidas (ST) de la línea con el ángulo de blindaje previamente obtenido se procede como:

La altura media de los hilos de guarda es:

$$H = Hg - \frac{2}{3} Fg = 28.9 - \frac{2}{3} (15) = 18.9 \text{ [m]}$$

La frecuencia de descargas para torres de altura promedio entre 25 y 30 m es:

$$F_1 = 2.7H \frac{DT}{30} = 2.7(18.9) \frac{30}{30} = 51.03 \left[\frac{\text{descargas}}{100\text{km}} \right] \text{ al año}$$

La probabilidad de falla del blindaje es:

$$\log_{10} PB = \theta \frac{\sqrt{H}}{90} - 2 = (33^\circ) \frac{\sqrt{18.9}}{90} - 2 = -0.4059 \rightarrow PB = 10^{-0.4059} = 0.39273\%$$

La probabilidad de que la corriente de rayo exceda la protección dada por el hilo de guarda es:

$$\log_{10} P_I = 2 - \frac{I}{60} = 2 - \frac{6.41769}{60} = 1.893 \rightarrow P_I = 10^{1.893} = 78.16\%$$

El índice de flameos en la línea es por lo tanto:

$$FA = F_1 \cdot PB \cdot P_I \times 10^{-4} = (51.03)(0.39273)(78.16) \times 10^{-4} = 0.15664 \left[\frac{\text{flameos}}{100\text{km}} \right] \text{ al año}$$

El índice de salidas de la línea es finalmente:

$$ST = 0.9FA = (0.9)(0.15664) = 0.140976 \left[\frac{\text{salidas}}{100\text{km}} \right] \text{ al año}$$

Se puede considerar que el ST es indicativo de un buen diseño del aislamiento. Sin embargo, al realizar el diagrama del blindaje se observa en la Figura 10.3 que una zona del blindaje proporcionado por los hilos de guarda no protege al conductor y como consecuencia el blindaje no es perfecto o total.

Al evitar algunas fórmulas y trazar el blindaje conociendo solamente los parámetros r_c y \bar{c} se puede observar que un blindaje perfecto es aquel que consta de un ángulo de blindaje de aproximadamente 11.97° que implica una altura de los hilos de guarda en la estructura de casi 31.37 m como indica la Figura 10.4.

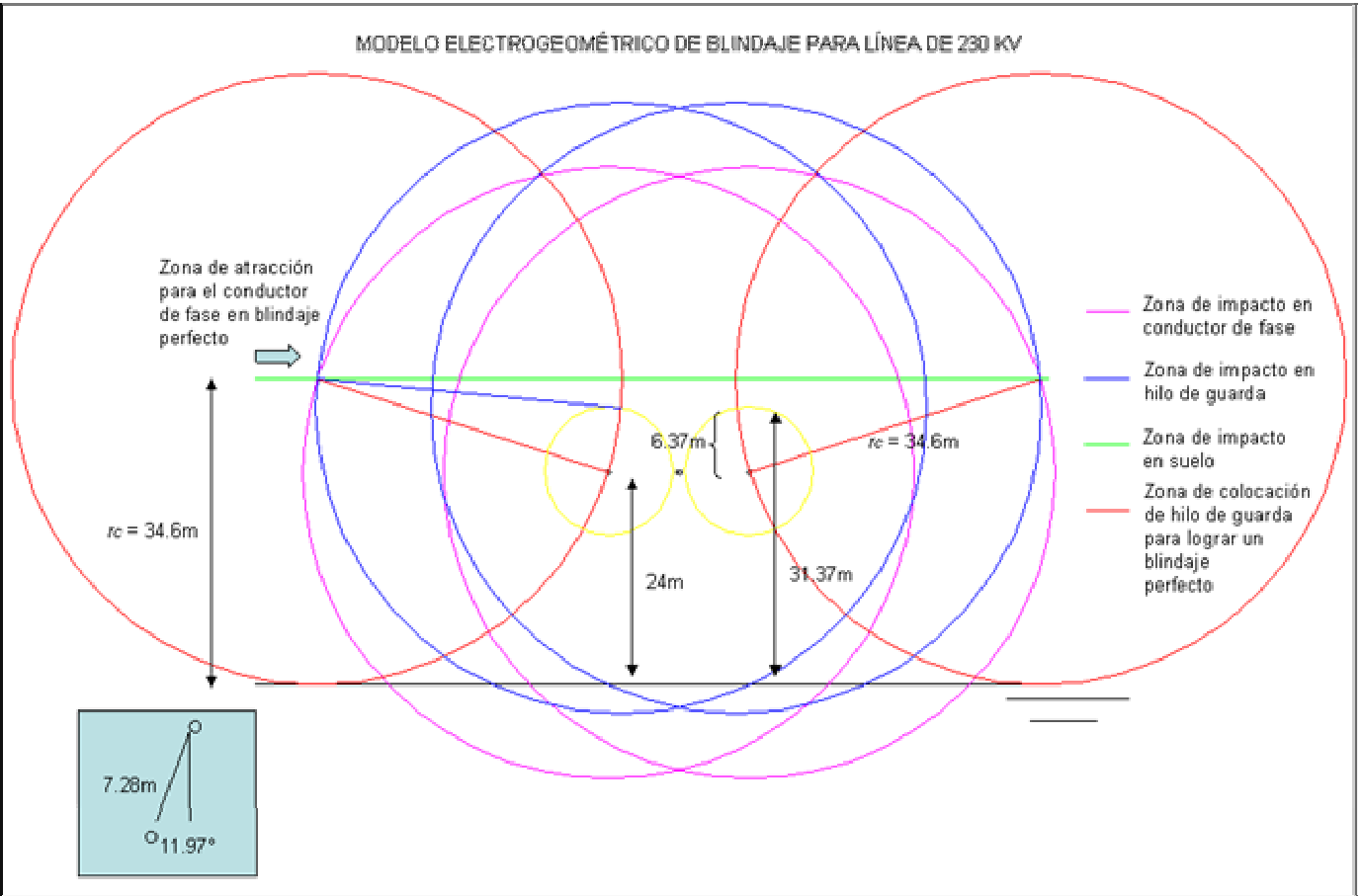


Figura 10.4 Modelo electrogeométrico de blindaje perfecto para la línea de 230 kV diseñada.

El cálculo de la contraantena implementada en las estructuras se efectúa a continuación:

Sea: La resistividad del suelo $\rho = 100 \text{ } [\Omega\text{m}]$.

El cable implementado en la contraantena es de cobre y $5/8''$ de diámetro (D).

La profundidad en que se entierra la contraantena es $d = 0.6 \text{ } [m]$.

El radio del cable empleado en la contraantena a es:

$$a = \frac{D}{2} = \frac{5/8''}{2} = 0.3125['] = 0.00793[m]$$

Implementando una longitud de la contraantena de $l = 100 \text{ } [m]$.

$$R = \frac{\rho}{\pi d} \left[\ln \left(\frac{2l}{\sqrt{4ad}} \right) - 1 \right] = \frac{100}{\pi(100)} \left[\ln \left(\frac{2(100)}{\sqrt{4(0.00793)(0.6)}} \right) - 1 \right] = 1.632[\Omega]$$

El valor obtenido de la resistencia al pie de la torre es aceptable ya que se recomiendan valores menores a 10Ω . La colocación del cable puede consistir de cuatro tramos de 25 m cada uno, radiales, y unidos a cada pata de la torre. Lo mismo se efectuará en todas las torres a lo largo de la línea si se considera una resistividad homogénea a lo largo de la línea y sin cambios bruscos de la resistividad del suelo debido a factores ambientales.

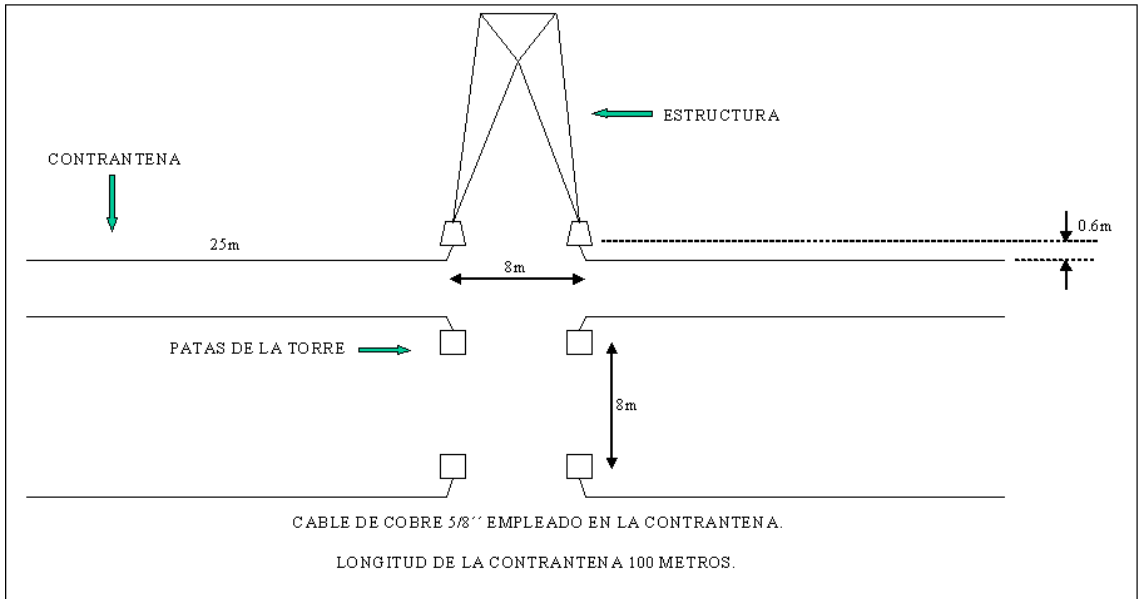


Figura 10.5 Disposición de la contraantena para la línea de 230 kV diseñada.

CONCLUSIONES

El diseño de una línea de transmisión implica el desarrollo de una gran cantidad de estudios y análisis para lograr los resultados esperados en el desempeño de la misma. En este trabajo se plantearon algunos de los criterios y tópicos más importantes en el cálculo para el diseño de la línea eléctrica enfocada principalmente a una línea de 230 kV partiendo del conocimiento de la disposición de los conductores en las estructuras al igual que se presentaron las partes constitutivas principales de la línea eléctrica como lo son: conductores; aisladores; estructuras; hilos de guarda y aterrizamientos.

El cálculo de los parámetros eléctricos de una línea parte de la disposición y características físicas de los conductores que conforman la línea al igual que de la longitud de la misma. Para las líneas eléctricas el considerar los límites que restringen la transmisión óptima de energía eléctrica como son: la ampacidad que determina en gran parte el calibre del conductor a emplear para evitar pérdidas excesivas y una adecuada conducción de corriente; la longitud que es un parámetro que provoca una variación importante de las características de la transmisión en cuanto a la estabilidad de la línea y la capacidad máxima de la misma; la regulación de tensión a lo largo de la línea y otros factores en cuanto aspectos económicos, operativos, ambientales, normativos, etcétera, son de suma importancia en el diseño de la línea por lo que son descritos en este trabajo de forma general.

Las características de los materiales y equipos a emplear dentro de una línea eléctrica deben cumplir con la mayor eficacia sus funciones por lo que la comparación entre el desempeño y características de diversos elementos es viable y recomendable. De tal forma se efectuó una descripción de las características y propiedades de diversos equipos y materiales empleados en la línea como son: los aisladores en sus diversos tipos siendo los de vidrio empleados normalmente en la actualidad para las líneas de transmisión y los conductores dentro de los cuales el ACSR sigue siendo el que presenta el mejor desempeño aún cuando nuevos tipos son empleados para aplicaciones específicas como el ACSS.

La correcta protección de la línea ante salidas ocasionadas por descargas atmosféricas es un tópico relevante en el diseño de la misma por lo que la descripción del método para aislar la línea mediante el modelo electrogeométrico que ha demostrado ser eficaz es un tema tocado al igual que las formas de aterrizamiento de las estructuras empleando contraantenas y/o electrodos. La búsqueda por mejorar el desempeño de la línea manteniendo una continuidad en la transmisión ha llevado a la implementación de apartarrayos de óxido de zinc a lo largo de líneas eléctricas con gran incidencia de descargas atmosféricas que provocan salidas de la misma para disminuir en lo posible las sobretensiones generadas.

La implementación de metodologías y normas en la planeación, diseño, construcción y otras series de procesos es un punto vital para todo tipo de trabajo en la ingeniería. A partir de una buena metodología los procesos de diseño en cualquier rama del conocimiento se facilitan enormemente y los resultados obtenidos son mejores. El seguimiento de las normas y especificaciones es primordial en todo proyecto y diseño en la ingeniería ya que se basa en consensos y experiencias previas que permiten obtener los resultados óptimos.

Dentro del presente trabajo se presentaron algunas características descriptivas del Sistema Eléctrico Nacional con la finalidad de mostrar en forma más real el papel que desempeña la línea de transmisión dentro de un sistema eléctrico. El diseño de la línea involucra en todo caso una gran cantidad de estudios previos y de varios años relacionando a diversas áreas del conocimiento.

En la actualidad el empleo de sistemas computacionales facilita en gran medida el cálculo de parámetros y la visualización del comportamiento de los sistemas eléctricos. En consecuencia se incluyeron dos aplicaciones de software en el presente trabajo con la finalidad de motivar en el desarrollo, aplicación y estudio de dichos programas. Tanto Matlab como ATP son herramientas poderosas y de gran utilidad que requieren ser empleadas con mayor frecuencia en el ámbito profesional y académico.

Aún cuando parte de la información presentada en este trabajo es ampliamente conocida la dispersión en que se encuentra dificulta en muchos casos darse un panorama general de las implicaciones que conllevan el diseño de una línea eléctrica en estado estable por lo que se considera alcanzado el objetivo de definir los criterios básicos para el diseño de una línea de transmisión. La aportación realizada con el presente trabajo pretende ayudar a todo aquel individuo interesado en darse noción del proceso e implicaciones que conllevan el diseño eléctrico de una línea de transmisión al igual que fomentar el empleo de software especializado en vías del conocimiento dentro de la rama de la ingeniería eléctrica.

Finalmente el diseño de líneas de transmisión implica estudios con un grado de complejidad que se resume para comportamiento en estado estable en este trabajo de manera concisa pero con factibilidad de ser complementada y mejorada.

CLASIFICACIÓN DE TENSIONES NORMALIZADAS

Por nivel de tensión eléctrica del sistema, las tensiones eléctricas normalizadas en México se clasifican en:

- **Baja tensión**, desde 100 V hasta 1,000 V.
- **Media tensión**, mayor de 1,000 V hasta 34,5 kV.
- **Alta tensión**, mayor de 34,5 kV hasta 230 kV.
- **Extra alta tensión**, mayor de 230 kV hasta 400 kV.

La norma mexicana NMX-J-098-ANCE-1999 presenta la tabla siguiente de tensiones normalizadas en México según la clasificación anterior:

Clasificación	Tensión eléctrica nominal del sistema (1)			Tensión eléctrica de servicio		Tensión eléctrica nominal de utilización V (3)
	V			V		
	1 fase 3 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	máximo	mínimo	
Baja tensión	<u>120/240</u> -- -- --	-- -- -- 480	-- <u>220 Y/127</u> <u>480 Y/277</u> --	126/252 231/133,3 504/291 504	108/216 198/114,3 432/249,4 432	<u>115/230</u> <u>208 Y/120</u> <u>460 Y/265</u> 460
Media tensión		2 400 <u>4 160</u> -- <u>13 800</u> -- <u>23 000</u> -- <u>34 500</u> --	-- (2) -- -- <u>13 800 Y/7 970</u> -- <u>23 000 Y/13 280</u> -- <u>34 500 Y/19 920</u>	2 520 4 368 7 245 14 490 14 490/8 366 24 150 24 150/13 943 36 225 36 225/20 915	2 160 3 744 6 210 12 420 12 420/7 171 20 700 20 700/11 951 31 050 31 050/17 927	2 300 <u>4 000</u> 6 600 <u>13 200</u>
Alta tensión		<u>69 000</u> 85 000 <u>115 000</u> 138 000 161 000 <u>230 000</u>		72 450 89 250 120 750 144 900 169 050 241 500	62 100 76 500 103 500 124 200 144 900 207 000	
Extra alta tensión		<u>400 000</u>		420 000	360 000	
NOTAS						
1	En esta tabla no se muestran las tensiones congeladas que están en uso actualmente, por que la tendencia es su desaparición (ver Apéndice A).					
2	El valor máximo y mínimo de la tensión eléctrica de servicio se obtiene aplicando la tolerancia de + 5% y -10% al valor de la tensión eléctrica nominal del sistema.					
3	La tolerancia de + 5% y -10% para obtener la tensión eléctrica de servicio, es recomendada, ya que permite disminuir la diferencia entre las bandas de tensión eléctrica (por ejemplo 120 V vs. 127 V), sin embargo prevalece la establecida en el Reglamento de la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica.					
4	Los niveles aquí establecidos y sus tolerancias sólo aplican para niveles de tensión eléctrica sostenidos y no para fallas momentáneas que puedan resultar de causas tales como operación de maniobra, corrientes de arranque de motores o cualquier otra condición transitoria.					
(1)	Las tensiones nominales preferentes son las que se presentan subrayadas, el resto son tensiones restringidas.					
(2)	Tensión eléctrica nominal de distribución subterránea en media tensión.					
(3)	La tolerancia de la tensión eléctrica nominal de utilización está en función de la tensión eléctrica máxima de servicio y de la caída de máxima permisible en la instalación del usuario.					

Por su uso las tensiones eléctricas se clasifican en:

- Tensiones eléctricas **preferentes** (uso común).
- Tensiones eléctricas **restringidas** (aplicaciones moderadas).
- Tensiones eléctricas **congeladas** (eliminación progresiva de estos valores).

Las tensiones congeladas se muestran en la siguiente tabla de la norma antes mencionada.

Tensión eléctrica nominal congelada [kV]
440 V
4,4
6,0
6,9
11,8
20
44
60
66
70
90
95
150

Las tensiones estándares de transmisión empleadas en Estados Unidos son definidas por la American National Standards Institute (ANSI). No existe una clara delineación entre los niveles de voltaje empleados para distribución, transmisión y subtransmisión. Se clasifican acorde a la función que realiza la línea.

Standard System Voltages, [V]						
Voltage class	Nominal system voltage					
	Two-wire	Three-wire	Four-wire			
LV Low voltage	120 single phase	120 / 240* single phase	- 120 / 208* 277 / 480* 347 / 600			
		2 400 4 160* 4 800 6 900				
	MV Médium voltage		13 800* 23 000 34 500 46 000 69 000*	7 200 / 12 470* 7 620 / 13 200* 7 970 / 13 800 14 400 / 24 940* 19 920 / 34 500*		
		HV High voltage		115 000* 138 000* 161 000 230 000*		
EHV Extra high voltage				345 000* 500 000* 735 000 – 765 000*		
			UHV Ultra high voltage		1 100 000	
			All voltages are 3-phase unless indicated otherwise. Voltages designated by the symbol * are preferred voltages. ANSI Standards C84 and C92.2			

En Estados Unidos las tensiones son:

- **Low voltage (LV)**, hasta 600 V.
- **Medium voltage (MV)**, de 2.4 kV hasta 69 kV.
- **High voltage (HV)**, de 115 kV hasta 230 kV.
- **Extra-high voltage (EHV)**, mayor de 230 kV hasta menos de 800 kV.
- **Ultra-high voltage (UHV)**, arriba de 800 kV.

TABLAS DE CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES ACSR

Bare Aluminium Conductors, Steel Reinforced (ACSR) Electrical Characteristics of Multi-Layer Sizes										
Code Word	Size Kcmil	Stranding Al./St.	Number of Aluminium Layers	Resistance				GMR Feet	Phase to Neutral, 60 Hz Reactance at One Ft.	
				DC 20°C Ohms/Mile	AC 60 Hz				Inductive Ohms/Mile Xa	Capacitive Megahms-Mile Xa'
					25°C Ohms/Mile	50°C Ohms/Mile	75°C Ohms/Mile			
Waxwing	266.8	18/1.	2	0.3398	0.347	0.382	0.416	0.0197	0.477	0.109
Partridge	266.8	26/7.	2	0.3364	0.344	0.377	0.411	0.0217	0.465	0.107
Ostrich	300	26/7.	2	0.2993	0.306	0.336	0.366	0.023	0.458	0.106
Merlin	336.4	18/1.	2	0.2693	0.276	0.303	0.33	0.0221	0.463	0.106
Linnet	336.4	26/7.	2	0.2671	0.273	0.3	0.327	0.0244	0.451	0.104
Oriole	336.4	30/7.	2	0.265	0.271	0.297	0.324	0.0255	0.445	0.103
Chickadee	397.5	18/1.	2	0.2279	0.234	0.257	0.279	0.024	0.452	0.103
Ibis	397.5	26/7.	2	0.226	0.231	0.254	0.277	0.0265	0.441	0.102
Lark	397.5	30/7.	2	0.2243	0.229	0.252	0.274	0.0277	0.435	0.101
Pelican	477	18/1.	2	0.1899	0.195	0.214	0.233	0.0263	0.441	0.1
Flicker	477	24/7.	2	0.1889	0.194	0.213	0.232	0.0283	0.432	0.0992
Hawk	477	26/7.	2	0.1883	0.193	0.212	0.231	0.029	0.43	0.0988
Hen	477	30/7.	2	0.1869	0.191	0.21	0.229	0.0304	0.424	0.098
Osprey	556.5	18/1.	2	0.1629	0.168	0.184	0.2	0.0284	0.432	0.0981
Parakeet	556.5	24/7.	2	0.162	0.166	0.183	0.199	0.0306	0.423	0.0969
Dove	556.5	26/7.	2	0.1613	0.166	0.182	0.198	0.0313	0.42	0.0965
Eagle	556.5	30/7.	2	0.1602	0.164	0.18	0.196	0.0328	0.415	0.0957
Peacock	605	24/7.	2	0.149	0.153	0.168	0.183	0.0319	0.418	0.0957
Squab	605	26/7.	2	0.1485	0.153	0.167	0.182	0.0327	0.415	0.0953
Teal	605	30/19.	2	0.1475	0.151	0.166	0.181	0.0342	0.41	0.944
Rook	636	24/7.	2	0.1417	0.146	0.16	0.174	0.0327	0.415	0.095
Grosbeak	636	26/7.	2	0.1411	0.145	0.159	0.173	0.0335	0.412	0.0946
Egret	636	30/19.	2	0.1403	0.144	0.158	0.172	0.0351	0.406	0.0937
Flamingo	666.6	24/7.	2	0.1352	0.139	0.153	0.166	0.0335	0.412	0.0943
Crow	715.5	54/7.	3	0.1248	0.128	0.141	0.153	0.0372	0.399	0.092
Starling	715.5	26/7.	2	0.1254	0.129	0.142	0.154	0.0355	0.405	0.0928
Redwing	715.5	30/19.	2	0.1248	0.128	0.141	0.153	0.0372	0.399	0.092
Drake	795	26/7.	2	0.1129	0.117	0.128	0.139	0.0375	0.399	0.0912
Mallard	795	30/19.	2	0.1122	0.116	0.127	0.138	0.0392	0.393	0.0904
Tern	795	45/7.	3	0.1143	0.119	0.13	0.141	0.0352	0.406	0.0925
Condor	795	54/7.	3	0.1135	0.117	0.129	0.14	0.0368	0.401	0.0917
Crane	874.5	54/7.	3	0.103	0.107	0.117	0.127	0.0387	0.395	0.0902
Canary	900	54/7.	3	0.1002	0.104	0.114	0.124	0.0392	0.393	0.0898
Rail	954	45/7.	3	0.09526	0.0994	0.109	0.118	0.0385	0.395	0.0897
Cardinal	954	54/7.	3	0.09452	0.983	0.108	0.117	0.0404	0.389	0.089
Ortolan	1033.5	45/7.	3	0.08798	0.0922	0.101	0.11	0.0401	0.39	0.0886
Curlew	1033.5	54/7.	3	0.08728	0.091	0.0996	0.108	0.042	0.385	0.0878
Bluejay	1113	45/7.	3	0.08161	0.0859	0.0939	0.102	0.0416	0.386	0.0874
Finch	1113	54/19.	3	0.08138	0.0851	0.0931	0.101	0.0436	0.38	0.0867
Bunting	1192.5	45/7.	3	0.07619	0.0805	0.088	0.0954	0.0431	0.382	0.0864

Separation Component (Xd) of Inductive Reactance at 60 Hz (1) Ohms Per Conductor Per Mile												
Separation of Conductors												
Inches												
Feet	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0		-0.3015	-0.2174	-0.1682	-0.1333	-0.1062	-0.0841	-0.0654	-0.0492	-0.0349	-0.0221	-0.0106
1	0	0.0097	0.0187	0.0271	0.0349	0.0423	0.0492	0.0558	0.062	0.0679	0.0735	0.0789
2	0.0841	0.0891	0.0938	0.0984	0.1028	0.1071	0.1112	0.1152	0.119	0.1227	0.1264	0.1299
3	0.1333	0.1366	0.1399	0.143	0.1461	0.1491	0.152	0.1549	0.1577	0.1604	0.1631	0.1657
4	0.1682	0.1707	0.1732	0.1756	0.1779	0.1802	0.1825	0.1847	0.1869	0.1891	0.1912	0.1933
5	0.1953	0.1973	0.1993	0.2012	0.2031	0.205	0.2069	0.2087	0.2105	0.2123	0.214	0.2157
6	0.2174	0.2191	0.2207	0.2224	0.224	0.2256	0.2271	0.2287	0.2302	0.2317	0.2332	0.2347
7	0.2361	0.2376	0.239	0.2404	0.2418	0.2431	0.2445	0.2458	0.2472	0.2485	0.2498	0.2511
8	0.2523											
9	0.2666											
10	0.2794											
11	0.291											
12	0.3015											
13	0.3112											
14	0.3202											
15	0.3286											
16	0.3364											
17	0.3438											
18	0.3507											
19	0.3573											
20	0.3635											
21	0.3694											
22	0.3751											
23	0.3805											
24	0.3856											
25	0.3906											
26	0.3953											
27	0.3999											
28	0.4043											
29	0.4086											
30	0.4127											
31	0.4167											
32	0.4205											
33	0.4243											
34	0.4279											
35	0.4314											
36	0.4348											
37	0.4382											
38	0.4414											
39	0.4445											
40	0.4476											
41	0.4506											
42	0.4535											
43	0.4564											
44	0.4592											
45	0.4619											
46	0.4646											
47	0.4672											
48	0.4697											
49	0.4722											

(1) From formula: at 60 Hz
 $X_d = 0.2794 \log_{10} (d)$
d = separation in feet

From: *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Westinghouse Electric Corporation, 1964.

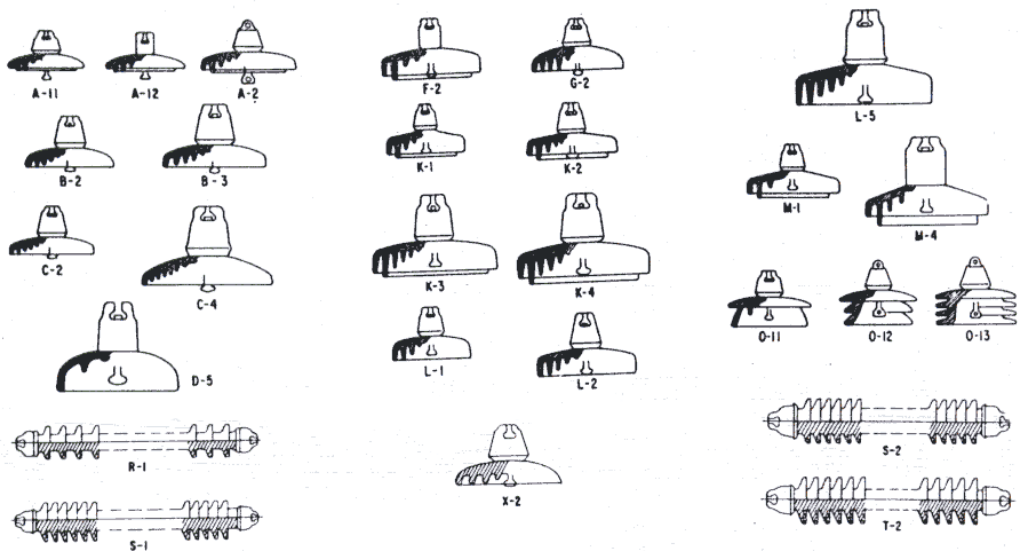
Separation Component (Xd) of Capacitive Reactance at 60 Hz (1) Megaohms-Mile Per Conductor												
Separation of Conductors												
Inches												
Feet	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0		-0.0737	-0.0532	-0.0411	-0.0326	-0.026	-0.0206	-0.016	-0.012	-0.0085	-0.0054	-0.0026
1	0	0.0024	0.0046	0.0066	0.0085	0.0103	0.012	0.0136	0.0152	0.0166	0.018	0.0193
2	0.0206	0.0218	0.0229	0.0241	0.0251	0.0262	0.0272	0.0282	0.0291	0.03	0.0309	0.0318
3	0.0326	0.0334	0.0342	0.035	0.0357	0.0365	0.0372	0.0379	0.0385	0.0392	0.0399	0.0405
4	0.0411	0.0417	0.0423	0.0429	0.0435	0.0441	0.0446	0.0452	0.0457	0.0462	0.0467	0.0473
5	0.0478	0.0482	0.0487	0.0492	0.0497	0.0501	0.0506	0.051	0.0515	0.0519	0.0523	0.0527
6	0.0532	0.0536	0.054	0.0544	0.0548	0.0552	0.0555	0.0559	0.0563	0.0567	0.057	0.0574
7	0.0577	0.0581	0.0584	0.0588	0.0591	0.0594	0.0598	0.0601	0.0604	0.0608	0.0611	0.0614
8	0.0617											
9	0.0652											
10	0.0683											
11	0.0711											
12	0.0737											
13	0.0761											
14	0.0783											
15	0.0803											
16	0.0823											
17	0.0841											
18	0.0858											
19	0.0874											
20	0.0889											
21	0.0903											
22	0.0917											
23	0.093											
24	0.0943											
25	0.0955											
26	0.0967											
27	0.0978											
28	0.0989											
29	0.0999											
30	0.1009											
31	0.1019											
32	0.1028											
33	0.1037											
34	0.1046											
35	0.1055											
36	0.1063											
37	0.1071											
38	0.1079											
39	0.1087											
40	0.1094											
41	0.1102											
42	0.1109											
43	0.1116											
44	0.1123											
45	0.1129											
46	0.1136											
47	0.1142											
48	0.1149											
49	0.1155											

(1) From formula: at 60 Hz
 $X_d' = 0.06831 \log_{10}(d)$
 $d =$ separation in feet

From: *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Westinghouse Electric Corporation, 1964.

AISLADORES DE SUSPENSIÓN EMPLEADOS EN LÍNEAS AÉREAS

Type	Spacing		Diameter		Leakage Distance		Factor α	Mechanical Strength	
	mm	in	mm	in	mm	in		Kg	lb
<i>Standard Type</i>									
A-11	146	5 $\frac{3}{4}$	254	10	305	12	2.08	7,500	15,000
<i>Ordinary Type</i>									
A-12	130	5 $\frac{1}{4}$	254	10	305	12	2.34	7,500	15,000
A-21	178	7	290	11 $\frac{1}{2}$	395	15 $\frac{1}{2}$	2.20	18,000	40,000
B-2	165	6 $\frac{1}{2}$	280	11	370	14 $\frac{1}{2}$	2.32	18,000	40,000
B-3	198	7 $\frac{3}{4}$	320	12 $\frac{3}{8}$	425	16 $\frac{3}{4}$	2.16	30,000	66,000
C-2	172	6 $\frac{3}{4}$	280	11	370	14 $\frac{1}{2}$	2.15	21,000	46,000
C-4	244	9 $\frac{3}{4}$	400	15 $\frac{3}{4}$	535	21	2.16	43,000	96,000
D-5	220	8 $\frac{3}{4}$	380	15	495	19 $\frac{1}{2}$	2.26	50,000	110,000
<i>Fog Type</i>									
F-2	165	6 $\frac{1}{2}$	320	12 $\frac{1}{2}$	510	20	3.08	18,000	40,000
G-2	170	6 $\frac{3}{4}$	305	12	520	20 $\frac{1}{2}$	3.04	18,000	40,000
K-1	146	5 $\frac{3}{4}$	254	10	435	17	2.95	11,500	25,000
K-2	160	6 $\frac{1}{4}$	290	11 $\frac{1}{2}$	470	18 $\frac{1}{2}$	2.94	18,000	40,000
K-3	198	7 $\frac{3}{4}$	400	15 $\frac{3}{4}$	690	27	3.5	30,000	66,000
K-4	220	8 $\frac{3}{4}$	420	16 $\frac{1}{2}$	740	29	3.34	40,000	90,000
L-1	146	5 $\frac{3}{4}$	254	10	435	17	2.95	11,500	25,000
L-2	170	6 $\frac{3}{4}$	320	12 $\frac{3}{8}$	545	21 $\frac{1}{2}$	3.2	23,000	50,000
L-5	250	9 $\frac{3}{4}$	420	16 $\frac{1}{2}$	720	28 $\frac{1}{2}$	3.2	55,000	120,000
M-1	140	5 $\frac{1}{2}$	280	11	435	17	3.08	11,500	25,000
M-4	200	7 $\frac{3}{4}$	380	15	540	21 $\frac{1}{2}$	2.72	38,000	84,000
N-3	184	7 $\frac{1}{4}$	330	13	572	22 $\frac{1}{2}$	3.11	30,000	66,000
N-5	230	9 $\frac{1}{16}$	380	15	730	28 $\frac{3}{16}$	3.16	55,000	120,000
O-11	146	5 $\frac{3}{4}$	265	10 $\frac{1}{2}$	435	17	2.96	7,500	15,000
O-12	165	6 $\frac{1}{2}$	254	10	435	17	2.6	7,500	15,000
O-13	146	5 $\frac{3}{4}$	254	10	382	15	2.6	7,500	15,000
<i>Long-rod & Post Type</i>									
P-1	710	28	254	10	1460	56 $\frac{1}{2}$	2.01	—	—
R-1	1280	50	149	5 $\frac{7}{8}$	1900	74 $\frac{1}{2}$	1.48	7,500	15,000
S-1	1280	50	149	5 $\frac{7}{8}$	2800	110	2.2	7,500	15,000
S-2	1200	47 $\frac{1}{16}$	200	7 $\frac{7}{8}$	2420	95 $\frac{1}{4}$	2.02	21,000	46,000
T-2	1200	47 $\frac{1}{16}$	205	8 $\frac{1}{8}$	2920	114 $\frac{1}{2}$	2.42	21,000	46,000
<i>Semi-conductive Glazed Insulator</i>									
X-2	178	7	330	13	375	14 $\frac{1}{4}$	2.1	22,500	50,000



Características geométricas, mecánicas, eléctricas y formas de aisladores.

TORRES O ESTRUCTURAS EMPLEADAS EN LÍNEAS AÉREAS EN MÉXICO

Existen una gran diversidad de formas y materiales implementados dentro de las estructuras para líneas aéreas. El acero y aluminio son de los materiales más utilizados debido a su fortaleza mecánica y anticorrosiva respectivamente. El diseño de la torre corresponde primordialmente a parámetros mecánicos más que a eléctricos aún cuando el comportamiento eléctrico de la torre es relevante en el desempeño del aislamiento de la línea. Los fenómenos eléctricos transitorios que se presentan en las estructuras son importantes debido a las sobretensiones y fenómenos de reflexión de ondas que se pueden presentar pero su complejidad requiere de empleo de computadoras.

Las estructuras representan uno de los costos más elevados en el diseño de la línea debido a la cantidad de material que se emplea. La Figura 1 presenta algunos tipos de estructuras empleadas en líneas aéreas. La Figura 2 muestra a mayor detalle una estructura de suspensión de 1 circuito para una línea de 230 kV.

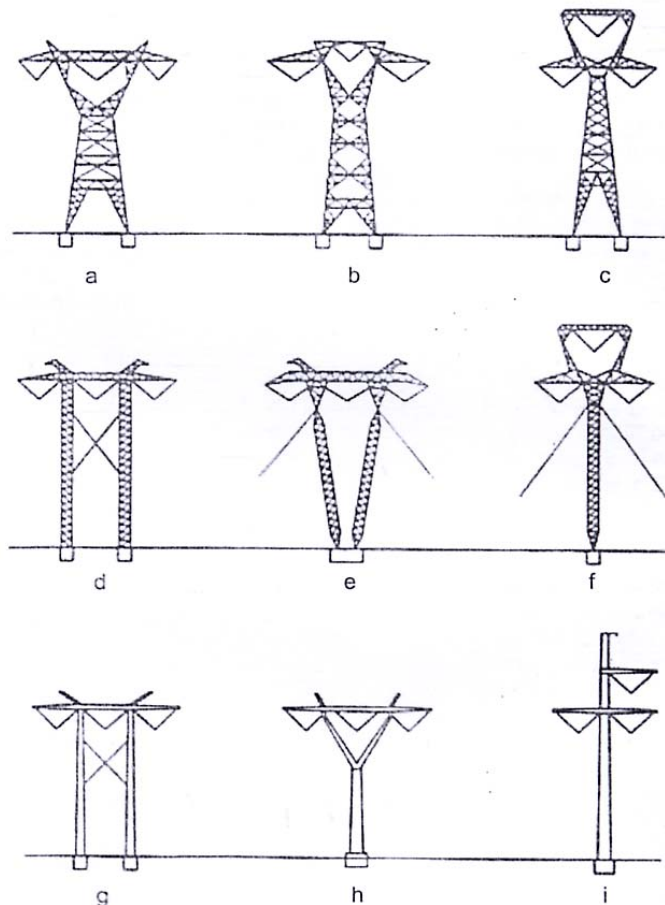


Figura 1 Tipos de estructuras: a) autosoportada de estructura horizontal; b) autosoportada de estructura semidelta; c) autosoportada de estructura delta; d) celosía marco H de estructura horizontal; e) celosía en V con retenidas; f) celosía de una sola columna con retenidas; g) tubular de acero en H; h) tubular de acero tipo Y; i) tubular de acero en delta modificada.

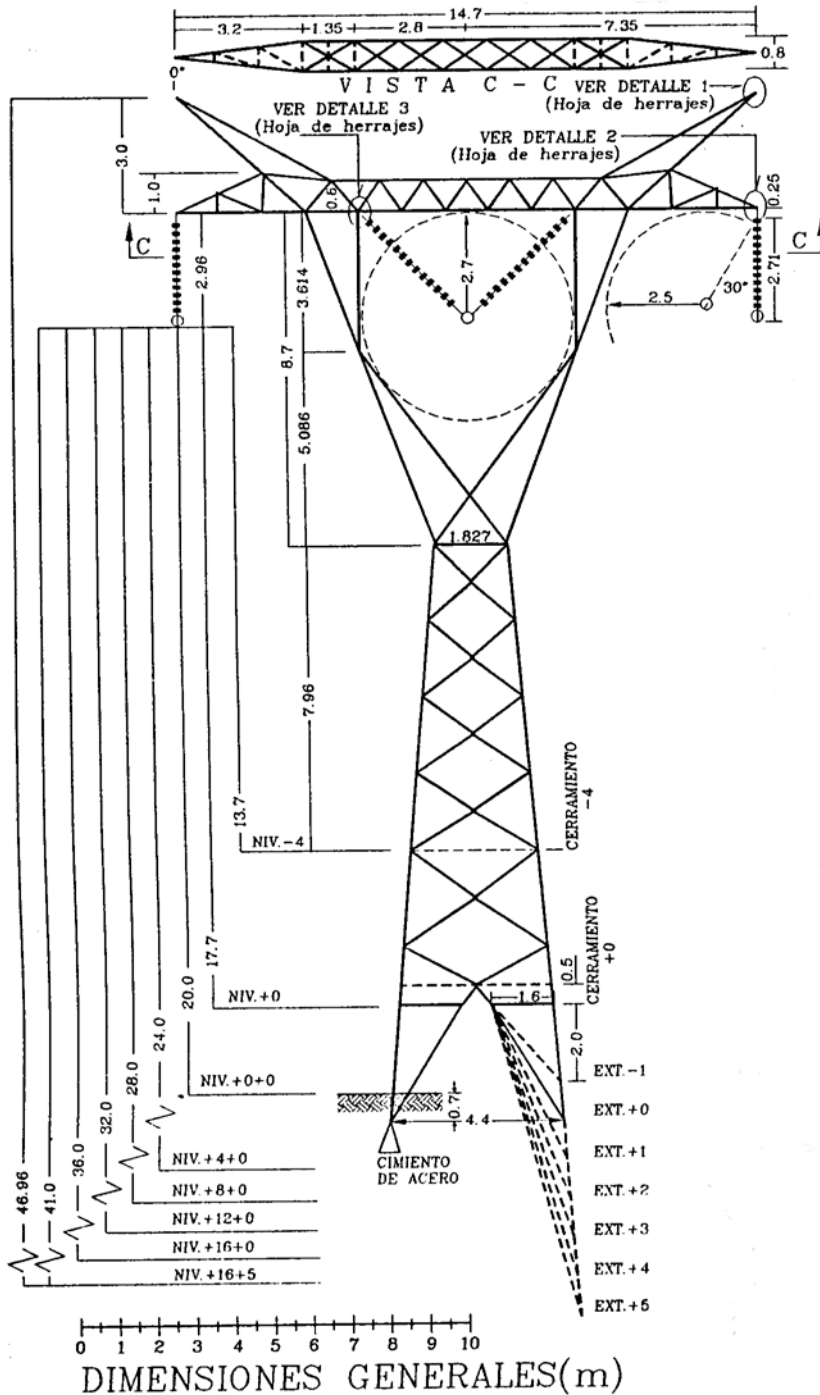


Figura 2 Dimensiones de una estructura de suspensión para una línea de 230 kV de un circuito.

La selección del tipo de estructura a emplear en la línea recae en parte en la ruta de la línea que se selecciona. El mantenimiento del derecho de vía y la estructura permite un buen desempeño de la línea. Para evitar salidas de la línea anualmente se deben implementar cortes de brecha a lo largo de la ruta o instalar bandas para protección de contaminación en el aislamiento ocasionada por aves (véanse Figura 3 y Figura 4).



Figura 3 Corte de caña en verde bajo líneas de 400 kV antes de la quema de parcela e instalación de bandas de protección del aislamiento contra contaminación por excremento de aves para evitar salidas de la línea.

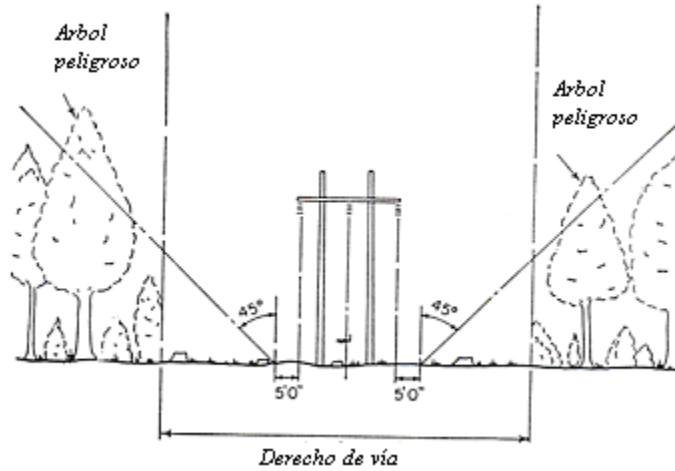


Figura 4 Distancias apropiadas entre estructura y objetos cercanos para evitar salidas de la línea.

La óptima colocación de las torres a lo largo de la ruta muchas veces disminuye los costos de implementarles altura mayor con el fin de obtener una altura de conductores e hilos de guarda suficiente sobre el terreno para un buen funcionamiento (véase Figura 5).

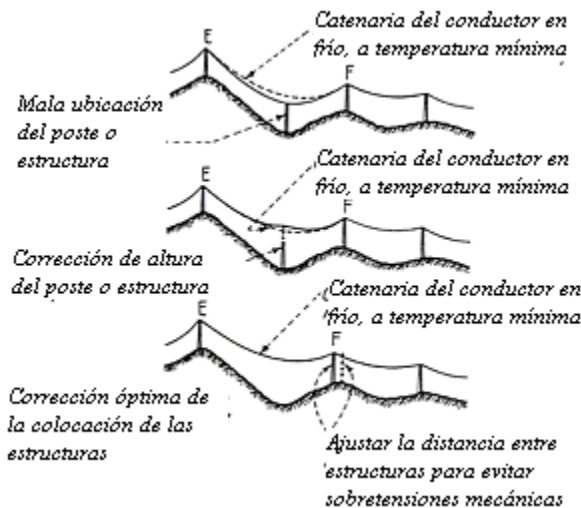


Figura 5 Óptima colocación de estructuras a lo largo de la ruta.

Una estructura de suspensión para una línea de 230 kV y dos circuitos es mostrada a continuación como comparativo con la estructura de un circuito de la Figura 2.

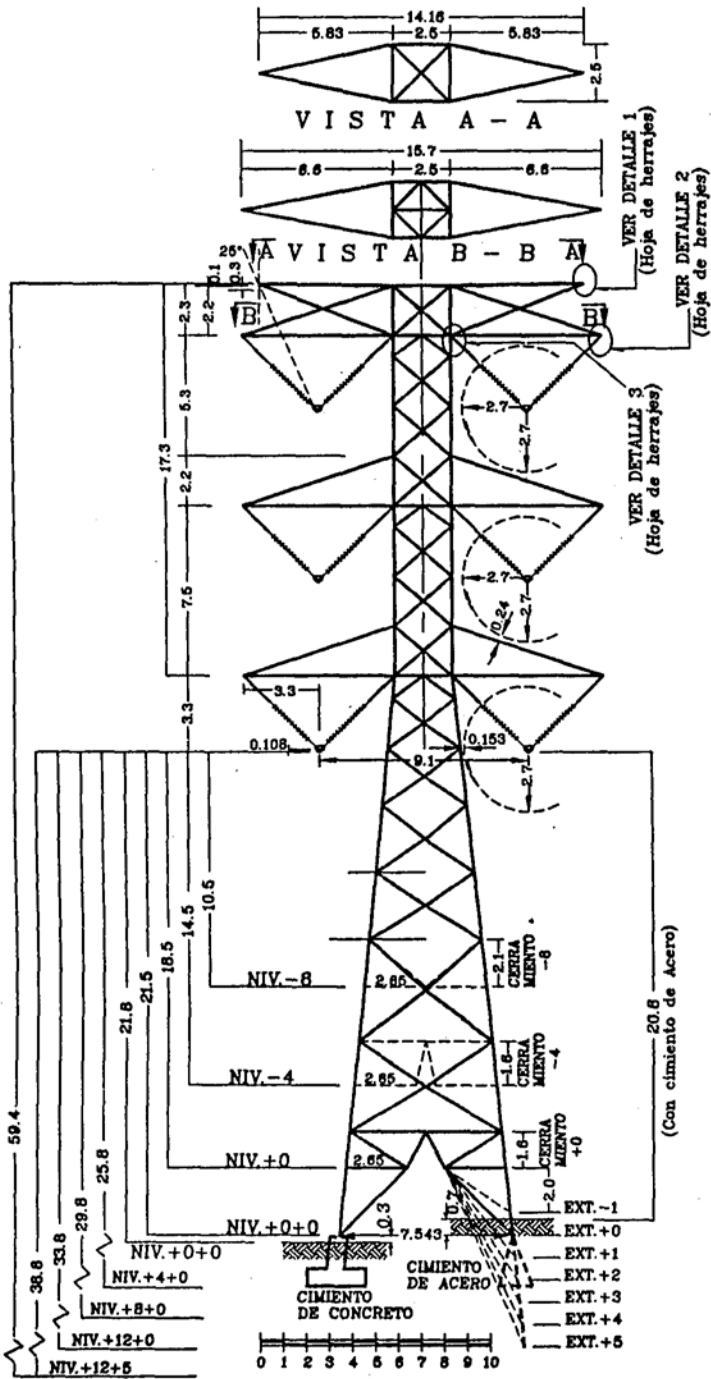
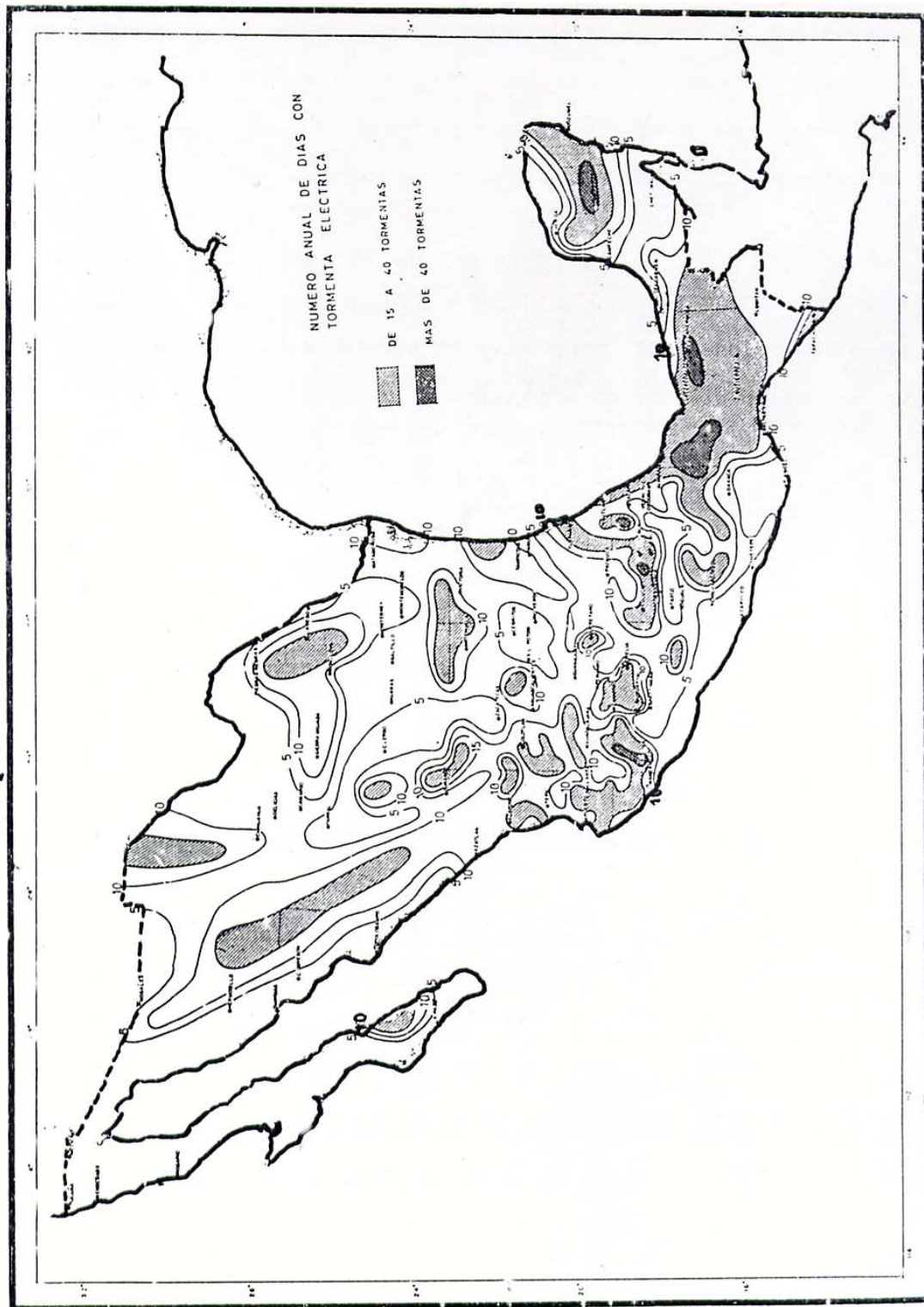


Figura 6 Dimensiones de una estructura de suspensión para una línea de 230 kV de dos circuitos.

MAPA ISOCERÁUNICO Y DE DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA NACIONAL



Mapa Isoceraunico tomado de la Revista Ingeniería Hidráulica en México 1970 pp. 335, Vol. XXIV, Núm. 3

GLOSARIO

- *Segregación de cargas.* Consiste en desconectar o separar eléctricamente la zona importadora del sistema eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional.
- *Cogeneración.* Aprovechamiento de la energía térmica no utilizada en los procesos para la producción, directa o indirecta, de energía eléctrica.
- *Sistema mallado.* Un sistema se considera fuertemente mallado cuando las subestaciones que lo integran están conectadas entre sí mediante múltiples enlaces, lo que permite preservar la operación estable del sistema ante la desconexión súbita de algunos de sus elementos.
- *Porteo.* Servicio de transmisión de energía eléctrica entre la fuente de generación y los centros de consumo asociados.
- *Capacidad de transmisión.* Es la potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión, tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como límite térmico, caída de voltaje, límite de estabilidad, etcétera.
- *Carga.* Es la potencia requerida por los dispositivos de consumo y se mide en unidades de potencia eléctrica (kW, MW).
- *Demanda.* Es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica requerida en un instante dado (demanda instantánea en MW).
- *Impedancia.* Resistencia aparente de un circuito al flujo de la corriente alterna, constituida de parte activa (resistencia efectiva) y reactiva (reactancia inductiva o capacitiva).
- *Pérdidas.* Término aplicado a la energía (MWh) o a la potencia eléctrica (MW) que se pierde en los procesos de transmisión y distribución.
- *Red.* Conjunto de elementos interconectados.
- *VAr.* Unidad de medida de potencia eléctrica reactiva.
- *Sincronismo.* Es la forma en que todos los generadores conectados a una red de corriente alterna deben mantenerse operando para garantizar una operación estable del sistema eléctrico. En esta forma de operación, la velocidad eléctrica de cada generador (velocidad angular del rotor $\omega = 2\pi f$ [rad / segundo] por el número de pares de polos) se mantiene igual a la frecuencia angular del voltaje de la red en el punto de conexión.
- *Sistema eléctrico.* Conjunto de equipos, dispositivos, aparatos, accesorios, materiales y conductores de líneas y circuitos de transmisión y distribución, comprendidos desde la fuente hasta los equipos de utilización.
- *Punto de interconexión.* Frontera donde el sistema eléctrico del suministrador se enlaza con el sistema del usuario.

BIBLIOGRAFÍA

1. Anderson, Edwin M. *Electric transmission line fundamentals*. Reston Publishing Company, Inc. 1985.
 2. Bayliss, C. R. *Transmission and distribution electrical engineering*. Newnes. 1999.
 3. Bosela, Theodore R. *Introduction to electrical power systems technology*. Prentice Hall. 1997.
 4. CFE. Coordinadora de transmisión y transformación. *Fallas en líneas de transmisión, estadísticas y eventos relevantes 2002*. Enero 2003.
 5. CFE. Coordinadora de transmisión y transformación. *Procedimiento de mantenimiento en líneas de transmisión*. Diciembre 1997.
 6. CFE. Coordinadora de transmisión y transformación. *Guía de aplicación de la coordinación de aislamiento*. Febrero 1995.
 7. Cohn, Nathan. *Control of generation and power flow on interconnected systems*. 2nd edition. John Wiley & Sons. 1971.
 8. Dorf, Richard C. *The electrical engineering handbook*. 2nd edition. CRC Press. 1997.
 9. Eaton, Robert J. *Sistemas de transmisión de energía eléctrica*. Prentice Hall. 1973.
 10. *Electrical transmission and distribution reference book*. Westinghouse Electric Corporation. 1964.
 11. El-Hawary, Mohamed E. *Electrical energy systems*. CRC Press. 2000.
 12. Enríquez Harper, Gilberto. *Notas sobre transitorios electromagnéticos*.
 13. Enríquez Harper, Gilberto. *Técnicas computacionales en ingeniería de alta tensión*. Editorial Limusa. 1987.
 14. Enríquez Harper, Gilberto. *Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica*. Editorial Limusa. 1990.
 15. Enríquez Harper, Gilberto. *Técnica de las altas tensiones. Volumen II*. Editorial Limusa. 1978.
- Fink, Donald. Beaty, Wayne. *Standard handbook for electrical engineers*. 13th edition. McGraw-Hill. 1993.

1. General Electric Company. *EHV Transmission line reference book*. Edison Electric Institute. 1968.
2. *Gráficas y tablas para el cálculo de líneas de transmisión y subestaciones*. Alfaomega. 1991.
3. Grainger, John J. Stevenson, William. *Power system analysis*. McGraw-Hill. 1994.
4. Grigsby, L. L. *The electric power engineering handbook*. CRC Press. 2001.
5. Kuffel, E. Zaengl, W. S. *High voltage engineering: fundamentals*. 2nd edition. Newnes. 2000.
6. Kurtz, Edwin B. Shoemaker, Thomas M. *The lineman's and cableman's handbook*. 2nd edition. McGraw-Hill. 1992.
7. Matsui, S. Suzuki, Y. *Study of performance on semiconducting glazed insulators in heavily contaminated environments*. NGK insulators, Ltd. Japan. October 15-17, 1996.
8. Nakamura, Shoichiro. *Análisis numérico y visualización gráfica con Matlab*. Prentice Hall. 1997.
9. NMX-J-098-ANCE-1999. *Sistemas eléctricos de potencia – suministro – tensiones eléctricas normalizadas*. Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico.
10. *Power Engineering Guide, Transmission & Distribution*. Siemens. Archivo PDF.
11. *Prácticas de puesta a tierra*. JOB Electromecánica Industrial, S. A. de C. V.
12. *Prospectiva del sector eléctrico. 2000-2009*. Secretaría de Energía.
13. Raúll Martín, José. *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2000.
14. Ruiz, José Carlos. *Repotenciación de líneas aéreas empleando cables de alta temperatura*. Condumex. 2003. Archivo PDF.
15. Siegert, Luis A. *Alta tensión y sistemas de transmisión*. Editorial Limusa. 1989.
16. Sullivan, R. L. *Power system planning*. McGraw-Hill. 1977.
17. *Transmission line reference book, 345kV and above*. Electric Power Research Institute. 1975.
18. Turan, Gönen. *Electric power transmission systems engineering: analysis and design*. John Wiley & Sons. 1988.

1. Velasco Morales, Javier Galindo. Arreola de la Rosa, Agustín. *Operación de líneas de transmisión de 230 y 400 kV, considerando la situación actual y agregando un conductor por fase*. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Eléctrica Electrónica. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2003.
2. Viqueira Landa, Jacinto. *Redes eléctricas. Volúmenes I, II y III*. Representaciones y servicios de ingeniería S. A. 1973.
3. Wadhwa, C. L. *Electrical power systems*. John Wiley & Sons. 1991.
4. Warne, D. F. *Newnes electrical engineers handbook*. Newnes. 2000.
5. Wildi, Theodore. *Sistemas de transmisión de potencia eléctrica*. Editorial Limusa. 1993.
6. Wildi, Theodore. *Electrical machines, drives, and power systems. 2nd edition*. Prentice Hall. 1991.
7. www.cfe.gob.mx
8. www.abb.com
9. www.siemens.com
10. www.energía.gob.mx