

14  
2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

CAMPUS ARAGÓN

*Comunicación Disección*

“DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA DE 115 KV.”

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

**P R E S E N T A:**

**SERGIO CALDERON GUERRERO**

ASESOR DE TESIS :  
ING. PASCUAL RIVERA MUÑOZ

MÉXICO 1998

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

263077



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
CAMPUS ARAGÓN

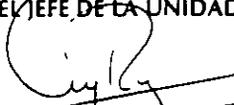
UNIDAD ACADÉMICA

Ing. RAÚL BARRÓN VERA  
JEFE DEL ÁREA DE INGENIERÍA  
MECÁNICA ELÉCTRICA,  
Presente .

En atención a la solicitud de fecha 15 de abril del año en curso, por la que se comunica que el alumno SERGIO CALDERON GUERRERO, de la carrera de INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA, ha concluido su trabajo de investigación intitulado "DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE 115kv", y como el mismo ha sido revisado y aprobado por usted, se autoriza su impresión; así como la iniciación de los trámites correspondientes para la celebración del Examen Profesional.

Sin otro particular, reitero a usted las seguridades de mi atenta consideración.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"  
San Juan de Aragón, México, A 15 de abril de 1998  
EL JEFE DE LA UNIDAD

  
Lic. ALBERTO IBARRA ROSAS

c c p Asesor de Tesis.  
c c p Interesado.

AIR/MCA/vr





UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

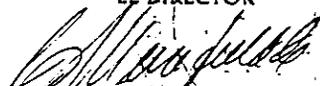
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
ARAGON  
DIRECCION

SERGIO CALDERÓN GUERRERO  
PRESENTE.

En contestación a la solicitud de fecha 11 de febrero del año en curso, relativa a la autorización que se le debe conceder para que el señor profesor, Ing. PASCUAL RIVERA MUÑOZ pueda dirigirle el trabajo de Tesis denominado "DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE 115kv", con fundamento en el punto 6 y siguientes, del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación presentada por usted reúne los requisitos que establece el precitado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobada su solicitud.

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

ATENTAMENTE  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"  
San Juan de Aragón, México., 17 de febrero de 1998  
EL DIRECTOR

  
Merrifield CLAUDIO C. MERRIFIELD CASTRO

c c p Jefe de la Unidad Académica.  
c c p Jefatura del Area de Ingeniería Mecánica Eléctrica.  
c c p Asesor de Tesis.

CCMC/AIR/Ila.

## AGRADECIMIENTOS

**A Dios.**

Por permitirme caminar por este camino para llegar a esta meta.

**A mis Padres, Indalecio y Teresa.**

A ellos por inculcarme el hábito del trabajo y de la responsabilidad.

A ti papá por guiarme y aconsejarme para seguir superándome.  
brindando todo tu apoyo en los momentos en que más lo necesite.

Tu orientación ha sido muy importante para mi vida,  
ya que no permitiste que me desviara del camino correcto  
y me mostraste que con el trabajo diario se puede llegar muy lejos.

A ti mamá que con tu cariño y consejos has logrado impulsarme  
para alcanzar esta meta y poder realizar un sueño que ahora es realidad.  
Tus pláticas me enseñaron los valores de la vida y que el respeto es  
la base para convivir tanto en la familia como en la sociedad.

Este logro también les corresponde a ustedes dos.  
Gracias.

**A mi esposa, Ishela Cecilia.**

A ti por darme todo tu amor y por alentarme para seguir adelante  
para lograr mis objetivos y este es uno de ellos. Tus consejos me han  
ayudado para ver las cosas con los pies en la tierra y continuar mejorando.  
Tú también formas parte de este triunfo.  
Te amo.

**A todos y cada uno de mis hermanos.  
Raquel, Salustio, Gabriel, Rosendo<sup>2</sup>,  
Martín, Indalecio, Alfredo,  
Antonio y Guadalupe.**

A ellos por orientarme y apoyarme durante toda mi vida para alcanzar las metas más importantes, ustedes me brindaron toda su confianza y en respuesta a ella es el presente trabajo, el cual les brindo como muestra de mi agradecimiento.

**A la memoria de mi hermano Rosendo.**

Quién me enseñó y nos dejó la enseñanza, a cada uno de los miembros de esta familia, de que la rectitud y la justicia en la vida son parte fundamental del desarrollo humano y que dedicando el empeño, el tiempo y el esfuerzo se pueden lograr los sueños y anhelos fijados por cada quién.

**A los ingenieros del Departamento de  
Diseño de Líneas de Transmisión, CFE.**

A todos y cada uno de ellos por haberme aceptado en su área de trabajo durante el desarrollo de mi servicio social, durante el cual me brindaron parte de sus conocimientos en el desarrollo de un proyecto de diseño de una línea de transmisión y me otorgaron las facilidades para la realización del presente proyecto.

**A los ingenieros del Instituto de Investigaciones Eléctricas  
(México).**

A todos y cada uno de ellos por brindarme su apoyo para la realización del presente trabajo y otorgarme las bases para mi desarrollo profesional.

<b>1.</b>	<b>GENERALIDADES DEL PROYECTO DE DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1	PROGRAMA INTEGRAL DEL PROYECTO .....	1
1.2	INFORMACIÓN BÁSICA PARA EL DISEÑO .....	3
1.3	CLASIFICACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE TRANSMISIÓN .....	4
1.4	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN YAUTEPEC POT. ENT. JOJUTLA- TEPALCINGO. ....	8
<b>2.</b>	<b>SOBRETENSIONES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS .....</b>	<b>12</b>
2.1	SOBRETENSIONES EN LAS REDES ELÉCTRICAS .....	12
2.2	LA FÍSICA DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS. ....	12
2.3	TIPOS DE DESCARGAS. ....	13
2.4	INCIDENCIA DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS A TIERRA .....	14
2.5	SOBRETENSIONES POR MANIOBRAS DE INTERRUPTORES .....	14
2.6	SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS. ....	15
2.7	DESCARGA DE LOS CONDUCTORES DE FASE. ....	16
2.8	EFFECTO DE LA RESISTENCIA AL PIE DE LA TORRE. ....	16
2.9	CORRECCIÓN DE LAS TENSIONES DE AGUANTE DEL AISLAMIENTO EXTERNO POR EFECTOS METEOROLÓGICOS .....	17
2.10	EFECTOS AMBIENTALES .....	17
<b>3.</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO DIELECTRICO .....</b>	<b>19</b>
3.1	SELECCIÓN Y USO MECÁNICO DE TORRES .....	19
3.2	CAPACIDAD MECÁNICA DE AISLADORES Y HERRAJES .....	20
3.3	ÁNGULO DE SALIDA DEL CONDUCTOR. ....	20
3.4	DISTANCIA ENTRE FASES. ....	20
3.5	FLUJO DE INFORMACIÓN Y CÁLCULOS. ....	20
3.6	CONTAMINACIÓN EN LOS AISLAMIENTOS EXTERNOS. ....	22
3.7	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y BLINDAJE .....	25
<b>4.</b>	<b>CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA LA LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS .....</b>	<b>38</b>
4.1	CONDICIONES REGLAMENTARIAS .....	38
4.2	SEPARACIÓN VERTICAL ENTRE CONDUCTORES SOPORTADOS EN DIFERENTES ESTRUCTURAS .....	40
4.3	DISTANCIAS VERTICALES PARA LÍNEAS DE 115, 230 Y 400 KV. ....	42
4.4	DERECHO DE VÍA .....	42
4.5	CÁLCULO MECÁNICO DE CABLES .....	45
4.6	ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO .....	48
4.7	CÁLCULO DE LA TENSIÓN MECANICA PARA EL CONDUCTOR .....	63
4.8	HOJAS DE DISTRIBUCIÓN .....	72
4.9	CÁLCULO DE FLECHAS .....	78
<b>5.</b>	<b>ASPECTOS BÁSICOS DE CONSTRUCCIÓN .....</b>	<b>79</b>
5.1	ARMADO Y NIVELADO DE LA BASE DE LA ESTRUCTURA .....	79
5.2	MONTAJE Y REVISADO DE CUERPO SUPERIOR .....	80
5.3	VESTIDO DE ESTRUCTURAS .....	81
5.4	TENDIDO Y TENSIONADO DE CABLE DE GUARDA .....	81
5.5	TENDIDO DEL CABLE DE GUARDA .....	82
5.6	TENSADO DE CABLE DE GUARDA .....	83
5.7	TENDIDO Y TENSADO DE CABLE CONDUCTOR .....	83
5.8	CARACTERÍSTICAS DE LOS CABLES CONDUCTORES .....	84
5.9	PRINCIPALES VENTAJAS DEL CABLE ACSR .....	84
5.10	TÉCNICAS PARA PLANEACIÓN Y EJECUCIÓN DEL TENDIDO .....	84
5.11	ACCESORIOS ESPECIALIZADOS .....	85
5.12	MAQUINARIA Y EQUIPOS PARA TENDIDO DE CABLES .....	85

---

5.13 TENDIDO INICIAL DE LOS CABLES CONDUCTORES. ....	87
5.14 EMPALMES DE LOS CONDUCTORES. ....	87
5.15 TENSADO DE LOS CONDUCTORES. ....	88
5.16 COLOCACIÓN DE SEPARADORES Y AMORTIGUADORES.....	88



## INTRODUCCIÓN

Una línea de transmisión forma parte fundamental dentro de un sistema eléctrico de potencia, ya que es la conexión que existe entre las subestaciones y mediante ella es como se logra transportar la energía. Las largas distancias existentes entre los centros de generación y los centros de consumo conllevan a diseñar las líneas de transmisión con un alto grado de confiabilidad, en virtud de que un mal diseño perjudica la continuidad del servicio representando grandes pérdidas tanto para quién genera y transmite la energía como para los consumidores de la misma.

El presente trabajo refleja sólo una parte del Diseño de una línea de transmisión, ya que en el proyecto intervienen las disciplinas Electromecánica y Civil; lo que respecta a la primera los capítulos dos al cuatro son una muestra de ella; en lo correspondiente a la disciplina civil su desarrollo está involucrado con lo referente al diseño de las estructuras y sus respectivas cimentaciones. En ocasiones, esta última disciplina, tiene que resolver los problemas que se presentan cuando se debe utilizar una estructura que no está dentro de las familias normalizadas.

La intención de este trabajo es mostrar de manera breve el proceso que se sigue durante el desarrollo del proyecto de diseño de la línea de transmisión, ya que dentro de nuestro plan de estudios no está contemplado el aspecto electromecánico.

En el desarrollo de esta tesis se tuvo que recurrir a dos departamentos de Comisión Federal de Electricidad que están involucrados en el desarrollo de los proyectos de líneas de transmisión.

La idea de desarrollar este tema surgió a partir de haber realizado el Servicio Social en el Departamento de Diseño de Líneas de Transmisión, adscrito a la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT) de la empresa paraestatal Comisión Federal de Electricidad (CFE). En dicho Departamento se llevan a cabo los proyectos en su fase correspondiente al diseño electromecánico, las actividades ejecutadas son:

- el desarrollo de la Ecuación de Cambios de Estado para obtener el parámetro de diseño y así elaborar la curva de la catenaria,
- localización de estructuras sobre el perfil topográfico de la trayectoria de la línea de transmisión,
- elaboración de las hojas de distribución de estructuras, en las cuales se vacía la información de los claros entre cada una de las estructuras, el tipo de estructura a utilizar,
- determinación de las extensiones de las estructuras,
- cálculo de flechas y tensiones para el tendido del cable conductor.

En el capítulo uno se habla de las actividades realizadas tanto en gabinete como en el campo y del tipo de estructura a utilizar en el proyecto, en el capítulo dos se aborda el tema de las sobretensiones que afectan a una línea de transmisión, en el capítulo tres se trata el aspecto del aislamiento de la línea, el capítulo cuatro presenta el desarrollo del cálculo de la ecuación de cambios de estado y su aplicación para obtener la plantilla para la localización de las estructuras

---

sobre el perfil topográfico y por último el capítulo cinco presenta aspectos básicos para la construcción de una línea de transmisión.

Este último capítulo tiene el objetivo de mostrar de manera muy breve las actividades que intervienen en la construcción de la línea.

Respecto a las Especificaciones y Normas que se mencionan en el presente trabajo deben aplicarse las últimas revisiones.

# CAPITULO 1

## 1. GENERALIDADES DEL PROYECTO DE DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

---

---

En este capítulo se da una breve semblanza de cuales son los aspectos a considerar en el proyecto de una línea de transmisión de energía eléctrica, así como de cuales son las fuentes de información para el proyecto y posteriormente cuales son los pasos a seguir en las diferentes etapas del desarrollo del mismo. También se brinda una explicación del tipo de estructuras y su uso.

### *1.1 Programa integral del proyecto.*

La previsión y la planeación son las actividades, que bien realizadas, garantizan el éxito de cualquier empresa.

Tener una idea clara de que es lo que se debe hacer y cuando hay que hacerlo, reduce a su mínima expresión los imponderables y contratiempos que puedan presentarse durante el desarrollo de un proyecto.

A continuación se presenta el programa y secuencia de actividades de proyectos de líneas de transmisión.

En la figura 1.1 se muestra el flujograma del proyecto de una línea de transmisión. El programa de una línea inicia a partir del **Programa de Obras del Sector Eléctrico (POSE)**, éste muestra sus características fundamentales y proporciona los datos de entrada para todas las actividades del proyecto.

A partir del **POSE** se prepara el programa integral que debe ser respetado para lograr la meta de tener la línea disponible en operación en la fecha que indica dicho documento.

El programa integral señala en que fecha se deben iniciar los trabajos tendientes a obtener la trayectoria general del proyecto.

---

---

El plano de la trayectoria general es el documento inicial para desarrollar los trabajos de topografía con el fin de obtener los planos del perfil topográfico, y por otro lado, determinar los parámetros básicos que se utilizarán para el diseño electromecánico y civil de la línea.

Con esta información se procede, en el gabinete, a efectuar la localización de estructuras en los planos topográficos.

La localización de estructuras terminada, se envía nuevamente al campo para su verificación sobre el terreno y así obtener los perfiles en cruz y las lecturas de resistividad del terreno que se utilizarán en el diseño del sistema de tierras.

La verificación topográfica, los perfiles en cruz y las lecturas de resistividad son enviados nuevamente al gabinete, en donde los ingenieros de diseño revisan y hacen los ajustes necesarios al proyecto, determinan las extensiones de las patas de las estructuras y efectúan el diseño del sistema de tierras.

La siguiente actividad es preparar la lista general de materiales de instalación permanente que se requieren para la construcción del proyecto y ordenar su envío a los almacenes de obra.

En esta etapa se inician las actividades conjuntas de gabinete y campo, tendientes a lograr la construcción del proyecto.

La construcción del proyecto, una vez realizadas las actividades previas, se inicia con la brecha y caminos de acceso necesarios para transportar los materiales de construcción a los sitios de las estructuras.

Como ya vimos, a partir de la trayectoria es necesario desarrollar otras actividades tanto en el campo como en gabinete. En campo se desarrollan los trabajos de topografía y los estudios de impacto ambiental, en gabinete se obtienen los datos meteorológicos y ambientales que se usarán en el proyecto.

También en campo se desarrollan las actividades correspondientes a los estudios de mecánica de suelos.

Con los datos ambientales se elabora la coordinación de aislamiento de la línea y se determinan los parámetros que se usarán para el diseño de la misma.

En el sitio de cada estructura se localizan los puntos en que se deberán hacer las excavaciones para las cimentaciones; la cimentación de cada estructura ha sido determinada de acuerdo con los estudios de mecánica de suelos que también se realizaron a partir de la trayectoria de la línea, la topografía y la localización hecha en campo.

Se procede a la construcción de las cimentaciones de las estructuras, posteriormente se inician las actividades de montaje y vestido de estructuras (esta última es la actividad de instalar

herrajes, aisladores y dispositivos que servirán para sujetar los cables conductores a las estructuras).

A continuación se llevan a cabo las actividades de tendido de cables conductor y de guarda, en este momento el gabinete aporta las tablas de flechas y tensiones que servirán para el tensando de los cables. Estas tablas contienen la relación tensión mecánica-flecha a las temperaturas ambiente más representativas que pueden encontrar los constructores durante la ejecución del proyecto en campo.

Posteriormente del tensando de cables se procede a la instalación de los dispositivos antivibratorios que evitarán la presencia de vibraciones peligrosas que puedan dañar a los cables conductores o a las estructuras mismas.

Cuando el proyecto está terminado se procede a su entrega física al área de Operación para su puesta en servicio.

## *1.2 Información básica para el diseño.*

La fuente original de información para el proyecto de una línea de transmisión es el POSE, éste indica cual es la subestación de origen de la línea, la subestación de destino, la tensión de operación, número de circuitos, longitud aproximada, el cable conductor, tipo de estructuras y la fecha en que se requiere que esté lista para entrar en operación. A partir de estos datos se elabora el programa integral del proyecto.

Con los datos del POSE y el plano de la trayectoria general se obtienen los parámetros básicos que regirán el diseño de la línea de transmisión.

La importancia de la línea de transmisión está definida por su tensión de operación y las Subestaciones de origen y destino.

De acuerdo a su importancia se determina el grado de confiabilidad que requiera la instalación y a partir de estos datos y del plano de trayectoria; de los mapas de vientos obtenemos las velocidades a considerar en el diseño electromecánico, tanto para determinar el uso de las estructuras como las condiciones de trabajo de los cables.

Las velocidades de viento usualmente corresponden a periodos de retorno de 10 y 50 años, aunque también se utilizan velocidades con retorno de 100 y 200 años cuando la importancia de la línea ó alguna condición especial así lo demande.

Con el apoyo del plano de la trayectoria se obtienen del mapa de **Atlas del Agua de la República Mexicana** los datos de temperatura dominantes máximas y mínimas, así como de los días de lluvia y la presencia de hielo, información necesaria para determinar las condiciones de trabajo de cables conductores y estructuras. Así mismo se obtienen datos de densidad de rayos

sobre la trayectoria de la línea e información sobre el nivel y tipo de contaminación en el ambiente de la trayectoria.

La tensión de la línea, su altitud sobre el nivel del mar, la información sobre rayos y contaminación son necesarios para efectuar los estudios de coordinación de aislamiento que permiten determinar el tipo de estructuras en cuanto a su dimensionamiento y el tipo de aislamiento que se usará en la línea.

Con la información de la tensión de operación, tipo de estructuras, altitud de la línea y coordinación de aislamiento, del catálogo de estructuras se determina cuales son los tipos de estructuras básicos que se utilizarán en el proyecto. La información anterior puede servir para el diseño de nuevas familias de estructuras.

Los datos del cable a emplear se obtienen del catálogo del fabricante, mismos que se requieren para efectuar los cálculos de los parámetros y de las catenarias que se usarán durante el proceso de localización de estructuras y posteriormente en el cálculo de flechas y tensiones mecánicas para el tendido de cables conductores.

Entre los datos más importantes de los cables que se requieren para el proyecto de la línea de transmisión están los siguientes:

- Tensión mecánica máxima de ruptura
- Diámetro en mm.
- Área:
  - a) total en  $\text{mm}^2$
  - b) de aluminio en  $\text{mm}^2$
- Masa en kg
- Módulo de elasticidad lineal:
  - a) inicial en  $\text{kg/mm}^2$
  - b) final en  $\text{kg/mm}^2$
- Coeficiente de dilatación:
  - a) inicial  $^{\circ}\text{C}$
  - b) final  $^{\circ}\text{C}$

Estos mismos datos también se requieren para el cable de guarda.

### ***1.3 Clasificación de las estructuras de transmisión.***

En líneas de transmisión podemos clasificar de acuerdo a tres factores siguientes:

- a) Su función.
- b) Su soporte.
- c) Su tensión.

### 1.3.1 Clasificación de las torres según su función.

Dentro de una línea de transmisión, las torres que la componen están sometidas a diferentes sollicitaciones, dependiendo de la posición que ocupan, es por esto que no todas las torres de transmisión son iguales, su configuración depende de las condiciones de carga normales o especiales a las que están sujetas.

En base a lo anterior, las torres de transmisión se clasifican comúnmente como sigue:

- Torres de suspensión o tangente.

Estas son las torres que se emplean exclusivamente en tramos de línea recta ó cuando el ángulo de deflexión es menor de  $5^\circ$  en ciertos tipos de torre.

- Torres de deflexión.

Estas se utilizan en puntos en donde la línea de transmisión cambia de dirección, pueden ser de  $15^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $60^\circ$  ó  $90^\circ$ . Cabe mencionar que una torre de deflexión cuando el ángulo de la misma es mayor de  $10^\circ$  suele ser también una torre de tensión.

- Torres de tensión.

Sirven para proporcionar puntos firmes en la línea y limitar la prolongación de esfuerzos longitudinales de carácter excepcional que pueden causar la rotura de un conductor. Generalmente se disponen en tramos rectos de 2 ó 3 km., en substitución de las torres de suspensión. Algunas veces se les denomina torres de amarre.

- Torres de transposición

Estas torres se utilizan cuando la longitud de la línea es mayor de 100 km, la razón de su uso es que si los conductores de una línea trifásica no se encuentran localizados simétricamente, las reactancias serán también asimétricas y en este caso uno de los fenómenos que se presenta es que la caída de tensión en cada una de las fases es diferente, aún cuando las corrientes son simétricas. En la línea de transmisión, por otra parte, desde el punto de vista mecánico del diseño de la línea se requiere que casi invariablemente la localización de los conductores sea asimétrica y casi como un compromiso entre estos requerimientos, las líneas se diseñan asimétricas, pero se transponen, esto viene también a satisfacer los requerimientos de capacitancia y radio interferencia. Si la línea tiene una longitud  $l$  cada transposición se hace a  $l/3$ .

### 1.3.2 Clasificación de las torres según su soporte.

No obstante que existe una gran variedad de formas de torres de transmisión por su consideración de soporte solo existen dos tipos: las torres autosoportadas y las torres con retenidas.

Las torres autosoportadas, como su nombre lo indica, no necesitan de aditamentos para conservar su estabilidad, están apoyadas y soportadas por sus propias patas.

Por otra parte en las torres con retenidas, su estabilidad depende casi por completo de la acción de cables o retenidas. El cuerpo básico de este tipo de torres está formado por uno o varios mástiles dispuestos en forma de "V" o "Y" o el llamado tipo portal.

### **1.3.3 Clasificación de las torres según su tensión.**

Las estructuras están clasificadas de acuerdo a las tensiones de transmisión y son de 115, 230 y 400 kV. esto debido al peso del cable conductor.

Por último, los postes usados por CFE son de acero llamados "truncocónicos", mismos que son usados en derechos de vía angostos ó cuando por restricciones ambientales son los únicos autorizados, tal es el caso de cuando la línea tiene que cruzar por alguna ciudad a través de alguna avenida para llegar a la subestación. Estos son usados a criterio de los ingenieros proyectistas, ya que su costo es más elevado que el de una torre. Por ejemplo se tiene la ciudad de México, Monterrey y Guadalajara.

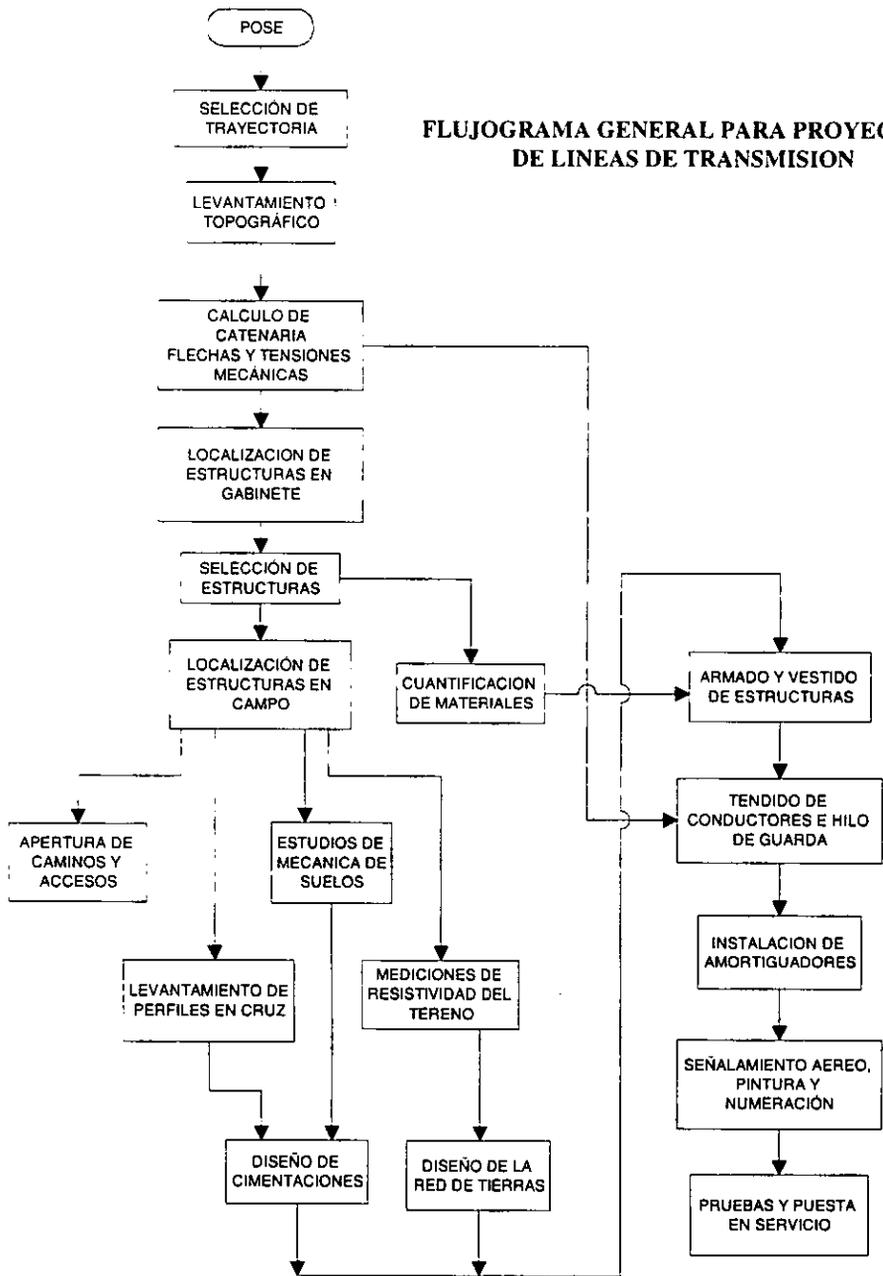


Figura 1.1

#### 1.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN YAUTEPEC POT. ENT. JOJUTLA-TEPALCINGO.

La línea de transmisión de nuestro estudio es la llamada "Yautepec Potencia entronque Jojutla-Tepalcingo", se encuentra localizada en el estado de Morelos, el concepto de entronque significa que la L.T. Jojutla-Tepalcingo cuenta con dos circuitos y uno de ellos es llevado a la subestación Yautepec Potencia; la distancia que existe entre la L.T. y la subestación es de aproximadamente 26 km. Para mostrar lo anterior se tiene la figura 1.2

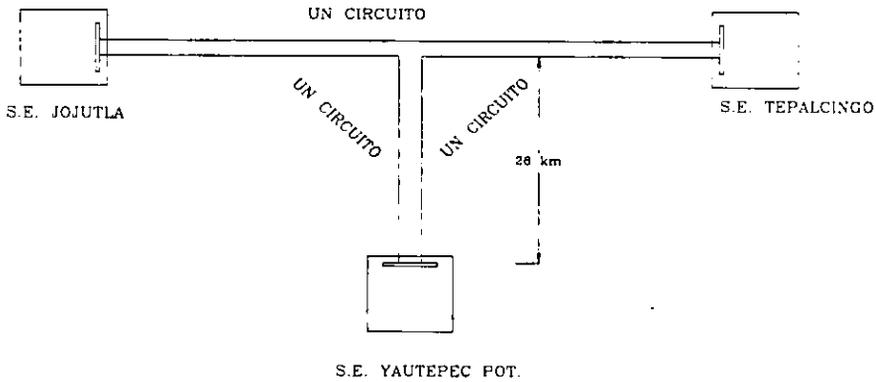


Figura 1.2

Las características de esta línea son: longitud de 26 kilómetros, aproximadamente, la tensión de transmisión es de 115 kV, dos circuitos, un conductor por fase calibre 795 kCM ACSR, altura promedio sobre el nivel de mar es de 1200 msnm.

El perfil sintetizado de la línea es el que se presenta en la figura 1.3.

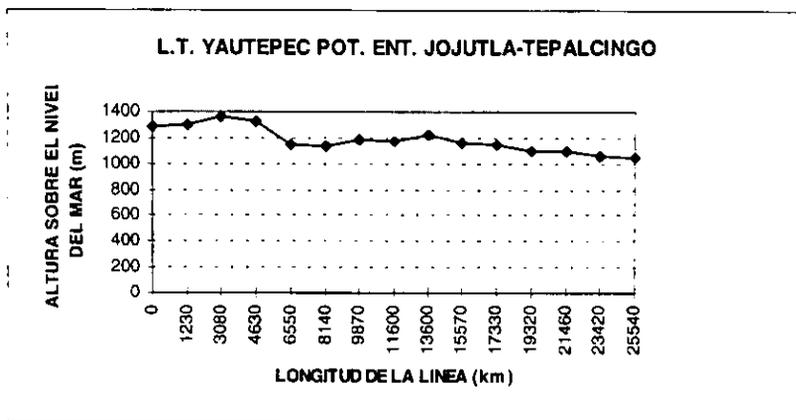
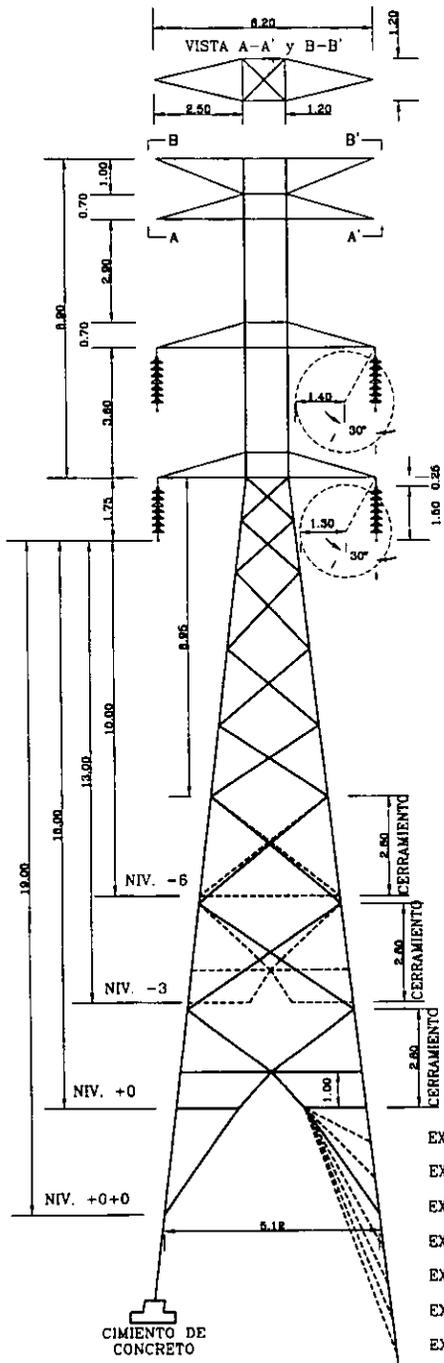


Figura 1.3

Las estructuras que se emplearán en el proyecto son las identificadas como TAS 2P, TAD30 2P, TAD60 2P, las siglas TA indican que se trata de Torres Autosoportadas, la sigla S y D indican que son de Suspensión y Deflexión respectivamente, el 30 y 60 indican que tienen un ángulo de deflexión de 30 y 60 grados, el 2 indica que son dos circuitos, la P indica diseño pesado.

La silueta de dichas estructuras es la que se muestra en las figuras 1.4 y 1.5.



- EXT. -2
- EXT. -1
- EXT. +0
- EXT. +1
- EXT. +2
- EXT. +3
- EXT. +4

TORRE TIPO: TAS2P. 115 kV. DOS CIRCUITOS
SUSPENSION: 0 / 450 / 650 m 0 a 2800 msnm
ESCALA: SIN ACOTACIONES: m
FIGURA: 1.4



## CAPITULO 2

### **2. SOBRETENSIONES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS**

---

---

Ahora, en este capítulo se explica sobre las sobretensiones que afectan a las líneas de transmisión, las cuales generalmente son ocasionadas por tormentas eléctricas, quema de cultivos de caña, maniobras en las subestaciones de origen-destino.

#### **2.1 SOBRETENSIONES EN LAS REDES ELÉCTRICAS**

La elección del nivel de aislamiento de los sistemas eléctricos, el diseño del aislamiento de los sistemas eléctricos, el diseño del aislamiento de los aparatos, de las líneas de transmisión y de las subestaciones y la selección y características de los apartarrayos, están condicionados por la magnitud y la forma de los sobretensiones que pueden producirse.

Estas sobretensiones pueden clasificarse en tres grupos:

1. Sobretensiones permanentes de baja frecuencia debidos a desequilibrios en las redes.
2. Sobretensiones transitorios de alta frecuencia debidos a la operación de interruptores.
3. Sobretensiones transitorios debidos a descargas eléctricas atmosféricas.

Los dos primeros grupos de sobretensiones son causados por fenómenos que tienen su origen en el sistema mismo y pueden agruparse bajo el nombre de sobretensiones de origen interno.

El tercer grupo de sobretensiones tienen su origen en fenómenos exteriores al sistema eléctrico y pueden llamarse sobretensiones de origen externo.

#### **2.2 LA FÍSICA DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.**

Las descargas atmosféricas (rayos), están asociadas con la separación de cargas en el interior de las nubes. Se ha encontrado que, en las nubes conocidas como CÚMULOS o

CUMULO NIMBOS, en donde existe movimiento de aire ascendente y descendente, existen formaciones y cargas de las llamadas NUBES DE TORMENTA; las teorías explican el proceso básico en la siguiente forma:

Se considera que existe en primer lugar, un campo eléctrico circundante a la Tierra, aún en condiciones climatológicas buenas, y que, medido directamente en el sentido descendente, es de 130 V/m. Este campo interactúa con las gotas de agua en las nubes de manera que las gotas queden polarizadas, entonces se seccionan.

Por la acción del viento, las cargas se separan dentro de la nube en áreas predominantemente negativas. Un modelo de nube de tormenta es el que se muestra a continuación, en donde se tiene una gran carga positiva en la parte superior de la nube y una gran carga negativa en la base del centro de la nube ( $-40^{\circ}\text{C}$  a 5 km.) y también una pequeña carga positiva en la parte de la base ( $5^{\circ}\text{C}$  a 2 km.).

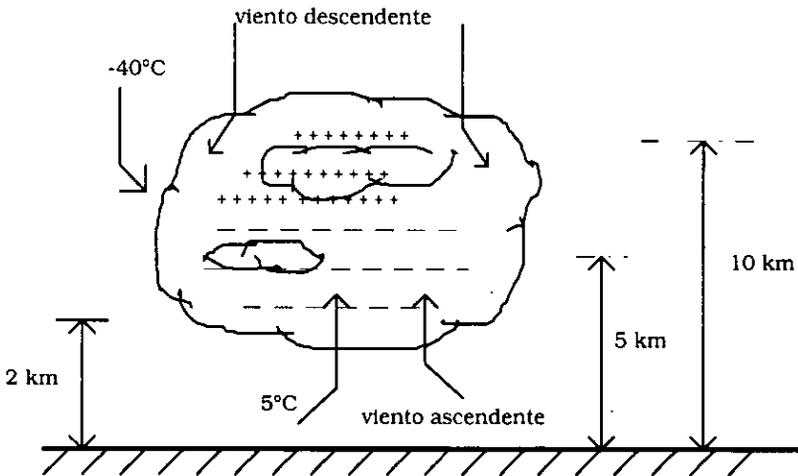


Figura 2.1

### 2.3 TIPOS DE DESCARGAS.

Las cargas en la nube crean campos eléctricos fuertes, de manera de que cuando exceden los niveles de campo críticos (considerablemente menor que 30 V/cm, debido a la presión reducida a la gran altitud) se inicia la ionización del aire y entonces tiene lugar la descarga o arco eléctrico. La distribución de cargas, hace posible que se presenten descargas, ya sea:

- De nube a nube. (En la misma nube o a una nube cercana)
- De nube a Tierra (descarga a Tierra).

Para la protección contra descargas atmosféricas, son de interés primario las descargas a Tierra; que se pueden clasificar dependiendo de su polaridad e iniciación.

La descarga se puede iniciar de la carga positiva o negativa de la nube y se puede iniciar, ya sea desde la nube o de la Tierra, (generalmente por un objeto alto). La fase principal de la descarga. La llamada DESCARGA DE RETORNO, se presenta después de que el canal de descarga ha sido totalmente ionizado.

#### **2.4 INCIDENCIA DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS A TIERRA.**

De importancia para los sistemas eléctricos es la probabilidad con la cual pueden estar expuestos a las descargas atmosféricas; este hecho depende de otro parámetro estadístico denominado **DENSIDAD DE RAYOS A LA TIERRA.**

Este parámetro se puede definir como: **el número de rayos a tierra por año y por kilómetro cuadrado, en un lugar específico.**

#### **2.5 SOBRETENSIONES POR MANIOBRAS DE INTERRUPTORES.**

De acuerdo con el COMITÉ INTERNACIONAL DE ELECTROTECNIA (IEC 77-1), las ondas por maniobra de interruptores, se define como: **UNA SOBRETENSIÓN DE FASE A TIERRA O DE FASE A FASE** en un punto dado del sistema, debida a una operación específica de maniobra de interruptores, falla o alguna otra causa.

Las ondas por maniobra en los sistemas de potencia se originan por cambios súbitos en la configuración del sistema (operación de interruptores o iniciación de falla), que producen un escalón de tensión o una inyección de corriente que se aplica al sistema.

Las características de las ondas de maniobra, están determinadas por los parámetros del sistema: tales como la frecuencia natural de las líneas de transmisión, la impedancia de corto circuito de las redes de alimentación, la capacitancia de la línea, etc.

La amplitud de las sobretensiones por maniobra, se puede medir con la relación del valor pico de la sobretensión al valor pico de la onda senoidal de estado permanente, después de que el transitorio se ha eliminado. El valor de referencia es, por tanto:  $(\sqrt{2}/3)V$  para las sobretensiones a tierra o bien  $\sqrt{2} V$  para las sobretensiones de fase a fase. A esta relación se le conoce como: **EL FACTOR DE SOBRETENSIÓN TRANSITORIA.**

Los esfuerzos producidos por las sobretensiones de maniobra sobre los aparatos y máquinas eléctricas son principalmente de naturaleza dieléctrica. Por lo general, no existen esfuerzos térmicos directos. La onda para simular los efectos por sobretensión por maniobra de interruptores en el laboratorio es de 250/2500  $\mu s$ . Tienen un tiempo de frente de 250  $\mu s$  y un

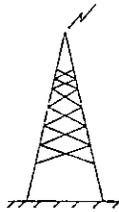
tiempo de cola de  $2500 \mu s$ . Estas ondas son más lentas que las debidas a descargas atmosféricas, que para los fines de simulación en laboratorio  $1.2/50 \mu s$ .

## 2.6 SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

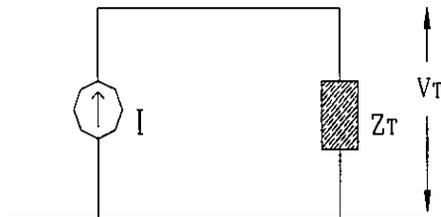
Se denominan así a las debidas al efecto de las descargas atmosféricas o rayo; cuyo estudio de hecho, se remonta a los inicios de los sistemas eléctricos de potencia y comprenden básicamente dos aspectos, el relativo a lo que se conoce como la física de las descargas, incluyendo la estadística de los rayos y el concerniente, propiamente dicho, con el efecto de las descargas atmosféricas en las instalaciones eléctricas, especialmente las líneas de transmisión y las subestaciones eléctricas.

Cuando una descarga atmosférica se presenta en una línea de transmisión, la descarga puede ocurrir sobre los conductores de fase, sobre los cables de guarda o en la propia torre y lo que se desea saber es la magnitud de las sobretensión, que puede ser de la parte superior de la torre a tierra, o bien, del conductor de fase a estructura (torre) metálica.

En el caso de una descarga a torre se tiene la siguiente representación:



El circuito equivalente es el siguiente:



- $Z_T$  es la impedancia característica de la torre.
- $I$  es la corriente de rayo.
- $V_T$  es la tensión en la parte superior de la torre con respecto a tierra.

El valor de  $V_T$  se puede determinar en forma simplificada como:

$$V_T = Z_T I$$

## 2.7 *DESCARGA DE LOS CONDUCTORES DE FASE.*

La tensión de fase en una línea de transmisión está relativamente próxima al potencial de tierra, en estas condiciones, se puede presentar una descarga sobre el conductor de fase, la tensión relativa a tierra que proviene de la corriente de descarga es entonces:

$$V_{cond} = \frac{I \times Z_c}{2}$$

Donde  $Z_c$  es la impedancia característica del conductor, este valor está por lo general dentro del rango de los 300 y 400 ohms, por ejemplo: considerando un valor de 360 ohms para la impedancia característica y una corriente de 10 kA se tiene que:

$$V_{cond} = \frac{10 \times 360}{2} = 1800kV$$

que es un tensión suficientemente alto como para hacer flamear las cadenas de aisladores de una línea de transmisión.

Para evitar esto, la mayoría de las líneas de transmisión usan los llamados cables de guarda que desvían la corriente de descarga de los conductores de fase.

## 2.8 *EFECTO DE LA RESISTENCIA AL PIE DE LA TORRE.*

Normalmente las torres de transmisión tienen cimentaciones asentadas directamente en el suelo o terreno, esta forma de hacerlo da una resistencia de aterrizamiento conocida también como resistencia al pie de la torre, que tiene un valor finito. Cuando la resistividad del terreno es elevada, se puede hacer uso de otros medios de conexión a tierra, como es el caso de las contraantenas, pero en general se trata que el valor de esta resistencia al pie de la torre, caiga al rango de 1 a 20  $\Omega$ .

La onda de tensión  $V_T = I_T Z_T$  viaja a través de la torre en dirección de la base, encontrándose con la resistencia al pie de la torre  $Z_p$  y se refleja con un coeficiente de reflexión  $K$ , que de acuerdo a la teoría de las ondas viajeras es:

$$K = \frac{Z_p - Z_T}{Z_p + Z_T}$$

Normalmente  $Z_p$  es menor que  $Z_T$ , por lo tanto,  $K$  es negativo y esta onda de tensión reflejada, viaja nuevamente hacia la parte superior de la torre y en consecuencia baja su potencial a un valor:

$$V_T = I_T Z_P$$

## **2.9 CORRECCIÓN DE LAS TENSIONES DE AGUANTE DEL AISLAMIENTO EXTERNO POR EFECTOS METEOROLÓGICOS.**

Las tensiones de aguante y las tensiones críticas de flameo del aislamiento externo se ven afectadas por la densidad del aire circundante y por su contenido de humedad. Dichas tensiones decrecen con la reducción de la presión atmosférica al aumentar la altitud y con el aumento de la temperatura; pero crecen con el incremento de la humedad hasta antes que se condense sobre la superficie de un aislador.

## **2.10 EFECTOS AMBIENTALES.**

Para el caso de los aislamientos externos, estos se ven afectados por la contaminación durante la operación normal del equipo a la frecuencia del sistema y este parámetro influye desde el punto de vista de diseño de la distancia de fuga del aislamiento. En la presencia de ambientes contaminados ocurre el fenómeno de flameo (descarga disruptiva) en el aislamiento externo, bajo la tensión máxima del sistema a la frecuencia nominal y esto se hace más crítico en la presencia de llovizna, rocío, niebla y nieve. Estas condiciones se hacen más severas cuando las capas contaminantes se encuentran totalmente húmedas sin un lavado significativo. La corriente de fuga fluye a través de la capa contaminante, formando bandas secas, disminuyendo la tensión de aguante debido a que el aislamiento presenta descargas parciales.

Como consecuencia aparece a través de la porción húmeda del aislamiento en esfuerzo de tensión más elevado, originando bandas secas adicionales e incrementando la actividad de las descargas hasta que ocurre la ruptura dieléctrica de aislamiento (flameo).

En las instalaciones eléctricas que se tienen en el sistema se presentan básicamente tres tipos de contaminación, dependiendo de su origen específico en las diferentes regiones, siendo éstas:

- Salina
- Industrial
- Desértica

En la siguiente tabla se presenta una clasificación de los niveles de contaminación en base a las características ambientales de los sitios.

Nivel de contaminación	Ejemplos de ambientes típicos
I - Ligera	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción.</li> <li>• Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia.</li> <li>• Áreas agrícolas (1).</li> <li>• Áreas montañosas.</li> </ul> <p>Todas estas áreas deben estar situadas por lo menos de 10 a 20 km del mar y no deben estar expuestas a vientos directamente del mar (2).</p>
II - Media	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con calefacción.</li> <li>• Áreas con alta densidad de casas y/o industrias sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias.</li> <li>• Áreas expuestas a vientos del mar pero no demasiado cerca de la costa (por lo menos varios kilómetros de distancia)(2).</li> </ul>
III - Alta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de calefactores que producen contaminación.</li> <li>• Áreas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos del mar (2).</li> </ul>
IV - Muy alta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas de extensión moderadas sujetas a polvos conductivos . y a humos industriales que producen depósitos conductivos.</li> <li>• Áreas de extensión moderada, muy cercana de la costa y expuestas a brisa del mar o a vientos fuertes y contaminantes del mar.</li> <li>• Áreas desérticas caracterizadas por grandes periodos sin lluvia que llevan arena y sal, y sujetas a condensación regular.</li> </ul>

Tabla 2.1. Niveles de contaminación.

(1) El uso de fertilizantes en rocío o quema de residuos, puede llevar a estas áreas a niveles de contaminación altos, debido a la dispersión por vientos.

(2) La distancia al mar depende de la topografía del área costera y de condiciones extremas de viento.

# CAPITULO 3

## 3. DIMENSIONAMIENTO DIELECTRICO

---

---

Las dimensiones generales de una torre, como son: su distancia entre conductores de fase, la distancia de los conductores con respecto a la estructura, el número y tipo de aisladores que debe tener la cadena que soporta a los conductores y la posición de los cables de guarda con respecto a dichos conductores de fase, son problemas que conciernen a la Ingeniería Eléctrica de la Línea de Transmisión.

El análisis de estos conceptos que esta sustentando en relaciones de carácter experimental, así como en consideraciones de comportamiento mecánico de cables y otros de naturaleza topográfica y meteorológica, dan como resultado la silueta fundamental y consecuentemente los diagramas de cargas para el diseño estructural.

### 3.1 SELECCIÓN Y USO MECÁNICO DE TORRES.

A partir de la información estadística de claros horizontales, verticales y deflexiones del proyecto de la línea en cuestión, es posible definir los rangos de uso de los diferentes tipos de estructuras.

Esto sin embargo presenta aspectos fundamentales de carácter económico, ya que por una parte decidir una gran variedad de tipos que cubra diversas solicitaciones conduce a optimizar el tonelaje de las torres y volumen de cimentaciones, pero por otra parte, eleva los costos de pruebas prototipo, tiempos de fabricación, áreas de almacenaje y complica el control de los materiales.

Por el contrario, decidir una familia reducida de tipos de estructuras conduce a obtener torres y cimentaciones más robustas, que inciden en el incremento de los costos de materiales, su transporte y montaje.

### **3.2 CAPACIDAD MECÁNICA DE AISLADORES Y HERRAJES.**

En base a las cargas aplicadas a los conjuntos, tales como viento, peso de los elementos, deflexiones, cargas por hielo y tensiones de trabajo, se analizan los esfuerzos resultantes máximos considerando los factores de seguridad apropiados. De esta manera se obtienen las recomendaciones para la instalación de conjuntos de herrajes y aisladores eficientes y seguros.

### **3.3 ÁNGULO DE SALIDA DEL CONDUCTOR.**

Este valor es importante ya que define la posición de los conductores en el espacio de la ventana, cuando estos cubren claros entre torres con fuertes desniveles.

Desde luego esta posición depende del parámetro de tensión del cable a la máxima temperatura, así como los claros y desniveles máximos en que interviene cada tipo de torre.

### **3.4 DISTANCIA ENTRE FASES.**

La formulación que existe al respecto en las compañías eléctricas del mundo se refiere a ecuaciones de tipo semiempírico, ya que relacionan magnitudes eléctricas, como son las distancias dieléctricas y el tensión nominal, con las mecánicas, como la flecha y longitud de las cadenas de aisladores.

En virtud que para los diversos tipos de torres que intervienen en una línea, el único parámetro de los anteriores que cambia es la flecha, esta es en consecuencia la que define la diferencia entre las distancias entre fases de todos los tipos de estructuras.

En torres con deflexión es necesario considerar además de los conceptos anteriores, que con la deflexión máxima supuesta en la torre, el acercamiento entre cables afuera de la torre sea el mínimo aceptable.

En caso de torre con transposición de fases en suspensión, se deben calcular la posición de conductores en esta torre y recomendar el tipo de estructuras de suspensión que debe asociarse con ella, de tal forma que al cruzarse en el espacio las respectivas catenarias de las fases, conserven la distancia mínima entre fases.

### **3.5 FLUJO DE INFORMACIÓN Y CÁLCULOS.**

En las figuras siguientes se presenta la forma en que usualmente fluye la información básica para un proyecto determinado. Se indican los cálculos que se realizan para determinar los parámetros geométricos más importantes en una familia de torres, así como las características mecánicas máximas de conductores y cables de guarda.



## DISEÑO ELECTRICICO BASICO

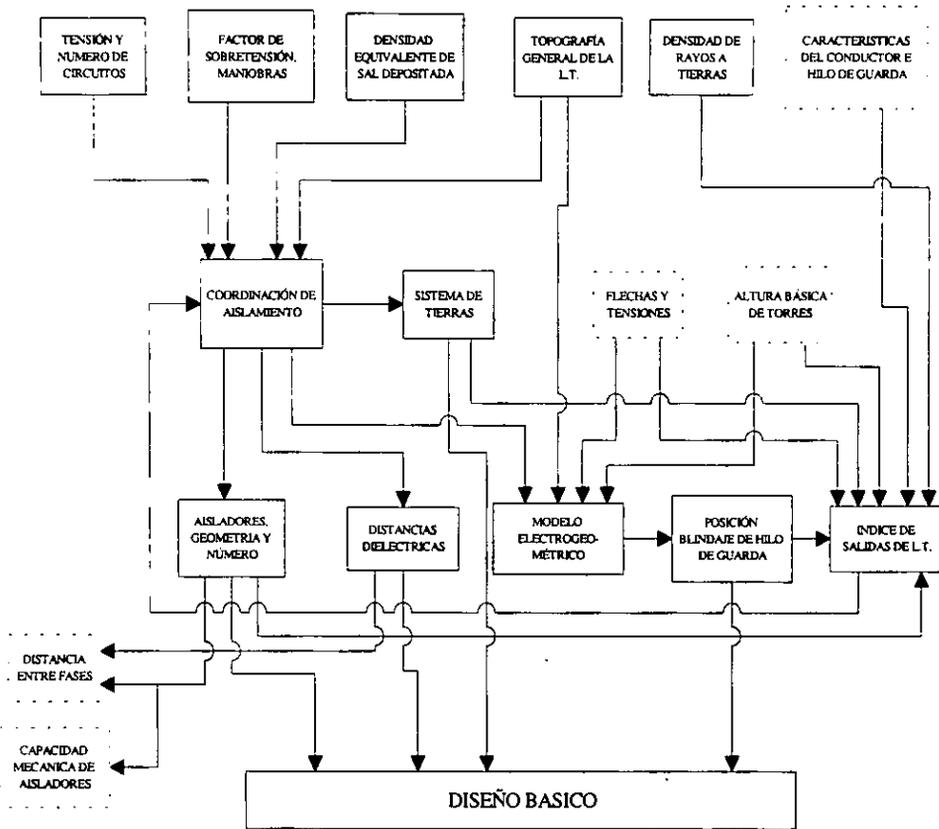


Figura 3.2

### 3.6 CONTAMINACIÓN EN LOS AISLAMIENTOS EXTERNOS.

En los sistemas eléctricos de potencia, uno de los fenómenos que produce efecto sobre los aislamientos de las instalaciones en alta tensión del tipo exterior es el de la contaminación en los aisladores, que en ciertas condiciones y con tensiones a la frecuencia del sistema producen ruptura dieléctrica; siendo ésta una de las causas de salidas de servicio, especialmente en las líneas de transmisión y en las redes de distribución.

Otro aspecto relacionado con la contaminación, se refiere a los estudios de laboratorio en donde se produce contaminación en forma artificial, en las llamadas cámaras de niebla, y se prueba por métodos como el denominado de niebla limpia y de niebla salina, para determinar las

curvas de aislamiento de tensión crítico de flameo contra cantidad de contaminación, expresada como **DENSIDAD EQUIVALENTE DE SAL DEPOSITADA**. Estas curvas se obtienen para distintos tipos de aisladores y se usan para el diseño del aislamiento.

En la aplicación del método de la DESD, se clasifica la severidad de acuerdo a la tabla siguiente:

DESD (mg/cm <sup>2</sup> )	SEVERIDAD DEL SITIO
0-0.03	Muy ligera
0.03 - 0.06	Ligera
0.06 - 0.10	Media
0.10 - en adelante	Fuerte

Tabla 3.2 Rangos de DESD de acuerdo a la severidad del sitio.

En la aplicación del método de la DESD es necesario tomar en consideración los datos meteorológicos que se deben correlacionar con la severidad de la contaminación del sitio. El flameo del aislador depende de la resistencia superficial que está determinada básicamente por el nivel de contaminación y la humedad del aislador. La humedad se presenta durante las primeras horas de la mañana cuando se da el fenómeno de condensación o presencia de gotas de agua.

Como una parte analítica relacionada con los problemas de diseño por contaminación, se tiene el estudio de la determinación del llamado **RIESGO DE FALLA**, que consiste en correlacionar los esfuerzos dieléctricos, aplicados a los aislamientos externos por tensiones a la frecuencia del sistema; con las tensiones resistentes, obtenidos de las pruebas de laboratorios; como son el de niebla limpia y el de niebla salina.

En el diseño eléctrico de las líneas de transmisión, uno de los aspectos a considerar además del blindaje, la resistencia al pie de la torre, las distancias en aire y la longitud de la cadena de aisladores por sobretensiones de rayo y/o maniobra de interruptores, es el diseño o verificación del aislamiento por contaminación ambiental.

En el diseño por contaminación se requiere el conocimiento previo del grado de contaminación al cual se verán expuestos los aislamientos durante su operación, por lo que es necesario que se apliquen algunos métodos para la obtención de éste, correlacionando las mediciones de campo con los parámetros meteorológicos que afectan o pueden afectar la contaminación, como son: velocidad y dirección del viento, precipitación pluvial, humedad y temperatura ambiente.

La práctica actual de diseño de líneas de transmisión por contaminación en áreas contaminadas, se basa en el nivel máximo de contaminación, que se obtiene de observaciones o mediciones de campo por un período de dos a tres años como mínimo o bien de acuerdo a las características regionales, por estimación y obteniendo de pruebas de laboratorio la tensión de flameo o tensión resistente de los aisladores seleccionados.

Los aisladores están sometidos normalmente a una diferencia de potencial alterna de baja frecuencia (sesenta ciclos por segundo) resultante de la tensión de operación de sistema en que están instalados. Podrán también estar sometidos a sobretensiones de baja frecuencia en casos de fallas monofásicas o bifásicas a tierra, cuya magnitud depende de las características del sistema.

Además, si los aisladores están colocados a la intemperie, que es el caso más frecuente en las instalaciones de alta tensión, habrá que considerar el comportamiento de los aisladores tanto con atmósfera seca como con atmósfera húmeda, o sea bajo condiciones de lluvia o niebla.

El parámetro dominante en el comportamiento de los aisladores sometidos a tensiones de baja frecuencia es la longitud del contorno del aislador, o línea de escape superficial, que determina la resistencia que ofrece el aislador al paso de corriente por su superficie.

Los aisladores se diseñan de manera que la tensión necesaria para perforar el aislamiento sea mayor (por lo menos en un 30%) que el tensión necesario para flamear exteriormente el aislador.

### **3.6.1 Proceso de flameo en aisladores contaminados.**

El flameo de los aisladores debido a la contaminación es un fenómeno dinámico que se presenta en varias etapas. Las etapas principales del fenómeno se presentan a continuación:

- a) Sobre la superficie del aislador expuesto al medio ambiente se deposita una capa de partículas contaminantes. La formación de esta capa depende principalmente del tamaño de las partículas y su composición, las fuerzas que se ejercen sobre las partículas y su composición, el acabado superficial y el perfil del aislamiento, por lo que la capa no es homogénea.
- b) Se presenta un proceso de humectación de la capa contaminante dado por niebla, rocío o lluvia ligera.
- c) Cuando la contaminación está húmeda, empieza a circular una corriente sobre la capa, cuya magnitud depende de la conductividad del contaminante húmedo.
- d) La circulación de corriente genera una disipación de calor por efecto Joule, lo cual se manifiesta por la evaporación de la humedad. La evaporación se incrementa en las zonas de mayor densidad de corriente.
- e) Se forman zonas o bandas secas de alta resistencia eléctrica en donde hubo mayor evaporación de humedad.
- f) La tensión aplicado en las terminales del aislamiento se desplaza y concentra en los extremos de las bandas secas causando elevados gradientes de tensión.

- g) Se generan descargas eléctricas en las bandas secas debido al esfuerzo eléctrico concentrado en las mismas. Estas descargas implican picos de corriente que pueden mantener o provocar la formación de otras bandas secas, en las cuales también se presentan descargas.
- h) Cuando las descargas llegan a encadenarse se presenta la falla de fase a tierra causando la salida de la línea.

### **Mantenimiento**

En muchos casos, el diseño adecuado del aislamiento reduce las salidas causadas por contaminación. Sin embargo, en áreas con contaminación severa o baja incidencia de lluvias, se requiere del mantenimiento de los aisladores. El mantenimiento normalmente toma alguna de las siguientes formas:

- Lavado periódico, ya sea en línea energizada o desenergizada.
- Limpieza manual periódica en aisladores desenergizados.
- Limpieza periódica en seco con material abrasivo tanto en línea energizada como desenergizada.
- Recubrimiento periódico con compuesto de grasa de silicón e hidrocarburos y película de hule de silicón en línea energizada o desenergizada.

La clase y cantidad de limpieza o engrasado dependen del tipo de aislador y de las condiciones de contaminación ambiental.

### **Lavado del aislador**

El lavado con agua a presión ha mostrado ser el método más económico para remover la contaminación de la superficie del aislador. Es muy efectivo en polvos, sales, suciedad y ácidos que no se adhieren fuertemente a la superficie aislante. En algunas áreas, el lavado natural por lluvia es suficiente para prevenir flameos debido a la contaminación de los aisladores. Sin embargo, en regiones donde la lluvia no es frecuente, el lavado natural debe complementarse durante la temporada de secas.

### **3.7 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y BLINDAJE.**

Este estudio consiste en determinar las distancias de conductor a estructura, de conductor a conductor, la posición relativa de cables de guarda y un análisis de la línea considerando el efecto del terreno así como la topografía de la trayectoria.

El cálculo de distancia en aire para resistir sobretensiones de rayo y por maniobra de interruptores, se encuentra fundamentada en los conceptos básicos de tensión crítica de flameo y nivel básico de aislamiento al impulso; así como en los resultados experimentales de laboratorios que determinan la rigidez dieléctrica de distintas configuraciones de electrodos y ondas de impulso.

De acuerdo a los valores de contaminación reportados en las zona o zonas de la línea y que se proporcionan en **mg/cm<sup>2</sup> de Densidad Equivalente de Sal Depositada (DESD)** , se selecciona de curvas de laboratorio, a aquel tipo de aislador y arreglo que resista el nivel de contaminación supuesto.

Para la determinación de la posición óptima de blindaje del cable de guarda se utiliza el llamado **Modelo Electrogeométrico de Blindaje**, el cual relaciona las expresiones matemáticas entre conceptos eléctricos y geométricos.

Los factores eléctricos que se consideran para el análisis son: la tensión crítica de flameo de las cadenas de aisladores, impedancia característica de los conductores, número de conductores por fase, diámetro de los mismos y altitud sobre el nivel del mar de la línea.

Los geométricos son: características topográficas de la trayectoria, flechas del conductor e hilo de guarda y alturas básicas de conductor e hilo de guarda respecto al suelo.

En el desarrollo del diseño de líneas de transmisión, una de las etapas básicas y de suma importancia es la Coordinación de Aislamiento.

La coordinación de aislamiento tiene como principal función obtener los parámetros que nos permitan seleccionar:

- El tipo de aislador.
- El arreglo de la cadena.
- El número de aisladores que conforman la cadena.
- La distancia mínima de seguridad dependiendo de la configuración de la torre.

Con el correr del tiempo, los métodos de cálculo se han venido modificando, debido a la gran cantidad de investigaciones y estudios desarrollados en todo el mundo, así como experiencias prácticas observadas, han dado lugar a que la coordinación de aislamiento se desarrolle por dos conceptos:

- 1. Dimensionamiento por impulso.**
- 2. Dimensionamiento del aislamiento en ambientes contaminados.**

Para la realización de cálculos se hace necesario tener el trazo topográfico de la línea de transmisión.

Para una mayor comprensión del tema, lo dividiremos en las siguientes etapas:

- 1) Elaboración del perfil sintetizado de la línea y su localización topográfica, figura 1.3
- 2) Obtención de las condiciones meteorológicas de la línea.
- 3) Determinación del nivel básico de aislamiento.
- 4) Cálculo de la coordinación de aislamiento por impulso.

5) Cálculo de la coordinación de aislamiento en ambientes contaminados.

### 3.7.1 Elaboración del perfil sintetizado de la línea y su localización topográfica.

Del plano general de la línea, obtenemos un perfil sintetizado de la línea y su localización geográfica. El cual nos permitirá seccionar la línea en función de la altura sobre el nivel del mar y así poder dividir en tramos a la misma, esto es con el fin de llevar a cabo la coordinación de aislamiento.

Para nuestro caso en especial podemos referirnos a la figura 1.3.

### 3.7.2 Obtención de las condiciones meteorológicas.

Con ayuda del plano de localización geográfica y del mapa del **Atlas del Agua de la República Mexicana** se deben obtener los siguientes datos (para la línea de nuestro interés se indican los valores):

	VALOR	UNIDAD
Temperatura media anual	22	(°C)
Temperatura máxima extrema	44	(°C)
Temperatura mínima extrema	0	(°C)
Temperatura máxima	32	(°C)
Temperatura mínima	18	(°C)
Presión atmosférica media anual	759	(mmHg)
Humedad relativa media anual	50	%
Número de días al año con heladas	40	
Precipitación media anual	1000	mm
Precipitación máxima en 24 horas	110	mm

Tabla 3.3

Con ayuda de las mapas de Isotacas de Vientos, elaborados por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) se determinan:

- La velocidad máxima con periodo de retorno de 10 años.
- La velocidad máxima con periodo de retorno de 50 años.

Para la línea que analizaremos las velocidades con periodo de retorno de 10 años es de 100 km/h y para el periodo de retorno de 50 años es de 110 km/h.

Del mapa de Isodensidades de Rayos a Tierra se obtiene:

- El nivel de rayos probable que caen sobre la línea al año por unidad de superficie.

Del mapa se obtiene un valor de 6 rayos al año/km<sup>2</sup>.

### **3.7.3 Distancia de aislamiento y elección de la cadena de aisladores.**

Las distancias de aislamiento en las líneas de transmisión se determinan tomando en consideración los esfuerzos dieléctricos a que se ven sometidas, tanto por rayo como por maniobra de interruptores, de modo tal, que el riesgo de falla por cada esfuerzo dieléctrico que se presente sea inferior al valor previamente fijado y que se considere como aceptable para las condiciones de operación de un sistema.

En las líneas de transmisión, la protección contra descargas atmosféricas se realiza mediante los cables de guarda, de manera tal que se reduce la probabilidad de impacto directo de los rayos a los conductores de fase y reduciendo la resistencia de conexión a tierra al pie de la torre para evitar la ruptura dieléctrica entre la estructura y los conductores de fase cuando incida un rayo en la estructura o los cables de guarda.

### **3.7.4 Relación de tensión de flameo y tensión de aguante.**

En diseños de aislamiento prácticos, las tensiones de aguante son requeridos para la tensión de flameo de la cadena de aisladores.

Existen dos clases de consideraciones para los valores de tensión de aguante; uno de los valores usados es al que no ocurrirá el flameo, el otro es un valor al cual la probabilidad de flameo es menor a cierto valor. En los años recientes este último valor es el comúnmente aceptado. El IEC (Comité Internacional de Electrotecnía) adoptó el 90% de probabilidad del valor de la tensión de aguante y recomienda la relación  $(1 - 1.3\sigma)$  veces de un 50 % del tensión de flameo.

Así mismo, para el valor de la desviación estándar  $\sigma$ , El IEC adoptó el 0.06 del 50% de la tensión de flameo para el impulso por maniobra y el 3% para impulso por rayo. Por lo tanto, en acuerdo con la sugerencias del IEC es bueno adoptar el 92.2% y 96.1% del valor mínimo de 50% de la tensión de flameo para el valor de la tensión de aguante para impulso por maniobra y para impulso por rayo, respectivamente.

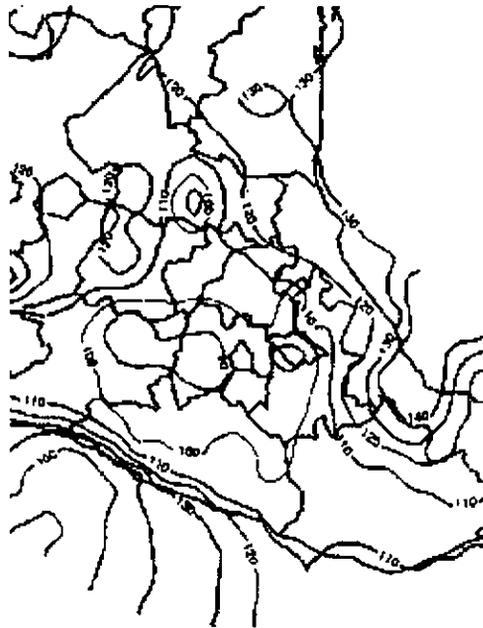


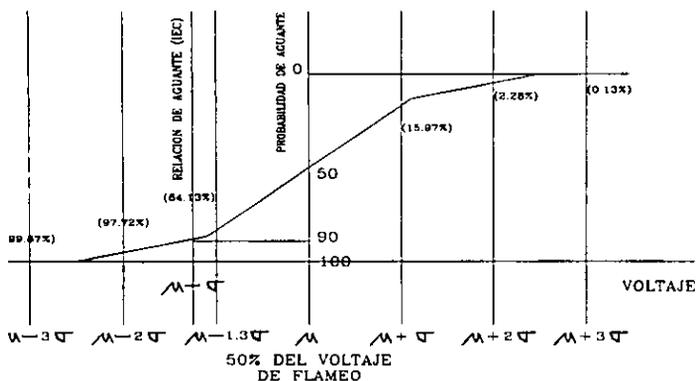
Figura 3.3

Mapa de velocidades regionales de viento periodo medio de retorno 10 años



Figura 3.4

Mapa de velocidades regionales de viento periodo medio de retorno 50 años



$\sigma$  = DESVIACION ESTANDAR  
 (6% PARA IMPULSO POR MANIOBRA Y  
 3% PARA IMPULSO POR RAYO)

Figura 3.5 Relación entre el 50% del tensión de flameo y tensión de aguante

### 3.7.5 Determinación del nivel básico de aislamiento de la línea.

En la determinación del nivel básico de aislamiento, se ven involucrados los siguientes factores:

- La tensión máxima de operación.- Esta es función de la tensión nominal del sistema.
- El nivel de protección que tenga el sistema, así como la importancia de la línea.
- La altura sobre el nivel del mar.

La tensión máxima de diseño para una tensión de 115 kV, según la especificación CFE L0000-06 "Coordinación de Aislamiento", es de 123 kV. Como se muestra en la tabla siguiente:

Tensión nominal del sistema $V_n$ kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño de equipo $V_d$ kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal a 60 Hz de fase a tierra kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra kV (cresta)
115	123	185 230	450 550

Tabla 3.4 Niveles de aislamiento normalizados.

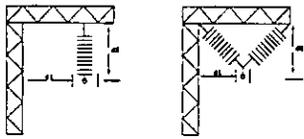
TIPO DE CONFIGURACIÓN (SOBRETENSIÓN FASE- TIERRA)	ILUSTRACIONES	K1 <sup>1)</sup>	K2 <sup>2)</sup>	K3 <sup>3)</sup>
CONDUCTOR - ESTRUCTURA (LINEA DE TRANSMISIÓN)		1.40	1.25	550

Figura 3.6 Constantes para diferentes configuraciones de electrodos (GAP)

- 1) Factor de electrodos ("gaps") para sobretensiones a la frecuencia del sistema.
- 2) Factor de electrodos para sobretensiones por maniobra de interruptores.
- 3) Factor de electrodos ("gaps") para sobretensiones por rayo.

### 3.7.6 Cálculo de la coordinación de aislamiento por impulso.

Una vez seleccionado el nivel básico de aislamiento, ya sea por rayo o por maniobra procedemos a calcular la tensión crítica de flameo y con ella a seleccionar el aislador y su número de elementos de la cadena, en función de tablas obtenidas de laboratorio de acuerdo a normas internacionales (IEC).

Para el cálculo de la distancia y dimensiones mínimas de seguridad de aislamiento, su posición (horizontal o vertical), si es poste o torre, se establece el factor de electrodos (GAP) obtenido de la figura 3.6.

La Tensión Crítica de Flameo (TCF) este concepto se designa como la tensión crítica de flameo a la tensión obtenida en forma experimental que presenta una probabilidad de flameo del 50%. La relación entre la TCF y el NBAI (nivel básico de aislamiento al impulso) para una probabilidad de falla del 10% está dada en forma experimental por la siguiente expresión:

$$NBI = 0.961 \text{ TCF}$$

Donde el factor de 0.961 proviene de la probabilidad de flameo de la tensión de aguante

$$NBA = TCF (1 - 1.3 \sigma)$$

$\sigma$  = Desviación estándar.

$\sigma$  = 3% para rayo.

Despejando TCF

$$TCF_{normal} = \frac{NBI}{0.961}$$

Por lo tanto:

$$TCF_{normal} = \frac{550kV}{0.961}$$

$$TCF_{normal} = 572.32 \text{ kV}$$

Este resultado es un valor a nivel del mar, por lo que para tener el valor a la altitud donde se localizará la línea se debe efectuar una corrección por altitud. Esto debido a que las condiciones de temperatura, humedad y presión varían de acuerdo a la altura sobre el nivel del mar.

La línea de nuestro interés presenta las siguientes alturas:

Altura máxima	1390	msnm
Altura mínima	1030	msnm
Altura media	1200	msnm

Por lo anterior se introduce el "FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTITUD ( $k_d$ )", el cual se obtiene aplicando la siguiente expresión:

$$k_d = \varepsilon \frac{H_{max}}{8150} \left[ \frac{273 + t_o}{273 + t_{med}} \right]$$

donde:

$k_d$	factor de corrección por altitud.
$H_{max}$	altura máxima de la línea.
$t_o$	temperatura de control (18° C).
$t_{med}$	temperatura media de la línea.

Por lo tanto, sustituyendo valores:

$$k_d = \varepsilon \frac{1390}{8150} \left[ \frac{273 + 18}{273 + 22} \right] = 1.1698$$

Por lo que respecta a la humedad, también debe de aplicarse un factor de "CORRECCIÓN POR HUMEDAD ( $k_h$ )", el cual se obtiene de la tabla psicométrica figura 3.7; conociendo la temperatura ambiente que es la de 18 °C se obtiene el valor de Humedad Absoluta, el cual es de  $8 \text{ g/m}^3$ . Ahora para obtener el Factor de Corrección por Humedad  $k_h$  se debe consultar la gráfica 3.8; en dicha gráfica aparecen dos curvas, una para corriente alterna (curva a) y otra para corriente directa (impulso) (curva b), para nuestro estudio debemos tomar la curva b, misma que nos da un resultado  $k_h = 1.025$ .

Con los resultados anteriores ya podemos obtener la tensión crítica de flameo corregida, la cual es:

$$TCF_{\text{ corregida}} = \frac{TCF_{\text{ normal } k_d}}{k_h}$$

$$TCF_{\text{ corregida}} = \frac{572.32(1.1698)}{1.025}$$

$$TCF_{\text{ corregida}} = 653.17 \text{ kV}$$

La distancia de fase a tierra por sobretensiones de rayo se calcula a partir de la expresión

$$TCF_{\text{ corregida}} = K_3 d$$

donde:

- d = Distancia de fase a tierra.
- $K_3$  = Factor de electrodo (GAP). Especificación CFE L0000-06

despejando  $d$

$$d = \frac{653.17 \text{ kV}}{550 \text{ kV/m}}$$

$$d = 1.187 \text{ m}$$

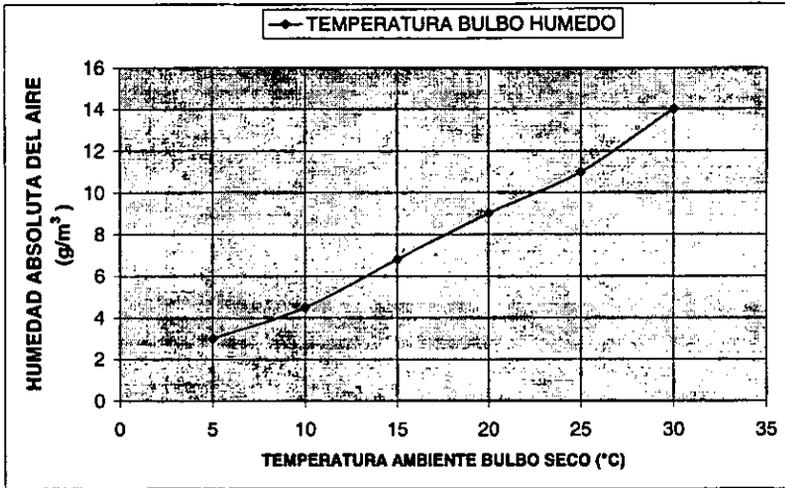


Figura 3.7 Tabla Psicométrica

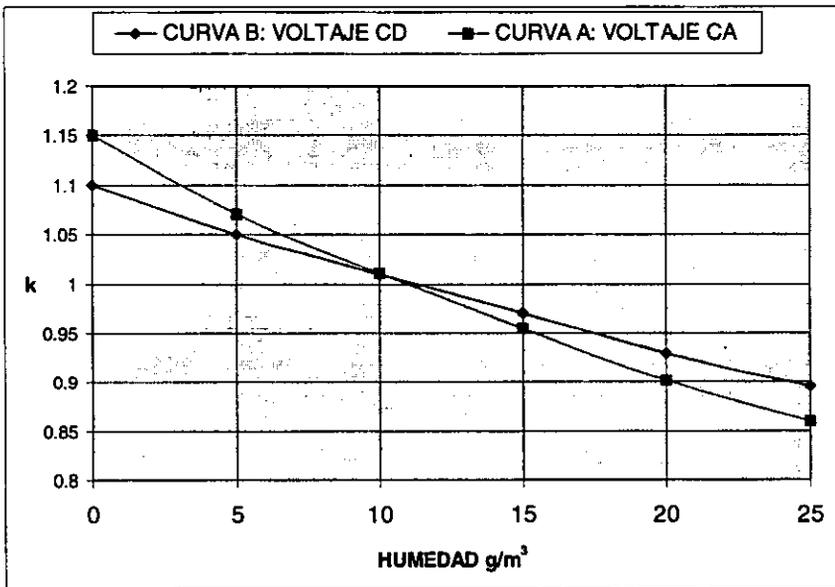


Figura 3.8 Gráfica para obtener factor por corrección por humedad  $K_h$

A partir de esta relación, se puede determinar el número de aisladores, por rayo, que debe tener una cadena, mínimo; debe verificarse por contaminación.

El número de aisladores se determina de acuerdo a la tabla 3.5, la cual presenta las características de flameo por impulso para cadenas de aisladores, tomando la columna del aislador estándar clave CA-501, los valores promedio del 50% de valores de flameo por impulso, obtenemos el resultado de 7 aisladores para la tensión crítica de flameo normal y para la tensión crítica de flameo corregida corresponden 8 aisladores, por lo tanto se considera la cadena de 8 aisladores tipo estándar CA-501.

Dist. diag x espacio		254 mm x 146 mm							
No. de unidades	Valores promedio				Valores mínimos				
	Flameo a baja frecuencia (kV)		Tensión de flameo al impulso (kV)		Flameo a baja frecuencia (kV)		Tensión de flameo al impulso (kV)		
	Seco	Húmedo	Positivo	Negativo	Seco	Húmedo	Positivo	Negativo	
6	345	235	565	535	310	210	510	480	
7	390	270	645	605	350	245	580	545	
8	440	305	720	680	395	275	650	610	
9	485	340	790	760	435	305	710	685	
10	530	380	865	835	475	335	780	750	

Tabla 3.5 Características de flameo por impulso para cadenas de aisladores

Ahora, considerando las dimensiones del aislador las cuales son de 254 X 146 mm; 254 mm de diámetro y 146 mm de altura, se debe obtener la longitud de la cadena de aisladores. De la siguiente expresión:

$$\text{Num. de aisladores} = \frac{\text{Distancia mínima}}{\text{altura / aislador}}$$

sustituyendo valores:

$$\text{Num. de aisladores} = \frac{1.187m}{0.146m} = 8.13 \text{ aisladores}$$

Por lo anterior en la distancia mínima de 1.187 metros caben hasta 8 aisladores, debido a esto no existen problemas en cuanto al número de aisladores obtenidos anteriormente.

### 3.7.7 Cálculo de la coordinación de aislamiento por contaminación.

La coordinación de aislamiento por contaminación se realiza debido a que los contaminantes que se depositan en los aisladores provocan las tensiones de flameo, provocando la salida de la línea, tal como se explico anteriormente en el punto 3.7.1.

El valor de densidad equivalente de sal depositada que consideraremos debido a las condiciones que rodean la línea, en este caso la línea pasará por zonas que no existen asentamientos urbanos ni industrias que emitan polvos contaminantes, tomaremos el valor de DESD de 0.03 mg/cm<sup>2</sup> (tabla 3.2).

El cálculo de aisladores por contaminación es el siguiente:

$$\text{Num. de aisladores} = \frac{kV_{max} (1.1)}{\sqrt{3} (kV / \text{unidad})}$$

donde:

- kV<sub>max</sub> = Tensión máxima de diseño del equipo.
- 1.1 = Factor de seguridad del 10%.
- kV/unidad = kV que soporta cada unidad de aislador.

Sustituyendo valores:

$$\text{Num. de aisladores} = \frac{123kV_{max} (1.1)}{\sqrt{3} (11.9kV / \text{unidad})} = 6564 \text{ unidades} \cong 7 \text{ unidades}$$

El valor de 11.9 kV/unidad se obtuvo de la figura 3.9, curva del aislador CA-501 estándar.

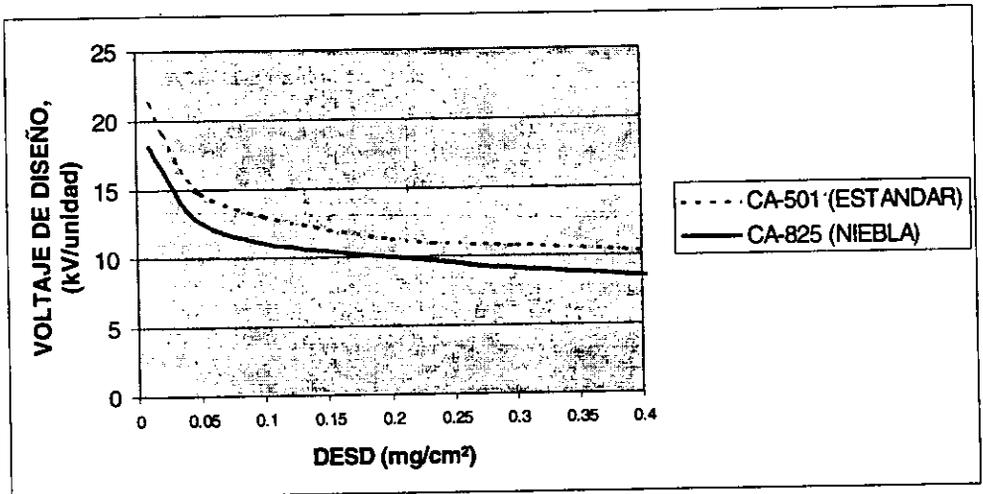


Figura 3.9

Ahora considerando el aislador tipo niebla CA-825 se obtiene el siguiente resultado:

$$\text{Num. de aisladores} = \frac{123kV_{max} (1.1)}{\sqrt{3} (14.8kV / \text{unidad})} = 5.278 \text{ unidades} \cong 6 \text{ unidades}$$

Haciendo una tabla comparativa de los resultados anteriores tenemos:

TIPO AISLADOR	RESUMEN DE AISLAMIENTO	
	ESTÁNDAR CA-501	NIEBLA CA-825
NUM. DE UNIDADES	7	6
TIPO DE ARREGLO	I	I

Tomando los resultados anteriores nos referimos a las siluetas de las estructuras mostradas en la figura 1.4 y 1.5, para verificar que las longitudes de las cadenas de los aisladores no sobrepasen las distancias mínimas de seguridad. Para el aislador tipo estándar (CA-501), cuyas dimensiones son de 146 mm de alto y 254 mm de ancho, se tienen siete unidades que dan una longitud de 1.022 m, lo cual es menor a la distancia de fase a tierra cuando la cadena de aisladores oscila 30°, misma que es de 1.5 m; debido a lo anterior no existe ningún inconveniente en que sean usados este tipo de aisladores.

# CAPITULO 4

## 4. CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA LA LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS

---

---

### 4.1 *CONDICIONES REGLAMENTARIAS*

En general, una línea de transmisión es un medio necesario para transportar energía eléctrica desde las plantas generadoras hasta los centros de consumo y de subestación a subestación para elevar o disminuir el nivel de tensión.

Por la magnitud del bloque de energía eléctrica a transportar y a la considerable distancia entre los puntos de conexión, técnicamente conviene efectuar la transmisión a altas tensiones; las cuales en nuestro país tienen valores que van de los 13.2 hasta 400 kV.

#### 4.1.1 **Causas que originaron la reglamentación de líneas de transmisión.**

En virtud de que las líneas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión, en la mayoría de los casos se construyen cruzando superficies e instalaciones de diversas naturalezas, su construcción, operación y mantenimiento está sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos, los cuales están contenidos en Normas y Reglamentos de carácter federal, a fin de conservar la seguridad y la salud del público y de los trabajadores, así como preservar el medio ambiente.

#### 4.1.2 **Norma Oficial Mexicana.**

Uno de los conjuntos de requisitos que se aplican durante el proyecto, construcción y operación de las líneas de transmisión de alta tensión, son los estipulados en el Artículo 2204 de la **NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEMP-1994, RELATIVA A LAS**

---

---

## **INSTALACIONES DESTINADAS AL SUMINISTRO Y USO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**, denominadas "alturas de conductores y partes vivas de equipo, sobre el suelo, agua y vías férreas".

Los requisitos de este Artículo se refieren a la altura mínima que deben guardar los cables conductores desnudos de las líneas de transmisión aéreas con respecto al suelo, agua y la parte superior de los rieles de las vías férreas, así como a la altura mínima de las partes vivas de equipo sobre el suelo: cada uno de estos requisitos se describe a continuación.

### **4.1.3 Alturas mínimas de conductores sobre el suelo, agua y vías férreas.**

- a) Altura mínima que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión a alta tensión con respecto al hongo del riel de los ferrocarriles. Esta distancia tiene por objeto permitir el libre tránsito del ferrocarril de modo tal que no represente ningún peligro inclusive para los garroteros que en un momento dado pueden encontrarse parados en la cima de los furgones durante su paso por las líneas de transmisión.
- b) Altura mínima que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión a alta tensión con respecto a la carpeta asfáltica de una carretera, calle o camino. El propósito de esta distancia es el de permitir el libre tránsito de vehículos automotores sin que signifique ningún peligro para el personal que usa tales unidades como medio de transporte o de carga.
- c) Altura mínima que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión a alta tensión con respecto al piso, en espacios no transitados por vehículos, o sea, áreas transitadas exclusivamente por peatones. Esta distancia tiene como propósito permitir el paso libre de personas de modo tal que no represente ningún peligro para su vida, durante el funcionamiento de la línea a su tensión nominal.
- d) Altura mínima que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión a alta tensión con respecto a la superficie de aguas donde no esté permitida la navegación. Esta distancia tiene como fin el de evitar acercamientos peligrosos al espejo del agua, de manera tal que puedan producir fugas de corrientes a tierra.
- e) Altura mínima que deben guardar los cables conductores de las líneas de transmisión a alta tensión con respecto a la superficie de aguas navegables incluyendo ríos, lagos, presas y canales. Esta distancia sirve para permitir el libre tránsito de embarcaciones por debajo de los cables energizados sin que se produzca ningún peligro durante la operación de la línea a su tensión normal.
- f) Altura mínima que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión de alta tensión con respecto a carreteras, calles o callejones de zonas urbanas. El objetivo de esta distancia de seguridad es similar al mencionado en el párrafo (b).

g) Altura mínima que deben guardar los cables conductores de las líneas de transmisión con respecto a caminos u zonas rurales donde es difícil que los vehículos crucen bajo la línea.

Esta distancia tiene como finalidad permitir el paso libre de personas y animales bajo los cables energizados de manera tal que no represente ningún peligro para su vida.

#### **4.2 SEPARACIÓN VERTICAL ENTRE CONDUCTORES SOPORTADOS EN DIFERENTES ESTRUCTURAS.**

Otro de los conjuntos de requisitos que se aplican durante el proyecto, construcción y operación de las líneas de transmisión, son los estipulados en el Artículo 2203 de la NOM-001-SEMP-1994, denominadas "Separación entre conductores soportados en diferentes estructuras".

Los requisitos de este Artículo se refieren a la separación vertical mínima que deben tener los conductores desnudos energizados de las líneas de transmisión, de comunicación, retenidas, mensajeros y conductores suministradores de trolebuses y trenes eléctricos, cada uno de estos requisitos se describe en forma general a continuación.

- 1) Separación vertical que deben guardar los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a retenidas, cables de guarda y conductores neutros de otras líneas. Tiene como fin esta separación el de evitar posibles accidentes a personal de mantenimiento que actúe en las retenidas, cables de guarda y conductores neutros.
- 2) Separación vertical que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a conductores de líneas de comunicación como el teléfono y el telégrafo. Esta separación sirve para evitar interferencia electromagnética en las segundas, así como permitir el mantenimiento de las mismas líneas de comunicación sin el menor riesgo posible para el personal que se encarga de realizar esos trabajos.
- 3) Separación vertical que deben tener guardar los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a conductores suministradores aislados, con tensiones de operación de 0 a 750 volts. El objetivo de esta separación es de evitar un acercamiento peligroso para el personal encargado del mantenimiento de las líneas de baja tensión.
- 4) Separación vertical que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a cables conductores suministradores en línea abierta con tensiones de operación de 0 a 750 volts. Es propósito de esta separación el mantener una distancia de seguridad entre los conductores de ambas líneas de modo tal que aunque sean desplazados por efectos del viento se mantengan distantes, y permitan además el acceso del personal de mantenimiento sin que haya ningún peligro durante los trabajos a realizar.
- 5) Separación vertical que deben guardar los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a los cables conductores suministradores en línea abierta con tensiones de operación de más de 750 volts y hasta 22000 volts. Esta distancia tiene una finalidad similar a la

descrita en el párrafo 4); además de que al tratarse de líneas de alta tensión, se evite la inducción electromagnética mutua.

- 6) Separación vertical que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a conductores suministradores de trolebús y trenes eléctricos, sus retenidas y mensajeros. Tiene como fin primordial esta separación el de evitar inducción electromagnética que afecte substancialmente el funcionamiento de los trolebuses y trenes eléctricos, así como sobre los mismos trolebuses y trenes los cuales son medios de transportación humana y de carga.

En la siguiente tabla se muestran las separaciones descritas anteriormente.

	RETENIDAS, CABLES DE GUARDA Y CONDUCTORES NEUTROS.	CONDUCTORES DE COMUNICACIÓN Y MENSAJEROS	CABLES SUMINISTRADORES AISLADOS DE 0 A 750 V	CONDUCTORES SUMINISTRADORES EN LÍNEA ABIERTA DE 0-750 V Y CABLES SUMINISTRADORES AISLADOS MAYORES DE 750 V	CONDUCTORES SUMINISTRADORES A LÍNEA ABIERTA DE MÁS DE 750 V Y HASTA 22 kV
RETENIDAS, CABLES DE GUARDA Y CONDUCTORES NEUTROS	0.60	0.60	0.60	0.60	1.20
CONDUCTORES DE COMUNICACIÓN Y MENSAJEROS.	0.60	0.60	0.60	1.20	1.80
CABLES, SUMINISTRADORES AISLADOS DE 0-750V	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
CABLES SUMINISTRADORES EN LÍNEA ABIERTA DE 0 A 750V Y C. SUMINISTRADORES AISLADOS MAYORES DE 750V	0.60	1.20	1.20	0.60	0.60
CONDUCTORES SUMINISTRADORES EN LÍNEA ABIERTA DE MÁS DE 750V Y HASTA 22 kV	1.20	1.80	1.20	1.20	0.60
CONDUCTORES SUMINISTRADORES DE TROLEBÚS Y TRENES, SUS RETENIDAS Y MENSAJEROS	1.20	1.20	1.20	1.20	1.80

Tabla 4.1

### 4.3 DISTANCIAS VERTICALES PARA LÍNEAS DE 115, 230 Y 400 KV.

Conviene aclarar que las tablas anteriores contienen valores que son útiles para los casos de líneas de transmisión con tensiones de operación hasta de 22,000 volts (22 kV).

Para el caso de líneas de transmisión, con tensiones normalizadas de transmisión de 115, 230 y 400 kV, los valores se muestran en la tabla siguiente.

TIPO DE PISO Y/O VÍA	115 kV	230 kV	400 kV
ÁREAS DE ACCESO A PEATONES	6.70	8.25	10.65
VÍAS FÉRREAS	10.65	11.90	14.30
CARRETERAS- CALLES- CAMINOS	8.55	9.77	12.20
CAMPOS DE CULTIVO (*)	7.00	8.55	10.95
A LO LARGO DE VÍAS EN DISTRIBUCIONES RURALES	7.60	9.15	11.25
CULTIVO DE CAÑA	10.40	11.30	12.70

TIPO DE CONDUCTORES CRUZADA	115 kV	230 kV	400 kV
LÍNEAS DE COMUNICACIÓN	3.35	4.58	7.00
LT. HASTA 50 kV	2.74	3.66	6.10
LT 69 kV	2.93	3.85	6.29
LT 115 kV	3.39	4.31	6.75
LT 138 kV	3.62	4.54	6.98
LT 161 kV	3.85	4.77	7.21
LT 20 kV	4.54	5.46	7.90
LT 400 kV	6.24	7.16	9.60

Tabla 4.2 Altura vertical mínima en metros de los conductores sobre el piso o rieles, para estructuras en el perfil topográfico (50° C, sin viento, flecha final)

(\*) El NESC (Código De Seguridad Eléctrica) no especifica la separación que deberá conservarse al cruzar campos de cultivo, por lo que se recomienda se le informe a CFE los tipos de cultivo por los que cruza la l.t. a fin de que se indiquen los libramientos correspondientes.

### 4.4 DERECHO DE VÍA.

Otro de los requisitos que se aplican en el proyecto, construcción y operación de las líneas de transmisión, de alta tensión, es el conocido como "DERECHO DE VÍA".

El Derecho de Vía es una faja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje coincide con el central longitudinal de las estructuras o con el trazo topográfico.

Los objetivos del Derecho de Vía son: disponer del área bajo los cables conductores de tal manera que permitan su adecuada operación con la máxima confiabilidad y el menor índice de salidas, en beneficio del servicio público eléctrico. Facilitar su inspección y mantenimiento con las mínimas interferencias. Proporcionar la seguridad necesaria a los residentes que se ubiquen en la vecindad de las líneas, para evitar la posibilidad de accidentes, debido a una tensión eléctrica mortal por contacto directo o por fenómenos de inducción.

#### **4.4.1 Requisitos que deben cumplirse para que el derecho de vía sea funcional.**

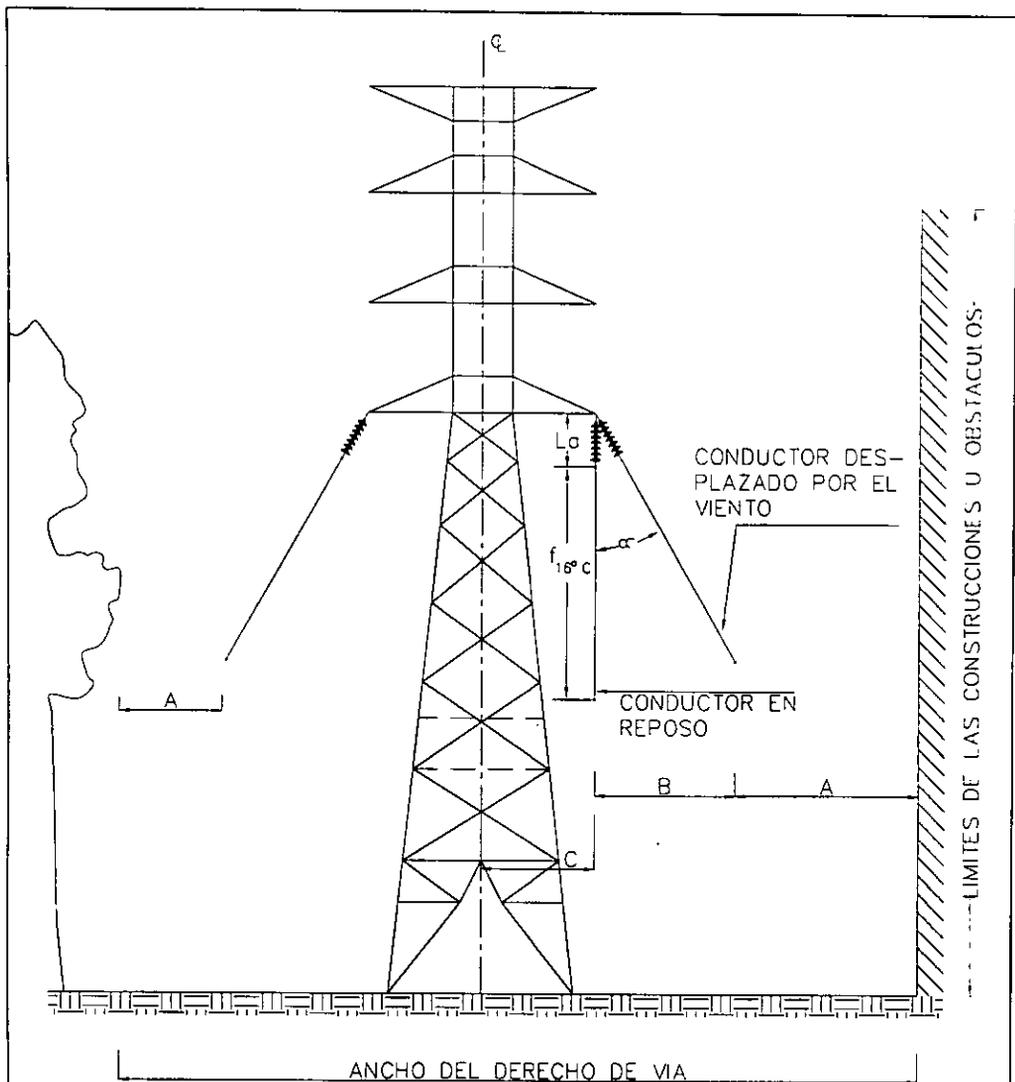
Dentro del área que ocupa el Derecho de Vía, no deben existir obstáculos ni construcciones de ninguna naturaleza pudiendo excepcionalmente aceptarse vialidades y áreas verdes que no contengan árboles, previa autorización técnica y jurídica de las autoridades correspondientes.

#### **4.4.2 Parámetros que influyen en la determinación del Derecho de Vía.**

El ancho de derecho de vía está integrado por el doble de la suma de las siguientes distancias: separación horizontal mínima eléctrica de seguridad (distancia A); proyección horizontal de la flecha del conductor y de la longitud de la cadena de aisladores de suspensión (en su caso), según el ángulo de oscilación que produce la presión de viento (distancia B); del eje de la estructura al conductor extremo en reposo (distancia C).

Estos parámetros varían de acuerdo con:

- a) la tensión eléctrica nominal
- b) el calibre del conductor
- c) la magnitud de la presión del viento
- d) el tipo de estructura
- e) la zona en que se localice la línea
- f) la altitud con respecto al nivel del mar en que se ubique la línea



$$\text{ANCHO DEL DERECHO DE VIA} = 2 ( A + (L_a + f_{16^\circ c}) \text{SEN } \alpha + C )$$

INTEGRACION DEL DERECHO DE VIA
ESCALA: SIN
FIGURA: 4.1

#### 4.5 CÁLCULO MECÁNICO DE CABLES.

Los conductores de las líneas de transmisión eléctricas no son hilos, sino cables, que no son homogéneos, ya que los que se utilizan en la actualidad, de aluminio-acero, son heterogéneos.

Los cables de protección (hilo de guarda) son de acero; es decir, homogéneos.

El cálculo mecánico de unos y otros es el mismo, pero el de los heterogéneos hay que hacerlo en función del módulo de elasticidad y del coeficiente de dilatación, correspondientes a la proporción en que se encuentren el aluminio y el acero.

Los valores del módulo y el coeficiente citados serán los que facilite como datos el fabricante del cable.

Tanto los conductores como los cables de guarda de las líneas eléctricas aéreas están sometidos a la influencia de:

- Las variaciones de la temperatura ambiente.
- La acción del viento.
- La acción de los manguitos de hielo.

Estas magnitudes de origen climatológico actúan sobre los cables modificando la tensión mecánica que se dio a los mismos cuando se hizo su tendido.

Las variaciones de la temperatura alteran la longitud de aquellos, haciéndola mayor o menor, o sea, produciendo alargamientos o acortamientos. Si la temperatura aumenta, la longitud del cable será mayor, la flecha también y simultáneamente disminuirá la tensión mecánica.

Si por el contrario, baja, la longitud de aquél será menor, la flecha disminuirá y del modo simultáneo aumentará la tensión mecánica.

Las modificaciones de la longitud de un cable se producen en función del coeficiente  $\alpha$  de dilatación lineal del mismo.

La tensión mecánica que al variar produce una alteración de la longitud del cable es función del alargamiento elástico, que es la inversa del módulo  $E$  de la elasticidad del cable.

El viento actúa como si se tratase de una sobrecarga, ya que al sumarse geoméricamente con el peso propio del cable, hace que el efecto sea el de aumento aparente de dicho peso propio.

Un manguito de hielo supone otra sobrecarga, de acción vertical, que se suma aritméticamente al peso propio del cable.

En todos los casos considerados se supone que el vano entre apoyos permanece invariable.

De lo expuesto se deduce que es necesario tener en cuenta las variaciones de temperatura y los sobrecargas que puedan presentarse, para que en todo momento se cumplan las prescripciones reglamentarias, como son las de tensión máxima admisible, flechas (verticales o inclinadas), libramientos, etc.

La distribución de apoyos de una LT se realiza en el perfil topográfico. Esta localización de estructuras se hace con la ayuda de una plantilla de acrílico. Esta plantilla será el molde de la catenaria, la cual debe ser dibujada a las mismas escalas de los planos del perfil, las cuales son:

Horizontal	1:2000
Vertical	1:500

En dicha plantilla se dibujan una serie de curvas las cuales son definidas por diferentes hipótesis consideradas en el cálculo mecánico del cable.

Al desarrollar las hipótesis, mismas que varían de acuerdo a la región a excepción de la primera (50° C sin sobrecarga), se determinan dos conceptos:

1) Hipótesis para la cual se presenta la mayor flecha, es decir, cuando más holgado está el cable. En esta siempre se tiene la menor tensión mecánica en el cable y por consiguiente el máximo coeficiente de seguridad. Con esta hipótesis se trazará la **CURVA CALIENTE**.

2) Hipótesis más desfavorable. Esta se refiere principalmente a la condición de carga para la cual se presenta el menor coeficiente de seguridad. Esto significa que con un coeficiente mínimo, la tensión en el cable será la máxima debido a la contracción que sufre el mismo de modo que se debe tener especial cuidado que al estudiar esta condición no sobrepase el límite de la capacidad de carga de las estructuras ni del cable mismo. Con esta condición se trazará la **CURVA FRÍA**.

## **CURVA CALIENTE**

También llamada Curva de Flechas Máximas Verticales es la que adopta el cable al presentarse las condiciones de mayor flecha.

En los cables conductores, esta flecha máxima se presenta sólo por el efecto de alta temperatura sin sobrecarga, ya sea de viento y/o hielo. En México, las regiones con mayor temperatura registran poco arriba de los 40°C en ciertas temporadas del año, de tal forma que en cualquier proyecto de L.T. la temperatura máxima será de 50°C por seguridad durante la operación de la línea. En esta temperatura no hay sobrecarga de viento y mucho menos de hielo.

## CURVA FRÍA.

También se le conoce como Curva de Flechas Mínimas Verticales. Esta curva es de gran importancia en el diseño de una L.T. sobre todo en las zonas montañosas.

Esta curva representa la forma que tendrá el cable cuando se presenten las condiciones más adversas, es decir con temperatura mínima.

Localizados los apoyos sobre el perfil longitudinal sirviéndose de la curva caliente, es necesario comprobar cuales de aquellos podrán ser sometidos a una Sollicitación Ascendente ó Jalón de Hielo (aunque no necesariamente debe existir hielo) al presentarse las condiciones de flecha mínima vertical.

Esta es la razón por la que se debe contar con la curva fría. Un apoyo sometido a una sollicitación ascendente tiende a ser "arrancado" de sus anclajes en el empotramiento. Claro que antes que esto suceda, las cadenas de suspensión quedarán dobladas y las de tensión se declinan aún más pudiendo llegar a alcanzar una posición tal que los conductores se aproximen excesivamente al apoyo que los soporta y se pueda crear una falla a tierra.

Teniendo definidas estas dos curvas, se procede a dibujar la plantilla.

En la plantilla se comienza dibujando la curva caliente. Paralelas a esta curva se trazarán otras siete (7) curvas exactamente iguales a la primera, pero desplazadas a una distancia tal que represente respectivamente la flecha máxima vertical, que admite el apoyo de alineación en terreno llano o Curva de libramiento, este libramiento deberá ser el adecuado para el paso de peatones, el cual varía de acuerdo a la tensión de operación (ver tabla 4.2), este libramiento se tomará a partir del punto más bajo de la curva caliente.

Con la misma curva caliente se trazarán también curvas que representan los diferentes niveles de las estructuras N-2, N-1, N+0, N+1, N+2, N+3, N+4 (figura 1.4).

Se deberá trazar por último la curva fría cuyo punto más bajo se hace coincidir con el punto más bajo de la curva caliente, aunque esto no es realmente necesario pero sí que sus respectivos vértices coincidan sobre el mismo eje vertical.

Por último se deben indicar los siguientes datos:

- a) Nombre de la línea
- b) Tipo de conductor
- c) Tensión y parámetro a 50°C
- d) Escalas horizontal y vertical.

Para el cálculo mecánico del conductor se deben describir las ecuaciones a emplear para obtener la Tensión y el Parámetro, así como el significado de sus variables.

#### 4.6 ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

En la siguiente figura se ilustran las cargas que actúan sobre la catenaria. La ecuación surge a partir de estas cargas y procedimientos matemáticos muy laboriosos, los cuales no son objeto de nuestro estudio<sup>1</sup>.

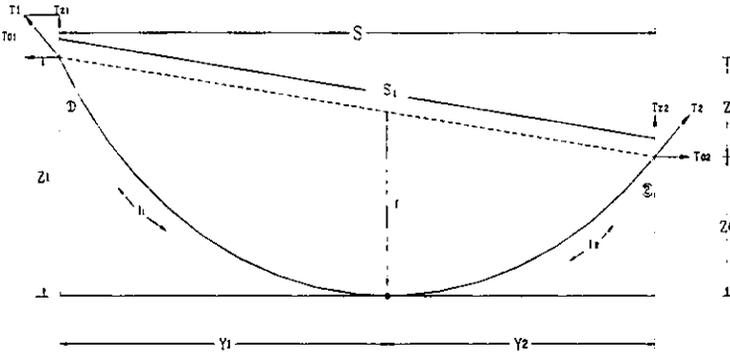


Figura 4.2 Cargas actuantes sobre una catenaria.

En este esquema, se tiene la siguiente nomenclatura:

- $T_1$  Tensión mecánica en kg sobre el apoyo 1 cuyas componentes son  $T_{01}$  y  $T_{z1}$
- $T_2$  Tensión mecánica en kg sobre el apoyo 2 cuyas componentes son  $T_{02}$  y  $T_{z2}$
- $Z_1$  Cota vertical del apoyo 1, en metros
- $Z_0$  Cota vertical del apoyo 2, en metros
- $Z$  Desnivel entre apoyos, en metros
- $S$  Longitud del claro
- $Y_1$  Cota horizontal del apoyo 1, en metros
- $Y_2$  Cota horizontal del apoyo 2, en metros
- $l_1$  Longitud del cable desde el apoyo 1 hasta el vértice, en metros
- $l_2$  Longitud del cable desde el apoyo 2 hasta el vértice, en metros

La ecuación de cambio de estado es como sigue:

<sup>1</sup> Referirse a Líneas de Transporte de Energía Eléctrica, José Ma. Checa

$$T_2^3 \left[ T_2 + \frac{\gamma^2 S^2 m_1^2 E}{24 T_1^2} - T_1 + a E (t_2 - t_1) \right] = \frac{m_2^2 \gamma^2 S^2 E}{24}$$

que es una ecuación de tercer grado, que es de la forma

$$x^3 (x + A) = B$$

#### 4.6.1 Significado de las variables para los cálculos.

A continuación se describen todas las variables involucradas en el estudio mecánico de una línea de transmisión.

$E_1$	Módulo de elasticidad inicial del cable	kg/mm <sup>2</sup>
$E_2$	Módulo de elasticidad final del cable	kg/mm <sup>2</sup>
$\gamma$	Peso unitario del cable entre el área	kg/m-mm <sup>2</sup>
$H_1$	Tensión en condiciones iniciales	kg
$H_2$	Tensión en condiciones finales	kg
$m_1$	Sobrecarga en el cable en condiciones iniciales	
$m_2$	Sobrecarga en condiciones finales	
$t_1$	Temperatura de control inicial	°C
$t_2$	Temperatura de control final	°C
$T_1$	Esfuerzo en el cable en condiciones iniciales	kg/mm <sup>2</sup>
$T_2$	Esfuerzo en condiciones finales	kg/mm <sup>2</sup>
$W_h$	Peso de la capa de hielo acumulada en el cable	kg/m <sup>2</sup>
$W_v$	Fuerza del viento sobre el cable	kg/m <sup>2</sup>
$W_c$	Peso del conductor por unidad lineal	kg/m
$\alpha$	Coefficiente de dilatación lineal	1/°C
$S$	Claro base	m
$A$	Área total del conductor	mm <sup>2</sup>

Las ecuaciones básicas son las que siguen:

1.	Tensión en condiciones iniciales .	$H_1 = \frac{W_c S^2}{8f_1}$
2.	Componente horizontal del esfuerzo en condiciones iniciales	$T_1 = \frac{H_1}{A}$
3.	Peso unitario del cable entre el área	$\gamma = \frac{W_c}{A}$
4.	Parámetro para el cálculo del esfuerzo en condiciones finales	$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E}{24}$
5.	Parámetro para el cálculo del esfuerzo en condiciones finales	$\bar{B} = \alpha E$
6.	Parámetro para el cálculo del esfuerzo en condiciones finales	$\bar{M} = \bar{A} \left( \frac{Sm_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 + t_1)$
7.	Parámetro para el cálculo del esfuerzo en condiciones finales	$\bar{N} = \bar{A}(Sm_2)^2$
8.	Componente horizontal del esfuerzo en condiciones finales	$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N}$
9.	Tensión buscada en condiciones finales	$H_2 = T_2 A$
10.	Flecha del cable en condiciones iniciales (libramiento mínimo)	$f_1$
11.	Flecha del cable en función de $H_2$	$f_2 = \frac{W_c S^2}{8H_2}$
12.	Parámetro	$P = \frac{H_2}{W_c}$

Todas las modificaciones que deban preverse en el funcionamiento mecánico de las líneas se reflejan en una relación entre ellas, que se llama ecuación de cambios de estado.

El significado de los parámetros que influyen en esta ecuación han sido descritos anteriormente. Ahora, esta ecuación puede ser empleada tanto para operación (empleando  $E_2$  y  $\alpha_2$ ) como para montaje (empleando  $E_1$  y  $\alpha_1$ ).

Si en el estado correspondiente a las condiciones del subíndice 2 hubiera sobrecarga de viento o de hielo,  $m_2$  será el coeficiente que hayamos calculado para el caso del viento o hielo, respectivamente.

Si no hubiere sobrecarga,  $m_2$  valdrá la unidad.

La ecuación de cambio de estado nos servirá para determinar el esfuerzo y con ello la tensión y flecha del cable para ciertas condiciones climatológicas actuando sobre éste a partir de otras condiciones que llamaremos Condiciones Iniciales o de Partida, denotadas con el subíndice 1.

#### 4.6.2 Peso de un cable.

Como el peso de un cable debe tomarse el que dé el catálogo del fabricante que ofrezca suficiente garantía.

Se expresa en kg/m o en kg/km

#### 4.6.3 Sobrecargas en los cables.

Las sobrecargas en los cables son debidas a la acción del viento, o al peso del manguito de hielo.

##### 4.6.3.1 Sobrecarga de viento.

El valor de la sobrecarga de viento se calcula como a continuación se expone.

Llamemos :

$P$  = presión del viento en  $\text{kg/m}^2$  de sección longitudinal del cable

$d$  = diámetro del cable, en metros.

$s$  = sección del cable, en metros cuadrados.

$\gamma$  = peso del cable en  $\text{kg/m-mm}^2$  de sección.

La acción horizontal del viento (fig. 4.3) vale:

$$W_v = P d \quad \text{kg/m}$$

Esta acción horizontal, compuesta con la vertical del peso propio del cable:

$$W_c = W_s \quad \text{kg/m}$$

da como resultante el llamado peso aparente del cable

$$p' = \sqrt{\omega_c^2 + \omega_v^2} \quad \text{kg/m}$$

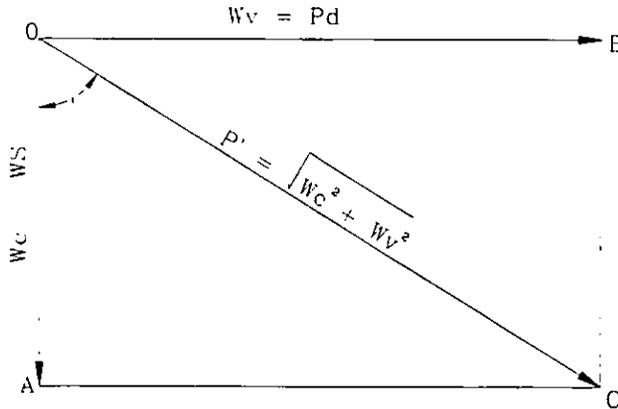


Figura 4.3 Peso aparente de un cable con sobrecarga de viento.

Para expresar el valor de la presión de viento en función de la velocidad del mismo existen diversas fórmulas.

#### 4.6.4 Sobrecarga de hielo.

La sobrecarga de la capa de hielo tiene un doble efecto. Se suma aritméticamente con el peso propio del cable y aumenta el diámetro de la superficie batida por el viento.

Normalmente no se considera simultáneamente hielo y viento, de tal modo que solo se toma en cuenta el primer efecto; esto debido a que con grandes velocidades de viento, la capa de hielo no es capaz de mantenerse sobre el cable. En este caso tenemos:

$$W_h = \text{peso de la capa de hielo en kg/m.}$$

Este peso será el siguiente:

$$p' = W_c + W_h$$

El peso de la capa de hielo se calcula como sigue:

$$A_{\text{total}} = A_{\text{conductor}} + A_{\text{hielo}}$$

$$A_{\text{total}} = \frac{\pi}{4} (d_c + 2e)^2 = A_{\text{conductor}} + A_{\text{hielo}}$$

el peso específico del hielo es  $917 \text{ kg/m}^3$  y despejando  $A_{\text{hielo}}$ , tenemos:

$$W_{\text{hielo}} = \gamma_{\text{hielo}} A_{\text{hielo}}$$

$$W_{\text{hielo}} = 917 \left[ \frac{\pi}{4} (d_c + 2e)^2 - A_{\text{conductor}} \right]$$

El diagrama de fuerzas es como el que se indica en la figura 4.4

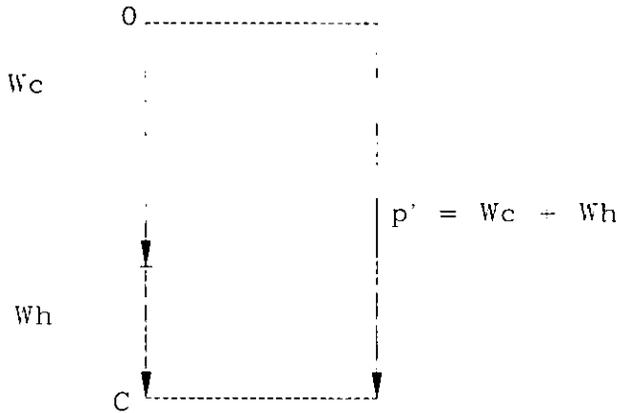


Figura 4.4 Peso aparente de un cable con sobrecarga de manguito de hielo

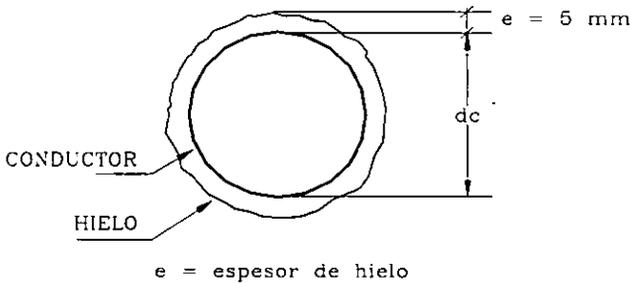


Figura. 4.5 Capa de hielo formada sobre el conductor

#### 4.6.5 Sobrecargas simultáneas de viento y hielo.

Aunque no se consideran simultaneidad de sobrecargas de viento y hielo, se expondrá el caso en que hubiese que proceder así.

Con simultaneidad citada, la sobrecarga de manguito de hielo tendría un doble efecto, ya que el peso de este último se sumaría al propio del cable batida por el viento.

Si con la notación que hemos utilizado designamos con:

$$e = \text{espesor del manguito de hielo, en metros}$$

$$\omega''S = \text{peso del manguito de hielo, en kg/m}$$

la acción del viento sería (figura 4.6)

$$W_v = P(d + 2e) \quad \text{kg/m}$$

la acción vertical debida a la suma del peso propio y del manguito valdría

$$W_c + W_h = \omega S + \omega''S \quad \text{kg/m}$$

con lo que la resultante, o peso aparente, sería

$$p'' = \sqrt{(\omega + \omega'')^2 S^2 + [P(d + 2e)]^2} \quad \text{kg/m}$$

o lo que es lo mismo

$$p'' = \sqrt{(W_c + W_h)^2 + W_v^2} \quad \text{kg/m}$$

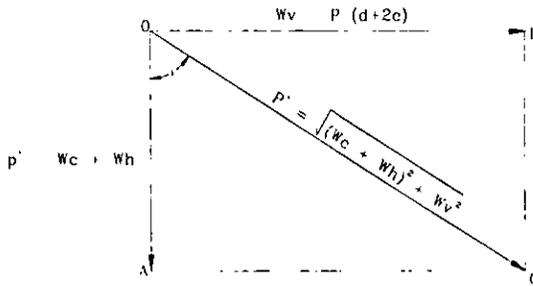


Figura 4.6 Peso aparente de un cable con sobrecargas simultáneas de viento y manguito de hielo

#### 4.6.6 Coeficiente de Sobrecarga

Se llama coeficiente de sobrecarga de un cable a la relación entre los pesos aparente y propio del mismo, es decir:

$$m' = \frac{p'}{W_c}$$

Las sobrecargas y pesos aparentes en los tres casos considerados son:

Sobrecarga en kg/m	Peso aparente en kg/m
De viento	$p' = \sqrt{W_c^2 + W_v^2}$
De hielo	$p' = W_c + W_h$
De viento y hielo simultáneos	$p'' = \sqrt{(W_c + W_h)^2 + W_v^2}$

Las fórmulas para el cálculo del coeficiente de sobrecarga en los tres casos acabados de considerar son las siguientes:

Sobrecarga de	Coeficiente de sobrecarga
Viento	$m' = \frac{p'}{W_c} = \frac{\sqrt{W_c^2 + W_v^2}}{W_c}$
Hielo	$m' = \frac{p'}{W_c} = \frac{W_c + W_h}{W_c}$
Viento y hielo simultáneos	$m'' = \frac{p''}{W_c} = \frac{\sqrt{(W_c + W_h)^2 + W_v^2}}{W_c}$

Bajo la acción del viento transversal normal a la línea, el cable batido por el mismo se inclinará, como hemos visto, y su plano formará con el vertical que pase por los dos puntos de sujeción del cable un ángulo  $i$  (figuras 4.3 y 4.6), definido por:

En el caso de la figura 4.3

$$\operatorname{tg} i = \frac{W_v}{W_c}$$

o bien

$$\cos i = \frac{W_c}{p'} = \frac{\omega S}{\omega' S} = \frac{\omega}{\omega'} = \frac{1}{m'}$$

En el caso de la figura 4.6 tenemos que:

$$\operatorname{tg} i = \frac{W_c}{p'}$$

y

$$\cos i = \frac{p'}{p''} = \frac{\omega' S}{\omega'' S} = \frac{\omega'}{\omega''}$$

En resumen, el efecto del viento será el de inclinar el plano del cable, elevando a este último.

La flecha no será vertical, sino inclinada el ángulo  $i$ , acabado de definir.

#### 4.6.6.1 Determinación de la velocidad de diseño, $V_D$ .

La velocidad de diseño,  $V_D$  es la velocidad a partir de la cual se calculan los efectos del viento sobre la estructura o sobre un componente de la misma.

La velocidad de diseño, en km/h se obtendrá de acuerdo a la ecuación:

$$V_D = F_t F_\alpha V_R$$

En donde

$F_t$  es un factor que depende de la topografía del sitio, adimensional.

$F_\alpha$  el factor que toma en cuenta al efecto combinado de las características de exposición locales, del tamaño de construcción y de la variación de la velocidad con la altura, adimensional.

$V_R$  la velocidad regional que le corresponde al sitio en donde se construirá la estructura, en km/h.

#### Categorías de terrenos y clases estructuras.

En el análisis estático como en el dinámico intervienen factores que dependen de las condiciones topográficas y de exposición locales del sitio en donde se desplantará la estructura, así como su tamaño.

En la tabla 4.3 se encuentra la clasificación de los terrenos en función de la rugosidad.

En la tabla 4.4 se dividen las estructuras y los elementos que forman parte de ellas.

Cat	Descripción	Ejemplos	Limitaciones
1	Terreno abierto, prácticamente plano sin obstrucciones	Franjas costeras planas, zonas de pantanos, campos aéreos, pastizales y tierras de cultivo sin setos o bardas alrededor. Superficies nevadas planas.	La longitud mínima de este tipo de terreno en la dirección del viento debe ser de 2000m o 10 veces la altura de la construcción por diseñar.
2	Terreno plano u ondulado con pocas obstrucciones.	Campos de cultivo o granjas con pocas obstrucciones tales como setos o bardas alrededor, árboles o construcciones dispersas.	Las obstrucciones tienen alturas de 1.5 a 10 m, en una longitud mínima de 1500 m.
3	Terreno cubierto por numerosas obstrucciones estrechamente espaciadas.	Áreas urbanas, suburbanas y de bosques, o cualquier terreno con numerosas obstrucciones estrechamente espaciadas. El tamaño de las construcciones corresponde al de casas y viviendas.	Las obstrucciones presentan alturas de 3 a 5 m. La longitud mínima de este tipo de terreno en la dirección del viento debe ser de 500 m o 10 veces la altura de la construcción, la que sea mayor.

Tabla 4.3 Categoría del terreno según su rugosidad.

Clase	Descripción
A	Todo elemento de recubrimiento de fachadas, de ventanería y de techumbres y sus respectivos sujetadores. Todo elemento estructural aislado, expuesto directamente a la acción del viento. Así mismo, todas las construcciones cuya mayor dimensión, ya sea horizontal o vertical, sea menor que 20 metros.
B	Todas las construcciones cuya mayor dimensión, ya sea horizontal o vertical, varíe entre 20 y 50 metros.
C	Todas las construcciones cuya mayor dimensión, ya sea horizontal o vertical, sea mayor que 50 metros.

Tabla 4.4 Clase de estructura según su tamaño.

### Factor de exposición $F_z$ .

Este representa la variación de la velocidad del viento respecto a una altura  $Z$ , También considera el tamaño de la construcción y las características de exposición. Se calcula con la siguiente expresión:

$$F_a = F_c F_{rz}$$

en donde:

- $F_c$  Factor que determina la influencia del tamaño de la construcción, adimensional
- $F_{rz}$  el factor que establece la variación de la velocidad del viento con la altura Z en función de la rugosidad del terreno de las alrededores, adimensional.

#### Factor de tamaño $F_c$ .

Toma en cuenta el tiempo en que la ráfaga de viento actúa de manera efectiva sobre la estructura, en función de la clasificación de la estructura según su tamaño.

Clase de estructura	$F_c$
A	1.00
B	0.95
C	0.90

Tabla 4.5

#### Factor de rugosidad y altura $F_{rz}$ .

Establece la variación de la velocidad del viento respecto a la altura Z, que está en función de la categoría del terreno y del tamaño de la estructura.

Se obtiene de las siguientes fórmulas:

$$F_{rz} = 1.56 \left[ \frac{10}{\delta} \right]^\alpha \quad \text{si } Z \leq 10$$

$$F_{rz} = 1.56 \left[ \frac{Z}{\delta} \right]^\alpha \quad \text{si } 10 < Z < \delta$$

$$F_{rz} = 1.56 \quad \text{si } Z \geq \delta$$

en donde:

- $\delta$  es la altura, medida a partir del nivel del terreno de desplante, por encima de la cual la variación de la velocidad del viento no es importante y se puede suponer constante; a esta altura se le conoce como altura gradiente;  $\delta$  y Z están dadas en metros, y
- $\alpha$  el exponente que determina la forma de la variación de la velocidad del viento con la altura y es adimensional.

Los coeficientes  $\alpha$  y  $\delta$  están en función de la rugosidad del terreno (tabla 4.3) y del tamaño de la construcción (tabla 4.4). En la tabla 4.3 se consignan los valores que se aconsejan para estos coeficientes.

Categoría de terreno	Clase de estructura			$\delta$ (m)
	A	B	C	
1	0.099	0.101	0.105	245
2	0.129	0.131	0.138	315
3	0.156	0.160	0.171	390
4	0.170	0.177	0.193	455

Tabla 4.6 Valores de  $\alpha$  y  $\delta$

### Factor de topografía, $F_T$

Este factor toma en cuenta el efecto topográfico local del sitio en donde se desplantará la estructura.

Sitios	Topografía	$F_T$
Protegidos	Base de promontorios y faldas de serranías del lado de sotavento.	0.8
	Valles cerrados	0.9
Normales	Terreno prácticamente plano, campo abierto, ausencia de cambios topográficos importantes, con pendientes menores que 5%	1.0
Expuestos	Terrenos inclinados con pendientes entre 5 y 10 %, valles abiertos y litorales planos	1.1
	Cimas de promontorios, colinas o montañas, terrenos con pendientes mayores que 10%, cañadas cerradas y valles que formen un embudo o cañón, islas.	1.2

Tabla 4.7 Factor de topografía,  $F_T$

### Presión dinámica de base, $q_z$

Cuando el viento actúa sobre un obstáculo, genera presiones sobre su superficie que varían según la intensidad de la velocidad y la dirección del viento. La presión que ejerce el flujo del viento sobre una superficie plana perpendicular a él se denomina comúnmente **presión dinámica de base** y se determina con la siguiente ecuación:

$$q_z = 0.0048 G V_D^2$$

en donde:

$G$  es el factor de corrección por temperatura y por altura con respecto al nivel del mar, adimensional.

$V_D$  la velocidad de diseño, en km/h

$q_z$  la presión dinámica de base a una altura  $Z$  sobre el nivel del terreno, en  $\text{kg/m}^2$

El factor de 0.0048 corresponde a un medio de la densidad del aire y el valor de  $g$  se obtiene de la expresión:

$$G = \frac{0.392 \Omega}{273 + t}$$

en donde:

$\Omega$  es la presión barométrica, en mm de Hg, y

$t$  la temperatura ambiental en  $^{\circ}\text{C}$

En la tabla 4.8 se presenta la relación entre los valores de la altitud  $h_m$ , en metros sobre el nivel del mar, msnm, y la presión barométrica,  $\Omega$ .

Altitud (msnm)	Presión barométrica (mm de Hg)
0	760
500	720
1000	675
1500	635
2000	600
2500	565
3000	530
3500	495

Tabla 4.8. Relación entre la altitud y la presión barométrica.

Nota: Puede interpolarse para valores intermedios de la altitud,  $h_m$

La presión actuante sobre una construcción determinada,  $P_z$  en  $\text{kg/m}^2$ , se obtiene tomando en cuenta principalmente su forma y está dada, de manera general, por la ecuación:

$$P_z = C_p q_z$$

en donde C se denomina coeficiente de presión y es adimensional. Para el caso de cables el valor es de 1.2.

#### 4.6.6.2 Cálculo de la velocidad de diseño.

La velocidad de diseño se obtiene de :

$$V_D = F_t F_a V_R$$

$F_t = 0.8$  Factor de topografía

$F_a = F_c F_{rz}$  Factor de exposición

$F_c$  Factor que determina la influencia de la construcción

$F_{rz}$  Factor que establece la variación de velocidad de viento con la altura Z (factor de rugosidad y altura).

$V_R$  Velocidad regional

Categoría del terreno según su rugosidad 2

Clase de estructura según su tamaño B (20<T<50m)

Factor de tamaño 0.95

Altura total de la estructura nivel +0 29.65 m

Factor de rugosidad:

$$F_{rz} = 1.56 \left[ \frac{Z}{\delta} \right]^{\alpha} \quad \text{Si } 10 < Z < \delta$$

$$F_{rz} = 1.56 \left[ \frac{29.65}{315} \right]^{0.131} = 1.1447$$

$$V_D = 0.8 (0.95 \times 1.1447) (100) = 86.9972 \text{ km/h}$$

Presión dinámica de base  $q_z$ :

$$q_z = 0.0048 G V_D^2$$

$$G = \frac{0.392\Omega}{273 + t}$$

$$G = \frac{0.392(659)}{273 + 22} = 0.8756$$

$$q_z = 0.0048 (0.8756) (86.9972)^2$$

$$q_z = 31.8127 \text{ kg/m}^2$$

Presión actuante:

$$P_z = C q_z = 1.2 (31.8127)$$

$$P_z = 38.1752 \text{ kg/m}^2$$

#### 4.7 CÁLCULO DE LA TENSIÓN MECÁNICA PARA EL CONDUCTOR.

Se efectuarán cálculos para las condiciones de carga extremas y a la temperatura que se considera media.

- a) Temperatura de 50° C, sin viento y sin hielo,
- b) Temperatura de 22° C, sin viento,
- c) Temperatura de 0° C, sin viento y sin hielo,
- d) Temperatura de 8° C, con viento de 25.36 kg/m<sup>2</sup> (80 km/h) y sin hielo.
- e) Temperatura de -10° C, con viento de 25 kg/m<sup>2</sup> y manguito de hielo de 5 mm de espesor radial.

Los cálculos resultantes de las condiciones extremas a) y e), se utilizarán para la elaboración de la plantilla a utilizar en la localización de las torres sobre el perfil topográfico.

La tensión mecánica en los cables conductores, no debe sobrepasar el 33% de su carga de ruptura para la condición de tendido inicial de la línea (durante su construcción), ni el 25% para la condición de carga más desfavorable.

La tensión mecánica de los cables de guarda deben coordinarse con la tensión de los conductores a fin de llenar los requisitos de separación entre ambos y conservar los ángulos de blindaje apropiados en todo claro.

#### CARACTERÍSTICAS DEL CABLE CONDUCTOR DRAKE

Características	Valor.	Unidades
Calibre	795.0	ACSR
Área de la sección total	468.5	mm <sup>2</sup>
Díametro externo total	28.14	mm
Resistencia a la ruptura	14,165	kg
Peso aproximado	1.624	kg/m
Módulo de elasticidad inicial	5,949.8	kg/mm <sup>2</sup>
Módulo de elasticidad final	7156.50	kg/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación lineal inicial	17.40	10 <sup>-6</sup> /°C
Coefficiente de dilatación lineal final	18.82	10 <sup>-6</sup> /°C

## CONDICIONES DE PARTIDA PARA EL CÁLCULO

Tensión máxima permisible	3850	kg
Presión máxima de viento	38.8127	kg/m <sup>2</sup>
	(100)	(km/h)
Claro base	350	m
Temperaturas	Mínima	0 °C
	Media	22 °C
	Máxima	50 °C
Distancia del enganche del conductor al piso	19	m
Libramiento mínimo	6.70	m
Flecha máxima a 50°C	12.30	m

### a) Cálculo de las constantes a 50° C, sin viento.

$$H_1 = \frac{(1.624)(350)^2}{8(12.30)} = 2021.7479 \text{ kg}$$

$H_1 = 14 \%$  de la tensión de ruptura

$$P = \frac{2021.7479}{1.624} = 1244.91$$

Parámetro

$$T_1 = \frac{2021.7479}{468.5} = 4.315 \text{ kg/mm}^2$$

$$\gamma = \frac{1.624}{468.5} = 3.466 \times 10^{-3} \text{ kg/m-mm}^2$$

### b) Cambio de temperatura a 22° C, sin viento y sin hielo.

$$t_1 = 50^\circ \text{ C}$$

$$T_2 = ?$$

$$t_2 = 22^\circ \text{ C}$$

$$f_2 = ?$$

$$m_1 = m_2 = 1$$

$$T_2^2 \left[ T_2 + \frac{\gamma^2 S^2 m_1^2 E}{24 T_1^2} - T_1 + a E (t_2 - t_1) \right] = \frac{m_2^2 \gamma^2 S^2 E}{24}$$

$$T_2^2 \left[ T_2 + \frac{(3.466 \times 10^{-3})^2 (350)^2 (1)^2 (7156.50)}{24 (4.315)^2} - 4.315 + (18.82 \times 10^{-6}) (7156.50) (22 - 50) \right] =$$

$$= \frac{(1)^2 (3.466 \times 10^{-3})^2 (350)^2 (7156.50)}{24}$$

$$T_2^3 + 15.482 T_2^2 - 438.81 = 0$$

$$T_2 = 4.668 \text{ kg/mm}^2$$

La tensión buscada en kg es  $H_2 = (4.668 \text{ kg/mm}^2) (468.5 \text{ mm}^2)$

$$H_2 = 2186.958 \text{ kg}$$

Flecha en condiciones finales  $f_2 = \frac{1.624(350)^2}{8(2186.958)} = 11.37 \text{ m}$

Parámetro  $P = \frac{2186.958}{1.624} = 1342.51 \text{ m}$

**c) Cambio de temperatura a 0° C, sin viento y sin hielo.**

$$t_1 = 50^\circ \text{ C}$$

$$T_2 = ?$$

$$t_2 = 0^\circ \text{ C}$$

$$f_2 = ?$$

$$m_1 = m_2 = 1$$

$$T_2^2 \left[ T_2 + \frac{(3.466 \times 10^{-3})^2 (350)^2 (1)^2 (7156.50)}{24 (4.315)^2} - 4.315 + (18.82 \times 10^{-6}) (7156.50) (0 - 50) \right] =$$

$$= \frac{(1)^2 (3.466 \times 10^{-3})^2 (350)^2 (7156.50)}{24}$$

$$T_2^3 + 12.518 T_2^2 - 438.81 = 0$$

$$T_2 = 5.01 \text{ kg/mm}^2$$

La tensión buscada en kg es  $H_2 = (5.01 \text{ kg/mm}^2) (468.5 \text{ mm}^2)$

$$H_2 = 2347.185 \text{ kg}$$

Flecha en condiciones finales  $f_2 = \frac{1.624(350)^2}{8(2347.185)} = 10.594 \text{ m}$

Parámetro  $P = \frac{2347.185}{1.624} = 1445.31 \text{ m}$

**d) Cambio de temperatura a 8° C, con viento de 25.36 kg/m<sup>2</sup> (80 km/h) y sin hielo.,**

$$\begin{aligned} t_1 &= 50^\circ \text{ C} & T_2 &= ? \\ t_2 &= 8^\circ \text{ C} & f_2 &= ? \\ m_1 &= 1 & m_2 &= ? \end{aligned}$$

Cálculo de la velocidad de diseño

$$V_D = 0.8699(80) = 69.592$$

$$G = \frac{0.392(659)}{273 + 8} = 0.919$$

$$q_z = 0.0048(0.919)(69.592)^2 = 21.36$$

$$P_z = 1.2(21.36) = 25.63 \text{ kg/m}^2$$

$$m_2 = \frac{\sqrt{W_c^2 + W_v^2}}{W_c} = \frac{\sqrt{(1.624)^2 + (25.36 \times 0.02814)^2}}{1.624}$$

$$m_2 = 1.092$$

$$\begin{aligned} T_2^2 \left[ T_2 + \frac{(3.466 \times 10^{-3})^2 (350)^2 (1)^2 (7156.50)}{24 (4.315)^2} - 4.315 + (18.82 \times 10^{-6}) (7156.50) (8 - 50) \right] = \\ = \frac{(1.092)^2 (3.466 \times 10^{-3})^2 (350)^2 (7156.50)}{24} \end{aligned}$$

$$T_2^3 + 13.6T_2^2 - 523.27 = 0$$

$$T_2 = 5.267 \text{ kg/mm}^2$$

La tensión buscada en kg es  $H_2 = (5.267 \text{ kg/mm}^2)(468.5 \text{ mm}^2)$

$$H_2 = 2467.59 \text{ kg}$$

Flecha en condiciones finales  $f_2 = \frac{1.624(350)^2}{8(2467.595)} = 10.07 \text{ m}$

Parámetro  $P = \frac{2467.595}{1.624} = 1519.45 \text{ m}$

**e) Temperatura de -10° C, con viento de 25 kg/m<sup>2</sup> y manguito de hielo de 5 mm de espesor radial**

$$\begin{aligned} t_1 &= 50^\circ \text{ C} & T_2 &= ? \\ t_2 &= -10^\circ \text{ C} & f_2 &= ? \end{aligned}$$

$$m_1 = 1$$

$$m_2 = ?$$

Cálculo de la sobrecarga de hielo

$$W_h = 917 \left[ \frac{\pi}{4} (0.02814 + 2(0.005))^2 - (0.0004685) \right]$$

$$W_h = 0.618 \text{ kg/m}$$

$$p' = 1.624 + 0.618 = 2.242 \text{ kg/m}$$

$$m_2 = \frac{\sqrt{(W_C + W_h)^2 + W_v^2}}{W_C} = \frac{\sqrt{(2.242)^2 + (25 \times 0.02814)^2}}{1.624}$$

$$m_2 = 1.447$$

$$T_2^2 \left[ T_2 + \frac{(3.466 \times 10^{-3})^2 (350)^2 (1)^2 (7156.50)}{24 (4.315)^2} - 4.315 + (18.82 \times 10^{-6}) (7156.50) (-10 - 50) \right] =$$

$$= \frac{(1.447)^2 (3.466 \times 10^{-3})^2 (350)^2 (7156.50)}{24}$$

$$T_2^3 + 11.158 T_2^2 - 919.01 = 0$$

$$T_2 = 7.096 \text{ kg/mm}^2$$

La tensión buscada en kg es  $H_2 = (7.096 \text{ kg/mm}^2) (468.5 \text{ mm}^2)$

$$H_2 = 3324.47 \text{ kg}$$

Flecha en condiciones finales  $f_2 = \frac{1.624(350)^2}{8(3324.47)} = 7.48 \text{ m}$

Parámetro  $P = \frac{3324.47}{1.624} = 2047.08 \text{ m}$

Temperatura °C	Viento kg/m <sup>2</sup>	Hielo mm	Tensión kg	% T. R. cond	Flecha m	Parámetro m
50	0	0	2021.748	14.27	12.30	1244.91
22	0	0	2186.958	15.44	11.37	1342.51
0	0	0	2347.185	16.57	10.594	1445.31
8	25.36	0	2467.59	17.42	10.07	1519.45
-10	25	5	3324.47	23.47	7.48	2047.08

#### 4.7.1 Cálculo de la catenaria a 50 °C sin sobrecarga y a -10 °C, con sobrecarga.

Partiendo de la ecuación de la catenaria:

$$y = P \left( \cosh \frac{x}{P} - 1 \right)$$

Donde:

$y$  = Flecha máxima vertical

$P$  = Parámetro (tensión/peso del conductor)

$$x = \text{semiclaro} \left( \frac{S}{2} \right)$$

Con esta fórmula se obtienen los valores de las ordenadas de la curva de flechas máximas verticales para los claros.

x (m)	y (m)	
	50° C	-10° C
	P=1244.91	P=2047.08
20	0.16	0.09
40	0.64	0.39
60	1.44	0.88
80	2.57	1.56
100	4.02	2.44
120	5.78	3.52
140	7.88	4.79
160	10.29	6.25
180	13.03	7.91
200	16.10	9.78
220	19.49	11.83
240	23.20	14.08
260	27.25	16.53

280	31.62	19.18
300	36.32	22.02
320	41.35	25.06
340	46.71	28.30
360	52.41	31.73
380	58.45	35.37
400	64.81	39.20
420	71.52	43.23
440	78.57	47.47
460	85.96	51.90
480	93.69	56.53
500	101.76	61.36

Tabla 4.9 Valores de las ordenadas y flechas máximas

Con estos valores se procede a graficar la curva de la catenaria que servirá para realizar la plantilla que será utilizada para la localización de las estructuras en el plano del perfil topográfico.

Durante la localización de las estructuras en el plano del perfil topográfico se indican los claros vertical y medio horizontal que corresponden a cada torre.

El **claro vertical** es la longitud de claro que se debe considerar para determinar la acción del peso de los cables transmiten a la estructura.

Dicha longitud está expresada por la distancia horizontal que exista entre los vértices (puntos más bajos) de las catenarias de los claros contiguos a la estructura.

El **claro medio horizontal**, es la longitud a considerar del claro horizontal para determinar el esfuerzo debido a la acción del viento sobre los cables y por consiguiente que se transmite a la estructura.

Este parámetro es la semisuma de dos claros continuos.

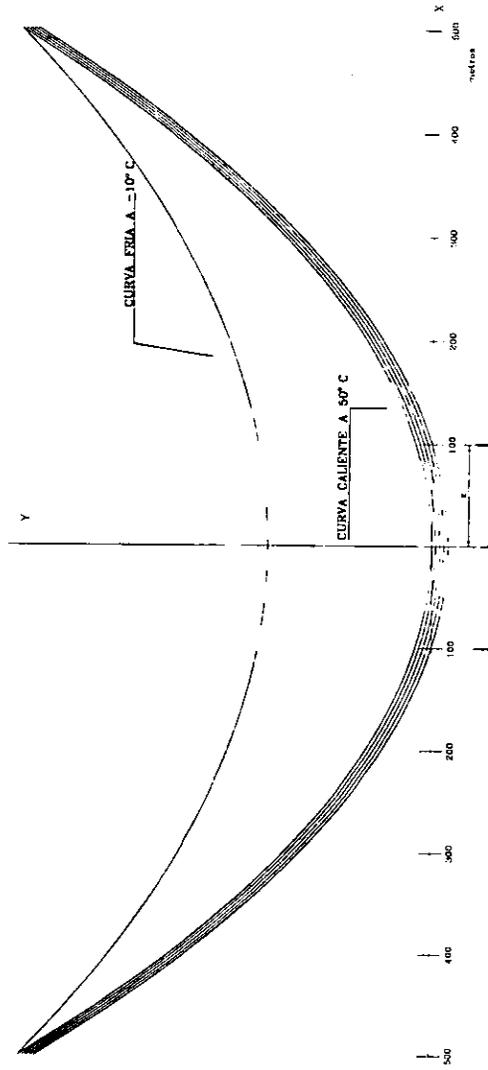
$$CH_n = \frac{C_{n-1-n} + C_{n-n+1}}{2}$$

L.F. YAUTEPEC POT. ENT. JOJUTLA TEPALCINGO  
 115 KV, DOS CIRCUITOS  
 CONDUCTOR 795 ACSR  
 TENSION 50° C 2021.75 PARAMETRO 1244.9  
 TENSION 10° C 3324.47 PARAMETRO 2047

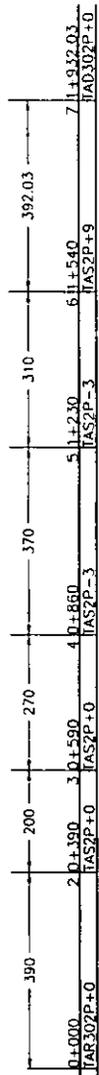
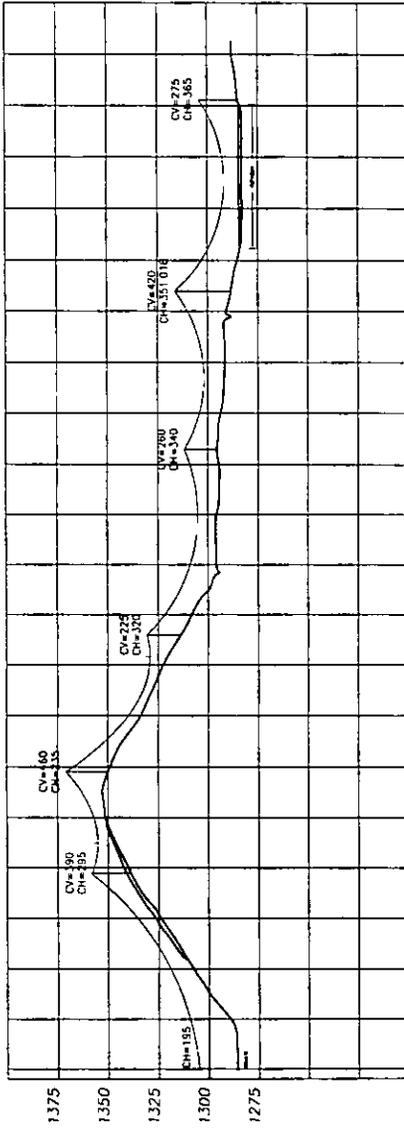
ESCALAS:

HORIZONTAL: 1:2000

VERTICAL: 1:500



PLANTE A PARA LOCALIZACION DE ESTRECURAS
ESCALA LAS INDICADAS
FIGURA 4 10



NO. 1  
 DEFLECTION  
 15.46  
 1/202

PLANO DE PERFIL TOPOGRAFICO  
 ESCALA VERTICAL 500  
 ESCALA HORIZONTAL 2000  
 ACOTACIONES III  
 FIGURA 4 11

#### 4.8 HOJAS DE DISTRIBUCIÓN.

Las hojas de distribución son el resumen del proyecto de diseño en cuanto a estructuras se refiere.

En estas hojas se debe indicar cada una de las estructuras que componen la línea con sus respectivos claros vertical y medio horizontal, modelo de la estructura, así como su nivel y localización en kilómetros a partir del punto de salida.

El objetivo de estas hojas, es orientar al constructor del tipo de estructura que deberá montar en cada punto de apoyo, además de los cruzamientos entre estructuras contiguas para que de esta forma pueda decidir como transportar materiales y equipo al área de obras.

Debe mencionarse que estas hojas sirven únicamente y exclusivamente para localización de estructuras y no para tendido de los cables.

Una vez terminado el trabajo de localización de estructuras en gabinete, se debe vaciar este trabajo en un primer juego de hojas de distribución para ser enviado a los ingenieros en campo para localizar los puntos de apoyo y decidir si el tipo de terreno es el adecuado para la instalación. Si el terreno no presenta problemas de deslave, se procede a hacer el levantamiento topográfico o **PERFIL EN CRUZ**, pero en dado caso que se estime algún problema en el terreno, se deberá indicar o sugerir algún lugar cercano a este para ser enviado de vuelta al gabinete y hacer las correcciones correspondientes.

El desarrollo de los perfiles en cruz, se refiere a los planos topográficos que muestran la forma del terreno en el punto donde será instalada la estructura para determinar sus correspondientes extensiones de las patas en caso de estar desnivelado el terreno.

Las plantillas de **EXTENSIONES** son obtenidas de los planos de fabricación de cada una de las torres a utilizar, mismas que están a escala para el manejo en conjunto con los perfiles en cruz, las plantillas son elaboradas en un papel transparente para sobreponerse en estos últimos planos y así determinar cada una de las patas de las estructuras.



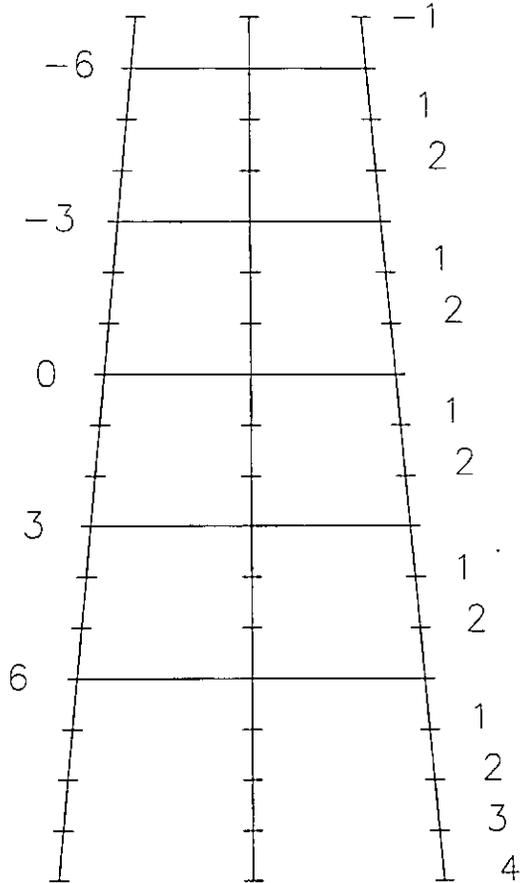






NIVELES

EXTENSIONES



TORRE: TAS2P 115 kV

NIVELES Y EXTENSIONES TORRES TIPO TAS2P	
ESCALA: SIN	ACOTACIONES: m
FIGURA: 4.13	

#### 4.9 CÁLCULO DE FLECHAS.

El cálculo de flechas y tensiones de los cables conductores de hilo de guarda nos permiten verificar el cumplimiento previo de las condiciones mecánicas limitantes del proyecto.

Esta información es importante para determinar junto con los libramientos reglamentarios, las alturas de los puntos de enganche de conductores en las torres y sus dimensiones entre fases.

La flecha se define como la máxima distancia vertical entre la recta que une los puntos de sujeción del cable y el vértice del mismo.

Su magnitud coincide con la distancia vertical entre la recta antes mencionada y una paralela a la misma tangente al cable, tal como se describe gráficamente en la figura 4.2.

Para calcular la flecha bajo ciertas condiciones de carga se emplea la siguiente ecuación:

$$F_2 = \frac{S^2 \gamma}{8T_2} m_2 = \frac{S^2 Wc}{8H_2} m_2$$

Como se observa es necesario calcular  $T_2$  con la ecuación de cambios de estado y  $m_2$  que es el coeficiente de sobrecarga.

Con la fórmula anterior deben de obtenerse las flechas y tensiones para cada uno de los claros de todas las torres que conforman la línea de transmisión, este cálculo se realiza con intervalos de 5 grados de temperatura que inician desde los  $-10^\circ \text{C}$  y hasta los  $50^\circ \text{C}$ , lo anterior es con el fin de observar los cambios que se pueden presentar en el conductor en el momento de ser tendido. Una vez que se obtiene se envía una copia al campo y así el constructor tenga el conocimiento de que tensión deberá aplicar al conductor durante el tendido.

## CAPITULO 5

### 5. ASPECTOS BÁSICOS DE CONSTRUCCIÓN

#### 5.1 *ARMADO Y NIVELADO DE LA BASE DE LA ESTRUCTURA*

El armado de la base o "Bottom Panel", será la unión de piezas por medio de tornillos, tomando como base los planos de montaje y deberá hacerse en el sitio de su instalación y bajarlas al fondo de la excavación con las precauciones necesarias, para no flexionar sus miembros; una vez armado se baja la cimentación dentro de la excavación, posteriormente se continua armando la extensión con sus diagonales y por último, los cierres.

El nivelado de la base es de suma importancia, ya que es la base de la estructura. Para comenzar a nivelar es necesario revisar que la base esté completa de sus piezas principales para evitar problemas posteriores; el nivelado básicamente consiste en el ajuste de la estructura en sus distancias diagonales, su alineamiento longitudinal y su nivel. Por los que es necesario contar con los datos según el tipo de torre y nivel de que se trate.



## 5.2 *MONTAJE Y REVISADO DE CUERPO SUPERIOR.*

### **Prearmado de cuerpo superior.**

El prearmado se realiza después de que se ha terminado el nivelado, el relleno y apisonado, con el fin de dejar un área despejada para colocar el fierro estructural lo más cerca de la base de la estructura.

### **Montaje de cuerpo superior.**

El montaje del cuerpo superior, es la elevación y colocación de las partes prearmadas en secciones que quedarán en su posición definitiva.

### **Métodos de montaje.**

Existen tres métodos de montaje, cada uno se aplica de acuerdo al equipo que se tenga y a las condiciones del lugar.

#### 1.- Grúa hidráulica.

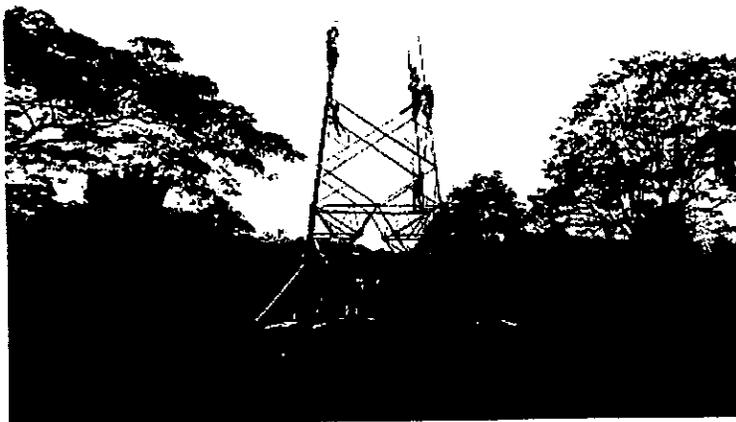
Este método es usado donde el terreno es plano, el cual no presenta problemas para tener la grúa cerca de la torre, cuando se usa este método, el prearmado se hace completo.

#### 2.- Winch o Malacate.

Este método es el más usado, el "Winch" se acopla a un camión de 8 toneladas, que también se usa para el transporte del equipo. El Winch enreda un cable de acero de aproximadamente 400 metros de largo y de 1/2" de diámetro, que se acopla a la pluma por medio de poleas y así poder subir los cuerpos.

#### 3.- Pieza por pieza.

Este método se usa en lugares inaccesible o donde los caminos están muy retirados del sitio de la torre y consiste en ir elevando pieza por pieza para formar la estructura, se usan plumas improvisadas de tubo galvanizado de 4 y 6 metros de largo, el cual se le acopla una polea.



Armado de la estructura pieza por pieza

### **5.3 VESTIDO DE ESTRUCTURAS.**

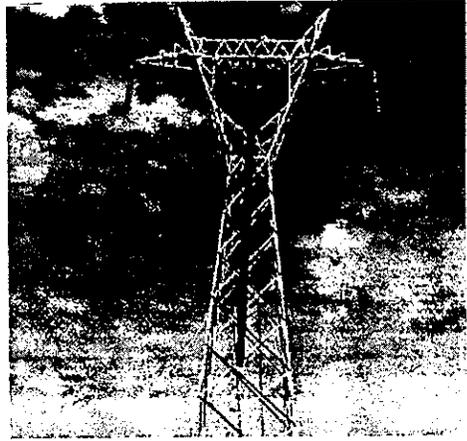
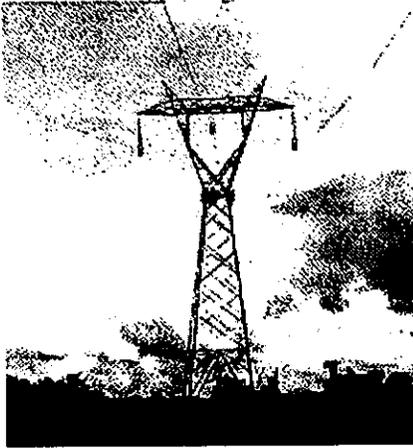
El vestido de estructuras consiste en colocar en sus lugares respectivos los herrajes, aisladores y accesorios de acuerdo a los planos de herraje, incluyendo las placas de peligro y de numeración de estructuras.

El vestido de estructuras lo efectúa una cuadrilla de personal especializado, que van subiendo las cadenas de aisladores una vez armados en el piso, auxiliados por poleas y cable de polipropileno, para hacer más fácil la tarea de colocación. Una vez que se encuentran fijadas las cadenas de aisladores y los herrajes, se instalan las poleas que son las que servirán para el tendido de los cables, conductor y guarda.

La cantidad de aisladores que se instalarán va a depender del tensión de la Línea y en si, del estudio de coordinación de aislamiento.

### **5.4 TENDIDO Y TENSIONADO DE CABLE DE GUARDA.**

El cable comúnmente empleado como hilo de guarda en las líneas de transmisión es de acero galvanizado con aleación de aluminio calibre 3/8" (9.5 mm) y cable de acero con aleación de aluminio, calibre 7#8 (Alumoweld), este último se usa en zonas costeras, de alta contaminación ambiental.



### 5.5 TENDIDO DEL CABLE DE GUARDA.

Para el tendido de cable se utilizarán poleas de fierro, si se instala cable de acero de 3/8" tipo Siemens Martín: en caso de instalar cable Alumoweld, las poleas para el tendido es de aluminio u otro material suave que no maltrate el cable.

El tendido se puede efectuar, ya sea colocando la bobina en un portacarrete "en tierra", ó colocándola sobre la plataforma de un camión, si la bobina se coloca en tierra, el tendido se logrará jalando el cable, por medio de un camión, tractor o con personal. Si es colocada en un camión, al desplazarse éste irá depositando el cable en tierra, para posteriormente montarlo en las crucetas de guarda, sosteniéndolo provisionalmente a base de poleas para facilitar las maniobras de tendido y tensado. Este proceso se efectúa manualmente.

En cualquier método que se utilice para tender el cable de guarda, se cuida que el cable no se dañe.

Cada bobina contiene una longitud aproximada de 2000 metros de cable de guarda, por lo que es necesario empalmar tramos de cable para que su longitud sea lo suficiente para abarcar las dos torres de tensión donde se rematará. La unión de las dos puntas de los cables se efectúan mediante un empalme a compresión.

En los cruzamientos de las líneas de transmisión y vías de comunicación, no se colocan empalmes en el claro de cruce o claros adyacentes.

## 5.6 TENSADO DE CABLE DE GUARDA.

Para efectuar el tensado del cable de guarda, es necesario contar con una tabla de flechas y tensiones, misma que nos muestra a la flecha para cada claro, y la tensión que debe existir entre dos torres de remate para varias temperaturas.

El tensado se realiza con tractor o cualquier medio de tracción pero también se cuenta con un dinamómetro para verificar el valor de la flecha correspondiente.

Esto se logra escogiendo el claro "determinado" y marcando en sus torres adyacentes el valor de la flecha que le corresponda, a partir del punto de la cruceta hacia abajo, en seguida se coloca un aparato de tránsito en una de las marcas para ver la marca de la torre de enfrente y observar si efectivamente la parte mas baja del cable se encuentra a ese nivel.

Después de que se ha tensado el cable de guarda se deja reposar 24 horas sobre las poleas para después quitarlas y dejar suspendido el cable con clemas que sirven para sujetar dicho cable en forma definitiva.

## 5.7 TENDIDO Y TENSADO DE CABLE CONDUCTOR.

Todos los elementos primarios que conforman las líneas de transmisión como son cimentaciones, estructuras, herrajes y cables conductores son indispensables para su estabilidad y cumplimiento de la función de transmitir energía eléctrica; sin embargo tienen una relevancia especial los cables conductores porque a través de ellos se realiza la transmisión de energía.

Un aspecto que le da importancia a los cables conductores en línea de transmisión es su costo como se observa en el porcentaje de participación del costo total de los materiales de instalación permanente.

TENSIÓN (kV)	CABLE CONDUCTOR	ESTRUCTURAS	AISLADORES Y HERRAJES	CABLE DE GUARDA
400 1 C	54 %	35 %	8.5 %	2.5 %
230 2 C	52 %	37 %	8.5 %	2.5 %
230 1 C	47 %	40 %	8.5 %	4.5 %
115 2 C	57 %	30 %	9.5 %	3.5 %
115 1 C	49 %	37 %	8.5 %	5.5 %

En una línea de transmisión durante el proceso de construcción se efectúa supervisión de la calidad en todas las actividades y el cumplimiento de las especificaciones de proyecto, verificándose por personal de Operación durante la inspección final para la entrega-recepción.

Posteriormente durante la operación de la obra es posible dar mantenimiento con línea energizada a la cimentaciones, sistemas de tierra, estructuras, aisladores y herrajes, no así al cable conductor y sus empalmes, de lo que se deduce la gran importancia que tiene para la

confiabilidad y vida útil de la línea el asegurar que el cable y sus empalmes han sido colocados adecuadamente en los lugares de sujeción definitiva.

### 5.8 CARACTERÍSTICAS DE LOS CABLES CONDUCTORES.

En las líneas de transmisión el cable que normalmente se instala es el ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced), conductor desnudo de aluminio reforzado con acero, esta formado por alambres de aluminio duro colocados en capas concéntricas sobre un núcleo de alambres de acero galvanizado (alma de acero).

### 5.9 PRINCIPALES VENTAJAS DEL CABLE ACSR.

- Se obtiene claros interpostales mayores que para cables de cobre y aluminio debido al refuerzo de acero.
- Alta resistencia a la tensión mecánica.
- Facilidad para el tendido e instalación.

A continuación se muestran las principales características de los cables normalizados tipo ACSR en uso por C.F.E.

<b>CALIBRE</b> <b>mcm</b>	<b>NUMERO DE ALAMBRES</b> <b>(Al/Ac)</b>	<b>DIÁMETRO</b> <b>mm.</b>	<b>PESO</b> <b>kg/km.</b>
477	26/7	21.8/8.0	975
795	26/7	28.1/10.4	1629
900	54/7	29.5/9.8	1723
1113	45/7	32.0/8.0	1867

Los cables tipo ACSR normalmente se usan en líneas donde la contaminación ambiental es mínima. En las zonas cercanas al mar o costeras la contaminación es mayor, por lo cual se recomienda el uso de los conductores ya estandarizados siguientes: calibre 496, 827, 929 y 1132 MCM: éstos poseen mayor resistencia a la corrosión, ya que el núcleo de los mismos está compuesta de acero con un recubrimiento de aluminio (Alumoweld).

### 5.10 TÉCNICAS PARA PLANEACIÓN Y EJECUCIÓN DEL TENDIDO.

- Conocimiento a detalle de la trayectoria de la línea, ubicación de acuerdo al kilómetro de la línea de obstáculos indicando su altura, cruzamiento con vías de comunicación; así como la ubicación de las estructuras de reflexión y remate.
- Inspección en almacén de los herrajes, conjuntos de suspensión y de tensión, estado de los carretes de cable y de verificación de los números de identificación, peso y longitud de los conductores.

- Con los datos anteriores se elabora el programa de tendido, que básicamente consiste en dar ubicación en la línea al cable de cada uno de los carretes, ordenando longitudes iguales en las fases con el objeto de tener los puntos de empalme en lugares predeterminados que sean accesibles y adecuados a efecto de evitar desperdicios de cable para facilitar y optimizar las maniobras.

### **5.11 ACCESORIOS ESPECIALIZADOS**

Los accesorios especializados para realizar el tendido de cables varían en sus características y tamaño con relación al diámetro del conductor, número de conductores por fase y tensión de trabajo del cable; sin embargo de una manera general se pueden señalar los siguientes:

- Poleas con garganta recubierta de neopreno.
- Yugo para tendido de conductores múltiples.
- Tensor tipo malla.
- Conector destorcedor.
- Tensor tipo quijada.
- Tensor tipo tornillo.
- Guillotinas.
- Radios de comunicación portátiles.
- Portacarretes.
- Empalmadoras (compresora, cabezal y dados).

### **5.12 MAQUINARIA Y EQUIPOS PARA TENDIDO DE CABLES.**

La maquinaria para tendido está integrada generalmente por frenador y malacates accionados por sistemas hidráulicos y éstos a su vez por motores de combustión, instalados en remolques o sobre vehículos.

Las características del equipo, como potencia, velocidad, manejabilidad son variables y deben elegirse de acuerdo al tipo de cable, número de conductores a tender y tipo de terreno donde se ubica la línea de transmisión.

**LAS FUNCIONES DE LAS MAQUINAS SON:**

#### **PORTACARRETES:**

Estos equipos pueden ser fijos o con remolques y su función es soportar los carretes de cable durante el proceso de devanado o tendido, además contarán con un freno regulador de la tensión del cable.

### **DEVANADORA:**

Esta máquina desarrolla la función de oponer una resistencia al cable conductor a la salida del carrete o detener el proceso de tendido, frenando completamente la salida del conductor.

### **REEMBOBINADOR DE CABLE PREPILOTO O MALACATE:**

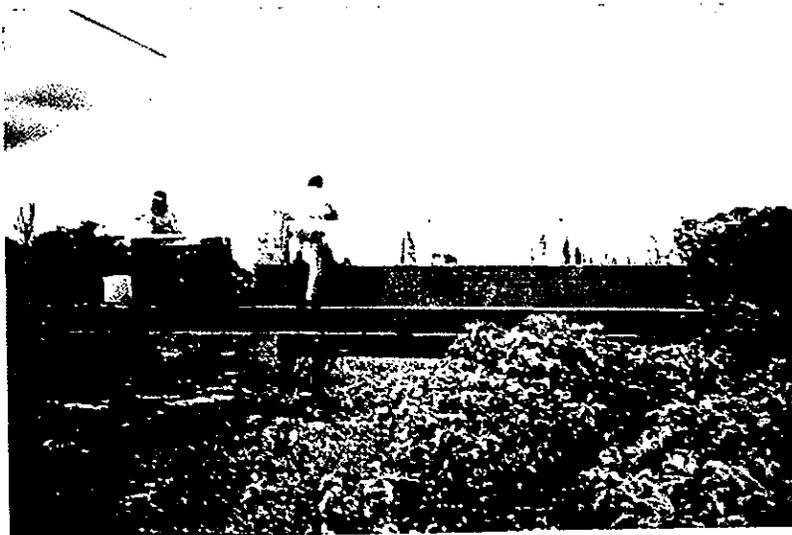
El prepiloto es un cable muy ligero diseñado para tenderse con personal o vehículos. La función del reembobinador es recuperar con tracción el prepiloto que a su vez transportará el cable piloto de acero o cable auxiliar por las poleas de la traccionadora hacia el punto donde se encuentra el conductor (devanadora), para iniciar el tendido. El reembobinador puede ser triple, esto es, con tres tambores para alojar los prepilotos de tres fases en forma independiente o sencillo con un solo tambor de mayor capacidad donde se embobinan las tres fases.

### **TRACCIONADORA:**

Esta máquina tiene como función principal transportar sobre poleas el cable conductor recuperando el cable piloto de acero tendido previamente.

El movimiento del cable sobre las poleas se genera con la diferencia de tensión que se presenta entre la devanadora y la traccionadora.

Un equipo convencional consta de traccionadora, devanadora, reembobinador de prepiloto y 4 portacarretes.





### **5.13 TENDIDO INICIAL DE LOS CABLES CONDUCTORES.**

El tendido de cable conductor en líneas de transmisión debe realizarse siempre bajo el procedimiento de tensión mecánica controlada, entendiéndose como tal procedimiento, en el cual el cable conductor no tenga contacto con el suelo, siendo necesario la utilización de los equipos y herramientas especiales descritos anteriormente.

El cable piloto es puesto en tensión y en seguida se conecta al cable conductor por medio de un cople especial, luego será jalado a una velocidad mínima. Cuando la tensión del cable piloto llega al punto en que el operador de la máquina traccionadora considere que el conductor ha sido levantado del piso, se pone en marcha la máquina de freno o devanadora para dar el cable velocidad lineal igual al de la traccionadora y poco a poco con un mando único, las dos máquinas aumentan la velocidad hasta mantener el cable a 3 ó 4 metros del piso.

Después de tender el cable conductor éste se ancla mediante pilones o sobre la última torre que es de deflexión o de remate.

### **5.14 EMPALMES DE LOS CONDUCTORES.**

Los empalmes usados para unir los extremos de los cables conductores son "a compresión".

Estos empalmes se fijan con una prensa especial llamada empalmadora. El juego de empalmes consta de una sección de acero (núcleo), que será comprimido abrazando los hilos de acero de los cables por unir mediante unos dados de forma hexagonal y una sección de aluminio que sujeta la parte externa de los cables.

### **5.15 TENSADO DE LOS CONDUCTORES.**

El tensado del cable conductor se realiza en forma similar al tensado del cable de guarda, con la diferencia de que en este caso la tensión es mayor.

El tensado se realiza usando el método de medición directa de flechas, verificando con dinamometro los datos de acuerdo a la tabla de flechas y tensiones.

Especificaciones que se deben respetar en el tensado:

- Normalmente no se deberán tensar tramos mayores de 3000 metros, salvo en casos especiales.
- En el tramo que se tensionen deberán comprobarse las flechas cuando menos en 3 claros.
- Se deberá cuidar que el cable conductor no permanezca tendido sobre las poleas sin enclenar más de 72 horas.
- En ningún caso los empalmes quedarán a menos de 20 metros de las estructuras.
- La distancia entre empalmes no será menor de 450 metros y no se permitirá más de un empalme en el mismo conductor por claro.
- No se instalarán empalmes o mangos de reparación en los cruzamientos con carreteras principales, ferrocarriles y líneas mayores de 115 kV.
- Antes de engrapar o sujetar en forma permanente los conductores se verificarán los libramientos a tierra.

Una vez cumplidas las especificaciones se procederá al enclenado, que consiste en quitar las poleas de las crucetas y colocar los conjuntos de suspensión y así dejar sujeto el cable conductor en forma definitiva en cada una de las fases correspondientes.

### **5.16 COLOCACIÓN DE SEPARADORES Y AMORTIGUADORES.**

#### **a) Colocación de separadores.**

En líneas de transmisión de conductores múltiples por fase, se requiere de unos dispositivos especiales a fin de mantener los conductores a cierta distancia mínima uno del otro, dichos dispositivos se conocen con el nombre de "separadores".

Para la instalación de los separadores es necesario el uso de canastillas, las cuales se deslizan por el cable a través de unas ruedas de hule para no dañar el cable conductor, estas canastillas son movidas desde el piso por medio de un cable de propileno, las canastillas son provistas de tacómetro para medir la longitud recorrida sobre el conductor.

Un separador se instalará aproximadamente a 20 metros de cada torre y los subsecuentes entre centros de 75 metros o menos, colocándose en forma simétrica a partir del centro del claro hacia las torres.

Se recomienda que la distancia entre separadores nunca exceda de 75 metros y que se instales por lo menos dos separadores por claro, independientemente de la longitud del mismo.

#### **b) Colocación de amortiguadores.**

La instalación de estos dispositivos son indispensables para la protección de las vibraciones producidas por el viento.

La instalación de amortiguadores se realizará a una distancia de 1.50 m del centro de la clema al centro del amortiguador.

Normalmente es suficiente la instalación de 2 amortiguadores en cada extremo del claro, excepto en claros muy largos y con vibraciones muy fuertes se colocan 4 amortiguadores por claro en cada cable.

## CONCLUSIONES

Los capítulos desarrollados en el presente trabajo brindan una perspectiva del desarrollo del diseño de una línea de transmisión y pueden servir como base para entender el tema, ya que con ellos se puede planear el proyecto a partir de que se define la necesidad de la construcción de una nueva línea.

Para realizar el trazo de la trayectoria se debe de observar que el derecho de vía cumpla con lo expuesto en el capítulo cuatro, en virtud de que la trayectoria puede afectar terrenos de cultivo, cruzar por caminos o carreteras, intervenir con el desarrollo de proyectos de otras empresas que también se encuentren en proceso de construcción. Una vez definida la trayectoria se pueden comenzar a realizar las actividades subsecuentes.

Para prevenir las posibles salidas de la línea por flameo de las cadenas de aisladores se dan en el capítulo tres los métodos que aplican para el lavado de los aisladores y así eliminar la contaminación depositada en ellos.

El estudio de los aspectos electromecánicos es la parte fundamental para el funcionamiento de la línea ante aspectos que se presentan durante la vida útil de la misma, los efectos a que más se encuentra expuesta son los vientos, los cambios de temperatura y en ocasiones las sobrecargas de hielo, lo cual puede ocasionar fallas en el sistema.

El presente trabajo es la descripción de las actividades que desarrollan los ingenieros proyectistas para llevar a cabo el diseño y construcción de una línea de transmisión.

## **BIBLIOGRAFÍA.**

Líneas de transporte de energía. Luis María Checa, 3ª edición, editorial Marcombo, 1988

Redes eléctricas. Jacinto Viqueira Landa, Representaciones y Servicios de Ingeniería, S. A., México 1970.

Boletín Instituto de Investigaciones Eléctricas, Mayo-Junio 1996, Alternativas de solución al problema de contaminación de aisladores. José Luis Fierro Chávez.

Diseño electromecánico de líneas de transmisión, Ing. Raúl Rodríguez Islas.

Curso integral sobre líneas de transmisión. Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación. C.F.E.

Especificación CFE, Derechos de vía, CFE L0000-10.

Especificación CFE. Coordinación de aislamiento, CFE L0000-06

Técnicas computacionales en sistemas de potencia, Gilberto Enriquez Harper, Limusa, México.

Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica, vol 1, Ing. Gilberto Enriquez Harper, edit. Limusa, México 1984.

Archivo fotográfico Departamento Diseño de Líneas de Transmisión, CPTT, C.F.E.