



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

---

FACULTAD DE INGENIERIA

RESTABLECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA  
DEBIDO AL COLAPSO DE ESTRUCTURAS EN  
LINEAS DE TRANSMISION DE ALTA TENSION

*T E S I S*

Que para obtener el titulo de:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA  
P r e s e n t a  
IGNACIO AGUILAR ORIHUELA

Director de Tesis: Ing. Roberto Brown Brown



---

México D.F.

2004

## DEDICATORIAS

*Con especial reconocimiento al Ing. Abel Perea Viquez, por su valiosa colaboración y asesoramiento en la dirección de este tema.*

*A mi Universidad Nacional Autónoma de México  
Por permitir mi formación en sus instalaciones.*

*A mi Facultad de Ingeniería Por brindarme la oportunidad  
de adquirir conocimientos y experiencias.*

*A mi Padre José Benilde Aguilar Barrera  
Por ser el ejemplo y pilar en el desarrollo de mi vida*

*A mi Mama Rita Orihuela Nieto.  
Por el gran apoyo en los momentos difíciles.*

*A mis grandes hermanos Pepe, Gonzalo Leobardo  
y Hugo Por las fantásticas aventuras que vivimos  
juntos desde niños y el gran apoyo que me  
brindaron.*

*A mi padrino Ricardo Aguilar Barrera y familiares*

*A mi amor, madre de mi hijo nachito: Patricia Ávila Reyes  
Por su paciencia, cariño, atención y confianza.*

*A la Comisión Federal de Electricidad y  
al Centro Nacional de Control de Energía  
Por su influencia significativa en la investigación.*

*Por falta de espacio y por temor a omitir alguien importante no escribí el nombre de cada uno de ustedes. Sus nombre no podrán estar impresos en este libro, pero los llevo grabados con letras de oro en mi corazón*

# INDICE TEMATICO

		Pagina No.
	Prologo	1
	Introducción	3
CAPITULO I	CONCEPTOS GENERALES	
I	Confiabilidad de la red de transmisión	11
I.1	Línea de transmisión	11
I.1.1	Estructuras	11
I.1.2	Aisladores	13
I.1.3	Conductores	13
I.1.4	Hilo de guarda	14
I.1.5	Herrajes	14
I.1.6	Amortiguadores	15
I.1.7	Empalmes	15
I.1.8	Separadores	15
I.1.9	Sistemas de tierras	16
I.1.10	Brecha y derecho de vía	16
I.2	Tensiones de una línea de transmisión	17
I.2.1	Acoplamiento capacitivo	17
I.2.2	Acoplamiento magnético	17
I.2.3	Voltaje de paso y toque	18
CAPITULO II	MANTENIMIENTO	
II.1	Mantenimiento de las líneas de transmisión	20
II.2	Mantenimiento preventivo	20
II.2.1	Actividades de mantenimiento	20
II.2.2	Inspección y patrullaje	26
II.2.2.1	Inspección menor.	27
II.2.2.2	Inspección mayor.	29
II.3	Distancias mínimas de trabajo.	32
II.4	Mantenimiento correctivo.	33
II.5	Mantenimiento predictivo.	33
CAPITULO III	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	
III	Coordinación de aislamiento	35
III.1	Clasificación de los aislamientos	36
III.1.1	Configuración del aislamiento.	37
III.1.2	Esfuerzos dieléctricos sobre los materiales	37
III.1.3	Sobretensiones (origen y tipo).	37
III.1.3.1	Sobretensión temporal	39
III.1.3.2	Sobretensión transitoria.	39
III.1.4	Sobretensión de frente rápido (rayo).	40

III.1.4.1	El nivel isoceraunico	43
III.1.4.2	Efectos del rayo.	44
III.1.4.3	Efectos de las descargas atmosféricas en los sistemas eléctricos de potencia.	45
III.1.4.4	Descargas en las torres	45
III.1.4.5	Densidad de los rayos a tierra.	47
III.1.4.6	Distribución de tormentas en México.	48
III.2	Sobretensiones temporales.	48
III.2.1	Sobretensiones de falla a tierra.	49
III.2.2	Rechazo de carga.	50
III.2.3	Sobretensión de frente lento.	52
III.3	Técnicas de prueba en alta tensión.	52
III.3.1	Pruebas dieléctricas.	52
III.3.2	Métodos de prueba.	53
III.3.2.1	Método un and down.	54
III.3.2.2	Método multinivel.	54
III.3.3	Blindaje y puesta a tierra.	54
III.3.3.1	Frecuencia y ubicación de las descargas atmosféricas Sobre el equipo del sistema de potencia	55

#### CAPITULO IV

#### TECNOLOGIA DE ESTRUCTURAS DE EMERGENCIA

IV.1	Consideraciones técnicas generales	57
IV.1.1	El suelo	57
IV.1.2	El viento	57
IV.2	Definiciones	59
IV.3	Parámetros restrictivos en la utilización de las estructuras modulares LINDSEY	61
IV.3.1	Relación del claro medio horizontal ( $W_d$ ) / claro vertical ( $W_t$ )	61
IV.3.2	Momento máximo de deflexión	61
IV.3.3	Agujeros de platinas para retenidas	61
IV.3.4	Tensión de ruptura de los tornillos ECR, 5/8 de diámetro	61
IV.3.5	Tensión inicial de retenidas	61
IV.3.6	Cargas de compresión y flexión	62
IV.3.7	Excentricidad adicional asumida	62
IV.3.8	Aisladores de suspensión sintéticos	62
IV.3.9	Carga de compresión en aisladores tipo poste	62
IV.3.10	Valores de tensión en retenidas	62
IV.4	Características generales de las estructuras de emergencia	63
IV.4.1	Descripción de los elementos que la integran	63
IV.4.2	Arreglos que se pueden montar	67
IV.4.3	Estructura tipo Chainette	69
IV.4.4	Estructura delta horizontal tipo vee	71
IV.4.5	Estructura tipo bandera	75
IV.4.6	Montaje	77
IV.4.7	Técnicas de montaje	78
IV.4.8	Procedimiento general de montaje	80
IV.4.9	Izaje de columna empleando pluma auxiliar	82

IV.4.10	Izaje de columna con grúa	83
IV.4.11	Izaje de columna utilizando helicóptero	83
IV.4.12	Apoyo logístico	86

CAPITULO V      RESTABLECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA  
DEBIDO AL COLAPSO DE ESTRUCTURAS EN  
LÍNEAS DE TRANSMISION DE ALTA TENSION

V.1	Acciones aplicables para el caso de falla permanente en líneas de transmisión	88
V.1.2	Reparación de daños	88
V.2	Restablecimiento de la línea Poza Rica – Gutiérrez Zamora	91
V.3	Corrección de fallas en líneas de transmisión	94
V.4	Mejoramiento de la cruceta de hilo de guarda	95
V.4.1	Angulo de blindaje	95
V.5	Protección contra sobretensiones por medio de apartarrayos	97

ANEXO I              AFECTACIONES Y ESTADÍSTICAS DE FALLAS

I.1	Fallas en líneas de transmisión	100
I.2	Clasificación de las fallas en las líneas	100
I.3	Grupo 1.- salidas por falla de la propia línea	100
I.4	Grupo 2.- salidas por causas ajenas a la línea	101
I.5	Grupo 3.- salidas por maniobras	102
I.6	Fallas debido a huracanes y tormentas	102
I.7	Fallas por descargas atmosféricas	103
I.8	Fallas extraordinarias en el 2002	104
I.9	Índice de salidas	105
	Conclusiones	106
	Bibliografía	107
	Glosario de términos	109

## **PROLOGO**

En la actualidad la continuidad del suministro de energía eléctrica de alta tensión no se presenta en una forma constante, esto debido a que algunas de las causas que contribuyen a la interrupción, es el colapso de las estructuras de alta tensión, ocasionadas ya sea por huracanes, tormentas tropicales, fuertes vientos, vandalismo, movimientos telúricos, accidentes aéreos, etc. Para esto es de gran importancia el restablecimiento del suministro de energía eléctrica lo más pronto posible, debido a que afecta a diversas ciudades, estados, poblaciones y grandes centros de carga, ocasionando problemas de tipo social, políticos, de higiene, de abastecimiento, de comunicaciones, etc. Esto se puede aminorar cumpliendo los programas anuales de mantenimiento en las estructuras, así como el pleno conocimiento de las estructuras modulares de emergencia, y sus variantes de utilización para con ellas sustituir las estructuras colapsadas y restablecer el suministro de energía en el menor tiempo posible en lo que se instala la estructura definitiva. Tomando para esta investigación como ejemplo practico las estructuras colapsadas en la línea Poza Rica – Gutiérrez Zamora.

# **INTRODUCCION**

El desarrollo económico y social del país está fuertemente vinculado a su patrón de consumo energético. Es así que en nuestro país el desarrollo económico y social se debe en buena medida a los avances de la industria eléctrica.

El uso de la electricidad en la República Mexicana se inicio en el año de 1879, con la instalación de una Central Termoeléctrica en la ciudad de León Guanajuato, para satisfacer la demanda de energía eléctrica de una empresa textil.

En 1881 se establece en la ciudad de México la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica, primera empresa dedicada a la generación y venta de energía eléctrica para alumbrado público, transportes urbanos y usos domésticos.

Al consolidarse el triunfo de la revolución y con base ya en la Constitución Política de 1917, el gobierno empezó propiamente a ocuparse del servicio público de energía eléctrica, lo que correspondió a la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo. El sistema bajo el que operaban las empresas eléctricas, era el de concesiones, mismas que se multiplicaron más en función de los intereses de los concesionarios que de las necesidades del país.

El gobierno se enfrento a la necesidad de prever que se llevara la energía eléctrica a la pequeña y mediana industria, al campo y en general a todos los centros de población que carecían de ella.

El 29 de diciembre de 1933, el H Consejo de la Unión, facultó y autorizó al gobierno de México, para promover la creación de la Comisión Federal de Electricidad. El 15 de abril de 1937, siendo presidente de la República el Sr. Gral. de División Lázaro Cárdenas, expidió en la ciudad de Mérida, Yucatán la ley que dio origen a la Comisión Federal de Electricidad.

El 20 de octubre de 1960, como consecuencia del proceso de nacionalización de la Industria Eléctrica, se hizo una adición al artículo 27 Constitucional, mediante el cual se concede exclusivamente a la C. F. E. y Luz y Fuerza del Centro para generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica en todo el país.

## ANTECEDENTES

En la década de los sesenta, se instalaron las hidroeléctricas de Mazatepec e Infiernillo y la termoeléctrica del Valle de México. Estas dos últimas con unidades de 180 MW y de 150 MW, respectivamente, esto marco el ingreso del país al uso de las unidades generadoras de gran tamaño.

La transmisión y los enlaces se empezaron a ejecutar en las tensiones de 85, 161 y 230 KV, utilizando este último para transmisión de Necaxa y Mazatepec y el de 400 KV para Infiernillo, Posteriormente se instaló la Hidroeléctrica de Malpaso la cual determino un cambio muy trascendental en la integración y el desarrollo de los sistemas. Su puesta en marcha en 1968, permitió la interconexión definitiva del Sistema Oriental con el Sistema Occidental a través de las líneas de transmisión de Malpaso-Texcoco en 400 KV y Salamanca-Texcoco en 230 KV.

Las interconexiones se utilizaron para normalizar los sistemas, imponiendo procedimientos especiales más detallados para supervisión de la seguridad, calidad del servicio y garantizando siempre la conservación de la integridad del Sistema Eléctrico Nacional. La economía de operación era facilitada también por las interconexiones; pero su logro exigía una adecuada programación de la administración de las unidades, tomando en cuenta su disponibilidad y necesidades de servicio.

El hecho más importante de la interconexión de los sistemas, consistió en la ejecución del cambio del Sistema Central a la frecuencia de 60 ciclos por segundo. Las características de magnitud, ubicación e importancia social del consumo exigían esta medida. Esto también permitió la integración completa del Sistema del Sur, que a partir de 1977 opera como uno solo, desde el punto de vista del aprovechamiento de los recursos.

La red de interconexión se caracterizó por su desarrollo en la tensión de 400 KV en el Sur y 230 KV en el Norte. La diferencia se fundamenta también en la magnitud y grado de dispersión de los consumos, pues el sistema del sur cubre un área más concentrada y su demanda prevista para diciembre de 1977 sobre pasaba los 6,000 MW. El sistema interconectado del Norte es más extenso pero con menor carga, su demanda máxima era del orden de los 2,000 MW, así pues también en el Sur se ha instalado en casi todo lo largo del sistema la red de 400 KV.

En el Occidente-Oriente se unen las hidroeléctricas de la Angostura y Malpaso con Guadalajara e Infiernillo, a través de los centros de carga de Minatitlán, Veracruz, Puebla, México y Salamanca y continúan extendiéndose hacia el Noreste, con la interconexión entre Tula-Poza Rica y Altamira, Güemez y Huinalá.

Se continuo en el Norte con las interconexiones entre los centros de carga y los sistemas, como es el caso de Mazatlán uniendo a Culiacán (en 1973); CD. Juárez con Chihuahua (marzo de 1977); Sinaloa con Hermosillo, sin embargo en 1976 la interconexión de los tres grandes Sistemas del Norte se logro al terminar las instalaciones de la termoeléctrica Mazatlán y de la transmisión correspondiente a 230 KV, hacia Culiacán y Durango, quedando la central como pivote de los sistemas Noroeste y Norte. A partir del segundo semestre de 1976 el funcionamiento de la termoeléctrica de Altamira, Tamaulipas. Y la operación del primer circuito de 400 KV, vino a completar la interconexión del país, utilizándose para ello la planta de Altamira como enlace entre el sistema interconectado del Norte y del Sur.

La normalización del servicio público de energía eléctrica fue sin duda, una de las medidas trascendentales para el impulso de la interconexión de los sistemas en México, así como la elaboración de técnicas de planeación, diseño, construcción y operación. La red de líneas de transmisión ha conectado todo el Territorio Nacional a excepción de la península de baja california a través de 31, 627 Km. de líneas de transmisión en tensiones de 400, 230, 161, 150 y 138 KV. Y en de líneas de subtransmisión de 115, 85 y 69 KV. a lo largo de 35,047 Km.

En el inicio de C. F. E. (1937), se creó un organismo centralizado dado lo reducido de sus instalaciones que podrían controlarse a través de Oficinas Centrales.

A medida que creció la institución se vio la necesidad de crear oficinas operativas fuera de la Ciudad de México, y a raíz de ello se formaron 13 divisiones de operación, haciéndolas autosuficientes en cuanto a su generación, transformación, transmisión, distribución y ventas. Las divisiones que se crearon son las siguientes:

- DIVISIÓN BAJA CALIFORNIA
- DIVISIÓN NOROESTE
- DIVISIÓN NORTE
- DIVISIÓN GOLFO NORTE
- DIVISIÓN GOLFO CENTRO
- DIVISIÓN BAJÍO
- DIVISIÓN JALISCO
- DIVISIÓN CENTRO OCCIDENTE
- DIVISIÓN CENTRO ORIENTE
- DIVISIÓN CENTRO SUR
- DIVISIÓN ORIENTE
- DIVISIÓN SURESTE
- DIVISIÓN PENINSULAR

La interconexión del sistema, el crecimiento de las instalaciones y la necesidad de operación del movimiento de energía en los sistemas troncales de 400 KV, originó el tomar la decisión de estudiar e integrar una nueva estructura de organización mediante la separación por especialidad dentro del proceso de generar, transmitir y distribuir, dando origen a las actuales Regiones de Generación, Áreas de Transmisión, Divisiones de Distribución y Áreas de Control, los cuales fueron aprobados en el año de 1977.

#### OBJETIVOS PARA EL SISTEMA NACIONAL DE ENERGIA

Dentro de los principales objetivos para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) resaltan, el mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica, calidad en el servicio, seguridad en la operación y economía global, respetando las restricciones ambientales.

*La continuidad* consiste en la acción de suministrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica a los usuarios de acuerdo con la normatividad y reglamentos vigentes aplicables.

*La calidad* implica mantener el suministro de energía eléctrica dentro de estándares internacionales en los valores de voltaje y frecuencia.

*La seguridad* obliga a mantener las condiciones del sistema eléctrico de potencia dentro de márgenes operativos que eviten o minimicen la ocurrencia de disturbios.

La economía implica satisfacer en todo momento la demanda de energía eléctrica al más bajo costo de producción global en base a la disponibilidad de unidades generadoras, disponibilidad de energéticos primarios, escurrimientos hidráulicos y restricciones en la red de transmisión.

Bajo estos lineamientos y considerando la disposición física de las instalaciones se crearon 5 Regiones de Generación Hidroeléctrica, 5 Regiones de Generación Termoeléctrica, así como 9 Areas de Transmisión tales como se muestran en el Mapa 1 y Tabla No. 1



Areas de Transmisión	B.C.	Baja California
	NES	Noroeste
	NOR	Norte
	NTE	Noreste
	OCC	Occidente
	CEN	Central
	OTE	Oriente
	STE	Sureste
	PEN	Peninsular

Tabla No. 1

Para que se lleve a cabo un adecuado control y estabilidad del SEN se creó el Centro Nacional de Control de Energía ( CENACE ), el cual monitorea la generación, transmisión y distribución del flujo eléctrico de toda la República Mexicana incluyendo los centros de control de Luz y Fuerza (LyF), conformada básicamente por el Centro de Operación y Control de LyF, Subárea de Control Sur y Subárea de Control Norte, las cuales forman el Área de Control Central

Cabe hacer notar que el CENACE controla diversas áreas a lo largo y ancho de México Como lo muestra el Mapa 2



Mapa No. 2

Es pertinente aclarar que dentro de algunas de las Regiones de Generación Hidroeléctrica, quedaron involucradas Centrales Termoeléctricas que por su pequeña capacidad y localización geográfica se vio la conveniencia de que fueran supervisadas por dichas regiones. En igual forma algunas Regiones de Generación Termoeléctrica supervisan la operación y mantenimiento de pequeñas Centrales Hidroeléctricas por las razones antes citadas

Las divisiones Baja California y Peninsular por su localización con respecto al Sistema Interconectado Nacional (se encuentran aislada del sistema) conservaron su estructura de organización y en consecuencia mantienen la supervisión de la operación y conservación, tanto de Centrales de Generación como de Líneas de Transmisión y de sus Sistemas de Distribución-Ventas.

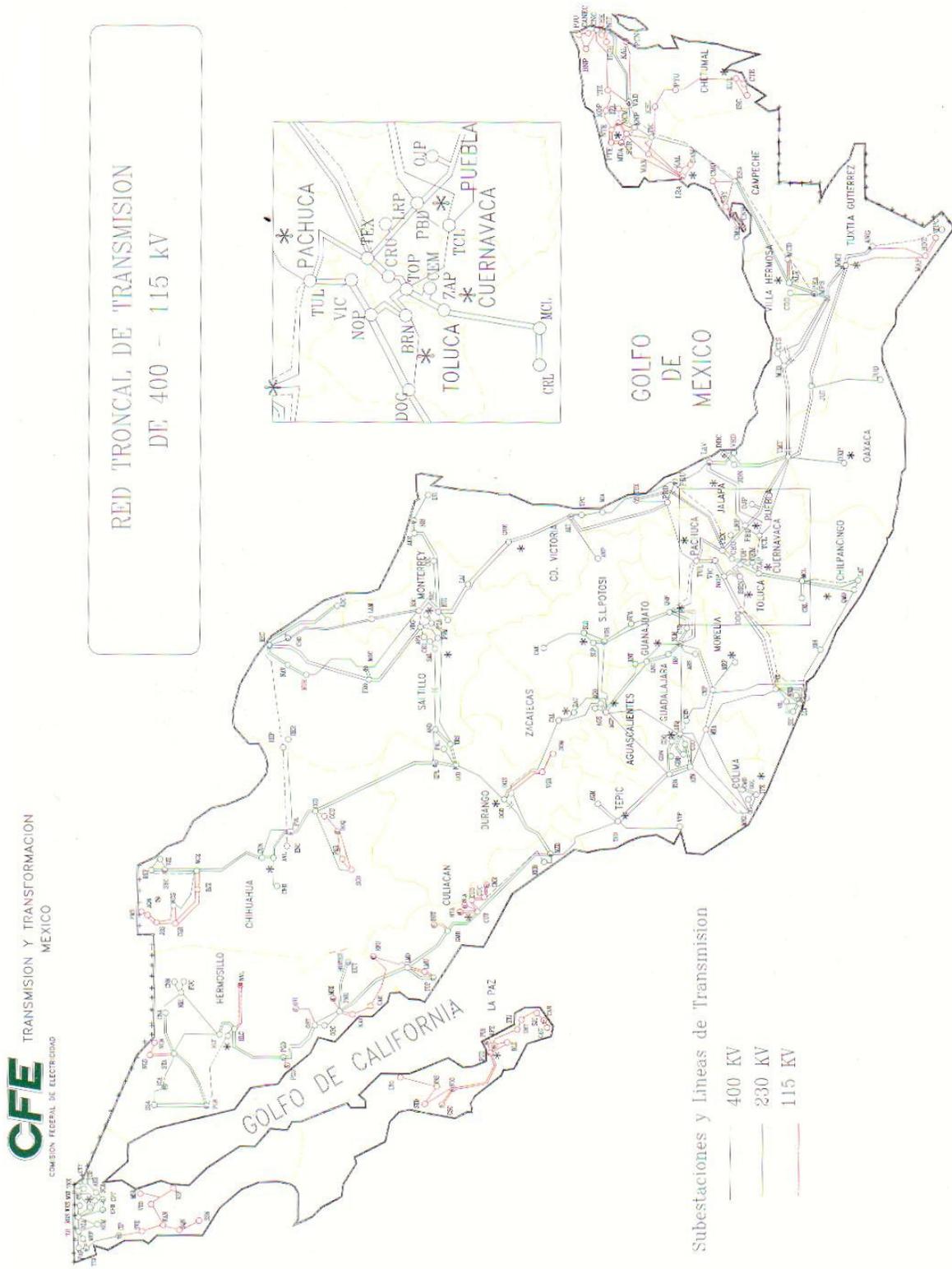
Las restantes Divisiones de Operación, cambiaron su denominación por la de Divisiones de Distribución, en virtud de que en ellas quedaron las funciones de operación y conservación de los Sistemas de Distribución y el proceso de comercialización de la energía.

Para definir las áreas de acción, en principio se han fijado las siguientes políticas:

Las regiones de Generación son responsables de la operación y mantenimiento de todas las Centrales Generadoras que se localizan dentro de su ámbito geográfico, el mantenimiento y la operación de la Subestación de la Central, es responsabilidad del Area de Transmisión Correspondiente, y en aquellos casos que dicha Area no cuente con los recursos necesarios para esto, el servicio será proporcionado por la Región de Generación con cargo al Area de Transmisión.

Las Areas de Transmisión se encargan de la operación y conservación de todas las Subestaciones y Líneas de Transmisión de 400, 230, 161, 150 y 138 KV, así como aquellas Subestaciones y Líneas de Interconexión entre Centrales Generadoras con tensiones nominales de 115 y 69 KV. como se muestra en el Mapa No. 3

Las Subestaciones y Líneas de transmisión de 138, 115, 85 y 69 KV en su forma radial, o enlace estarán a cargo de las Divisiones de Distribución, al igual que los alimentadores de mediana tensión de 23, 13.2 y 6 KV.



# **CAPITULO I**

## **CONCEPTOS GENERALES**

## I **CONFIABILIDAD DE LA RED DE TRANSMISIÓN**

El crecimiento de los Sistemas de Energía Eléctrica y su progresiva automatización para mejorar la calidad del servicio y el interés económico que representa la optimización de su operación ha conducido a estudios cada vez más amplios, para evaluar el comportamiento de los sistemas desde el punto de vista de su confiabilidad y mantenimiento.

Desde el perfil económico y técnico no tiene sentido analizar hasta que punto se puede alcanzar la seguridad absoluta, ya que lo más importante es la relativa seguridad que puede obtenerse con los elementos que se cuentan, tomando en consideración los dos factores antes mencionados.

El estudio de las características y el comportamiento de las redes eléctricas de muy alta tensión en condiciones anormales de funcionamiento cubre una amplia gama de problemas en ingeniería, que van desde el funcionamiento anormal ocasionado por las sobre tensiones transitorias producidas por la apertura y cierre de interruptores o por descargas atmosféricas, hasta problemas relacionados con el diseño y fabricación de los elementos propios de las estructuras y además los agentes externos que provocan fallas en las líneas de transmisión ( contaminación, quema de caña, errores de personal técnico, etc.).

### I.1 **LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

Es el conjunto de conductores y accesorios aislados eléctricamente, destinados a la transmisión de la energía eléctrica.

Las líneas de transmisión se encuentran compuestas de los siguientes elementos:

- Estructuras.
- Aisladores.
- Conductores.
- Empalmes conexiones.
- Hilo de guarda.
- Herrajes.
- Amortiguadores.
- Sistemas de tierras.
- Derecho de vía y brecha.

#### I.1.1 **ESTRUCTURAS**

Las estructuras constan de los siguientes elementos:

- Cimentación.
- Botón panel.
- Cuerpo piramidal.
- Cuerpo recto
- Brazos
- Trabe

- Ventana.
- Linternilla.
- Trabes.
- Crucetas de conductores.
- Crucetas de hilo de guarda.
- Conectores.
- Tornillos.
- Barras
- Perfiles
- Tubos
- Alfileres
- Chavetas

Existen varios tipos de torres o estructuras, las cuales son:

- Torre de suspensión.
- Torre de tensión.
- Torre de remate.
- Torre de transposición.

Las estructuras de una línea aérea, en general tienen por objeto soportar los conductores, separados entre sí y conservarlos a una distancia determinada de cualquier superficie o infraestructura, tal como librar puentes vehiculares y peatonales. Estas estructuras deben estar diseñadas para resistir los efectos mecánicos de los conductores, que son originados principalmente por:

- Peso de los conductores.
- El empuje del viento y vibraciones que se producen.
- El peso de cuerpos extraños (nieve, agua, hielo, etc.)
- Los movimientos originados por el efecto electromagnético entre los conductores.
- Esfuerzo tensionado de las líneas y cambio de dirección.

De acuerdo con la forma de desarrollar sus funciones las podemos clasificarla en dos grupos:

**ESTRUCTURAS AUTO SOPORTADAS.-** Son aquellas que por su diseño soportan por sí solas los esfuerzos mecánicos de la línea, por ejemplo las Torres Metálicas.

**ESTRUCTURAS PARCIALMENTE SOPORTADAS.-** Son las que necesitan de apoyos auxiliares para equilibrar los esfuerzos mecánicos, por ejemplo las que se apoyan con postes de hormigón o madera, dichas estructuras no son utilizadas en líneas de transmisión de 400 KV.

## I.1.2 AISLADORES

El aislador impide el flujo de corriente a través de el mismo, siendo un soporte para un conductor eléctrico, la finalidad del aislador es la siguiente:

- Separar los conductores de materiales o elementos que provoquen una falla.
- Separar los conductores entre si.
- Soportar el peso de los conductores y los esfuerzos mecánicos originados por la línea.

Algunas de las propiedades de los aisladores en líneas de transmisión, pueden ser las siguientes:

- Presentar gran resistencia al paso de la corriente.
- Alta resistencia mecánica para los efectos transitorios en la línea.
- Conservar dichas propiedades por tiempo indefinido.

Las condiciones de diseño de un aislador deben ser:

- Un buen material aislante.
- Tener forma adecuada para resistir mecánicamente los esfuerzos.
- Presentar un camino largo de descargas a tierra.
- Tener una superficie lisa que no permita la entrada de agua a su interior.
- Resistir los efectos corrosivos del medio ambiente y los cambios de temperatura.

Por su aplicación pueden clasificarse en:

- Tipo soporte.- Cuando sirven de apoyo al conductor (Tipo alfiler).
- Tipo suspensión.- Cuando el conductor se suspende del aislador (tipo disco).
- Tipo tensión.- Son los que resisten los esfuerzos verticales, horizontales y cambios de dirección en la trayectoria de la línea.

## I.1.3 CONDUCTORES

Un conductor es una sección de material el cual permite a través de sus las características resistivas el flujo de corriente eléctrica por el mismo material.

Los conductores utilizados en Líneas de Transmisión deben de cumplir con ciertos requisitos:

- Tener un grado de flujo de corriente eléctrica adecuado sin afectar las características del material, para con ello disminuir las perdidas de energía debido al efecto Joule ( disipación de calor ).
- Tener una buena resistencia mecánica para soportar las tensiones mecánicas a que están sujetos (debido a los grandes claros entre apoyos): empuje, aire y cuerpos extraños, etc.

- Ser económicos para que la inversión no sea demasiado costosa.
- Ser manejables para permitir el fácil tendido y reparación de los mismos.

Estos requisitos son cumplidos por los conductores de cobre y aluminio que son los que más se utilizan en líneas, en formas de cables o alambres debido a la condición de tener que llevar grandes corrientes en líneas de transmisión, se hace indispensable el uso de grandes conductores de gran sección, esto a traído como consecuencia el empleo más frecuente de los cables. El cable esta compuesto de varios hilos conductores torcidos, trenzados, en cuyas secciones sumadas dan el área total requerida. Esta construcción permite una mayor flexibilidad del conductor.

#### I.1.4 HILO DE GUARDA

El hilo se guarda en un conductor aéreo de tierra que se coloca en la parte superior de las líneas y que va conectado a la tierra en cada uno de los apoyos de la línea. El hilo conductor de la tierra es generalmente de cable de acero galvanizado. El objeto que persigue este dispositivo es proporcionar una pantalla a todos los conductores de la línea, para que no llegue a ellos las descargas atmosféricas. Por suposición el cable o cables de tierra reciben el impacto del rayo descargándolo a tierra y solo un pequeño porcentaje puede alcanzar a los conductores.

Su altura debe ser tal que al ángulo proyector sea igual o menor de  $35^\circ$ , el ángulo esta formado por una vertical del punto de sujeción de uno de los conductores del hilo de guarda y una recta que une el cable con el conductor superior de la línea. Es conveniente tomar en cuenta que el movimiento lateral puede sacarlo del área de protección, por lo que es conveniente que dicho ángulo se tome considerando esa probabilidad esto ha dado el resultado del uso de ángulos de  $25^\circ$ .

Para que la protección sea efectiva del hilo de guarda es necesario que la resistencia de puesta a tierra sea baja, que el aislamiento de la línea sea relativamente elevado y que la distancia entre cable de guarda y conductor de la línea sea la adecuada. La disposición de los conductores en la estructura determina el número de hilos de guarda. Para la disposición triangular de un circuito en una estructura se emplea un hilo de guarda y en una disposición horizontal se emplean dos hilos de guarda.

Si no se cumplieran estas consideraciones la efectividad de un buen blindaje y confiabilidad para captar las posibles descargas atmosféricas disminuiría considerablemente.

#### I.1.5 HERRAJES.

Dentro del grupo de herrajes, se encuentran clemas para conductor, para cable de guarda, conectores, grapas, tornillos, calavera, ojo, yugos, péndulos, rótulos, cuernos, grilletes y eslabones. Respecto a estos materiales sus condiciones deben ser óptimas tanto en lo que se refiere a su instalación como a su apariencia en el galvanizado.

### I.1.6 AMORTIGUADORES.

Son dispositivos de protección contra vibraciones y las cuales se producen en los conductores cuando el viento los empuja horizontalmente, el impulso a vibrar es a causa de la aparición de torbellinos, los cuales son rezagados por una corriente de aire de un modo alternativo en los bordes superiores o inferiores del conductor, originando esto una serie de impulsos que actúan hacia abajo y hacia arriba, presentando la vibración del conductor.

Las vibraciones originan el rompimiento de los conductores en apoyos de las estructuras, por lo que existe la necesidad de dispositivos contra los efectos de las vibraciones.

Los dispositivos más comunes son:

- Varillas protectoras.
- Amortiguadores de vibraciones.

Las varillas protectoras refuerzan la resistencia del conductor al flexionarse en los puntos de suspensión y hace que la energía vibratoria se reparta sobre una sección mayor.

Los amortiguadores de vibraciones absorben la energía de las vibraciones actuando como amortiguadores de movimiento vibratorio. Los amortiguadores se aseguran en el conductor a una distancia determinada de las clemas y absorben de los conductores la energía vibratoria poniendo masa en movimiento.

### I.1.7 EMPALMES

Los empalmes adoptados para la unión de conductores de las Líneas de Transmisión son del tipo de compresión para tensión plena y los empalmes para los cables de guarda son del tipo preformado.

### I.1.8 SEPARADORES

Los separadores son para mantener a una distancia alejada entre los conductores de una misma fase y utilizan separadores con suficiente resistencia mecánica para soportar sin que se deformen permanentemente, los esfuerzos electrodinámicos de compresión producidos por corrientes de cortocircuito asimétricos y con dispositivos de sujeción que limitan al mínimo el deterioro de los conductores. Dichos separadores son utilizados en líneas de transmisión de 230 y 400 KV. entre varios conductores de una misma fase.

### I.1.9 SISTEMA DE TIERRA

El sistema de tierras en una línea de transmisión tiene como objetivo lo siguiente:

- Proporcionar seguridad a las personas o animales que transiten en las inmediaciones de las torres, de sobretensiones transitorios por maniobra, falla de aislamiento o descargas atmosféricas.
- Proporcionar confiabilidad de operación a las líneas de transmisión al drenar a tierra en el mínimo de tiempo las sobre tensiones mencionadas.
- Reducir la posibilidad de daño a las instalaciones.

Un sistema de tierras es la trayectoria de menor resistencia a la tierra y se haya formado por (los) hilo(s) de guarda y los propios elementos de la torre en el caso de estructuras metálicas y la red de tierras de cada estructura de la línea.

Cuando una descarga eléctrica incide sobre un hilo de guarda, la corriente producida pasa de éste a tierra a través de la torre. Durante la descarga, la parte superior de la torre adquiere un potencial cuyo valor depende de la magnitud de la corriente de descarga y la impedancia al impulso de la conexión a tierra. Si esta impedancia es alta, dicho potencial puede alcanzar valores muy altos, hasta llegar a millones de volts, y si esto excede el valor de aislamiento de la línea, se producirá arqueado entre el hilo de guarda y el conductor, obteniendo como consecuencia el disparo de el o los interruptores de dicha línea.

### I.1.10 BRECHA Y DERECHO DE VÍA

Según los trabajos del Comité de Normalización Interna de la CFE y LYF Se entenderá como derecho de vía a la franja de terreno con fines de protección y seguridad de una Línea de Transmisión con un ancho determinado el cual esta en función de su tensión, longitud promedio del claro, número de circuitos y tipo de estructura.

Para Líneas de Transmisión de 400 KV. los derechos de vía que se utilizan para los diferentes terrenos, a consideración de la Gerencia General de Construcción son los que se relacionan en la Tabla No. 2

	Para un circuito	Para dos circuitos
<i>Zona cerril o boscosa</i>	<i>69 m.</i>	<i>69 m.</i>
<i>Zona de cultivo</i>	<i>50 m.</i>	<i>50 m.</i>
<i>Zona de urbana</i>	<i>40 m.</i>	<i>40 m.</i>

Tabla No. 2

Para un manejo práctico se propone en los tipos de terreno, a consideración de la Gerencia de General de Operación las distancias que se relacionan en la Tabla No. 3

	Para un circuito	Para dos circuitos
<i>Zona cerril o boscosa</i>	<i>60 m.</i>	<i>70 m.</i>
<i>Zona de cultivo</i>	<i>40 m.</i>	<i>50 m.</i>
<i>Zona de urbana</i>	<i>40 m.</i>	<i>50 m.</i>

Tabla No. 3

Brecha.- Es la limpieza del ancho de vía, eliminando árboles, arbustos y desmonte de cerros hasta una anchura considerable a efecto de evitar deslaves que colapsen torres de transmisión y sirve para:

- Inspeccionar la Línea de Transmisión o para patrullaje.
- Sirve para que el personal de líneas pueda acceder y dar mantenimiento o realizar maniobras.
- Sirve para evitar que elementos de la ecología dañen la Línea de Transmisión.

## I.2 TENSIONES EN UNA LINEA DE TRANSMISIÓN

En una línea de transmisión se llegan a presentar tensiones de diferentes fuentes como por ejemplo, al contacto con otros circuitos energizados, a la inducción electromagnética de una línea o una descarga atmosférica directa o indirecta. Por otro lado cuando una línea de transmisión desenergizada se localiza junto a una o más líneas energizadas, se sujeta a un acoplamiento magnético y capacitivo desde las líneas energizadas.

### I.2.1 ACOPLAMIENTO CAPACITIVO.

Debido al acoplamiento capacitivo entre los conductores energizados y los desenergizados, un voltaje es inducido en los conductores desenergizados. El nivel de voltaje depende del voltaje de operación de la línea energizada, así como la distancia entre conductores (energizados y desenergizados). Si la línea desenergizada se encuentra aterrizada en algún punto, entonces la corriente inducida que fluye por el conducto es directamente proporcional a la distancia que corren paralelas las dos líneas.

### I.2.2 ACOPLAMIENTO MAGNETICO.

El acoplamiento magnético se da en las mismas circunstancias que el acoplamiento capacitivo. Si la línea desenergizada esta aterrizada en dos puntos diferentes, y si la línea se encuentra muy cerca una de otra durante un tramo muy largo, una corriente de cientos de amperes puede circular a través del lazo de tierras. Este fenómeno puede provocar que sea difícil remover el sistema de tierras auxiliares, debido a la presencia de estos voltajes y corrientes en la red. De la misma manera la corriente inducida que continuamente fluye por los cables de tierras, puede provocar gradientes de voltaje peligrosos debido a las variaciones de resistencia a tierra.

La corriente inducida magnéticamente es directamente proporcional a la corriente que circula por el circuito energizado adyacente. La corriente inducida puede incrementarse drásticamente si ocurre una falla en la línea energizada adyacente. La corriente inducida dependerá en ese instante de la corriente de corto circuito de la línea energizada.

### I.2.3 VOLTAJE DE PASO Y TOQUE.

Cuando en la línea de transmisión ocurre una falla a tierra, el nivel de potencial que alcanza un electrodo a tierra respecto a tierra puede incrementarse hasta representar un peligro para el personal de mantenimiento. Esto depende de la capacidad de cortocircuito de la línea, la resistividad del terreno y la duración de la exposición al voltaje.

La disipación de voltaje a través del electrodo de potenciales llamado gradiente de potencial a tierra, dependiendo el descenso de voltaje a la resistividad del terreno.

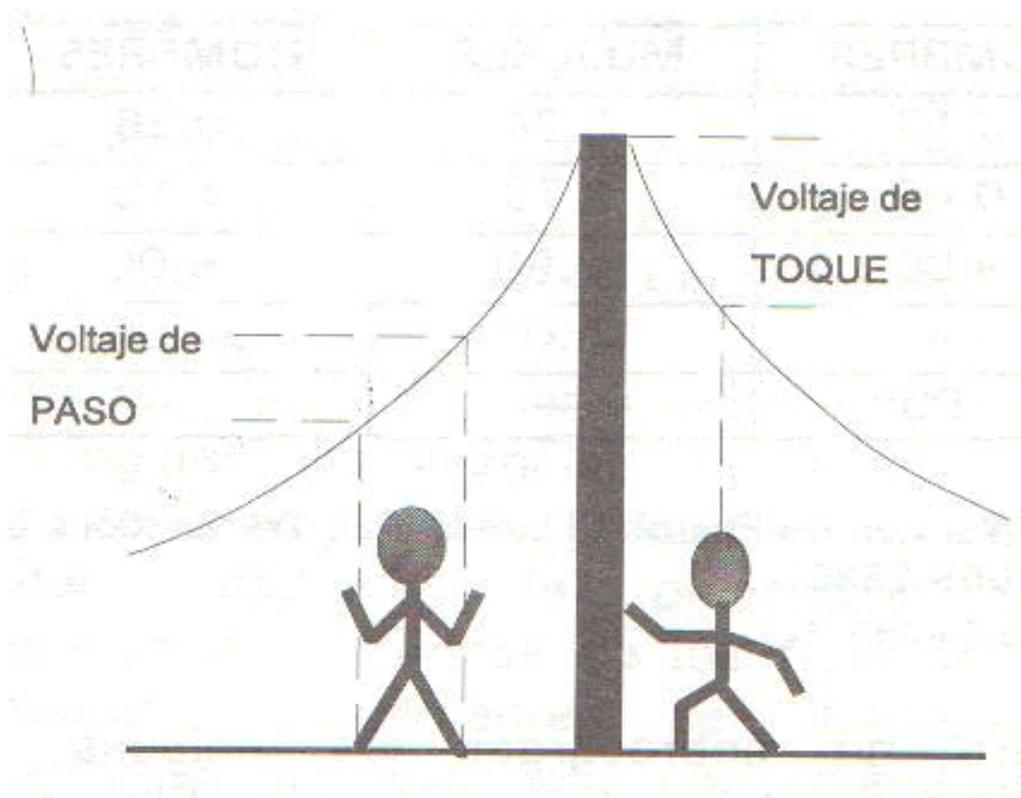


Figura 1

El voltaje de paso puede aparecer como se ilustra en la Figura No. 1, cuando existe una diferencia de potencial entre los pies de un liniero en el momento de una falla. Dependiendo de la cercanía del electrodo a tierra por el suelo circulara una corriente de varios KA. Asumiendo una resistencia de 1 ohm, esta corriente se convertirá en un voltaje de varios KV. Entre los pies del trabajador. El mismo principio se aplica para el voltaje de toque, el cual ocurre al recargarse un trabajador sobre la estructura de la torre.

## **CAPITULO II**

### **MANTENIMIENTO**

## II.1 MANTENIMIENTO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

Las líneas de transmisión forman parte importante del sistema eléctrico nacional, su operación confiable depende en gran parte de una inspección adecuada así como de un mantenimiento oportuno, con la finalidad de garantizar la continuidad en el suministro de energía eléctrica, y la conservación en forma adecuada de los elementos que conforman las líneas de transmisión, para esto es necesario contar con un programa de mantenimiento ya sea preventivo, correctivo y predictivo para cada una de los elementos que la componen.

Las condiciones básicas de aplicación del mantenimiento de una línea de transmisión son las de crítico y las de no crítico. Estos factores se determinan después de realizar las inspecciones de una línea de transmisión. De esta forma, es posible realizar la programación de las actividades de mantenimiento. Para ello, es necesario desarrollar las técnicas de trabajo con línea energizada y desenergizada. Los componentes de una línea de transmisión que por su falla provoquen serias consecuencias en la operación de la misma se consideran críticas.

### TIPOS DE MANTENIMIENTO

Para el mantenimiento de una línea de transmisión, se aplican los siguientes tipos de mantenimiento:

- \* Mantenimiento preventivo.
- \* Mantenimiento correctivo.
- \* Mantenimiento predictivo.

## II.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo tiene como objetivo evitar las interrupciones de las líneas, mejorando la calidad y continuidad en su operación, y es consecuencia de las inspecciones programadas.

### II.2.1 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

A continuación se listan algunas de las actividades que deben realizarse en una línea de transmisión:

**CONTROL DE QUEMA DE CAÑA Y MALEZA.** En aquellas líneas de transmisión con quema de caña de azúcar o zonas de incendio por maleza bajo su trayectoria, se debe programar esta actividad para el personal que interviene en la supervisión de su control así como los trabajos especiales de brecheo en zonas con proliferación abundante de maleza, esto mediante la calendarización con los ejidatarios de realizar la quema de caña por partes y de una manera controlada, con la finalidad de evitar una salida de operación de una línea de transmisión.

**MEDICION DE LA RESISTENCIA A TIERRA.** Debe realizarse máximo cada cuatro años en el caso de una línea nueva y según las especificaciones del fabricante, se estima

conveniente hacer programas de medición de resistencia de tierras al 100%. Tratándose de líneas nuevas (en recepción), se deberán medir todas las estructuras antes de ponerlas en servicio. El equipo más recomendable para medir resistencia a tierras en líneas de transmisión energizadas, es el de alta frecuencia el cual no requiere de la desconexión.

La medición de tierra deberá ejecutarse en épocas del año en el que el terreno permanece seco fuera de la temporada de lluvias.

**MEDICION DE CORROSION.** Esta actividad deberá evaluarse y programarse en aquellas líneas que presenten corrosión debiéndose considerar de acuerdo al procedimiento, la medición de la corrosión en cimentaciones mediante la obtención de la resistividad del terreno y potencial al piso

**MEDICIÓN DE DISTANCIAS DIELECTRICAS.** Se programará en líneas en construcción y en operación, con la finalidad de detectar distancias eléctricas reducidas conductor-estructura, cruce de líneas, contra perfiles y libramientos con vías de comunicación. Los valores de referencia se tomarán de la especificación CFE LOOOO-06 "Coordinación de aislamiento" o del estudio específico de coordinación de aislamiento elaborado para una línea en particular.

**DETECCIONES DE PUNTOS CALIENTES (AÉREO).** Se recomienda la utilización de termografía aérea, para la detección de puntos calientes mediante el uso del helicóptero, en líneas estratégicas para la red de transmisión, y en caso de detectarse algún punto caliente es indispensable su corrección inmediata.

**REAPRIETE DE HERRAJES.** Incluye la corrección de conexiones deficientes por tornillería floja en cremas de suspensión, cremas de remate, puente de cables de guarda y estructura en general.

**SUSTITUCIÓN DE EMPALME EN CONDUCTOR.** En aquellas líneas donde por termografía o inspección se detecten empalmes dañados o defectuosos (mecánicos o compresión), se deberá programar su reemplazo, considerando para ello el método que ofrezca -mayor seguridad para el personal (uso de canastillas, bajar cable al piso, etc.).

**CAMBIO DE SEPARADOR.** Aplicable a líneas de transmisión con más de 1 conductor por fase, donde por efectos de vibraciones, corrosión o fatiga llega a requerirse su reemplazo.

**SUSTITUCION DE COLA DE RATA.** Esta actividad se realiza cuando se encuentre dañado el cable de cola de rata.

**MANTENIMIENTO A CONEXIONES O CAMBIO DE PUENTE.** Incluye sustitución de tornillería en zapatas o conectores mecánicos de estructuras de tensión-remate, remate-deflexión y/o transposición así como cambio de puentes y conectores.

**INSTALACIONES Y/O REPOSICION DE AMORTIGUADORES EN VIVO.** Esta actividad contempla la sustitución de amortiguadores dañados, recomido de los desplazados así como instalación de nuevos en líneas que los requieran.

**CAMBIO DE HERRAJE.** Consiste en la sustitución de todos aquellos herrajes que forman parte del conjunto de suspensión o tensión de una línea, por problema de corrosión o falta de calidad en materiales.

**REPARACION DEL CONDUCTOR O HILO DE GUARDA.** Estos trabajos tienen como propósito efectuar reparaciones en cables con hilos rotos, golpeados o dañados por corrosión, descargas atmosféricas o vandalismo.

**LAVADO DE AISLAMIENTO.** Es la actividad de lavado en vivo en zonas de alta contaminación pudiendo ser salina, industrial, desértico con presencia de humedad, para lo cual se emplea el método de lavado con chorro de agua desmineralizada o lavado en seco (SAMBLAST) con material orgánico (olote o cáscara de nuez) utilizado en zonas salinas o industriales. Para la contaminación salina, la actividad debe ser mínimo dos veces al año y para el resto, una vez al año.

**APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTO AL AISLAMIENTO.** Es la aplicación de un producto, para recubrir las cadenas de aislamiento, como método de solución al problema de contaminación. De acuerdo a la experiencia de campo, se considera que su saturación se enmarca en un período de 5 años.

**RETIRO DE RECUBRIMIENTO EN AISLAMIENTO.** Es la actividad que se refiere al retiro de recubrimiento y en base a la experiencia de campo, en que este se satura, para considerar su reposición deberá ser un período de 5 años.

**LIMPIEZA DE AISLAMIENTO EN MUERTO.** Se refiere a la limpieza de cadenas de aisladores por métodos manuales con línea desenergizada. En zonas donde la trayectoria de la línea se ve expuesta a contaminación de tipo industrial, donde las incrustaciones de contaminantes sobre la superficie del aislador normalmente no logran resolverse con otros métodos de limpieza y donde el acceso a las estructuras no permite utilizar equipo de lavado en vivo.

**CORRECCIÓN AL SISTEMA DE TIERRAS.** Como resultado de un programa de medición en algunas líneas resultaran valores de resistencia altos. Los valores mayores a 10 OHMS deberán corregirse utilizando preferentemente el método de contra antenas y electrodos y/o mejorando las propiedades del terreno artificialmente.

**CORRECCIÓN DE CORROSIÓN.** Se aplicará el criterio del manual CFE MMAOO-01. Para efectos de esta actividad, únicamente se esta considerando la aplicación de recubrimiento anticorrosivo previa preparación de superficies, tanto para la parte aérea, interfase y enterrada.

**CORRECCIÓN DE BRECHA.** Se considera como el mantenimiento de brecha o poda de árboles que se realiza con personal de CFE, en zonas donde se llega a detectar crecimiento exagerado de árboles, maleza o pastizales que ponen en riesgo la confiabilidad de la línea de transmisión.

**MANTENIMIENTO A PROTECCIÓN CATÓDICA.** Se hará de aquellas estructuras que cuenten con protección catódica y la actividad consiste en verificación de conexiones, medición de corriente y reemplazo de los ánodos de sacrificio, cuando se determine el término de su vida útil.

**LIMPIEZA DE BRECHA POR TERCEROS.** En C. F. E. Se acredita el programa de mantenimiento de brecha por terceros así como los créditos que resulten de la contratación de servicio de brecheo en líneas de transmisión en operación. Para llevar a cabo esta actividad se deberá de coordinar con las autoridades de protección ambiental.

**MANTENIMIENTO A CAMINOS DE ACCESO.** Son todas las obras civiles tendientes a mantener en buen estado, los caminos de acceso tomando como base una longitud de claro de 300 m. promedio para estructura tipo de 230 KV.

**ELIMINACION DE OBJETOS EXTRAÑOS A LA LÍNEA.** Es la acción en la cual se procederá a retirar de los conductores o hilos de guarda, cualquier objeto extraño que por alguna causa se encuentre en ellos.

**RETIRO DE NIDO DE PÁJARO.** Se programará en líneas de transmisión donde existen nidos asentados en las traveses de las estructuras, retirándolos para evitar fallas. Para esto se deberá coordinar trabajos con las autoridades de protección ambiental.

**INSTALACIÓN DE PROTECCIÓN CONTRA AVES.** Se aplicará mediante la gran variedad de dispositivos existentes, que instalados en las traveses de las estructuras metálicas autosportadas, tienen como propósito evitar salidas de línea por excremento de ave, cuando éstas se paran sobre las traveses de las torres.

**SUSTITUCIÓN DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES CORROIDOS.** Este mantenimiento se hará cuando por corrosión de los elementos estructurales de la parte aérea, interfase o parte enterrada de una estructura, que se encuentren en las etapas "C" y "D", tal como se explica en el manual CFE MMAOO- 01 "Evaluación de la corrosión para mantenimiento de estructuras metálicas de líneas de transmisión".

**SUSTITUCIÓN DE RETENIDA.** Para tener más confiabilidad de soporte de estructuras se deberá programarse el reemplazo de dañadas.

**CONSTRUCCION DE CIMENTACIÓN DE CONCRETO.** Para esto se incluye si fuere el caso la sustitución total de patas de acero por una cimentación de concreto.

**CONSTRUCCIÓN MURO DE CONTENCIÓN.** Son todas aquellas obras civiles que se realizan, para control de los deslaves y asentamientos en las bases de las estructuras.

**CAMBIO DE POSTE.** Se programará exclusivamente para estructuras a base de postes de madera o concreto dañadas, las cuales se ejecutan con línea desenergizada o energizada.

**CAMBIO DE CRUCETAS.** Este trabajo se programará para reemplazo de crucetas dañadas con línea desenergizada.

**CAMBIO DE ESTRUCTURA.** Esta actividad contempla el reemplazo, instalación de intermedias o reubicación de estructuras, en forma total.

**CONSTRUCCIÓN DE ANCLAJES.** Comprende, elaboración de cepa con barrenadora y colocación de anclaje, o bien con el uso de pilones de concreto.

**TENDIDO DE CONDUCTOR.** Se refiere a la actividad de tendido de conductor a nivel de piso a lo largo del eje de la línea de transmisión.

**TENSIONADO DE CONDUCTOR.** Esta acción es el esfuerzo que se le aplica al conductor para disminuir la concavidades en un claro, efectuando las maniobras necesarias y tomando en cuenta el no sobrepasar las características resistivas de los materiales.

**ARMADO E IZAJE DE ESTRUCTURA MODULAR.** Son todas aquellas maniobras encaminadas para el armado de estructura e izaje de la misma, ya sea por cualquiera de los métodos establecidos, con pluma flotante pivoteada con pluma o con helicóptero.

**TENSIONADO DE RETENIDAS.** Este trabajo comprende el retensionado del Cable de retenida cuando se encuentra floja.

**MANTENIMIENTO DE EQUIPO Y HERRAMIENTAS.** Se programará para efectuarse dos veces al año, debiéndose incluir equipo personal, de maniobra y de seguridad.

**RECEPCIÓN Y PUESTA EN SERVICIO.** Comprende las actividades de recepción de líneas en construcción, encaminadas a lograr que estas entren en operación en las mejores condiciones de seguridad y operación

**PRACTICAS DE ATERRIZAMIENTO.** Cuando una línea de transmisión es accidentalmente energizada, si las tierras auxiliares no están adecuadamente conectadas, la corriente que fluye a través de las partes aterrizadas puede ocasionar niveles de voltaje peligrosos, entre los diferentes puntos del sistema de tierra. El pico de voltaje en el lugar de sitio depende de varios factores; de la corriente de corto circuito de la línea, de la localización de las tierras auxiliares con respecto al sitio de trabajo, del número de fases aterrizadas, de la integridad del cable de tierras.

Existen dos formas de proteger el área de trabajo, aterrizar los postes adyacentes o aterrizar el poste en el que se está trabajando. En el primer caso el personal que se encuentra en piso está a salvo de los voltajes de paso y de toque que pudieran generarse. Sin embargo, el liniero que está en la línea está expuesto a un sobrevoltaje si el claro entre postes es grande. En el segundo caso el liniero en la línea se encuentra seguro y el personal de piso se encuentra expuesto a un sobrevoltaje. Es claro que las formas de aterrizamiento marcan un compromiso entre el personal que labora en piso y en el poste. Sin embargo en el segundo caso, el personal de piso puede alejarse del poste y así disminuir el riesgo de trabajo. Por lo que se recomienda el aterrizar en sitio sobre cualquier otra forma de aterrizamiento.

**SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.** Gran parte de la efectividad de una puesta a tierra depende del equipo que es usado. Para la correcta selección del equipo es necesario conocer:

- \* La magnitud de corriente de falla.
- \* La duración de la falla.

El equipo que se selecciona a fin de que soporte la magnitud y duración de la falla como se muestra en la Tabla No. 4. El equipo a usar debe ser el especificado en función a:

- \* Capacidad de conducción de los conectores.
- \* Tipo de conector (dentado, plano, etc.).
- \* Capacidad del conductor de los cables.
- \* Tipo de (color, forro, etc.).

Capacidad del cable para puesta a tierra AWG	Propiedades calculadas de corto circuito *						Capacidad de corriente continua a RMS 60 Hz.
	Capacidad no disruptiva KA RMS simétrico 60 Hz		Capacidad limite KA RMS simétrico 60 Hz °				
Cobre #	15 ciclos (250 ms)	30 ciclos (500 ms)	6 ciclos (100 ms)	15 ciclos (250 ms)	30 ciclos (500 ms)	60 ciclos (1 ms)	
2	14	10	29	18	13	9	200
1/0	21	15	48	30	21	15	250
2/0	27	20	61	38	27	19	300
3/0	36	25	76	48	34	24	350
4/0	43	30	96	60	43	30	400
2 2/0	54	39	114	72	51	36	450
2 4/0	74	54	159	101	71	50	550

\*: Las propiedades no disruptivas y de limite de cortocircuito se basan en el desempeño bajo impulsos que no excedan de un factor de asimetría de un 20 %.

°: La capacidad limite representa una corriente simétrica calculada que puede ser conducida por el cable o el puente en el tiempo especificado.

Tabla No. 4

Fuente: Especificaciones ASTM F855-96. Sistemas de puesta a tierra temporal a usar en equipos y líneas eléctricas de alta tensión desenergizada.

En la tabla anterior se muestra la capacidad de conducción de los cables más usados.

La resistencia total del sistema de puesta a tierra dependerá de la suma de las resistencias del cable, los conectores y las interfaces de conexión entre:

- \* el cable y los conectores.
- \* el conector y el conductor
- \* el conector y la estructura o bajada de tierra.

Existen conectores dentados que permiten reducir la resistencia de conexión con conductor y la estructura. También es recomendable eliminar el óxido que pudiera existir en la estructura antes de instalar el conector a la misma. Es claro que esto último no se puede hacer con el conductor, ya que nunca deberá acercarse el liniero al conductor sin antes haber instalado el sistema de puesta a tierra. Por lo anterior, el conector dentado es muy recomendable para la unión del conductor.

Otro punto muy importante que se debe tomar en cuenta es que siempre se debe conectar el lado de tierra y después el lado de conductor. Para quitar el sistema de puesta a tierra es necesario realizarlo en forma inversa, quitar primero el conector del conductor y posteriormente el del lado de tierra.

Los conectores pueden tener integrado una pértiga, o ser del tipo "ojo". Se recomiendan los primeros, ya que estos es posible verlos a distancia, por lo que en un momento dado es más fácil localizarlos en caso de olvidar removerlos.

## II.2.2 INSPECCION Y PATRULLAJE

Con el fin de conocer el estado que guardan las líneas de transmisión, y a fin de dar un alto grado de confiabilidad en su operación, se realizan inspecciones mayores, menores y patrullajes, programadas periódicamente durante las estaciones más críticas del año, tomando en cuenta para el efecto de estas inspecciones la experiencia de personal de campo.

- \* **INSPECCIÓN MAYOR.** Es la revisión completa y detallada de todos los elementos integrantes de la línea de Transmisión.
- \* **INSPECCIÓN MENOR.** Es la revisión menos detallada de algunos elementos integrantes de la Línea de Transmisión.
- \* **PATRULLAJE.** Es la revisión rápida, ya sea aérea o terrestre que se practica a la Línea de Transmisión programada o en caso de falla, para detectar problemas que afectan o puedan afectar la continuidad del servicio.

**PERIODOS DE INSPECCION.** En México, la temporada de lluvias divide los dos períodos durante el año en los cuales se deberá poner especial atención para inspeccionar y revisar las Líneas de Transmisión.

La inspección antes de las lluvias, es para detectar el aislamiento dañado y restablecerlo a sus condiciones óptimas de nivel de aislamiento en las líneas de transmisión y que no están propensas a que cuando la descargas atmosféricas incidan en las líneas, se provoquen flameos en aisladores, que junto con los que ya se encuentren dañados, ocasionen que se agrave la situación quedando un nivel de aislamiento muy bajo, con la consecuencia de que

la línea esté saliendo fuera de servicio cuando ocurran sobretensiones causadas por operación del sistema, transitorios, bay paseos, etc. Es importante que antes del período de lluvias se realice el mantenimiento de lavado y reposición de silicón en Líneas de Transmisión que son, afectadas por problemas de contaminación salina e industrial, este problema si no es atendido a tiempo con el retraso de lluvias traerá serios problemas.

En zonas propensas a contaminación se deberá hacerse uso de las estadísticas, a fin de fijar el tiempo entre cada mantenimiento de acuerdo a la experiencia de años anteriores, en elementos tales como aislamiento, herrajes, estructuras, etc., y que vuelvan a contaminarse a tal grado que sea peligroso seguir operando las líneas sin efectuar mantenimiento.

La inspección después de las lluvias se debe a la necesidad de limpiar los accesos, revisar los problemas por contaminación en el aislamiento donde la lluvia no alcanzó a lavar, revisión de puntos calientes, etc.

Entre estas dos actividades anuales (antes y después de las lluvias), es conveniente efectuar otra inspección y revisión durante el período de lluvias para observar los efectos ocasionados en este tiempo por transitorios, switcheos y otras causas.

Deberán también tomarse en cuenta, los trabajos de mejoras y ampliaciones que se tengan que ejecutar durante el año, así como contemplar como mínimo 4 inspecciones para cada línea: una inspección mayor, una inspección menor, un patrullaje aéreo y un patrullaje terrestre.

Debe entenderse que en el caso de las inspecciones menores y mayores, las anomalías detectadas deben corregirse en lo posible durante la misma inspección.

A continuación se indicarán los trabajos que deben realizarse.

### **II.2.2.1 INSPECCION MENOR**

Esta inspección es la que deberá hacerse normalmente de acuerdo con el programa elaborado y se llevará a cabo en cada una de las líneas, se recomienda efectuarse al menos una vez por año como mínimo.

En este tipo de revisión, tratándose de estructuras metálicas o postes troncocónicos, el liniero deberá subir a cada una de las torres y estando la línea energizada o desenergizada, revisará visualmente los siguientes puntos:

**BASE DE LA ESTRUCTURA** En la inspección de la base de la estructura, debe revisarse principalmente la cimentación y también inspeccionarse el terreno donde está instalada la torre y alrededor de la misma, para asegurarse que no se tiene el riesgo de deslave por corrientes de agua ocasionadas por las lluvias o bien por erosión del terreno.

**ESTRUCTURA EN GENERAL.** La estructura en general se revisa con el objeto de localizar, faltante de ángulo, crucetas dobladas, ángulos rotos, así como faltantes de escalones y tornillería.

**CADENAS DE AISLADORES.** En las cadenas de aisladores debe cuidarse de que haya buena sujeción entre la cadena y la propia torre, debe revisarse también la verticalidad de las cadenas, observar si están sucias, flameadas, con aisladores rotos o despostillados.

**AMORTIGUADORES.** Para los amortiguadores deberá revisarse su colocación sobre el conductor o distancia del punto de sujeción a la clema, verificar también que no se hayan recorrido, o bien que se hayan destensado del punto de sujeción o desprendidos.

Cuando en la línea hay vibraciones, tan solo al tocar la estructura ésta es muy notoria, por lo que deberá verificarse la intensidad de esta.

**CONDUCTOR.** Debe revisarse que el cable no tenga hilos rotos, que los empalmes y guardalíneas instalados sobre el mismo estén en buen estado, que la tensión sobre todo en los claros largos no sea tal que permita que con el viento en la parte central las fases se acerquen provocando arco. También se debe cuidar que el conductor tenga el libramiento correcto, en el cruce con otras líneas de comunicación, así como con carreteras, caminos y vías férreas, para más de un conductor por fase, deberá contar con los separadores adecuados y distribuidos convenientemente.

**HILO DE GUARDA.** En los cables de guarda debe revisarse que no tengan hilos dañados, que estén bien sujetos a la clema y aterrizados a la torre. Debe verificarse también la separación al conductor en medio claro, así como comprobar su libramiento con otras líneas que pasen por encima del mismo.

**HERRAJE DE CONDUCTOR.** Dentro del grupo de herrajes, se encuentran clemas para conductor, para cable de guarda, conectores, grapas, tornillos, calaveras, ojo, yugos péndulos, rotulas, cuernos, grilletes y eslabones, que el liniero deberá verificar cuidadosamente sus condiciones óptimas, tanto en lo que se refiere a su instalación como a su apariencia en el galvanizado, así como tener especial cuidado de detectar oportunamente la presencia de corrosión en esos elementos.

**BRECHA.** Es muy importante mantener siempre limpia la brecha bajo las líneas de transmisión, con el fin de evitar al máximo las salidas de líneas por problemas de brecha alta que haga contacto con los conductores; así como facilitar el acceso del personal encargado del mantenimiento ya que el liniero por sistema camina bajo las líneas para realizar los trabajos de inspección mayor y menor.

Por tal motivo es importante mantener en buenas condiciones de operación la brecha, variando su periodicidad de mantenimiento y ejecución de acuerdo a la Región por donde pasa el trazo de la línea, así como el tipo de vegetación (Arbustos, árboles frutales, pinos, cultivos agrícolas, etc.), existen algunos tramos de líneas de transmisión donde la periodicidad de mantenimiento de brecha se requiere que se realice más de una vez por año. En algunas Áreas de Transmisión se cuenta con el problema de salidas de línea por quema de monte o pastizales.

**ARBOLES CERCA DE LA LINEA.** Derribar árboles altos que, aún cuando se localicen fuera de la brecha al caer puedan ocasionar salida de la línea.

### II.2.2.2 INSPECCION MAYOR

Esta inspección deberá programarse una vez al año, en cada una de las Líneas de Transmisión de 115 hasta 400 KV, y en este caso, además de revisarse cada uno de los elementos mencionados en la inspección menor, deben revisarse muy bien las siguientes partes:

**CONEXIÓN DE LAS PATAS DE LA TORRE A LOS ELECTRODOS.** Debido a que en muchas líneas de Transmisión la conexión de la torre al electrodo es cable de cobre de 1/0 o del número 2, provoca vandalismo, quedando la torre sin conexión con el electrodo; es por esto, indispensable hacer esta inspección. Lo cual requiere que sean descubiertas para comprobar si existen dichas conexiones.

**VERTICALIDAD DE LA TORRE.** Es muy importante revisar la verticalidad en una torre, ya que en muchas ocasiones, ésta se pierde debido a que el terreno donde se encuentra instalada la estructura, sufre algún asentamiento por deficiencias de resistencia mecánica en el mismo, o bien, por erosión ocasionada por las lluvias, el terreno se debilita provocando paulatinamente el asentamiento. La torre también puede perder la verticalidad debido a la aplicación de esfuerzos de tensión mayores de la capacidad de la misma.

**VALORES DE RESISTENCIA A TIERRA DE LA ESTRUCTURA** En los sistemas de potencia de los cuales forman parte las líneas de transmisión éstas se encuentran expuestas a sobretensiones causadas por fallas en el propio sistema, siendo estas por maniobras o bien por descargas atmosféricas.

Si se cuenta con un buen blindaje de los cables de guarda y se tiene una efectiva red de tierras conectada a la estructura, podremos decir que la línea está bien protegida contra las descargas atmosféricas. Sin embargo, es frecuente que la estructura no se encuentre conectada a los electrodos, trayendo esto como consecuencia, el registro de valores altos de resistencia a tierra, provocando con ello una muy deficiente protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas, que se refleja en un aumento en el número de salidas por falla en línea de transmisión; así como en aislamiento flameado, es por esto, que dentro del programa de inspección mayor debe incluirse la medición y corrección del sistema de tierras de estructuras.

Para la efectividad de un sistema de tierra, es de vital importancia que se consideren adecuadamente todos los parámetros que intervienen en el diseño y en el mantenimiento de la Red de Tierra.

En la medición de resistencia a tierra de las estructuras de las líneas de transmisión, los electrodos de prueba se colocan en línea recta y preferentemente en forma perpendicular al eje longitudinal de la línea. Si se esta probando la resistencia de una deflexión, coloque los electrodos en la bisectriz del ángulo exterior formado por las líneas. Si esto es imposible, los electrodos deberán colocarse en la bisectriz del ángulo interno. Con esto se reduce la posibilidad de imprecisión debida a inducciones.

Cuando la medición se efectúa con un equipo que no sea de alta frecuencia, se hace necesario desconectar y aislar el o los hilos de guarda. El objeto de desconectar el hilo de

guarda para la medición, es conocer la resistencia de tierra de esa estructura en particular. Es recomendable que el valor de resistencia de tierra no sobrepase a los 10 Ohms.

La medición de Resistencia a Tierra en las Líneas de Transmisión se puede realizar con los siguientes equipos.

- a) Pruebas con Megger Brown Boveri HWZO.
- b) Pruebas con Vibroground.
- e) Pruebas con Megger de Tierras James G. Biddie.

ESTRUCTURAS. La estructura está compuesta de las siguientes partes tal como se muestra en la Figura No. 2

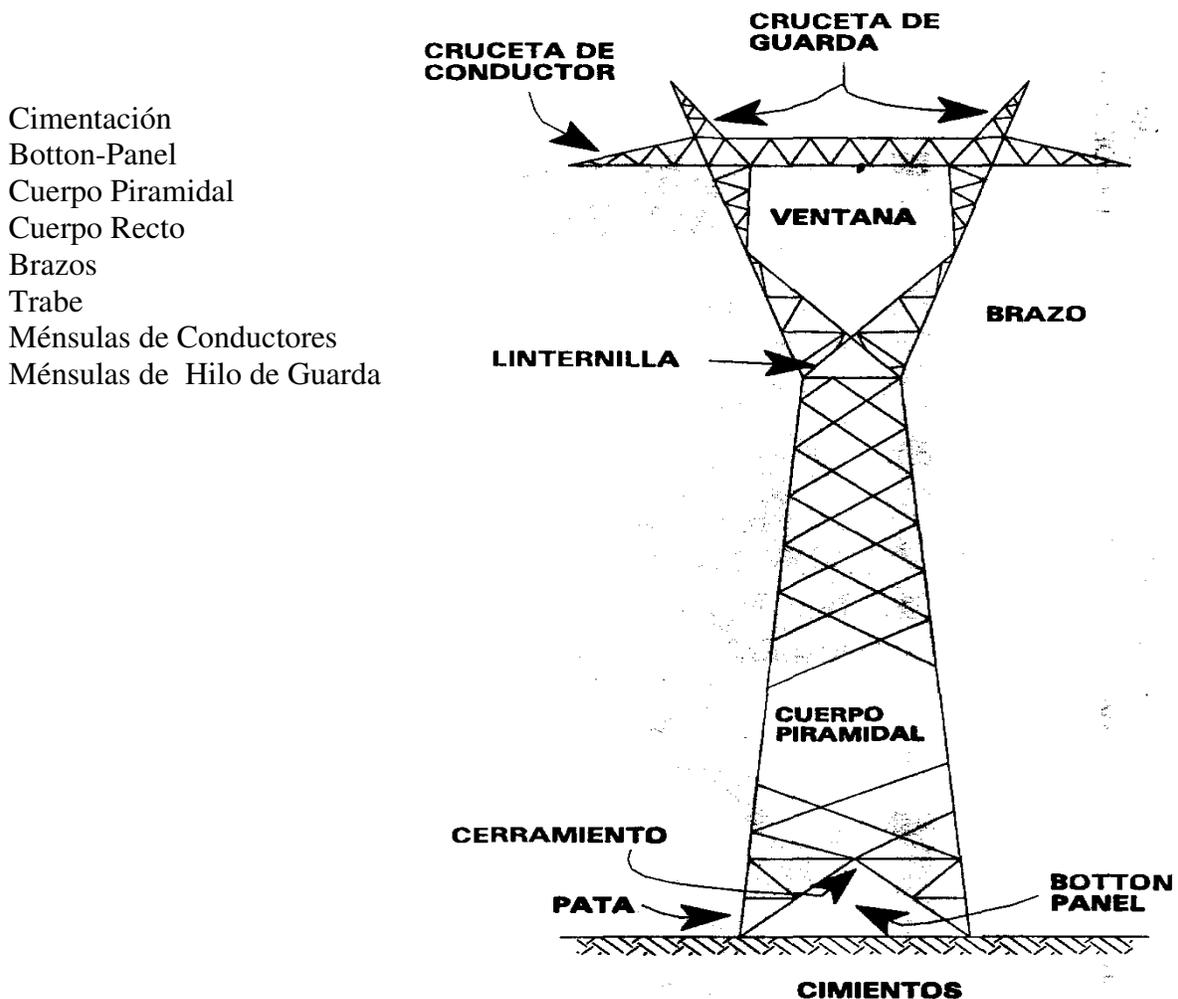


Figura No. 2

El hecho de que todas las estructuras metálicas de las líneas de transmisión, estén expuestas a los agentes naturales como, el agua, el aire, y las variaciones de temperatura ambiente, da como resultado, que en alguna proporción o en otra se presenta la corrosión, dependiendo de ello la ubicación de la instalación.

Cuando se efectúa la inspección de una línea debe revisarse cuidadosamente el estado que guardan tanto la tornillería y todos los ángulos que forman parte de la torre con el fin de detectar partes o zonas dañadas, para que basados en dicha inspección, se programe la reparación a base de la aplicación de algunas pinturas o sustancias anticorrosivas.

**CONDUCTORES.** Cuando se hace la inspección periódica, el conductor solamente es supervisado en la torre y en aquellos puntos próximos a la misma o bien en lugares de fácil acceso, pero ni en aquellos sitios de difícil entrada tales como, barrancas, hondonadas presas, ríos, etc.

Por lo tanto en el programa de inspección mayor, la revisión de conductor a lo largo de toda la línea por medio de binoculares es muy importante, pues muchas veces sufre desperfectos tales como rotura de algunos hilos provocado por vandalismo o bien por descargas atmosféricas, cuando alguno de estos casos ocurre y el conductor queda debilitado, se presenta alguna sobrecorriente ya sea ésta por sobrecarga en la línea o bien provocada por algún cortocircuito, el conductor falla en dicho tramo trayendo como consecuencia interrupción en la línea hasta que el daño sea localizado y reparado. Sin embargo, si el conductor afectado es observado y corregido oportunamente, se evitan estos problemas.

**PROTECCIÓN CATODICA.** En la programación de la inspección mayor, debe tenerse muy en cuenta la revisión cuidadosa de los ánodos de sacrificio en aquellas líneas con torres metálicas que cuenten con esta protección, ya que consiste en limitar al máximo los efectos de la corrosión, la que desde su inicio se hace más notoria en las piezas de una torre que están enterradas en o suelo, la corrosión es imposible eliminar y lo único que se ha podido lograr es hacer que su acción destructiva sea más lenta.

Se recomienda tener especial cuidado en esta revisión. El encargado de hacer este trabajo deberá verificar que las conexiones entre ánodos de magnesio y entre éstos y las patas de la torre sean efectivas, y en caso contrario deberá reportarse de inmediato para que dicha anomalía sea corregida.

**TENSIÓN MECÁNICA APLICADA A LA LINEA.** Cuando se tenga la necesidad de, revisar la tensión mecánica real el trabajo en una línea de transmisión deberá hacerse por medio de un dinamómetro apropiado y la verificación del valor de tensión se realiza cuando se tiene bastante vibraciones en la línea, con el fin de ver la posibilidad de reducir los efectos vibratorios aflojando la línea o cuando haya necesidad de aumentar los libramientos al piso en algún claro que se tenga próximo a un remate o bien cuando en algún tramo de la línea, la tensión sea tal que en el centro del claro, los hilos de las fases, con el viento lleguen aproximarse entre sí, provocando corto circuito. En algunos casos aplicando a la línea una tensión mayor de los conductores previa medición de su tensión real se corrige el problema.

**INSPECCION AEREA.** Una actividad que se realiza en helicóptero o en avioneta en la cual se puede notar fallas notorias en el hilo de guarda, cable conductor, estructuras, brecha, aisladores, colas de rata, elementos estructurales, cimentaciones e invasión de derecho de vía.

### II.3 DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD PARA EFECTUAR TRABAJOS

Los trabajos que se realicen dentro de una línea de transmisión o las maniobras de mantenimiento que se efectúen sobre la misma, tienen ciertas restricciones de operación. Esto es debido a los efectos del campo electromagnético sobre los equipos que se utilizan. Por otro lado, el alto voltaje que soporta la línea y los disturbios dinámicos a los cuales puede estar sometido el sistema, implican algunas consideraciones de importancia en cuanto a las precauciones que se deban tomar para evitar accidentes.

VOLTAJE FASE A FASE en KV	DISTANCIA		MINIMA EN (m)	
	FASE A TIERRA		FASE A FASE	
2.4 a 13.8	0.04		0.06	
13.8 – 36.0	0.16		0.25	
115	0.64		0.99	
161 – 169	0.91		1.40	
230	1.28		1.97	
400	2.5		3.8	

Tabla No. 5 Distancia de aislamiento mínima.

Uno de los puntos más importantes a considerar es la distancia mínima a la que se puede acercarse un objeto a la línea como se relaciona en la Tabla No. 5. La rigidez dieléctrica del aire determina la distancia de aislamiento mínima para un voltaje dado. Esta se define como la distancia mínima entre los dos cuerpos con un gradiente de potencial entre ellos, pueden acercarse antes de que el voltaje rompa la rigidez dieléctrica del aire.

La distancia mínima de trabajo es obtenida de la distancia mínima de aislamiento en aire para el voltaje de la línea más un factor de movimientos invertidos. Este factor varía de país a país. Las distancias para los diferentes voltajes utilizados en México se muestran en la tabla No. 6.

VOLTAJE FASE A FASE en KV	0.05 – 0.30	2.44 – 13.75	15.1 – 36.0	115	161 - 169	230	400
DISTANCIA A EMPLEAR en (m)	EVITE CONTACTO	0.6	0.75	1.5	1.75	2.5	4.4

Tabla No. 6

La distancia entre liniero y línea, más la distancia entre la torre y el liniero no debe ser menor a la distancia mínima permitida.

La suma de las distancias en aire de ambos extremos de un cuerpo flotando tiene menor rigidez dieléctrica que la distancia en aire entre dos cuerpos energizados.

#### II.4 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo es el que se realiza en condiciones de emergencia, de aquellas actividades que quedarían fuera de control de mantenimiento preventivo, buscando tener recursos a fin de lograr el menor tiempo de interrupción. Este tipo de mantenimiento no es deseable, ya que afecta los índices de disponibilidad de la línea.

**CAMBIO DE AISLAMIENTO CON LÍNEA ENERGIZADA.** Cambio de aislamiento con el uso de equipo de línea viva, pudiendo ser con el método a potencial o con pértigas.

**CAMBIO DE AISLAMIENTO CON LÍNEA DESENERGIZADA.** Actividad realizada, programada con línea desenergizada que no impliquen afectación de servicio o reste confiabilidad a la red o en su defecto que implique un alto riesgo para el personal que realiza dicha actividad.

#### II.5 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El mantenimiento predictivo tiene la finalidad de combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores, para lograr el mismo tiempo de operación y eliminar el trabajo innecesario. Lo cual exige menores técnicas de inspección y medición para determinar las condiciones de la línea de transmisión, con un control más riguroso que permita la planeación correcta y efectuar las inspecciones y pruebas verdaderamente necesarias. El mantenimiento productivo generalmente se aplica para componentes de líneas de transmisión no críticos.

## **CAPITULO III**

### **COORDINACION DE AISLAMIENTO**

### III. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

El término “Coordinación del Aislamiento” da idea de relacionar un aislamiento con respecto a otro. En efecto, inicialmente se consideraba la coordinación, como el diseño de los aislamientos en orden del costo de tal manera que al presentarse una falla, se rompiera el más barato para proteger al más caro; se empleaba así un aislamiento para proteger a otro.

Se puede entender la coordinación del aislamiento, como el conjunto de acciones que pueden tomar el diseño de las instalaciones eléctricas las cuales deben considerarse expuestas a sobretensiones a fin de evitar que se presentan daños en los aislamientos de las máquinas y equipos en general.

Se trata por lo tanto de mantener estas sobretensiones, dentro de límites tolerables tratando de equilibrar por un lado la salida del sistema eléctrico por fallas frecuentes y por otro lado el costo de los aislamientos y de los equipos de protección.

Por consiguiente, para el desarrollo del proyecto en instalaciones eléctricas, es necesario, establecer una relación entre la tensión nominal de operación, la tensión de ruptura dieléctrica de los aparatos y las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones.

La filosofía actual es:

- a) Diseñar el aislamiento para que se mantenga a un nivel adecuado, bajo todos los esfuerzos dieléctricos durante todo el tiempo de servicio.
- b) Coordinar el aislamiento no con otro aislamiento, sino con adecuados medios de protección, tales como los explosores y los apartarrayos.
- c) Definir a cual tipo de pruebas y a cuales valores de tensión se debe someter el aislamiento para demostrar que se cumple el diseño.

Una condensación muy importante sobre la cual se basan las normas existentes, es que si se diseña un aislamiento para que soporte cualquier esfuerzo de tensión no presente falla, se puede llegar a un aislamiento muy costoso comparado con un aislamiento que muy de vez en cuando presente falla.

En cambio, este último puede resultar más económico si el costo capitalizado de las fallas es menor que la diferencia entre su costo.

En base al criterio anteriormente considerado podríamos definir la coordinación del aislamiento como:

La selección del aislamiento dieléctrico del equipo y su aplicación, en función de los voltajes que pueden presentarse en el sistema y para el cual el equipo se seleccionó, y tomando en cuenta las características de los dispositivos de protección los cuales reducirán a un nivel económico y operacionalmente aceptable la probabilidad de que el esfuerzo de tensión impuesto al equipo provocara daño en el aislamiento del mismo o afectar la continuidad del servicio.

### III.1 CLASIFICACION DE LOS AISLAMIENTOS

**AISLAMIENTO EXTERNO.-** Comprende las superficies externas de los equipos, el aire ambiente que los rodea y las distancias en aire. La tensión de aguante del aislamiento externo depende de las condiciones atmosféricas (presión, temperatura y humedad) y de otras condiciones de intemperie (contaminación, niebla, lluvia, rayos ultravioleta, etc.).

**AISLAMIENTO EXTERNO TIPO EXTERIOR.-** Es el aislamiento diseñado para operar fuera de los edificios y consecuentemente está expuesto a las condiciones atmosféricas y de intemperie.

**AISLAMIENTO EXTERNO TIPO INTERIOR.-** Es el aislamiento externo diseñado para operar dentro de los edificios y consecuentemente no está expuesto a las condiciones de intemperie.

**AISLAMIENTO INTERNO.-** Comprende los aislamientos internos sólidos, líquidos o gaseosos que forman parte del aislamiento de los equipos, los cuales están protegidos de los efectos de las condiciones atmosféricas y algunas otras condiciones externas como son: Contaminación, humedad, etc.

Los aislamientos por sus características se clasifican en:

**AISLAMIENTOS AUTORRECUPERABLES.-** Es el aislamiento que recupera completamente y en un tiempo relativamente cortos sus características aislantes, después de la aplicación de un esfuerzo de tensión aunque haya o no ocurrido una descarga disruptiva.

En aislamientos de esta clase, la descarga disruptiva es general pero no necesariamente ocurre en la parte externa del aislamiento.

**AISLAMIENTO NO AUTORRECUPERABLE.-** Es un aislamiento que pierde sus propiedades aislantes o que no las recupera completamente después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de un esfuerzo de tensión; un aislamiento de este tipo es por lo general, aunque no necesariamente un aislamiento interno.

**TERMINAL AISLADA.-** Es cualquiera de los electrodos (conductor de fase, núcleo magnético, tanque metálico o estructura, plano de tierra, etc.) entre los cuales se aplica la tensión que esfuerza al aislamiento. En la práctica se divide en terminales de fase y de tierra.

### III.1.1 CONFIGURACION DEL AISLAMIENTO

Es la configuración geométrica total del aislamiento en servicio, que consiste del propio aislamiento y de todas sus terminales (aislantes y conductores) los cuales influyen en su comportamiento dieléctrico. Las diversas configuraciones del aislamiento están caracterizadas por las terminales tomando en cuenta lo siguiente:

- Terminal trifásica: Configuración del aislamiento con tres terminales, las cuales en servicio cada una se energizan con las tensiones de fase a tierra del sistema y una terminal aterrizada.
- Terminal de fase tierra: Configuración trifásica del aislamiento en la cual se eliminan dos terminales de fase.
- Terminal de fase a fase; Configuración trifásica del aislamiento en la cual se elimina una terminal de fase, en servicio, bajo condiciones particulares se elimina la terminal aterrizada.
- Terminal longitudinal: Configuración del aislamiento en servicio con dos terminales en la misma fase y otra terminal en el neutro a tierra. Las terminales de la misma fase de un sistema trifásico están separadas temporalmente (dispositivo de maniobra abierto) y energizadas independientemente. Se desprecian las cuatro terminales de las otras dos fases restantes. En condiciones particulares una de las terminales de la misma fase es aterrizada.

### III.1.2 ESFUERZOS DIELECTRICOS SOBRE LOS MATERIALES.

Los esfuerzos dieléctricos son de origen muy variado, así como también su tiempo de duración que va desde el orden de nanosegundos hasta minutos u horas, los primeros con amplitudes de valores grandes y los segundos con menores valores de amplitud.

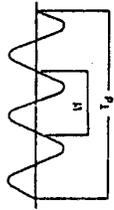
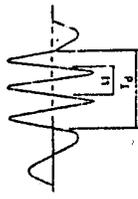
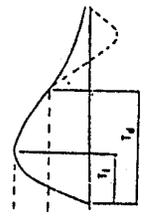
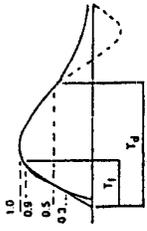
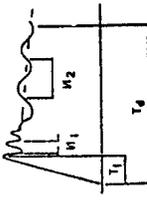
Esta gran diversidad de comportamiento del sistema eléctrico trae como consecuencia que para determinar los parámetros de estos esfuerzos sea necesario realizar estudios a fin de poder prevenir el efecto de estos esfuerzos en los aislamientos.

A fin de estar seguro de como se comporta el aislamiento ante determinado esfuerzo, se prueba en el laboratorio de acuerdo a como lo señala la normatividad NOM-J-150

### III.1.3 SOBRETENSIONES (ORIGEN Y TIPO)

Una sobretensión es cualquier valor de tensión cresta que excede la que existe a través de las terminales del aislamiento, cuando todas las terminales de fase del equipo a la cual pertenece dicho aislamiento, están energizadas con la tensión de fase-tierra, que corresponden a una tensión de referencia dada de fase-fase. Para un sistema la tensión de referencia se considera como la tensión más alta del sistema, mientras que para un equipo se considera como la tensión más alta del equipo, la cual se aprecia en la Tabla No. 7

Clases y formas de esfuerzos de tensiones y sobretensiones

CLASES	BAJA FRECUENCIA		TRANSITORIOS		
	PERMANENTE	TEMPORAL	FRENTE-LENTO	FRENTE-RAPIDO	FRENTE-MUY-RAPIDO
FORMA DE TENSION					
LIMITES DE LAS FORMAS DE TENSION	$f = 60 \text{ Hz}$ $T_d \geq 1 \text{ h}$	$50 < f < 500 \text{ Hz}$ $0.03 < T_d < 3600 \text{ s}$	$30 < T_f < 3000 \mu\text{s}$ $0.3 < T_d < 30 \text{ ms}$	$0.3 < T_f < 30 \mu\text{s}$ $3 < T_d < 300 \mu\text{s}$	$3 < T_f < 300 \text{ ns}$ $0.3 < F_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 < 12 < 300 \text{ kHz}$ $0.03 < T_d < 3 \text{ ms}$
FORMA DE TENSION NORMALIZADA	$f = 60 \text{ Hz}$ $T_d = (')$	$48 \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_d = 1 \text{ min}$	$T_f = 250 \mu\text{s}$ $T_d = 2500 \mu\text{s}$	$T_f = 1.2 \mu\text{s}$ $T_d = 50 \mu\text{s}$	bajo consideración
PRUEBA DE AGENTE NORMALIZADA	Prueba a la frecuencia del sistema de larga duración	Prueba a la frecuencia del sistema de corta duración	Prueba de impulso por maniobra	Prueba de impulso por rayo	(Impulso cortado) bajo consideración

(') Se especifica en la norma del equipo correspondiente.

Tabla No. 7

Se dice que se habla de sobretensión de una red eléctrica, cuando está se manifiesta con un valor de tensión (función del tiempo) entre una fase y tierra o entre fases, que tenga un valor cresta igual o mayor a las ecuaciones ( 1 ) ó ( 2 ).

$$\frac{\sqrt{2} \cdot V_m}{\sqrt{3}} \dots\dots ( 1 ) \quad \text{y} \quad \sqrt{2} \cdot V_m \dots\dots ( 2 )$$

Donde:

$V_m$  = Tensión máxima de diseño.

Es de esperarse que las sobretensiones vayan a producir esfuerzos sobre los aislamientos del sistema debido a su magnitud tan grande y a sus tiempos de duración.

Las sobretensiones que se presentan en los sistemas eléctricos son:

### III.1.3.1 SOBRETENCION TEMPORAL

Es una tensión oscilatoria de más larga duración que un periodo a la frecuencia del sistema, la cual no está amortiguada o tiene un débil amortiguamiento. La severidad de las sobretensiones temporales esta principalmente caracterizada por su amplitud y duración. La importancia de las sobretensiones temporales en la coordinación de aislamiento tiene dos aspectos.

Por un lado las características de las sobretensiones temporales, se tienen que tomar en cuenta para la selección de los apartarrayos.

La repetición de picos sucesivos de sobretensiones de polaridad opuesta, así como la disminución de la amplitud de algunas sobretensiones, pueden determinar el diseño del aislamiento interno de los equipos así como el aislamiento externo (superficies expuestas a contaminación).

Las sobretensiones temporales, generalmente se originan debido a:

- a) Fallas a tierra.
- b) Cambios súbitos de carga.
- c) Efectos de ferresonancia y resonancia.

### III.1.3.2 SOBRETENSION TRANSITORIA

Sobretensión de corta duración de pocos milisegundos, la cual puede ser oscilatoria o no oscilatoria, usualmente altamente amortiguada. Puede estar sobrepuesta a una sobretensión temporal. Estas sobretensiones se clasifican en la forma siguiente:

- Sobretensión de frente lento (maniobra).- Es una sobretensión usualmente unidireccional, con una duración entre 30 y 300  $\mu$ seg y duración menor de un período de la frecuencia del sistema.

- Sobretensión de frente rápido (rayo).- Es una sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con una duración en el frente entre 0.1  $\mu$ seg y 30  $\mu$ seg y duración en la cola hasta algunos cientos de microsegundos.
- Sobretensión de frente muy rápido.- Es una sobretensión transitoria, usualmente unidireccional con una duración en el frente menor que 0.1  $\mu$ seg y duración en la cola hasta de algunos miles de microsegundos.

#### III.1.4 SOBRETENSIONES DE FRENTE RAPIDO (RAYO)

Estas sobretensiones son causadas, ya sea por rayos directos a los conductores de fase, flameos inversos o descargas a tierra cercanas a las líneas, las cuales producen disturbios inducidos. Esta últimas generalmente causan sobretensiones menores de 400 Kv. en líneas aéreas y solo se consideran en sistemas con tensiones nominales menores a esta.

Las descargas de rayo que producen tensiones significativas con valores mayores se confinan a las descargas directas sobre los conductores de fase, a las torres o a los hilos de guarda con el consiguiente flameo inverso.

La sobretensión representativa tiene la forma de onda de la sobretensión por rayo normalizada ( $1.2 * 50 \mu$ s) y su amplitud corresponde a un índice de ocurrencia deseado por año.

Estas dependen fuertemente de la severidad de los rayos de la región, de la construcción de la línea aérea, y para subestaciones de su construcción y la configuración de su operación. Generalmente no pueden establecerse parámetros de esfuerzos válidos y se deben examinar caso por caso.

Además, en la gama de tensiones menores deben considerarse los disturbios transferidos a través de los transformadores, especialmente con relaciones de vueltas elevadas cuando se encuentra conectados a máquinas rotatorias.

Las sobretensiones por rayo entre fases tienen aproximadamente las mismas amplitudes que las de fase a tierra, debido a que se considera que el efecto de la sobretensión de operación y el acoplamiento entre conductores se cancelan entre sí.

Estas sobretensiones se manifiestan inicialmente sobre la línea de transmisión, pudiendo ocurrir:

- Por descargas o rayos directamente sobre la línea de transmisión.
- Por descargas o rayos sobre las estructuras o postes o sobre los hilos de guarda en la línea de transmisión.
- Por descargas a tierra (suelo) en las proximidades de la línea de transmisión.

El estudio sistemático del rayo y sus efectos se inicia en el años de 1924 en Suecia, debido en primer lugar a que el rayo comienza a perturbar las líneas de transmisión de la época. Casualmente en esa misma fecha empieza la aplicación práctica de una de las herramientas más valiosas en su observación y medición, como lo es el osciloscopio de rayos catódicos.

Desde entonces la alta tensión dispensa especial cuidado al estudio de todos los fenómenos eléctricos que en una u otra forma afectan a los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Es obvio que para que exista una descarga, tengan que presentarse condiciones tales como las dos cargas de polaridad opuesta, teniendo entre ambas un medio dieléctrico que en este caso es el aire.

Para analizar este fenómeno consideramos que una de las cargas se encuentra colocada en la nube y que el suelo tiene otra carga de polaridad contraria. Quedando las redes eléctricas colocadas en el medio dieléctrico.

La nube tormenta denota una constitución bipolar, en la cual la carga negativa se encuentra especialmente por debajo de la positiva. Acerca de la forma en que se lleva a cabo tal distribución de cargas en la nube, no existen coincidencias de opiniones. Numerosos experimentos con globos sonda han verificado no obstante dicha distribución. La mayor parte de estos a nivel mundial fueron conducidos en la década de los 30 por institutos de física estadounidense.

La primera etapa de una descarga atmosférica a tierra es una predescarga de ionización por lo general luminiscente que se propaga de la nube hacia el suelo (tierra) por medio de los canales de descarga que pueden tener longitudes variables en metros entre uno y otro. La velocidad media de propagación de esta predescarga tiene una magnitud de tiempo entre dos ondas sucesivas del orden de 0.15 m/microseg.

La punta de la predescarga se considera como una fuerte concentración de descargas en el aire que crea un intenso campo electrostático, esta misma origina un cierto número de descargas por corona en el área ionizada.

Cuando el canal más lejano de la descarga se acerca a tierra se verifica una fuerte concentración de cargas positivas de un punto del suelo, con concentraciones de cargas particularmente elevadas e indica un descarga semejante hacia arriba.

El encuentro entre la carga positiva proveniente del suelo se da a una altura que se estima entre 15 y 20 m. sobre el nivel del suelo; en este punto produce el rayo (descarga y retorno). Como lo muestra la figura No. 3

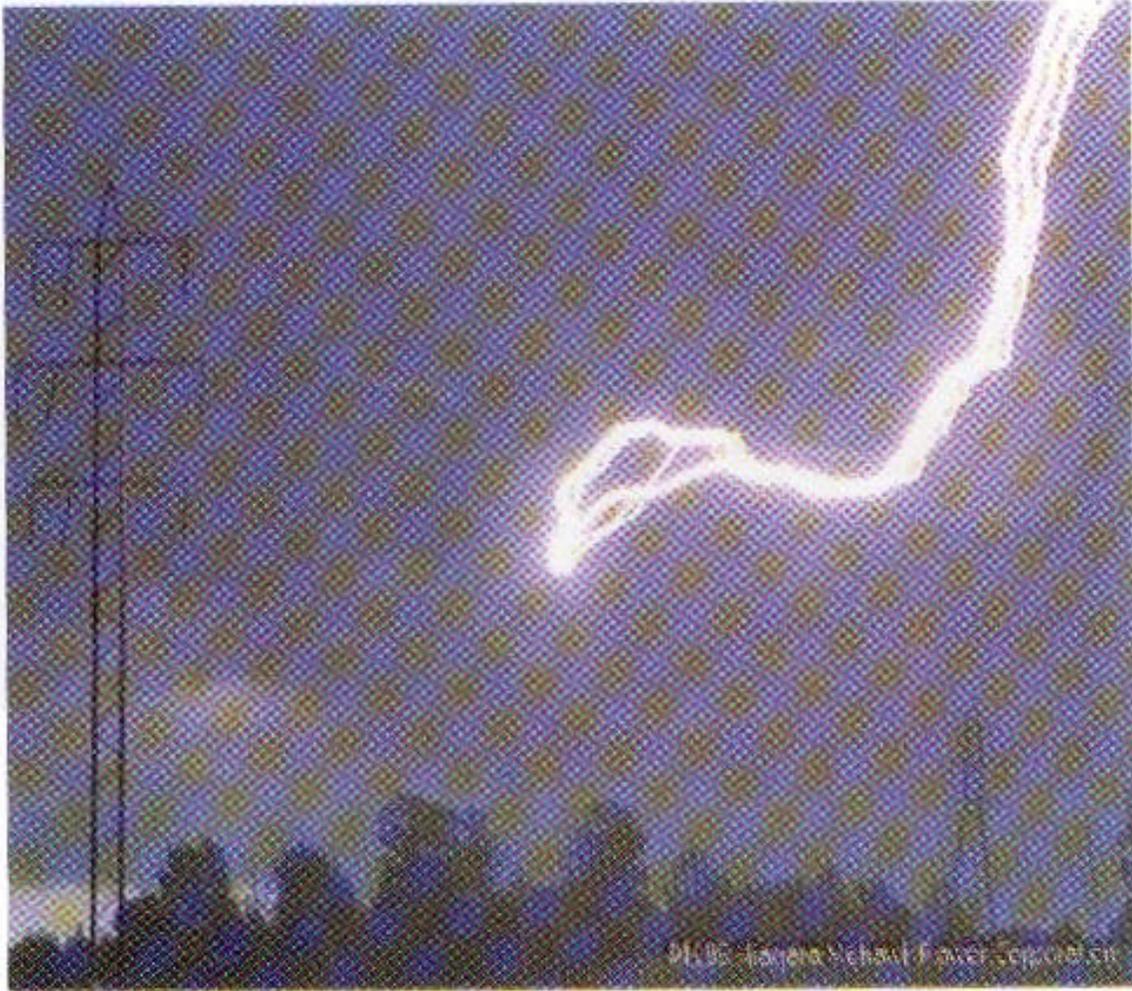


Figura No.3

Fenómenos relativos a la formación de un rayo:

- a) El gradiente de potencial supera la rigidez dieléctrica del aire y las cargas negativas se mueven hacia tierra.
- b) Formación de la descarga de retorno.
- e) La descarga de retorno alcanza la nube.

La descarga de retorno que presenta una fuerte intensidad luminosa y posteriormente un trueno, es aquello que interesa de modo particular desde el punto de vista de la protección en las instalaciones eléctricas, ya que el fenómeno de descargas sucesivas se pueden repetir varias veces después de la descarga principal y las estadísticas demuestran que más del 50% de los rayos tienen al menos dos descargas habiéndose encontrado algunos rayos que tienen más de 40 descargas sucesivas.

Aproximadamente un 90% de las corrientes de rayo son negativas (nubes negativas, suelo positivo) y un 10% de polaridad contraria, pero estas se presentan como las más severas, encontrándose magnitudes de corriente entre 5 y 10 KA y algunas de 200 KA.

El conocimiento de las características del rayo es de fundamental importancia para el establecimiento de medios eficaces de protección aunque es evidente, la enorme dificultad que representa la determinación experimental de las mediciones para determinar las características del rayo, ya que este hecho es un fenómeno casual difícilmente reproducible pero no imposible. El único elemento común en todas las descargas atmosféricas es su polaridad (de la corriente del rayo) que es unidireccional y no oscilatoria. Y de los aspectos relevantes de las mediciones estadísticas, resulta que en general las características de las ondas de corriente medidas se encuentran dentro del siguiente rango de valores:

Duración del frente: de 0.5 a 20  $\mu$ seg

Duración del semivalor de cola: de 15 a 90  $\mu$ seg

Duración de la cola: de 300 a 300,000  $\mu$ seg

Para efectos de protección de los sistemas de transmisión de energía es conveniente saber lo siguiente:

- El 50% de las descargas atmosféricas alcanza una intensidad de corriente inferior a los 20 KA.
- Sin embargo, el 5% de los rayos que caen a tierra alcanzan intensidades de corriente de hasta 160 KA, habiéndose registrado descargas de hasta 400 KA. Estos elevados valores conllevan el peligro de descarga retroactiva.
- La energía de un rayo es, por consiguiente, aproximadamente de 10 a 100 Kwh., pero con potencia destructiva de 10 a 10 Kw. La longitud que puede alcanzar una chispa eléctrica con dicha energía llega a los 20 km., siendo la de 10 o 12 km. la más frecuente.

#### III.1.4.1 EL NIVEL ISOCERAUNICO

En Europa se desarrolló un instrumento para el registro automático de los rayos, el cual fue muy pronto aceptado por el CIGRE; hoy día se le conoce como contador de descargas atmosféricas. Este instrumento, con la ayuda de una antena sencilla, esta en condiciones de detectar variaciones del gradiente eléctrico superior a 5 V/m en una área aproximada de 500 cm. cuadrados El establecimiento de un tiempo muerto de 1 sg. impide, inclusive, que un rayo de larga duración sea contado doble. Este instrumento indica la densidad de rayos por año y Km<sup>2</sup> operando a 10 KHz y 500 Hz en dos unidades diferentes. A partir de los años 80 este instrumento ha sido desplazado por instrumentos altamente sofisticados, a base de radares muy sensibles con soporte de computadores y graficadores. Los cuates indican la ubicación y avance de la tormenta de un radio que hasta 400 km.

La magnitud de la corriente del rayo obedece a una distribución probabilística en donde se puede observar que la probabilidad de incidencia mayor se encuentra dentro de los rangos

de 3 a 10 KA; el punto de impacto del rayo es también otra variable aleatoria y que tiene relación en el diseño del blindaje, etc.

El interés, desde el punto de vista del efecto que provocan en los sistemas eléctricos de potencia, se orienta hacia la simulación de las ondas de sobretensiones por rayo, cosa que se hace en los laboratorios de alta tensión, mediante los llamados generadores de impulso los cuales producen impulsos normalizados del tipo rayo.

#### III.1.4.2 EFECTOS DEL RAYO

Las consecuencias más importantes del rayo en el sistema de transmisión se pueden resumir de la siguiente manera:

**EFECTO DINAMICO.-** El rayo se puede caracterizar por corrientes de hasta 400 KA, las cuales en caso de reflexiones desfavorables pueden ascender a 800 KA, en un conductor eléctrico la corriente ejerce una fuerza, la cual se obtiene directamente de la ley circuito de ampere,

$$F = B I l = \frac{\mu_0 I^2 l}{2 \pi a} \dots\dots\dots (3)$$

Donde "B" es la inducción magnética, "I" la intensidad de corriente del rayo y "l" la longitud del conductor. La distancia que separa a un conductor del otro es "a" en el caso de un lazo formado por el conductor, o en el de barras colectoras en una subestación, la misma intensidad de corriente es la que genera o engendra al campo magnético dado por B. La fuerza que ejerce un rayo en conductores en paralelo es por lo general muy superior a la que se observa en caso de corto circuito, de ahí que sea imperativo tomar las previsiones correspondientes.

**EFECTO TERMICO.-** Toda intensidad de corriente, al pasar por una resistencia produce la siguiente potencia térmica de disipación:

$$P = I^2 R \dots\dots\dots (4)$$

El calor que se disipa es proporcional al tiempo de acción de la intensidad de corriente. Despreciando la derivada respectiva se puede suponer la temperatura del conductor proporcional al tiempo de acción, en la práctica del tiempo de acción promedio no excede, por lo general, los 120s. La energía así disipada será entonces:

$$dW = u i dt \dots\dots\dots (5)$$

donde: dW---- Energía disipada  
u -----Calor  
i -----Intensidad de corriente.

**EFECTO QUIMICO.-** En su trayecto el rayo encuentra tres medios diferentes: aire, metal y tierra. En el primero no se produce nada descomunal formándose ozono, ácido nítrico y

ácido nitroso, los cuales se utilizan como fertilizantes. En el metal la reacción química de importancia es una ligera corrosión, la cual no conduce a una inutilización de apartarrayos. En el tercer medio la tierra y en especial en la zona de transición metal-llena, se podría desgastar teóricamente el hierro o la cubierta galvánica anticorrosiva.

La carga eléctrica en movimiento (unos 6 As) es capaz de desprender solamente unos cuantos miligramos de zinc, de allí que el apartarrayos no se encuentre expuesto. En la propia tierra no se originan procesos químicos de importancia debido a lo reducido de las cargas eléctricas existentes en la misma.

#### **III.1.4.3 EFECTOS DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

Para el estudio de los efectos de las descargas atmosféricas en los sistemas eléctricos, se hace referencia normalmente a las líneas de transmisión y a las subestaciones eléctricas tipo intemperie.

Generalmente se da particular interés el caso de las líneas de transmisión por representar estas el punto de un sistema de potencia que más expuesto está, debido a que ocupa más espacio geográfico y a que pasa por zonas de distinta constitución topográfica y geográfica de características atmosféricas variables. Por otra parte representan estadísticamente la parte de mayor falla en los sistemas de potencia.

Los conceptos que se estudian en la línea de transmisión son en general aplicables a subestaciones eléctricas tipo intemperie. Para los propósitos del análisis general el estudio de las subestaciones en los sistemas eléctricos se inicia este con las líneas de transmisión.

Tomando en consideración los principales elementos que constituyen una línea de transmisión se establece que las descargas atmosféricas pueden incidir en:

- En las torres
- En los conductores de fase
- En los cables de guarda

#### **III.1.4.4 DESCARGAS EN LAS TORRES.**

De mediciones que se han hecho para determinar el efecto de las descargas atmosféricas en las líneas de transmisión se ha determinado que aproximadamente el 70% de los rayos que inciden en las torres y el 30% sobre los conductores en el punto medio del claro. Esto se debe principalmente a que las torres actúan como electrodos que atraen la concentración de cargas electrostáticas previas a la descarga atmosférica.

El efecto del rayo o descarga atmosférica sobre las torres. Se manifiesta como un voltaje que aparece en el momento de la descarga entre la parte superior de la torre y tierra. Este voltaje se puede determinar para la descarga instantánea en forma simplificada de acuerdo con el circuito siguiente:

$V_t = Z_t I$   
 $V_t =$  Voltaje de la parte superior de la torre con respecto a tierra.  
 $Z_t =$  Impedancia característica o aparente de la torre.  
 $I =$  Corriente del rayo que circula por la torre.

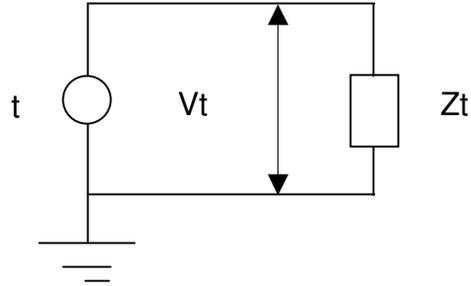


Figura No. 4

La impedancia característica de la torre es un concepto geométrico y representa la impedancia que se opone al paso de corrientes unidireccionales o de alta frecuencia. Las corrientes unidireccionales son las debidas a ondas de rayo que viajan a la velocidad de la luz (200 m/μseg). Esta impedancia se obtiene a partir de expresiones matemáticas determinadas de experimentos de laboratorio. Una expresión común es la siguiente:

$$Z_t = 60 \ln ( 2 \sqrt{2} \cdot H_t / R_t ) [ \Omega ] \dots ( 6 )$$

$H_t =$  Altura de la torre en metros.  
 $R_t =$  Radio equivalente de la torre en metros.  
 $D =$  Separación entre patas de la torre en metros.

Se considera que a partir del punto de incidencia del rayo sobre el conductor de fase, la corriente se divide en dos partes iguales y la onda de voltaje viaja en ambas direcciones de la línea a la velocidad de la Luz.

El valor de este voltaje para una magnitud de corriente del rayo dada, se calcula como:

$$V_c = Z_c \cdot I / 2 \quad [KV] \quad \dots ( 7 )$$

$I =$  Magnitud de la corriente del rayo en KA  
 $Z_c =$  Impedancia característica de la línea expresado en Ohms  
 $V_c =$  Voltaje del conductor de fase con respecto a tierra.

La impedancia característica de la línea representa un valor de impedancia que se manifiesta solo ante ondas unidireccionales o de muy alta frecuencia (del orden de kilohertz). Y se puede calcular mediante la expresión:

$$Z_c = \sqrt{L C} [ \Omega ]$$

$L =$  Inductancia de la línea en Henrys  
 $C =$  Capacitancia de la línea en farads

Como se sabe, la capacitancia (C) y la inductancia (L) de una línea de transmisión son conceptos geométricos que prácticamente se pueden obtener a partir de las reactancias inductivas y capacitiva de la línea.

$$X_1 = 0.1736 \log ( DMG / RMG ) [ \Omega ] \text{ Reactancia Inductiva}$$

$$X_c = 9.085 \times 10^{-6} / (\log ( DMG / RMG )) [ \Omega ] \text{ Reactancia CAPACITIVA}$$

O bien

$$X_L = 2\pi fL \quad ; L = \frac{X_L}{2\pi f} \quad \text{HENRY}$$

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC} \quad ; C = \frac{1}{2\pi fX_C} \quad \text{FARADS}$$

Otra forma de determinar la impedancia característica de las líneas de transmisión a partir de la disposición geométrica de los conductores y tomando en consideración su posición en el punto medio del claro es la siguiente:

$$Z_c = 60 \ln ( 2 Y / r_e ) [\Omega] \quad \dots\dots ( 8 )$$

Y = altura media o efectiva del conductor de fase (m) toma en consideración la posición del conductor con respecto al suelo, dependiendo de la naturaleza del terreno sobre el que se construye la línea.

#### III.1.4.5 DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA

Para estimar el número probable de descargas que pueden incidir sobre un determinado objeto en un período de tiempo, es necesario conocer la densidad de rayos a tierra (DRT) del lugar donde yace el objeto. La DRT se define como:

El número de descargas que inciden sobre un área determinada (km<sup>2</sup> o millas) durante un año.

De aquí se nota claramente que la DRT constituye una de las bases para cualquier estudio de predicción en el comportamiento de un determinado sistema expuesto a las descargas atmosféricas. Por tanto cuanto más real sea su valor, más representativos serán los resultados que se obtengan.

#### III.1.4.6 DISTRIBUCION DE TORMENTAS EN MEXICO.

Actualmente muchos países poseen mapas donde se indica la actividad de tormentas en base al número de días tormentas por año. Un día tormenta es aquel en que al menos se escucha un trueno y el número promedio de ellos que se presentan para un sitio determinado se lo conoce como nivel ceraunico (Nc)

Actualmente existen dos métodos para estimar la DRT y son:

1) Métodos aproximados.- Estos métodos estiman a la DRT en base al nivel ceraunico o número de días tormenta observados. La relación más aceptada a la fecha es de la forma:

$$DRT = K N_c \quad \text{Rayos/Unidad de área} \cdot A^0$$

K = Es una constante cuyo valor oscila entre 0.2 y 0.3 para DRT en rayos/milla<sup>2</sup>-A<sup>0</sup>.

El valor más aceptado es  $K = 0.4$  con lo cual:

$$DRT = 0.4 N_c \quad \text{Rayos/Millas}^2\text{-A}^0$$

2) Métodos directos o exactos.- Estos métodos estiman la DRT, en base a observaciones directas de las descargas atmosféricas (y no con los días tormenta) empleando herramientas muchos mas confiables que el oído humano. Estas herramientas son los contadores de descargas atmosféricas los cuales registran los rayos que inciden en una región, en base a los cambios de campo eléctrico que producen las descargas en la atmósfera. Actualmente el contador más efectivo es el RDA - 10 KHZ (cigre - 10KHZ) desarrollado por Anderson.

La estimación de la DRT se realiza de acuerdo a la relación:

$$DRT = K_c \left( N / \sqrt{R_c^2} \right) \quad [ \text{Rayos/Km}^2\text{-A}^0 ]$$

Donde:

$N$  = Número de registros del contador

$R_c$  = Rango de Operación efectivo del contador (19.9Km)

$K_c$  = Eficiencia del contador para discriminar los rayos de nube a tierra y rayos entre nubes (93%).

Para que esta estimación se considere confiable, es necesario que dichos contadores funcionen durante un período de tiempo no menor a un ciclo solar (11 años) en cada lugar específico. Actualmente en México esta por terminarse la instalación de una red de contadores en las regiones de mayor importancia.

### III.2 SOBRETENSIONES TEMPORALES

Las sobretensiones temporales se caracterizan por su amplitud, forma de onda y un tiempo de duración. Estas sobretensiones son las que presentan el tiempo de duración más largo, que varía de algunos ciclos hasta algunos segundos y su forma de onda resulta ser una oscilación no amortiguada o ligeramente amortiguada a una frecuencia igual o cercana a la del sistema. Para fines de coordinación de aislamiento puede ser considerada una forma de onda de tensión igual a la tensión de frecuencia industrial y una duración de un minuto.

Las sobretensiones temporales se clasifican en los tipos siguientes

- Sobretensiones por una falla de fase a tierra.
- Sobretensiones por pérdida súbita de carga o rechazo de carga.
- Sobretensiones por efecto rápido
- Sobretensiones por ferresonancia.
- Sobretensiones por resonancia armónica.
- Sobretensiones por conductores abiertos.

Para la disminución de las sobretensiones temporales, se pueden utilizar los métodos siguientes

- \* Aterrizamiento de los neutros.

- \* Aterrizado efectivamente.
- \* Aterrizado por medio de reactancia.
- \* Aterrizado por medio de resistencia.
- \* Aterrizado por medio de un transformador de distribución y resistor.
- \* Aterrizado por medio de un neutralizador de falla (bobina de peterson).
- \* Aterrizado por medio de bancos de tierra.
- \* Compensación paralelo a base de reactores.
- \* Compensación serie a base de capacitores
- \* Compensación serie-paralelo a base de compensadores estáticos.
- \* Apartarrayos de óxido de metal ( puede proteger contra resonancia, pero generalmente no se utiliza por los elevados esfuerzos térmicos ).

### III.2.1 SOBRETENSIONES DE FALLA A TIERRA.

FERRORESONANCIA.- Antes de entrar en detalles sobre la ferresonancia y como actuar en el sistema, es importante conocer algunos aspectos fundamentales.

En un circuito de resonancia en serie, como el mostrado en la siguiente figura, donde todos los parámetros se suponen lineales, es decir, inductancias con núcleo de aire, resistencias ohmicas lineales, etc., la intensidad de corriente esta dada por la siguiente expresión y Figura. No 5

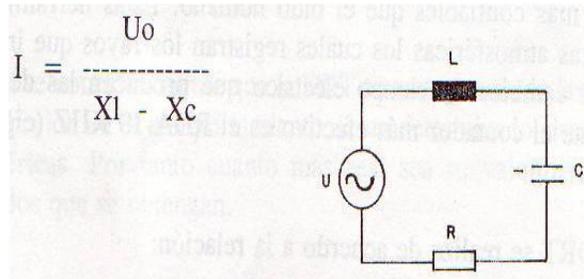


Figura N.o 5

Ya que la resistencia involucrada es despreciable respecto a las caídas de tensión inductiva y capacitiva.

Si en el mismo circuito varia el valor de la capacitancia,  $X_c$ , manteniéndose los otros parámetros constantes, se obtiene la gráfica representada en la figura siguiente.

En esta se observa que la intensidad de corriente denota un valor máximo, dado por la relación  $U_0/R$  y comprendido en una zona limitada por  $X_c = 0$ , correspondiente a  $U_0/X_l$ , y por  $X_c$ , correspondiente a un circuito abierto (i O). Dicho valor máximo de la corriente se obtiene para la condición de resonancia en serie ( $X_c = X_l$ ) y puede ser la causante de incrementos considerables de la tensión en el propio circuito.

Sin embargo, este comportamiento reviste mayor importancia en Los sistemas comerciales de transmisión de energía, debido a la presencia del núcleo magnético en los transformadores de potencia, medición y reactores, lo cual le confiere a la inductancia del

circuito una característica no lineal, si se comparan las características lineal y no lineal de las inductancias en cuestión (FIGURAD), se observa que esta última adquiere un sin número de valores por encima del codo de saturación. Si se repite el experimento anterior se encuentra entonces una amplia zona o margen en que es posible que se repita el fenómeno de resonancia. Debido a que este obedece estrictamente a la presencia del hierro en la inductancia, el cual le confiere su característica no lineal, se aborda entonces el concepto de ferresonancia.

La ferresonancia se define por consiguiente, como un fenómeno oscilatorio creado por la capacitancia del sistema, en conjunto con la inductancia no lineal de un elemento con núcleo magnético. Este podría ser un transformador de potencia, de medición, o un reactor de compensación.

Este fenómeno se observa por lo general en sistemas de alta tensión y casi nunca en sistemas de distribución de energía, ya que es precisamente la capacitancia de líneas muy largas la que induce la ferresonancia, siempre y cuando la inductancia del circuito asociado se encuentre en condiciones favorables para entrar en resonancia.

La marcha en vacío de un transformador de potencia, u operando con muy poca carga puede crear una de esas condiciones desfavorables. En los sistemas de distribución de energía eléctrica, donde el fenómeno es bastante raro, la causa es por lo general una fuerte asimetría del sistema, ocasionada, por ejemplo, por el disparo de un fusible.

En sistemas cableados la causa es generalmente la desproporción existente entre la elevada capacitancia del cable y su resistencia ohmica, la primera de las cuales se alimenta y sostiene entonces el fenómeno.

### III.2.2 RECHAZO DE CARGA.

En los sistemas comerciales de transmisión de energía, el ángulo formado por los vectores en los extremos transmisor y receptor ( Ver Figura No. 6) determina el porcentaje de potencia activa que se transmite, mientras que la diferencia existente entre ambas tensiones (valores pico rms) establece el porcentaje de potencia reactiva que fluye a través de la línea.

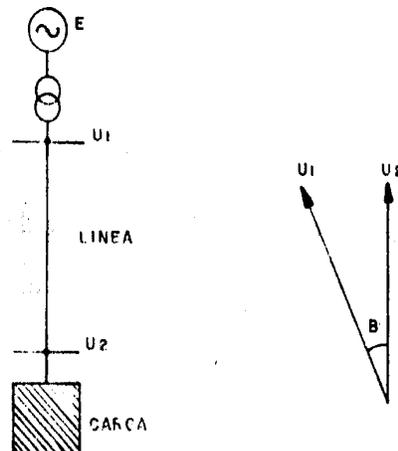


Figura No. 6

Cuando una carga inductiva se desconecta súbitamente en el extremo receptor de la línea, la tensión de régimen en el mismo sufre un incremento, como consecuencia de un fenómeno transitorio que se le superpone. Este incremento de tensión es afortunadamente de corta duración, pero le da origen a sobretensiones temporales.

Este fenómeno también se puede estudiar bien conectando una impedancia de carga a la impedancia de corto circuito del sistema (figura), ambas inductivas, con lo cual la tensión de la fuente 'E' es mayor que la tensión en el extremo de la carga V2, el rechazo de carga se manifiesta entonces cuando se interrumpe la intensidad de corriente que demanda la carga, la cual cancela la caída de tensión en la impedancia de corto circuito. La consecuencia es un incremento de tensión en los contactos del interruptor cercano a la fuente.

De la figura se obtiene:

Para la Carga  $P_c = V^2 / Z_c \dots\dots\dots (9)$

Mientras que para la potencia de corto circuito tiene validez.

$$P_{cc} = V^2 / Z_{cc} \dots\dots (10)$$

Con lo cual el incremento de tensión, a frecuencia de régimen, ocasionado por el rechazo de carga, se expresa por medio de la siguiente Figura No. 7

$$\frac{E}{Y} = 1 + \frac{Z_{cc}}{Z_c} = 1 + \frac{P_c}{P_{cc}}$$

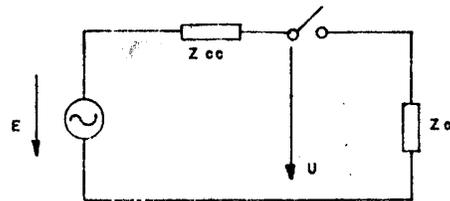


Figura No. 7

A título de ejemplo basta con mencionar que para una relación de 0.3 entre la potencia de la carga y de corto circuito, es decir, carga inductiva, el incremento de tensión después del rechazo de carga asciende a 1.3 veces la tensión imperante antes del mismo, siempre y cuando el ángulo sea el mismo para ambas potencias, para la misma relación, pero considerando una carga estrictamente ohmica ( = 90 ), el incremento de tensión llega a sólo 5%

### III.2.3 SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO.

Se ha mencionado que un transitorio se inicia donde quiera que se presente un cambio subitito en las condiciones de un corto circuito, esto más frecuentemente se presenta cuando ocurre una operación de maniobra, algunos de los temas que se mencionaran a continuación tienen que ver con los transitorios debidos a maniobras.

Consideraremos los circuitos en corriente alterna restringidos básicamente a dos problemas:

- a) El cierre de un interruptor para energizar la carga.
- h) La apertura del interruptor para liberar la falla.

Estos darán oportunidad de discutir algunos aspectos prácticos en los transitorios por maniobra.

### III.3 TECNICAS DE PRUEBA EN ALTA TENSION

Una parte importante en el estudio del aislamiento la constituye el hecho de poder verificar que los diseños de los aislamientos cumplan lo requerimientos establecidos, es decir, que sean capaces de soportar los esfuerzos dieléctricos para los que fueron calculados.

Esta verificación se realiza por medio de pruebas en un Laboratorio el cuál es capaz de simular los efectos de los fenómenos que afecta la rigidez dieléctrica de dichos aislamientos. En principio estas pruebas pueden ser de dos tipos: NORMALIZADAS y NO NORMALIZADAS. Las primeras son las que se realizan en equipo por iniciarse a fabricar en serie o el ya fabricado antes de entregar al cliente, es decir el control de calidad; las segundas sirven para verificar y perfeccionar diseños.

#### III.3.1 PRUEBAS DIELECTRICAS.

Se llaman pruebas dieléctricas dado que el objetivo es verificar la rigidez dieléctrica del aislamiento sometido a esfuerzos de sobretensiones similares a las presentes durante la operación del equipo.

Existen principalmente dos tipo de esfuerzos: a la frecuencia del sistema y los transitorios debidos a descargas atmosféricas y maniobra de interruptores (Frecuencias altas), y por lo tanto la clasificación de pruebas de Alta Tensión es la siguiente:

- Pruebas de corta duración, 60 Hz. (CA.)
- Pruebas de potencial inducido, (frecuencia > 60 Hz.)
- Pruebas de Impulso de rayo
- Pruebas de impulso de maniobra

En base a lo anterior, la normativa internacional ha establecido métodos de prueba los cuales se detallaran a continuación.

### III.3.2 METODOS DE PRUEBA.

Los métodos de prueba establecidos por la norma para determinar La tensión de aguante de un equipo son principalmente las que se observan en la tabla No. 8

Tipo de Prueba	Metodología	Norma	Observaciones
Impulso de Rayo y Maniobra	Descarga disruptiva 50%	IEC ANSI	
Impulso de Rayo y Maniobra	Aguante	IEC ANSI	
Impulso de Rayo y Maniobra	Aguante convencional	IEC ANSI	restringe el No. de impulsos aplicados
C.A., 60 Hz	Flameo	IEC ANSI	
C.A. > 60 Hz	Potencial Inducido	IEC ANSI	

Tabla No. 8

TENSION DE AGUANTE ESTADISTICA se define así cuando el número de descargas “toleradas” está relacionado con una probabilidad de aguante. En general esa probabilidad es del 90%, y la TENSION CRITICA DE FLAMEO será con probabilidad 50% de flameo, existiendo una relación entre ambas dada por la expresión aproximada siguiente:

$$V_a = V_{50}(1 - 1.3 \sigma)$$

$\sigma$  es la desviación estándar de una distribución probabilística correspondiendo a la de la prueba.

La aplicación de uno u otro método de prueba dependen sin embargo del tipo de aislamiento que se esté probando. A continuación se analizarán brevemente cada uno de los métodos de prueba.

Tensión de flameo 50%(impulso de Rayo y Maniobra).

Tiene como objetivo determinar la tensión con probabilidad 50% de descarga disruptiva (flameo). En la normatividad se encuentran dos procedimientos los cuales son:

### III.3.2.1 **METODO UN AND DOWN** (Aislamientos Auto recuperables )

Consiste en aplicar un impulso (cerca de la tensión de aguante); si el aislamiento no flamea, se eleva la tensión en un porcentaje determinado (generalmente 3% para impulso de rayo y 5% para impulso de maniobra) aplicando un impulso a este nuevo nivel de tensión; si con este nivel existe un flameo se disminuye la tensión al nivel anterior y así sucesivamente, es decir aumentando el nivel si no hay flameo y disminuyéndolo si se presenta el flameo. El número adecuado de impulsos es de 30 para impulso de rayo y 50 para impulso de maniobra.

### III.3.2.2 **METODO MULTINIVEL.** (Aislamientos Auto recuperables)

Con este método, se aplica un número determinado de impulsos a un nivel de tensión observando el número de flameos; si por ejemplo se aplicaron 10 impulsos y existió un flameo se le asigna a ese nivel una probabilidad del 10%. Se aumenta la tensión y se aplica otra serie de impulsos haciendo el mismo procedimiento, procurando que el aumento en el nivel de tensión sea adecuado para ir obteniendo probabilidades graduales, es decir por ejemplo 10%, 20% etc. Estos valores de probabilidad y su valor de tensión correspondiente, se grafican en papel semi probabilístico.

### III.3.3 **BLINDAJE Y PUESTA A TIERRA.**

La protección de equipo de los sistemas de potencia contra descargas atmosféricas abarca cuatro áreas principales:

- 1.- El comportamiento, en presencia de una descarga en las líneas de transmisión blindadas con los hilos de guarda.
- 2.- La protección contra descargas atmosféricas de subestaciones con blindaje (hilo de guarda).
3. El comportamiento, de una línea ante una descarga pero sin blindaje.
- 4.- La protección contra descargas eléctricas de subestaciones expuestas por ejemplo, los transformadores de distribución.

Los análisis requeridos para el diseño de un programa de protección contra descargas atmosféricas incluyen: la determinación de la frecuencia y ubicación de las descargas en las líneas y subestaciones, el cálculo de subestaciones resultantes en todos los puntos críticos del aislamiento, y la coordinación de los niveles de aislamiento y los dispositivos de protección contra sobretensiones.

### III.3.3.1 FRECUENCIA Y UBICACIÓN DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS SOBRE EL EQUIPO DEL SISTEMA DE POTENCIA.

La información requerida para el diseño de la línea es el número (N) de descargas por 100 Km. de la línea por un año. Para las subestaciones, la fuente principal de las descargas entra por las líneas de transmisión conectadas a la subestación. Sin embargo las grandes pueden atraer un número significativo de descargas.

Estimaciones empíricas basadas en el nivel diario de descargas eléctricas (T):

N-  $62T/30$  descargas/ 100 Km - año

N-  $1.8 hT!$  Descargas/ 100 Km - año

Donde h representa la altura media superior. Una estimación aproximada del número de descargas directas por un año sobre un Subestación con área A es:

$N(\text{Sub}) = 0.2 A T/30$  descargas por año.

## **CAPITULO IV**

# **TECNOLOGÍA DE ESTRUCTURAS DE EMERGENCIA**

## TECNOLOGIA DE ESTRUCTURAS DE EMERGENCIA

La Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, ante la necesidad de llevar a cabo el restablecimiento de una línea de transmisión de energía eléctrica en el caso de que se presentara un falla en algunas de sus estructuras, han adquirido paquetes de estructuras modulares de restauración rápida de emergencia, y para lo cual es importante el conocer el equipo, funcionalidad y procedimiento de armado con la finalidad de minimizar los tiempos de restablecimiento.

### IV.1 CONSIDERACIONES TECNICAS GENERALES.

#### IV.1.1 EL SUELO.

La estabilidad de las estructuras modulares de emergencia, dependen totalmente de la confiabilidad del apoyo que tengan las columnas y de la capacidad de soporte a tracción de las retenidas, para el cual es de gran trascendencia la confiabilidad que se presente el suelo cuando se realiza la preparación del terreno, en donde posteriormente se fijara la base de la estructura modular

Para un anclaje y soporte seguro, se requiere analizar cuidadosamente la capacidad de carga del suelo a compresión bajo la placa base de las columnas y escoger adecuadamente el tipo de anclaje de retenida a utilizar, dependiendo lo anterior totalmente del tipo del suelo en el que se colocara, así como del equipo con el que se podrá contar para realizar la instalación

El Ingeniero responsable del montaje, deberá tomar todas las providencias necesarias para asegurar que no exista la posibilidad de falla del suelo bajo la placa base de la columna, como pueden ser hundimientos deslizamientos, etc. Y verificar que no exista la posibilidad de falla a tensión o corrimiento de los anclajes de las retenidas.

#### IV.1.2 EL VIENTO.

Las estructuras modulares de emergencia, pueden ser afectadas en gran medida debido a una reducción en su capacidad de carga por la eventualidad de posibles vientos fuertes o ráfagas de viento de corta duración pero con valores de presión elevados.

Para fines de esta presentación, se tomo como base y diseño una velocidad regional de viento de 80 km/h, cuyo valor seria aproximadamente del 70% de la recurrencia de viento promedio de 115km/h con recurrencia de 10 años. Con lo que se pretendió englobar la mayor parte de la Republica Mexicana, lo anterior debido a que las estructuras modulares son provisionales y no permanecen montadas más de tres meses, plazo en el que se instalaran las estructuras definitivas.

En la Figura No 8 siguiente se muestra el mapa de la Republica Mexicana donde se indican las curvas de igual velocidad de viento (isotacas), en el cual se verifica el punto donde se restaurara una línea la velocidad del viento mostrada entre las isotacas multiplicadas por 0.7

no exceda de 80 km/h y verificar que localmente no exista la posibilidad de que la velocidad del viento pueda ser rebasada durante el tiempo que van a estar operando las estructuras provisionales de emergencia.

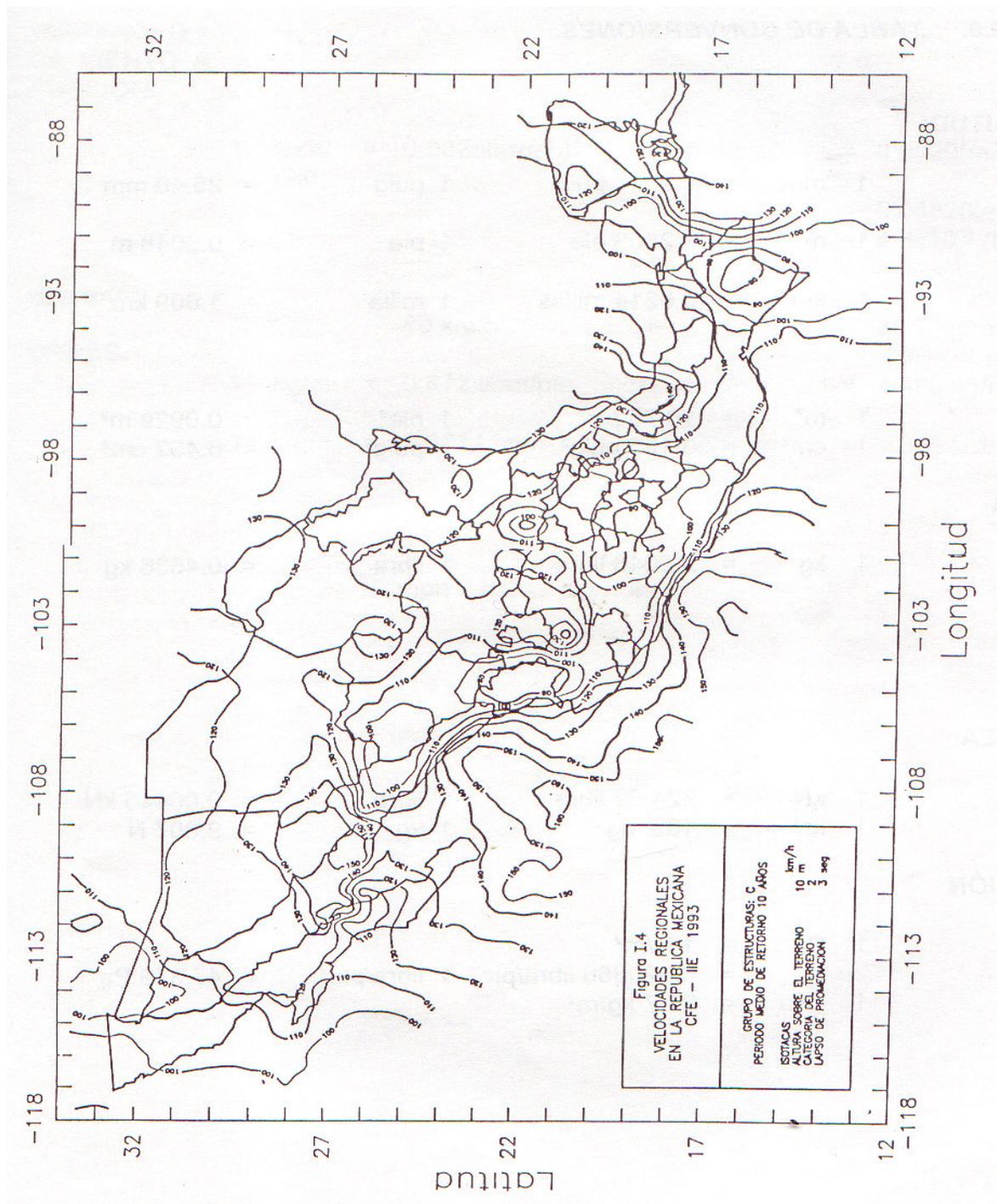


Figura No. 8 velocidades regionales de viento en la Republica Mexicana.

## IV.2 DEFINICIONES.

CLARO.- Es la parte de una línea aérea comprendida entre dos estructuras consecutivas como se muestra en la Figura No. 9.

CLARO MEDIO HORIZONTAL.- También se le conoce como claro de viento de una estructura y es la semisuma de los valores de los dos claros adyacentes a la estructura en referencia.

CLARO VERTICAL.- Conocido también como claro de peso de una estructura y es el valor de la distancia horizontal existentes entre los dos puntos más bajos de las catenarias adyacentes a la estructura de referencia.

LIBRAMIENTO.- es la distancia entre la parte más baja del conductor y el suelo en cualquier parte del claro.

FLECHA.- Es la mayor distancia medida verticalmente desde una línea recta imaginaria, que une los dos puntos de soporte hasta la parte más baja de la catenaria que forma el conductor.

Calculo de la flecha: es un valioso auxiliar para determinar las flechas que se deben dar a los conductores tendientes a lograr libramientos conductor – suelo u otras vías de comunicación (carreteras, telégrafos, FF. CC., etc.) adecuados a los voltajes de operación de que se trate. Para tal efecto se deberán pensionar los conductores entre un 20% y 25% de la tensión de ruptura del conductor.

$$F = \frac{P_u (L)^2}{8 T} \dots (11)$$

F = flecha.

Pu = Peso Unitario del conductor.

L = Claro entre torres.

T = Tensión de trabajo al 21.5%

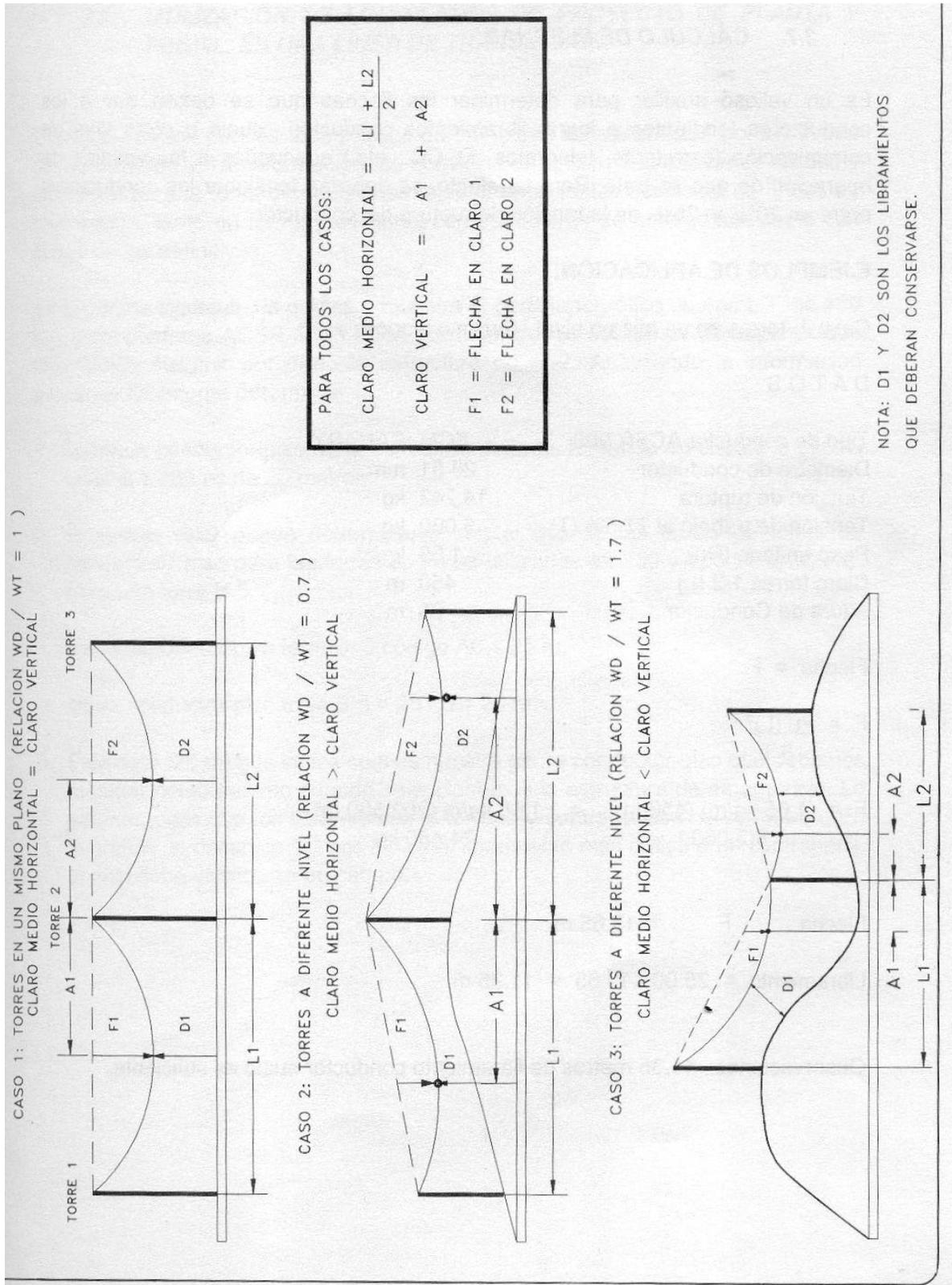


Figura 9. Definición de claros

### **IV.3 PARAMETROS RESTRICTIVOS EN LA UTILIZACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS MODULARES LINDSEY.**

#### **IV.3.1 RELACION CLARO MEDIO HORIZONTAL (Wd) / CLARO VERTICAL (Wt).**

Existe un programa por computadora que calcula cargas basadas en el claro vertical de solamente una estructura, debiendo utilizar esta relación para ajustar estos valores para el claro medio horizontal.

Para terreno plano o nivelado la relación  $Wd/Wt = 0.1$ , para terrenos en desnivel donde la estructura se localiza en la cima de una loma la relación a utilizar es  $Wd/Wt = 0.7$  como valor mínimo. Para estructuras localizadas en un valle la relación  $Wd/Wt = 1.7$  como valor máximo, por lo tanto hay que cuidar que la relación se encuentre en el rango de

$$1.7 > = Wd / Wt > = 0.7.$$

#### **IV.3.2 MOMENTO MAXIMO DE DEFLEXION.**

El momento máximo de deflexión que deberá ser aplicado a cualquier aplicación de brida atornillada es de 140,000 libra-pie (190,000 N.m.).

#### **IV.3.3 AGUJEROS DE PLATINAS PARA RETENIDAS.**

Los agujeros que están localizados a  $1 \frac{1}{16}$ " del borde de la platina, están diseñadas para soportar una tensión de ruptura de 30,000 libras ( 134 kN ). Este agujero puede alojar grilletes hasta de  $\frac{3}{4}$ ".

#### **IV.3.4 TENSION DE RUPTURA DE LOS TORNILLOS ERS, 5/8 DE DIAMETRO.**

La tensión de ruptura al cortante, de los tornillos ERS utilizados para el ensamble de las secciones de columna, cajas, bases, etc., tiene un límite máximo de 30,000 libra. El troqué al que deberán instalarse será de 70 a 90 libra-pie, máximo.

#### **IV.3.5 TENSION INICIAL DE LAS RETENIDAS.**

La tensión inicial a la que deberán someterse las retenidas antes de aplicar carga a la estructura por levantamiento de conductores será de 500 a 1000 Lib.

### **IV.3.6 CARGAS DE COMPRESION Y FLEXION.**

Las estructuras Lindsey están diseñadas para cargas a compresión y no de doblamiento, por lo tanto las cargas en la estructura deberán ser compensadas con retenidas a la misma altura de dicha carga.

### **IV.3.7 EXCENTRICIDAD ADICIONAL ASUMIDA.**

La excentricidad total en la columna, se estimará para los programas de computadora en 15cm como máximo.

### **IV.3.8 AISLADORES DE SUSPENSION SINTETICOS.**

La tensión de trabajo a la que deben someterse los aisladores sintéticos no deberá ser mayor a 25,000 libra (112 kN), este valor de tensión debe verificarse cuidadosamente, ya que de no respetarse se corre un riesgo elevado en contra de la seguridad de las maniobras de izaje y/o tendido de conductores sobre la estructura. El toque máximo que se puede aplicar a un aislador sintético deberá ser como máximo 10 libra-pie. Cuando se instalen aisladores sintéticos en arreglos de conjuntos de herrajes se deberá cuidar que su acoplamiento sea tal que no se le provoque una torsión con la carga de trabajo de los conductores en la estructura.

### **IV.3.9 CARGA DE COMPRESION EN AISLADORES TIPO POSTE.**

Este valor de carga última de compresión, utilizado para determinar el claro máximo que un aislador tipo poste puede sostener. Para aisladores con barra de fibra de vidrio de 25" de diámetro, el valor es de 20,000 libra para una longitud de 8 pie y hasta 10,000 libra para 10 pie.

### **IV.3.10 VALORES DE TENSION EN RETENIDAS.**

Los valores de tensión en las retenidas definitivas, que resultan de los programas de computación, nos precisan las siguientes consideraciones:

A) El cable a utilizar en las retenidas definitivas deberá tener un valor de tensión a la ruptura con un factor de seguridad de cuando menos 1.5 sobre la tensión nominal de trabajo.

B) El tipo de anclaje que se decida utilizar (pesos muertos en trineos, anclas enterradas anclas en concreto, árboles, etc.) debe ser capaz de soportar la sollicitación de fuerza que le demande a tensión en la retenida en las condiciones más desfavorables consideradas en el diseño (presión de viento, relación  $W_d / W_t$ , etc.).

#### V.4 CARACTERISTICAS GENERALES DE LAS ESTRUCTURAS DE EMERGENCIA.

##### IV.4.1 DESCRIPCION DE LOS ELEMENTOS QUE LA INTEGRAN.

Las estructuras modulares para el restablecimiento de emergencia Linsey, están integradas por los siguientes componentes descritos en la Tabla No. 9

	Descripción	Peso (Kg).	Altura ( m.)	Altura en ( ft. )
1	Base	250	0.36	1.2
2	Articulación	252	2.13	7
3	Sección de Columna de 21 pies	256	6.40	21
4	Sección de Columna de 14 pies	188	4.25	14
5	Sección de Columna de 7 pies	122	2.13	7
6	Placa para retenidas de $0^\circ / 45^\circ$	23	0	0
7	Placa para retenidas de $45^\circ / 45^\circ$	23	0	0
8	Placa para retenidas de $0^\circ / 0^\circ$	23	0	0
9	Sección de caja	120	0.45	1.5
10	Aislamiento y herrajes			

Tabla No. 9

**BASE.-** La base es el soporte de la columna de la estructura de emergencia, fabricada de aluminio estructural y diseñada para ser colocada directamente sobre el terreno. La base pesa 250 kg. Y ocupa una superficie de  $2.25 \text{ m}^2$  (  $1.50 \times 1.50 \text{ m.}$  )

**ARTICULACION UNIVERSAL.-** Es fabricada de aluminio estructural contando con una rotula de acero galvanizado en su extremo inferior que le permite girar  $9^\circ$  en cuatro direcciones indicados por flechas, esto facilita el armado en piso de a columna. Además

cuenta con dos discos unidos por un perno colocado arriba de la rótula que le permite girar los 360°, éstos discos están separados por una junta de micarta que evita la fricción como lo muestra la Figura No. 10, debido a lo anterior el aterrizaje se efectúa en conector ubicado arriba de los discos. La articulación universal' tiene un peso de 252 kg y una altura de 7 pies 2.13 m., su función es minimizar excentricidades y eliminar el efecto torcional.

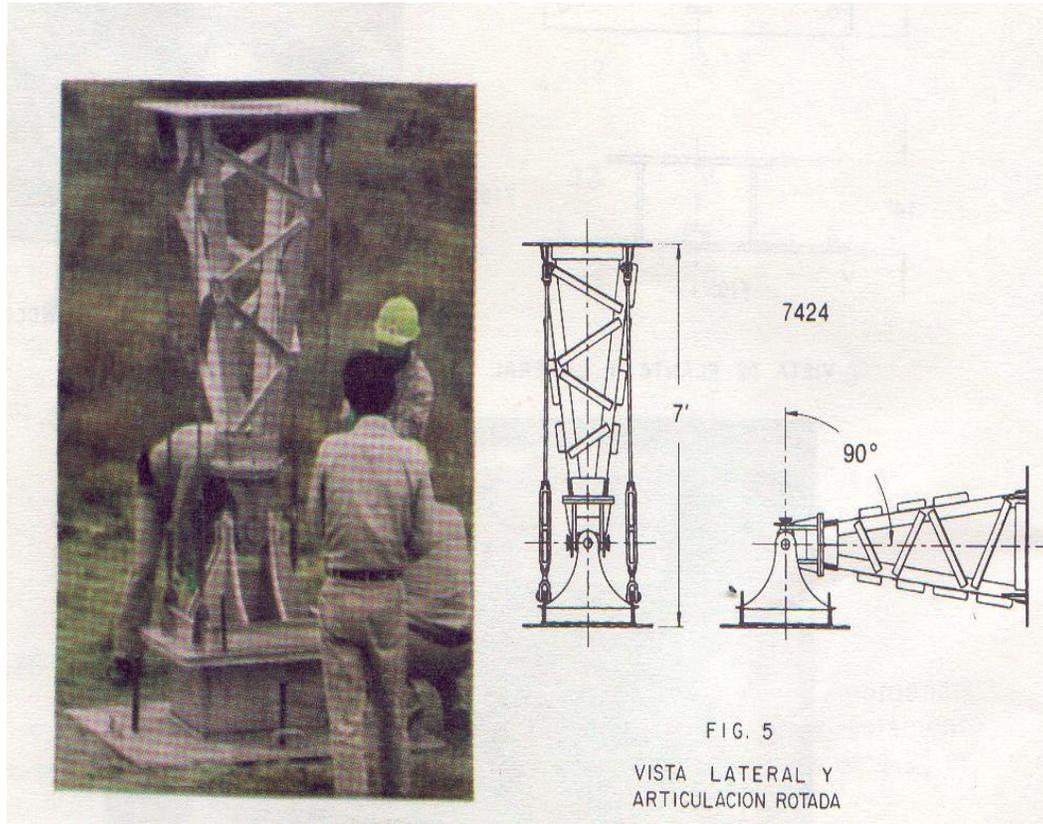


Figura 10. Base y Articulación Universal

SECCION CAJA.- La sección de caja esta fabricada de aluminio estructural, tiene un peso de 120 kg. Y barrenos en dos de sus caras opuestas dispuestos de tal manera que cualquier aislador tipo pedestal puede ser utilizado en forma horizontal como se muestra en la Figura No. 11. Las cajas se instalan entre dos secciones de columnas, siendo su función el de soportar el puente de una estructura de tensión y sostener los aisladores tipo pedestal que dan la separación entre conductor y columna en estructuras de suspensión ( arreglos tipo bandera y delta ).



Figura 11. Conexión del aislador a la caja

**PLACA PARA RETENIDAS.-** La Placa para retenidas son fabricadas de aluminio estructural de 1 1/2 pulgada de espesor, su peso es 23 kg y su función es alojar las retenidas, hilo de guarda, cadena de aisladores. Además de los barrenos para el ensamble entre las secciones de columna y los de maniobra como se ilustra en la Figura No. 12, cuenta con seis barrenos ovalados (tres en cada extremo) que soporta cada uno de ellos una tensión de 30 000 libras, cuya función es albergar en ellos las retenidas y aisladores.

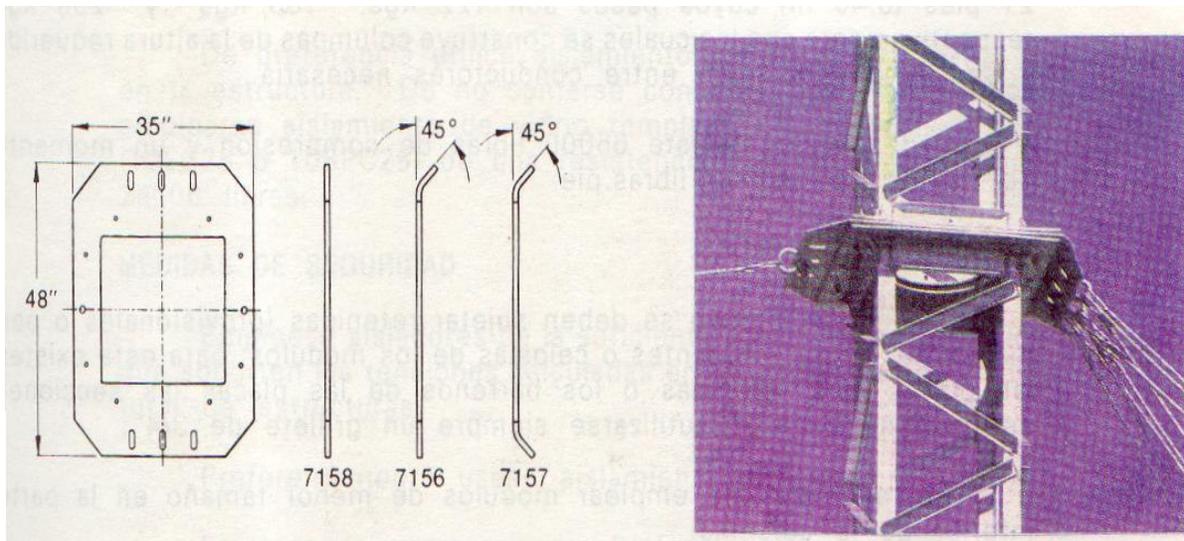


Figura 12. Vista de placa ( planta y lateral ),

placa de 0° / 45° trabajando

Existen tres tipos de placas para retenida:  $0^\circ - 0^\circ$ ,  $0^\circ - 45^\circ$  y  $45^\circ - 45^\circ$ . La placa de retenida  $0^\circ - 0^\circ$  es usada para tensiones horizontales, la placa de  $45^\circ - 0^\circ$  es usada en retenidas intermedias y superiores o cuando hay tensión horizontal en un lado y vertical por el otro, y la placa de  $45^\circ - 45^\circ$  se usa cuando hay tensiones verticales en ambos lados.

SECCIÓN DE COLUMNA.- La sección de columna son fabricadas de aluminio de alta resistencia con celosía soldada para darle rigidez. Cada sección en sus extremos tiene una placa con ocho barrenos dos por lado de  $11/16'$  para su ensamblaje y cuatro barrenos (uno por lado) en el centro de  $13/16'$  para maniobras. En un extremo tiene un perno guía de  $4'$  y el otro de  $6'$  que facilita su alineación en el montaje, además cada sección resiste 65000 libras de compresión y un momento de deflexión de 140000 libras. Pie. Ver Figura 13.

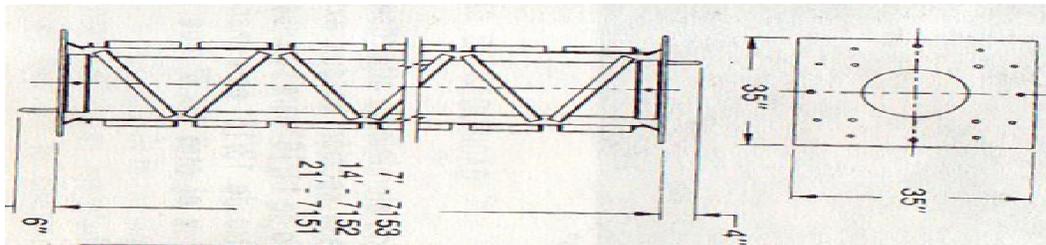


Figura 13. vista de columna

AISLAMIENTO Y HERRAJES.- De preferencia se recomienda utilizar aislamiento sintético para evitar sobre peso en la estructura y sino se contara con este tipo de aislamiento, se puede utilizar aislamiento de vidrio templado o porcelana del tipo normal (10SC25) ó 10SPC25 de una resistencia electromecánica combinada de 25000 libras. Ver Figuras No. 14 y 15



Figura No. 14. aislador, yugos y grilletes

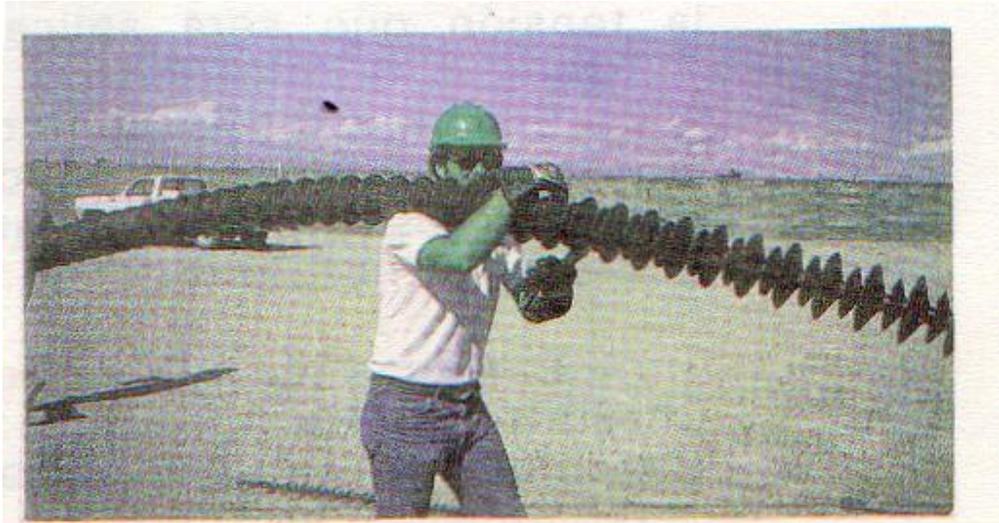


Figura No. 15 aislador sintético para 400 KV

#### IV.4.2 ARREGLOS QUE SE PUEDEN MONTAR

Los componentes de las estructuras de emergencia pueden ser usados para construir las siguientes tipos de estructuras relacionados en la Tabla No. 10

Tipo suspensión (Tangent)	Tipo deflexión (Angles).	Tipo tensión (Deadend)
a) Chainette b) 4 columnas c) N-Frame d) Delta horizontal vee. e) Tipo Bandera horizontal vee f) Herringbone g) Doble circuito beringbone.	h) Chaínette i) 4 columnas j) Tipo Bandera horizontal vee. k) Running angle (colombiana)	m) 1 columna (una fase) o) 1 columna (tres fases con hilo de guarda) n) 1 columna (1 fases con hilo de guarda)

Tabla No. 10

TIPOS DE ARREGLOS ESTRUCTURALES. Ver Figura No. 16

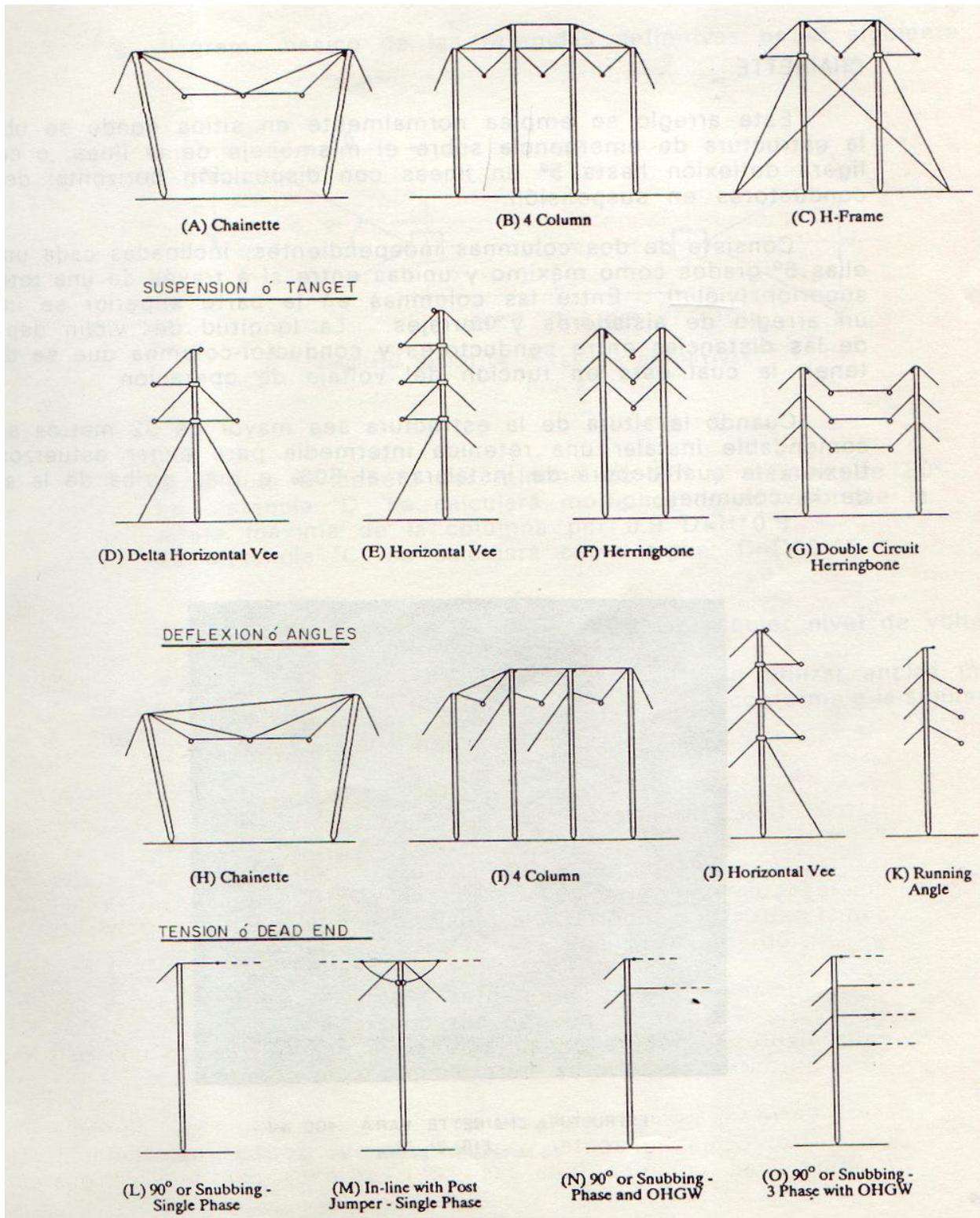


Figura No. 16. Estructuras que se pueden armar con módulos.

### IV.4.3 ESTRUCTURA TIPO CHAINETTE.

Este arreglo se emplea normalmente en sitios donde se ubicará la estructura de emergencia sobre el mismo eje de la línea, o con la ligera deflexión hasta  $5^\circ$  en líneas con disposición horizontal de sus conductores en suspensión como lo muestra la Figura No. 17

Consiste de dos columnas independientes, inclinadas cada una de ellas 5 grados como máximos y unidos entre sí a través de una retenida superior (violín). Entre las columnas en la parte superior se instala un arreglo de aisladores y herrajes. La longitud de violín depende de las distancias entre conductores y conductor-columna que se desee tener, la cual esta en función del voltaje de operación.

Cuando a altura de la estructura sea mayor de 32 metros es recomendable instalar una retenida intermedia para evitar esfuerzos de flexión, la cual deberá de instalarse al 50% o más arriba de la altura de la columna.

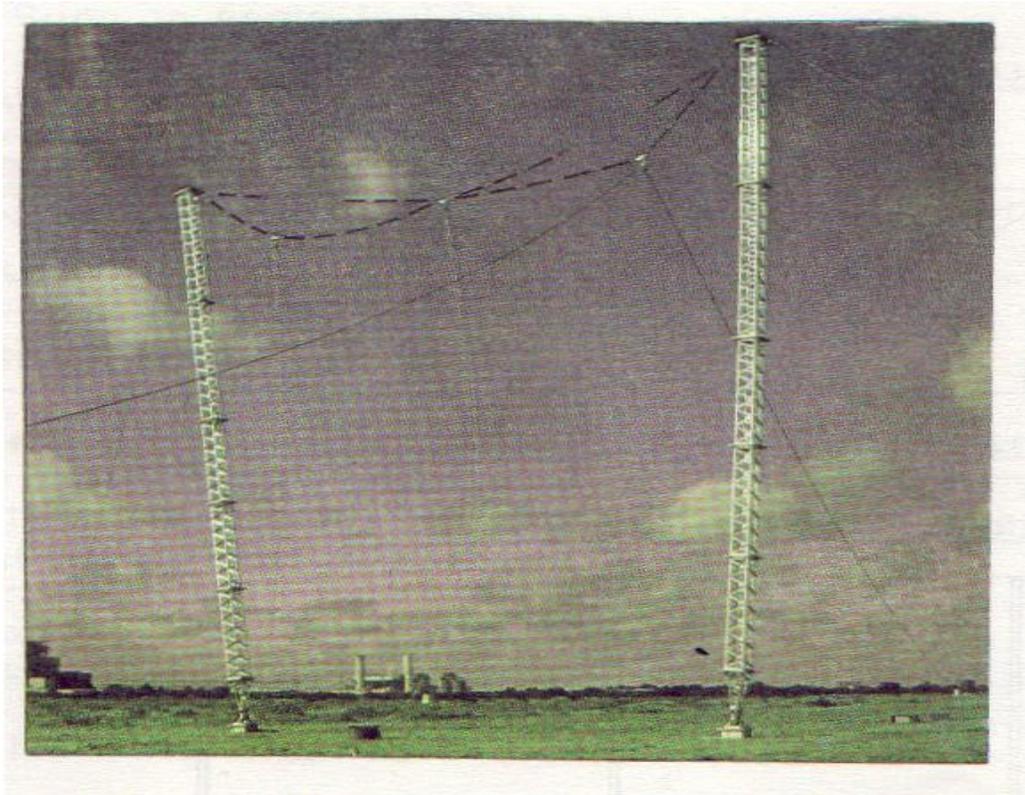


Figura No.17

## CONSIDERACIONES TECNICAS

Para el cálculo de las estructuras con esta configuración se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

- 2 cond. x fase 1113 KCM, bluejay para 400 kV.
- 1 cond. x fase 900 KCM, canary para 230 kV.
- Tensión en conductores de 20 kN para 230 kV y 30 kN para 400 kv.
- Hilo de guarda de 0.95cm de diámetro, peso 0.41 kg/m, tensión de 8 kN.
- Factores de sobrecarga de 1.5.
- Velocidad de viento de 80 km/h.
- Pendiente en retenidas principales es  $X = 1$ .
- Angulo máximo sobre la tangente de la línea de  $5^\circ$ .

Cuando se necesite construir columnas mayores de 25 m, es obligatorio instalar retenida intermedia, para evitar pandeo en la columna, la cual deberá colocarse aproximadamente la mitad de la columna y nunca por debajo de ésta relación como se puede observar en la Figura No. 18.

Las figuras muestran las fuerzas en retenidas, utilizando 2 y 3 anclajes, los cuales quedan limitados en la parte superior por las fuerzas en los barrenos de las platinas de 134 kN (13668 kg) y a la derecha por la resistencia de los aisladores de 25000 libra (11340 kg). Se recomienda utilizar inicialmente de ser posible, para mayor seguridad tres retenidas.

Es importante definir para cada caso, la relación del claro medio horizontal y el claro vertical, ya que los esfuerzos en retenidas y aisladores sobre todo en estos últimos están directamente afectados por el claro vertical.

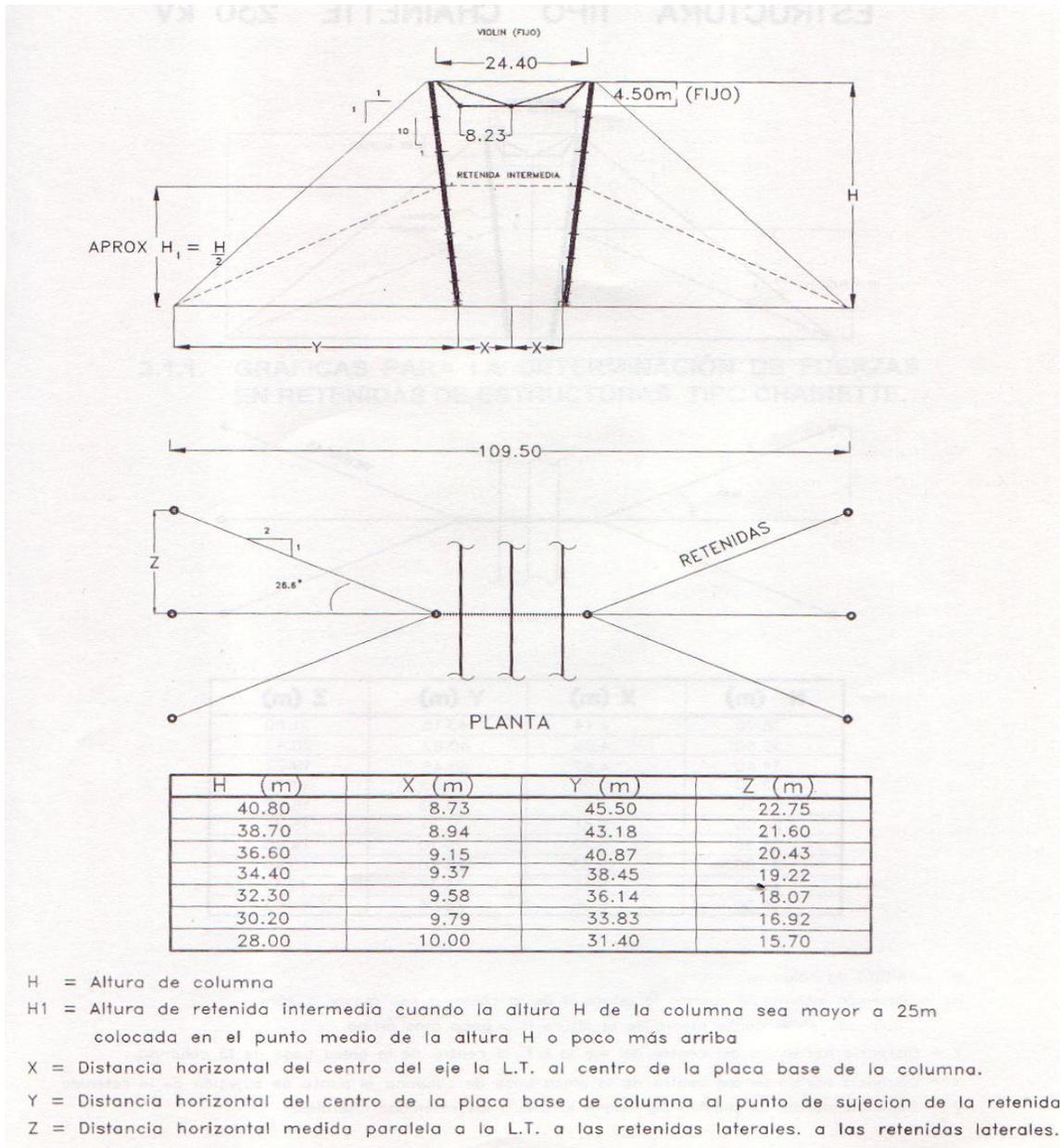


Figura No. 18.

**IV.4.4 ESTRUCTURA DELTA HORIZONTAL TIPO VEE**

Este arreglo se utiliza cuando se reemplazan estructuras de suspensión o tangente, ubicándose la estructura de emergencia sobre el eje de la línea o bien para la construcción de un hipas fuera del eje de la línea. Se recomienda su utilización en líneas en disposición vertical este arreglo consiste de una columna en la que se instalan dos secciones de caja en la parte inferior con dos placas 45/450 encontradas debajo de la caja, otra caja superior es instalada con una placa 45/45°. Estas se utilizan para las retenidas y tensores. En las secciones de caja se colocan aisladores que forma la disposición de conductores en DELTA como se muestra en la Figura No. 19

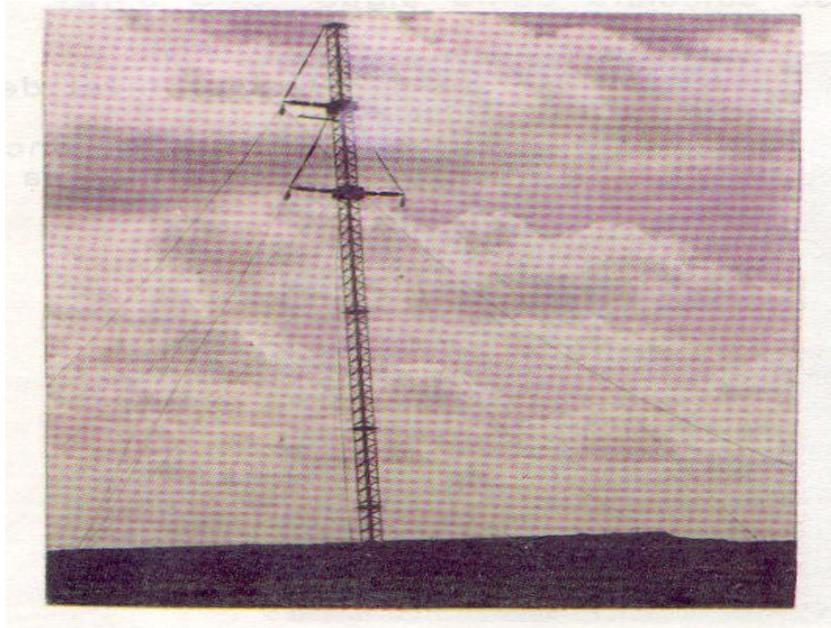


Figura No. 19

#### CONSIDERACIONES TECNICAS.

Para el cálculo de las estructuras con esta configuración, se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

- 1 conductor por fase, 900 KCM, CANARY para 230 kV.
- 1 hilo de guarda 0.95cm de diámetro, peso 0.41 kg/m tensión de 8 kN.
- Factores de sobrecarga vertical y horizontal de 1.5.
- Grados de inclinación del aislador horizontal en cantiliver 0°
- Velocidad de viento de 80 km/h.
- Angulo sobre la tangente de la línea 0°

Cuando se necesite construir columnas mayores de 25 m de piso a la fase más baja, se deberá instalar retenida intermedia entre la fase inferior y el piso, para evitar el pandeo de la columna. La altura máxima de piso a la fase inferior, que se puede construir, es de 34.4m. como se muestra en la Figura No. 20.

Este tipo de estructura, no deberá trabajar en ningún caso con la más mínima deflexión sobre la tangente de la línea.

Como los otros tipos de estructuras, el claro vertical influye directamente en la tensión de las retenidas y aisladores sobre todo en estos últimos ver Figura No. 21, por lo que las limitantes en el claro medio horizontal serán:

Relación:

- Wd/Wt = 0.7 Claro horizontal máximo 700 m.
- Wd/Wt = 1.0 Claro horizontal máximo 900 m.
- Wd/Wt = 1.7 Claro horizontal máximo 1105 m.

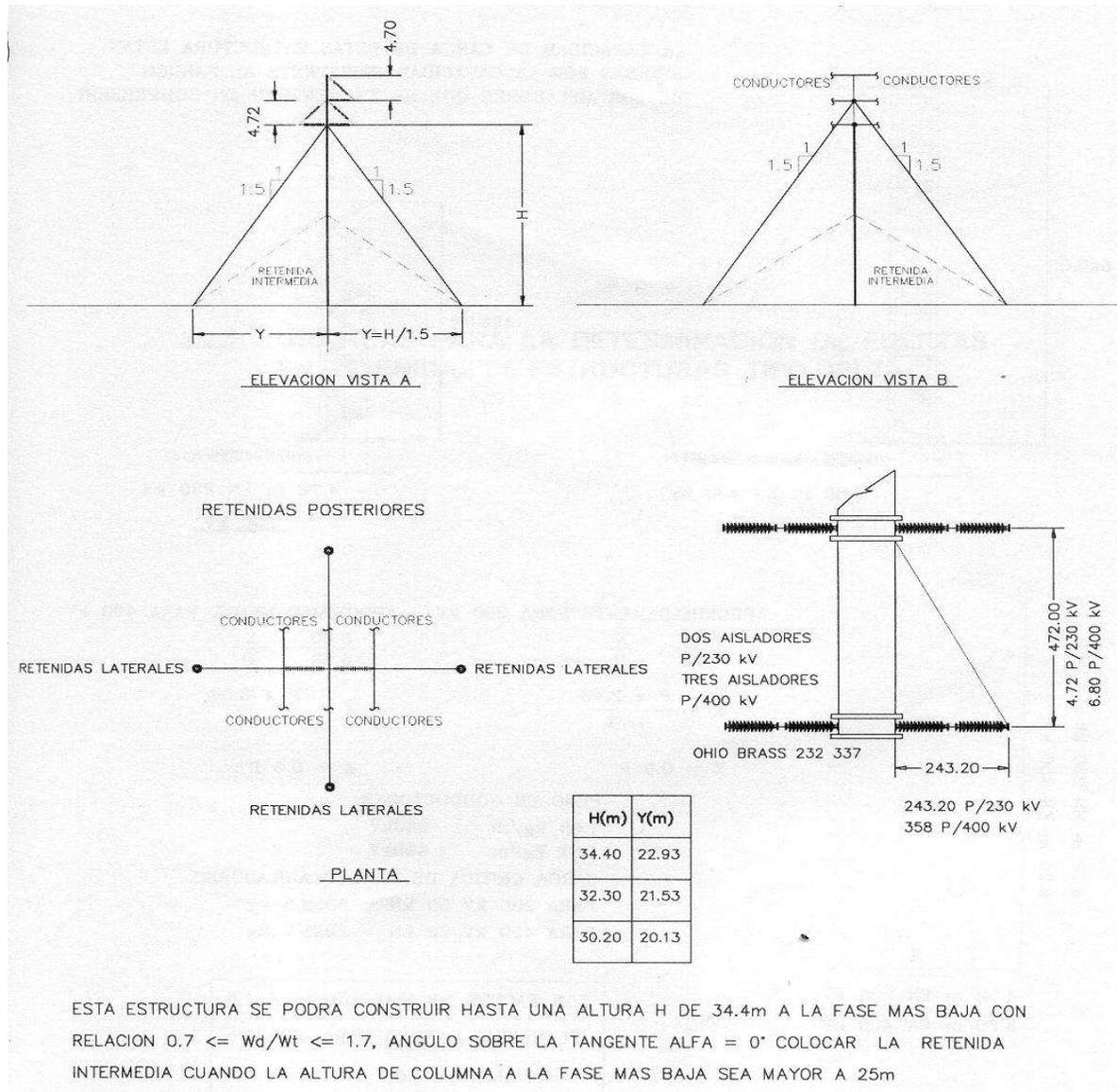
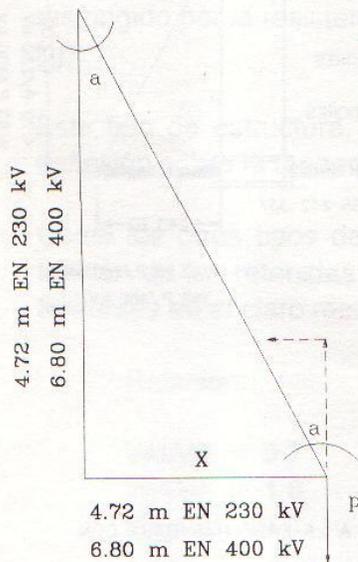
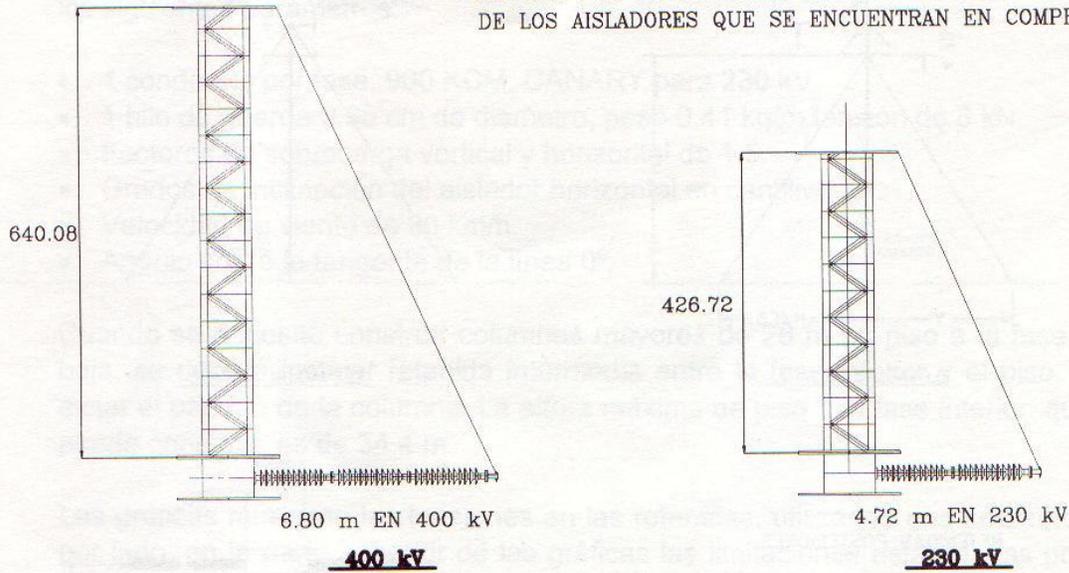


Figura No. 20

### CALCULO DE FUERZAS DOMINANTES EN AISLADOR A COMPRESION EN ESTRUCTURAS BANDERA O DELTA

LA CAPACIDAD DE CARGA DE ESTAS ESTRUCTURA ESTAN REGIDAS POR LA CAPACIDAD RESISTENTE AL PANDEO DE LOS AISLADORES QUE SE ENCUENTRAN EN COMPRESION



APROXIMADAMENTE PARA 230 kV

$$\frac{2.43}{4.72} = \frac{X}{P}$$

$$X = \frac{P \times 2.43}{4.72}$$

$$X = 0.5 P$$

APROXIMADAMENTE PARA 400 kV

$$\frac{6.80}{3.58} = \frac{X}{P}$$

$$X = \frac{P \times 3.58}{6.58}$$

$$X = 0.5 P$$

PESO DE CONDUCTORES:

- 1.65 kg/m      230kV
- 1.87 kg/m      400kV

CARGA CRITICA DE PANDEO AISLADORES:

- PARA 230 kV 50 kN = 5058.5 kg
- PARA 400 kV 22 kN = 2225.7 kg

CON FACTOR DE SEGURIDAD DE 1.5  
 EL MAXIMO PANDEO PARA 400 kV  
 SE ALCANZA CON 529 m  
 EL MAXIMO PANDEO PARA 230 kV  
 SE ALCANZA CON 1021.9 m

Figura No. 21

#### IV.4.5 ESTRUCTURA TIPO BANDERA

Este arreglo se emplea cuando se reemplaza una estructura de suspensión con conductores en disposición vertical, también se utiliza para salirse del eje de la línea aceptando una deflexión máxima de 10 grados. Al igual que la estructura tipo delta, puede utilizarse para construir un By-pass. Ver Figura No. 22

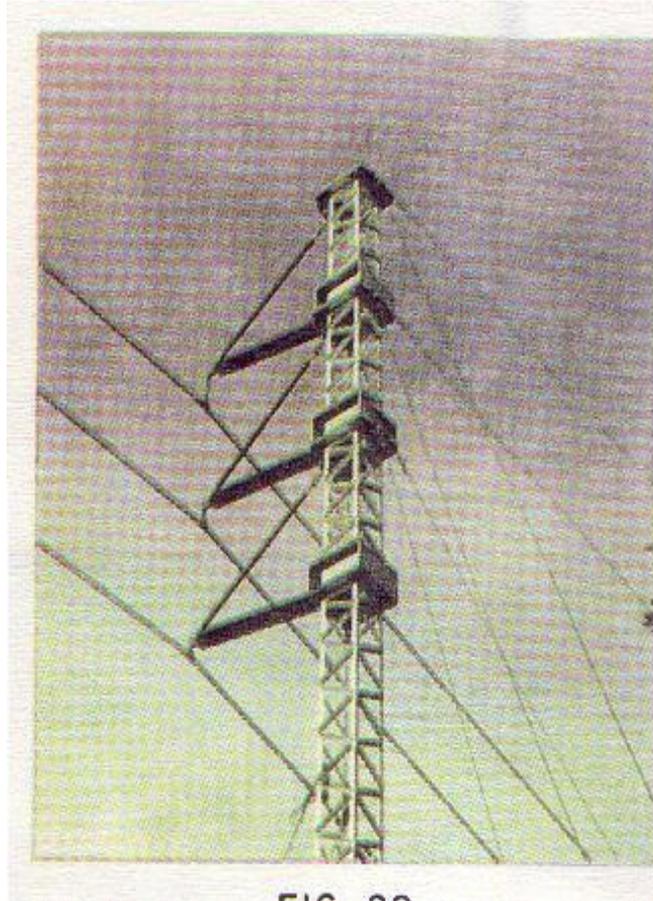


Figura No. 22

#### CONSIDERACIONES TECNICAS.

Para el cálculo de las estructuras con esta configuración se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

- 1 Conductor por fase de 900 KCM, CANARY para 230 kV.
- Tensión en conductores de 20 kN para 230 kV.
- Hilo de guarda de 0.95 cm. de diámetro, peso 0.41 kg/m, tensión de 8 kN.
- Factores de sobrecarga 1.5.
- Velocidad de viento de 80 km/h.
- Pendiente en retenidas traseras  $x = 1$ , frontales  $x = 1.5$ .
- Ángulo máximo sobre la tangente de la línea 200.

La altura máxima de piso a la fase inferior será de 34.4 m, cuando se rebase una altura de 25.0 m, se deberá instalar retenida intermedia para evitar pandeo en la columna, la cual deberá colocarse a la mitad de la columna y nunca por debajo de esta relación.

Las gráficas muestran las tensiones en retenidas, utilizando una retenida para cada conductor e hilo de guarda, pero T2, T3 sujetas a una sola anda y T4, T5 a otra anda.

El límite superior de la gráfica (eje Y), esta dada por la resistencia a la ruptura del barreno de la platina de 134 kN (13668 kg) y el lado derecho (eje X), que indica los claros medios horizontales máximos, quedan limitados por la resistencia a la tensión de los aisladores de 26,000 libra (11340 kg).

Esta estructura deberá utilizarse preferentemente con un ángulo en deflexión de la línea, ya que los esfuerzos en las retenidas frontales y traseras, se equilibran a partir de 5° en adelante.

Como en los demás tipos de estructuras, el claro vertical influye directamente en la tensión de las retenidas y aisladores, para este caso, variamos el ángulo de la línea de 0° a 20° e indicando para cada caso, las tensiones en retenidas en el claro medio horizontal son:

Relación:

$W_d / W_t = 0.7$  claro medio horizontal máximo de 800 m.

$W_d / W_t = 1.0$  claro medio horizontal máximo de 700 m.

$W_d / W_t = 1.7$  claro medio horizontal máximo de 350 m.

En las tablas donde se indican las tensiones de las retenidas, se tabulan la suma de las tensiones de retenidas T4 y T5 que siempre van a ser mayores que la sumatoria de T2 y T3, con excepción, cuando se tiene una relación de  $W_d / W_t = 0.7$  para un claro medio horizontal de 800 y 700 m., en éste ultimo únicamente para un ángulo de 0° y 5° , para 800m. se incluye hasta 10°.

Quedará a juicio del ingeniero, si las retenidas las sujetará de acuerdo a la figura o pondrá un ancla para cada retenida, dependiendo del terreno y tipo de anclaje, se indica de manera punteada las retenidas opcionales cuando se tenga que descomponer una retenida en 2 de ellas, para bajar la tensión sobre el anda. Ver Figura No. 23

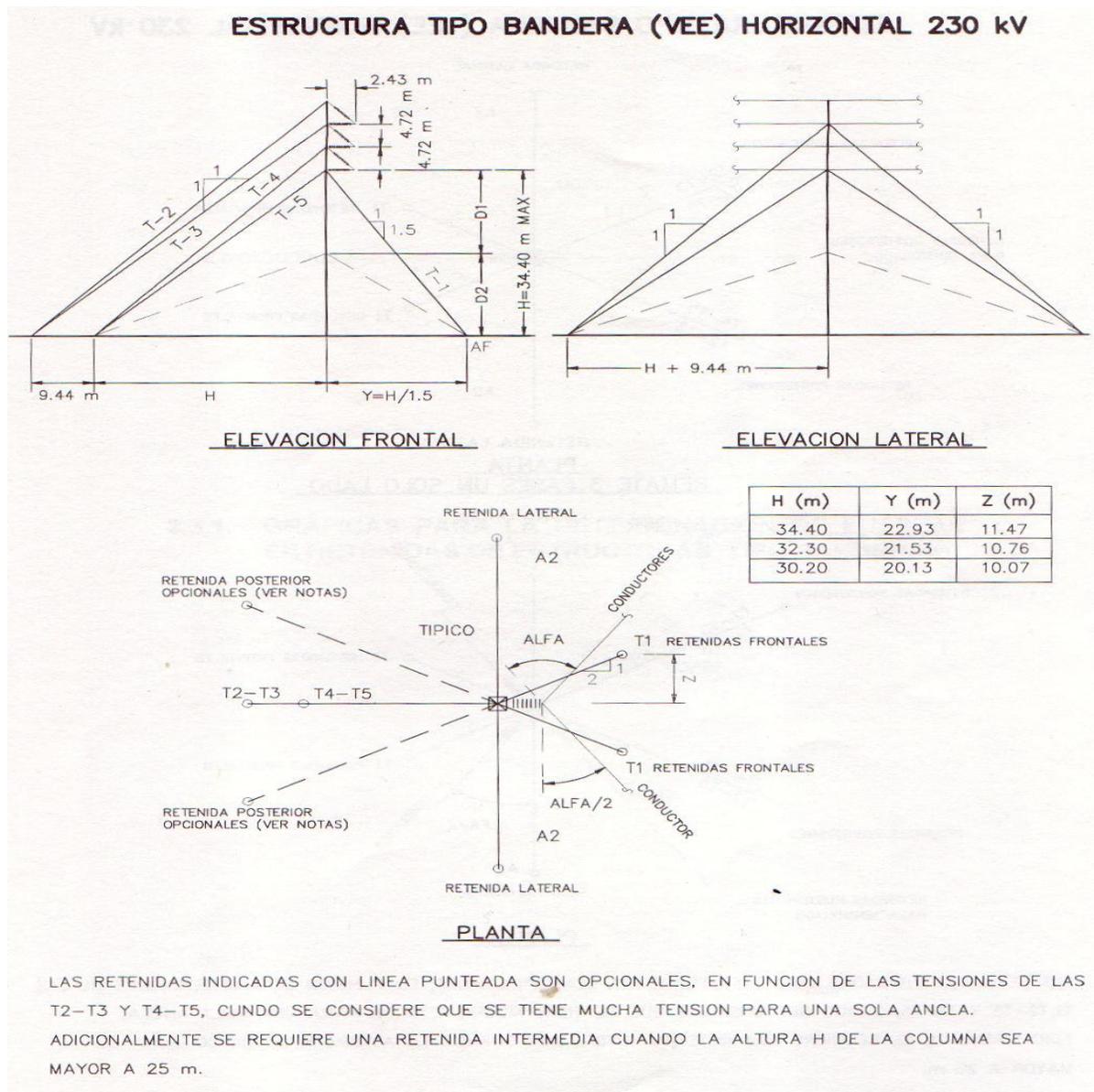


Figura No. 23.

#### IV.4.6 MONTAJE.

Una vez que se ha determinado el sitio, el tipo de estructura, y los materiales requeridos han sido localizados, el montaje de la estructura podrá iniciarse.

La base es normalmente sentada por sí misma y asegurada sobre el terreno usando barras de construcción de puntillas de 1 1/4 pulgada en diámetro por 1.5 metros de largo.

En la mayoría de los casos, la base es asegurada usando 4 barras de construcción (puntillas), ya que las fuerzas sobre la base son muy pequeñas una vez que la columna ha sido montada.

En algunos casos, tales como cuando la columna esta siendo levantada de una posición horizontal, podría darse el caso que fuese necesario asegurar la base usando anclaje tipo tornillo de tal manera que resistan las cargas de montajes sobre la base o utilizando gaza que compense, Una vez que la base ha sido colocada, la estructura puede ser armada sobre el terreno en una posición horizontal. La primera sección ha armar, es la articulación, la cual puede rotar 9 grados en cuatro diferentes direcciones, como lo indican las flechas que se han colocado Sobre la articulación se arman los diferentes módulos o secciones de columna, así mismo cualquier placa para retenida y sección de caja si es que así lo requiere el diseño.

Los tornillos usados en las estructuras, deberán ser siempre los especiales 'ERS'. Estos tornillos son de 5/8-11, de acero galvanizado con las letras 'ERS estampadas sobre a cabeza, Es muy crítico para el propio funcionamiento de las torres el usar tornillos del tipo standard. 'Por lo tanto es recomendable no usarlos'. Si una columna es sobre cargada los tornillos 'ERS' especialmente diseñados se romperían antes que cualquiera de las soldaduras se rompiera. En el caso de no haber tornillos 'ERS' disponibles podrían ser usados los tornillos del grado No. 5 'SAE', sin embargo, es muy probable que las soldaduras se rompan primero si la sección o estructura es sobre cargada.

Como una regla general, las secciones de columna mas cortas de 7 y 14 pies, deberán ser armadas lo mas cerca posible a la base, el peso por pie de estas secciones, es ligeramente mas pesado que la sección de 21 pies de largo, y al armar estas en la parte mas baja de la torre, se mantiene el mayor peso en la parte baja de la estructura.

Estructuralmente, no hay diferencia en cual extremo de la sección o módulo esta colocada para arriba o para abajo, sin embargo, colocando la parte plana de los ángulos de celosía orientados hacia arriba, permite fácilmente el acceso o escalamiento de la torre una vez que esta ha sido montada o izada.

Cada sección de columna tiene 2 pernos, uno en cada extremo, estos pernos pueden ser usados para ayudar a alinear las dos secciones que están siendo armadas. Estos pernos pueden ser colocados en cualquiera de los 3 agujeros de 1-1/8" de diámetro instalados en cada una de las platinas de unión en cada columna, aunque es recomendable que estos pernos sean colocados diagonalmente opuestos esto mantendrá el mismo ritmo en el patrón de los ángulos de celosía entre columna y columna, proporcionando asimismo un patrón de escalamiento mas consistente.

Uno de los pernos es mas corto que el otro lo cual permite que uno de ellos sea instalado primero, después la sección de columna puede ser girada en ese mismo perno, hasta que el segunda perno sea insertado.

#### **IV.4.7 TECNICAS DE MONTAJE.**

Hay una variedad de técnicas de montaje, las cuales pueden ser usadas en las estructuras de restablecimiento de emergencia cada una de las compañías usuarias desarrolla sus propias técnicas especiales de pendiendo en el tipo de equipo que tengan a su disposición, el tipo de

terreno en el cual tengan que trabajar y en el tipo de estructura que deberán montar. Manteniendo esto en mente; únicamente las técnicas mas comunes son descritas. Según como el usuario adquiera mas experiencia con las estructuras, otras técnicas y métodos podrán ser usados siempre y cuando las reglas básicas de seguridad sean seguidas.

Como una regla general, cuando se monte una columna alta mayor de 30 metros o vaya a estar sujeta a vientos muy altos, a columna deberá ser sujeta con una retenida intermedia. Esta retenida intermedia reducirán el doblamiento de la columna, causados por la fuerza de dichos vientos e incrementaran la capacidad de carga de la estructura (Ver fig. No. 24). Es importante mantener la columna en posición recta cuando se colocan vientos o retenidas intermedias. No se aplique demasiada tensión en las líneas de retenida para evitar poner un doblamiento en la columna (Ver fig. No 25).

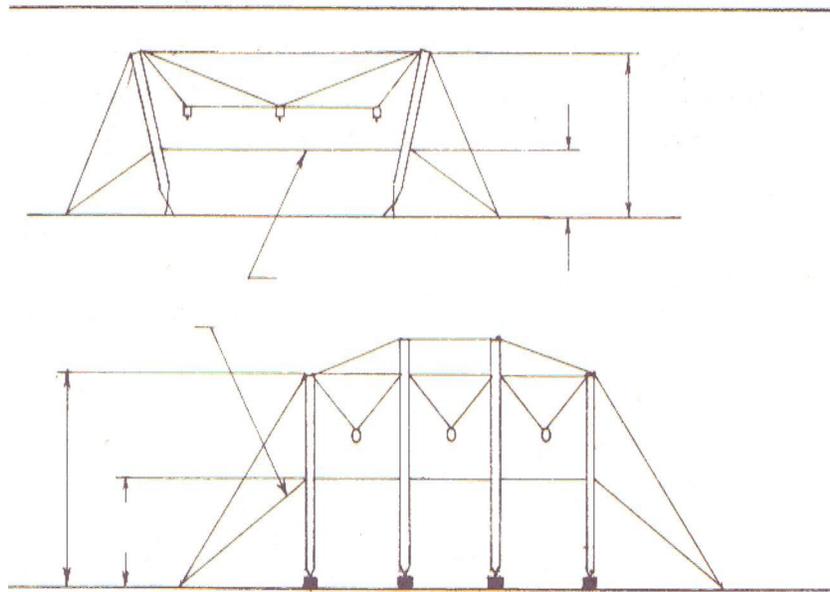


Figura. No. 24.

Las líneas de retenidas intermedias pueden ser sujetas en las placas para retenidas instaladas a la mitad o más de la altura de la columna. Existen también cuatro agujeros en cada una de las platinas de la unión en cada sección de la columna, uno en cada lado, los cuales pueden ser usados para sujetar las retenidas o vientos intermedios.

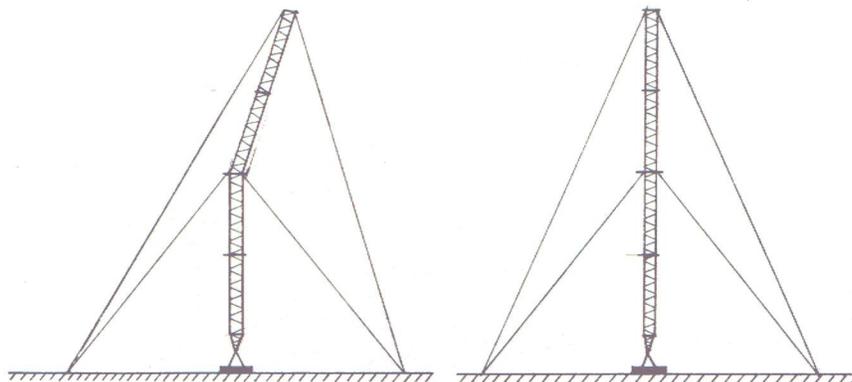


Figura No. 25.

Excepto bajo circunstancias no muy usuales, es muy importante colocar retenidas en todas las estructuras a la misma altura del punto de carga. No se debe colocar la carga sobre la estructura a una altura y las retenidas en una sección más abajo que la carga, esto crearía doblamiento sobre la estructura lo cual limitaría la capacidad. Esta regla es aplicable a las secciones de caja.

Si la carga es aplicada en la parte superior de la sección de caja, no debe colocarse los vientos en la parte inferior de la sección de caja, se deben colocar en la parte de arriba de esa sección para eliminar el esfuerzo cortante en la sección de caja. En casos donde la carga esta siendo aplicada en ambos lados, arriba y abajo de la sección de caja, tal como en el caso de una tensión o remate de tres conductores, la estructura deberá ser tensada en ambos lados, arriba y abajo de la sección de caja.

Las placas para retenidas, tienen '6' puntos donde las cargas o vientos pueden ser sujetados, cada uno de estos 6' puntos pueden soportar una carga de rompimiento de 30000 lbs.

En casos donde la máxima carga puede ser más grande que este límite, vientos múltiples deberán ser sujetados en más de un punto de apoyo. Es importante recalcar que los vientos o retenidas tengan cierto grado de flexibilidad y no sean unas conexiones rígidas. Si la retenida o viento es sujetado sin este grado de articulación, una acción de cuna podría ocurrir y el viento o amarre podría fallar inesperadamente

Es importante que cuando se tensionen las retenidas o vientos superiores e intermedios no sean estos sobre tensionados. En la mayoría de los casos, una tensión inicial de aproximadamente 1,000 lbs, o simplemente reduciendo la holgura de la línea, es suficiente. En algunas circunstancias, tales como en el caso de una estructura de tipo de remate, la tensión inicial deberá ser suficiente para mantener la columna en forma vertical bajo condiciones normales de carga.

#### **IV.4.8 PROCEDIMIENTO GENERAL DE MONTAJE**

Durante el montaje e izamiento de columnas para formar la estructura de emergencia independientemente del sistema de izaje que se emplee y el tipo de estructura, las siguientes actividades deberán ser ejecutadas.

**SELECCION DEL SITIO.-** Consiste en determinar en campo, el sitio donde se instalará la estructura, pudiendo ser sobre el eje de la línea o fuera de él.

**DETERMINACION DEL TIPO DE ESTRUCTURA A EMPLEARSE.-** Consiste en seleccionar entre los diferentes tipos de estructuras, la estructura que mejor se apegue a la solución del problema con el menor trabajo posible, indicando su altura, materiales y módulos requeridos, debiéndose hacer las corridas de análisis estructural para determinar sus características de trabajo.

**TRAZO.-** Consiste en efectuar los trazos para ubicar las columnas, retenidas provisionales y definitivas que se requiere.

Para efectuar el trazo en campo de una manera práctica, se localiza el eje de la línea usando balizas, se saca la perpendicular al eje de la línea, trazando un triángulo rectángulo, una vez trazada la perpendicular se marca la distancia donde quedaran las columnas y las retenidas.

**EVALUACION DEL TERRENO Y SELECCION DEL TIPO DE ANCLAJE PARA RETENIDAS.-** Consiste en evaluar la capacidad de carga del terreno con objeto de garantizar la confiabilidad de los anclajes, conociendo la tensión que será aplicada a las retenidas.

**COLOCACION DE ANCLAS PARA RETENDIAS PROVISIONALES Y DEFINITIVAS.-** Independientemente del método de montaje que se elija para el izaje de las columnas, se deberá contar con anclas para retenidas tanto provisionales como definitivas.

**ARMADO DE LA COLUMNA.-** Dependiendo del método de izaje que se emplee se armará la columna horizontal o verticalmente. Este paso consiste en seleccionar el material para la columna. En caso que se arme horizontalmente, durante el armado de los módulos en piso se deberá sostener la columna apoyándola en maderos para mantenerla horizontalmente. En todas las columnas la pieza inferior es una base seguida de la articulación universal posteriormente secciones de columnas, placas para retenidas y cajas, serán colocadas según el proyecto.

**PROCEDIMIENTO DE IZAJE.-** Existen diversos métodos como son:

- Con pluma auxiliar colocada en piso
  - Con pluma flotante por secciones
  - Con grúa
  - Con helicóptero
- Pudiendo emplearse una combinación de estos métodos.

El personal mínimo para el izaje de una columna es:

- 8 Trabajadores para instalar y vigilar las retenidas provisionales.
- 3 Trabajadores en la columna para diversos trabajos.
- 4 Trabajadores para instalación y vigilancia de los cuatro vientos de la pluma.
- 6 Trabajadores para maniobras en piso.
- 1 Trabajador para operar el Unimog.
- 1 Trabajador coordinando toda la maniobra.

**ANCLAJE DE RETENIDAS PROVISIONALES.-** Para efectos del montaje, se debe utilizar forzosamente vientos o retenidas provisionales de acero flexible de 3/8 a 1/2 con ellas se le dará estabilidad a la columna al estar verticalmente parte de ella. No hay que olvidar que la columna puede girar 36° sobre su eje y de tenerse flojas las retenidas puede producirse su caída al aplicar alguna tensión.

A partir de esta maniobra en cada punto se deberá contar con personal y equipo suficiente para el anclaje en cada retenida, los vientos deben tensarse lo suficiente para mantener estable la columna, vigilándolos permanentemente.

**VESTIDO DE LA ESTRUCTURA.-** Una vez izadas y ancladas las columnas que forman la estructura se procede a vestirla, según el tipo que se hay escogido.

**LIBERACION Y REPARACION DE CABLES CONDUCTORES DE LA ESTRUCTURA COLAPSADA.-** Consiste en liberar los cables conductores de la estructura dañada, efectuando las reparaciones necesarias (reparación menor con preformadas o mayor mediante a sustitución del cable conductor).

**MANIOBRAS DE ELEVACION DE CABLES CONDUCTORES A LA ESTRUCTURA DE EMERGENCIA.-** Siempre se deberá de vigilar las retenidas las cuales deben estar tensionadas, compensar con retenidas cualquier jalón adicional que pueda producirse

**VERIFICAR DISTANCIAS DIELECTRICAS DE LOS CONDUCTORES E HILO DE GUARDA ENTRE ELLOS Y AL PISO EN LA CATENARIA**

**REVISION DE RETENIDAS DEFINITIVAS.-** Se harán las correcciones necesarias, procediendo a sustituir los tensores y montacargas por elementos de sujeción permanente (preformados, grapas y pernos).

**RETIRO DE RETENIDAS PROVISIONALES.-** Se procede hasta este momento al retiro de las retenidas provisionales, que se utilizaron durante el montaje de a columna, cuidando que las retenidas definitivas no presenten deformación.

**ENERGIZACION.-** Se realiza la normalización de la línea mediante la coordinación del Area de Control respectiva y el CENACE

#### **IV.4.9 IZAJE DE COLUMNA EMPLEANDO PLUMA AUXILIAR.**

Una vez seleccionado el sitio en donde va a instalarse la estructura, se procede a colocar las anclas que nos servirán para sujetar tanto las retenidas de montaje como los vientos de la pluma, estas anclas se harán utilizando puntilla de 1 1/2 a 2 de diámetro y 150 cm de longitud si lo permite el terreno.

A la vez que se esta armando la columna en posición horizontal se instala la pluma auxiliar perfectamente venteadada (utilizar cable de acero 3/8 para estos vientos)

Una vez parada la pluma se procede a colocar la maniobra, lo cual consiste en instalar una polea en fa punta de la pluma y otra un tercio de la punta de la columna, para alojar el cable de acero que nos servirá para levantar la columna mediante un winche o tirfor de 3 toneladas.

Cuando se tenga casi vertical la columna se procede a plomearla, utilizando las retenidas de montaje.

Como ya se tiene determinado el tipo de estructura que se va a utilizar, paralelamente a la colocación de anclas provisionales se deben instalar Las anclas definitivas, para que cuando la estructura se encuentre vertical se puedan instalar las retenidas de carga o definitivas.

#### **IV.4.10 IZAJE DE COLUMNA CON GRUA**

EL método comúnmente más usado para el montaje de las estructuras es la grúa. La estructura deberá ser armada en el sitio donde se usará en posición horizontal apoyándola en maderas.

Una columna cuando es levantada con grúa deberá ser sujeta aproximadamente a 1/3 de la distancia total de la columna medida de la parte de arriba para poder disminuir el momento de deflexión, columnas con secciones de caja deberán ser sujetadas mas cerca de la parte superior, el estrobo empleado para asegurar la columna al gancho de la grúa deberá ser acero de 1/2 6 5/8.

Al iniciarse la maniobra la columna debe tener colocadas sus retenidas definitivas enredadas junto a la articulación, para que una vez que alcance su posición vertical sean colocadas en las anclas definitivas y provisionales y la grúa pueda soltar la columna.

Montacargas de cadenas de 1 1/2 a 3 toneladas deberán ser usadas para ajustar las retenidas (tensionarlas) antes que sea soltada la columna por la grúa, teniendo personal que cuide cada retenida tanto provisionales como definitivas.

Una vez levantada la columna con sus retenidas provisionales y definitivas, se iniciará el vestido de la estructura que dependerá del tipo que se use y colocación de conductores. Al concluir éstos trabajos las retenidas provisionales podrán quitarse.

#### **IV.4.11 IZAJE DE COLUMNA UTILIZANDO HELICOPTERO**

\* Opción: Pivoteando sobre su propio eje.

Una vez seleccionado el sitio y las características de la columna previamente establecida por el cálculo, se procede al armado en piso. Se deberá coordinar con el personal de Transportes Aéreos sobre la capacidad de carga del helicóptero asignado para tal tarea, ya que está afectada por la altitud y temperatura del área de trabajos.

Previamente colocada la base de cimentación con cuatro puntillas, se ensambla la base articulada con todo y tensores, ya que esta atornillada, se retiran los tensores y se acuesta la articulación, La orientación hacia donde se va a armar la columna, deberá escogerse de manera que facilite la aproximación del helicóptero para el enganche con el estrobo, es decir deberá estar libre de obstáculos (árboles, maleza alta, bardas, etc).

Es recomendable armar las secciones, calzándolas con durmientes o polines, para facilitar el ensamble en el cual deberá contemplarse la orientación de los diversos elementos que compondrán la columna seleccionada como placas para retenidas, cajas de aisladores, etc.

Como anteriormente se dijo, se deberá usar retenidas de cable de acero de 3/8, que deberán ser sujetos a la estructura de la parte superior de la columna, de los barrenos centrales de la placa de la sección y de los barrenos ovaladas centrales de la placa para retenidas, ésta sujeción se deberá hacer mediante el uso de grilletes de 3/4". Los cables de acero se extenderán en dirección a los cuatro puntos donde se sujetarán a las anclas.

El anclaje para retenidas provisionales se deberá hacer con puntillas donde el terreno lo permita, de lo contrario se deberá utilizar el anclaje adecuado.

Se recomienda que el estrobo tenga una longitud de 10 a 12 metros para ser usado con el helicóptero Puma o Bell 212. La unión del estrobo a la columna se hará con un estrobo pequeño de 3 m., mediante un grillete de 3/4 uniéndolo con un destorcedor y un estrobo del metro al gancho del helicóptero. Ver Figura No. 26 y 27

El helicóptero se aproximará a la columna en frente para el enganche y en la medida de lo posible, el piloto deberá sostener ésta posición durante el izaje hasta que el viento haga que el capitán cambie la posición del helicóptero. El levantamiento puede realizarse hasta aproximadamente 80° es decir que no se debe buscar que el helicóptero ponga a 90° la columna.

Cuando se llega a la posición antes descrita se ordenará que el piloto realice un estacionario, para que el personal que está en las retenidas coloque su tensor en el cable de acero e informe al que dirige la maniobra que está asegurada su retenida. La información se da por medio de radio y una señal previamente establecida.

En el momento que se han fijado todas las retenidas, el piloto aflojará el estrobo ligeramente para observar que las retenidas pueden sostener a columna, entonces podrá soltar el estrobo.



Figura No. 26

\* Opción: Armada en otro sitio y transportada al punto de uso con helicóptero Puma.

El método de armado es similar a de armado en Sitio, con las siguientes variantes: Los cables de retenidas se sujetarán a la base de la columna, previamente enrolladas, con sogá. Se marcará con cal el lugar donde quedará la base de cimentación.

Al bajar la columna en el lugar indicado, el personal de campo previamente asignado, tomará los cables de retenidas y los sujetarán en las anclas provisionales y/o definitivas. Ya que estén sujetas las retenidas provisionales, el helicóptero descenderá un poco para comprobar que la columna está bien sujeta, asegurada esta condición, soltará el estrobo abriendo el gancho de carga.

Posteriormente se clavarán las puntillas en la placa de cimentación para asegurar la columna.

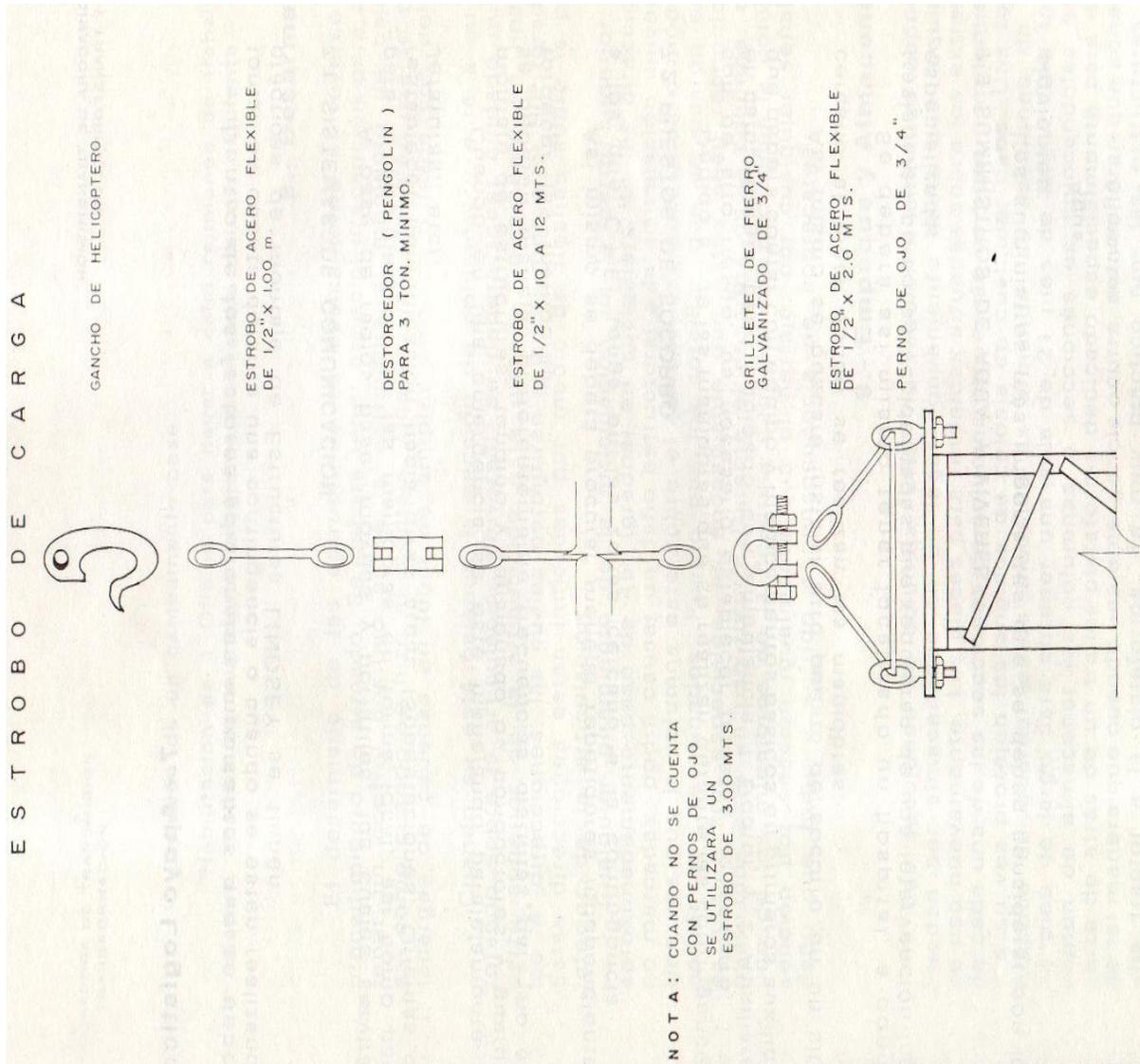


Figura No. 27

#### **IV.4.12 APOYO LOGISTICO**

Dentro de los factores adicionales importantes que se deber tomar en cuenta durante una contingencia o cuando se estén realizando prácticas de montaje de Estructuras LINDSEY se tienen:

**SISTEMAS DE COMUNICACION.-** A base de radios base, móviles y portátiles, los cuales servirán para la coordinación de las maniobras en forma local así como para restablecer comunicación hacia otras áreas (Subestaciones, Oficinas de Jefaturas, etc).

Cuando en una emergencia se esté manejando paralelamente al montaje de estructuras, tendido y tensionado de conductores y guarda se deberán manejar preferentemente frecuencias distintas para no entorpecer las maniobras.

Así mismo se deberá procurar manejar repetidores independientes a los que CFE, tenga en las zonas cercano a la contingencia.

**PUESTOS DE SOCORRO.-** Debido a que las maniobras que se realizan durante las contingencias son de alto riesgo, es necesario establecer puestos de socorro, uno en el campamento base equipado con ambulancia, un Doctor y dos Auxiliares que deberá contar con equipo y medicamentos básicos en primeros auxilios.

Así mismo se buscará instalar otro puesto de socorro en un sitio cercano al lugar donde se realizan las maniobras.

Se deberá así mismo tener localizado un hospital, a donde trasladarán personas accidentadas que requieran de una intervención más especializada.

**SUMINISTROS DE AGUA Y VIVERES.-** Los suministros más importantes que se deben considerar son los siguientes:

- Agua
- Alimentos
- Casas de campaña equipadas para pernoctar
- Alumbrado de Emergencia
- Creación de un campamento base
- Habilitación de una oficina para llevar acabo reuniones de trabajo diarias, análisis de avances un programas de trabajo para el día siguiente

## **CAPITULO V**

# **RESTABLECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA DEBIDO AL COLAPSO DE ESTRUCTURAS EN LINEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSION**

## **V.1 ACCIONES APLICABLES PARA EN CASO DE FALLA PERMANENTE EN LINEAS DE TRANSMISION.**

A partir del momento en que la línea de transmisión se dispare, resultando infructuosos los intentos de cierre deberán realizarse las acciones siguientes:

1. Efectuar un análisis para ubicar el sitio probable donde ocurrió la falla.
2. Revisar la línea tanto en forma terrestre como aérea, tomando en consideración la información disponible.
3. Utilizar el helicóptero del centro de reparación más cercano si es posible enviar otros helicópteros de otros centros de reparación, indicándoles la información disponible, y actualizándoselas conforme se tengan noticias. Los helicópteros deberán comunicarse para evitar accidentes.
4. Enviar suficientes brigadas de linieros para revisión terrestre de la línea.
5. Poner en alerta a todo el personal de las diferentes especialidades de las Subáreas involucradas especialmente al personal de comunicaciones y administración.
6. Establecer comunicación permanente entre el personal que esta haciendo la revisión de la línea tanto en forma terrestre como aérea con la coordinación general de atención de emergencias y el jefe de la Subárea de de Transmisión y Transformación.
7. El coordinador general de atención de emergencias del área de Transmisión y Transformación proporcionara el parte de novedades cada 8 horas o antes si tienen datos relevantes mediante la utilización del radio de banda lateral única, o por otros medios de comunicación disponibles.

### **V.1.2 REPARACION DE DAÑOS.**

1. Al detectarse el daño permanente de la línea el coordinador general tomara el mando inmediatamente y determinando las acciones pertinentes para el restablecimiento de la línea. El jefe de la Subárea será el encargado del apoyo logístico y administrativo.
2. Una vez localizada deberá realizarse una revisión exhaustiva en el sitio de la falla para evaluar daños completos en las torres afectadas. Además deberán cerciorarse que no exista otra falla en otro sitio.
3. El coordinador determinara el modo de restablecimiento provisional considerando el empleo de estructuras modulares de emergencia, postes u otra solución, enviando esta información a la Subárea y a la coordinación de Transmisión y Transformación.

4. Se efectuara un reconocimiento del terreno con participación de los pilotos de helicópteros y personal de la Subárea, para determinar los sitios idóneos de ubicación de plataformas de carga y trayectorias de suministro de materiales por vía aérea.
5. Se designará un despachador de vuelos para cada plataforma de carga que se establezca, coordinado por el responsable de transportes aéreos. Es recomendable aunque no limitativo, si las condiciones del terreno y meteorológicas lo permiten, ubicar plataformas de carga lo más cercano posible al punto de la falla, considerándose dentro de lo normal radios de acción de hasta 45 Km. en condiciones normales y en caso de emergencia hasta 90 Km. No hay que olvidar que los helicópteros pueden transportar carga interna y externa.
6. Para definir la máxima capacidad de carga de los helicópteros, deberán apoyarse con la tripulación del mismo ya que deben considerarse factores que limitan su capacidad como son: altitud, temperatura, restricciones de aeronáutica civil, tipo y peso del helicóptero (incluye la tripulación, combustible, equipamiento, etc.) y trayectoria de traslado de la carga.
7. El Coordinador General de Atención de Emergencias, deberá tomar en cuenta que se dispone de helicópteros de tipo pesado (Puma), mediano (Bell 212) y ligero (Lama 313) en otros Centros de Reparación de otras Areas de Transmisión y Transformación si los requiere para el rrestablecimiento de la línea, deberá solicitarlos a la Coordinación de Transmisión y Transformación.
8. La Subárea de Transmisión y Transformación deberá proporcionar los planos de perfil, de planta y la lista de distribución de las estructuras en las Líneas de Transmisión de 400 ó 230 kV afectadas; en el caso de las líneas atendidas por más de una Subárea deberá disponer cada Subárea de la información completa de la línea.
9. Deberán iniciarse inmediatamente los trabajos de reparación, trazando la ubicación de las estructuras de restablecimiento de emergencias y sus retenidas, auxiliándose en lo posible con un topógrafo. Simultáneamente transportar las estructuras modulares de emergencia y sus accesorios al sitio de la falta utilizando preferentemente el helicóptero. Las columnas y demás elementos deberán encontrarse en el Centro de Reparación perfectamente ordenados y clasificados pudiéndose trasladar ya armadas, abriéndose el número de frentes de trabajo necesarios de acuerdo a las estructuras de emergencia que se emplearán y otro para liberación y reparación de conductores, estos frentes deberán trabajar simultáneamente.

10. Los Jefes de las Subáreas de Transmisión y Transformación deben tener localizado permanentemente a lo largo de la trayectoria de las líneas, al menos una empresa transportista con capacidad suficiente para transporte y carga de los materiales que sean necesarios mover por tierra (camiones, trailers, etc.). Así como empresas que renten trascabos y retroexcavadoras.
11. De considerar necesario el Coordinador General de Atención de Emergencias solicitará apoyo a otras Áreas de Transmisión y Transformación, haciéndolo a través de los coordinadores generales del área respectiva, los Centros de Reparación del Área de Transmisión donde se ubica la falla enviarán a sus brigadas, helicópteros y vehículos (principalmente unimog), estos recursos serán manejados por la Coordinador General de Atención de Emergencia.
12. El Área de Transmisión y Transformación deberá invariablemente enviar al lugar de la falla, al Coordinador General de Atención de Emergencias y al Coordinador Técnico asignado, así como al personal más capacitado del Área en restablecimiento de emergencias.
13. En los Centros de Reparación deberá contarse con el material indicado en el listado de equipo, herramienta y materiales, además deberán tener un mínimo de 60 pesos muertos de concreto ensamblables, fabricados de 250 Kg. cada uno que puedan ser transportados con helicópteros Lama y manipulados manualmente.
14. Los Jefes de las Subáreas de Transmisión deberán con anticipación tener planeado el suministro de turbosina para los helicópteros que pudieran participar en una emergencia en su Subárea.
15. En el lugar de la falla se deberá establecer un sistema de comunicación con dos frecuencias exclusivas que serán para la atención de la emergencia, utilizando los repetidores necesarios, contándose además con baterías suficientes para operar 24 horas continuas los radios portátiles.
16. Los Jefes de las Subáreas de Transmisión y Transformación son los Coordinadores de apoyo logístico administrativo, estos deberán acatar las instrucciones del Coordinador General de Atención de Emergencias, así como de proveer los recursos económicos, suficientes y oportunos.
17. El Jefe del Área de Transmisión y Transformación deberá efectuar visitas frecuentes para supervisar avances de los trabajos.

18. La logística mínima necesaria para atender una emergencia es:

- Establecimiento de campamentos base de operaciones.
- Area de maniobra y carga de helicópteros (definición y señalización de helipuertos).
- Centros de socorro en sitio con primeros auxilios y contacto con hospitales.
- Suministro de agua, alimentos, materiales, etc.
- Implementación de vigilancia para resguardo y custodia de personal, de herramientas y equipo.
- Apoyo permanente de personal de comunicaciones.
- Cumplimiento de Organigramas para la atención de contingencias en líneas de transmisión.

Las acciones necesarias deberán reforzarse llevando todas en común el objetivo de lograr el restablecimiento de la línea en 24 horas, compromiso que se tiene con nuestra Dirección respetando las normas de seguridad.

## **V.2 RESTABLECIMIENTO DE LA LINEA POZA RICA – GUTIERREZ ZAMORA**

Como ejemplo, citemos lo acontecido en la línea Poza Rica – Gutiérrez Zamora en la cual se colapsaron varias torres de líneas de transmisión de energía eléctrica

El 5 de Octubre del año 1999, la depresión tropical No 11, afecta la parte Oriente del territorio nacional, principalmente la zona norte del estado de Veracruz, sus daños fueron incalculables en cuanto a bienes y perdidas humanas, inicialmente no se tenia conocimiento en cuantas poblaciones presentaban daños en su infraestructura como perdidas humanas hasta que en su momento se efectuó un recorrido por las zonas afectadas valorando la situación y clasificando las zonas para su auxilio inmediato.

### **COMPROMISO SOCIAL DE C.F.E. CON LA POBLACIÓN.**

Hablaremos principalmente de la falla eléctrica ocurrida en la línea de 69 kV, de la línea Poza Rica- Gutiérrez Zamora, en el estado de Veracruz.

El presidente de la Republica Mexicana Dr. Ernesto Cedillo Ponce de León al percatarse de los hechos registrados en la zona, realiza el compromiso con el Director de C.F.E. Alfredo Elías Ayub, de restablecer el fluido eléctrico en una semana para esta población devastada, aunque la línea no se consideraba de gran importancia para el sistema eléctrico, sí era de gran importancia para la población, por citar un ejemplo los alimentos y medicamentos que llegaron a resistir el paso de la depresión tropical, algunos ya se encontraban en proceso de

descomposición. Tanto en la zona de Gutiérrez Zamora como en centros de abastecimiento en la Cd de Poza Rica.

En la mencionada línea se colapsaron 10 estructuras tipo H, que se sustituyeron por 4 del tipo bandera DE ESTRUCTURAS MODULARES LLAMADAS TAMBIEN TORRES DE EMERGENCIA.

#### ANTECEDENTES GEOGRAFICOS

La falla ocurrió aproximadamente a 5 kilómetros de Gutiérrez Zamora Veracruz, derivado de la lluvia que cayó sobre esta población por aproximadamente 48 hrs. Creció el río que cruza las poblaciones que fueron afectadas, dichas poblaciones son: Ensenada del Cepillo, San Antonio Coronado, Rafael Valenzuela, Carrillo Puerto, Ignacio Manuel Altamirano e Ignacio Muñoz Zapotal. La vertiente del río se encontraba al final de un Valle de aproximadamente 3 Kilómetros y al final de éste valle lo que ocasiono con la creciente del río de aproximadamente 40 m sobre el nivel del suelo, la destrucción arrazo con los frutales de este valle, pérdidas humanas que no se pudieron cuantificar y el sistema eléctrico de la región se vuelve un caos, ver Figura No. 28

Esquema de la problemática.

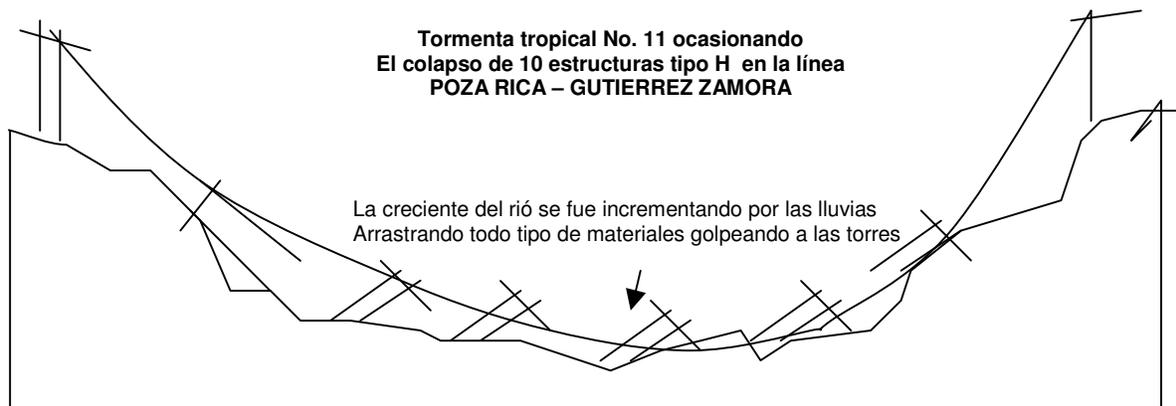


Figura No. 28

#### DECISIÓN DE UTILIZAR EQUIPO

Es de mucha importancia mencionar que las ESTRUCTURAS DE EMERGENCIA MODULARES, al igual que en otras fallas fueron de mucha ayuda por el tiempo tan corto de armado e izaje. Este tipo de equipos son fáciles de manejar y transportar por que como su nombre lo dice son módulos que se soportan sobre una base y esta a su vez tiene una rodilla giratoria.

## EQUIPO AUXILIAR UTILIZADO

Se llegaron a utilizar Helicópteros, del tipo Puma, Bell 212 y 206, Lama, MI-17, vehículos de todo terreno de la marca Unimog, cable de retenida, conductor 900, mencionando que el conductor que se utiliza es el que se tiene disponible en ese momento dada la emergencia, peones contratados en la región, sobrestantes e Ingenieros, así como un vehículo llamado mano de chango.

## DECISIÓN DE UTILIZAR ESTE TIPO DE IZAJE.

Después de sobre volar el área afectada los ingenieros encargados , realizaron una reunión de trabajo para definir la mejor estrategia y selección del tipo de estructura a montar ya que con este tipo de módulos podremos armar varios tipos de torres, tomando en cuenta la estructura del terreno y condiciones, así como el tiempo tan corto de compromiso de restablecer en la zona el fluido eléctrico, se llego a la conclusión de armar 4 estructuras del tipo bandera de 45 m., que se describirá posteriormente.

Para llegar a los 4 frentes de trabajo seleccionados, se recurrió al apoyo del helicóptero trasladando al personal con herramienta ligera a cada uno de los puntos para preparación del terreno aproximadamente de 30 a 40 personas por frente de trabajo, caminar era prácticamente imposible, el lodo en algunos lugares cubría las botas y en otros llega a la rodilla.

En tanto los peones trabajaron en los 4 frentes de trabajo realizando excavación y relleno de materiales de la zona con la finalidad de obtener una planta sólida y poder recibir la base de la estructura sin temor a un desgajamiento de la base. Simultáneamente en otro sitio personal de líneas arma las estructuras aproximadamente a 8 kilómetros en la población de Gutiérrez Zamora para trasladar las estructuras armadas por medio del helicóptero y siendo depositadas aproximadamente entre 3 y 4 metros del lugar de su colocación. El tiempo fue inclemente la lluvia paro por pocos lapsos.

## TRABAJOS REALIZADOS EN CADA FRENTE DE TRABAJO

Cuando el lugar lo permitía y con ayuda del mano de chango se rasco una fosa de aproximadamente 3 \* 3 \* 2 metros, para colocar la base, realizando relleno de piedra y cemento los materiales en algunos casos se localizaron en el lugar y otros se transportaron vía aérea, en este frente principal se localizaron tres 3 áreas de trabajo para colocar las retenidas, en algunos casos colocando trineos previamente formados de herrajes este trineo se entierra y se refuerza con piedra en su parte superior. Cuando no se podía desarrollar los trabajos con maquinaria debido al terreno, el trabajo lo realiza personal contratado.

## DESPUÉS DE REALIZAR LOS TRABAJOS DE MAMPOSTERÍA

Ya teniendo listas las retenidas y la base donde se colocara la torre, con ayuda de radio comunicación entre personal de tierra y helicóptero se coordinaron para izar la estructura como se muestra en la Figura No. 29, el equipo aéreo debe tener la experiencia de levantar la torre y sostenerla en tanto el personal de tierra amarra las retenidas para dejarla firme y lo más a plomo posible.

Después que ya se tenía la torre levantada los linieros realizan el trabajo de vestirla, terminado esto, se tendió el conductor levantando el carrete con la mano de chango y con la ayuda de los peones se arrastro el conductor, cabe mencionar que en otras emergencias se hace uso del helicóptero para tirar la línea de conductor.

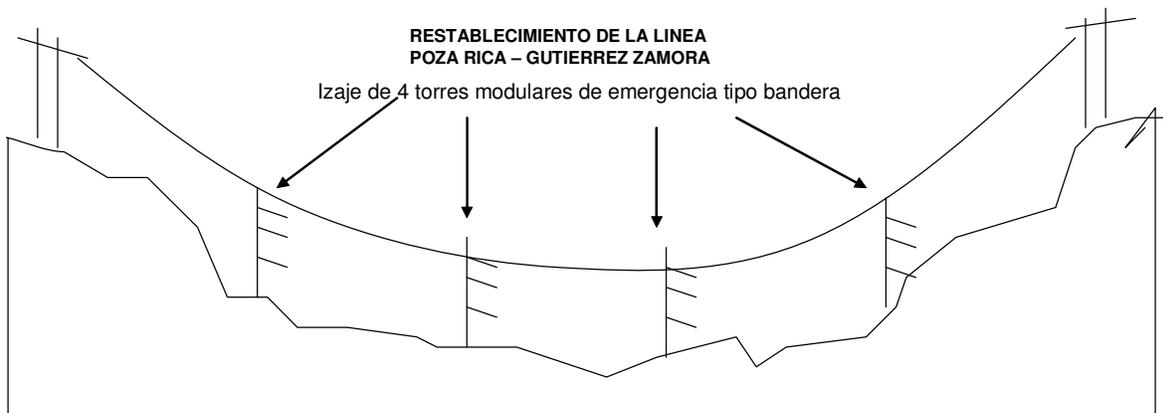


Figura No. 29

## PRUEBAS ELECTRICAS EN EL MOMENTO

Debido a las variedades del clima y por la premura del tiempo y la emergencia principalmente se realizo el faseo y prueba por parte del CENACE de cerrar el circuito en vacío, resultando correctas las pruebas, se procedió al restablecimiento del fluido eléctrico mediante la coordinación del Ingeniero en el campo y el CENACE

## V.3 CORRECCION DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISION

Es importante hacer notar que para poder identificar la posibilidad de que una línea de transmisión este propenso a una falla se tiene que llevar a cabo un procedimiento de mantenimiento en líneas de transmisión, en donde se identifiquen las anomalías y se corrijan y poder obtener una mayor confiabilidad de la línea de transmisión.

#### V.4 MEJORAMIENTO DE LA CRUCETA DE HILO DE GUARDA.

Uno de los métodos para reducción de descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión, es con el mejoramiento del blindaje de las estructuras, la cual es básicamente la corrección de la cruceta que soporta el hilo de guarda y uno de los métodos de protección de líneas contra descargas consiste en interceptar las descargas atmosféricas y conducir las a tierra por medio de un conductor conectado a tierra o hilo de guarda. El hilo de guarda se instala en la parte más elevada de la torre de transmisión con un ángulo respecto a su línea vertical y el conductor de fase externo, conocido como ángulo de blindaje ( $\theta_0$ ), Figura No. 30

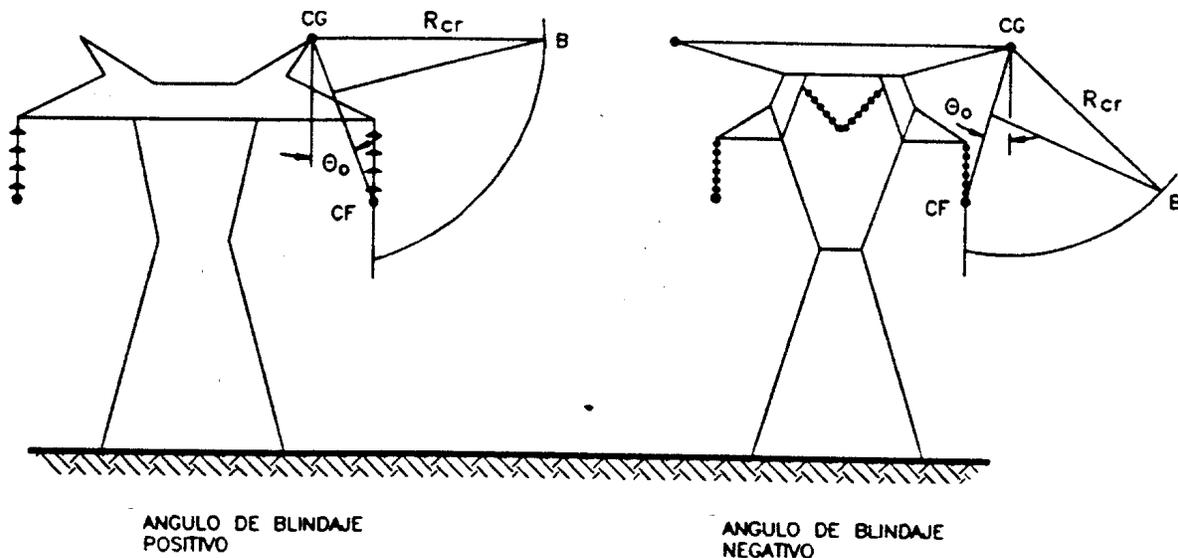


Figura No. 30

##### V.4.1 ANGULO DE BLINDAJE

La figura 30 muestra la variación del ángulo de blindaje,  $\theta_0$  de positivo a negativo, a variar la posición del hilo de guarda con respecto a un conductor de fase para un tipo de torre. El objetivo de la selección del número de hilos de guarda y su posición es el de interceptar los rayos y reducir las fallas de blindaje a un número aceptable.

Para la obtención del índice de tallas por blindaje inapropiado, (FR), se tienen dos alternativas, una es considerando la corriente mínima de incidencia del rayo, obtenida de la curva de probabilidad (3 KA) y la otra alternativa es considerando la corriente mínima del rayo en el conductor de fase que produzca flameo en el aislamiento, obteniendo el índice de fallas de blindaje que producen flameo, (FBF).

La falla de blindaje se puede definir como el flameo de un aislador debido a la incidencia de un rayo en el conductor de fase en vez de incidir en el hilo de guarda diseñado con cierto ángulo de blindaje.

Adicionalmente, las condiciones para las cuales se producen flameos inversos, como son altos valores de resistencia a tierra y/o bajo nivel del aislamiento, se deben de tomar en cuenta para obtener las bases de un diseño total por descargas atmosféricas. De esta manera se puede considerar un solo hilo de guarda para zonas con baja densidad de rayos a tierra y dos hilos de guarda para zonas con alta densidad de rayos a tierra.

Basado en la formulación del radio crítico de Brown-Whitehead, para condiciones severas y considerando rayos verticales, se puede sugerir el uso de La figura 27 para la selección del ángulo de blindaje. En esta figura se presentan los ángulos de blindaje promedio a medio claro, por lo que los ángulos de blindaje en las torres pueden ser mayores.

Con las curvas de la figura 27 se obtiene el ángulo de blindaje promedio para los valores de diseño de FBF/Ng y se considera terreno plano. En la Figura. No 31 Ng es la densidad de rayos a tierra, H es la altura del conductor de guarda y Hf es la altura del conductor de fase. Los ángulos de blindaje,  $\theta_0$  se obtiene con las alturas promedio de los conductores en la torre. HT, para valores de corriente de 5 y 10 kA, los cuales representan los límites para obtener faltas de blindaje que producirán flameos al rebasar el nivel básico de aislamiento. Estos ángulos de blindaje son promedios tomados a medio claro, por lo que en las torres pueden llegar a tener un valor mayor. También se considera un terreno plano para estos ángulos. Para torres en laderas, el ángulo promedio se obtiene como el valor del ángulo en la gráfica menos el ángulo de inclinación de la ladera. Para el caso de torres en áreas arboladas o con estructuras altas se pueden usar ángulos mayores, ya que el radio de atracción de la tierra se incrementa por las alturas de los árboles y estructuras.

Las torres construidas en toques de colinas son más vulnerables debido al aumento del número de rayos, sin embargo los flameos inversos llegan a ser más representativos debido a que la resistencia al pie de la torre tiende a ser mayor en estas áreas.

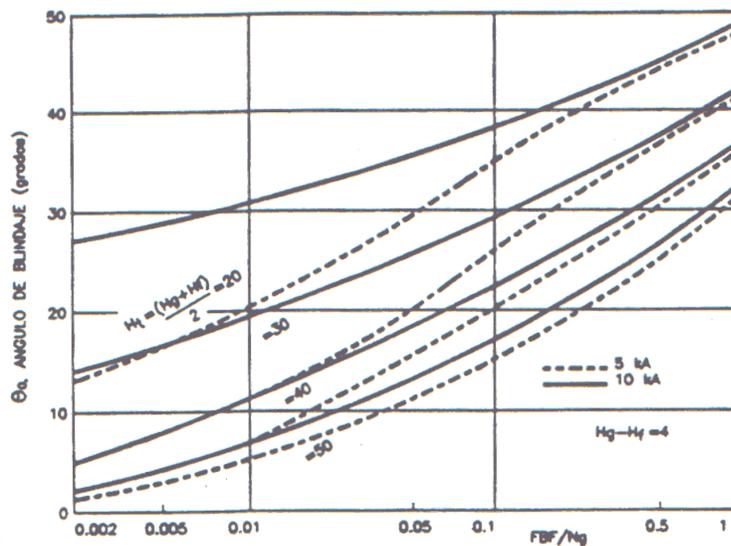


Figura No.31 Relación entre valores de diseño de fallas de blindaje que producen flameo / densidad de rayos a tierra (FBF/Ng) y ángulo de blindaje promedio considerando terreno plano

## V.5 PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES POR MEDIO DE APARTARRAYOS.

La protección contra apartarrayos de óxidos metálicos en líneas de transmisión se realiza en algunos países como una alternativa de reducir los índices de fallas producidas por descargas atmosféricas, particularmente en áreas que combinan niveles elevados de densidad de rayos a tierra y de resistividad del terreno es típico encontrar estas aplicaciones en líneas con trayectorias sobre terrenos montañosos.

Existen básicamente dos tipos de apartarrayos a considerar: los que se conectan directamente a través de las cadenas de aisladores ( ver Figura No. 32 ) y los que se instalan con un entrehierro externo en serie. Los primeros son el tipo de apartarrayos con los que estamos familiarizados por su extensa utilización en el equipo de protección de equipo en subestaciones. Estos se encuentran permanentemente conectados a la tensión de la línea a tierra y en condiciones normales de operación se encuentran sometidos a la circulación de corriente de fuga. Estos apartarrayos para su aplicación en líneas de transmisión, deben poseer algunas características particulares como : ser ligeros en peso, con un diseño que los haga mecánicamente adecuados a las condiciones de intensos vientos donde se podrían ver sometidos en áreas abiertas y que no sean susceptibles a daño por impacto de proyectiles lanzados en acciones de vandalismo. Esto prácticamente excluye la utilización de apartarrayos con envoltorio de porcelana.

Los segundos son apartarrayos que incluyen en su diseño un entrehierro externo en serie que cumple varias funciones:

- Proporcionar un camino a tierra únicamente cuando se produce una sobretensión por impulso de rayo.
- Conjuntamente con la acción de apartarrayos, interrumpir la corriente de 60 Hz. Una vez cesado el transitorio.
- Aumentar la vida útil del apartarrayos. Esto se considera como consecuencia de tener el apartarrayo desconectado de la línea, sin someterlo a los esfuerzos eléctricos asociados con las elevaciones de temporales de tensión en la línea y en consiguiente aumento en la corriente de fuga.

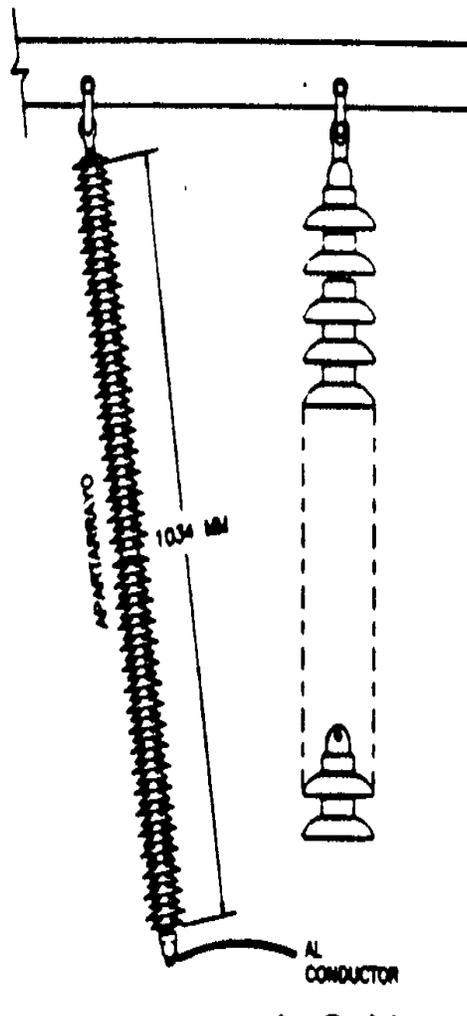


Figura No. 32

# **ANEXO I**

## **AFECTACIONES Y ESTADISTICAS**

## I.1 FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISION

Las líneas de transmisión son los elementos más vulnerables de los sistemas eléctricos de energía a sufrir fallas por su exposición a fenómenos naturales y a las actitudes humanas.

Los proyectos de investigación relacionados con el mejoramiento de redes de tierras, ángulos de blindaje, aplicación de nuevos perfiles de aisladores, uso de materiales aislantes resistentes a ambientes contaminados , recubrimientos anticorrosivos , mediciones de corrientes de fuga y métodos de detección de cimentaciones de acero dañadas, han permitido avanzar tecnológicamente en la atención de problemas específicos de las líneas de transmisión, cuyos resultados se reflejan en el mejoramiento de los índices de salida por falla.

## I.2 CLASIFICACION DE LAS FALLAS EN LÍNEAS

Los criterios que se siguen para evaluar los comportamientos de una línea de transmisión de energía son en base a las salidas de una línea de transmisión las cuales se dividen en tres grupos principales:

### I.3 GRUPO 1.- Salidas por la propia falla de la línea de transmisión.

CAUSA	DESCRIPCION
Estructuras	Falla de material y o mala cimentación.
Herrajes	Rotura por mala calidad del material.
Aisladores	Rotura del aislador por: Flameo, esfuerzo mecánico y vandalismo.
Conductor	Rotura del conductor por esfuerzos mecánicos y térmicos y empalmes defectuosos.
Hilo de guarda	Rotura del hilo de guarda, falla del soporte y esfuerzos mecánicos.
Brecha	Falta de brecha, caída de árbol o ramas sobre la línea, brecha angosta.
Contaminación	Contaminación del aislamiento por el salitre, neblina, tolvana, etc.
Descargas atmosféricas	Descargas sobre la línea que originan su disparo.

Vientos fuertes	Efectos del viento en la línea provocando cortos circuitos entre fases, de fase a tierra, rotura de conductores, aisladores o la propia estructura por esta causa.
Quema de caña o vegetación	Disparo de la línea, por quema de caña o vegetación bajo la línea.
Ignoradas	Se consideran los disparos dentro de esta causa a aquello que provienen de suspensiones momentáneas de energía sin que hayan operado protecciones que no indiquen el origen de esta falla.

#### I.4 GRUPO 2.- Salidas por causas ajenas a la línea.

CAUSA	DESCRIPCION
Falla de equipo en instalaciones extremas.	Fallas del equipo instalado en subestaciones, plantas o cualquier instalación anexa a la línea que origine su disparo.
Disturbio de sistema	Se reporta como disturbio de sistema, la salida de una o más líneas por inestabilidad, tensiones elevadas, sobrecorrientes que originan su disparo.
Extraordinarias	Salidas de líneas ocasionadas por causas externas, tales como sismos, accidentes aéreos, explosiones y ataques directos a la línea.
Falla técnica	Salidas de la línea por mala maniobra, causas accidentales en la operación manual de protección y conexiones erróneas en el equipo.
Falta de energía	Salidas de línea que provienen de suspensión de energía, cortes por falta de capacidad, falta de alimentación por otra línea.

**I.5 GRUPO 3.- Salidas por maniobra.**

CAUSA	DESCRIPCION
Maniobras y pruebas	Salidas de líneas ordenadas por operación sistema o por cambio de equipo.
Libranza y operación manual	Salidas de la línea solicitadas como libranzas para mantenimiento correctivo y preventivo.

**I.6 FALLAS DEBIDO A HURACANES Y TORMENTAS**

Debido a que el territorio Mexicano presenta una orografía muy diversa mas el calentamiento global del planeta se han venido incrementando con el pasar de los años el surgimiento de tormentas, huracanes y ciclones, los cuales debido a su categoría y una vez que tocan tierra, suelen provocar daños a la infraestructura de una comunidad, pudiéndose llegar a colapsar torres de líneas de transmisión de energía ocasionado por fuertes vientos, reblandecimiento del terreno, debilitamiento de la estructura por colisiones de objetos, etc., provocando la interrupción de energía a la comunidad ya que operan las protecciones de la línea afectada.

Fenómenos meteorológicos que afectaron las líneas de transmisión en el 2002

Fecha	Fenómeno meteorológico	Instalaciones afectadas	Observaciones
9 de mayo	Fuertes vientos	L.T. 400 KV Guemez-A3140-Lajas	La reparación se hizo a través de dos estructuras modulares tipo chainette.
20 agosto	Fuertes vientos	L.T. 115 KV Escárcega 73150-Sabancuy	Se instalo una estructura modular tipo bandera.
22 de septiembre	Huracán Isidore	L.T. 115 KV Kopte-73950-Sucita	9 estructuras se instalaron en forma definitiva e instalación de cable de guarda
		L.T. 115 KV – Champoton-73130 Sabancuy	Deslave en cimentación de tres estructuras, se protegió con muros de contención y se cambio la trayectoria del de la No 182 hasta la No. 191
		L.T. 115 KV Nachicocom-73380-Mérida Oriente	Se rompió cable de guarda en tres tramos de la línea.
		L.T. 115 KV Nachicocom-73500-Izamal	Se reparo cable de guarda caído en estructura No.34
28 de septiembre	Vandalismo	L.T. 230 KV –Ixtapa Potencia-93060-pie de la cuesta	Estructura No. 97 fuera de su vertical las 4 patas se instalaron dos estructuras modulares tipo bandera.

25 de octubre	Huracán Kenna	L.T. 115 KV Tepic-II-73840-Santiago	Se instalaron 3 estructuras modulares tipo delta.
		L.T. 115 KV Santiago-73850-Peñitas	Se instalo una estructura modular tipo delta
		L.T. 115 KV-Peñitas-73710-Acaponeta	Colapso de 27 estructuras se instalaron dos estructuras modulares tipo delta
		L.T. 115 KV-Tepic II-73750-Santiago	27 estructuras dañadas se instalaron 8 poste tipo Morelos y 21 autoportadas de doble circuito
		L.T. 400 KV- Mazatlan II-A3600-Tepic-II	57 estructuras dañadas, la reparación se hizo en forma definitiva con 60 estructuras autoportadas.

## I.7 FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFERICAS

Las fallas por descargas atmosféricas en líneas de transmisión, llegan a registrar porcentajes muy elevados, existen áreas de transmisión mayormente afectadas por descargas atmosféricas con índices superiores a dos salidas por cada 100 Km., de línea en niveles de tensión de 400 KV., y de 1.5 salidas por cada 100 Km. de línea en niveles de tensión de 230 KV.

Lo anterior presenta una asociación clara con líneas que atraviesan regiones con índices de densidad de rayos a tierra entre moderados ( de 3 a 6 rayos / Km<sup>2</sup> / año ) a altos ( mayores a 6 rayos / Km<sup>2</sup> / año ), combinados en algunos casos con topografía difícil, es decir zonas montañosas en donde además se registran valores elevados de resistividad del terreno.

Para reducir los índices de salida por descargas atmosféricas, prácticamente debe seleccionarse un ángulo de blindaje adecuado y un sistema de conexión a tierra eficiente, verificándose el diseño de las torres y conductores.

En líneas que atraviesan regiones con altitudes sobre el nivel del mar elevadas, debe revisarse que la longitud de la cadena de aisladores se seleccione aplicando los factores de corrección pertinente. Pudiéndose presentar casos especiales como claros muy largos entre torres en zonas montañosas o en el cruce de ríos y carreteras, en estas situaciones se deberá revisar la posición que los hilos de guarda adoptan con respecto a los conductores de fase, la cual puede modificarse considerablemente, dejando a los conductores de fase más expuestos a las descargas atmosféricas.

## **I.8 FALLAS EXTRA ORDINARIAS EN EL 2002**

Las fallas en las líneas de transmisión han obligado a prestar una mayor atención al análisis de su comportamiento, ya que ni aun con el cumplimiento del programa de mantenimiento que se tienen, no se ha reducido las fallas. Esto nos lleva a hacer un análisis más detallado de la situación que guardan las líneas de transmisión, tanto en su diseño como en su funcionamiento en operación y se tomen soluciones adecuadas que mejoren sustancialmente su disponibilidad y confiabilidad.

Y en materia de fallas extraordinarias el año 2002 presento cinco fallas extraordinarias.

Uno en el área de transmisión y transformación Noreste provocada por fuertes vientos en la zona de Linares Nuevo León

Dos eventos en el Area de Transmisión y Transformación Peninsular provocando por fuertes vientos en la zona de Escárcega, posteriormente entra a Puerto Progreso el huracán Isidoro afectando 4 líneas de 115 KV y una de 230 KV.

Una en el área de transmisión y transformación central debido a un acto vandálico.

Uno más en el área de transmisión y transformación occidente, debido a la entrada en octubre del huracán Kenna al poblado de San Blas Nayarit afectando 4 líneas de 115 KV. y una de 00 KV.

Durante el año 2002 se intensifico la medición y corrección del sistema de tierras, aplicación de recubrimientos anticorrosivos, sustitución de elementos corroídos, rehabilitación y refuerzo de estructuras, modificación del ángulo de blindaje, instalación de bandas y protección contra contaminación de excremento de aves, cambio de cadena de aisladores contaminadas o flameadas, incremento de distancia de fuga, sustitución de hilos de guarda corroídos y reparación de hilo de guarda con fibra óptica dañado. Adicionalmente a estas medidas de prevención C.F.E. en colaboración con el Instituto de Investigaciones Eléctricas colaboraron con tres proyectos importantes para la disminución de salidas de transmisión para el año 2002

Medición de los niveles de contaminación en aislamiento de líneas de transmisión mediante el monitoreo de detectores de corrientes de fuga.

Diseño y desarrollo del supresor de sobretensiones por descargas atmosféricas para 400 KV. y 230 KV.

Análisis de la frecuencia de las tormentas eléctricas en México y sus efectos sobre la confiabilidad de las líneas de transmisión de energía.

## I.9 ÍNDICE DE SALIDA.

Los índices utilizados en las líneas son el resultado de dividir el número total de salidas o tiempo fuera ocurridas durante el año, entre la longitud total de la red en la tensión o tensiones analizadas, multiplicando el cociente por cien, lo que nos representa el número de salidas o tiempo fuera por cada 100 kilómetros en un período determinado.

En donde:

$$I = \frac{N \times 100}{\text{Km.} \times 1 \text{ año}}$$

I = índice de salidas X 100 Km. Por año.  
 N = número de salidas.  
 Km. = Kilómetros de línea.  
 T = Período de tiempo (1 trimestre, 1 año)

Como información complementaria los índices obtenidos de salidas por falla de líneas de transmisión en los voltajes atendidos por transmisión en el año 2002 se consideran aceptables ya que son los mejores índices obtenidos desde 1977, de acuerdo al siguiente historial:

En 400 KV de un índice de 1.17 con 13,695 Km obtenido en el año 2001 paso a 0.90 con 14,503 Km. en el año 2002.

En 230 KV. el índice de 1.27 con 22,644 Km obtenido en el año 2001, paso a 1.11 con 24,060 Km. en el año 2002.

En voltajes menores de un índice de 3.17 con 5,145 Km obtenido en el año 2001 paso a 2.86 con 5,419 Km en el año 2002.

Por lo que el índice nacional global paso de 1.47 con 41,484 Km en el año 2001 a 1.25 con 43,982 Km. de líneas de transmisión del año 2002.

## CONCLUSIONES

A lo largo y ancho de todo el territorio Mexicano se han llegado a instalar estructuras para soportar líneas de transmisión de energía eléctrica las cuales abastecen a diversas ciudades y comunidades, por lo tanto esta infraestructura es de gran importancia para el desarrollo económico de México, mas sin embargo con el calentamiento global del planeta se han venido incrementando la presencia de fenómenos naturales que llegan a colapsar las estructuras por causas naturales.

Por lo anterior es importante estar preparado por si se llegara a presentar alguna contingencia teniendo al alcance las herramientas necesarias y el conocimiento de las estructuras modulares de emergencia, para lo cual el objetivo de esta investigación es brindar alternativas de solución dependiendo de la problemática que se presente, es decir la preparación del terreno, el tipo de estructura, el personal necesario, recursos económicos, transporte, alimentación alojamiento, equipo técnico, etc. Estos aspectos influyen directamente en la decisión que llegare a tomar el personal de líneas de transmisión en campo, al momento de restablecer una estructura colapsada, contabilizando a partir de ese instante en el tiempo en el que se llegare a normaliza la línea de transmisión.

Actualmente cuando se llega ha colapsar una estructura de transmisión el Ingeniero de Líneas de Transmisión estando en campo toma la decisión de utilizar algún arreglo de estructura modular de emergencia, de acuerdo a la problemática que se presenta, mas sin embargo la estructura modular que mas se recomienda instalar es formando un arreglo tipo Bandera, cuyo tiempo de izaje es mucho menor que en otros arreglos así como su cantidad de materiales a transportar.

Comúnmente dependiendo de acuerdos políticos, materiales, y recursos humanos, el tiempo máximo para el restablecimiento del servicio eléctrico no es mayor a dos semanas. Cabe hacer notar que la mejor técnica de armado de estructuras modulares es la correcta utilización de los materiales, la cual se logra con una capacitación periódica y eficiente

Se recomienda que en el momento que se presente un colapso de estructura, se acuda inmediatamente a campo para valorar la problemática y poder elaborar un plan de restablecimiento adecuado, con la finalidad de minimizar los tiempos de trabajo en cada una de las etapas del restablecimiento, aunado a esto es indispensable contar previamente con un inventario y ubicaciones de concentración de materiales a emplear, para poder canalizarlos en forma adecuada al lugar del siniestro.

## BIBLIOGRAFÍA

Procedimiento de mantenimiento en líneas de transmisión  
Comisión Federal de Electricidad  
Instituto de Investigaciones Eléctricas.  
1997

Coordinación de aislamiento en líneas de transmisión.  
Comisión Federal de Electricidad  
Centro de Capacitación del Noroeste  
CFE/CCNE-CT08/95

Reglamento interno para la operación del  
Sistema eléctrico nacional.  
Comisión Federal de Electricidad  
Centro Nacional de Control de Energía.

Recepción y puesta en servicio  
Comisión Federal de Electricidad  
Subdirección de Transmisión y Transformación  
2002

Diseño electromecánico de líneas de transmisión.  
Universidad nacional Autónoma de México  
Facultad de Ingeniería  
División de Educación Continua.  
Ing. Antonio Paniagua Silva  
Palacio de Minería  
1998

Procedimiento para la coordinación de protecciones  
De sobrecorriente en sistemas de distribución  
Comisión Federal de Electricidad  
Gerencia de distribución  
Subdirección de Operación

Procedimiento para el armado e izaje de  
estructuras de emergencia  
Comisión Federal de Electricidad  
1994

Guía practica para la utilización de  
estructuras modulares de emergencia  
Comisión Federal de Electricidad  
1996

Fallas en líneas de transmisión, estadísticas  
y eventos relevantes  
Comisión Federal de Electricidad  
Coordinación de Transmisión y transformación  
2002

Diseño de Subestaciones Eléctricas  
UNAM. Facultad de Ingeniería  
Ing. José Raúl Martí

Sistemas Eléctricos de Potencia II  
UNAM Facultad de Ingeniería  
Ing. Jacinto Viqueyra

## **GLOSARIO DE TERMINOS**

SEN.- Sistema Eléctrico Nacional.

CENACE.- Centro Nacional de Control de Energía.

L y F .- Luz y Fuerza.

CFE.- Comisión Federal de Electricidad.

ABRIR. Es separar una parte del equipo para impedir el paso de electricidad.

AREA DE CONTROL. Es el conjunto de estaciones, líneas de alimentadores dentro de una zona geográfica.

AISLAMIENTO ELECTRICO. Es la propiedad del material que se opone al paso de corriente a través de él.

BLOQUEO. Es el medio que impide el cambio de la condición de operación de un dispositivo, equipo o instalación de cualquier tipo, parcialmente o totalmente.

CERRAR. Es unir parte del equipo para permitir el paso de electricidad.

CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA. Son las que sirven para conectar a tierra un equipo.

DISPARO. Es la apertura automática de un dispositivo por funcionamiento de la protección, para desconectar una parte del equipo.

ENERGIZAR. Significa que el equipo adquiere potencial eléctrico.

EQUIPO VIVO. Es el que está energizado.

EQUIPO MUERTO. Es el que no está energizado.

FALLA. Es un daño permanente o temporal en cualquier parte del equipo que altera sus condiciones normales de operación y que generalmente causan un disturbio.

FUERZA DIELECTRICA. Es el gradiente de potencial máximo que el material puede aguantar sin ruptura.

INTERRUPTOR. Es el equipo que sirve para cerrar o abrir un circuito eléctrico con o sin carga, o con corriente de falla. El medio dentro del cual se extingue el arco eléctrico puede ser aceite, aire, campo magnético, etc.

LIBRAR. Es dejar sin potencial eléctrico, vapor, agua a presión u otros fluidos peligrosos para el personal, aislado completamente el equipo mediante interruptores, cuchillas, fusibles, válvulas u otros dispositivos, asegurándose además contra la posibilidad de que accidental o equivocadamente pueda quedar vivo o a presión, valiéndose para ello de bloqueos y coloración de tarjetas, y puesta a tierra del equipo o sistema en el área de trabajo.

LICENCIA. Es la autorización especial que se le concede a una persona para que esta y/o el personal a sus ordenes, ejecute un trabajo en alguna parte del equipo, con o sin libranza. Se dice que tal parte del equipo está en licencia”.

LICENCIA EN VIVO. Es la autorización especial que se concede a una persona para que esta y/o personal a sus ordenes ejecute algún trabajo en equipo energizado.

PROTECCION. Es el conjunto de relevadores y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar equipo fallado, o que hacen operar otro dispositivo, para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.

SUBESTACION. Es la estación que transforma y distribuye la energía eléctrica.

TARJETA AUXILIAR. Es la que se coloca en los dispositivos que deben permanecer bloqueados durante el desarrollo de una licencia. El hecho de que una tarjeta auxiliar este colocada en un dispositivo, es indicación estricta de que ese equipo no debe operarse, independientemente de que se encuentre abierto, cerrado, vivo o muerto.

Se emplean 3 tipos de tarjetas auxiliares identificadas por un color.

- \* Roja.- Se usa para licencia en equipo muerto.
- \* Amarilla.- se usa para licencia en equipo vivo.
- \* Blanca.- Se usa para licencias especiales, las cuales el (lo) autoriza al poseedor de ella, a efectuar maniobras en ese equipo para desarrollar el trabajo en el que se solicito la licencia.

TARJETA MAESTRA. Es aquella en la cual se anotan las maniobras correspondientes a una licencia. La tarjeta maestra, sirve para el control de las maniobras específicas a ejecutarse durante la concesión de una licencia.