



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

**A LOS ASISTENTES A LOS CURSOS**

Las autoridades de la Facultad de Ingeniería, por conducto del Jefe de la División de Educación Continua, otorgan una constancia de asistencia a quienes cumplan con los requisitos establecidos para cada curso.

El control de asistencia se llevará a cabo a través de la persona que le entregó el material didáctico y será registrada por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia a los alumnos que cumplan como mínimo el 80% de asistencia.

Recomendamos a los asistentes recojan su constancia en la fecha que se les señale al término del evento. La DECFI solo las retendrá por el periodo de un año, pasado este tiempo no se hará responsable de este documento.

Se recomienda a los alumnos participar activamente con sus ideas y experiencias, pues los cursos que ofrece la División están planeados para que los profesores expongan una tesis, pero sobre todo, para que coordinen las opiniones de todos los interesados, constituyendo verdaderos seminarios.

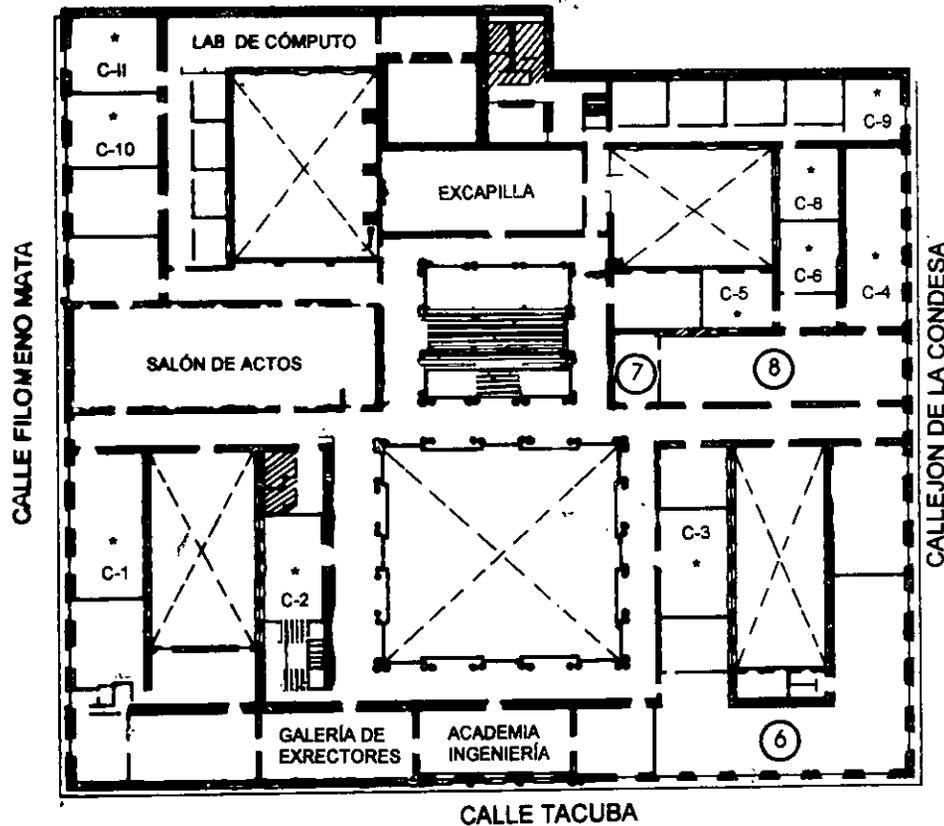
Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su solicitud de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes.

Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán requisitar y entregar la evaluación a través de un cuestionario diseñado para emitir juicios anónimos.

Se recomienda llenar dicha evaluación conforme los profesores impartan sus clases, a efecto de llenar en la última sesión las evaluaciones y con esto sean más fehacientes sus apreciaciones.

Atentamente  
División de Educación Continua

# PALACIO DE MINERÍA



## GUÍA DE LOCALIZACIÓN

1. ACCESO
2. BIBLIOTECA HISTÓRICA
3. LIBRERÍA UNAM
4. CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN "ING. BRUNO MASCANZONI"
5. PROGRAMA DE APOYO A LA TITULACIÓN
6. OFICINAS GENERALES
7. ENTREGA DE MATERIAL Y CONTROL DE ASISTENCIA
8. SALA DE DESCANSO

SANITARIOS

\* AULAS

**1er. PISO**

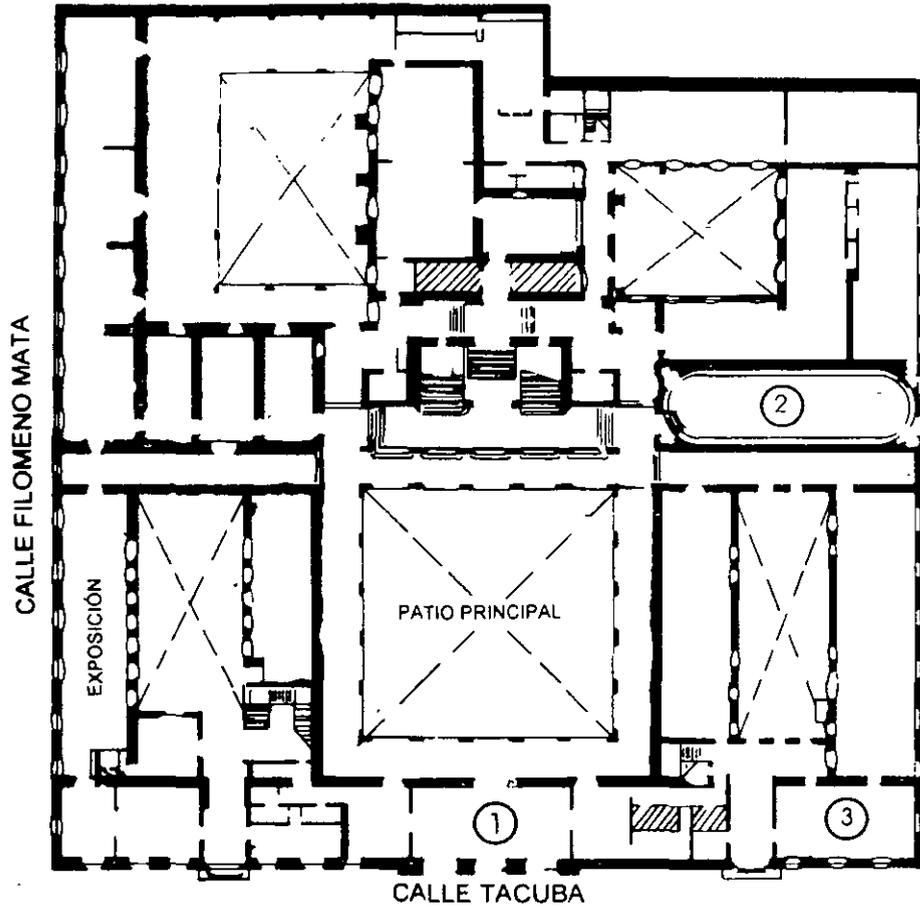


DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA  
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.  
CURSOS ABIERTOS

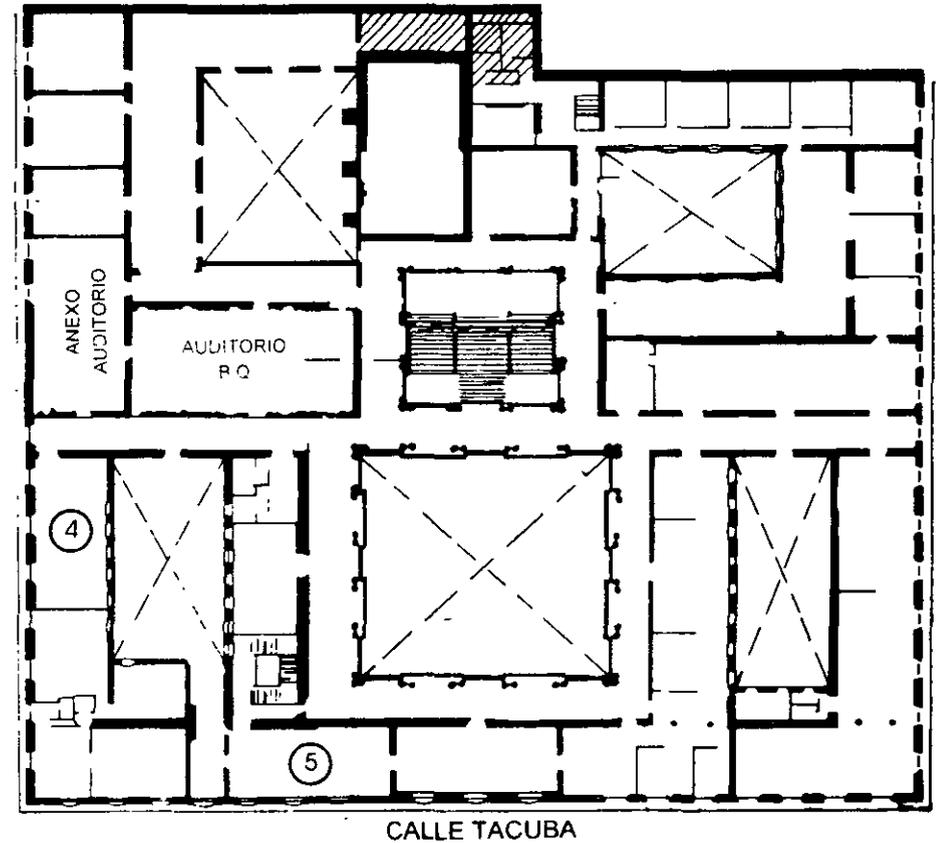
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



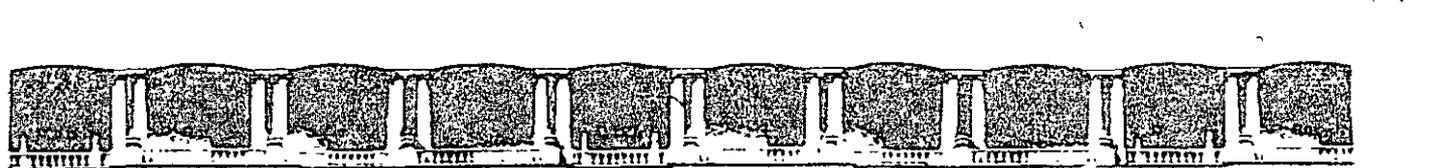
# PALACIO DE MINERIA



**PLANTA BAJA**



**MEZZANINNE**



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

CA 188

TEMA

DESCRIPCIÓN DE LA INCIDENCIA  
DE DESCARGAS ATMOSFERICAS EN  
LAS DIFERENTES ÁREAS DE  
TRANSMISIÓN

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

1

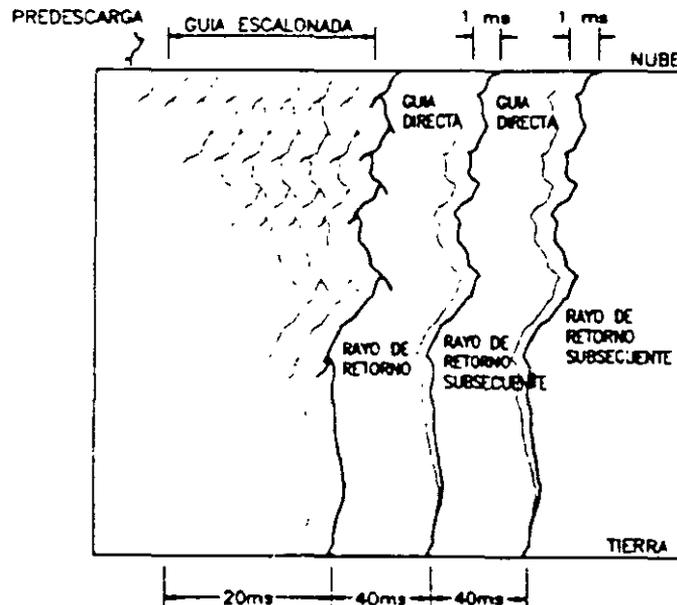
## **DESCRIPCION DE LA INCIDENCIA DE DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LAS DIFERENTES AREAS DE TRANSMISION DE CFE**

- 1.1 Parámetros de la Descarga Utilizados en el  
Diseño de Lineas**
  - 1.1.1 Densidad de Rayos a Tierra**
  - 1.1.2 Número de Descargas que Inciden  
en una Línea de Transmisión**
  - 1.1.3 Distribución de Frecuencia de la Magnitud  
y Forma de Onda de la Corriente del Rayo**
  - 1.1.4 Impedancia Transitoria de Cables de Blindaje,  
Conductores, Torres y Sistemas de Tierra**
  - 1.1.5 Propagación de Ondas en Cables de Blindaje  
y Conductores de Fase**
  - 1.1.6 Atenuación y Distorsión de Ondas por Efecto Corona**
    - 1.1.7 Características de Flameo de Aisladores**
    - 1.1.8 Efectividad de la Protección**

# 1. DESCRIPCION DE LA INCIDENCIA DE DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LAS DIFERENTES AREAS DE TRANSMISION DE CFE

Las descargas atmosféricas son descargas naturales producidas normalmente durante tormentas eléctricas. Las descargas atmosféricas se clasifican por la polaridad de la carga en la nube (positiva o negativa) y por la dirección de propagación del líder inicial o guía escalonada (ascendente o descendente). Las descargas de polaridad positiva son más frecuentes en zonas cercanas a los polos. Podemos considerar que en nuestro país, en promedio, el 90% de rayos a tierra son de polaridad negativa, con 45% a 55% de descargas con solo un rayo de retorno.

El tipo de descarga más común que produce problemas a líneas de transmisión es la descarga de nube a tierra con polaridad negativa, **figura 1.1.**



**Figura 1.1.- Secuencia de los procesos en una descarga atmosférica con polaridad negativa.**

Los procesos que se llevan a cabo durante una descarga son muy variables tanto en espacio como en tiempo. En la **tabla 1.1** se muestra un resumen de los procesos en una descarga atmosférica en secuencia de tiempo y lugar de ocurrencia.

Después de que ocurre el rayo de retorno, existe una alta probabilidad de que ocurra una o varias descargas subsecuentes por el mismo canal de descarga; el número promedio de descargas subsecuentes es de 3.

**TABLA 1.1.- Procesos en un descarga atmosférica con polaridad negativa**

PROCESO	TIEMPO	LUGAR
PREDESCARGA	Duración menor de un microsegundo , < 1 $\mu$ s.	Descarga dentro de la nube.
GUIA ESCALONADA	Sucede a intervalos de tiempo de alrededor de 50 $\mu$ s con una duración total de aprox. 100 ms	Desde la nube se prolonga hasta cerca del nivel de tierra, cambia de dirección en forma de escalones con secuencias de aprox 50 m cada uno
(*) GUIA ASCENDENTE	Se forma antes que la guía escaionada llegue a tierra	Comienza en la superficie de la tierra u objetos altos.
(**)RAYO DE RETORNO	Neutralización de la carga en la guía escalonada en aprox. 100-200 $\mu$ s.	Desde la unión de las guias hasta la base de la nube
GUIA SUBSECUENTE	Mas rapida que la escalonada	El mismo canal que el rayo de retorno, sin ramificaciones
DESCARGA SUBSECUENTE	Descargas con intervalos de tiempo de aprox. 50 ms.	En el mismo canal del rayo de retorno.

(\*) El proceso en el cual ambas guias se unen es considerado en el estudio del radio de atracción para el diseño de blindaje como protección contra rayos directos en líneas de transmisión de energía eléctrica.

(\*\*) Este proceso es el de mayor corriente y el que mayor daño produce debido a la energía de la descarga. Los valores típicos de las corrientes de los rayos de retorno son de aproximadamente 30 kA y su frente de onda varía entre 18  $\mu$ s y 18  $\mu$ s con valor promedio de 5.5  $\mu$ s

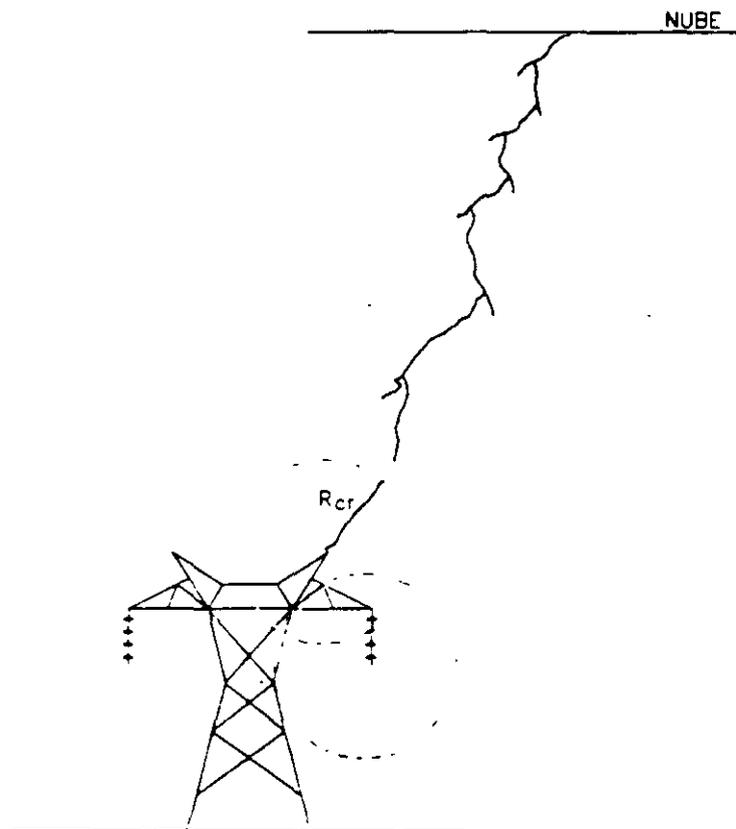
En la **figura 1.2** se muestra la última etapa antes de que el rayo de retorno se produzca en esta etapa se desarrolla la guía ascendente cuya longitud depende de la carga que tenga la guía descendente. A través de experimentación con torres de diferentes alturas, Erikson propuso la siguiente relación entre el radio crítico o de atracción y alturas promedio de torres de transmisión. Esta relación se obtuvo por medio del ajuste de las curvas de datos experimentales usando mínimos cuadrados:

$$R_{cr} = 14.0 H_T^{0.6}$$

donde:

$R_{cr}$  = Radio crítico o de atracción (m)

$H_T$  = Altura promedio de la torre o del conductor (m)



**Figura 1.2.- Proceso de propagación de la guía descendente y formación de la guía ascendente (radio crítico de atracción).**

### 1.1 Parámetros de la Descarga Utilizados en el Diseño de Líneas

Desde el punto de vista del diseño de líneas los parámetros de la descarga atmosférica más importantes son.

- 1.1.1 - La densidad de rayos a tierra en el área de interés
- 1.1.2 - El número de descargas que inciden en la línea de transmisión
- 1.1.3 - La distribución de frecuencia de la magnitud y forma de onda de la corriente del rayo
- 1.1.4 - La impedancia transitoria de los cables de blindaje, conductores, torres y sistemas de tierras
- 1.1.5 - La propagación (incluyendo la reflexión y transmisión) de las ondas en cables de blindaje y conductores de fase
- 1.1.6 - La atenuación de las ondas por efecto corona
- 1.1.7 - Las características de flameo de aisladores y el aislamiento de subestaciones incluyendo el efecto de ondas de impulso no normalizadas
- 1.1.8 - La efectividad de la protección contra descargas para varios niveles de salidas de operación de la línea

laderas y picos de montañas (Dellera y Garbagnati). En la **figura 1.5** se muestra la relación entre el número de rayos esperados a una línea de transmisión en función de la altura promedio de la torre  $H_T$ , para una  $N_0 = 1$ , y para diferentes tipos de terreno. Para densidades de rayos a tierra diferentes a la unidad, el resultado se afectará proporcionalmente.

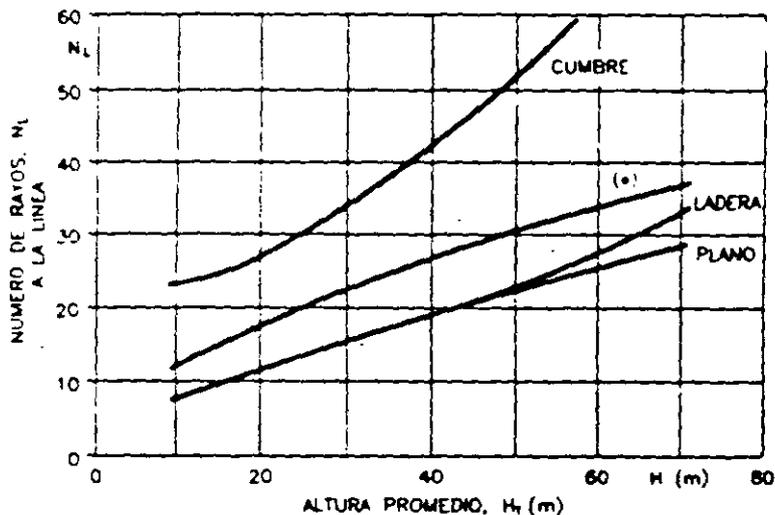
El número de rayos a una línea en **terreno plano** se puede calcular usando la siguiente fórmula:

$$N_L = N_0 \frac{(2R_{cr} + b)}{10}$$

donde.

- $N_0$  = Densidad de rayos a tierra de la región en número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año.
- $R_{cr}$  = Radio crítico de atracción en metros (ver sección 1.0 y figura 1.2)
- $b$  = Ancho de la línea en metros

En la **figura 1.5** se muestran los resultados obtenidos con la fórmula anterior, representados por la curva marcada con (\*). De estos resultados se concluye que se puede usar esta fórmula para el cálculo del número de rayos a una línea en un terreno plano o en ladera, con las alturas promedio de torres mostradas en la gráfica. Para el caso de líneas sobre terreno con cumbres se recomienda el uso de la curva correspondiente mostrada en la **figura 1.5**.



**Figura 1.5.- Número de rayos esperados a líneas de transmisión en función de la altura promedio de la torre  $H_T$ , para  $N_0=1$ .**

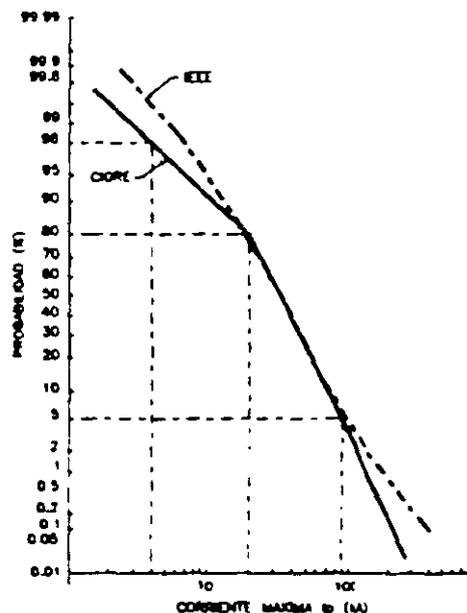
### 1.1.3 Distribución de Frecuencia de la Magnitud y Forma de Onda de la Corriente del Rayo

En la **figura 1.6** se muestran las distribuciones de frecuencia de las magnitudes de corriente del rayo (polaridad negativa), obtenidas por: CIGRE (línea continua) y la adoptada por IEEE (línea punteada). La curva dada por CIGRE se obtuvo con 408 observaciones en estructuras de menos de 60 m de altura en diferentes partes del mundo. La curva de IEEE es una aproximación matemática de la curva de CIGRE.

Para efectos de cálculo, una representación simple de la curva probabilística de la magnitud de corriente del rayo de IEEE (sugerida por J. G. Anderson) es la siguiente.

$$P(I) = \frac{1}{1 - \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

donde  $P(I)$  es la probabilidad de exceder un valor de la corriente  $I$



**Figura 1.6.- Distribución de corrientes de rayo.**

Las transitorios producidos por descargas atmosféricas directas en líneas de transmisión de energía eléctrica y los esfuerzos a los que se ve sometido el aislamiento eléctrico pueden analizarse por medio de simulaciones usando formas de onda normalizadas. La forma de onda de 1.2  $\mu$ s de frente y 50  $\mu$ s para que la onda disminuya su amplitud a un 50% de su valor máximo (1.2/50  $\mu$ s) es usada en pruebas de simulación de impulsos de voltaje por rayo y la forma de onda 8/20  $\mu$ s es usada en pruebas de impulso de corriente de rayo. Normalmente se usan funciones matemáticas para su representación en cálculos en los que se involucran.

**1.1.1 Densidad de Rayos a Tierra**

La densidad de rayos a tierra es uno de los parámetros de importancia en el diseño de la protección de líneas de transmisión.

La densidad de rayos a tierra se obtiene con contadores de rayos, los cuales registran el número de rayos a tierra en una área determinada

En áreas donde solamente se cuente con información del número de **días tormenta** por año  $T_d$ , es posible obtener el número de rayos a tierra/km<sup>2</sup>/año,  $N_g$ .

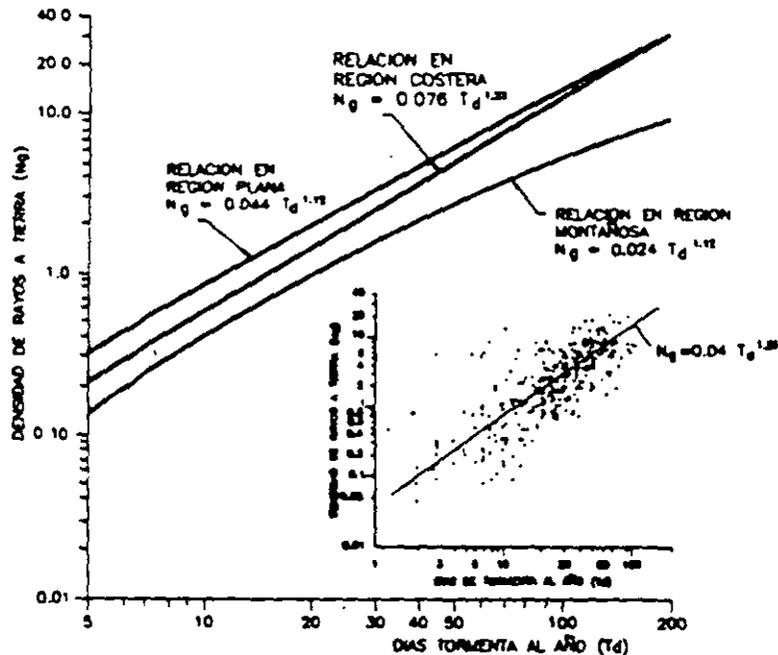
La gráfica de la **figura 1.3** presenta las relaciones para los diferentes tipos de terrenos observadas en México y la curva obtenida por CIGRE (Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques). Los valores de densidad de rayos a tierra se correlacionan con el número de días tormenta en terrenos planos con la siguiente aproximación.

$$N_g = 0.044 T_d^{1.24}$$

donde:

$N_g$  = Número de rayos a tierra/km<sup>2</sup>/año

$T_d$  = Número de días tormenta



**Figura 1.3.- Número de rayos a tierra en función del número de días tormenta para diferentes tipos de terreno en la República Mexicana y la relación obtenida por CIGRE.**

En México se tiene la información obtenida por una red de contadores de rayos instalados en toda la República Mexicana, esta información se recabó durante 11 años de operación de los contadores. En la figura 1.4 se muestra el mapa de la República Mexicana con las áreas con una misma densidad de rayos a tierra, indicando el número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado y por año. Estos valores representan el promedio de los valores registrados durante los once años de operación de los contadores. En el APENDICE A se muestran los mapas de las áreas de transmisión.

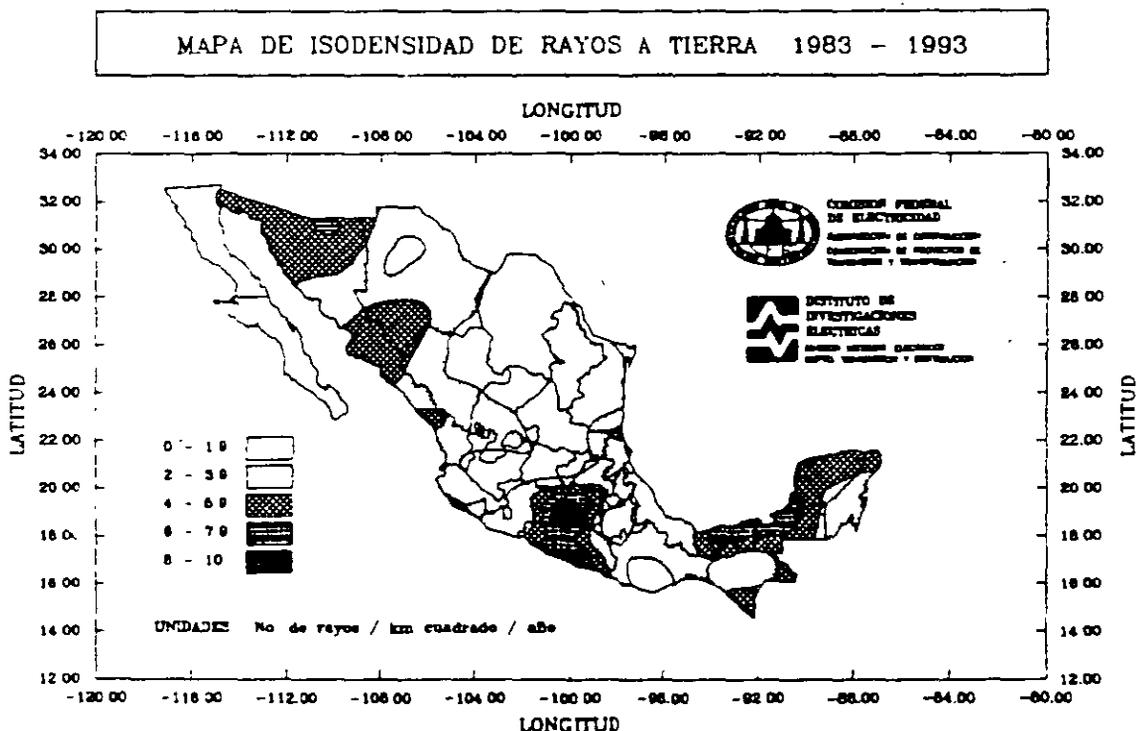


Figura 1.4.- Mapa de la República Mexicana con las áreas de densidad de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año.

### 1.1.2 Número de Descargas que Inciden en una Línea de Transmisión

En el estudio de blindaje de líneas de transmisión se comienza por calcular la distancia de atracción o radio crítico para los conductores de fase e hilos de guarda de acuerdo a la fórmula propuesta por Erikson, discutida en la sección 1.0 y representada por la figura 1.2. Posteriormente, se obtiene el número de rayos directos a la línea de acuerdo al tipo de terreno donde se encuentre la línea de transmisión. Por medio de un modelo dinámico matemático del desarrollo de la guía escalonada, se han obtenido resultados del número de rayos que inciden en líneas de transmisión para diferentes condiciones del terreno, como lo son: terreno plano,

**1.1.4 Impedancia Transitoria de Cables de Blindaje, Conductores, Torres y Sistemas de Tierra.**

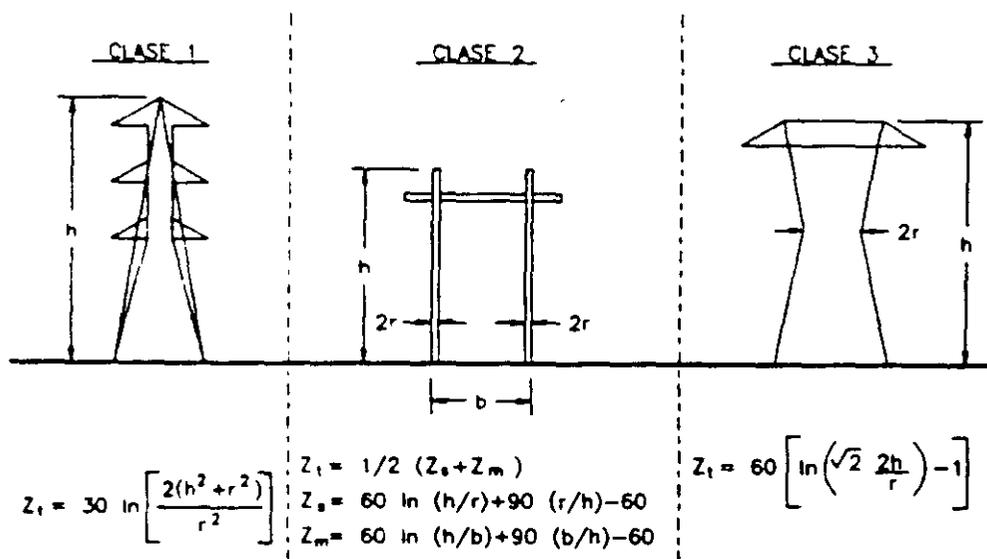
La impedancia transitoria de cables, ya sea de blindaje o conductores de fase a una altura sobre el nivel de tierra, se calcula con la relación siguiente:

$$Z_t = 60 \ln \frac{2h_c}{r_c}$$

donde:

- $h_c$  = altura del conductor sobre el nivel de tierra (m)
- $r_c$  = radio del conductor (m)

La estructura de la torre se considera como una línea de transmisión corta con una impedancia transitoria constante aterrizada a través de su resistencia a pie de la torre. Se tienen las relaciones de impedancias transitorias equivalentes para algunos tipos de torres (obtenidas por Sargent y Darveniza en 1968). La **figura 1.7** muestra los perfiles típicos de tres clases de torres con sus respectivas relaciones de impedancia transitoria. Para el perfil de torre de clase 2, el valor  $2r$  es el diámetro de la guía de bajada de tierra en poste de madera o en su caso el diámetro del poste metálico. Adicionalmente, en la **tabla 1.2** se presentan las impedancias transitorias de las torres de transmisión, normalmente usadas en CFE.



**Figura 1.7.- Perfiles típicos de torres de transmisión con sus respectivas relaciones de impedancia transitoria.**

Tabla 1.2.- Impedancias características de torres usadas en CFE

TORRE TIPO	NIVEL DE TENSION (KV)	IMPEDANCIA TRANSITORIA ( $\Omega$ )	TORRE TIPO	NIVEL DE TENSION (KV)	IMPEDANCIA TRANSITORIA ( $\Omega$ )
A	400	247.83	2M1	230	243.3
AM	400	249.4	2S1	230	241.1
C	400	211.7	2B1	230	232.2
CM	400	237.3	2B2	230	154.9
D	400	216.12	2R2	230	148.0
DM	400	241.0	2S2	230	154.6
4BC1	400	229.7	2Z1	230	234.1
4BB1	400	233.14	2D1	230	243.8
4BA1	400	232.23	1M1	115	294.2
2B1	230	245.8	1B1	115	283.1
2C1	230	239.0			

La impedancia transitoria de conexión a tierra al pie de la torre puede considerarse constante (resistencia al pie de torre) para efectos de simplificación de cálculos. En realidad este valor de impedancia transitoria de conexión a tierra varía en forma no lineal.

### 1.1.5 Propagación de Ondas en Cables de Blindaje y Conductores de Fase

Al incidir una descarga atmosférica en un cable de blindaje o conductor de fase, figura 1.8, se inyectará la corriente del rayo en el conductor y se producirá una onda de voltaje proporcional al producto de la impedancia transitoria del conductor y la mitad de la corriente del rayo, como:

$$V_i(t) = \frac{I_r(t)}{2} Z_i$$

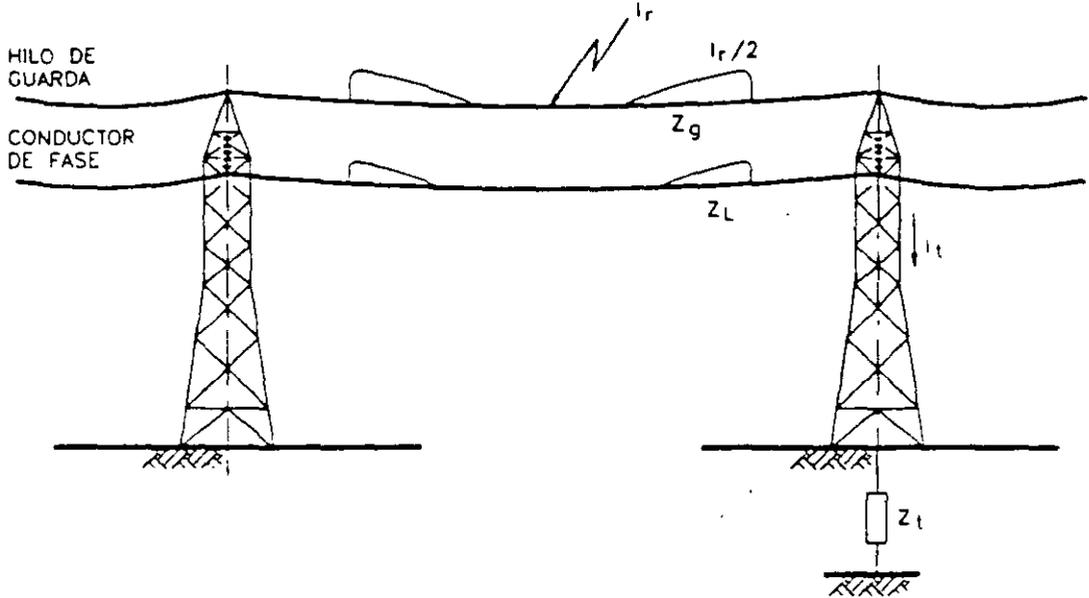
donde:

$V_i(t)$  = voltaje transitorio (V)

$I_r(t)$  = corriente del rayo (A)

$Z_i$  = impedancia transitoria del conductor ( $\Omega$ )

Estas ondas se propagarán o viajarán, con una velocidad aproximada a la velocidad de la luz ( $300 \text{ m}/\mu\text{s}$ ), hacia ambos lados del conductor, ver **figura 1.8**, hasta encontrar un camino a tierra. Al encontrar cambios de impedancia, como puede ser la conexión a una torre, la onda de corriente y de voltaje sufrirán cambios en magnitud y forma de onda.



**Figura 1.8.- Representación de la incidencia de una corriente de rayo en una línea de transmisión y la formación de las ondas de voltaje.**

**1.1.6 Atenuación y Distorsión de Ondas por Efecto Corona**

La atenuación y distorsión de las ondas al viajar por los conductores se debe principalmente a la pérdida de energía, esta pérdida de energía depende de las características del conductor, principalmente de sus dimensiones y su ubicación. El efecto corona es una manera de pérdida de energía a través de ionización alrededor del conductor. Este efecto consiste en la disipación de la energía en el aire, la cual forma una corona conductiva alrededor del conductor y está relacionado directamente con el voltaje y el radio del conductor. El voltaje de iniciación de corona está dado por

$$V_c = E_c r_c \ln\left(\frac{2h}{r_c}\right)$$

donde

$r_c$  = radio de corona

$h$  = altura del conductor

$E_c$  = esfuerzo dieléctrico en aire para campo eléctrico uniforme ( $3 \times 10^6 \text{ V/m}$ )

En la figura 1.9 se muestra la atenuación y distorsión debido a corona para diferentes tiempos de cola de la onda.

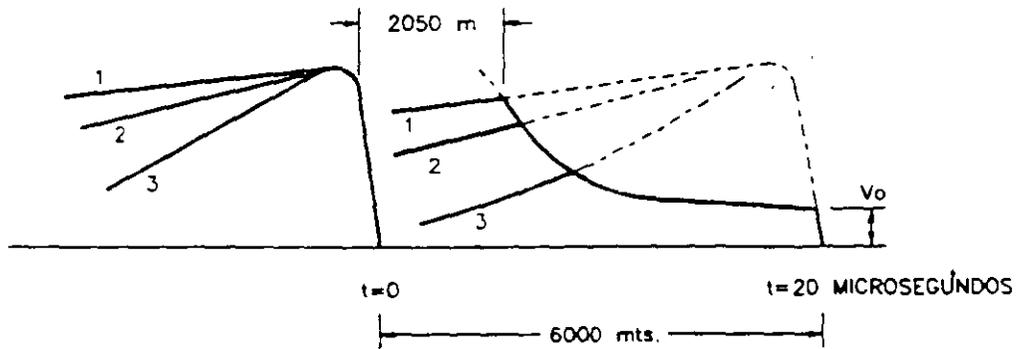


Figura 1.9.- Atenuación y distorsión debido a corona para diferentes tiempos de cola.

1.1.7 Características de Flameo de aisladores

El comportamiento de los aisladores ante esfuerzos eléctricos es bastante complejo, normalmente se define como un fenómeno no lineal con su característica voltaje-tiempo en la figura 1.10 se muestra este comportamiento para diferentes frentes de onda de la corriente del rayo.

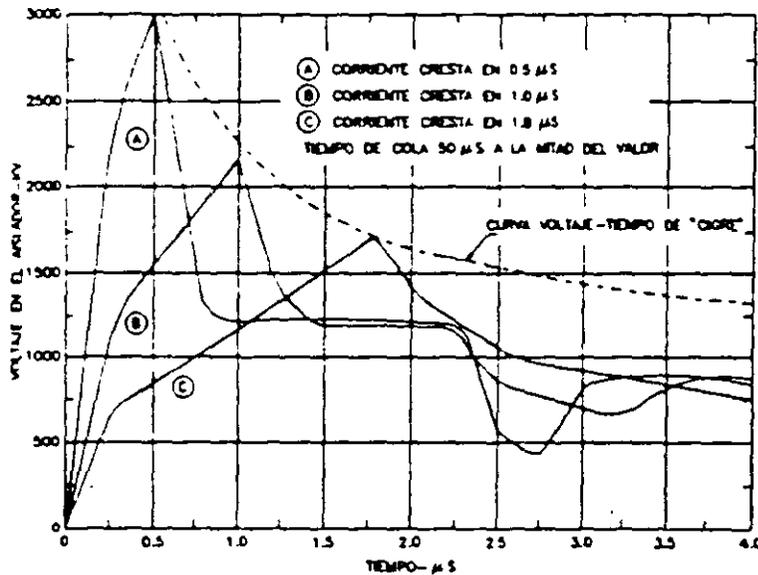


Figura 1.10.- Curva Voltaje-tiempo de un aislador con corrientes de rayo con diferentes frentes de onda.

### 1.1.8 Efectividad de la Protección

Normalmente, la efectividad de la protección contra descargas atmosféricas se evalúa comparando los índices de salidas esperados contra los índices de salida obtenidos, para los diferentes métodos de protección. Por ejemplo, si se espera un índice de salidas de 0.05 por cada 100 kilómetros de línea por año debido a fallas de protección, se tiene que evaluar la operación de la línea durante un año para determinar el índice real de salidas de la línea analizada. Se puede usar la siguiente relación para obtener una evaluación aproximada de la efectividad del esquema de protección contra rayos en líneas de transmisión:

$$E_{prot} = \left(1 - \frac{S_{esp} - S_{prot}}{S_{esp}}\right) \times 100$$

donde :

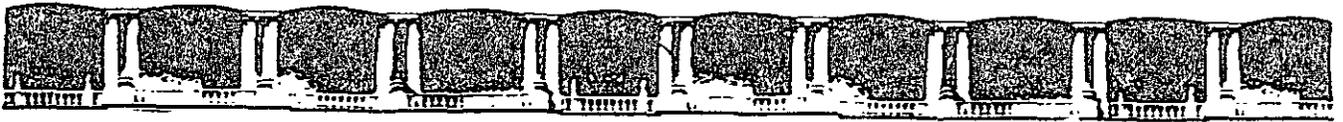
- $E_{prot}$  = Efectividad de la protección usada
- $S_{esp}$  = Índice de salidas esperado
- $S_{prot}$  = Índice de salidas durante un año de operación con protección

Adicionalmente, en este análisis se puede incluir el costo de operación de la protección,  $C_{oper}$ , con la siguiente relación:

$$C_{oper} = \frac{C_{ssp} - C_{scp}}{C_{prot}} \times 100$$

donde :

- $C_{oper}$  = Costo de operación de la protección usada
- $C_{ssp}$  = Costo de salidas de línea sin protección
- $C_{scp}$  = Costo de salidas de línea con protección durante un año de operación



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

CA 188

TEMA

DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD  
DE LA CADENA DE AISLADORES EN  
ÁREAS CON DETERMINADA DENSIDAD  
DE RAYOS A TIERRA

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

4

## DETERMINACION DE LA LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES EN AREAS CON DETERMINADA DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA

4.1 Distancia Conductor-apoyo

4.2 Determinación de la Longitud de la Cadena de Aisladores

## 4. DETERMINACION DE LA LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES EN AREAS CON DETERMINADA DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA

La **distancia de fuga** de un aislador debe escogerse de acuerdo a la operación con la tensión de servicio y de acuerdo a las condiciones que imponga el índice de contaminación de la zona

La **longitud de la cadena de aisladores**, para un resgo de falla dado, se debe diseñar para soportar los voltajes a los que se verá sometido. En el diseño se consideran aspectos económicos y de construcción, por ejemplo, para obtener un índice de fallas igual a cero en una línea de transmisión, implicaría longitudes grandes de aislamiento debido a los altos potenciales que se producen por descargas directas a las fases. Por otro lado, la protección contra rayos directos a la línea se puede diseñar con el uso de hilos de guarda o blindaje de la misma

### 4.1 Distancia Conductor-apoyo

Se pueden tener dos casos de distancias conductor apoyo dependiendo del tipo de arreglo de la cadena de aisladores, en el primer caso se tiene la distancia constante o geometría fija en el cual se usa una disposición de la cadena de aisladores en "V", y en el segundo caso se tiene la geometría variable, en el que se usa la cadena de aisladores en arreglo vertical. Las **figuras 4.1(a)** y **4.1(b)** muestra los dos tipos de geometría, la fija y la variable respectivamente

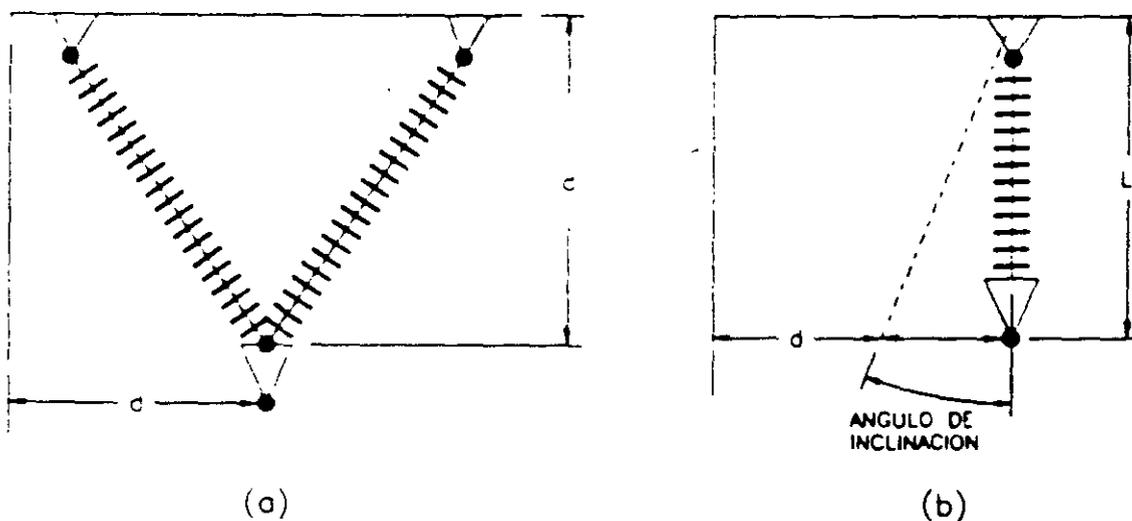


Figura 4.1.- Distancias conductor-apoyo: a) para aisladores de geometría fija y b) de geometría variable

Para el caso de distancias conductor-apoyo del arreglo vertical de la cadena de aisladores o de geometría variable, se consideran ángulos de oscilación de la cadena de aisladores debido a la acción del viento sobre los conductores. Se considera una presión del viento de  $25 \text{ kg/m}^2$  para conductores de diámetro superior a 16 mm y de  $30 \text{ kg/m}^2$  para diámetros inferiores a 16 mm. El ángulo de inclinación total obtenido por la acción del viento y por la de su propio peso, para claros promedios y diámetros de conductores normalmente en uso son:

- Para líneas de 115 kV :  $50^\circ$
- Para líneas de 230 kV :  $45^\circ$
- Para líneas de 400 kV :  $40^\circ$

#### 4.2 Determinación de la Longitud de la Cadena de Aisladores

Para el cálculo de distancias se toma un factor de 1.05 veces la distancia de fase a tierra por herrajes. El voltaje de arqueo entre conductores y estructuras depende de la geometría de los electrodos o elementos que intervienen y su distancia en aire. El voltaje de arqueo en aire de algunas geometrías de electrodos se puede relacionar con la característica del voltaje de arqueo en aire de electrodos de referencia por medio del factor K, el cual caracteriza al voltaje de arqueo en aire del arreglo geométrico de los electrodos. En la **tabla 4.1** se dan los valores de factores K para diferentes configuraciones de electrodos en aire y para cada tipo de voltaje ( $k_n$  para voltaje a frecuencia nominal,  $k_m$  para maniobra y  $k_r$  para impulso de rayo).

El voltaje de arqueo para impulsos de rayo se puede obtener con la siguiente formulación como una aproximación

$$V_{ar}(d) = K_r d$$

donde

$V_{ar}$  = es el voltaje de arqueo en aire entre electrodos varilla-plano

$K_r$  = factor de electrodo en aire

$d$  = es la distancia en aire entre electrodos

y para sobrevoltaje por maniobras como

$$V_{ar}(d) = K_m \left( \frac{3400}{1 + \frac{8}{d}} \right)$$

para el cálculo a frecuencia nominal el factor  $K_m$  en la ecuación anterior se sustituye por  $K_n$  obtenido en la **tabla 4.1**.

Para efecto de cálculos se presenta la **tabla 4.2** con los valores de niveles básicos de aislamiento al impulso (NBAI) y por maniobra (NBAM), para los diferentes niveles de tensión transmisión.

**Tabla 4.1.- Valores de los factores  $K_n$ ,  $K_m$  y  $K_r$  para diferentes configuraciones de entrehierros**

Configuración de entrehierros	Diagrama	$K_n$	$K_m$	$K_r$
Fase-torre		1.40	1.25	550
Fase-ventana de torre		1.30	1.20	550
Conductor-suelo		1.30	1.10	550
Conductor-objeto		1.45	1.35	550
Ventila-piano		1.20	1.00	480
Conductor-conductor		1.65	1.50	550
Entre anillos (equipotenciales) de conductores		-	1.60	550

**Tabla 4.2.- Niveles básicos de aislamiento por impulso tipo rayo, NBAI y niveles básicos de aislamiento por impulso tipo manobra, NBAM, de fase a tierra y de fase a fase y distancias mínimas de fase a fase y de fase a tierra, para diferentes niveles de tensión de transmisión.**

Tensión nominal kV	Tensión máxima kV	NBAI fase-tierra kV	NBAM fase-tierra kV	NBAI fase-fase kV	NBAM fase-fase kV	Distancia fase-tierra mm	Distancia fase-fase mm
4.4	4.4	75	-	75	-	120	120
6.9	7.2	95	-	95	-	160	160
13.8	15.5	110	-	110	-	220	220
24	26.4	150	-	150	-	320	320
34.5	38	200	-	200	-	480	480
69	72.5	350	-	350	-	630	630
115	123	450 550	-	450 550	-	900 1100	900 1100
138	145	450	-	550	-	1100	1100
		550	-	650	-	1300	1300
		650 550	-	650 650	-	1100	1300
161	170	650	-	650	-	1300	1500
		750	-	750	-	1500	1500
230	245	650	-	750	-	1300	1500
		750	-	850	-	1500	1700
		850	-	950	-	1700	1900
		950	-	1050	-	1900	2100
		1050	-	1125	-	2100	2250
400	420	1050	950	-	1425	2200 <sup>2</sup> , 2900 <sup>3</sup>	3100, 3200
		1175	950	-	1550	2600 <sup>2</sup> , 3400 <sup>3</sup>	3500, 4100
		1300	1050	-	-	-	-
		1425	-	-	-	-	-

1 Presion barométrica de 760 mm de Hg y temperatura de 20°C

2 Para configuraciones conductor-estructura

3 Para configuracion asimetrica



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

CA 188

TEMA

ÁNGULO DE BLINDAJE

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

2

## **DETERMINACION DEL ANGULO DE BLINDAJE PARA OBTENER UN INDICE DE SALIDAS DESEADO POR FALLAS DE BLINDAJE**

**2.1 Angulo de Blindaje**

**2.2 Falla de Blindaje**

**2.3 Indices de Salidas de Lineas de Transmisi3n  
por Fallas de Blindaje**

## 2. DETERMINACION DEL ANGULO DE BLINDAJE PARA OBTENER UN INDICE DE SALIDAS DESEADO POR FALLAS DE BLINDAJE

Uno de los métodos de protección de líneas contra descargas es por medio del blindaje, este método 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 más externo, conocido como ángulo de blindaje,  $\theta_c$  (figura 2.1)

### 2.1 Angulo de Blindaje

La figura 2.1 muestra la variación del ángulo de blindaje,  $\theta_c$ , de positivo a negativo, al 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

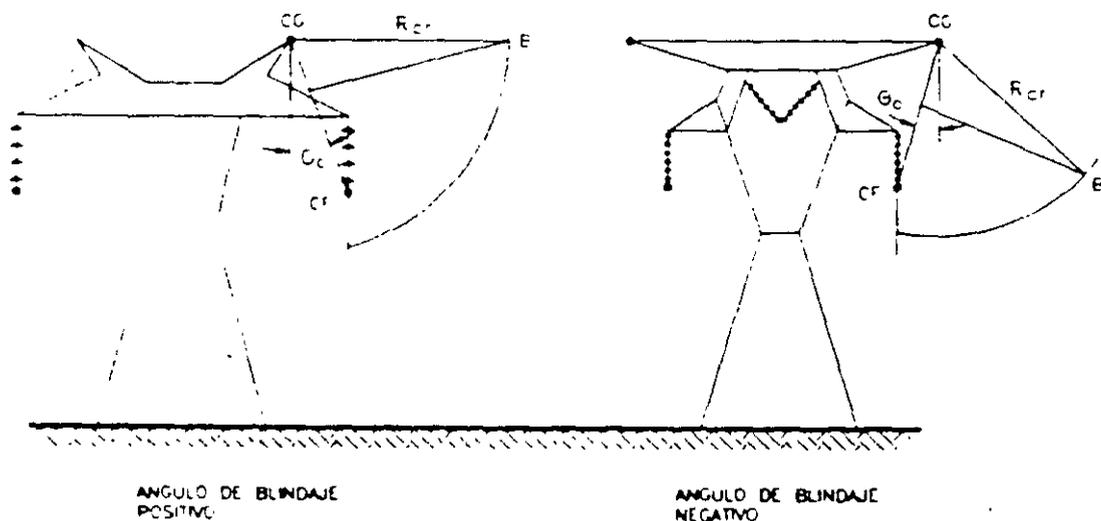


Figura 2.1.- Variación del ángulo de blindaje para un tipo de estructura de torre. Los ángulos mostrados son positivo (a) y negativo (b).

## 2.2 Falla de Blindaje

Para la obtención del **índice de fallas por blindaje inapropiado**, FB, 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, ver el **APENDICE B**, sección B.2

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. Los niveles críticos para los **índices de fallas de blindaje que producen flameos**, FBF, se deja a consideración del diseñador. Por ejemplo para líneas que den servicio a cargas críticas, se puede seleccionar un valor de diseño de **FBF menor o igual a 0.05** fallas de blindaje que producen flameos por cada cien kilómetros de línea por año.

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 2.2** 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 2.2** se obtiene el ángulo de blindaje promedio para diferentes valores de diseño de FBF/Ng y se considera terreno plano. En la figura,  $H_g$  es la altura del conductor de guarda y  $H_f$  es la altura del conductor de fase. Los ángulos de blindaje  $\theta_g$ , se obtienen con las alturas promedio de los conductores en la torre,  $H_c$  para valores de corriente de 5 y 10 kA, los cuales representan los límites para obtener fallas 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.

Torres construidas en topes 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.

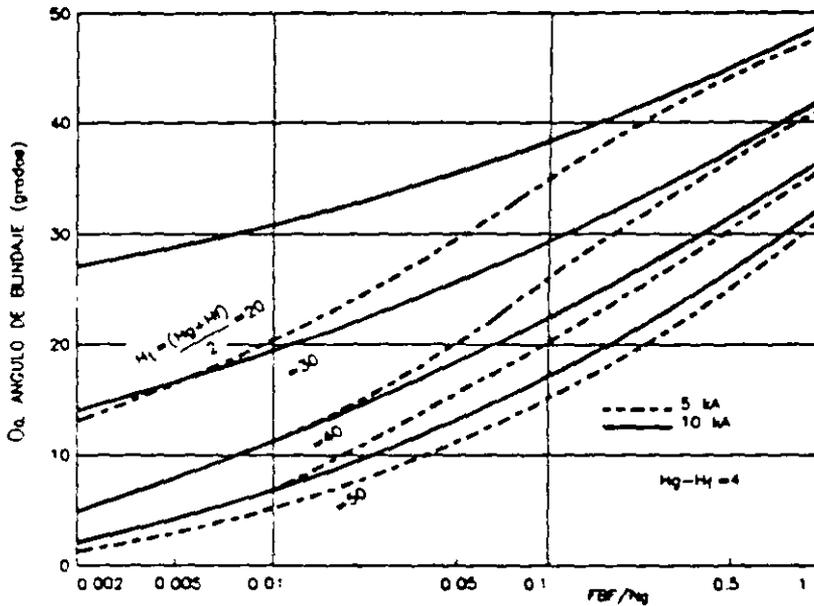


Figura 2.2.- Relación entre valores de diseño de fallas de blindaje que producen flameo/densidad de rayos a tierra ( $FBF/N_0$ ) y ángulo de blindaje promedio considerando terreno plano.

Como ejemplo de aplicación de la gráfica de la figura 2.2. tomemos el tipo de torre de 400 kV (un circuito, suspensión), tipo "A", TOMEXSA, con alturas del conductor de fase de 25.0 m y del hilo de guarda de 33.525 m, se obtiene un valor promedio  $(H_9 + H_t)/2 = 29.26$  m, y considerando un valor de diseño de  $FBF = 0.05$  y un  $N_0 = 5$ , tenemos que  $FBF/N_0 = 0.01$ , para una corriente crítica de 5 kA se obtiene en la curva un valor de ángulo promedio de 11 grados. Si cambiamos el valor de  $N_0$  a un valor de 1, se tiene una relación  $FBF/N_0 = 0.05$ , lo que resulta en valor de 21 grados de ángulo de blindaje en la gráfica.

La utilización de ángulos de blindaje negativos es solamente apoyada por los estudios de Dellerá-Garbagnati, quienes proponen la relación entre la altura promedio de los conductores en la torre  $H_T$  y el ángulo de blindaje  $\theta_0$ , mostrada en la figura 2.3.

Nótese que los ángulos negativos son requeridos para torres con  $H_T$  mayor a 35 m, para garantizar una relación  $FBF/N_0$  del orden de 0.0125, o una de 0.05 para regiones con una  $N_0$  de 4 rayos/km<sup>2</sup>/año.

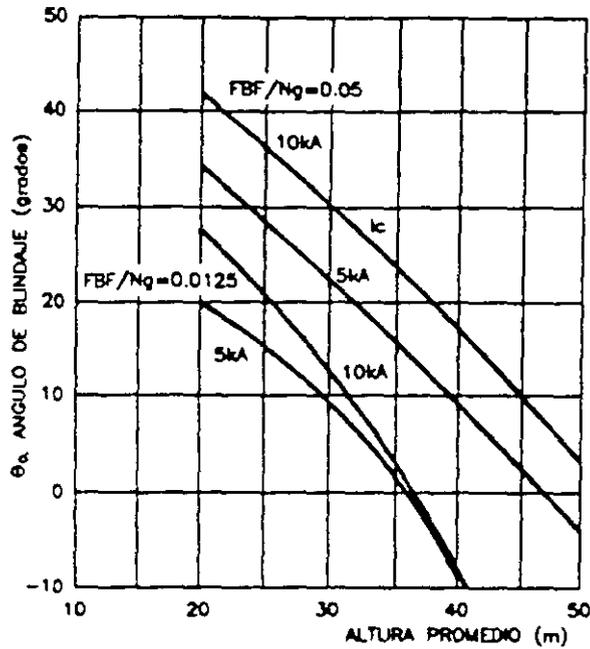


Figura 2.3.- Angulo de blindaje obtenido por el método Deller-Garbagnati.  
 FBF = fallas de blindaje que producen flameo,  
 Ng = densidad de rayos a tierra

2.3 Indices de Salidas de Lineas de Transmisión por Fallas de Blindaje -

En esta sección se presentan las relaciones entre el número de salidas por kilómetro de línea por año debidas a fallas por blindaje y el ángulo de blindaje. Estas relaciones se establecen para cada nivel de tensión.

Normalmente se permite un cierto riesgo de falla del blindaje en su diseño, el cual influye en la construcción o modificación de topes o copetes de torres para la instalación del hilo de guarda. El cálculo del índice de salidas de línea se realiza con el modelo electrogeométrico por medio de una computadora. Se tienen resultados, validos a nivel internacional, en donde se da el número de salidas por año por 100 km de línea en función del ángulo de blindaje, **gráficas de la figura 2.4**. Las gráficas se dan para una densidad de rayos a tierra de 2.0 rayos/km²/año (Tg = 25), para diferentes alturas promedio del hilo del guarda y diferentes niveles de aislamiento por rayo. La altura promedio del hilo de guarda se calcula de la manera siguiente:

Para terreno plano:  $H_p = H_g - (2/3) F_g$   
 Para terreno ondulado:  $H_p = H_g$   
 Para terreno montañoso:  $H_p = 2H_g$

donde  $H_p$  es la altura promedio,  $H_g$  es la altura del hilo de guarda y  $F_g$  es la flecha máxima del hilo de guarda

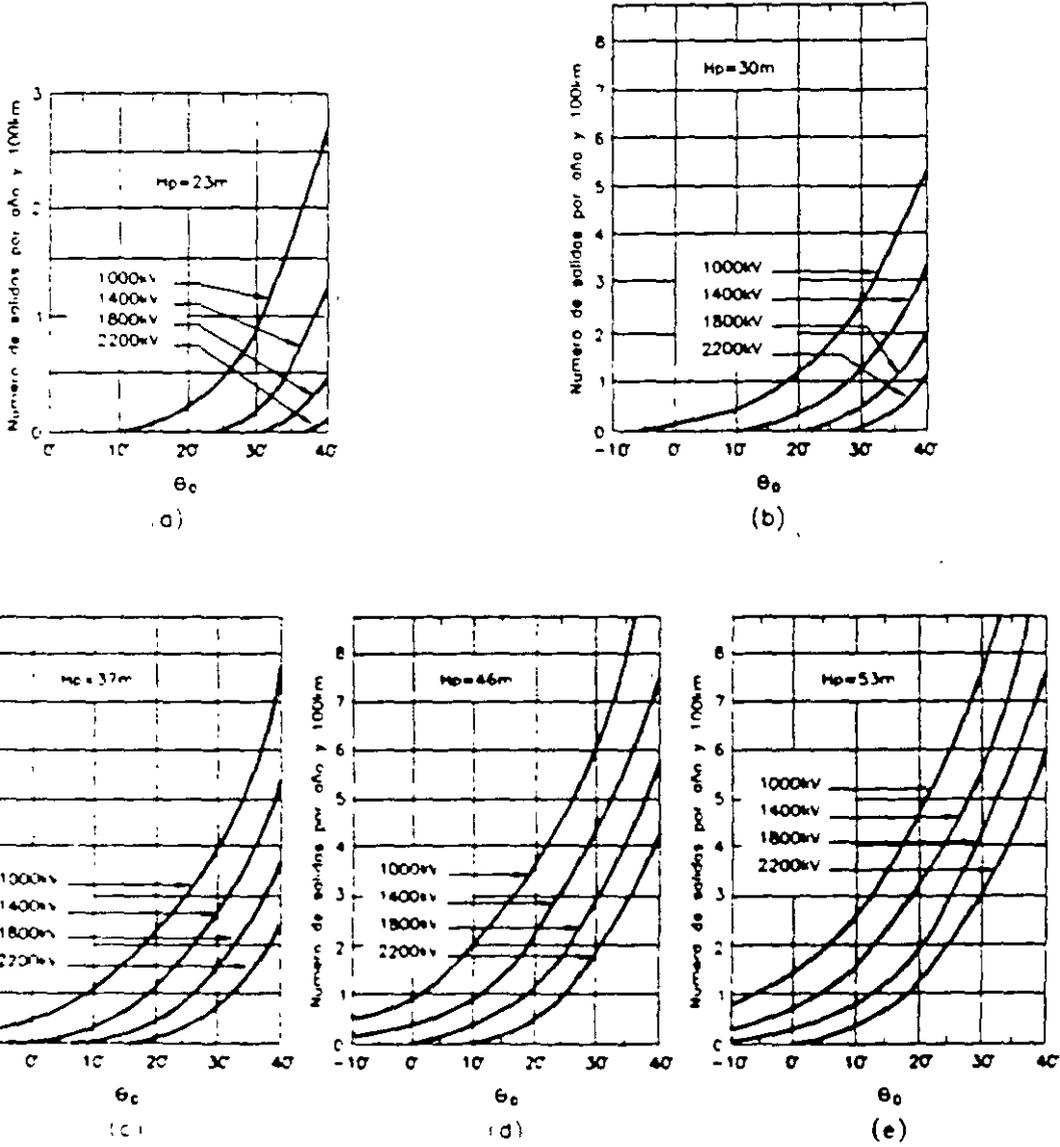
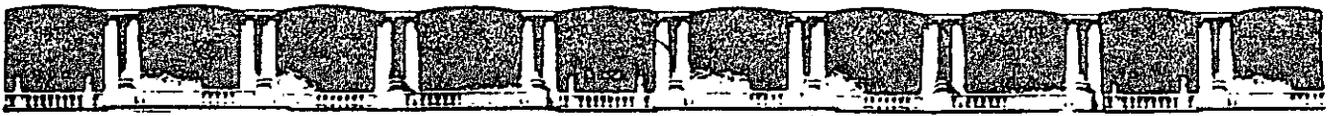


Figura 2.4.- Gráficas del número de salidas en función del ángulo de blindaje.



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

CA 188

TEMA

RESISTENCIA DE TIERRA

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

**3**

**DETERMINACION DE LA RESISTENCIA A TIERRA  
PARA OBTENER UN INDICE DE INTERRUPCIONES  
DESEADO POR FLAMEOS INVERSOS**

**3.1 Flameos Inversos**

**3.2 Número de Salidas por Flameos Inversos**

**3.3 Sistemas de Conexión a Tierra, Esquemas  
y Mejoramiento de los Valores de Resistencia**

**3.3.1 Reducción de Valores de Resistencia de Conexión  
a Tierra en Torres de Transmisión**

**3.3.2 Métodos de Mejoramiento**

**3.3.3 Recomendaciones para diferentes  
Resistividades del Terreno**

### 3. DETERMINACION DE LA RESISTENCIA A TIERRA PARA OBTENER UN INDICE DE INTERRUPCIONES DESEADO POR FLAMEOS INVERSOS

El proceso de flameos inversos depende de varios factores, uno de los principales es la resistencia al pie de la torre la cual puede ser diseñada para obtener un indice de faltas por flameos inversos

#### 3.1 Flameos Inversos

Cuando se tiene una descarga atmosférica en el hilo de guarda se crean ondas transitorias de corriente y voltaje que viajan hacia ambos lados del conductor, como se mostró en la **figura 1.8** Al llegar la onda a un punto de cambio de impedancia, como lo es una torre, se producen ondas reflejadas y transmitidas en la punta de la torre, estas ondas crean diferencias de potencia en los aislamientos entre los conductores de tierra y conductores de fase, en diferentes puntos de la linea, estos puntos pueden ser a lo largo del claro o en los aisladores sostenidos en las torres. En el caso de que este potencial exceda los potenciales del aislamiento se producirán flameos entre las estructuras y conductores de fase, estos flameos se denominan flameos inversos. En la **figura 3.1** se muestra el concepto general de flameos inversos

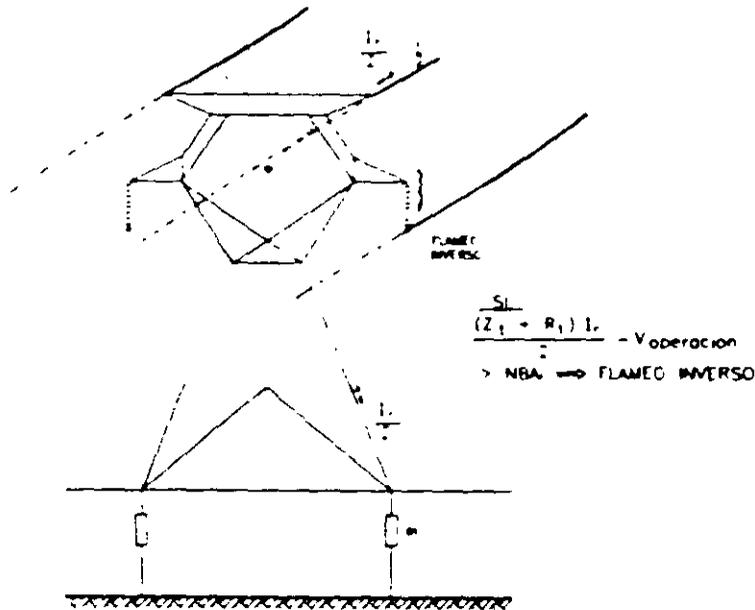


Figura 3.1.- Concepto general de flameos inversos.

Los flameos inversos en las torres son los más frecuentes. Por lo que para el diseño de protección por flameos inversos se deben considerar problemas por flameos inversos en las torres, despreciando los flameos inversos en los claros de las líneas. En general el flameo inverso es influenciado por los factores siguientes:

- Distancias conductor-conductor y conductor-estructura
- Longitud de claro entre torres
- Número de hilos de guarda y su posición
- Geometría de la estructura
- Resistencia de conexión a tierra de la torre
- Punto de incidencia del rayo
- Distribución de amplitudes de corrientes de rayo y formas de onda
- Densidad de rayos a tierra de la zona
- Tensión de operación de la línea

### 3.2 Número de Salidas por Flameos Inversos

Para la obtención del número de salidas por flameos inversos se consideran todos los parámetros anteriores, los cuales se varían de acuerdo a sus distribuciones de probabilidad. Los parámetros mencionados se usan en un programa de computadora para realizar el análisis y calcular el número de salidas por flameo inverso. En todos los análisis obtenidos se consideró un valor de  $N_0 = 2.0$  rayos/km<sup>2</sup>/año (consistentes con los resultados mostrados en la figura 2.4). En la figura 3.2 se muestran los resultados de estos cálculos para el nivel de tensión de 115 kV y el tipo de torre 1B1 (TOMEXSA), usada en C.F.E.

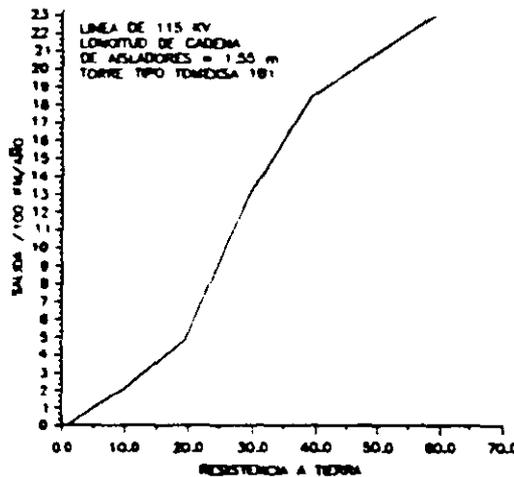


Figura 3.2.- Número de salidas por flameos inversos vs. resistencia de conexión a tierra para una torre de transmisión de 115 kV usada en C.F.E.

En las figuras 3.3 y 3.4 se muestran familias de curvas para obtener un índice de salidas por flameos inversos con determinada resistencia de conexión a tierra. En la figura 3.3 se muestran para un nivel de tensión de 230 kV y en la figura 3.4 se muestran para un nivel de tensión de 400 kV y para algunos tipos de torres de líneas de transmisión usadas en C.F.E.

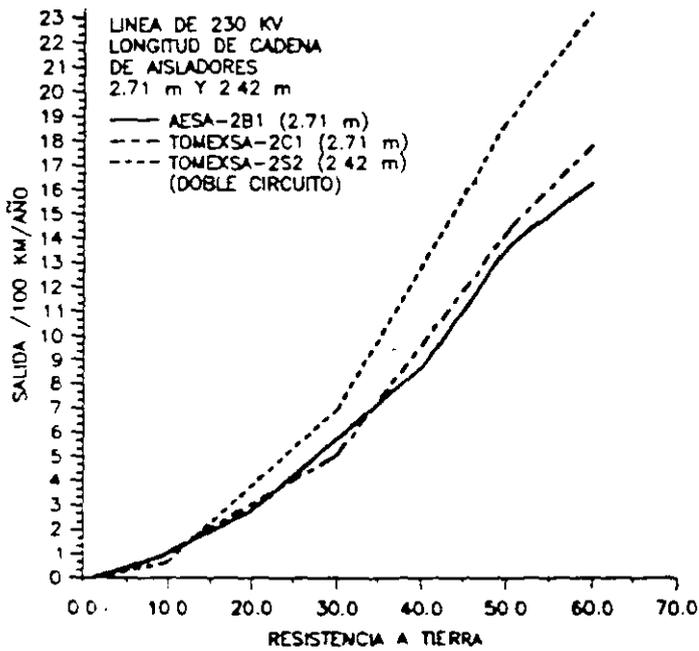


Figura 3.3.- Número de salidas por flameos inversos vs. resistencia de conexión a tierra para torres de transmisión de 230 kV usadas en C.F.E.

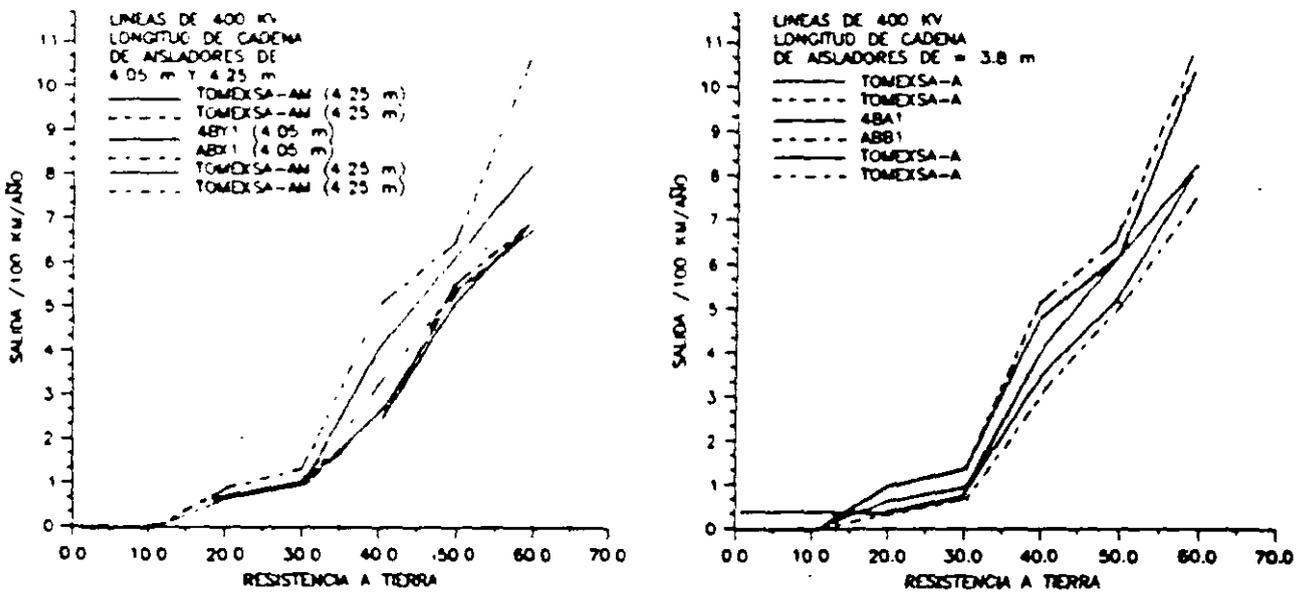


Figura 3.4.- Número de salidas por flameos inversos vs. resistencia de conexión a tierra para torres de transmisión de 400 kV usadas en C.F.E.

### 3.3 Sistemas de Conexión a Tierra, Esquemas y Mejoramiento de los Valores de Resistencia

Las funciones básicas de un sistema de conexión a tierra se pueden resumir en:

1) Proveer de una baja resistencia de dispersión de la corriente a tierra para:

- a) Evitar daños por sobretensiones que se presenten por descargas atmosféricas o maniobras.
- b) La descarga a tierra de dispositivos de protección (contra sobretensiones atmosféricas o internas)
- c) Camino a tierra de corrientes de falla
- d) Conectar los sistemas que usen neutro común aterrizado (más comunes)
- e) Asegurar que las partes metálicas de los sistemas o equipos se encuentren al mismo potencial de tierra. Esto para protección de personal.

2) Disipar y resistir repetidamente las corrientes de falla y de las descargas atmosféricas.

Las **características** de los sistemas de conexión a tierra deben ser:

- a) Tener una resistencia a la corrosión en suelos de variada composición química, de manera que se asegure un comportamiento continuo durante la operación del equipo a proteger
- b) Tener buenas propiedades de resistencia mecánica.
- c) El diseño de la red de tierras debe ser económico.

Uno de los elementos principales en una instalación de red de tierras es el electrodo de puesta a tierra. La resistencia del electrodo de puesta a tierra, llamado también varilla de tierra, tiene tres componentes

- Una es su propia resistencia, la cual puede ser despreciable para efectos de cálculo. Pero las conexiones entre electrodo y conductor de bajada pueden llegar a tener una resistencia considerable con el tiempo.
- La resistencia de contacto entre electrodo y suelo, cuando el electrodo está libre de grasa o pintura, es despreciable. Sin embargo la resistencia de contacto puede aumentar significativamente en terrenos secos, aumentando

rápida cuando el contenido de humedad disminuye por debajo de un 15%.

- Resistividad del terreno alrededor del electrodo. Introduciendo un electrodo en un terreno uniforme, la corriente se dispersará uniformemente alrededor del electrodo. La resistividad del terreno varía ampliamente según su composición y zonas climáticas, también varía estacionalmente, debido a que la resistividad se determina en gran proporción por el contenido de electrolito, consistente de agua, minerales y sales. Adicionalmente también varía con la temperatura. Algunos valores típicos de resistividades de suelos se resumen en la siguiente **tabla 3.1**.

**Tabla 3.1.- Valores típicos de resistividad en diferentes tipos de suelos.**

TIPO DE SUELO	RESISTIVIDAD ( $\Omega$ -m)
Suelo de superficie, greda, etc	1 - 50
Arcilla	2 - 100
Arena y grava	50 - 1.000
Piedra caliza de superficie	100 - 10.000
Piedra caliza	5 - 4.000
Esquisto o pizarra	5 - 100
Piedra arenisca	20 - 2.000
Granito, basalto	1.000

### 3.3.1 Reducción de Valores de Resistencia de Conexión a Tierra en Torres de Transmisión

Debido a que el valor de resistencia de conexión a tierra se ve afectado por las características del terreno, arreglos de las varillas de tierra y las conexiones entre ellas, los métodos de mejoramiento de los valores de resistencias de conexión a tierra en torres de transmisión hacen uso de los puntos mencionados anteriormente. Para las características del terreno se usan métodos para disminuir la resistividad del terreno por medio de sales o productos químicos. Con los arreglos de varillas de tierra se recomiendan tanto número como disposición de varillas para disminuir la resistencia de conexión para ciertas resistividades de terreno. Y por último, se recomiendan tipos de uniones para asegurar que las conexiones no pierdan sus características.

### 3.3.2 Métodos de Mejoramiento

A continuación se enumeran algunos de los métodos usados para reducir o mejorar los valores de conexiones a tierra:

**1) Electrodo profundo.**- Cuando el terreno es penetrable se puede usar este método para mejorar el valor de resistencia de tierra. A mayor profundidad se tienen mejores valores de resistividad del terreno, especialmente en terrenos donde se tienen los mantos freáticos no muy profundos. Debido a las longitudes de electrodos y los métodos para enterrar las varillas, este método puede resultar antieconómico y muy poco práctico

**2) Electrodo múltiples en paralelo.**- Cuando se tienen valores de la resistividad del terreno de las capas superiores más baja que la de las capas más profundas o en casos donde no se puedan obtener las profundidades adecuadas de las varillas de tierra, se recomienda el uso de dos o más electrodos en paralelo.

**3) Contraantenas** - En terrenos donde no es posible la penetración de varillas teniéndose un manto delgado de suelo sobre subsuelo de roca, se recomienda el uso de conductores enterrados a baja profundidad a lo largo de zanjas construidas específicamente para contener al conductor.

**4) Hormigón armado** - El hormigón armado puede considerarse como electrodo metálico inmerso en un medio razonablemente homogéneo (el hormigón), cuya resistividad esta en el orden de los 30  $\Omega$ -m. El hormigón, a su vez está inmerso en el terreno, cuya resistividad puede variar desde 1 hasta 1,000  $\Omega$ -m. La relación de resistividades de hormigón y terreno determina la resistencia de dispersión a tierra resultante.

**5) Reducción de la resistividad del suelo mediante procedimientos artificiales.**- En algunos terrenos con alta resistividad, las prácticas de los métodos resumidos anteriormente pueden resultar prácticamente imposibles de aplicar para obtener valores de resistencia de conexión a tierra aceptables. En estos casos puede resultar aceptable el uso de procedimientos para reducir artificialmente la resistividad del terreno que circunda al electrodo de tierra. Los métodos más usados se resumen a continuación :

**5.1 Agregado de sales simples** - Un método simple de tratamiento químico de suelos es mediante sales. Esta se dispersa en una zanja alrededor del electrodo de tierra formando un círculo y tapada con tierra, sin llegar a tener contacto directo con el electrodo, como se muestra en la **figura 3.5**. El sulfato de magnesio, el sulfato de cobre y la sal común (cloruro de sodio), son sales que pueden utilizarse para este propósito. Una de las desventajas de este método es la degradación que existe durante las lluvias, que drenan la sal a través de la porosidad del suelo y la corrosión de la varilla. Por lo que este método no se recomienda.

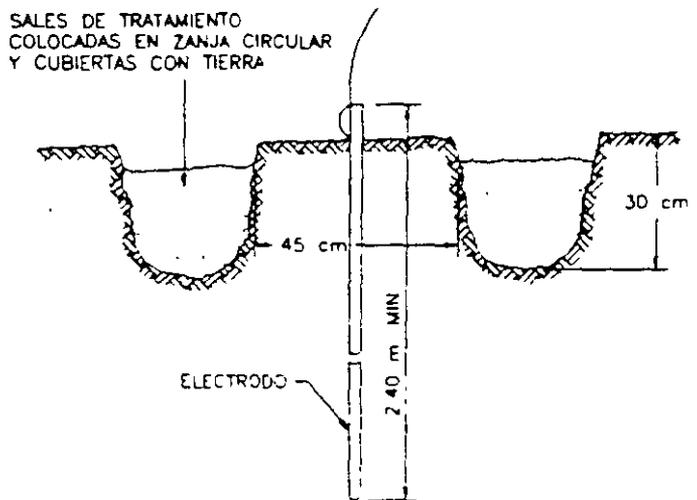


Figura 3.5.- Agregado de sales simples en zanja alrededor del electrodo de tierra.

**5.2 Agregado de coque** - La resistividad del coque es de aproximadamente  $1.3 \Omega\text{-m}$  y además es independiente del contenido de humedad, pero al colocarse en el terreno se hace dependiente de la humedad debido al resto del terreno. Una de las desventajas del uso del coque y de la sal es su efecto corrosivo, el cual disminuye la vida del electrodo de tierra

**5.3 Aporte de sales "gel"** - Este método consiste en irrigar el terreno con dos o mas sales combinadas con una solución acuosa y acompañadas de catalizadores que reaccionan entre sí formando un precipitado en forma de "gel" estable, con una elevada conductividad eléctrica. Esta mezcla es resistente a los ácidos del terreno y es insoluble en agua, lo que le da al método un mayor tiempo de permanencia

**5.4 Inyección de bentonita** - Este método consiste en el uso de la bentonita en grietas naturales formadas alrededor del electrodo de tierra o formando una capa alrededor de este. La bentonita es un mineral de composición compleja, básicamente arcilla de notables características higroscópicas, un buen conductor de electricidad y que además protege al electrodo de la corrosión.

### 3.3.3 Recomendaciones para diferentes Resistividades del Terreno

Los métodos básicos de conexiones de tierra en líneas de transmisión son: a) el uso de varillas de conexión de tierra de 19 mm de diámetro y 3 metros de longitud, enterradas verticalmente, interconectadas con longitudes cortas de conductores y unidas a las patas de las estructuras y b) el uso de contraantenas, las cuales consisten de uno o varios conductores enterrados horizontalmente en zanjas de 30 cm de profundidad y unidos a las patas de la estructura.

Desde el punto de vista práctico el método más usado para reducir el valor de resistencia a tierra es el uso de contraantenas. Estas se recomiendan usar en casos en que la resistividad del terreno sea mayor a 200  $\Omega$ -m. Estas se caracterizan por una impedancia inicial entre 150 y 200 Ohms (impedancia característica). Su comportamiento al impulso de rayo presenta esta impedancia inicial que disminuye exponencialmente después de un tiempo aproximado a 1  $\mu$ s, como se muestra en la figura 3.6. Después de este tiempo la impedancia decrece a valores de la resistencia de conexión a tierra en estado estable. Este comportamiento al impulso de la impedancia nos da las longitudes máximas efectivas para el diseño de contraantenas, por ejemplo, si consideramos una contraantena de 50 m de largo (considerando un tiempo de viaje de la onda de corriente del rayo de 300 m/ $\mu$ s), se tiene que en 1  $\mu$ s la onda viajara 300 m, 6 veces la longitud de la contraantena

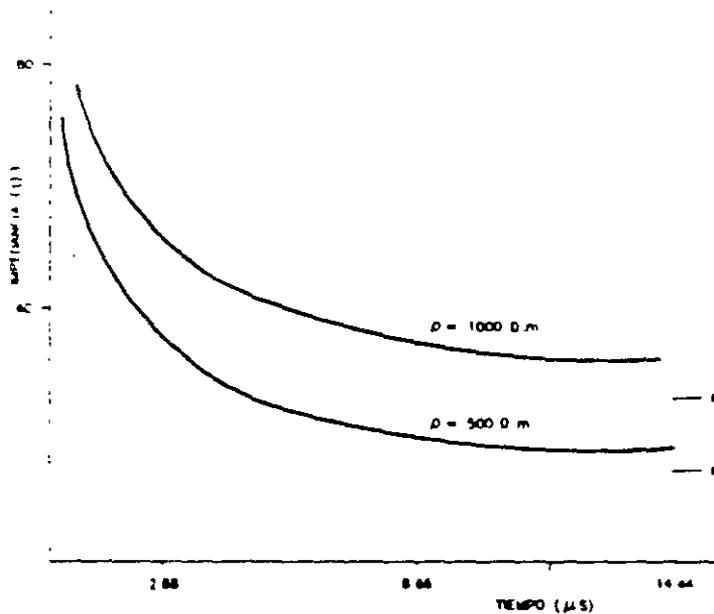


Figura 3.6.- Comportamiento al impulso de la impedancia de contraantenas.

Del comportamiento descrito anteriormente, la longitud de las contraantenas se puede limitar a valores característicos dependientes de la resistividad del terreno. En la figura 3.7 se muestra la relación entre la longitud eficaz de contraantenas y resistividad del terreno

La longitud eficaz de contraantenas deberá estar comprendida entre 20 y 70 m y su multiplicidad entre 2 y 4

El uso de contraantenas en torres de transmisión se puede resumir con la recomendaciones mostradas en la tabla 3.2 y figuras 3.8 y 3.9.

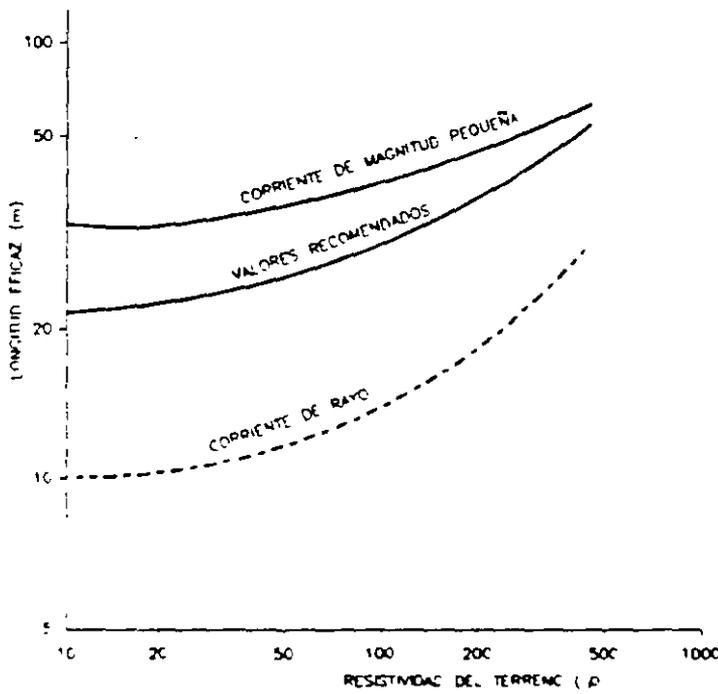


Figura 3.7.- Relación entre la longitud eficaz de contraantenas y resistividad del terreno.

Tabla 3.2.- Configuraciones de contraantenas para diferentes resistividades del terreno.

RESISTIVIDAD DEL TERRENO ( $\Omega \cdot m$ )	CONFIGURACION DE CONTRAANTENA
<300	Dos contraantenas de 30 m de longitud en patas opuestas (ver fig. 3.8)
300 - 500	Dos contraantenas de 45 m de longitud en patas opuestas (ver fig. 3.8)
500 - 1000	Cuatro contraantenas de 30 m de longitud (ver fig. 3.9)
1000 <	Cuatro contraantenas de 50 m de longitud (ver fig. 3.9)

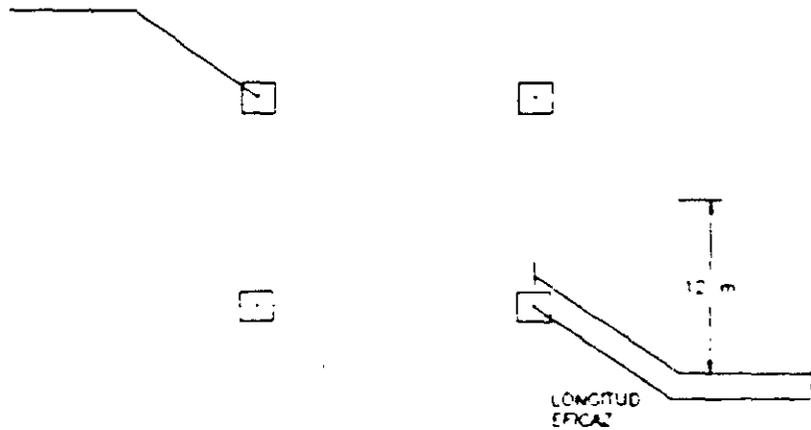


Figura 3.8.- Configuración de dos contraantenas.

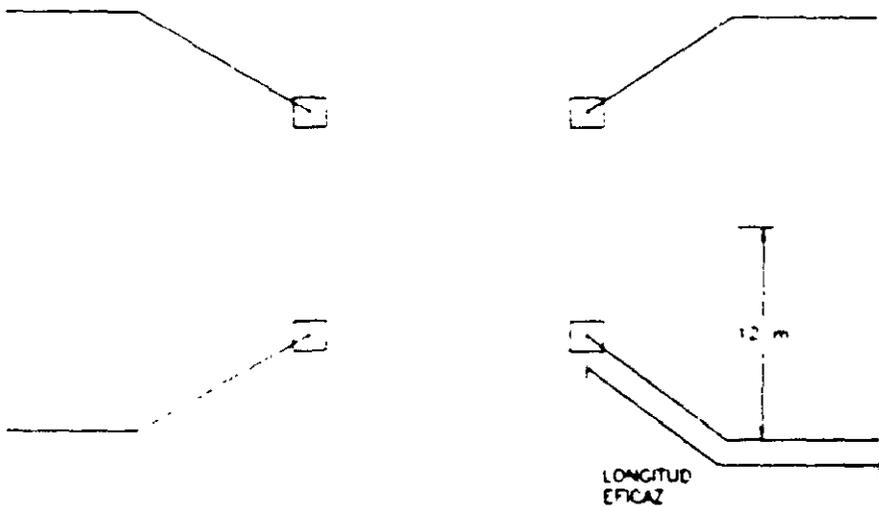
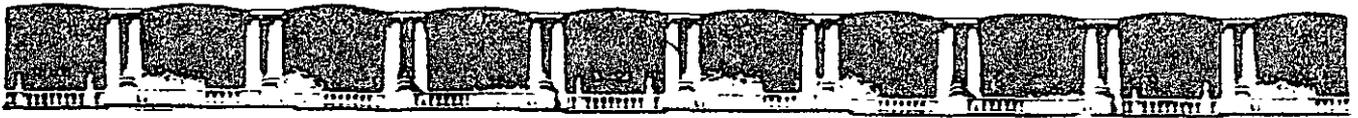


Figura 3.9.- Configuración de cuatro contraantenas.

Estas recomendaciones dan un enfoque general de las conexiones de tierra en las torres de transmisión, la solución para cada línea dependerá del nivel de confiabilidad deseado, la variación de la resistividad del terreno a lo largo de la línea y de la densidad de rayos a tierra



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

CA 188

TEMA

DETERMINACIÓN DE LA DISTANCIA  
ESPECÍFICA DE FUGA DE CADENA  
DE AISLADORES EN FUNCIÓN DE  
LOS TIPOS Y NIVELES DE  
CONTAMINACIÓN

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

## 5. DETERMINACION DE LA DISTANCIA ESPECIFICA DE FUGA DE CADENA DE AISLADORES EN FUNCION DE LOS TIPOS Y NIVELES DE CONTAMINACION

---

La contaminación del aislamiento consiste en el depósito paulatino de partículas contaminantes sobre su superficie. Cuando la contaminación en el aislador se ve sujeta a procesos de humectación por niebla, rocío o una llovizna muy ligera, dependiendo del tipo de partículas, se llegan a reducir las distancias dieléctricas del aislamiento provocando el flameo.

### 5.1 Fenómeno de Flameo en Aisladores debido a Contaminación

El flameo por contaminación es un fenómeno dinámico que se presenta en varias etapas. En las figuras 5.1a y b, se muestran en forma esquemática estas etapas.

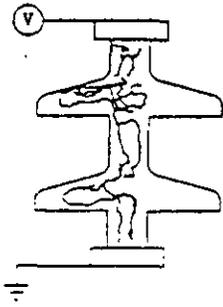
### 5.2 Relación entre los Niveles de Contaminación y las Distancias Específicas de Fuga Mínimas Nominales

De acuerdo a la norma IEC-815, se definen cualitativamente 4 niveles de contaminación. Estos niveles de contaminación se han correlacionado, a través de pruebas en laboratorio, con algunos valores de **Densidad Equivalente de Sal Depositada (DESD)**.

El alcance de la norma IEC-815, para la aplicación del criterio de la distancia específica de fuga, considera a aisladores tipo "long-rod", aisladores de calavera y bola, aisladores tipo poste, aisladores para subestación y boquillas. No se incluye todo tipo de aislamiento con vidriado semiconductor o recubierto. En la tabla 5.1, se muestra la relación que existen entre algunos ambientes típicos y los niveles de contaminación establecidos en la publicación IEC-815.

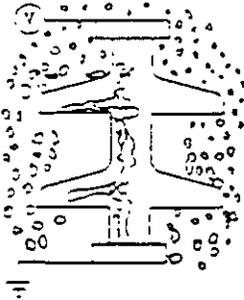
De la tabla 5.1 es conveniente destacar tres aspectos:

- a) Solamente se da una descripción general de los ambientes típicos.
- b) No se incluyen otras condiciones ambientales extremas como hielo y nieve en ambientes con contaminación alta, zonas áridas o zonas con altos niveles de precipitación pluvial.
- c) Los ambientes típicos pueden estar más identificados con localidades de Europa y Norteamérica.

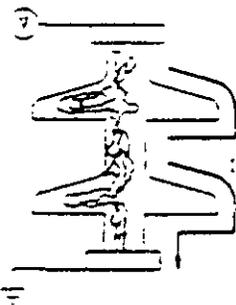


Formación de capa o película contaminante sobre la superficie del aislamiento. La formación de la capa depende de:

- Tamaño y composición de las partículas
- Fuerzas sobre las partículas
- Acabado superficial del aislamiento
- Propiedades aerodinámicas del aislamiento.



Humectación de la película contaminante por procesos naturales como la niebla, rocío o una llovizna ligera

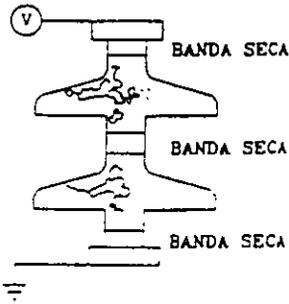


Circulación de corriente de vanos microamperes a través de superficies contaminadas húmedas las cuales actúan como medios electrolíticos.

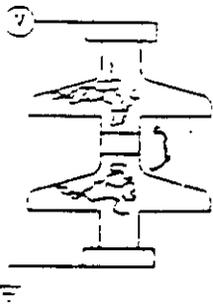


Disipación de energía por efecto Joule ( $I^2R$ ) por circulación de corriente, se manifiesta con la evaporación de zonas húmedas. Donde la circulación de corriente es mayor la evaporación es mayor.

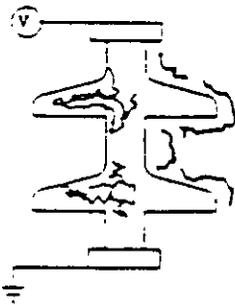
Figura 5.1a.- Procesos de formación de flameo por contaminación de un aislador.



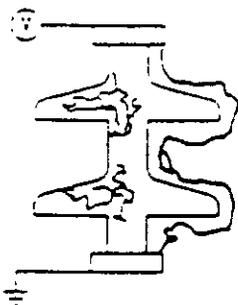
Formación de zonas o bandas secas en donde hubo mayor evaporación de humedad, estas zonas presentan una alta resistencia eléctrica. Se presentan elevados gradientes de voltaje en los extremos de las bandas secas debido a la tensión nominal.



Formación de descargas eléctricas (arcs) en la superficie del aislamiento, debido a los esfuerzos eléctricos concentrados en los extremos de las bandas secas. Estas descargas implican picos de corriente que pueden mantener o provocar la formación de otras bandas secas.



La formación de otras bandas secas favorecen la creación de nuevas descargas eléctricas superficiales.



Aparición de un arco de potencia cuando las descargas llegan a encadenarse. Esto implica la circulación de una corriente de varios kiloamperes.

Figura 5.1b.- Procesos de formación de flameo por contaminación de un aislador.

Tabla 5.1. Relación de ambientes típicos y niveles de contaminación

NIVEL DE CONTAMINACION	EJEMPLOS DE AMBIENTES TIPICOS
I LIGERA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Areas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción</li> <li>- Areas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias.</li> <li>- Areas agricolas<sup>1</sup></li> <li>- Areas montañosas</li> </ul> <p>Todas estas áreas deben estar situadas por lo menos a 10 o 20 km del mar y no deben estar expuestas a vientos directos del mar<sup>2</sup></p>
II MEDIA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Areas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con calefacción</li> <li>- Areas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias</li> <li>- Areas expuestas a vientos del mar pero no demasiado cerca de la costa (por lo menos varios kilómetros de distancia)<sup>2</sup>.</li> </ul>
III ALTA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Areas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de equipos de calefacción que producen contaminación.</li> <li>- Areas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos del mar<sup>2</sup>.</li> </ul>
IV MUY ALTA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Areas de extensión moderada sujetas a polvos conductores y a humos industriales que producen gruesos depósitos de polvos conductores</li> <li>- Areas de extensión moderada muy cercanas a la costa y expuestas a la brisa del mar o a vientos contaminantes y muy fuertes provenientes del mar</li> <li>- Areas desérticas caracterizadas por grandes periodos sin lluvia, expuestas a vientos muy fuertes que llevan arena y sal y sujetas a condensación regular.</li> </ul>

1 El uso de fertilizantes por aspersión o la quema de residuos de cosechas puede llevar a estas áreas a niveles de contaminación altos, debido a la dispersión por vientos.

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

### 5.3 Distancia Específica de Fuga Mínima Nominal en Función del Nivel de Contaminación

La distancia de fuga de un aislador es la distancia más corta, o la suma de las distancias más cortas, a lo largo del contorno de las superficies externas del material aislante (porcelana, vidrio templado, etc.)<sup>1</sup>.

La distancia específica de fuga de fase a fase o de fase a tierra, se define como la relación entre la distancia de fuga total del aislamiento y el voltaje máximo fase a fase del sistema o de fase a tierra, respectivamente.

Para la selección primaria y adecuada del número de aisladores de porcelana o vidrio templado, que se utilizarán en cadenas expuestas a ambientes contaminados, en la publicación IEC-815 se considera que la distancia específica de fuga de la cadena debe ser igual o mayor a la distancia específica de fuga mínima nominal para cada nivel de contaminación. En la tabla 5.2 se muestran los valores de la distancia específica de fuga mínima nominal, así como los valores de DESD asociados para cada nivel de contaminación, de acuerdo con la publicación IEC-815.

Tabla 5.2.- Relación de las distancias de fuga mínima nominal y valores de DESD para cada nivel de contaminación.

NIVEL DE CONTAMINACION	DESD (mg/cm <sup>2</sup> ) ASOCIADA DE ACUERDO A IEC- 815 <sup>2</sup>	DISTANCIA ESPECIFICA DE FUGA MINIMA NOMINAL <sup>3</sup> (mm/kV)	
		FASE - FASE	FASE - TIERRA
I LIGERA	0.03 - 0.06	16	28
II MEDIA	0.10 - 0.20	20	35
III ALTA	0.30 - 0.60	25	43
IV MUY ALTA <sup>4</sup>	> 0.80 <sup>5</sup>	31	54

En la especificación CIGRE 322/02 de 1995 se menciona que en el caso de aisladores de suspensión de porcelana o vidrio templado la distancia medida sobre la superficie del cemento no debe considerarse como parte de la distancia de fuga.

- 2 La relación entre el nivel de contaminación y la Densidad Ecuivalente de Sal Depositada (DESD) en pruebas de contaminación artificial realizadas de acuerdo al método de la capa sólida (niebla limpia) de la norma internacional IEC-507 es válida solamente para aisladores de cascavera y bota y para aisladores tipo "long rod".
- 3 Las experiencias han mostrado que el criterio de la "distancia específica de fuga mínima nominal", el cual implica, ante la contaminación, un compromiso lineal entre el voltaje de aguante y la distancia de fuga, se puede aplicar a casi todos los aisladores usados o existentes en los sistemas eléctricos (IEC 815).
- 4 En caso de que la contaminación sea sumamente severa, la distancia específica de fuga mínima nominal de 31 mm/kV puede no ser adecuada. Dependiendo de las experiencias en campo y/o de los resultados de las pruebas de laboratorio, se pueden usar valores superiores a 31 mm/kV, aunque en algunos casos es adecuado considerar la práctica de algún programa de mantenimiento como el lavado o el uso de recubrimientos (IEC 815).
- 5 Este valor no aparece en la publicación IEC-815 de 1986, sin embargo, está considerado dentro de los documentos de soporte técnico para la revisión de esta publicación. Cfr. R. G. Hougate "Polluted Insulator Application Guide" CIGRE Task Force 33.04.01. March 1995.

#### 5.4 Determinación del Número de Aisladores de una Cadena en Función de la Distancia Especifica de Fuga

El cálculo del número de aisladores, tomando en cuenta el efecto de la contaminación, puede realizarse con los valores de la distancia especifica de fuga mínima nominal de cada uno de los niveles de contaminación esperados y utilizando las siguientes expresiones:

$$D_{tc} = D_{mn} V_m k$$

donde:

- $D_{tc}$  = Distancia de fuga total de la cadena en mm
- $D_{mn}$  = Distancia de fuga mínima nominal en mm/kV, tomada de la tabla 5.2.
- $V_m$  = Voltaje máximo del sistema en kV
- $k$  = Factor de corrección por diámetro que toma el valor de 1 para el caso de aisladores de suspensión.

y

$$NA = \frac{D_{tc}}{D_{ca}}$$

donde:

- NA = Número de aisladores de la cadena
- $D_{ca}$  = Distancia de fuga del aislador seleccionado, tomado de los datos de catálogo del fabricante, en mm.

Es conveniente aclarar que:

- a) Aunque se ha observado que, en la mayoría de los casos, hay una mejora operacional del aislamiento cuando se instala en posición inclinada u horizontal, no debe emplearse ningún factor de corrección por posición.
- b) En caso de aislamiento de equipo, debe usarse el Voltaje Máximo de Diseño del equipo ( $V_d$ ) en lugar de  $V_m$ .
- c) Cuando se trata de aisladores tipo poste el factor de corrección  $k$  puede adoptar los siguientes valores:

$k = 1$	para $D_m < 300$
$k = 1.10$	para $300 \leq D_m \leq 500$
$k = 1.2$	para $D_m > 500$

en donde  $D_m$  es el diámetro promedio del aislamiento.

Aunado a lo anterior, la selección adecuada del número de aisladores, en función de la distancia especifica de fuga, debe considerar que:

- a) Pueden existir limitaciones en las distancias dieléctricas de fase a tierra de las torres.
- b) Puede resultar poco atractivo, desde el punto de vista económico, instalar el número de aisladores calculados.

En estos casos, resulta conveniente valorar alguna de las opciones que se mencionarán en la sección 5.6.

### 5.5 Distancias Específicas de Fuga con Diferentes Opciones de Aislamiento

De la tabla 5.3 a la tabla 5.5 se muestran los valores de las distancias específicas de fuga por kV para cada nivel de tensión y diferentes niveles de contaminación, definidos conforme a la publicación IEC-815. Estos valores se dan considerando desde el mínimo hasta el máximo número de aisladores en las cadenas de 115, 230 y 400 kV, que emplea la CFE en sus líneas de transmisión de potencia. Se incluyen únicamente tres tipos de aisladores los cuales pueden resultar más adecuados para su instalación, en base a sus características dimensionales. En el caso de las cadenas con aisladores tipo niebla (28SV111C y 32SPC111, dados con la nominación en centímetros), el número de aisladores considerado en la cadena incluye un aislador tipo estándar, conforme a la práctica de CFE para facilitar las labores de mantenimiento de las líneas.

### 5.6 Alternativas para Evitar el Flameo en Aisladores debido a Contaminación

En el fenómeno de flameo de aisladores contaminados intervienen tres agentes: alta tensión, depósitos contaminantes y humedad. Cuando se inhibe o se minimiza la acción de uno de los tres agentes anteriormente citados, en algunos casos, no existe probabilidad de que se presente el flameo por contaminación.

Las alternativas para evitar el flameo de los aisladores se puede dividir en tres grupos:

- a) Minimización de la acumulación del contaminante.
  - Lavado periódico
  - Perfiles aerodinámicos
- b) Reducción de los esfuerzos eléctricos.
  - Mayor número de aisladores en las cadenas
  - Aisladores con grandes distancias de fuga (aisladores tipo niebla)
  - Extensores de la distancia de fuga
- c) Prevención de la humectación de la capa contaminante

Esto se puede lograr con:

- Aisladores con propiedades semiconductoras
- Aisladores de tipo sintético
- Aisladores recubiertos con grasas de petróleo o silicón
- Aisladores con recubrimiento elastomérico de silicón

Antes de la aplicación de una alternativa, para evitar el flameo de los aisladores, se hace necesario un análisis técnico-económico de diversas opciones.

Para hacer una selección primaria del aislamiento para zonas con contaminación, internacionalmente se ha adoptado el criterio de la **distancia específica de fuga** en función de un nivel de contaminación. Este criterio, que se encuentra contenido en la publicación 815 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), está basado en el valor del esfuerzo eléctrico superficial adecuado para un nivel dado de contaminación.

Tabla 5.3.- Distancias específicas de fuga para aislamiento en 115 kV.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA	TENSION MAXIMA DEL SISTEMA	NIVEL DE CONTAMINACION	mm/kV MINIMOS REQUERIDOS	AISLADORES		mm/kV OBTENIDOS DE FASE A TIERRA	
				No.	TIPO*		
115 kV	123 kV	LIGERA	29	7	27SVC111	29	
					28SC111C	42	
					32SPC111	56	
		MEDIA	35	8	43	27SVC111	33
						28SC111C	48
						32SPC111	64
		ALTA	43	9	54	27SVC111	37
						28SC111C	54
						32SPC111	73
		MUY ALTA	54				

(\*) Tipo de aislador abreviado con las dos primeras cifras indicando el diámetro del aislador en centímetros, S - tipo suspensión, P - porcelana, V - vidrio, N - niebla, C - calavera y bola y los últimos tres dígitos indican la resistencia electromecánica en kilonewtons.

Tabla 5.4.- Distancias especificas de fuga para aislamiento en 230 kV.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA	TENSION MAXIMA DEL SISTEMA	NIVEL DE CONTAMINACION	mm/kV MINIMOS REQUERIDOS	AISLADORES		mm/kV OBTENIDOS DE FASE A TIERRA
				No.	TIPO	
230	245	LIGERA	28	14	27SVC111	29
					28SC111C	43
					32SPC111	58
		MEDIA	35	15	27SVC111	31
					28SC111C	46
					32SPC111	63
		ALTA	43	16	27SVC111	33
					28SC111C	49
					32SPC111	67
		MUY ALTA	54	16	27SVC111	33
					28SC111C	49
					32SPC111	67

Tabla 5.5.- Distancias especificas de fuga para aislamiento en 400 kV.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA	TENSION MAXIMA DEL SISTEMA	NIVEL DE CONTAMINACION	mm/kV MINIMOS REQUERIDOS	AISLADORES		mm/kV OBTENIDOS DE FASE A TIERRA		
				No.	TIPO			
400	420	LIGERA	28	22	27SVC111	25		
					28SV111C	40		
					32SPC111	54		
		MEDIA	35	23	27SVC111	28	28SV111C	41
						32SPC111	57	
						27SVC111	29	
		ALTA	43	24	28SV111C	43	32SPC111	59
						27SVC111	30	
						28SV111C	46	
		MUY ALTA	54	25	32SPC111	62	27SVC111	31
						28SV111C	47	
						32SPC111	64	

## 7. CASOS ESPECIALES EN LA OBTENCION DE LAS DISTANCIAS EN AIRE MINIMAS PERMISIBLES

---

La rigidez dieléctrica es una característica de los aislamientos de equipos eléctricos, ésta se representa con un valor de voltaje que al aplicarlo no produce el rompimiento del dieléctrico o descarga disruptiva. La rigidez dieléctrica se determina con pruebas con la aplicación de voltajes de impulso, como ejemplo tomemos el voltaje  $V_{50}$  el cual corresponde a aquel voltaje que el equipo soportará con un 50% de probabilidad de producir rompimiento del dieléctrico.

La coordinación de aislamiento es el balance entre los esfuerzos eléctricos sobre el aislamiento y el soporte del dieléctrico del aislamiento. El procedimiento de coordinación de aislamiento comprende la selección de voltajes de soporte de equipo eléctrico considerando los voltajes que puedan aparecer como transitorios en el sistema eléctrico. Para obtener una coordinación de aislamiento adecuada se deben de tomar en cuenta las características de los dispositivos que se usarán como protección.

La distancia dieléctrica en aire es uno de los parámetros prácticos de importancia en el diseño de la coordinación de aislamientos, esta distancia se determina a partir de pruebas del rompimiento en aire de diferentes tipos de electrodos bajo impulso por rayo.

Los aislamientos de fase a tierra y de fase a fase se definen de acuerdo a las distancias dieléctricas en aire como son las distancias entre fase y elemento conectado a tierra y entre fases, respectivamente.

El nivel básico de aislamiento al impulso por rayo, NBAI, se define como el voltaje al que se espera un 10% de probabilidad de flameo. El valor del NBAI se obtiene considerando una desviación estandar de 3% ( $\sigma$ ) obtenida de la curva de probabilidad de flameo y a la tensión crítica de flameo al impulso, TCF o  $V_{50}$ . Este se obtiene con la siguiente relación:

$$NBAI = TCF(1.0 - 1.3\sigma)$$

con lo que resultaría como  $NBAI = 0.961 TCF$ , este valor es inferior que el TCF.

### 7.1 Distancias Mínimas en Aire

Las distancias críticas a tierra se calculan en base a la operación con impulso por descargas atmosféricas hasta los niveles de 230 kV, en niveles arriba de 230 kV se considera la operación por impulso de maniobras la predominante para el cálculo de las distancias críticas. En la sección 4.0 se describieron las formulaciones para la obtención de las distancias a tierra para diferentes tipos de entrehierros en aire.

La altura mínima de un conductor de una línea de transmisión con respecto al nivel de tierra se obtiene con la siguiente relación:

$$h=5.0-1.4d$$

donde  $d$  es la distancia de fase a tierra (metros). La longitud de la cadena de aisladores se determina considerando el tipo de configuración, el ángulo de oscilación de la cadena y la flecha (la cual depende del claro y esfuerzo mecánico como peso y fuerza del viento). La distancia mínima entre apoyos o entre aisladores, se puede obtener con la siguiente expresión:

$$D \geq n_v \sqrt{fL} - 0.012 V$$

donde:

$n$  = factor que depende del material del conductor ( $n = 0.6$  para conductor de aluminio y  $0.5$  para conductor de cobre o ACSR)

$f$  = flecha del conductor (metros)

$L$  = longitud de la cadena de aisladores (metros),  $L = 0.0$  para aisladores tipo alfiler.

$V$  = tensión máxima de operación entre fases (kV)

Para líneas de transmisión que usan cadenas de aisladores en "V", la distancia  $D$  es la distancia entre centros de conductores y  $L$  es la distancia de fase a tierra. En los casos en que se tengan condiciones especiales en donde la suma de la flecha y la longitud de la cadena de aisladores en estructuras de suspensión sea mayor de 40 metros, la distancia  $D$  se obtiene como:

Para conductores de aluminio:  $D \geq 3.80 - 0.012 V$

Para conductores de cobre o ACSR:  $D \geq 3.2 - 0.012 V$

En la operación de líneas de transmisión se consideran diferentes casos especiales para cruzamientos y paralelismo entre líneas de transmisión. En los casos de cruzamiento con líneas de transmisión, calles públicas o carreteras, vías de ferrocarril, ríos navegables y otras líneas de energía o de comunicaciones, se deben de tomar medidas de seguridad en lo que respecta a las distancias mínimas en aire en donde la línea debe operar. También se deben de considerar estas medidas de seguridad para los casos de paralelismo entre líneas de alta tensión, con vías de ferrocarril, calles o carreteras, ríos navegables u otras líneas eléctricas, telegráficas o telefónicas. Estos casos especiales de cruzamiento y paralelismo se resumen a continuación:

- Linea de potencia
- Zona habitacional
- Río navegable
- Calles o carreteras
- Vías de ferrocarril
- Otras líneas eléctricas o de comunicaciones
- Ductos subterráneos

## 7.2 Cruzamiento de una Línea de Transmisión con una Vía de Ferrocarril no Electrificada

En el caso de líneas que cruzan vías de ferrocarril se debe guardar una distancia horizontal mínima a la vía y una altura de la línea con respecto a la vía, como se muestra en la figura 7.1. La altura mínima del conductor se obtiene como:

$$h=8.0+0.015 V$$

donde  $V$  es la tensión nominal de la línea entre fases en kV. Dependiendo de la orografía del terreno se pueden tener distancias horizontales de 3 m como mínimo.

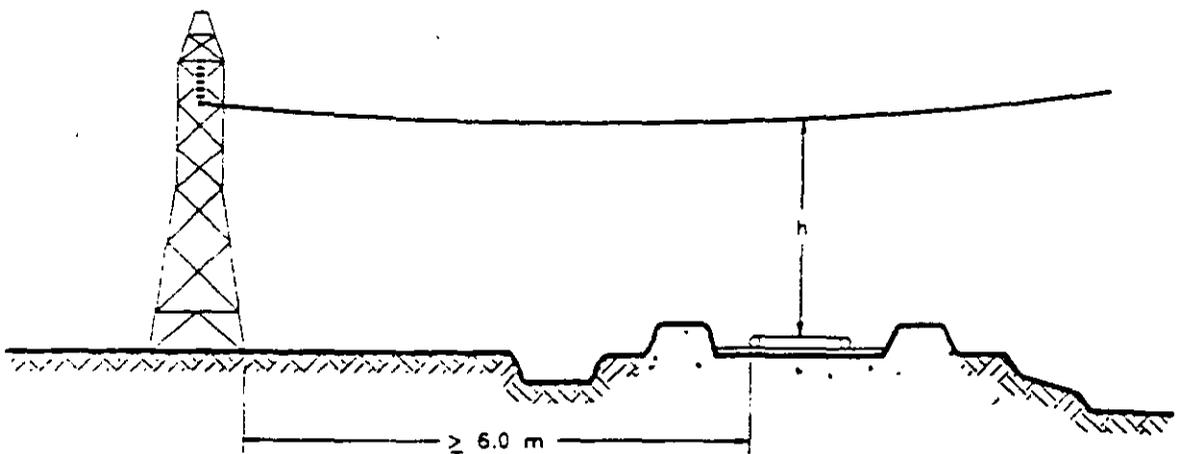


Figura 7.1.- Cruzamiento de una línea de transmisión con una vía de ferrocarril no electrificada

## 7.3 Cruzamiento de una Línea de Transmisión con una Vía de Ferrocarril Electrificada o Tranvía

En la figura 7.2 se muestra el tipo de cruzamiento y la distancia horizontal mínima requerida. La distancia horizontal se estima como en el inciso anterior ( $\geq 6$  m), la altura mínima del conductor de fase se obtiene de la siguiente fórmula:

$$d=1.5+0.015 V$$

para condiciones especiales se puede sustituir la constante de 1.5 por 1.0, y la distancia  $d$  se obtendría como:

$$d=1.0+0.015 V$$

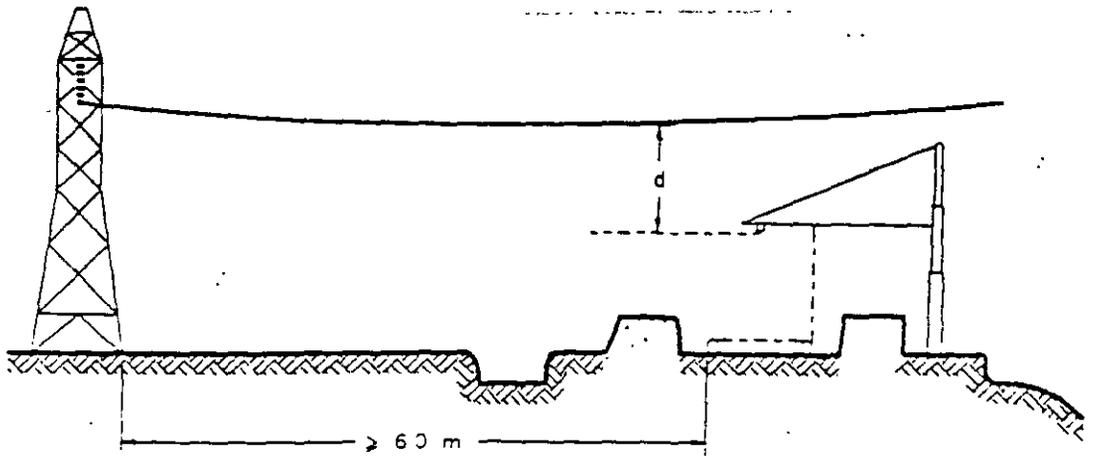


Figura 7.2.- Cruce elevado de una línea de transmisión con una vía de ferrocarril electrificada o tranvía

#### 7.4 Cruce de una Línea de Transmisión por una Autopista, Carretera o Calle

En estos casos las distancias horizontales se rigen por las disposiciones civiles que se encuentren vigentes en las zonas y por reglamentos de obras públicas e instalaciones eléctricas. En la figura 7.3 se muestran las distancias de fase a tierra y de estructura a inicio de autopista, carretera o calle. La altura mínima se puede calcular de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$h = 7.0 - 0.005 \sqrt{A}$$

Para la distancia A se recomiendan los siguientes valores:

Para autopistas y carreteras: A=15.0 m

Para avenidas o calles principales en ciudades: A = 15.0 m

Para calles en poblados: A= 7.0 m

Para calles de poca importancia en poblados como condición excepcional: A = 3.0 m

En redes de distribución, en derivaciones en esquinas: A=0.2 m

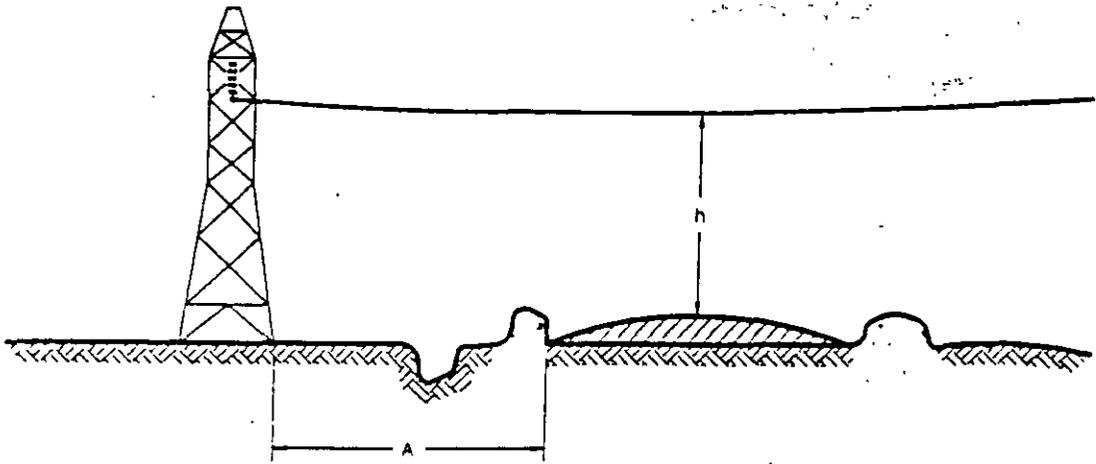


Figura 7.3.- Cruzamiento de una línea de transmisión por una autopista, carretera o calle

### 7.5 Cruzamiento de una línea de transmisión con un río navegable

En la figura 7.4 se muestra la disposición de las distancias mínimas horizontales de estructura a inicio de río y verticales o de alturas del nivel más alto del río a la fase más baja. La distancia horizontal mostrada en la figura 7.4 se considera para el caso de ríos navegables por pequeñas embarcaciones (como lanchas o lanchones), en donde la altura  $h$  está dada por:

$$h = 7.0 - 0.015 V$$

Para el caso de ríos navegables por buques de gran calado se debe de tomar la distancia mínima,  $d$ , desde la parte más alta del buque (mástil) hasta la fase del conductor más bajo cada por:

$$d = 3.0 - 0.01 V$$

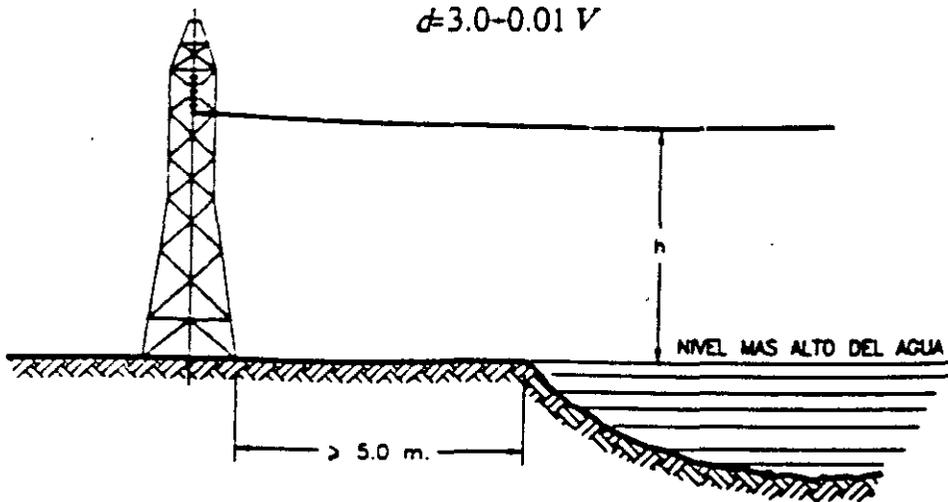


Figura 7.4.- Cruzamiento de una línea de transmisión con un río navegable

## 7.6 Cruzamiento entre Líneas de Transmisión

Se pueden presentar diferentes condiciones para el cruzamiento entre líneas, en general se recomienda que el ángulo de cruce entre líneas no sea menor de  $45^\circ$  entre ellas. En la figura 7.5 se muestran las distancias entre el conductor más cercano y la estructura, indicada con la letra A y la distancia entre conductores que se cruzan indicada con la letra B.

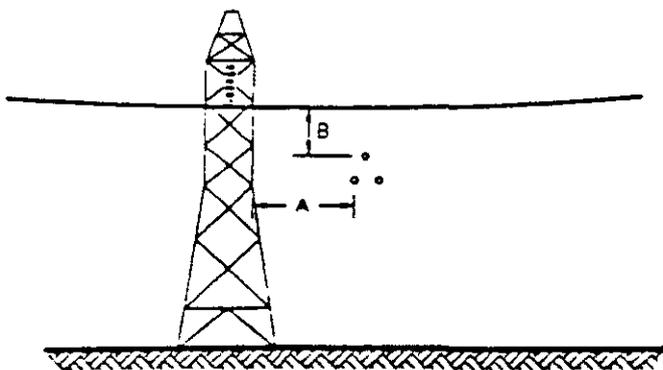


Figura 7.5.- Cruzamiento entre líneas de transmisión

Para líneas de tensión de hasta 161 kV fase a fase (línea que cruza), la distancia A se puede obtener como:

$$A \geq 3.0 - 0.015 V$$

Y para cualquier ángulo de cruzamiento, la distancia entre conductores, B, no debe ser menor a:

$$B \geq 1.5 - 0.02 V$$

donde V es la tensión en kV de fase a fase en la línea de tensión superior. Para líneas de transmisión de 230 kV y de 400 kV se emplean las siguientes expresiones:

$$A \geq 5.0 - \frac{V}{150}$$

y

$$B \geq 3.3 - \frac{V}{100}$$

donde V es la tensión máxima de diseño entre fases de la línea de transmisión de mayor tensión expresada en kV.

### 7.7 Líneas de Transmisión de Energía Paralelas

Para los casos en que dos líneas de transmisión sigan la misma dirección en secciones de derechos de vías compartidos o próximos se tiene un paralelismo entre líneas. Con excepción de las zonas de acceso a subestaciones eléctricas y plantas generadoras, las distancias mínimas entre líneas construidas en paralelo deben de guardar una distancia mínima entre conductores más próximos de 1.5 veces la altura del conductor más alto. En la figura 7.6 se muestran las distancias entre conductores más próximos,  $d$ , y la altura del conductor,  $h$ .

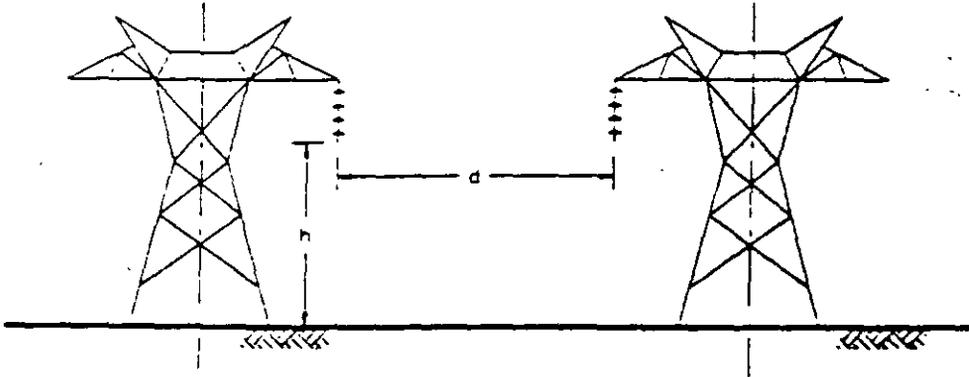


Figura 7.6.- Líneas de transmisión de energía paralelas

Para el caso en que se tengan dos sistemas compartiendo las mismas estructuras, como se muestra en la figura 7.7, el tendido de estas líneas sobre apoyos comunes se recomienda solo para sistemas de un mismo tipo de corriente (continua o alterna y a la misma frecuencia), la distancia mínima vertical entre conductores de ambas líneas en los puntos de apoyo y en las condiciones más desfavorables se deben obtener con las expresiones siguientes:

Para sistemas de hasta 69 kV:  $d \geq 1.5 + V/100$  (metros)

Para sistemas superiores a 69 kV:  $d \geq 3.3 + V/100$  (metros)

donde  $V$  es el voltaje de fase a fase (kV) de la línea de mayor tensión.

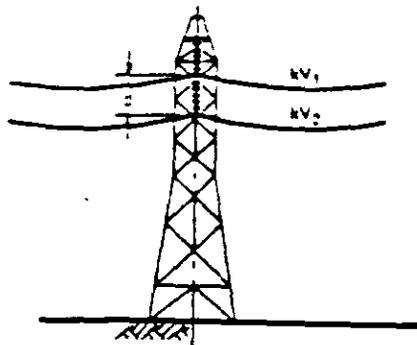


Figura 7.7.- Dos sistemas compartiendo la misma estructura

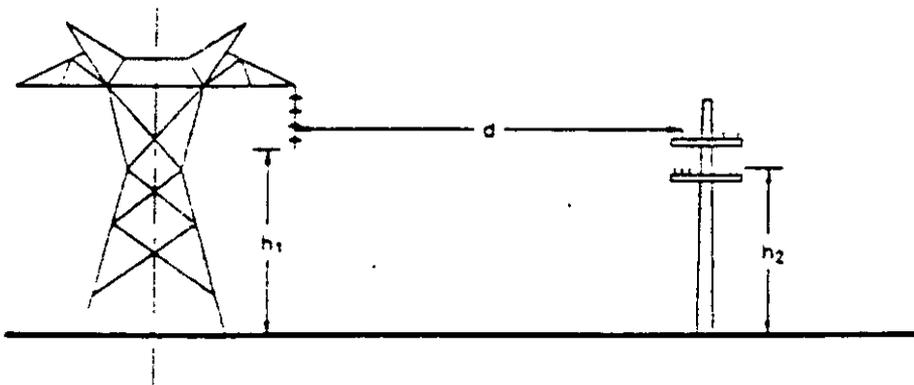
## 7.8 Líneas de Transmisión Paralelas a Líneas de Telecomunicación

El paralelismo entre líneas de transmisión de energía y líneas de telecomunicación (telefónicas y telegráficas) debe de evitarse en lo posible. Una de las razones primordiales para esta recomendación es la interferencia electromagnética sobre el sistema de telecomunicaciones producida por el sistema de alto voltaje (categorías B y C). En los casos en que se construyan con estas características se debe de mantener una distancia mínima, entre los trazos de los conductores más próximos de una y otra línea, igual a 1.5 veces la altura del conductor más alto de cualquiera de las líneas, **figura 7.8**. Además de que se tendrá que revisar el diseño y las distancias entre líneas de manera que se tengan los mínimos niveles de interferencia electromagnética permisibles en el sistema de telecomunicaciones. En la **figura 7.8** se muestran las alturas de los conductores de ambos sistemas:  $h_1$  y  $h_2$ , y la distancia entre conductores más próximos de ambos sistemas,  $d$ . En donde la distancia  $d$  (en metros) está dada por:

$$d \geq 1.5 h_1$$

y

$$h_1 > h_2$$



**Figura 7.8.- Líneas de transmisión paralelas a líneas de telecomunicación**

## 7.9 Paralelismo entre Líneas de Transmisión y Vías de Comunicación

Para el caso de líneas de transmisión que corran paralelas a vías de comunicación, calles, carreteras, autopistas y avenidas importantes en centros urbanos, deberán cumplir con las distancias entre extremos de estructuras y extremo de la calle o avenida. En la **figura 7.9** se muestra la distancia entre extremo de línea y extremo de calle, estas distancias deberán ser mayores a las que se enlistan a continuación :

Para carreteras y autopistas:  $d \geq 25.0$  m

Para carreteras vecinales, avenidas  
y calles principales en zonas urbanas:  $d \geq 15.0$  m

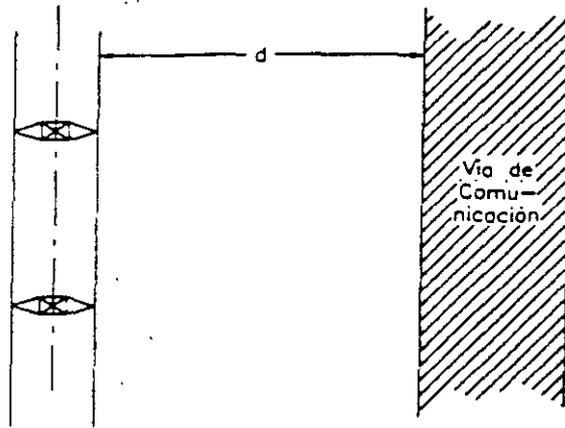


Figura 7.9.- Paralelismo entre líneas de transmisión y vías de comunicación

#### 7.10 Líneas Paralelas a Vías de Ferrocarril o Cursos de Agua Navegables

Para estos casos se recomienda una distancia entre conductor extremo y extremo más cercano de la vía, conductor o cauce, superior a 25 metros. Esta distancia se podrá reducir sólo en circunstancias topográficas excepcionales y previa justificación técnica.

#### 7.11 Cruce de Líneas de Transmisión por Zonas de Bosques, Arboles y Masas de Arbolado

En la figura 7.10 se muestra la distancia entre la línea de transmisión y la zona arbolada, la distancia toma en cuenta la posición del conductor con el máximo ángulo de oscilación en la línea de transmisión. Esta distancia se obtiene con la siguiente expresión:

$$d \geq 1.5 + \frac{V}{150}$$

donde V es la tensión nominal de fase a fase en kV. Adicionalmente se recomienda cortar todo árbol que constituya un peligro para la seguridad de la línea, esto puede ser debido a su posición inclinada. Se está considerando el crecimiento de los árboles en un periodo de 5 años.

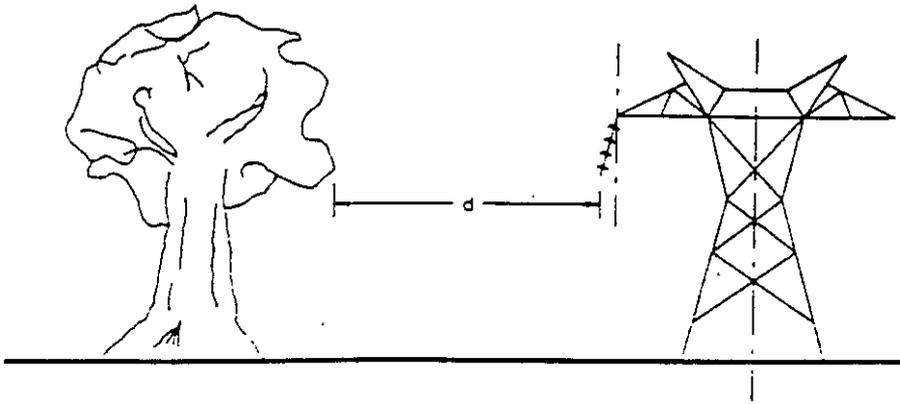


Figura 7.10.- Cruce de líneas de transmisión por zonas de bosques, árboles y masas de arbolado

#### 7.12 Cruce de Líneas de Transmisión por Edificios, Construcciones y Zonas Urbanas

En los casos en que una línea de transmisión atraviese zonas urbanas o construcciones con edificios, se deben conservar distancias entre el conductor más cercano a la construcción y la esquina del edificio más cercana a la línea, como se observa en la figura 7.11 y se describen con las expresiones siguientes, para puntos accesibles a personas se tiene:

$$d \geq 3.3 + \frac{V}{100}$$

esta distancia debe ser mayor de 2.0 metros para la categoría A (de 4.4 kV a 52 kV); 5.0 m para la categoría B (de 69 kV a 230 kV) y 7.0 m para la categoría C (de 400 kV a 765 kV) Para puntos no accesibles a personas tenemos la expresión:

$$d \geq 3.3 + \frac{V}{150}$$

esta distancia debe ser mayor de 2.0 m para la categoría A; 4.0 m para la categoría B y de 6.0 m para la categoría C.

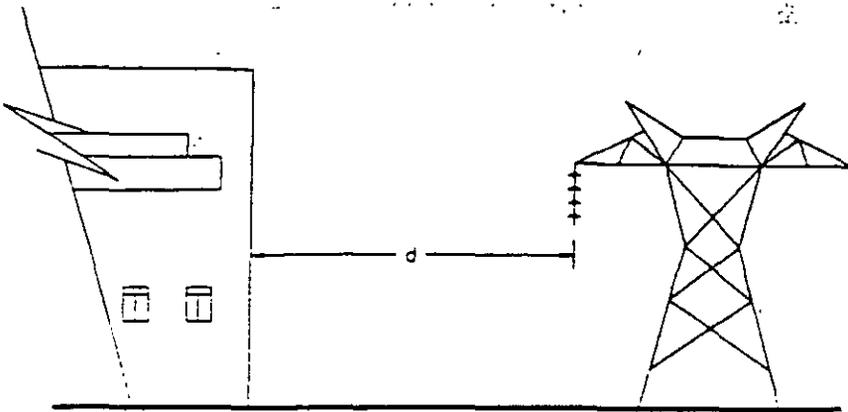


Figura 7.11.- Cruce de líneas de transmisión por edificios, construcciones y zonas urbanas

### 7.13 Derechos de Vía Compartidos con Ductos Subterráneos

Las líneas de transmisión comparten derechos de vía con ductos subterráneos (gasoductos u otro tipo de ducto metálico) en zonas en donde no se puede evitar la separación de derechos de vía. En este ambiente se generan campos electromagnéticos por las corrientes y voltajes de las líneas de transmisión de energía. Cuando el ducto corre paralelo a la línea de transmisión por cierta distancia, se pueden inducir voltajes en el ducto metálico debido al campo electromagnético producido por la o las líneas de transmisión.

Otro de los modos de acoplamiento en derechos de vía compartidos, se puede presentar por conducción a través del terreno. Existe la posibilidad de que corrientes de falla a tierra ocurran en torres cercanas a tuberías enterradas, con la consecuencia de generar potenciales cerca de la superficie del tubo. Estos potenciales son capaces de romper el dieléctrico de la cubierta aislante del tubo. Se puede tomar un valor típico de entre 2.0 a 3.0 kV de rompimiento del dieléctrico de la cubierta del tubo, con fines de evaluación de daño por este tipo de corrientes.

Desde el punto de vista de seguridad de personal se considera un voltaje máximo permisible de 15 V en la tubería. El método más eficiente de reducción del voltaje inducido es aumentar la distancia de separación entre la línea de transmisión y el ducto, cuando esta separación no es práctica, se usan técnicas de aterrizamiento de la tubería.

Para evitar los efectos de altos potenciales debido a condiciones de corriente de falla a tierra, se recomienda una separación de 10 m entre el sistema de tierras de la línea de transmisión (contraantenas y varillas de tierra) y la tubería. Aumentando el aislamiento de la línea no minimiza el efecto de la corriente de falla en la tubería, pero disminuye la probabilidad de que la falla ocurra en estos puntos.

Normalmente los ductos metálicos subterráneos se tienen protegidos contra corrosión con sistemas de protección catódica. Estos sistemas usan ánodos de sacrificio (magnesio o zinc) conectados en intervalos a lo largo de cierta longitud del ducto o concentrados. Si los ánodos son concentrados cerca de la línea de transmisión, esta protección puede producir corrosión de las bases de las torres de transmisión, sistemas de tierra y guías de anclas de torre.

## APENDICE C

### CALCULO DE LONGITUDES DE AISLAMIENTO PARA CONDICIONES DE SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFERICAS, CORRECCIONES AMBIENTALES Y NIVELES DE CONTAMINACION. EJEMPLOS DE APLICACION

---

En esta sección se da un ejemplo de aplicación sobre la determinación de las distancias mínimas entre conductores de fase y partes aterrizadas, considerando las sobretensiones de origen atmosférico en líneas de transmisión de 115 kV, 230 kV y 400 kV así como la corrección de las distancias por factores ambientales. Posteriormente se realiza el ejemplo para condiciones de contaminación.

#### C.1. Cálculo de la Longitud de Cadena de Aisladores para Condiciones Ambientales Normalizadas

Se consideran las condiciones atmosféricas normalizadas con presión atmosférica de 1013 mbar, humedad absoluta de 11 gr/m<sup>2</sup> y temperatura de 20°C.

##### PARA UNA LINEA DE 115 kV:

1. El nivel básico de aislamiento al impulso por rayo, **NBAI**, se obtiene por medio de la **tabla 4.2** (página 48), en donde encontramos que para una línea de 115 kV tenemos un nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo (**NBAI**), en un intervalo de aire, de 550 kV.

2. Por otro lado, el nivel básico de aislamiento al impulso debido a sobretensiones de origen atmosférico, (**NBAI** o  $V_{10\%}$ ) está dada por la expresión:

$$V_{10\%} = V_{50\%} (1 - 1.3\sigma)$$

donde  $\sigma$  es igual a 3%, por lo que el **NBAI** es igual a  $0.961 \times V_{50\%}$ , donde  $V_{50\%}$  es el voltaje crítico de flameo, obtenido como el 50% de probabilidad de flameo del aislamiento eléctrico para condiciones atmosféricas normalizadas. Por lo que el voltaje crítico de flameo al impulso por rayo se obtiene como:

$$V_{50\%} = V_{10\%} / (1 - 1.3\sigma) = 550 / 0.961 = 572.32 \text{ kV}$$

3. Para el cálculo de la longitud de aislamiento podemos usar la siguiente expresión, (descrita en la sección 4.2, página 46):

$$V_{50\%} = k_r d \quad (\text{kV})$$

donde "k<sub>r</sub>" es un factor geométrico de entrehierros que se obtiene de la **tabla 4.1** (página 47) y que depende del tipo de torre empleada; "d" es la distancia mínima entre conductores de fase y partes aterrizadas, expresada en metros. Para nuestro ejemplo tenemos que k<sub>r</sub> = 550. Por lo que la distancia se obtiene como:

$$d = V_{50\%} / k_r = 572.32/550 = 1.04 \text{ m}$$

Por lo que la distancia mínima requerida de fase a tierra para la línea de 115 kV será de 1.04 m.

#### PARA UNA LINEA DE 230 kV:

1. Por medio de la **tabla 4.2** encontramos que para una línea de 230 kV tenemos un nivel básico de aislamiento a impulso por rayo (NBAI) de 1050 kV.

2. El nivel básico de aislamiento al impulso debido a sobretensiones de origen atmosférico, (NBAI o V<sub>10%</sub>) está dada por la expresión:

$$V_{10\%} = V_{50\%}(1 - 1.3\sigma)$$

condonde  $\sigma$  es igual a 3%, por lo que el NBAI es igual a 0.961xV<sub>50%</sub>. Por lo que el voltaje crítico de flameo al impulso por rayo se obtiene como:

$$V_{50\%} = V_{10\%} / (1 - 1.3\sigma) = 1050/0.961 = 1092.61 \text{ kV}$$

3. Para el cálculo de la longitud de aislamiento podemos usar la siguiente expresión, (descrita en la sección 4.2, página 46):

$$V_{50\%} = k_r d \quad (\text{kV})$$

donde "k<sub>r</sub>" es un factor geométrico de entrehierros que se obtiene de la **tabla 4.1** (página 47) y que depende del tipo de torre empleada; "d" es la distancia mínima entre conductores de fase y partes aterrizadas, expresada en metros. Para nuestro ejemplo tenemos que k<sub>r</sub> = 550. Por lo que la distancia se obtiene como:

$$d = V_{50\%} / k_r = 1092.61/550 = 1.986 \text{ m}$$

Por lo que la distancia mínima requerida de fase a tierra para la línea de 230 kV será de 1.986 m.

**PARA UNA LINEA DE 400 kV:**

1. Por medio de la **tabla 4.2** encontramos que para una línea de 400 kV tenemos un nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI) de 1425 kV.
2. El nivel básico de aislamiento al impulso debido a sobretensiones de origen atmosférico, (NBAI o  $V_{10\%}$ ) está dada por la expresión:

$$V_{10\%} = V_{50\%}(1 - 1.3\sigma)$$

donde  $\sigma$  es igual a 3%, por lo que el NBAI es igual a  $0.961 \times V_{50\%}$ . El voltaje crítico de flameo al impulso por rayo se obtiene como:

$$V_{50\%} = V_{10\%} / (1 - 1.3\sigma) = 1425 / 0.961 = 1482.83 \text{ kV}$$

3. Para el cálculo de la longitud de aislamiento podemos usar la siguiente expresión, (descrita en la sección 4.2, página 46):

$$V_{50\%} = k_r d \quad (\text{kV})$$

donde "k<sub>r</sub>" es un factor geométrico de entrehierros que se obtiene de la **tabla 4.1** (página 47) y que depende del tipo de torre empleada; "d" es la distancia mínima entre conductores de fase y partes aterrizadas, expresada en metros. Para nuestro ejemplo tenemos que  $k_r = 550$ . Por lo que la distancia se obtiene como:

$$d = V_{50\%} / k_r = 1482.83 / 550 = 2.696 \text{ m}$$

Por lo que la distancia mínima requerida de fase a tierra para la línea de 400 kV será de 2.696 m.

### C.2. Corrección de la Longitud de Aislamiento por Condiciones Atmosféricas no Normalizadas

El siguiente paso es corregir los valores del nivel básico de aislamiento a impulso (NBAI), para los distintos niveles de operación, debido a los efectos ambientales en los que operarán las líneas de transmisión. Esto se realiza con base en lo expresado en la sección 6.1. Se consideran dos factores de corrección por condiciones atmosféricas, el primer factor es por la densidad del aire ó por presión atmosférica y el segundo factor es por la humedad del ambiente.

1. El factor de corrección por la densidad del aire ( $K_{da}$ ) se obtiene por medio de la ecuación descrita en la sección 6.1 (página 63) como:

$$K_{da} = [ b/b_0 ]^m \cdot [ (273 + T_0) / (273 + T) ]^n$$

donde:

- T = temperatura ambiente en grados centigrados
- b = presión atmosférica en mbar
- T<sub>0</sub> = temperatura ambiente a condiciones estándar (20° C)
- b<sub>0</sub> = presión atmosférica a condiciones estándar (1013 mbar)
- m, n = factores dependientes de la polaridad, tipo de tensión de prueba, forma de los electrodos y distancia disruptiva (igual a 1 para impulso por rayo).

Los factores de "m" y "n" tienen un valor de uno para impulso por rayo. Supongamos que la temperatura ambiente en la cual operará la línea es de 18.5°C y la presión atmosférica de 845 mbar, correspondiente a una altitud de 1500 msnm.

Entonces, el factor de corrección por la densidad del aire queda de la siguiente manera:

$$K_{da} = [845/1013]^1 \cdot [(273+20)/(273+18.5)]^1 \quad K_{da} = 0.8384$$

Con el valor de la altitud y/o de la presión atmosférica se puede obtener el valor del factor de corrección por presión atmosférica, K<sub>da</sub>, tomando directamente el valor de la tabla 6.1, página 64. El cual nos da un valor de K<sub>da</sub> = 0.834, aproximadamente igual al calculado.

2. El factor de corrección por humedad (K<sub>h</sub>) se obtiene por medio de la ecuación:

$$K_h = K^w$$

donde "w" es un factor que depende de la geometría de entrehierros, el cual se obtiene de la tabla 6.2, página 65, para una configuración de electrodos punta-punta w = 1.0

"K" es un factor que depende de la humedad absoluta, cuyo valor se obtiene de las gráficas mostradas en las figuras 6.1 y 6.2, página 66. Para leer el factor de "K" se debe conocer la humedad absoluta del sitio en gr/m<sup>3</sup> que se obtiene de la gráfica en la figura 6.2, cuyos parámetros son la temperatura de bulbo seco, temperatura de bulbo húmedo del lugar en grados centigrados y la humedad relativa del aire del lugar donde se encontrará la línea de transmisión. Para nuestro ejemplo tomamos los datos correspondientes a una altitud aproximada de 1500 msnm (metros sobre el nivel del mar), obteniendo los siguientes datos:

- \* humedad relativa del aire es del 65%
- \* temperatura de bulbo seco de 18.5°C
- \* temperatura de bulbo húmedo 15°C

Con los valores anteriores y con la figura 6.2, obtenemos la humedad absoluta del lugar con un valor de 11 gr/m<sup>3</sup>.

Teniendo el valor de la humedad absoluta del lugar y por medio de la figura 6.1, obtenemos el valor de "K":

$$K = 0.995$$

por lo que el factor de corrección por humedad queda de la siguiente manera:

$$K_n = K^m = (0.995)^{1.3} \quad ; \quad K_n = 0.995$$

3. Obtenidos los factores de corrección por condiciones atmosféricas, podemos corregir los valores de las distancias en aire con la expresión descrita en la página 67 como

$$d_{ca} = V_{50\%} / K \cdot K_{ca} \quad \text{conde } K_{ca} = K_{ca} / K_n = 0.8426$$

sustituyendo los valores, tenemos:

#### PARA LA LINEA DE 115 kV

$$d_{ca} = 572.32 / (550 \times 0.8426) \quad d_{ca} = 1.235 \text{ m} \quad (\text{que sustituye a } 1.04)$$

#### PARA LA LINEA DE 230 kV

$$d_{ca} = 1092.61 / (550 \times 0.8426) \quad d_{ca} = 2.357 \text{ m} \quad (\text{que sustituye a } 1.986)$$

#### PARA LA LINEA DE 400 kV

$$d_{ca} = 1482.93 / (550 \times 0.8426) \quad d_{ca} = 3.199 \text{ m} \quad (\text{que sustituye a } 2.696)$$

El número de aisladores tipo 27SVC111, 28SV111C ó 32SPC111 necesarios para cumplir con la distancia mínima establecida, tomando en cuenta las correcciones por efectos ambientales, será.

$$NA = d_{ca} / d_{un}$$

donde " $d_{un}$ " es la distancia longitudinal del aislador, que para estos tipos de aisladores es de 0.146 m. Por lo tanto:

$$\text{PARA LA LINEA DE 115 kV} \quad NA = 1.235 / 0.146 \quad = 9 \text{ unidades}$$

$$\text{PARA LA LINEA DE 230 kV} \quad NA = 2.357 / 0.146 \quad = 16 \text{ unidades}$$

$$\text{PARA LA LINEA DE 400 kV} \quad NA = 3.199 / 0.146 \quad = 22 \text{ unidades}$$

Nota: En estos ejemplos no se consideró el factor de seguridad de 1.05 (por geometría variable)

**C.3. Determinación del Número Mínimo de Aisladores de una Cadena tomando en Cuenta la Contaminación Ambiental de la Zona donde se Encontrará la Línea**

**PARA UNA LINEA DE 115 kV**

1. Nivel de contaminación ligero.- De la tabla 5.3 (4ª columna), página 58, obtenemos que para un nivel de contaminación ligero la distancia de fuga mínima nominal,  $D_{imn}$ , debe ser de 28 mm/kV, mientras que el voltaje máximo del sistema fase a tierra es de  $123/\sqrt{3}$ . Por lo que, de acuerdo a lo expresado en la sección 5.4, página 56, la distancia de fuga total de la cadena ( $D_{nc}$ ), debe ser:

$$D_{nc} = D_{imn} \cdot V_m \cdot k = (28) (123/\sqrt{3}) (1) = 1988.4 \text{ mm}$$

Mientras que el número de unidades en la cadena dependerá del tipo de aislador a utilizar, tenemos que la distancia de fuga de las unidades ( $D_{cal}$ ) se obtendrán por catálogos. Para el ejemplo utilizaremos los siguientes tipos:

TIPO	$D_{cal}$ (mm)
27SVC111	292
28SV111C	445
32SPC111	612

Por lo que el número de unidades necesarias para la cadena de aisladores para una línea de 115 kV y un nivel de contaminación ligero, será calculado con la ecuación descrita en la sección 5.4, página 56, como:

$$NA = D_{nc} / D_{cal}$$

Para el caso de los aisladores tipo 27SVC111 se considera la distancia de fuga del aislador tipo normalizado, por lo que

$$NA = D_{nc} / D_{cal} = 1988.4 / 292 \quad \bullet \quad 7 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

2. Nivel de contaminación medio.- De manera similar que el punto anterior, tenemos que para este nivel la  $D_{imn}$  debe ser de 35 mm/kV (tabla 5.3), por lo que:

$$D_{nc} = D_{imn} \cdot V_m \cdot k = 35 \times 123/\sqrt{3} \times 1 = 2485.5 \text{ mm}$$

Entonces, el número de unidades en la cadena de aisladores para una línea de 115 kV y en un nivel de contaminación medio, será:

$$NA = D_{nc} / D_{cal} = 2485.5 / 292 \quad \bullet \quad 9 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

3. Nivel de contaminación alto.- Para este nivel, tenemos que la  $D_{\text{min}}$  (tabla 5.3), debe ser de 43 mm/kV, por lo que:

$$D_{\text{req}} = D_{\text{min}} \cdot V_m \cdot k = 43 \times 123 / 3 \times 1 = 3053.6 \text{ mm}$$

Entonces, el número de unidades en la cadena de aisladores para una línea de 115 kV y en un nivel de contaminación alto, será:

$$NA = D_{\text{req}} / D_{\text{est}} = 3053.6 / 292 = 10.49 \quad \Rightarrow 11 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

Por limitaciones en las distancias en aire, se usan aisladores con mayor distancia de fuga y conservando un aislador estándar (27SVC111) al final de la cadena (práctica común en C.F.E.), como se muestra a continuación:

$$NA = D_{\text{req}} / D_{\text{est}} = (3053.6 - 292) / 445$$

$$\Rightarrow 7 \text{ aisladores tipo 28SV111C y un aislador tipo 27SVC111}$$

4. Nivel de contaminación muy alto.- Para este nivel, tenemos que la  $D_{\text{min}}$  (tabla 5.3), debe ser de 54 mm/kV, por lo que:

$$D_{\text{req}} = D_{\text{min}} \cdot V_m \cdot k = 54 \times 123 / 3 \times 1 = 3834.7 \text{ mm}$$

Entonces, el número de unidades en la cadena de aisladores para una línea de 115 kV y en un nivel de contaminación muy alto, será:

$$NA = D_{\text{req}} / D_{\text{est}} = 3834.7 / 292 = 13.13 \quad \Rightarrow 14 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

Como alternativa por limitaciones en las distancias en aire y usando la práctica de un aislador estándar al final de la cadena de aisladores, tenemos:

$$NA = D_{\text{req}} / D_{\text{est}} = (3834.7 - 292) / 445$$

$$\Rightarrow 8 \text{ aisladores tipo 29SV111C y un aislador tipo 27SVC111}$$

$$NA = D_{\text{req}} / D_{\text{est}} = (3834.7 - 292) / 612$$

$$\Rightarrow 6 \text{ aisladores tipo 32SPC111 y un aislador tipo 27SVC111}$$

#### PARA UNA LINEA DE 230 kV

1. Nivel de contaminación ligero.- De la tabla 5.4 (4ª columna), página 59, obtenemos que para un nivel de contaminación ligero la distancia de fuga mínima nominal,  $D_{\text{min}}$ , debe ser de 28 mm/kV, mientras que el voltaje máximo del sistema fase a tierra es de  $245 / 3$ . Por lo que, de acuerdo a lo expresado en la sección 5.4, página 56, la distancia de fuga total de la cadena ( $D_{\text{req}}$ ), debe ser:

$$D_{nc} = D_{lma} V_m k = (28) (245/\sqrt{3}) (1) = 3960.62 \text{ mm}$$

Mientras que el número de unidades en la cadena dependerá del tipo de aislador a utilizar, tenemos que la distancia de fuga de las unidades ( $D_{cal}$ ) se obtendrán por catálogos. Para el ejemplo utilizaremos los tipos enlistados a continuación:

TIPO	$D_{cal}$ (mm)
27SVC111	292
28SV111C	445
32SPC111	612

Por lo que el número de unidades necesarias para la cadena de aisladores para una línea de 230 kV y un nivel de contaminación ligero, será calculado con la ecuación descrita en la sección 5.4, página 56, como:

$$NA = D_{nc} / D_{cal}$$

Para el caso de los aisladores tipo 27SVC111 se considera la distancia de fuga del aislador tipo normalizado, por lo que:

$$NA = D_{nc} / D_{cal} = 3960.6 / 292 \quad \bullet \quad 15 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

**2. Nivel de contaminación medio.-** De manera similar que el punto anterior, tenemos que para este nivel la  $D_{lma}$  debe ser de 35 mm/kV (tabla 5.4), por lo que:

$$D_{nc} = D_{lma} V_m k = 35 \times 245/\sqrt{3} \times 1 = 4950.78 \text{ mm}$$

Entonces, el número de unidades en la cadena de aisladores para una línea de 230 kV y en un nivel de contaminación medio, será:

$$NA = D_{nc} / D_{cal} = 4950.78 / 292 \quad \bullet \quad 17 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

Por limitaciones en las distancias en aire, se usan aisladores con mayor distancia de fuga y conservando un aislador estándar (27SVC111) al final de la cadena (práctica común en C.F.E.), como se muestra a continuación:

$$NA = D_{nc} / D_{cal} = (4950.78 - (12 \times 292)) / 445$$

$$\bullet \quad 4 \text{ aisladores tipo 28SV111C y 12 aisladores tipo 27SVC111}$$

**3. Nivel de contaminación alto.-** Para este nivel, tenemos que la  $D_{lma}$  (tabla 5.4), debe ser de 43 mm/kV, por lo que:

$$D_{nc} = D_{lma} V_m k = 43 \times 245/\sqrt{3} \times 1 = 6365.3 \text{ mm}$$

Entonces, el número de unidades en la cadena de aisladores para una línea de 230 kV y en un nivel de contaminación alto, será:

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = 6365.3 / 292 \quad \bullet \quad 22 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

Por limitaciones en las distancias en aire, se usan aisladores con mayor distancia de fuga y conservando un aislador estándar (27SVC111) al final de la cadena (práctica común en C.F.E.), como se muestra a continuación:

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = (6365.3 - 292) / 445$$

$$\bullet \quad 13 \text{ aisladores tipo 28SV111C y un aislador tipo 27SVC111}$$

4. Nivel de contaminación muy alto.- Para este nivel, tenemos que la  $D_{mn}$  (tabla 5.4), debe ser de 54 mm/kV, por lo que:

$$D_{nc} = D_{mn} V_m k = 54 \times 245 / \sqrt{3} \times 1 = 7638.34 \text{ mm}$$

Entonces el número de unidades en la cadena de aisladores para una línea de 230 kV y en un nivel de contaminación muy alto, será:

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = 7638.34 / 292 \quad \bullet \quad 26 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

Como alternativa por limitaciones en las distancias en aire y usando la práctica de un aislador estándar al final de la cadena de aisladores, tenemos:

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = (7638.34 - 292) / 445$$

$$\bullet \quad 17 \text{ aisladores tipo 28SV111C y un aislador tipo 27SVC111}$$

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = (7638.34 - (5 \times 292)) / 612$$

$$\bullet \quad 10 \text{ aisladores tipo 32SPC111 y 5 aisladores tipo 27SVC111}$$

## PARA UNA LINEA DE 400 kV

1. Nivel de contaminación ligero.- De la tabla 5.5 (4ª columna), página 60, obtenemos que para un nivel de contaminación ligero la distancia de fuga mínima nominal,  $D_{mn}$ , debe ser de 28 mm/kV, mientras que el voltaje máximo del sistema fase a tierra es de  $420 / \sqrt{3}$ . Por lo que, de acuerdo a lo expresado en la sección 5.4, página 56, la distancia de fuga total de la cadena ( $D_{nc}$ ), debe ser:

$$D_{nc} = D_{mn} V_m k = (28) (400 / \sqrt{3}) (1) = 6789.64 \text{ mm}$$

Mientras que el número de unidades en la cadena dependerá del tipo de aislador a utilizar, tenemos que la distancia de fuga de las unidades ( $D_{cat}$ ) se obtendrán por catálogos. Para el ejemplo utilizaremos los siguientes tipos:

TIPO	$D_{cat}$ (mm)
27SVC111	292
28SV111C	445
32SPC111	612

Por lo que el número de unidades necesarias para la cadena de aisladores para una línea de 400 kV y un nivel de contaminación ligero, será calculado con la ecuación descrita en la sección 5.5, página 60, como:

$$NA = D_{nc} / D_{cat}$$

Para el caso de los aisladores tipo 27SVC111 se considera la distancia de fuga del aislador tipo normalizado, por lo que:

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = 6789.64 / 292 \quad \bullet \quad 23 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

**2. Nivel de contaminación medio.-** De manera similar que el punto anterior, tenemos que para este nivel la  $D_{lim}$  debe ser de 35 mm/kV (tabla 5.5), por lo que:

$$D_{nc} = D_{lim} \cdot V_m \cdot k = 35 \times 123 / 3 \times 1 = 8487.05 \text{ mm}$$

Entonces el número de unidades en la cadena de aisladores para una línea de 400 kV y en un nivel de contaminación medio, será:

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = 8487.05 / 292 \quad \bullet \quad 29 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

Por limitaciones en las distancias en aire, se usan aisladores con mayor distancia de fuga y conservando un aislador estándar (27SVC111) al final de la cadena (práctica común en C.F.E.I.E.), como se muestra a continuación:

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = (8487.05 - (10 \times 292)) / 445$$

$$\bullet \quad 13 \text{ aisladores tipo 28SV111C y 10 aisladores tipo 27SVC111}$$

**3. Nivel de contaminación alto.-** Para este nivel, tenemos que la  $D_{lim}$  (tabla 5.5), debe ser de 43 mm/kV, por lo que:

$$D_{nc} = D_{lim} \cdot V_m \cdot k = 43 \times 420 / 3 \times 1 = 10911.92 \text{ mm}$$

Entonces, el número de unidades en la cadena de aisladores para una línea de 400 kV y en un nivel de contaminación alto, será:

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = 10911.92 / 292 \quad \bullet \quad 37 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

Por limitaciones en las distancias en aire, se usan aisladores con mayor distancia de fuga y conservando un aislador estándar (27SVC111) al final de la cadena (práctica común en C.F.E.), como se muestra a continuación:

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = (10911.92 - 292) / 445$$

$$\bullet \quad 23 \text{ aisladores tipo 28SV111C y un aislador tipo 27SVC111}$$

4. Nivel de contaminación muy alto.- Para este nivel, tenemos que la  $D_{mn}$  (tabla 5.3), debe ser de 54 mm/kV por lo que:

$$D_{nc} = D_{mn} \cdot V_m \cdot k = 54 \times 420 / 3 \times 1 = 13094.3 \text{ mm}$$

Entonces, el número de unidades en la cadena de aisladores para una línea de 400 kV y en un nivel de contaminación muy alto, será:

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = 13094.3 / 292 \quad \bullet \quad 45 \text{ aisladores tipo 27SVC111}$$

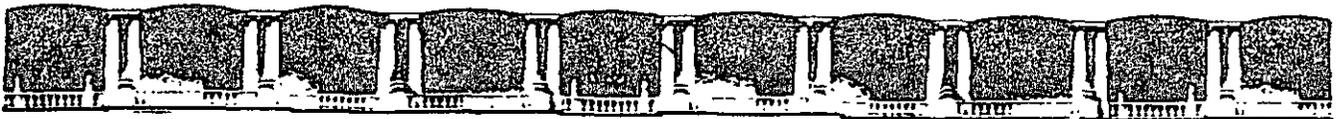
Como alternativa por limitaciones en las distancias en aire y usando la práctica de un aislador estándar al final de la cadena de aisladores, tenemos:

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = (13094.3 - 292) / 445$$

$$\bullet \quad 28 \text{ aisladores tipo 28SV111C y un aislador tipo 27SVC111}$$

$$NA = D_{nc} / D_{cat} = (13094.3 - (2 \times 292)) / 612$$

$$\bullet \quad 20 \text{ aisladores tipo 32SPC111 y 2 aisladores tipo 27SVC111}$$



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

### CA 188

TEMA

REQUERIMIENTOS PARA LA  
CONSTRUCCIÓN DE DUCTOS  
METÁLICOS, EN PARALELO Y EN  
CRUCES CON LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN DE 115KV O MAYORES

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

# COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD



**REQUERIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE DUCTOS METÁLICOS,  
EN PARALELO Y EN CRUCES, CON LÍNEAS DE TRANSMISIÓN  
DE 115 KV O MAYORES**

**NRF-015-CFE-2002**

# COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

## PREFACIO

Esta norma de referencia ha sido elaborada de acuerdo con las Reglas de Operación del Comité de Normalización de CFE (CONORCFE) habiendo participado en la aprobación de la misma las áreas de CFE y organismos miembros del CONORCFE, indicados a continuación

**Camara Nacional de la Industria de la Transformación**

**Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas**

**Centro Nacional de Control de Energía de CFE**

**Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas**

**Coordinación de Transmisión y Transformación de CFE**

**Dirección General de Normas**

**Gerencia de Abastecimientos de CFE**

**Instituto de Investigaciones Electricas**

**Luz y Fuerza del Centro**

**Subdirección de Construcción de CFE**

**Subdirección de Distribución de CFE**

**Subdirección de Generación de CFE**

La presente norma de referencia será actualizada y revisada tomando como base las observaciones que se deriven de la aplicación de la misma, en el ámbito de CFE. Dichas observaciones deben enviarse a la Gerencia de LAPE, quien por medio de su Departamento de Normalización y Metrología coordinará la revisión.

Esta norma de referencia revisa y sustituye a los documentos normalizados CFE, relacionados con los requerimientos para la construcción de ductos metálicos en paralelo y en cruces, con líneas de transmisión de 115 kV y mayores (CFE L0000-55) que se hayan publicado.

La entrada en vigor de esta norma de referencia será 60 días después de la publicación de su declaratoria de vigencia en el Diario Oficial de la Federación.

**Nota: Esta Norma de referencia es vigente a partir del 2 de enero del 2003.**

CONTENIDO

1	OBJETIVO _____	1
2	CAMPO DE APLICACIÓN _____	1
3	REFERENCIAS _____	1
4	DEFINICIONES _____	1
4.1	Anodo _____	1
4.2	Cátodo _____	1
4.3	Claro _____	1
4.4	Derecho de Via _____	1
4.5	Ducto Metálico _____	1
4.6	Eje del Trazo Topográfico _____	1
4.7	Electrodo de Referencia _____	1
4.8	Electrolito _____	1
4.9	Ion _____	1
4.10	Junta de Aislamiento _____	1
4.11	Línea de Transmisión Aérea _____	1
4.12	Potencial Eléctrico Natural _____	1
4.13	Resistividad _____	1
4.14	Sobretensión _____	1
4.15	Tensión Eléctrica _____	2
4.16	Tensión Eléctrica de Contacto _____	2
4.17	Tensión Eléctrica de un Circuito Efectivamente Conectado a Tierra _____	2
4.18	Tensión Eléctrica de un Circuito no Conectado a Tierra _____	2
4.19	Tensión Eléctrica Nominal _____	2
4.20	Transposición _____	2
5	SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS _____	2
6	CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES GENERALES _____	2
7	CONDICIONES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN _____	3
7.1	Consideraciones Ambientales y de Riesgo _____	3

**REQUERIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE DUCTOS METÁLICOS,  
EN PARALELO Y EN CRUCES, CON LÍNEAS DE TRANSMISIÓN  
DE 115 KV O MAYORES**

**NORMA DE REFERENCIA  
NRF-015-CFE**

7.2	Consideraciones en el Diseño para Mitigar los Efectos Mutuos Entre las LT's y los DM's	3
7.3	Recomendaciones para Disminuir los Efectos de Tensión Eléctrica Inducida, Durante la Construcción del DM	4
8	CONDICIONES DURANTE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	5
8.1	Consideraciones Durante la Operación y Mantenimiento de DM's	5
8.2	Consideraciones Durante la Operación y Mantenimiento de LT's	6
9	INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN	6
10	BIBLIOGRAFÍA	7
11	CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES	7
TABLA 1	Altura vertical mínima, del conductor a piso	3
FIGURA 1	Inducción electromagnética	8
FIGURA 2	Efecto electromagnético	9
FIGURA 3	Abrazaderas para aterrizamiento	9
FIGURA 4	Malla temporal de control de gradiente de potencial eléctrico	10
FIGURA 5	Malla permanente de control de gradiente de potencial eléctrico	10
FIGURA 6	Protección para estaciones de bombeo o caseta de válvulas del DM	11

## 1 OBJETIVO

Esta norma de referencia proporciona los lineamientos para la instalación y uso de ductos metálicos que crucen líneas de transmisión de 115 kV y mayores, o se ubiquen paralelamente a las mismas.

## 2 CAMPO DE APLICACIÓN

Esta norma de referencia aplica en las etapas de diseño, construcción, operación y mantenimiento de ductos metálicos que requieran cruzar líneas de transmisión de 115 kV y mayores, o instalarse en forma paralela a las mismas.

## 3 REFERENCIAS

**NOM-008-SECRE-1998:** Protección Catódica de Tuberas de Acero para Conducción de gas Natural y Gas Licuado de Petrolec

**NOM-022-STPS-1993:** Condiciones de Seguridad en los Centros de Trabajo en Donde la Electricidad Estática Representa un Riesgo

**NRF-014-CFE-2001:** Derechos de Vía

**NOTA:** En caso de que los documentos anteriores sean revisados o modificados debe tomarse en cuenta la edición en vigor o la última edición en la fecha de apertura de las propuestas de la licitación, salvo que la CFE indique otra cosa.

## 4 DEFINICIONES

Para los efectos de esta norma se dan las siguientes definiciones:

### 4.1 Anodo

Electrodo o área que sufre oxidación, pierde electrones o atrae aniones.

### 4.2 Catodo

Electrodo o área que sufre reducción, gana electrones o atrae cationes. Normalmente se le denomina así a la estructura por proteger catódicamente.

### 4.3 Claro

Es la parte de una línea aérea comprendida entre dos estructuras consecutivas.

### 4.4 Derecho de Vía

Es una franja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea aérea o ducto metálico cuyo eje coincide con el central longitudinal de las estructuras o con el del trazo topográfico. El ancho depende de la tensión eléctrica de las líneas y del diámetro de los ductos y tiene por objeto brindar mayor seguridad para la operación, mantenimiento y para evitar daños tanto a las instalaciones como a terceros. En ningún caso podrán edificarse instalaciones de cualquier tipo salvo aquellas propias a la línea de transmisión o al ducto metálico.

### 4.5 Ducto Metálico

Es la tubería y accesorios utilizados para la conducción de todo tipo de fluido.

### 4.6 Eje del Trazo Topográfico

Es la línea imaginaria que une las marcas de referencia fijas establecidas en el terreno que define la trayectoria de un levantamiento topográfico.

### 4.7 Electrodo de Referencia

También se denomina media celda de referencia y es un metal puro en presencia de sus mismos iones y se utiliza para medir los potenciales electroquímicos. Puede ser fijo o portátil.

### 4.8 Electrólito

Es una solución o suelo conductor de la energía eléctrica a través de iones.

### 4.9 Ión

Átomo o molécula cargada eléctricamente.

### 4.10 Junta de Aislamiento

Empaque que se utiliza para aislar eléctricamente dos tramos de ducto metálico.

### 4.11 Línea de Transmisión Aérea

Es aquella que transmite energía eléctrica a través de conductores desnudos, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras o postes, con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores.

### 4.12 Potencial Eléctrico Natural

Potencial de una superficie metálica corroyéndose en un electrolito respecto a un electrodo de referencia.

### 4.13 Resistividad

Resistencia específica de cualquier material, en  $\Omega\cdot m$ , que se determina sobre un volumen del mismo que tenga un metro de longitud y un  $m^2$  de sección transversal.

### 4.14 Sobretensión

Cualquier valor de tensión eléctrica (función del tiempo) entre una fase y tierra o entre fases, que tenga un valor de cresta o mayor a  $(\sqrt{2} / \sqrt{3}) V_M$  y  $(\sqrt{2}) V_M$  respectivamente de la tensión eléctrica máxima de diseño.

**4.15 Tensión Eléctrica**

Es la diferencia de potencial eléctrico eficaz (r.m.s) entre dos fases. Las tensiones son valores nominales, a menos que se indique otra cosa.

**4.16 Tensión Eléctrica de Contacto**

Tensión eléctrica entre dos puntos con los cuales una persona es susceptible de ponerse accidentalmente en contacto simultáneamente.

**4.17 Tensión Eléctrica de un Circuito Efectivamente Conectado a Tierra**

Es la tensión eléctrica nominal entre cualquier fase de circuito y tierra.

**4.18 Tensión Eléctrica de un Circuito no Conectado a Tierra**

Es la tensión eléctrica nominal entre dos fases cualesquiera del circuito.

**4.19 Tensión Eléctrica Nominal**

Es el valor de designación al que están referidas las características de operación.

**4.20 Transposición**

Cambio de la posición de los conductores de una línea con el objeto de establecer una simetría eléctrica adecuada entre dichos conductores, entre estos y tierra o con relación a líneas vecinas.

**5 SIMBOLOS Y ABREVIATURAS**

- LT Línea de transmisión
- LT's Líneas de transmisión
- DM Ducto metálico
- DM's Ductos metálicos
- SPC Sistema de protección catódica

**6 CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES GENERALES**

Cuando se instala el DM ya sea en forma paralela, cruzamiento o cercano a la LT, los DM's pueden ser afectados por la tensión eléctrica inducida o corriente de fuga o falla y las LT's pueden ser afectadas por la corriente de protección catódica de los DM's.

Existen tres efectos electromagnéticos de las LT's a los DM's: capacitivo, inductivo y conductivo.

- a) El efecto capacitivo solamente se presenta para DM's aéreos y que no estén aterrizados, ya que la tierra proporciona un efecto de blindaje contra los campos eléctricos.

- b) El efecto inductivo se presenta tanto para los DM's aéreos como para los subterráneos y su magnitud depende de la corriente de la LT, de la longitud del paralelismo y de la distancia entre la LT y el DM.

- c) El efecto conductivo se presenta cuando ocurre una falla a tierra o una descarga atmosférica en una LT, subestación o central generadora.

El potencial eléctrico del DM a tierra producido por la tensión eléctrica inducida electromagnéticamente en el mismo, puede ser peligroso tanto para los trabajadores y público en general como para los rectificadores de protección catódica, las bandas para aislamiento eléctrico y el propio DM.

El efecto de la inducción electromagnética puede aparecer de dos maneras: una debida a la tensión eléctrica permanente que tienen los conductores y a la corriente de carga fluyendo (estado estable) que pueden elevar la tensión eléctrica de contacto a valores peligrosos para el ser humano y la otra a los picos de alta tensión eléctrica de corta duración que se generan durante una falla de la línea (estado transitorio) y que alcanzan magnitudes del orden de varios kV. (Véase figura 1).

Si el DM va paralelo a la LT, el efecto electromagnético es aditivo a lo largo del DM. Si el DM está perfectamente aislado del suelo, la tensión eléctrica inducida a cada tramo del DM se adiciona en serie y la tensión eléctrica total del final de un tramo a otro sería la suma de todas las tensiones inducidas a lo largo de toda la longitud del DM (véase figura 2).

Los DM's están protegidos con un recubrimiento anticorrosivo el cual se comporta como un excelente aislamiento eléctrico. Pero todos los recubrimientos tienen pequeñas imperfecciones que hacen que la conductividad del DM al suelo sea mayor que un objeto bien aislado, pero menor que un DM desnudo.

Cuando una corriente de falla fluye de una estructura de la LT al suelo, lo hace de forma radial y el potencial eléctrico del suelo es alcanzado con respecto a la tierra remota. Un DM recubierto cercano a la estructura tiende a mantener la tensión eléctrica de la tierra remota, por lo tanto, hay una diferencia de tensiones entre el suelo y el recubrimiento del DM y el acero del ducto.

Esta diferencia de potencial eléctrico del suelo al DM es, en general, mayor en el punto del DM más cercano a la estructura y puede causar que falle el recubrimiento y hacer que la corriente fluya del suelo al DM. Dado que la corriente entra al DM a través de las imperfecciones del recubrimiento, la densidad de corriente que entra en esas imperfecciones, es generalmente alta, aunque se tengan valores moderados de corriente, ya que el área de la imperfección es usualmente muy pequeña. Esta elevada densidad de corriente, causa calentamiento y posibilidad de daño al DM.

**REQUERIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE DUCTOS METÁLICOS,  
EN PARALELO Y EN CRUCES, CON LÍNEAS DE TRANSMISIÓN  
DE 115 kV O MAYORES**

**NORMA DE REFERENCIA  
NRF-015-CFE**

3 de 11

Casi todos los DM s están protegidos catódicamente, para disminuir la corrosión. Cuando no cuentan con protección catódica, hay corriente natural circulando a través del DM, debido a las variaciones del suelo a lo largo de su longitud, produciéndose corrosión en cualquier lugar donde la corriente es descargada del DM al suelo. El objeto de la protección catódica es causar que la corriente fluya hacia el DM del suelo adyacente a lo largo de toda su longitud.

El SPC puede ser por medio de anodos de sacrificio o por corriente impresa. Los metales más empleados como anodos de sacrificio son el zinc y el magnesio que se conectan a la tubería en intervalos a lo largo de toda su longitud. En el sistema de corriente impresa, una fuente de corriente directa se conecta entre el DM y una cama de anodos semi-inertes.

En ambos SPC la cantidad de corriente requerida para proteger al DM depende de su diámetro, de la calidad del recubrimiento, la resistividad del suelo y el potencial eléctrico natural del DM.

Cuando se use protección catódica para los DM's con anodos de sacrificio, la salida de corriente individual de cada anodo es muy pequeña y por lo tanto la cercanía de una estructura de LT no es importante, pero en el caso de SPC con corriente impresa, que es lo más usual, si la cama de anodos está colocada muy cerca de la LT, una parte de la corriente de la cama de anodos al DM entra a la estructura y puede corroer las patas, los sistemas de tierra y las guías de anclas de torres con retenidas en los puntos donde la corriente debe a la estructura para regresar al suelo (corrientes parasitas).

**7 CONDICIONES DURANTE LA CONSTRUCCION**

**7.1 Consideraciones Ambientales y de Riesgo**

Durante la etapa de diseño, construcción, operación y mantenimiento de la LT y/o del DM debe atenderse lo relativo a los estudios de impacto ambiental y de riesgo en los términos que indica la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección del Ambiente (LGEEPA-2000) y sus reglamentos, así como a los lineamientos de la Dirección General de Protección Civil de la Secretaría de Gobernación.

**7.2 Consideraciones en el Diseño para Mitigar los Efectos Mutuos Entre las LT's y los DM s**

Cuando el DM se encuentre cercano al derecho de vía, la separación ya sea entre la pata más cercana o bien entre la red de tierras de la estructura con el DM debe ser mayor o igual a 15 m para LT s de 400 kV y mayor de 10 m para LT s de 230 kV y menores.

En caso de que esto no sea posible, debe hacerse un estudio particular entre las partes involucradas para tomar las medidas necesarias de seguridad, a satisfacción de CFE y del propietario del DM. Por ningún motivo la distancia debe

ser menor a 3 m de la red de tierras o de la pata más cercana al DM (vease NOM-008-SECRE).

Deben realizarse estudios para evaluar los efectos que pudieran causar las descargas eléctricas de alta tensión eléctrica, corrientes inducidas, cruces y paralelismo con LT's y DM's. Estos estudios deben realizarse en colaboración con las entidades involucradas para resolver problemas comunes de interferencia.

Los puntos de mayor riesgo del DM (válvulas, juntas de aislamiento, estaciones de compresión, cambios de dirección), deben quedar tanto como sea posible, ubicados en el centro de los claros de las líneas.

Tanto en cruzamientos como en paralelismos de las LT's con DM's, las alturas verticales mínimas del conductor a piso deben ser las indicadas en la tabla 1.

**TABLA 1- Altura vertical mínima, del conductor a piso**

Tensión eléctrica (kV)	Altura (m)
400	10.65
230	8.25
115	6.70

En caso de cruces y paralelismo, el aterramiento de estructuras de LT's, debe instalarse del lado opuesto al DM.

Cualquier componente del SPC por corriente impresa del DM debe estar a una distancia mínima de 100 m de cualquier componente enterrado de la estructura de la LT y fuera del derecho de vía de la LT.

Las técnicas para mitigar los efectos de la inducción electromagnética son las siguientes:

- a) Aumentar la separación entre la LT y el DM.
- b) Evitar cambios de dirección bruscos de la posición relativa de la LT y el DM.
- c) Evitar la transposición en secciones paralelas.
- d) Utilizar la secuencia de fases más efectiva cuando el derecho de vía incluye más de un circuito.
- e) Aumentar la altura de los conductores con respecto al suelo.
- f) Disminuir la resistencia a tierra de la estructura.

Las técnicas para mitigar los efectos por falla del sistema eléctrico son:

- a) Aumentar la separación entre el DM y las patas de las estructuras u otro dispositivo para aterramiento de la estructura, como contra-antenas y electrodos de puesta a tierra.
- b) Minimizar la magnitud y duración de la corriente de falla.

Los métodos para reducir la corrosión en las patas de las estructuras son los siguientes

- a) Colocar la cama anódica del lado del DM opuesto a las estructuras de LT
- b) En el caso de cruzamientos colocar protección catódica en las estructuras de la línea, cercanas al DM
- c) Reforzar el recubrimiento de los DMs en la cercanía con las estructuras de la LT

### 7.3 Recomendaciones para Disminuir los Efectos de Tensión Eléctrica Inducida, Durante la Construcción del DM

La tensión eléctrica inducida sobre el DM por la LT debe medirse y reducirse a niveles seguros

La manera de medir la tensión eléctrica inducida es por medio de un voltmetro de corriente alterna de alta impedancia (mayor o igual a 10 M $\Omega$ /V) conectando una punta a DM y la otra a una barra metálica hincada en el suelo. Si la tensión eléctrica del DM es mayor de 15 V debe ser aterrizado

Cuando el DM se encuentre arriba de la zanja ya sea para ser unido con soldadura o para ser recubierto, deben tomarse precauciones para asegurarse que el recubrimiento y el equipo de manejo en contacto con el DM, se encuentren aislados y firmemente conectados a tierra

Cuando se vaya a instalar el DM en su respectiva zanja el recubrimiento de DM debe ser manejado con estrobos no conductores dado que el recubrimiento del DM no debe ser aterrizado efectivamente durante esta parte de la operación. Debe evitarse el contacto con la porción desnuda del DM por daños al recubrimiento, cuando los soportes de los estrobos son removidos de la parte final del DM

#### 7.3.1 Aterrizamiento del DM cuando se unan o remuevan dos o más tramos

Los tramos de ductos a unirse deben ser conectados a tierra independientemente de la tensión eléctrica del DM al suelo

Cuando la tensión eléctrica del DM al suelo es mayor a 15 V debe aterrizzarse de acuerdo a la siguiente secuencia de conexión - desconexión, antes de unirse los tramos de los DMs

- a) Debe conectarse al DM una abrazadera para aterrizamiento
- b) El cable de conexión debe conectarse a la vanilla de tierra
- c) El cable de conexión debe ser conectado a la abrazadera de aterrizamiento del DM

Las abrazaderas de aterrizamiento del DM deben conectarse en cada lado de la unión o corte, antes de que el cable de aterrizamiento se conecte a las abrazaderas (vease figura 3)

Después de realizada la unión, el cable de conexión debe ser removido y el sistema de tierras desconectado o removido de acuerdo a lo siguiente

- a) El cable de conexión debe ser desconectado de la abrazadera de aterrizamiento del DM
- b) El cable de conexión debe ser desconectado de la vanilla de tierra
- c) La abrazadera de aterrizamiento del DM debe ser removida

Independientemente de la tensión eléctrica del DM, todos los tramos a ser removidos deben conectarse a tierra antes del corte. Donde la tensión eléctrica del DM sea mayor de 15 V, antes de conectarse debe ser aterrizado de acuerdo a lo siguiente

- a) Debe conectarse al DM una abrazadera para aterrizamiento
- b) El cable de conexión debe conectarse a la vanilla de tierra
- c) El cable de conexión debe ser conectado a la abrazadera de aterrizamiento del DM

#### 7.3.2 Aterrizamiento de vehículos y equipo sobre el derecho de vía de la LT

Todos los vehículos y equipos de construcción que cuenten con llantas de hule y que estén ubicados en el derecho de vía de una LT, deben aterrizzarse para mitigar la tensión eléctrica que resulta de la proximidad a la línea

Todos los vehículos y equipos que requieren cargarse de combustible en el sitio, antes de iniciar el llenado de los tanques, deben conectarse a la bomba de combustible previamente aterrizada. La conexión debe mantenerse durante el proceso de llenado. (véase norma NOM-022-STPS)

#### 7.3.3 Mallas temporales de control de gradiente de potencial eléctrico para utilizarse durante la construcción

Las mallas temporales de control de gradiente de potencial eléctrico deben utilizarse cuando la tensión eléctrica entre el DM y/o accesorios y el suelo, sea mayor de 15 V. Deben extenderse un mínimo de 1 m en todas las direcciones fuera del área de trabajo (véase figura 4)

No debe haber contacto entre personas que estén sobre la malla de control de gradiente de potencial eléctrico, aquellas que no estén en esta, incluyendo el manejo de herramientas, instrumentos u otros materiales

Cada malla de control de gradiente de potencial eléctrico debe tener dos conexiones separadas al DM o accesorios

#### **7.3.4 Estructuras extrañas expuestas durante la construcción del DM**

Cualquier estructura metálica extraña expuesta durante la elaboración de la zanja puede presentar un riesgo potencial. Cuando la tensión eléctrica de las estructuras extrañas sea mayor de 15 V deben tomarse medidas para reducirla

El DM no debe ser aterrizado o conectado a la estructura extraña sin el permiso del dueño. Si el propietario no permitiera la conexión o aterrizamiento directo entonces la estructura extraña debe ser aislada eléctricamente del DM en construcción

#### **7.3.5 Paro de labores**

El aterrizaje temporal no es seguro para mitigar la tensión eléctrica inducida de un rayo o de condiciones anormales de operación de la línea como puede ser una falla por tal motivo el trabajo involucrado con el DM debe suspenderse si una o más de las condiciones siguientes prevalecen

- a) Condiciones meteorológicas desfavorables como tormentas eléctricas, vientos fuertes, nieve, heladas o lluvia
- b) Apertura y cierre de interruptores del sistema eléctrico durante maniobras

### **8 CONDICIONES DURANTE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Los sistemas y mediciones descritos anteriormente deben mantenerse y la efectividad de la mitigación debe verificarse periódicamente en conjunto con el responsable de la LT para emitir las recomendaciones correspondientes

Las siguientes consideraciones se recomiendan en un programa de mantenimiento para el control de la corrosión en DM's cuando compartan el derecho de vía con LT's

#### **8.1 Consideraciones Durante la Operación y Mantenimiento de DM's**

##### **8.1.1 Inspecciones periódicas para determinar el estado de la protección catódica**

Revisión de los potenciales de protección catódica a lo largo del DM cuando menos cada año. Los valores del potencial eléctrico a lo largo del DM deben ser menores de -0.85 V respecto al electrodo de referencia de cobre / sulfato de cobre saturado medido de acuerdo a la NOM-008-SECRE

##### **8.1.2 Mantenimiento del recubrimiento anticorrosivo**

Verificar la resistencia eléctrica del recubrimiento del DM cuando menos cada año. En caso de ser necesario el recubrimiento debe reforzarse

##### **8.1.3 Mantenimiento de los rectificadores de protección catódica y camas anódicas de corriente impresa**

Tomar lecturas de corriente y tensión eléctrica de corriente directa de salida del rectificador, verificar la eficiencia del mismo y la potencia consumida en kW

Medir la resistencia eléctrica de cada cama anódica de corriente impresa cuando menos cada año

##### **8.1.4 Mantenimiento de la protección catódica con ánodos galvánicos**

Medir la corriente de salida de cada ánodo galvánico cuando menos cada año y calcular el tiempo de vida remanente

##### **8.1.5 Mantenimiento de postes de medición de potencial eléctrico**

Verificar cuando menos cada año, que los postes de medición de potencial eléctrico estén bien colocados y que el cable de conexión al DM esté en buenas condiciones

##### **8.1.6 Cruzamientos con LT's y/o con otros DM's**

Poner especial cuidado en estas zonas. Medir los potenciales eléctricos del DM en los puntos de cruzamiento con otros DM's y si existe interconexión eléctrica entre ellos medir la corriente en la unión, la dirección del flujo y la resistencia de conexión

Finalmente verificar la existencia de corrientes parásitas e interrupciones hacia el suelo, para mitigarlas

##### **8.1.7 Juntas de aislamiento**

Verificar que las juntas de aislamiento sean efectivas, que protejan y eliminen corrientes de inducción y de descargas atmosféricas

##### **8.1.8 Accesorios aéreos del DM**

Verificar que las partes aéreas del DM metálico, cuenten con mallas de gradiente de potencial eléctrico, para protección del personal (véase figura 5)

En caso de accesos aéreos debajo de la LT, tales como estaciones de bombeo y compresión o casetas de válvulas del DM, se recomienda una protección con la conexión a tierra adecuada (véase figura 6)

**8.2 Consideraciones Durante la Operación y Mantenimiento de LT's**

**8.2.1 Potencial electroquímico**

Debe medirse cuando menos cada año, el potencial electroquímico de cada una de las patas de la estructura con respecto al electrodo de referencia de cobre / sulfato de cobre. Si cuenta con protección catódica el valor debe ser menor de -0.85 V. Si no cuenta con protección catódica, los valores de potencial eléctrico deben ser similares en las cuatro patas. En caso contrario, existen corrientes parasitas de la protección catódica del DM hacia la estructura por lo que debe realizarse un estudio para su eliminación.

**8.2.2 Resistencia a tierra a pie de estructura**

La resistencia debe medirse cuando menos cada año utilizando el método de los 3 electrodos, colocando los mismos en el lado opuesto al DM y perpendicular a la trayectoria de la línea. En ningún caso la resistencia debe ser mayor de 10 Ω. Cuando se tengan experiencias de índices altos de salidas por descargas atmosféricas debe realizarse un estudio para determinar la resistencia mínima requerida.

En el caso de que se requiera bajar el valor de resistencia de la estructura a tierra utilizando contra-antenas debe cumplirse con el inciso 7.2 de esta norma.

**8.2.3 Revisión de conductores, aisladores, conectores y herrajes**

Cuando menos cada año debe verificarse el apriete de los herrajes y conectores. Adicionalmente debe verificarse el estado que tienen tanto los conductores como los aisladores. En caso de detectar alguna anomalía debe anotarse y realizarse su reparación de inmediato.

Cuando existan zonas de alta contaminación salina la verificación debe hacerse en intervalos menores y si es necesario debe considerarse el lavado de los aisladores.

**8.2.4 Evaluación de la corrosión de las estructuras**

Debe realizarse cuando menos una vez al año.

**9 INTERCAMBIO DE INFORMACION**

Con el fin de mitigar los efectos dañinos de las mutuas interferencias eléctricas entre las LT's y DM's debe realizarse un intercambio de la siguiente información:

- a) Plano de localización
- b) Plano de perfil y planta mostrando los detalles de construcción
- c) Datos técnicos

- ducto.
- diámetro.
- espesor de la pared.
- tipo de metal.
- tipo de recubrimiento.
- rigidez dieléctrica del recubrimiento.
- producto que transporta.
- máxima presión de operación.
- sistema de protección catódica, accesorios.
- equipo de atenuamiento
- procedimiento de construcción, incluyendo equipo a utilizar
- LT
- tensión eléctrica
- corriente.
- corriente de falla magnitud y duración.
- dimensiones de la estructura y distancia entre fases.
- detalles de retenidas
- datos del conductor, tipo y máxima curva catenaria.
- datos del cable de guarda.
- tipo de atenuamiento, incluyendo contra-antenas.
- valor de resistencia a tierra de cada estructura
- datos de control de corrosión.
- transposiciones y localización.
- nivel cerámico.
- datos comunes:
- resistividad del suelo.
- tipo de suelo.
- requerimientos de pruebas mutuas.

## **10 BIBLIOGRAFÍA**

LGEEPA-2000; Ley General del Equilibrio Ecológico y la  
Protección al Ambiente

NOM-001-SEDE-1999; Instalaciones Eléctricas (Utilización)

NOM-008-SCFI-1993; Sistema General de Unidades de  
Medida

Guide on the Influence of High Voltage AC Power Systems  
on Metallic Pipelines

CIGRE - Working Group 36.02 1995

CAN/CSA-C22.3 No. 6-M91  
Principles and Practices of Electrical Coordination Between  
Pipelines and Electric Supply Lines  
A National Standard of Canada

CAN/CSA-C22.3 No. 4 -1974  
Control of Electromechanical Corrosion of Underground  
Metallic Structures  
A National Standard of Canada

Influence of High Voltage Lines and Installations on Metal  
Pipelines

B. Jacquet and P. Koutevnikoff  
Study Committee 36 Cigre 1990 Session

## **11 CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES**

Esta norma de referencia no coincide con alguna norma  
internacional por no existir sobre el tema

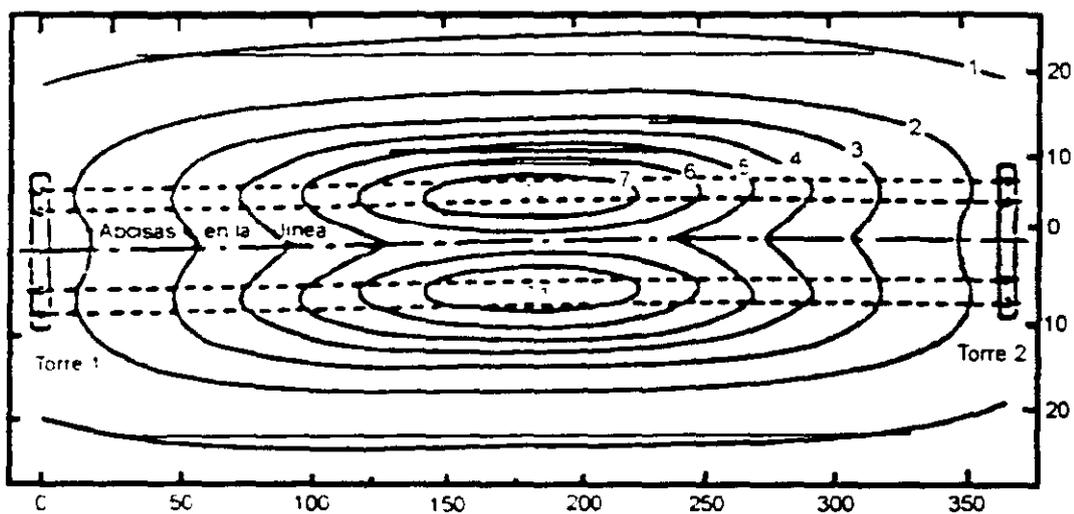
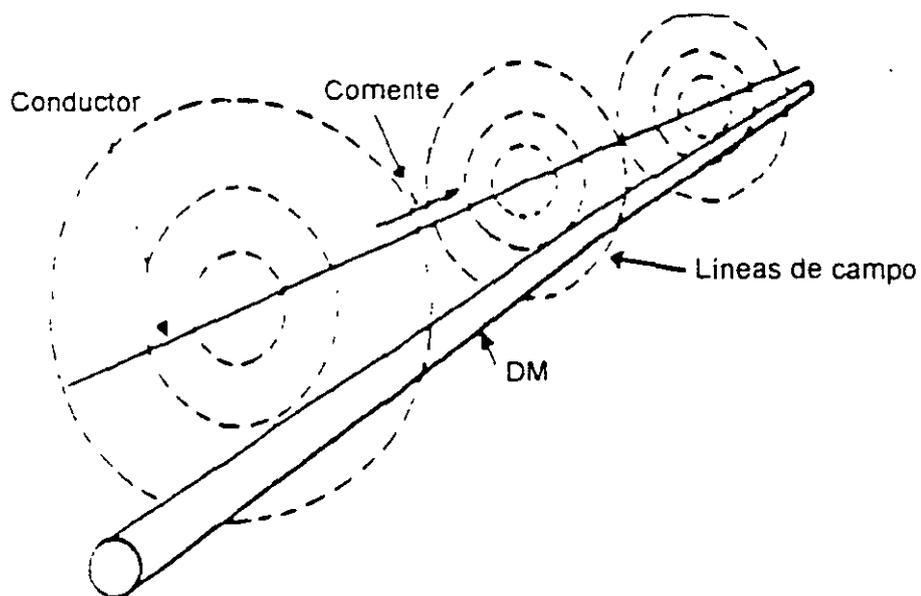


FIGURA 1 - Inducción electromagnética

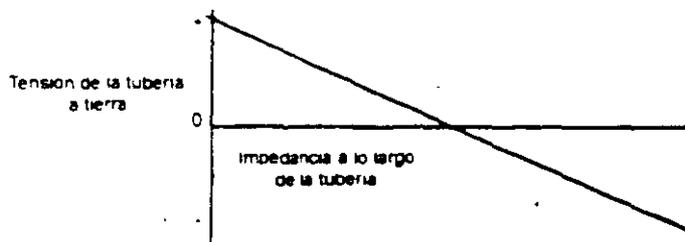
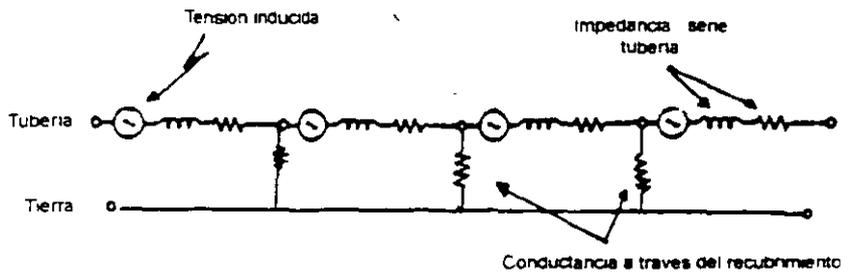


FIGURA 2 - Efecto electromagnético

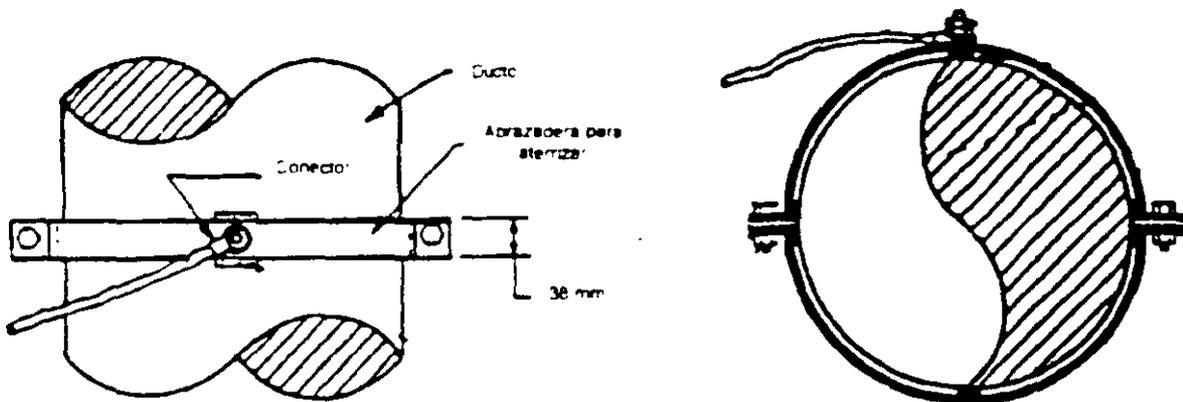


FIGURA 3 - Abrazaderas para aterrizamiento

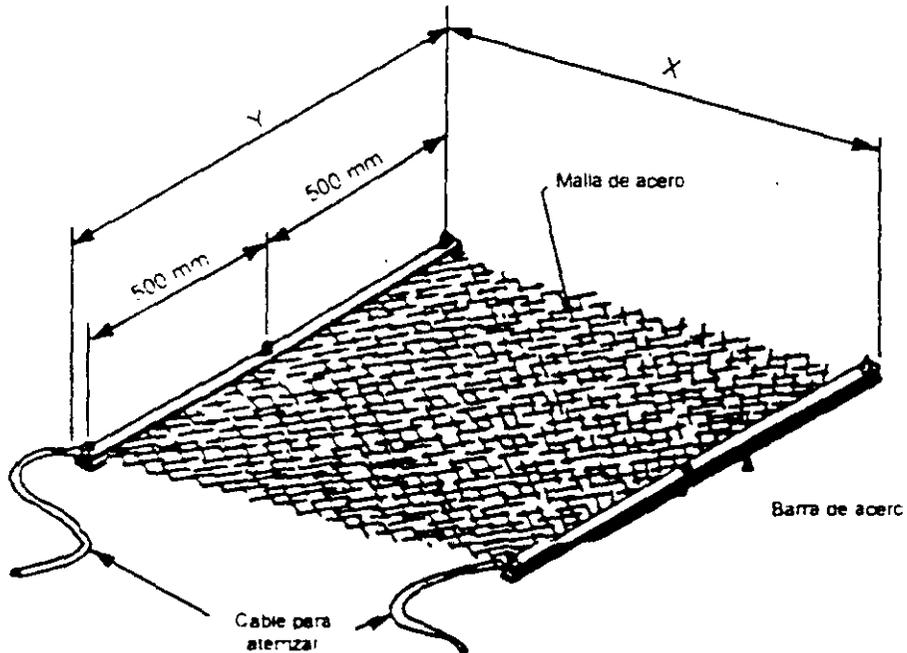


FIGURA 4 - Malla temporal de control de gradiente de potencial eléctrico

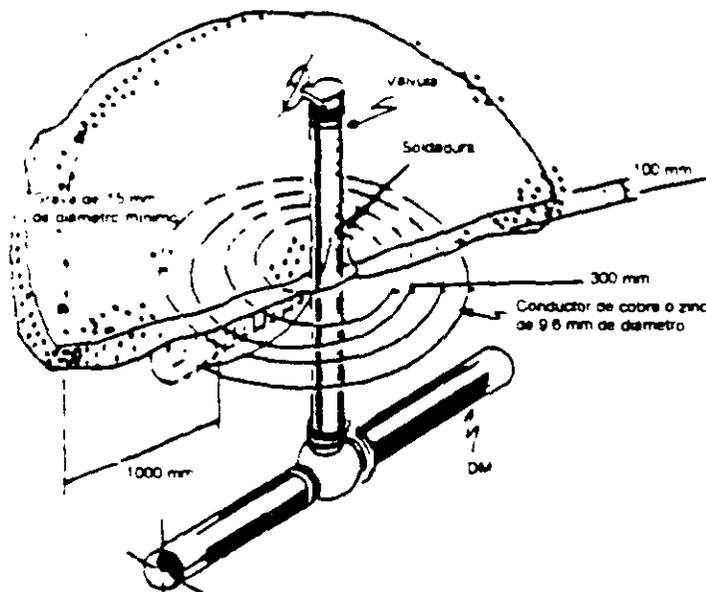


FIGURA 5 - Malla permanente de control de gradiente de potencial eléctrico

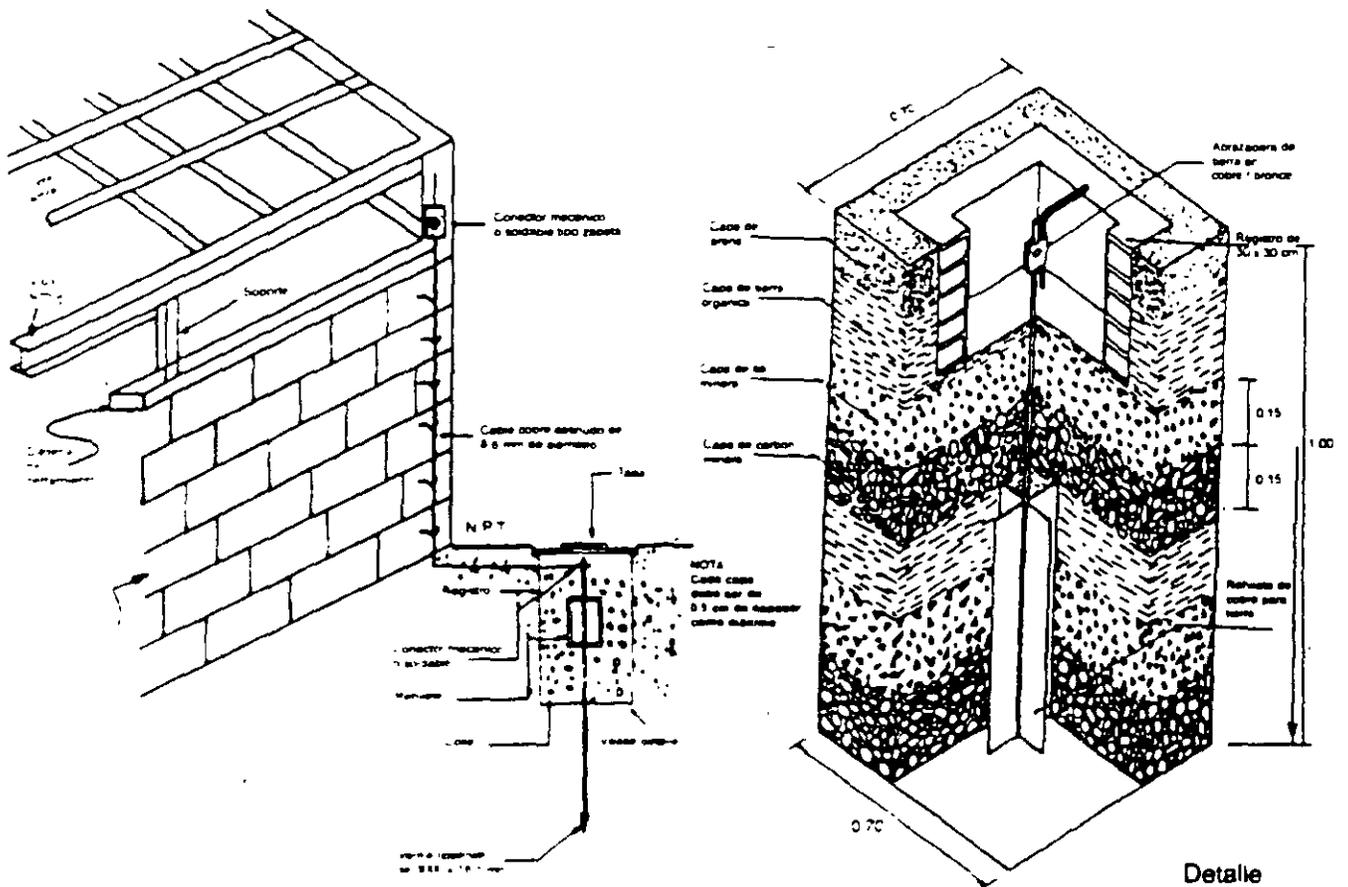


FIGURA 6 - Protección para estaciones de bombeo o caseta de válvulas del DM

# COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD



## SEÑALIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PARA INSPECCIÓN AÉREA, TRÁFICO AÉREO Y NAVEGACIÓN

GUIA PROVISIONAL  
CFE GSLE2-61

MAYO DE 1994

MÉXICO

P R E F A C I O

Esta guía ha sido elaborada de acuerdo con las Bases Generales para la Normalización en CFE. La propuesta inicial fue preparada por la **Coordinación de Transmisión y Transformación**.

Revisaron y aprobaron la presente guía las áreas siguientes:

**COORDINACION ADMINISTRATIVA**

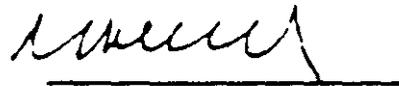
**COORDINACION DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION**

**GERENCIA DE ABASTECIMIENTOS**

**GERENCIA DE LABORATORIO**

De acuerdo con lo indicado en el Procedimiento CFE 2000-51 de junio de 1991, se emite la presente **GUIA PROVISIONAL** para que sea aplicada durante por lo menos un año a partir de la fecha aquí indicada a fin de probar su efectividad. Todas las observaciones que se deriven de la aplicación de la misma deben enviarse a la Gerencia de Laboratorio cuyo Departamento de Normalización coordinará la revisión.

Esta guía revoca y sustituye a todos los documentos relacionados con la señalización de líneas de transmisión y la inspección aérea, tráfico aéreo y navegación que se hayan publicado.



**DR. DANIEL RESENDIZ NÚÑEZ**  
**SUBDIRECTOR TÉCNICO**

## 1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACION

Establecer los criterios de señalización de líneas de transmisión de energía eléctrica para las inspecciones aéreas en condiciones óptimas de seguridad.

Señalización de estructuras y cables en las proximidades de aeropuertos, ríos, lagos y mares para seguridad del tráfico aéreo y navegación.

## 2 NORMAS QUE SE APLICAN

CFE CP000-96-1989

Boya de Aluminio para Protección de Líneas para la Navegación Aérea, Determinación de Construcción

CFE CP000-16-1989

Código de Colores

## 3 SEÑALIZACION DE LINEAS DE TRANSMISION PARA INSPECCION AEREA

### 3.1 Cruzamiento de Líneas de Transmisión

#### 3.1.1 Estructuras

Pintar de color amarillo la trabe y crucetas de conductor y cable de guarda, dos estructuras antes y dos estructuras después del cruzamiento. Las estructuras adyacentes al cruzamiento deben pintarse de color rojo de acuerdo a la especificación CFE CP000-16 (ver figura 1).

#### 3.1.2 Cables

Deben instalarse boyas de señalización en los cables de guarda de la línea que presente el mayor cruzamiento de altura. En este caso se deben colocar 3 boyas a una distancia de 50 metros tomando como referencia el eje central del cruzamiento (ver figura 2).

#### 3.2 Deflexiones en Líneas de Transmisión

En trazo aéreo caso que se presenten deflexiones de 30° o mayores en el trazo de la línea de transmisión, deben pintarse de color amarillo las trabes y crucetas de conductor e hilo de guarda, dos estructuras antes y dos después de la estructura de deflexión. La torre de deflexión no se pintará (ver figura 3).

#### 3.3 Derivaciones en Líneas de Transmisión

Para este caso se deben aplicar el mismo criterio de cruzamiento de líneas de transmisión (ver figura 4).

## 4 SEÑALIZACION DE ESTRUCTURAS Y CABLES DE LINEAS DE TRANSMISIÓN EN LAS PROXIMIDADES DE AEROPUERTOS, RIOS, LAGOS Y MARES

### 4.1 Tráfico Aéreo

Atendiendo las disposiciones fijadas por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes y con el fin de proporcionar seguridad a las maniobras aéreas y a las líneas de transmisión de Comisión, se debe de llevar a cabo las siguientes recomendaciones:

aquellas líneas de transmisión o parte de ellas que se localicen en un radio de circunferencia de 4 km tomando como referencia el centro geométrico del área de operaciones del aeropuerto, deben pintarse las estructuras completamente de color 1 blanco y 8 rojo de acuerdo a la especificación CFE L0000-15 en bandas alternadas que contrasten entre sí. El ancho de las bandas debe ser aproximadamente de 1/7 de la altura total de las estructuras. (ver figura 5).

en este mismo radio de influencia deben instalarse boyas de señalización en los cables de guarda o conductor con mayor altura debiéndose dividir el claro entre dos estructuras en 4 partes, de tal forma que queden instaladas 3 boyas en forma alternada en caso de existir 2 cables de dicho claro.

como caso especial en cruzamientos de líneas de transmisión con barrancas profundas y amplias debe instalarse en este claro boyas de señalización tanto en los cables más altos como en los más bajos esto con el objeto de evitar accidentes por tráfico aéreo en ambos sentidos.

#### 4.2 Navegación (Ríos, Lagos y Mares)

Cuando existan cruzamientos de líneas de transmisión con ríos, lagos o mares importantes para la navegación, señalización la separación entre boyas debe ser igual a lo indicado en el inciso 4.1.

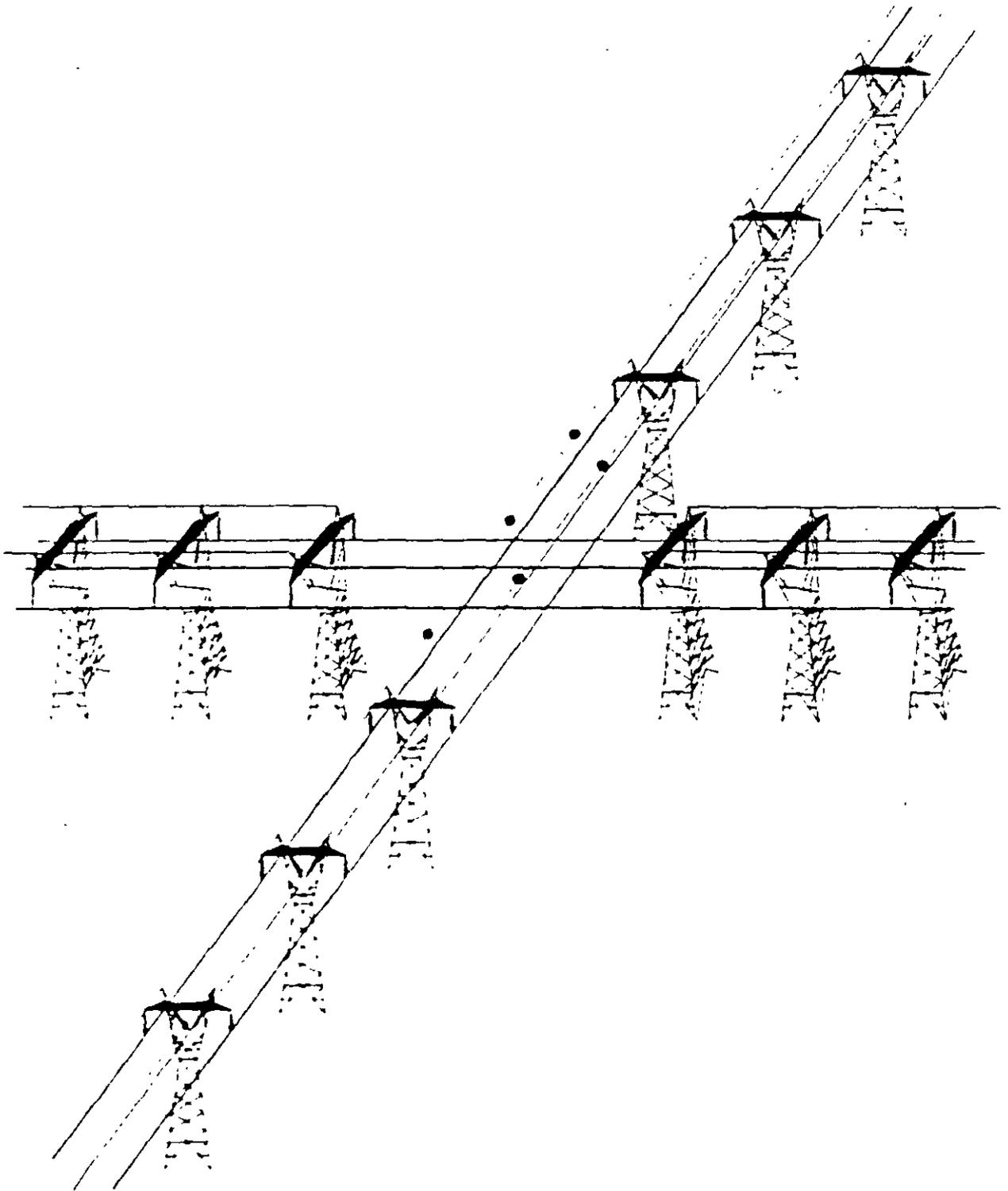


Figura 1- Señalización de estructura en líneas que cruzan.

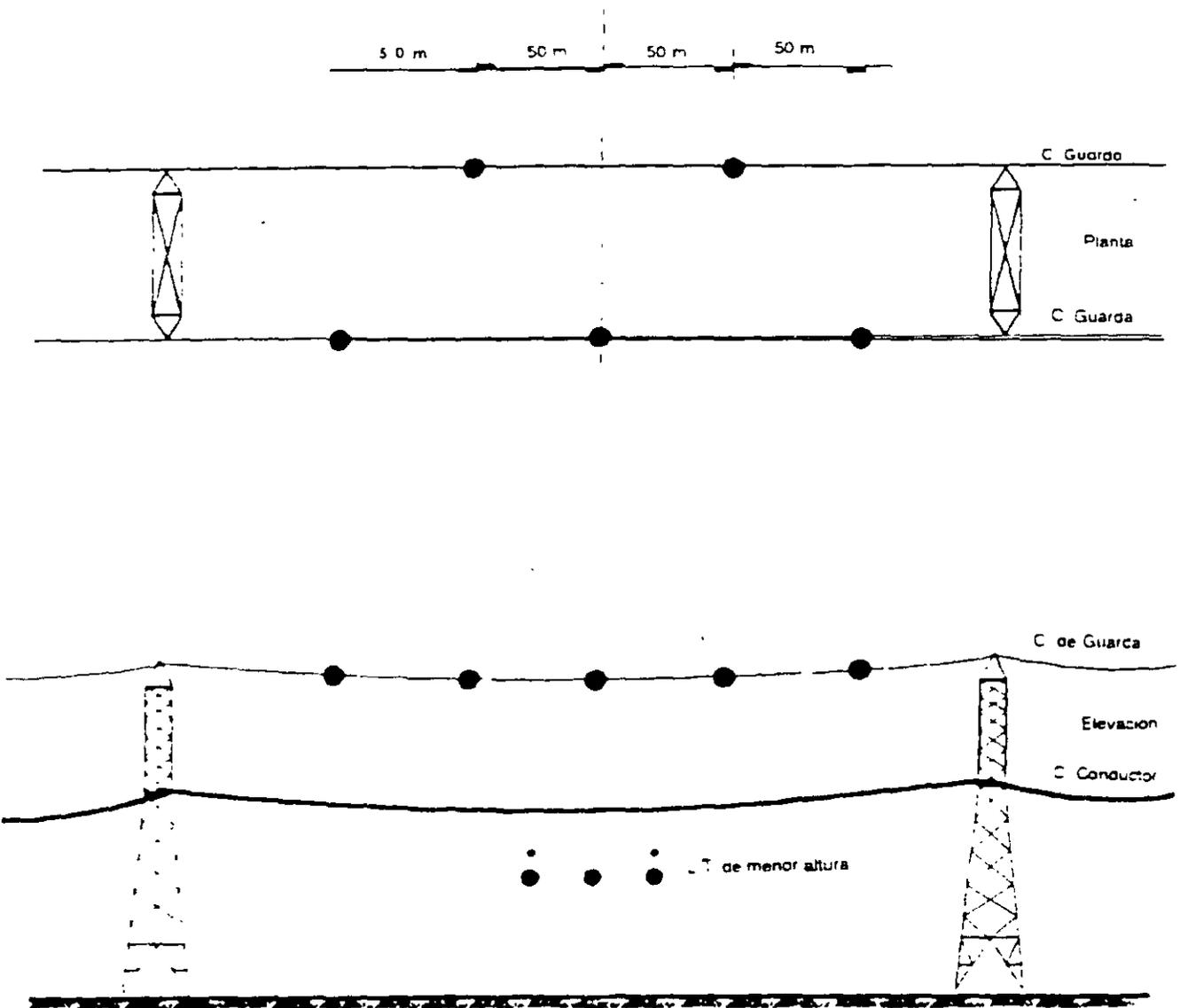


Figura 2- Colocacion de boyas en cruzamiento de lineas de transmision.

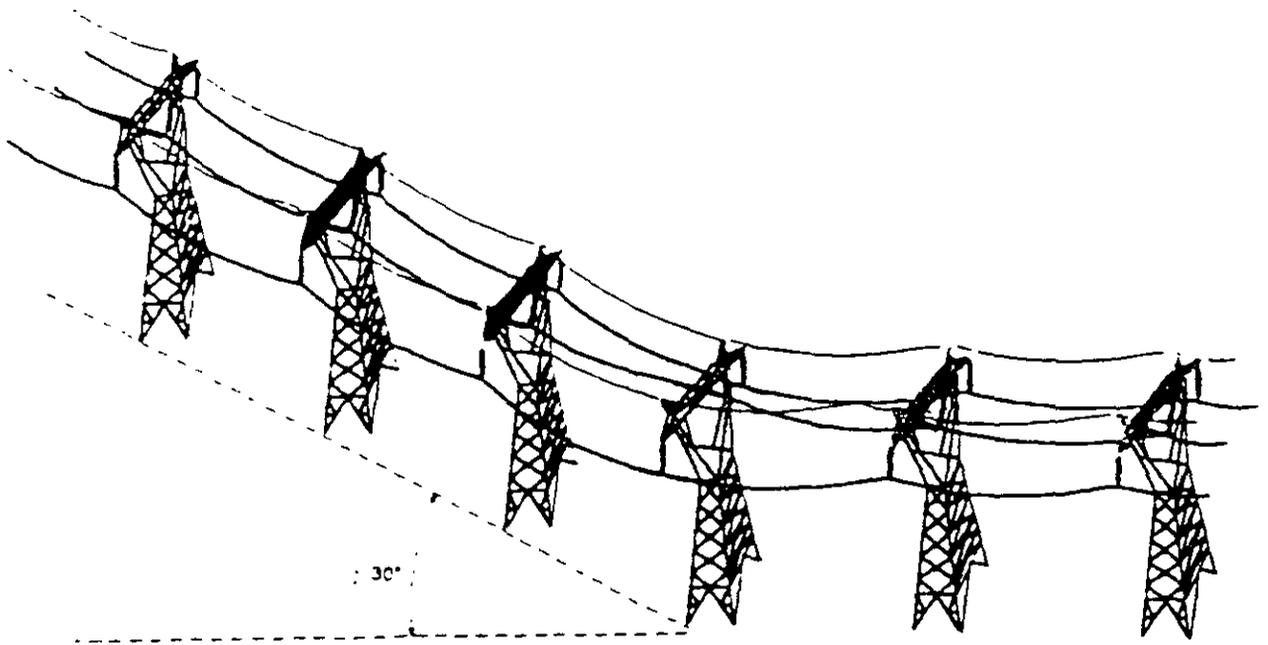
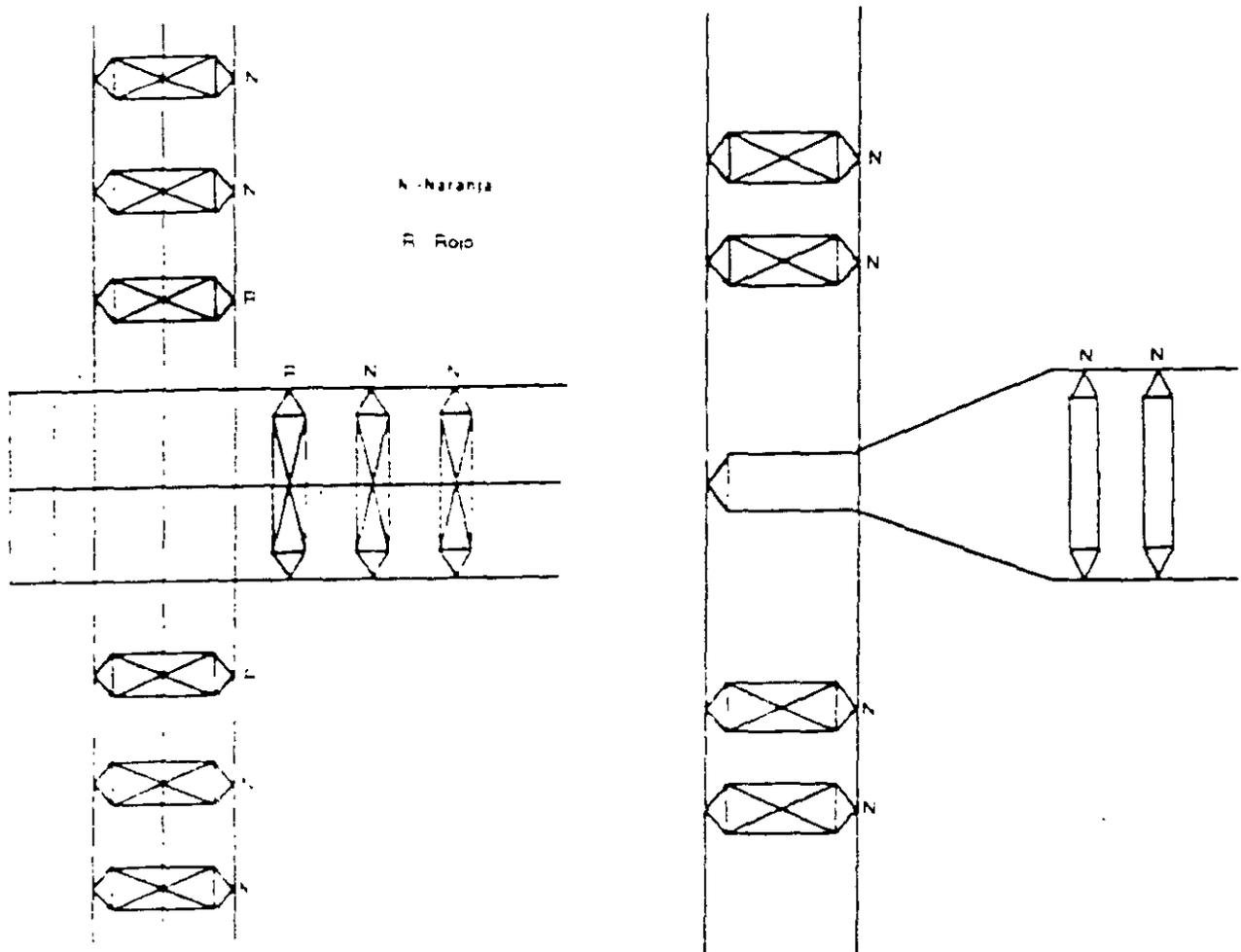


Figura 3- Señalización de estructuras en una deflexión de la línea.



**OBSERVACIONES** Las boyas de señalización deberán instalarse en los cables de guarda del claro correspondiente a las estructuras 1 y 2 de la derivación. En caso de no existir estos se instalarán sobre cable conductor y al espaciamiento será como se indica en la figura 2

Figura 4- Pintura de torres en derivaciones de líneas de transmisión.

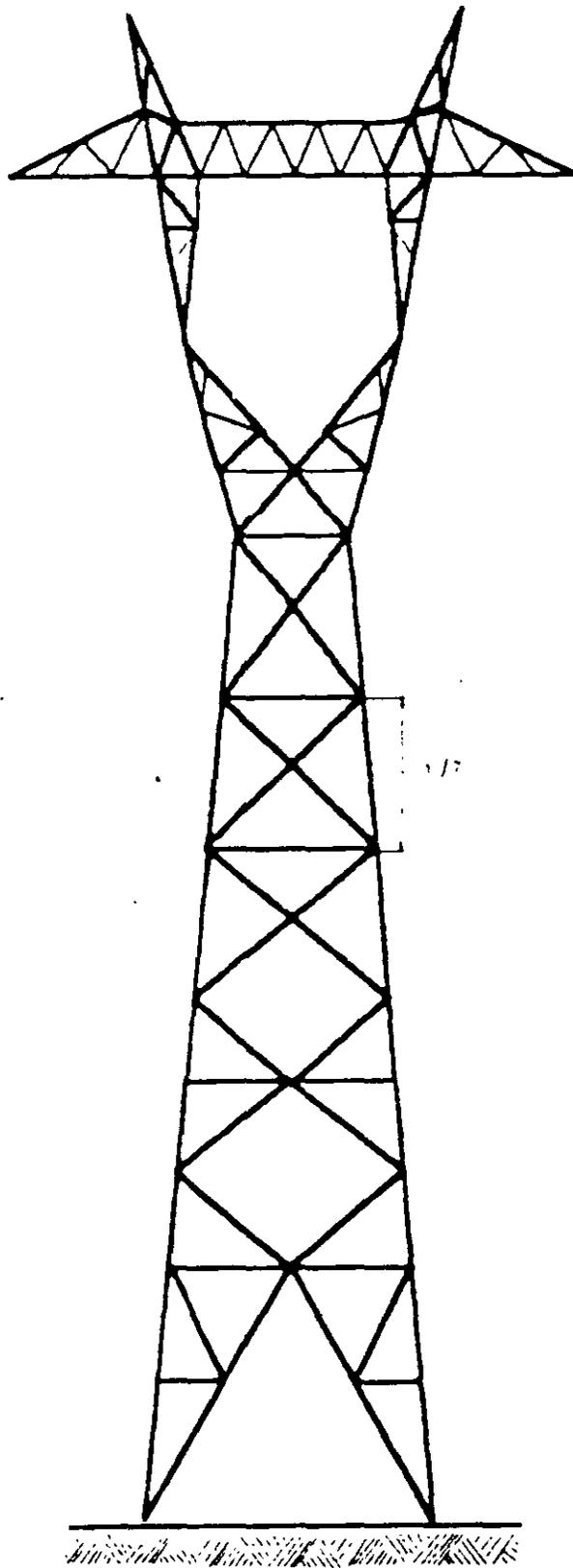
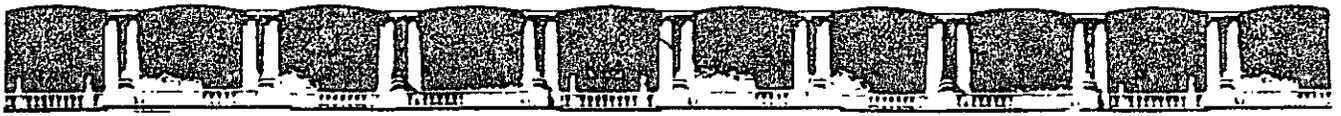


Figura 5- Señalamiento de estructuras en las proximidades de aeropuertos.



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

CA 188

TEMA

HERRAJES Y CONJUNTOS DE  
HERRAJES PARA LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN AÉREAS CON  
TENSIONES DE 115 KV A 400 KV

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

# COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD



## HERRAJES Y CONJUNTOS DE HERRAJES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS CON TENSIONES DE 115 kV a 400 kV

PROY-NRF-043-CFE-2004  
Versión 1.0

## **PREFACIO**

Esta **norma de referencia** ha sido elaborada de acuerdo a las Reglas de Operación del Comité de Normalización de CFE (CONORCFE), habiendo participado en la aprobación de la misma las áreas de CFE y organismos miembros del CONORCFE, indicados a continuación:

**Asociación de Normalización y Certificación**

**Cámara Nacional de la Industria de la Transformación**

**Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas**

**Centro Nacional de Control de Energía de CFE**

**Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas**

**Dirección General de Normas**

**Federación de Colegios de Ingenieros Mecánicos y Electricistas de la República Mexicana**

**Gerencia de Abastecimientos de CFE**

**Instituto de Investigaciones Eléctricas**

**Luz y Fuerza del Centro**

**Subdirección de Construcción de CFE**

**Subdirección de Distribución de CFE**

**Subdirección de Generación de CFE**

**Subdirección de Transmisión y Transformación de CFE**

**Universidad Nacional Autónoma de México**

La presente norma de referencia será actualizada y revisada tomando como base las observaciones que se deriven de la aplicación de la misma, en el ámbito de CFE. Dichas observaciones deben enviarse a la Gerencia de LAPEM, quien por medio de su Departamento de Normalización y Metrología, coordinará la revisión.

Esta norma de referencia revisa y sustituye a los documentos normalizados, relacionados con herrajes y conjuntos de herrajes para Líneas de Transmisión: CFE 2H1LT-01 a CFE 2H1LT-51, CFE 2C300-15 y CFE 2G300-84.

La entrada en vigor de esta norma de referencia será 60 días después de la publicación de su declaratoria de vigencia en el Diario Oficial de la Federación.

CONTENIDO

1	OBJETIVO	1
2	CAMPO DE APLICACIÓN	1
3	REFERENCIAS	1
4	DEFINICIONES	1
4.1	Herrajes	1
4.2	Empalmes a Compresión	1
4.3	Separadores	1
4.4	Varillas Protectoras	1
4.5	Manguitos de Reparación	1
4.6	Anillo Equipotencial	1
4.7	Características Técnicas Específicas	1
4.8	Conjuntos de Herrajes	1
5	SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	1
6	CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES GENERALES	1
6.1	Características Mecánicas y Dimensionales	1
6.2	Aluminio	2
6.3	Empalmes	2
6.4	Grapas	2
6.5	Separadores	2
6.6	Varillas Protectoras	2
6.7	Galvanizado	2
6.8	Conjuntos de Herrajes	2
6.9	Arandelas Planas y Arandelas de Presión	2
7	CONDICIONES DE OPERACIÓN	2
8	CONDICIONES DE PROTECCIÓN AMBIENTAL	2
9	CONDICIONES DE SEGURIDAD INDUSTRIAL	2
10	MARCADO	2
10.1	En el Herraje	2
10.2	En el Embalaje	3
11	EMPAQUE, EMBALAJE, EMBARQUE, TRANSPORTACIÓN, DESCARGA, RECEPCIÓN,	

	<b>ALMACENAJE Y MANEJO</b>	<b>3</b>
12	<b>CONTROL DE CALIDAD</b>	<b>3</b>
12.1	Pruebas de Prototipo	3
12.2	Pruebas de Rutina	3
12.3	Pruebas de Aceptación	3
12.4	Verificación Visual	3
12.5	Verificación Dimensional	3
12.6	Galvanizado	3
12.7	Pruebas no Destructivas	3
12.8	Pruebas de Resistencia Mecánica a la Tensión	4
12.9	Par de Apriete	5
12.10	Certificados de Materiales	5
12.11	Pruebas Eléctricas	5
13	<b>CARACTERÍSTICAS PARTICULARES</b>	<b>5</b>
14	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>5</b>
15	<b>EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD</b>	<b>5</b>
16	<b>CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES</b>	<b>5</b>
<b>APÉNDICE A PRUEBAS A HERRAJES Y CONJUNTOS DE HERRAJES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (NORMATIVO)</b>		<b>6</b>
<b>APÉNDICE B FIGURAS ILUSTRATIVAS SOBRE PRUEBA DE RESISTENCIA A LA TENSIÓN MECÁNICA (INFORMATIVO) Y PRUEBA DE DESLIZAMIENTO</b>		<b>8</b>
<b>APÉNDICE C FIGURAS ILUSTRATIVAS SOBRE PRUEBA DE RESISTENCIA A LA TENSIÓN MECÁNICA (INFORMATIVO) Y PRUEBA DE DESLIZAMIENTO</b>		<b>9</b>
<b>APÉNDICE D HOJAS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS (NORMATIVO)</b>		<b>10</b>
FIGURA 1	Calavera Horquilla "Y" Corta	11
FIGURA 2	Calavera Horquilla "Y" Larga	12
FIGURA 3	Horquilla "Y" Bola Corta	13
FIGURA 4	Horquilla "Y" Bola Larga	14
FIGURA 5	Horquilla "Y" Ojo Corta	15
FIGURA 6	Calavera Ojo Corta	16
FIGURA 7	Calavera Ojo Larga	17
FIGURA 8	Yugo Triangular V1	18
FIGURA 9	Yugo Triangular I2	19

FIGURA 10	Yugo Trapezoidal V2	20
FIGURA 11	Yugo Triangular T124	21
FIGURA 12	Yugo Rectangular T24	22
FIGURA 13	Yugo Suspensión I3	23
FIGURA 14	Yugo Suspensión V3	24
FIGURA 15	Yugo de Paso T3	25
FIGURA 16	Yugo de Remate T3	26
FIGURA 17	Yugo Suspensión I4	27
FIGURA 18	Yugo Suspensión V4	28
FIGURA 19	Extensión Horquilla Ojo	29
FIGURA 20	Tensor Horquilla - Horquilla	30
FIGURA 21	Anillo Equipotencial	31
FIGURA 22	Grillete	32
FIGURA 23	Grapa de Suspensión con Varilla Protectora	33
FIGURA 24	Grapa de Suspensión sin Varilla Protectora	34
FIGURA 25	Grapa de Suspensión para Cable de Guarda	35
FIGURA 26	Grapa de Tensión a compresión para Cable Conductor	36
FIGURA 27	Grapa de Tensión a compresión para Cable de Guarda	37
FIGURA 28	Eslabón	38
FIGURA 29	Conector a compresión Cable-Cable	39
FIGURA 30	Conector a compresión Cable-Solera	40
FIGURA 31	Varillas Protectoras Preformadas	41
FIGURA 32	Empalme a compresión para Cable de Guarda	42
FIGURA 33	Empalme a compresión para Cable Conductor	43
FIGURA 34	Manguito de Reparación a compresión para Cable Conductor	44
FIGURA 35	Separador Preformado	45
FIGURA 36	Conjunto de Suspensión Vertical para Un Conductor por Fase	46
FIGURA 37	Conjunto de Suspensión Vertical para Dos Conductores por Fase	47
FIGURA 38	Conjunto de Suspensión Vertical para Tres Conductores por Fase	48
FIGURA 39	Conjunto de Suspensión Vertical para Cuatro Conductores por Fase	49
FIGURA 40	Conjunto de Suspensión en "V" para Un Conductor por Fase	50
FIGURA 41	Conjunto de Suspensión en "V" para Dos Conductores por Fase	51
FIGURA 42	Conjunto de Suspensión en "V" para Tres Conductores por Fase	52

FIGURA 43	Conjunto de Suspensión en "V" para Cuatro Conductores por Fase	53
FIGURA 44	Conjunto de Tensión para Un Conductor por Fase con Doble Cadena de Aisladores	54
FIGURA 45	Conjunto de Tensión para Un Conductor por Fase con Una Cadena de Aisladores	55
FIGURA 46	Conjunto de Tensión para Dos Conductores por Fase	56
FIGURA 47	Conjunto de Tensión para Tres Conductores por Fase	57
FIGURA 48	Conjunto de Tensión para Cuatro Conductores por Fase	58
FIGURA 49	Conjunto de Suspensión para Cable de Guarda	59
FIGURA 50	Conjunto de Tensión para Cable de Guarda	60

## **1 OBJETIVO**

Establecer las características mecánicas, eléctricas, dimensionales y pruebas, que deben cumplir los herrajes y sus accesorios, así como los conjuntos de herrajes utilizados en la construcción y mantenimiento de líneas de transmisión aéreas con tensiones de 115 kV a 400 kV, exceptuando su empleo en cables de guarda con fibras ópticas y cable conductor "ACSS".

## **2 CAMPO DE APLICACIÓN**

Se aplica en la adquisición, inspección, fabricación, embalaje y embarque de herrajes y conjuntos de herrajes para líneas de transmisión.

## **3 REFERENCIAS**

Para la correcta utilización de esta norma de referencia, es necesario consultar y aplicar las normas siguientes o las que las sustituyan:

NOM-008-SCFI-2002: Sistema General de Unidades de Medida.

NMX-H-075-1996-SCFI: Industria Siderúrgica - Arandelas Helicoidales de Presión - Especificaciones y Métodos de Prueba.

NMX-H-076-1994-SCFI: Arandela Plana.

NMX-J-170-2002-ANCE: Conectores- Conectores de Tipo Compresión para Líneas Aéreas- Especificaciones y Métodos de Prueba

NMX-J-245-1977: Aisladores de Porcelana Tipo Suspensión.

NMX-J-271/1-ANCE-2000: Técnicas de Prueba en Alta Tensión - Parte 1: Definiciones Generales y Requemientos de Prueba.

NMX-Z-012-1-1987: Muestreo para la Inspección por Atributos-Parte 1- Información General y Aplicaciones.

NMX-Z-012-2-1987: Muestreo para la Inspección por Atributos-Parte 2 - Método de Muestreo, Tablas y Gráficas.

NMX-Z-012-3-1987: Muestreo para la Inspección por Atributos-Parte 3 - Regla de Cálculo para la Determinación de Planes de Muestreo.

NRF-001-CFE-2001: Empaque, Embalaje, Embarque, Transporte, Descarga, Recepción y Almacenamiento de Bienes Muebles Adquiridos por CFE.

NRF-023-CFE-2003: Herrajes y Accesorios.

NRF-002-CFE-2001: Manuales Técnicos

## **4 DEFINICIONES**

### **4.1 Herrajes**

Dispositivos que se utilizan en líneas de transmisión para sujetar los cables a las estructuras, para unir dos cables o bien para protegerlos de daños causados por factores externos.

### **4.2 Empalmes a Compresión**

Dispositivo que se utiliza para conectar mecánica y eléctricamente dos tramos de cable, mediante la aplicación de una fuerza que los comprime.

### **4.3 Separadores**

Dispositivo que se utiliza para evitar que los cables conductores de una misma fase, se junten y se dañen por rozamiento o golpe.

### **4.4 Varillas Protectoras**

Dispositivo compuesto por un conjunto de alambres de aluminio, que sirven para proteger al cable conductor de esfuerzos causados en los puntos de sujeción de la grapa de suspensión.

### **4.5 Manguitos de Reparación**

Dispositivos que se utilizan para reparar los cables conductores, cuando han sufrido daño en los alambres de aluminio de su capa exterior.

### **4.6 Anillo Equipotencial**

Dispositivo que se utiliza para uniformizar el flujo magnético en el extremo de la cadena de aisladores, conectada al cable conductor y para tratar de evitar el efecto corona.

### **4.7 Características Técnicas Específicas**

Son las establecidas en las figuras 1 a 50 de esta norma de referencia

### **4.8 Conjuntos de Herrajes**

Es la combinación de herrajes y sus accesorios con diferentes arreglos, cuya función es la de sujetar los cables a la estructura.

### **4.9 Tensión Eléctrica de Servicio**

#### **a) Tensión nominal de un sistema trifásico de servicio (Un)**

Valor eficaz de la tensión de fase a fase mediante el cual se determina o identifican ciertas características de operación del sistema; en un valor aproximado.

#### **b) Tensión máxima de un sistema trifásico de servicio (Um)**

Valor eficaz de la tensión de fase a fase máxima, el cual ocurre bajo condiciones normales de operación en cualquier tiempo y en cualquier lugar del sistema.

### **4.10 Conductor**

Para la prueba de efecto corona y radio interferencia, es el haz (grupo) de conductores que simula una fase de la línea de transmisión aérea.

#### 4.11 Sub-conductor

Para la prueba de efecto corona y radio interferencia, es cada uno de los conductores que forman un haz (grupo) de conductores que simula una fase de la línea de transmisión aérea.

#### 4.12 Haz

Es el grupo de dos o más conductores que conforman una fase de la línea de transmisión aérea.

### 5 SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

SAP R3	Systems and Application Programming- revisión 3
ACSR/AS	Cables de Aluminio con Cableado Concéntrico y Núcleo de Acero con Recubrimiento de Aluminio Soldado.
AAS	Cable de Acero con Aluminio Soldado
ACSS	Cable de Aluminio Recocido con Cableado Concéntrico y Núcleo de Acero.

### 6 CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES GENERALES

#### 6.1 Características Mecánicas y Dimensionales

Las características mecánicas, eléctricas, dimensionales, de fabricación y métodos de prueba que deben cumplir los herrajes y sus accesorios, así como los conjuntos de herrajes, son las establecidas en la norma NRF-023-CFE-2003, complementadas con las que se indican a continuación y en las hojas de características técnicas específicas:

#### 6.2 Aluminio

La aleación de aluminio-silicio que se utilice debe cumplir las características electromecánicas requeridas en las hojas de características técnicas específicas de cada producto, descritas en esta norma de referencia

#### 6.3 Empalmes

Desde el punto de vista mecánico debe ser capaz de resistir el 95 % de la tensión de ruptura del cable para el cual fue diseñado, sin permitir deslizamiento.

Desde el punto de vista eléctrico su conductividad debe ser la misma que la del cable conductor y después de instalado, debe estar libre de efecto corona y radio interferencia.

#### 6.4 Grapas

##### 6.4.1 Suspensión

Después de apretada la tomillería con el torque indicado por el Fabricante de los herrajes, las grapas deben soportar sin permitir deslizamiento ni daño del cable conductor, una carga desbalanceadora mínima equivalente del 20 % de la carga de ruptura del cable que sujetan. Después de instaladas deben estar libres de efecto corona y radio interferencia.

##### 6.4.2 Tensión

Las grapas deben soportar sin permitir deslizamiento del cable conductor, una fuerza de tensión equivalente al 95 % de la carga de ruptura del cable conductor que sujetan. Su conductividad debe ser la misma que la del conductor, y después de instaladas deben estar libres de efecto corona y radio interferencia.

#### 6.5 Separadores

Los separadores deben ser adecuados para mantener los cables conductores separados 450 mm entre sí, y ser capaces de resistir las corrientes de corto circuito que pudieran presentarse en la línea de transmisión.

#### 6.6 Varillas Protectoras

Están formadas por alambres de aluminio y deben ser preformadas para facilitar su montaje.

#### 6.7 Galvanizado

Todos los herrajes y sus accesorios deben ser galvanizados por inmersión en caliente, excepto en los casos que indique otro tipo de acabado en las hojas de características técnicas específicas de cada tipo de herraje.

#### 6.8 Conjuntos de Herrajes

Los conjuntos deben estar formados por los herrajes y sus accesorios que se indican en las hojas de características técnicas específicas. El elemento o accesorio de cada conjunto, debe estar formado por elementos de una sola pieza, a menos que se indique otra cosa en las hojas de características técnicas específicas.

Con relación a los conjuntos de herrajes (figuras: 36, 37, 40 y 41), se establecen dos alternativas. En el caso de elegir la alternativa "B", las partes que integran al conjunto serán las mismas de la alternativa "A", sustituyendo las partes indicadas con la letra "A" por las partes indicadas con la letra "B", de acuerdo a la lista de partes y materiales según el calibre solicitado por CFE.

#### 6.9 Arandelas Planas y Arandelas de Presión

Los accesorios del herraje como arandelas planas y de presión, deben cumplir con las normas NMX-H-075 y NMX-H-076, respectivamente.

### 7 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Los herrajes y sus accesorios, y los conjuntos de herrajes la presente norma de referencia, deben operarse correctamente en las diferentes zonas del país donde se

ubicar las líneas de transmisión aéreas con tensiones de 15 kV a 400 kV.

Por su uso los conjuntos de herrajes se dividen en:

- de suspensión en "I",
- de suspensión en "V",
- de tensión.

Y estos pueden ser para uno, dos, tres o cuatro conductores por fase.

Es responsabilidad del fabricante que las partes de los conjuntos ensamblen entre sí y que los herrajes y sus accesorios resistan como mínimo las solicitudes de carga indicadas.

## **8 CONDICIONES DE PROTECCIÓN AMBIENTAL**

Las condiciones de protección ambiental en la fabricación de herrajes y sus accesorios, deben ser atendidas directamente por cada fabricante.

## **9 CONDICIONES DE SEGURIDAD INDUSTRIAL**

Las condiciones de seguridad industrial en la fabricación de herrajes y sus accesorios, deben ser atendidas directamente por cada fabricante.

## **10 MARCADO**

### **10.1 En el Herraje**

Para facilitar la identificación de los herrajes y sus accesorios, estos deben ser marcados de manera permanente con el logotipo del fabricante, indicando además el número de lote y año de fabricación; así como la resistencia mecánica a la tensión de ruptura, o lo que se indique en las hojas de características técnicas específicas de cada tipo de herraje. La marca debe ser fácilmente visible después del galvanizado.

### **10.2 En el Embalaje**

Cuando el herraje o accesorio requiera empaque, el proveedor debe identificar estos en un lugar visible y en idioma español, los siguientes datos:

- Nombre genérico del herraje,
- Marca o logotipo del proveedor,
- Precauciones que se deben observar en el manejo del producto,
- Número de contrato,
- Número de lote y año de fabricación,
- Cantidad de piezas contenidas,
- Masa bruta y neta en kg,
- Destino,
- País de origen.

## **11 EMPAQUE, EMBALAJE, EMBARQUE, TRANSPORTACIÓN, DESCARGA, RECEPCIÓN, ALMACENAJE Y MANEJO.**

En términos generales el empaque, embalaje, embarque, transportación, descarga, recepción, almacenaje y manejo de los herrajes y sus accesorios, así como los conjuntos; debe cumplir con lo establecido en la norma: NRF-001-CFE-2001.

Se permite el embarque de los herrajes y sus accesorios empacados como se indica en las hojas de características técnicas específicas de cada tipo de herraje, siempre y cuando los envíos formen conjuntos completos.

La clave "SAP R3" mencionada en las figuras: (1 a 50), se utiliza en el control del producto en los almacenes de CFE, contablemente y en las requisiciones de los mismos; pero no aplica para su fabricación. Esta fue determinada en forma secuencial al momento de dar de alta el producto en el sistema "SAP R3".

## **12 CONTROL DE CALIDAD**

Los herrajes y sus accesorios, así como los conjuntos de herrajes de esta norma de referencia, deben ser sometidos a las pruebas de aceptación y de prototipo que se indican en el Apéndice A, bajo los métodos que se indican y/o describen en este capítulo y a las normas aplicables de la sección 3 (Referencias).

### **12.1 Pruebas de prototipo**

Tienen como objetivo establecer las características de diseño. Se realizan una única vez y solo se repiten cuando se modifican los materiales o el diseño de los herrajes o conjuntos de herrajes. Los resultados de las pruebas se registran como evidencia de que las piezas cumplen con los requisitos mínimos establecidos en esta norma de referencia.

### **12.2 Pruebas de rutina**

Son las aplicables por el fabricante durante la producción, con el propósito de verificar si la calidad de los herrajes o conjuntos de herrajes se mantiene dentro de las tolerancias permitidas.

### **12.3 Pruebas de Aceptación**

Son las establecidas entre el comprador y el proveedor con el objeto de verificar si los herrajes o conjuntos de herrajes cumplen con lo especificado en esta norma de referencia.

### **12.4 Verificación Visual**

El muestreo debe incluir un examen visual, con lo cual se verificará la conformidad del proceso de fabricación, la forma, el recubrimiento y el acabado superficial del herraje o conjuntos de herrajes; de acuerdo con los planos de diseño y lo establecido en esta norma de referencia. Dicha verificación debe realizarse de acuerdo con lo indicado en la norma NRF-023-CFE.

## 12.5 Verificación Dimensional

Estos ensayos sirven para verificar dimensionalmente los herrajes o conjuntos de herrajes, dentro de las tolerancias establecidas en las hojas de características técnicas específicas de esta norma de referencia. Se deben revisar los certificados de calibración de los instrumentos de medición.

El proveedor debe proporcionar al comprador, las facilidades necesarias para tener libre acceso a todas las áreas de la planta, a fin de inspeccionar la exactitud de los instrumentos de control y medición, la materia prima, los procesos de fabricación, galvanizado, empaque, embalaje y embarque.

## 12.6 Galvanizado

Se aplica conforme a lo indicado en la norma NRF-023-CFE.

## 12.7 Pruebas no Destructivas

Se realizan por acuerdo entre proveedor y comprador; o en caso de duda de defectos internos por parte del comprador.

Pruebas no destructivas:

- Ensayos magnéticos,
- Ensayos por corrientes inducidas,
- Ensayos radiográficos,
- Ensayos por ultrasonido,
- Ensayos mediante líquidos penetrantes,
- Ensayos de dureza,
- Ensayos de carga parcial.

## 12.8 Pruebas de Resistencia Mecánica a la Tensión

Se realizan sobre una muestra de tres herrajes por lote de fabricación. Los tres herrajes deben aprobar este ensayo, con una estimación de la incertidumbre expandida para un intervalo de confianza del 95.45 % ( $2\sigma$ ).

El equipo con el que se determinan las cargas mecánicas debe tener una exactitud del 2 % mínimo en la medición, y debe estar soportado por un certificado de calibración vigente.

El herraje se debe colocar en una máquina de tracción y la carga se incrementará gradualmente a una velocidad máxima de aplicación del 25 % de la resistencia a la tensión indicada, hasta alcanzar la carga de ruptura mínima especificada en las hojas de características técnicas específicas de cada herraje. Esta se mantendrá durante 60 s. Posteriormente se debe incrementar la carga hasta la ruptura del herraje.

- Para cargas de ruptura muy altas, cuando la seguridad de los operadores y del equipo se vea comprometida, la prueba se debe detener a 1.2 veces la carga de ruptura mínima especificada

El ensayo se habrá superado, si la ruptura del herraje no se produce a una carga menor o igual a la carga de ruptura

mínima especificada, considerando la incertidumbre expandida.

### 12.8.1 Resistencia a la tensión mecánica en grapas de suspensión

Se debe aplicar la prueba de resistencia al cuerpo, como se indica en el Apéndice B (figura a) de esta norma de referencia.

La prueba se puede realizar con un estrobo de acero del diámetro máximo del cable para el cual está diseñada la grapa y que soporte la tensión mecánica indicada en la hoja de características técnicas específicas de cada herraje.

Los especímenes de prueba son montados en el cable con el torque recomendado por el fabricante.

La aplicación de la carga se realizará como se indica en el punto 12.8 de esta norma de referencia.

### 12.8.2 Resistencia al deslizamiento en grapas de suspensión

Se debe aplicar la prueba de resistencia al deslizamiento al cuerpo, como se indica en el Apéndice B (figura b) de esta norma de referencia.

La prueba se realiza con el cable conductor de mayor resistencia mecánica para el cual está diseñada la grapa.

Los especímenes de prueba son montados en el cable con el torque recomendado por el fabricante.

La carga es incrementada gradualmente a una velocidad máxima de aplicación del 25 % de la resistencia al deslizamiento, hasta alcanzar el 20 % de la carga de ruptura mínima especificada del cable, esta se mantendrá durante 60 s. A continuación se desmonta la grapa del equipo y el cable, se revisa la grapa y el conductor.

El deslizamiento se puede observar por el movimiento relativo entre el conductor y la grapa, por medio de una marca hecha en el conductor antes de la prueba y/o por medio de la caída de la carga mecánica.

El ensayo se habrá superado, sino presenta deslizamiento el cable con respecto a la grapa; no hay daño en el conductor, varillas protectoras o la grapa.

### 12.8.3 Resistencia mecánica en grapas de tensión y empalmes a compresión (deslizamiento).

La prueba se realiza sobre una muestra de tres herrajes por lote de fabricación. Los tres herrajes deben aprobar este ensayo.

La prueba se realiza utilizando el arreglo para la prueba de deslizamiento indicado en el Apéndice C (figura a).

La aplicación de la carga se realiza en forma gradual y lenta, máximo 500 N/s hasta alcanzar el valor indicado en las hojas de características técnicas específicas de cada herraje, y sostenido por 60 s.

Puede también probarse simultáneamente dos grapas a compresión junto con un empalme de manera que se sometan simultáneamente a ensayo, como se indica en el Apéndice C (figura b).

El ensayo se habrá superado si se alcanza la carga mínima especificada sin que falle el conductor y/o el herraje, además, que el conductor no presente un deslizamiento relativo respecto a la grapa de tensión o el empalme  $\geq$  a 2 mm.

Por acuerdo entre proveedor y el comprador, puede aumentarse gradualmente la carga hasta la ruptura.

#### 12.8.4 Manguitos de reparación a compresión

Se realizan sobre una muestra de tres herrajes por lote de fabricación. Los tres herrajes deben aprobar este ensayo.

Se debe cortar un cierto número de alambres ( $\leq$  25 %) en la capa exterior de una longitud de conductor del calibre para el cual fue diseñado el manguito. La longitud libre del conductor a cada lado del manguito será  $\geq$  a 100 veces el diámetro del conductor o como mínimo 2,5 m. Se debe comprimir el manguito con el conductor, siguiendo las especificaciones y recomendaciones del fabricante.

El manguito se debe colocar en una máquina de tracción de tal modo que se simulen las condiciones de servicio y tomando las precauciones necesarias para que no se forme una bolsa (efecto jaula) en los alambres del conductor.

La aplicación de la carga se realiza en forma gradual y lenta, máximo 500 N/s hasta alcanzar el valor indicado en las hojas de características técnicas específicas de cada herraje, y sostenido por 60 s.

El ensayo se habrá superado si se alcanza la carga mínima especificada sin que falle el conductor y/o el herraje, además, que el conductor no presente un deslizamiento relativo respecto al manguito de reparación  $\geq$  a 2 mm.

Por acuerdo entre proveedor y comprador, puede aumentarse gradualmente la carga hasta la ruptura.

#### 12.9 Par de Apriete

El ensayo se debe realizar instalando en la grapa un conductor de diámetro igual al de utilización de la grapa en servicio. Los tornillos y/o tuercas se apretarán con el par de apriete máximo recomendado por el fabricante.

El ensayo se habrá superado si el par de apriete máximo recomendado, no produce daños al roscado, a ningún componente de la grapa, o al conductor dentro de la misma.

#### 12.10 Certificados de Materiales

El proveedor debe entregar, antes de las pruebas, los certificados de calidad del material empleado en la fabricación de los herrajes y sus accesorios, así como los certificados de calidad del galvanizado.

#### 12.11 Pruebas Eléctricas

Cuando se especifiquen pruebas eléctricas a los herrajes, estos deben ser sometidos a las siguientes:

- Ciclos de calentamiento - enfriamiento
- Efecto corona y de radio interferencia. Estas pruebas deben realizarse de acuerdo con lo descrito en el apéndice E de esta norma de referencia.
- Conductividad eléctrica

### 13 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES

En las figuras 36 a 50 se debe especificar por parte del comprador la alternativa o calibre del cable requerido.

### 14 BIBLIOGRAFÍA

IEC-61284-1995; Overhead Lines Requirements and Test for Fitting.

CFE 2C500-68-2002; Grapas de Aluminio para Suspensión y Remate.

### 15 EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

La evaluación de la conformidad con esta norma de referencia es responsabilidad de CFE. Los resultados de la evaluación deben ser expedidos por el LAPEM de CFE o por un organismo acreditado por la autoridad competente.

### 16 CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES

Existe concordancia parcial con la norma internacional IEC 61284-1995, en el capítulo relativo a Control de Calidad.



APÉNDICE A  
(NORMATIVO)

PRUEBAS A HERRAJES Y CONJUNTOS DE HERRAJES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Figuras	Visual		Dimensional		Galvanizado		Pruebas no Destructivas		Tensión Mecánica		Deslizamiento		Par de Apriete		Certificados de Materiales		Pruebas Eléctricas		RIV y Corona		Ensamble	
	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A
	1	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X					X	X					X <sub>2</sub>
2	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X					X	X					X <sub>2</sub>	X <sub>2</sub>
3	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X					X	X					X <sub>2</sub>	X <sub>2</sub>
4	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X					X	X					X <sub>2</sub>	X <sub>2</sub>
5	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X					X	X						
6	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X					X	X					X <sub>2</sub>	X <sub>2</sub>
7	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X					X	X					X <sub>2</sub>	X <sub>2</sub>
8	X	X	X	X	X	X			X	X <sub>7</sub>					X	X						
9	X	X	X	X	X	X			X	X <sub>7</sub>					X	X						
10	X	X	X	X	X	X			X	X <sub>7</sub>					X	X						
11	X	X	X	X	X	X			X	X <sub>7</sub>					X	X						
12	X	X	X	X	X	X			X	X <sub>7</sub>					X	X						
13	X	X	X	X	X	X			X	X <sub>7</sub>					X	X						
14	X	X	X	X	X	X			X	X <sub>7</sub>					X	X						
15	X	X	X	X	X	X			X	X <sub>7</sub>					X	X						
16	X	X	X	X	X	X			X	X <sub>7</sub>					X	X						
17	X	X	X	X	X	X			X	X <sub>7</sub>					X	X						
18	X	X	X	X	X	X			X	X <sub>7</sub>					X	X						
19	X	X	X	X	X	X			X	X					X	X						
20	X	X	X	X	X	X			X	X					X	X						
21	X	X	X	X										X	X	X	X				X <sub>6</sub>	
22	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X					X	X						
23	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X	X <sub>4</sub>			X	X	X	X				X	X
24	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X	X <sub>4</sub>			X	X	X	X					
25	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X	X <sub>4</sub>			X	X	X	X					
26	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>			X	X	X	X	X	X	X <sub>5</sub>	X <sub>5</sub>			X	X
27	X	X	X	X	X	X					X	X			X	X						
28	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>	X	X					X	X						
29	X	X	X	X				X <sub>3</sub>			X	X			X	X					X	X
30	X	X	X	X	X	X		X <sub>3</sub>			X	X	X	X	X	X					X	X
31	X	X	X	X											X	X					X	X
32	X	X	X	X							X	X			X	X					X	X
33	X	X	X	X							X	X			X	X	X <sub>5</sub>	X <sub>5</sub>			X	X
34	X	X	X	X							X	X			X	X	X <sub>5</sub>	X <sub>5</sub>			X	X
35	X	X	X	X											X	X					X	X

APÉNDICE A  
(NORMATIVO)

PRUEBAS A HERRAJES Y CONJUNTOS DE HERRAJES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Figuras	Visual		Dimensional		Galvanizado		Pruebas no Destructivas		Tensión Mecánica		Deslizamiento		Par de Apriete		Certificados de Materiales		Pruebas Eléctricas		RIV y Corona		Ensamble	
	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A	P	A
36	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
37	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
38	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
39	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
40	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
41	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
42	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
43	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
44	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
45	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
46	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
47	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
48	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
49	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>
50	X	X	X	X	X	X			X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>					X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>6</sub>

P = Pruebas de aceptación de prototipo

A = Pruebas de aceptación

X = Prueba Obligatoria

X<sub>1</sub> = Estas pruebas se realizan por producto (Herraje)

X<sub>2</sub> = Comparador de la norma NMX-J-245-ANCE

X<sub>3</sub> = Por acuerdo entre Proveedor y la Comisión, o en caso de duda de defectos internos por parte del cliente

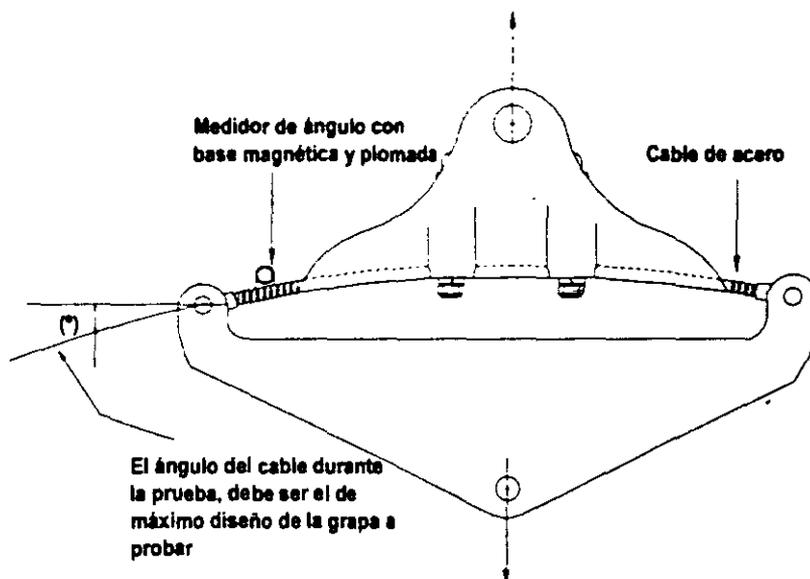
X<sub>4</sub> = Se aplicará el 20 % del valor de ruptura del conductor aplicable

X<sub>6</sub> = Pruebas complementarias conforme a la norma NMX-J-170-ANCE

X<sub>7</sub> = Se revisa ensamble como conjunto completo

X<sub>7</sub> = Se realizan en caso de no tener pruebas de prototipo

X<sub>8</sub> = Deben realizarse como se indica en el apéndice E, de esta norma de referencia



FIGURAS ILUSTRATIVAS SOBRE PRUEBA DE RESISTENCIA A LA TENSIÓN  
MECÁNICA Y PRUEBA DE DESLIZAMIENTO

Figura (a) PRUEBA DE RESISTENCIA A LA TENSIÓN MECÁNICA

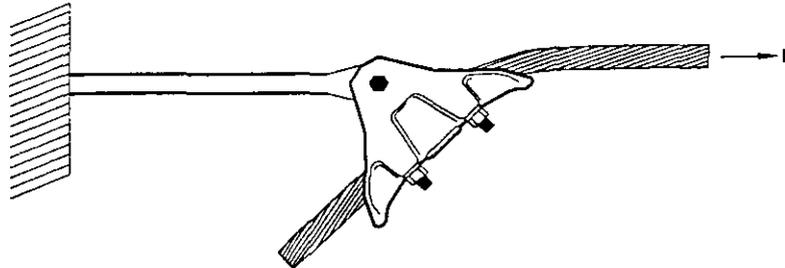


Figura (b) PRUEBA DE DESLIZAMIENTO

APÉNDICE C  
(INFORMATIVO)

FIGURAS ILUSTRATIVAS SOBRE PRUEBA DE RESISTENCIA A LA TENSIÓN  
MECÁNICA Y PRUEBA DE DESLIZAMIENTO

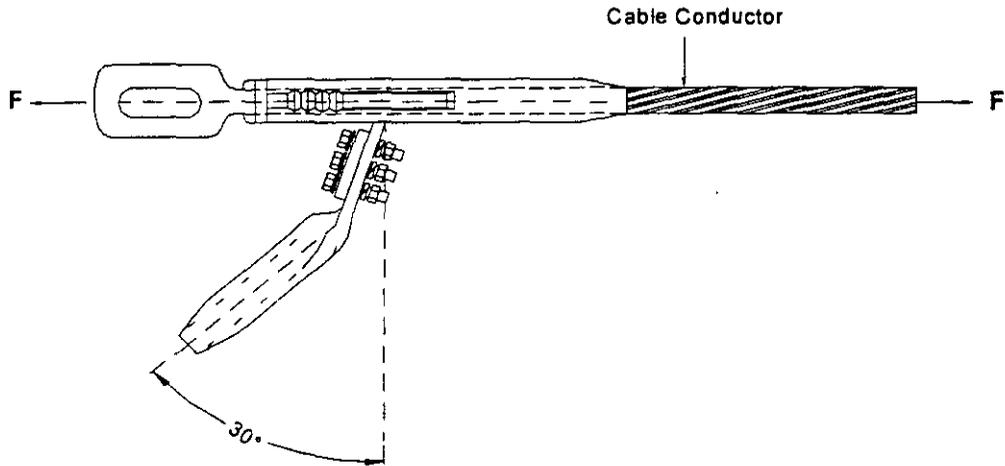
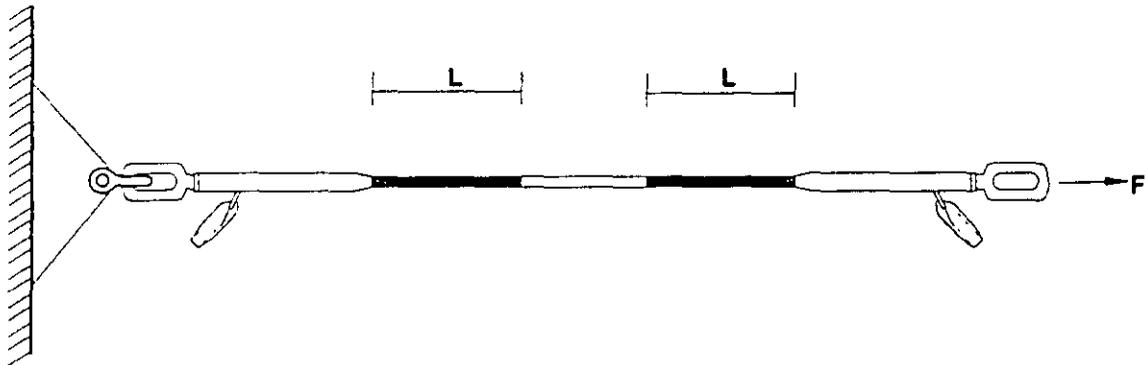


Figura (a) PRUEBA DE RESISTENCIA A LA TENSIÓN MECÁNICA (DESLIZAMIENTO)



$L \geq (100 D \text{ ó } 2.5 \text{ m, el menor de los dos})$   
D = diámetro del conductor en metros

Figura (b) PRUEBA DE RESISTENCIA A LA TENSIÓN MECÁNICA (DESLIZAMIENTO)

APÉNDICE D  
HOJAS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS  
(NORMATIVO)

D.1 Hojas de características técnicas específicas de Herrajes

- Figura 1- Calavera Horquilla "Y" Corta
- Figura 2- Calavera Horquilla "Y" Larga
- Figura 3- Horquilla "Y" Bola Corta
- Figura 4- Horquilla "Y" Bola Larga

- Figura 5- Horquilla "Y" Ojo Corta
- Figura 6- Calavera Ojo Corta
- Figura 7- Calavera Ojo Larga
- Figura 8- Yugo Triangular V1
- Figura 9- Yugo Triangular I2
- Figura 10- Yugo Trapezoidal V2
- Figura 11- Yugo Triangular T124
- Figura 12- Yugo Rectangular T24
- Figura 13- Yugo Suspensión I3
- Figura 14- Yugo Suspensión V3
- Figura 15- Yugo de Paso T3
- Figura 16- Yugo de Remate T3
- Figura 17- Yugo Suspensión I4
- Figura 18- Yugo Suspensión V4
- Figura 19- Extensión Horquilla Ojo
- Figura 20- Tensor Horquilla – Horquilla
- Figura 21- Anillo Equipotencial
- Figura 22- Grillete
- Figura 23- Grapa de Suspensión con Varilla Protectora
- Figura 24- Grapa de Suspensión sin Varilla Protectora
- Figura 25- Grapa de Suspensión para Cable de Guarda
- Figura 26- Grapa de Tensión a compresión para Cable Conductor
- Figura 27- Grapa de Tensión a compresión para Cable de Guarda
- Figura 28- Estabón
- Figura 29- Conector a compresión Cable-Cable
- Figura 30- Conector a compresión Cable-Solera
- Figura 31- Varillas Protectoras Preformadas
- Figura 32- Empalme a compresión para Cable de Guarda
- Figura 33- Empalme a compresión para Cable Conductor
- Figura 34- Manguito de Reparación a compresión para Cable Conductor
- Figura 35- Separador Preformado
- Figura 37- Conjunto de Suspensión Vertical para Dos Conductores por Fase
- Figura 38- Conjunto de Suspensión Vertical para Tres Conductores por Fase
- Figura 39- Conjunto de Suspensión Vertical para Cuatro Conductores por Fase
- Figura 40- Conjunto de Suspensión en "V" para Un Conductor por Fase
- Figura 41- Conjunto de Suspensión en "V" para Dos Conductores por Fase
- Figura 42- Conjunto de Suspensión en "V" para Tres Conductores por Fase
- Figura 43- Conjunto de Suspensión en "V" para Cuatro Conductores por Fase
- Figura 44- Conjunto de Tensión para Un Conductor por Fase con Doble Cadena de Aisladores
- Figura 45- Conjunto de Tensión para Un Conductor por Fase con Una Cadena de Aisladores
- Figura 46- Conjunto de Tensión para Dos Conductores por Fase
- Figura 47- Conjunto de Tensión para Tres Conductores por Fase
- Figura 48- Conjunto de Tensión para Cuatro Conductores por Fase
- Figura 49- Conjunto de Suspensión para Cable de Guarda
- Figura 50- Conjunto de Tensión para Cable de Guarda

## **D.2 Hojas de características técnicas específicas de Conjuntos de Herrajes**

- Figura 36- Conjunto de Suspensión Vertical para Un Conductor por Fase

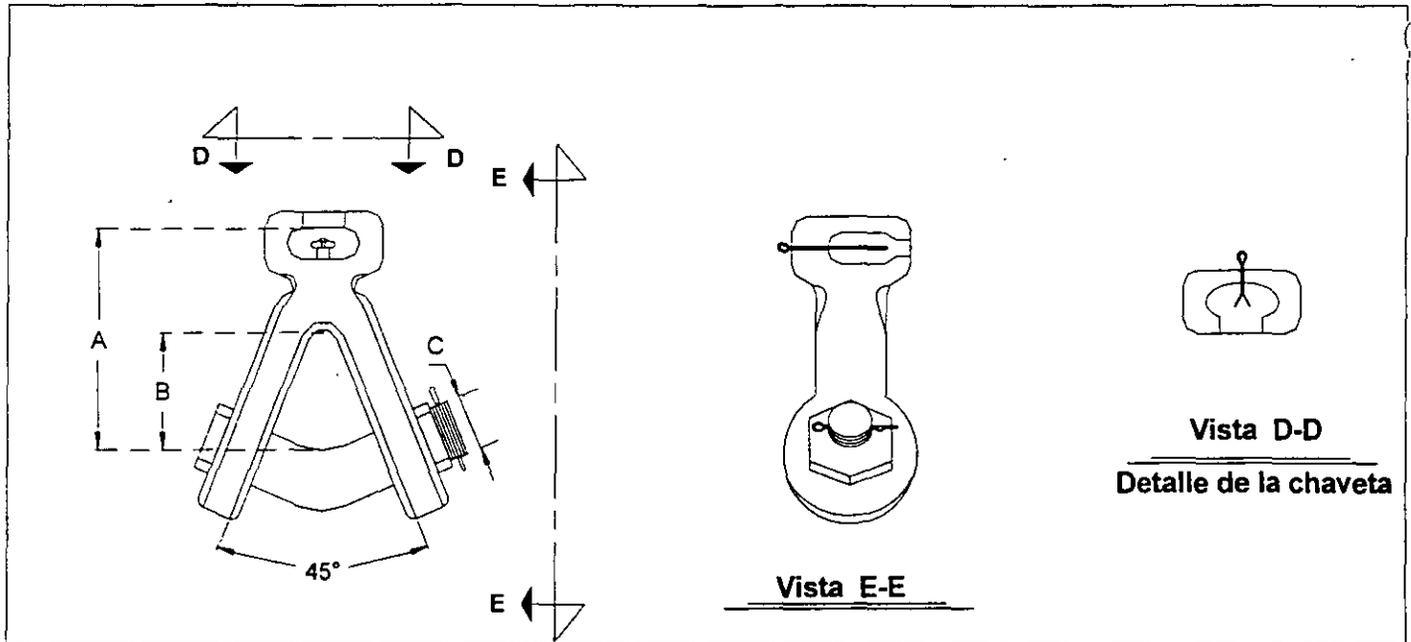


Figura 1 CALAVERA HORQUILLA "Y" CORTA

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La calavera con resistencia a la ruptura de 111 kN es para ser instalada en aisladores de clase 52-5 de acuerdo a la Norma NMX - J - 245.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)			(KN)	(kg)
	Mínima			Mínima	
537100	68	38	18	111	
	Máxima				Máxima
537100	85	42	20		1.40

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Material pemo	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 125 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical de dos conductores por fase En los conjuntos de suspensión en "V" de uno y dos conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

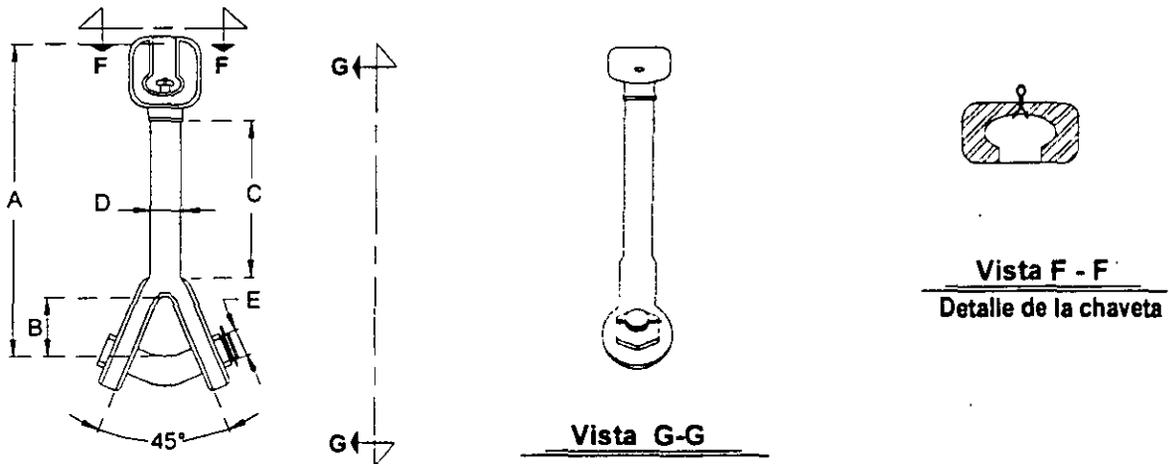


Figura 2 CALAVERA HORQUILLA "Y" LARGA

**NOTAS:**

- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- La calavera con resistencia a la ruptura de 111 kN es para ser instalada en aisladores de clase 52-5 de acuerdo a la Norma NMX - J - 245.
- La calavera con resistencia a la ruptura de 160 kN es para ser instalada en aisladores de clase 52-8 de acuerdo a la Norma NMX - J - 245.

**IMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	D	E	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)					(kN)	(kg)
	Mínima					Mínima	
539061	250	38	150	21	18	111	
365811	255	38	150	21	18	160	
	Máxima						Máxima
539061	262	42	154	23	20		2,10
365811	273	42	154	23	20		3,40

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Material perno	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 125 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical de dos, tres y cuatro conductores por fase En los conjuntos de suspensión en "V" de uno, dos, tres y cuatro conductores por fase En los conjuntos de tensión de uno, dos, tres y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

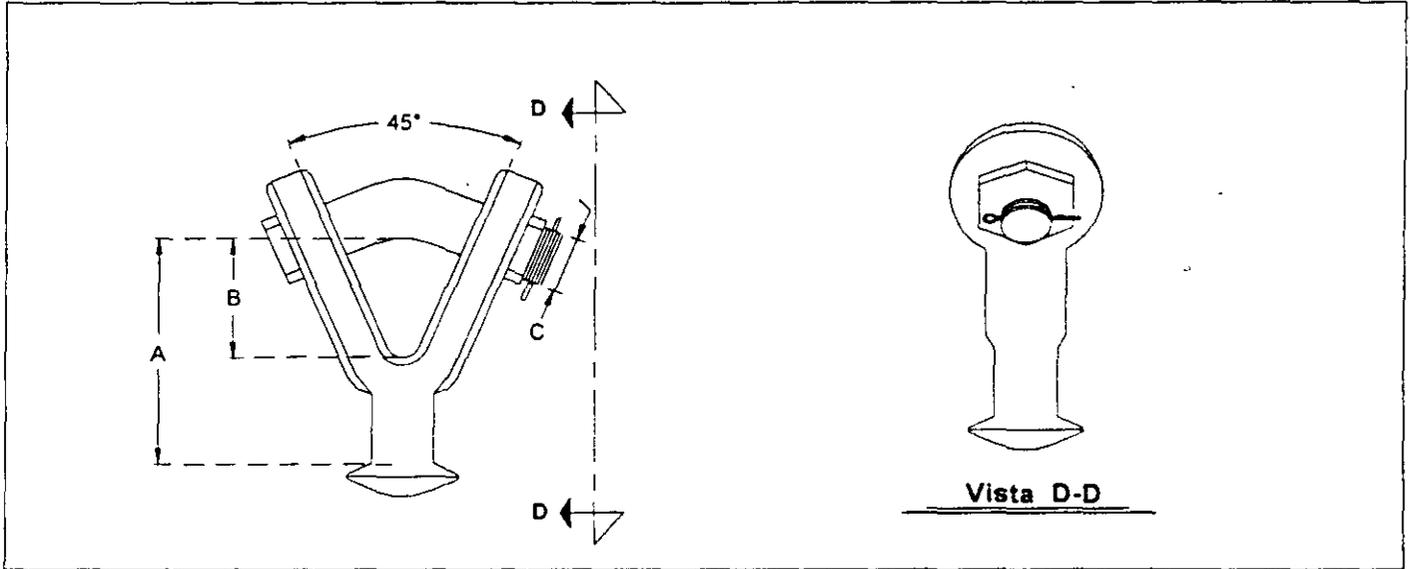


Figura 3 HORQUILLA "Y" BOLA CORTA

NOTAS:

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre sí.
- 2.- La bola con resistencia a la ruptura de 111 kN es para ser instalada en aisladores de clase 52-5 de acuerdo a la Norma NMX - J - 245.

DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS

Clave SAP R3	A	B	C	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)			(kN)	(kg)
	Mínima			Mínima	
365873	70	38	18	111	
	Máxima				Máxima
365873	83	42	20		0.95

CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL

Material cuerpo	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Material perno	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 125 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical de uno y dos conductores por fase En los conjuntos de suspensión en "V" de uno y dos conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

PRUEBAS

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

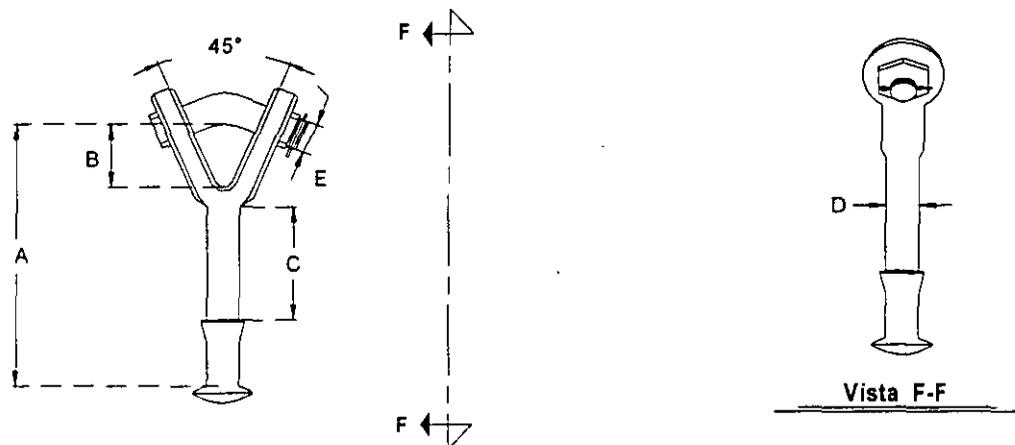


Figura 4 HORQUILLA "Y" BOLA LARGA

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La bola con resistencia a la ruptura de 111 kN es para ser instalada en aisladores de clase 52-5 de acuerdo a la Norma NMX - J - 245.
- 3.- La bola con resistencia a la ruptura de 160 kN es para ser instalada en aisladores de clase 52-8 de acuerdo a la Norma NMX - J - 245.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	D	E	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)					(kN)	(kg)
	Mínima					Mínima	
542151	237	38	150	21	18	111	
537103	235	38	150	21	18	160	
	Máxima						Máxima
542151	250	42	156	23	20		1,80
537103	258	42	156	23	20		2,89

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Material perno	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente.
Material tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 125 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical de uno, dos, tres y cuatro conductores por fase En los conjuntos de suspensión en "V" de uno, dos, tres y cuatro conductores por fase En los conjuntos de tensión de uno, dos, tres y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

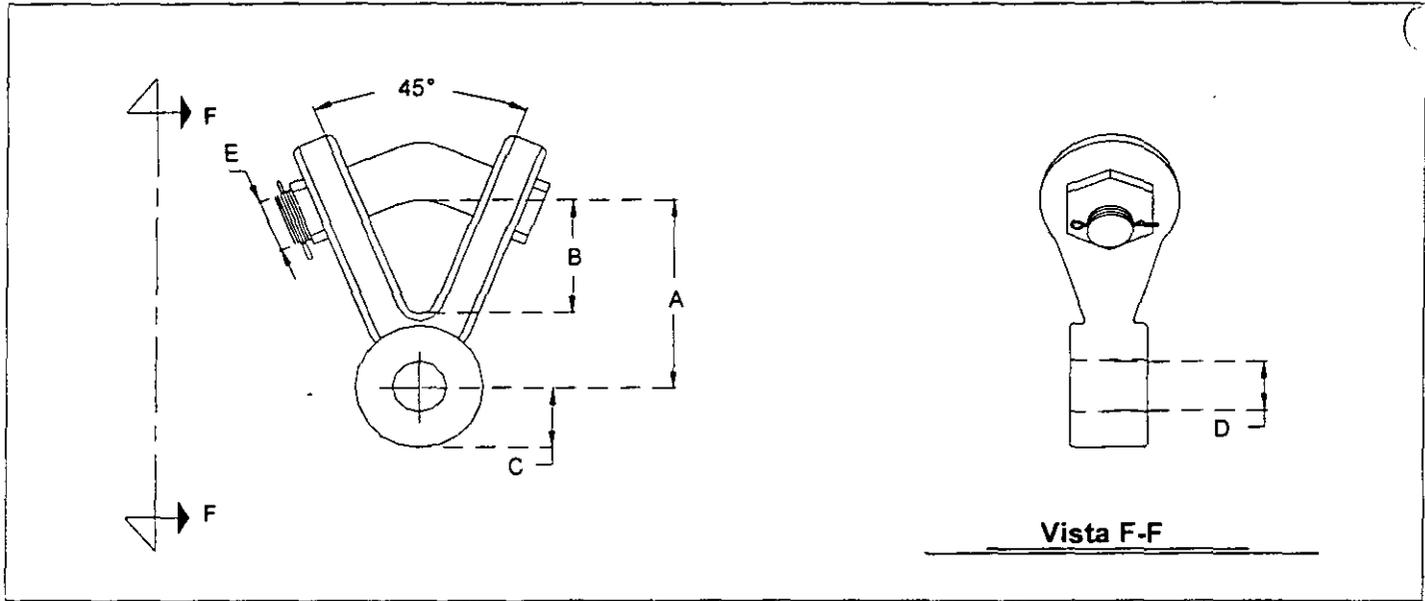


Figura 5 HORQUILLA "Y" OJO CORTA

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre sí.
- 2.- La holgura máxima permitida en el ensamble de este herraje con su respectiva grapa de suspensión (orejas), debe ser de 3 mm en cada lado.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	D	E	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)					(kN)	(kg)
	Mínima					Mínima	
365870	60	38	19	17	18	111	
	Máxima						Máxima
365870	65	42	22	18	20		1,27

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Material perno	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 125 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical de dos, tres y cuatro conductores por fase En los conjuntos de suspensión en "V" de uno, dos, tres y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

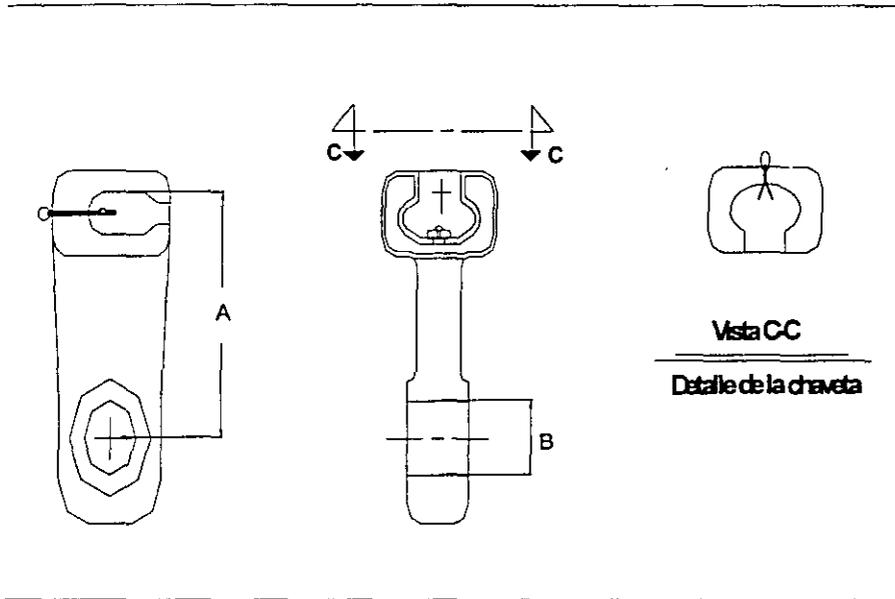


Figura 6 CALAVERA OJO CORTA

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requiendo no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- La calavera ojo corta es para ser instalada en aisladores de clase 52-5 de acuerdo a la Norma NMX – J – 245.
- 4.- La holgura máxima permitida en el ensamble de este herraje con su respectiva grapa de suspensión (orejas), debe ser de 3 mm en cada lado.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)		(kN)	(kg)
	Mínima		Mínima	
542142	52	17	111	
	Máxima			Máxima
542142	68	18		1,10

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 125 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical de un conductor por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

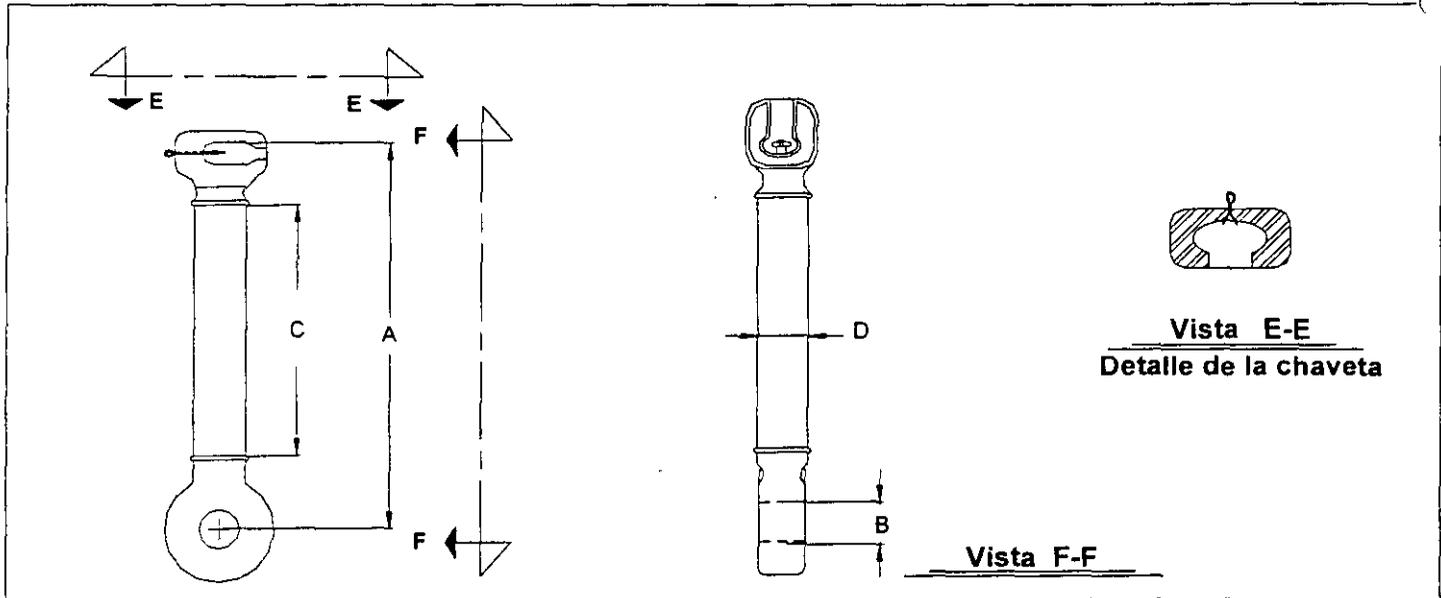


Figura 7 CALAVERA OJO LARGA

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- La calavera ojo larga es para ser instalada en aisladores de clase 52-5 de acuerdo a la norma NMX - J - 245.
- 4.- La holgura máxima permitida en el ensamble de este herraje con su respectiva grapa de suspensión (orejas), debe ser de 3 mm en cada lado.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	D	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)				(kN)	(kg)
	Mínima				Mínima	
542143	227	17	150	21	111	
	Máxima					Máxima
542143	254	18	154	23		1,50

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 125 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical de un conductor por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

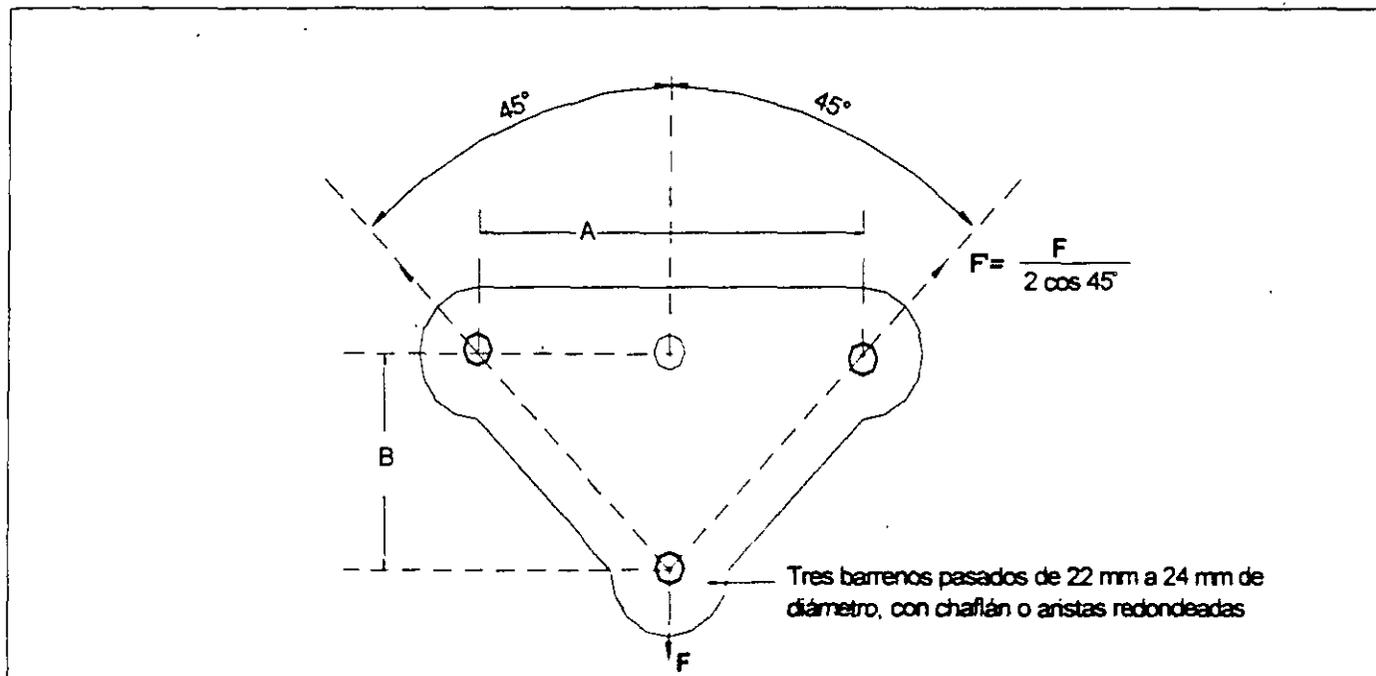


Figura 8 YUGO TRIANGULAR V1

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)		(kN)	(kg)
	Mínima		Mínima	
365887	203	102	111	
	Máxima			Máxima
365887	216	108		3,60

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 40 y 80 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión en "V" de un conductor por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

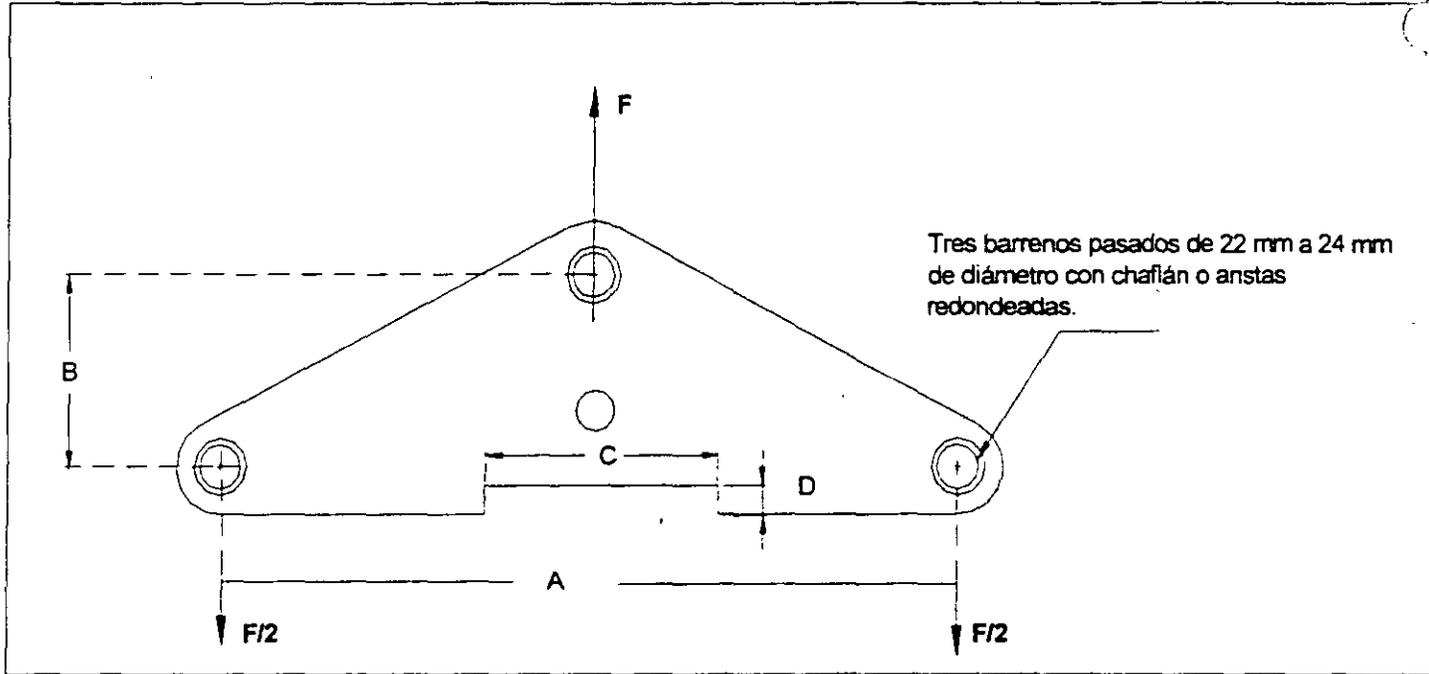


Figura 9 YUGO TRIANGULAR I2

NOTAS:

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre sí.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero sí debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS

Clave SAP R3	A	B	C	D	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)				(kN)	(kg)
	Mínima				Mínima	
537115	450	76	100	6	111	
Máxima						Máxima
537115	452	108	120	12		8,00

CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 30 y 50 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical de dos conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

PRUEBAS

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

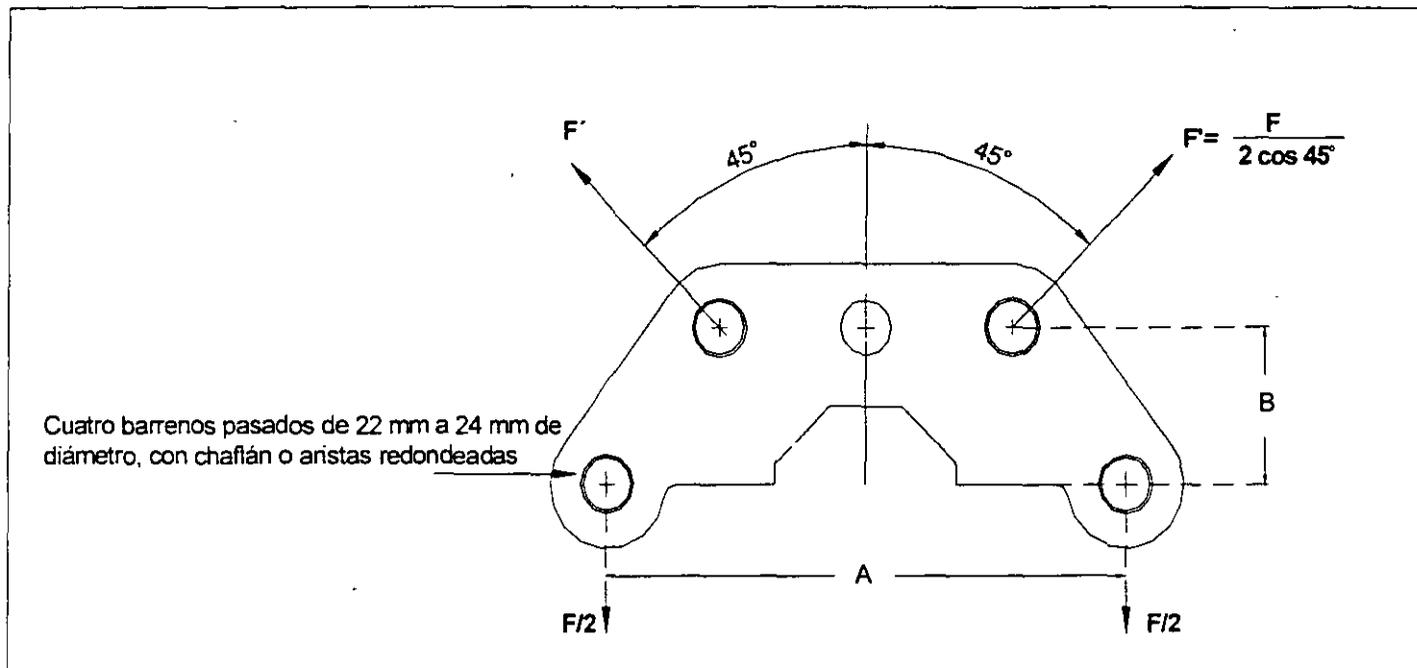


Figura 10 YUGO TRAPEZOIDAL V2

**NOTAS:**

- 1 - Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)		(kN)	(kg)
	Mínima		Mínima	
365885	450	127	111	
	Máxima			Máxima
365885	452	130		9,00

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 40 y 50 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión en "V" de dos conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

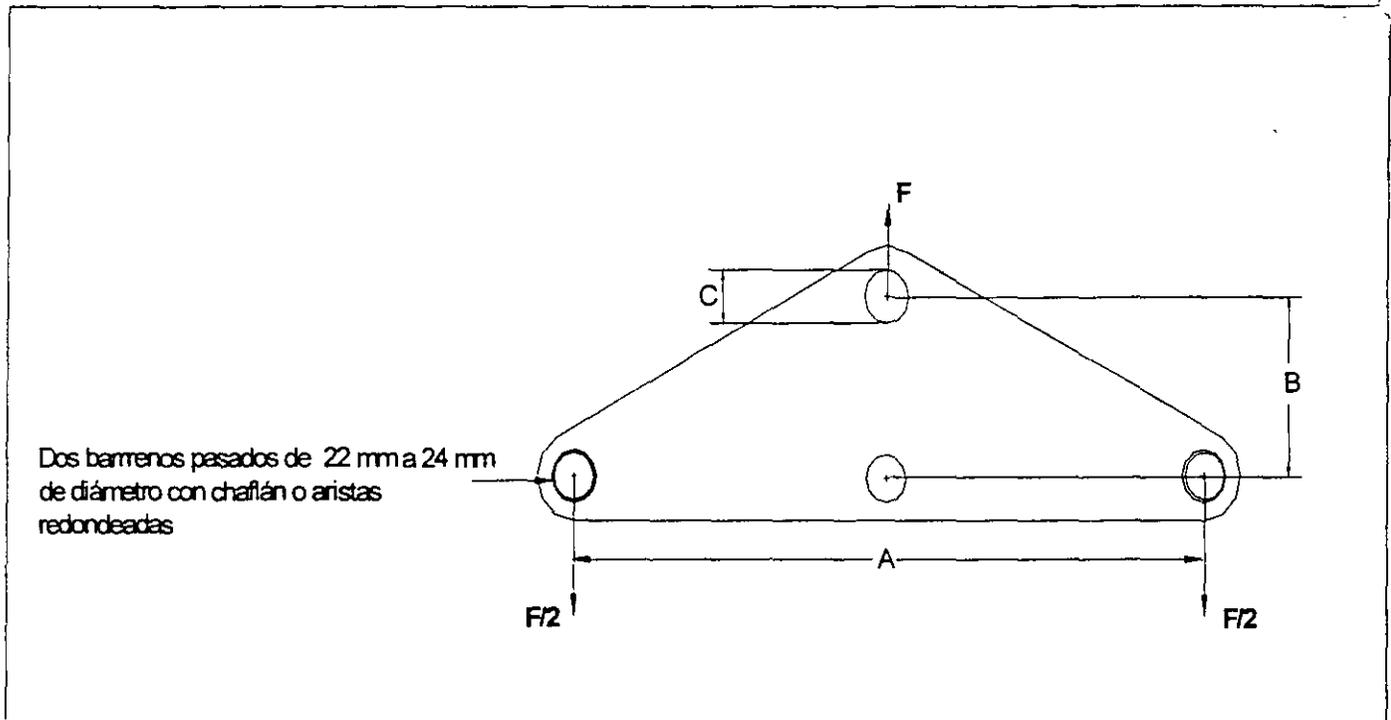


Figura 11 YUGO TRIANGULAR T124

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre sí.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)			(kN)	
	Mínima			Mínima	
365844	450	76	22	160	
	450	100	28	320	
	Máxima				Máxima
365844	452	78	24		8,00
	452	127	29		10,00

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 30 y 50 piezas
Uso	En los conjuntos de tensión de un conductor por fase con doble cadena de aisladores, de dos y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

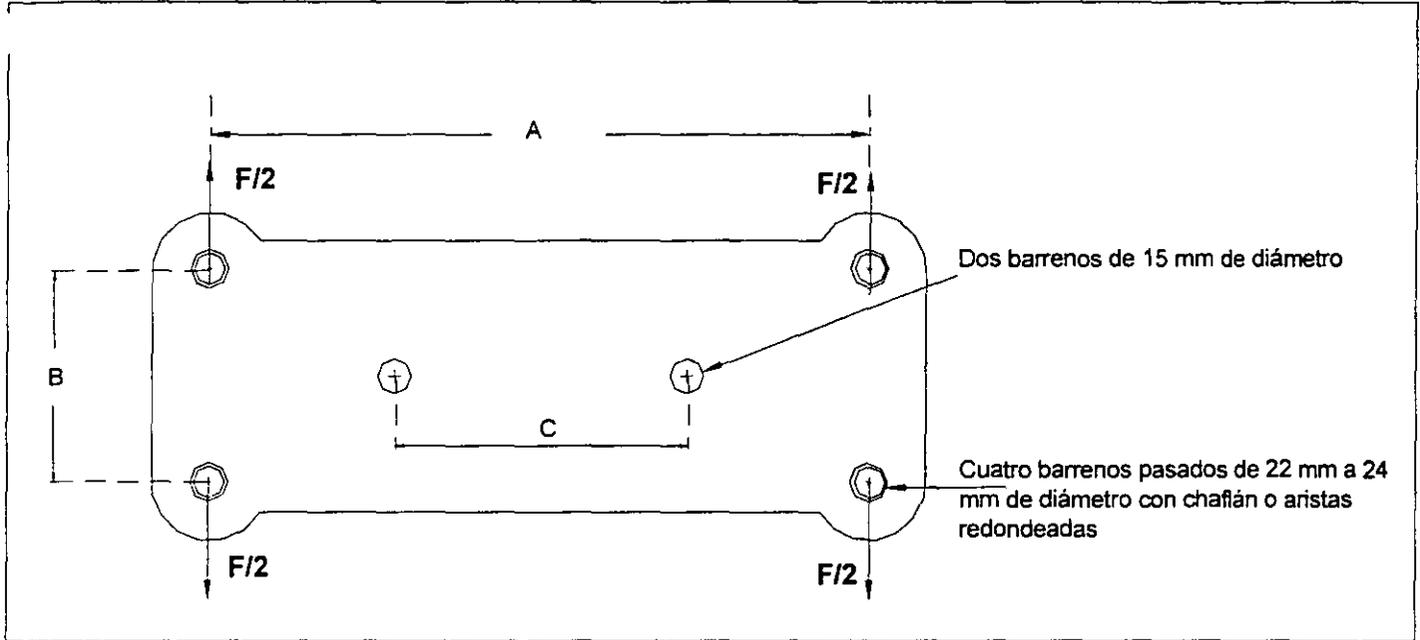


Figura 12 YUGO RECTANGULAR T24

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)			(kN)	(kg)
	Mínima			Mínima	
585972	450	138	254	320	
	Máxima				Máxima
585972	452	140	256		15,50

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 40 y 50 piezas
Uso	En los conjuntos de tensión de dos y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

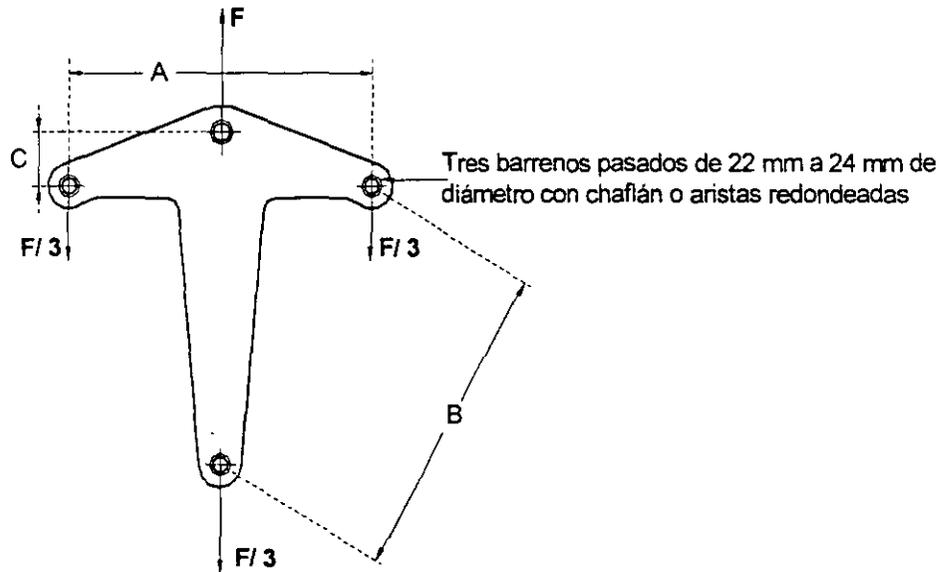


Figura 13 YUGO SUSPENSION I3

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)			(kN)	(kg)
	Mínima			Mínima	
	450	450	65	160	
	Máxima				Máxima
	452	452	76		15,00

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 20 y 30 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical de tres conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

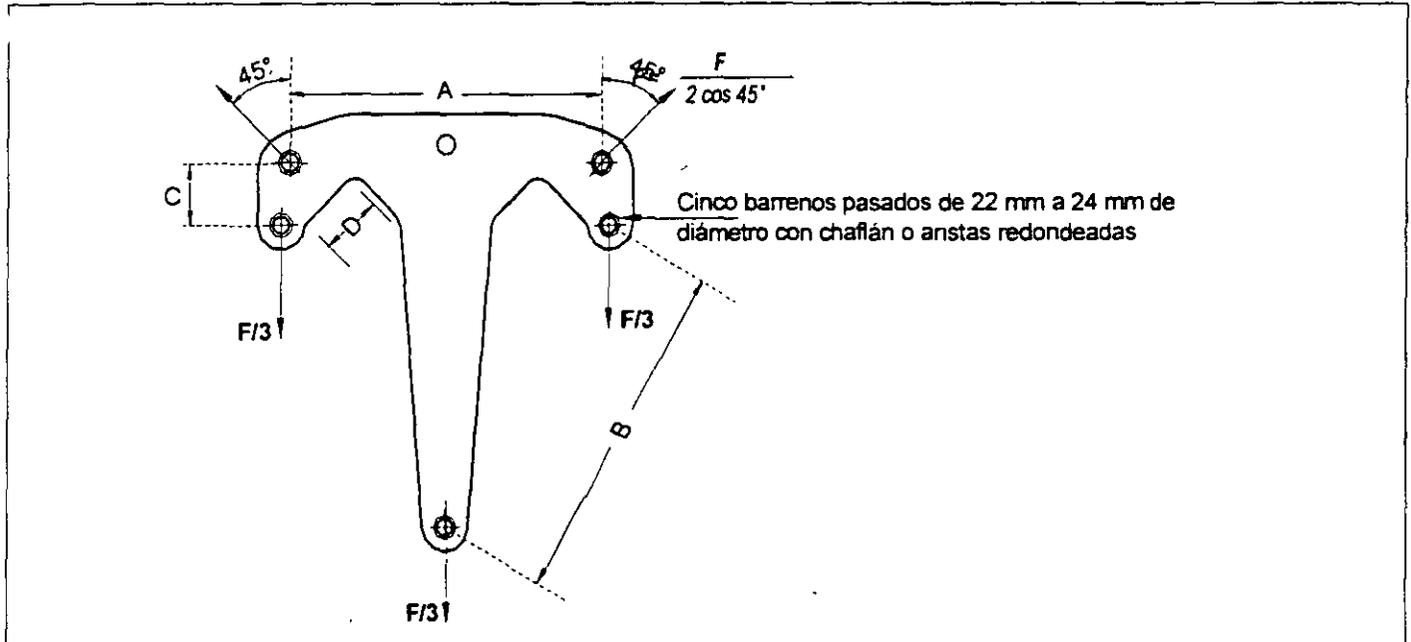


Figura 14 YUGO SUSPENSION V3

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	D	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)				(kN)	(kg)
	Mínima				Mínima	
	450	450	65	100	180	
	Máxima					Máxima
	452	452	99	120		15,00

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 20 y 30 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión en "V" de tres conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

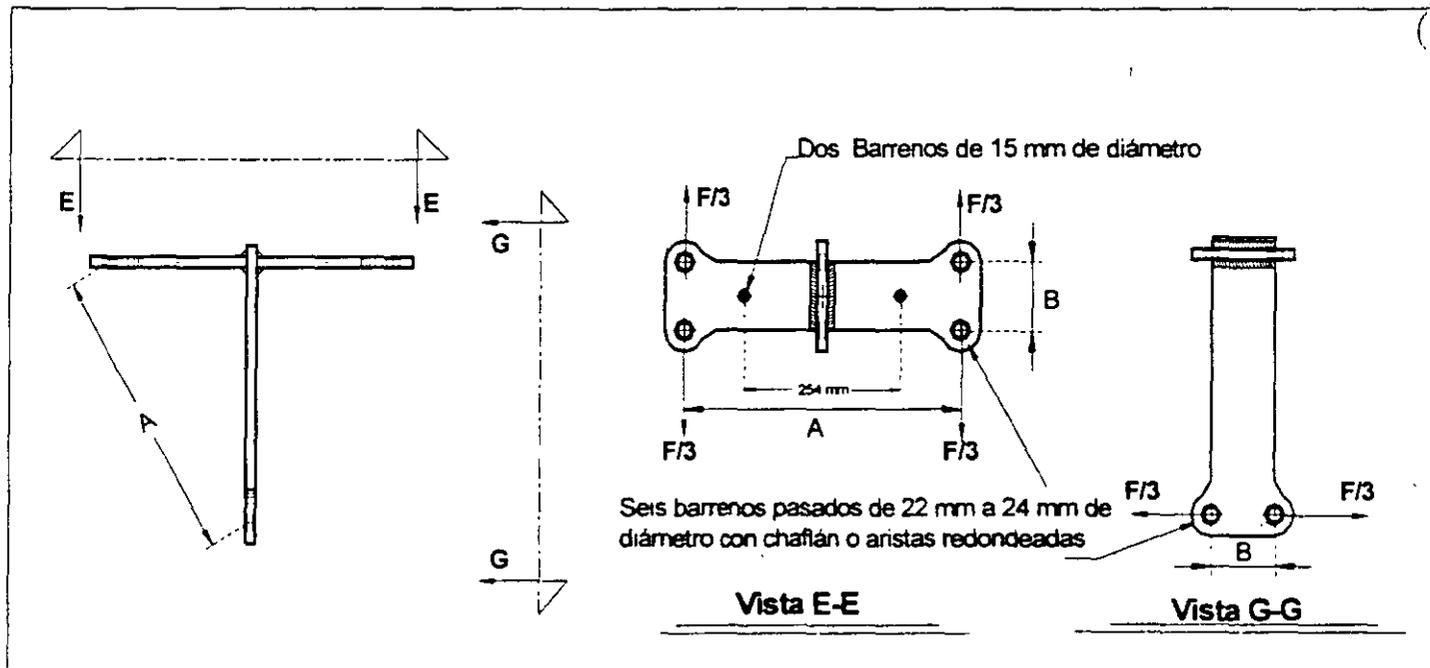


Figura 15 YUGO DE PASO T3

NOTAS:

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS

Clave SAP R3	A	B	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)		(kN)	(kg)
	Mínima		Mínima	
	450	140	480	
	Máxima			Máxima
	452	142		16,00

CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 20 y 30 piezas
Uso	En los conjuntos de tensión de tres conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

PRUEBAS

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

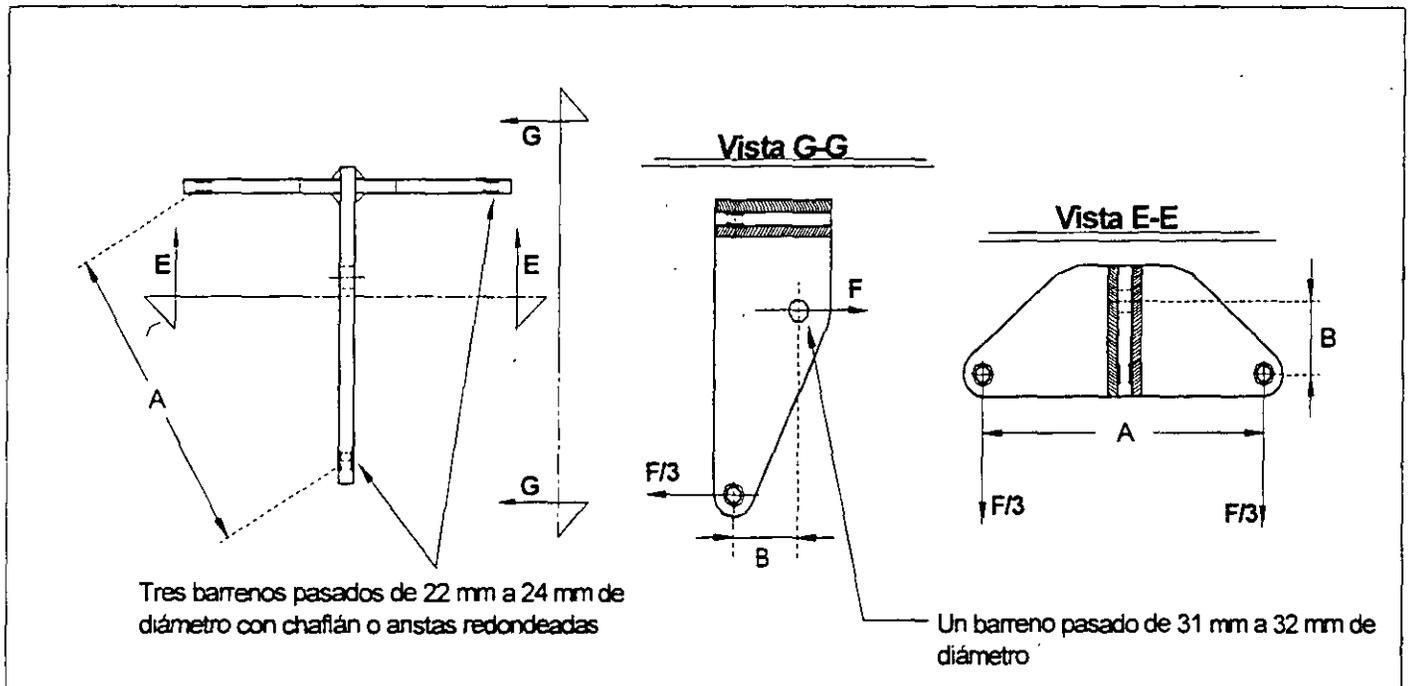


Figura 16 YUGO DE REMATE T3

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)		(kN)	(kg)
	Mínima		Mínima	
	450	127	480	
	Máxima			Máxima
	452	129		25

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 15 y 20 piezas
Uso	En los conjuntos de tensión de tres conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

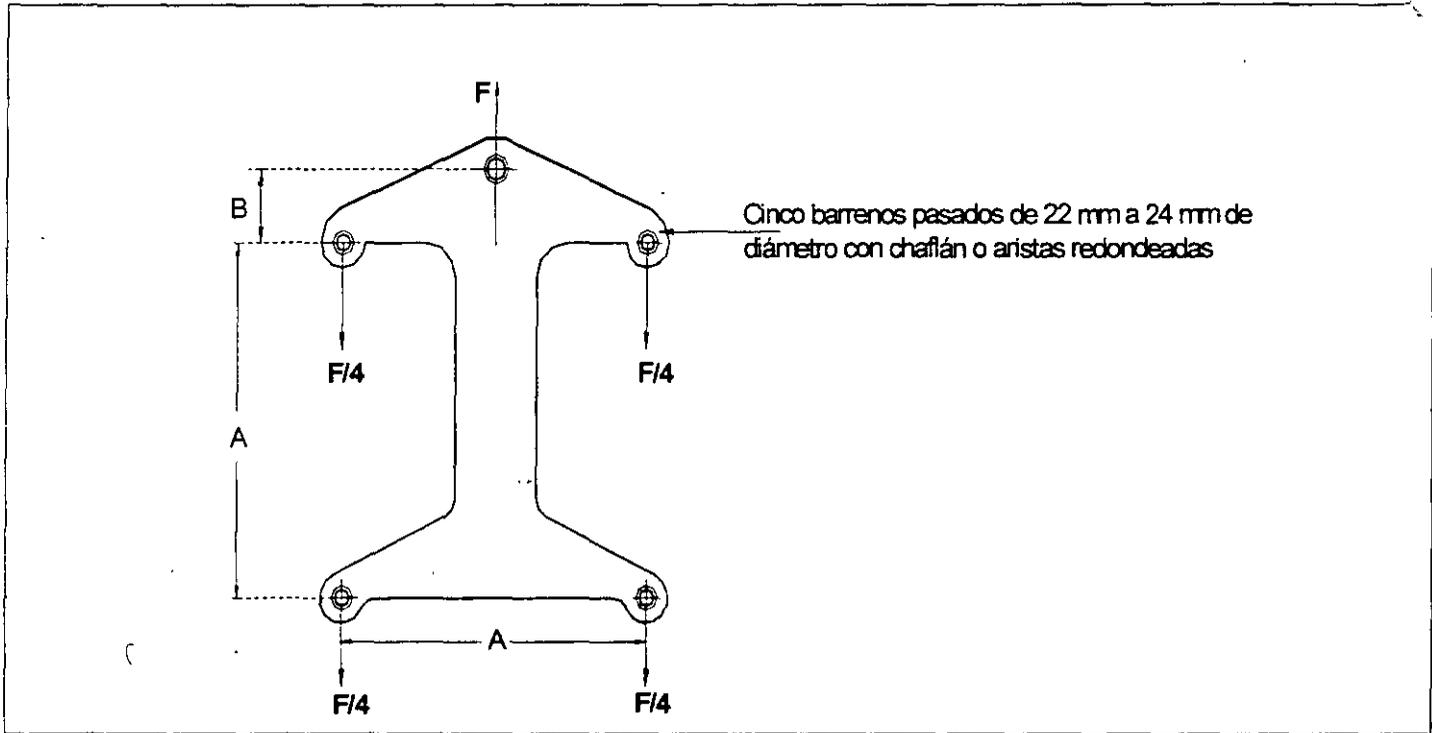


Figura 17 YUGO SUSPENSION I4

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre sí.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero sí debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)		(kN)	(kg)
	Mínima		Mínima	
	450	65	111	
	Máxima			Máxima
	452	80		18,00

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 15 y 20 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical de cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

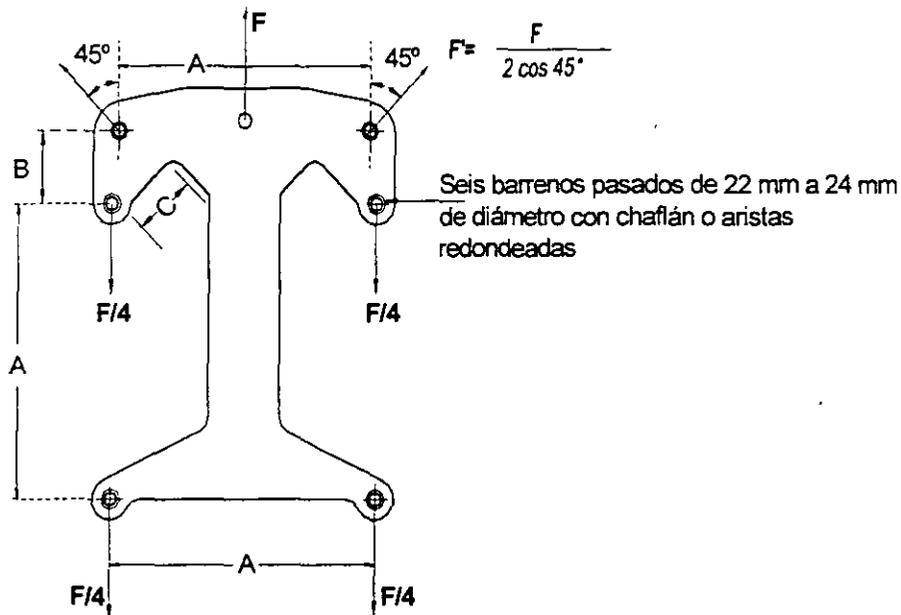


Figura 18 YUGO SUSPENSION V4

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)			(kN)	(kg)
	Mínima			Mínima	
	450	65	100	111	
	Máxima				Máxima
	452	99	120		18

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque.	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tanma, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 15 y 20 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión en "V" de cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

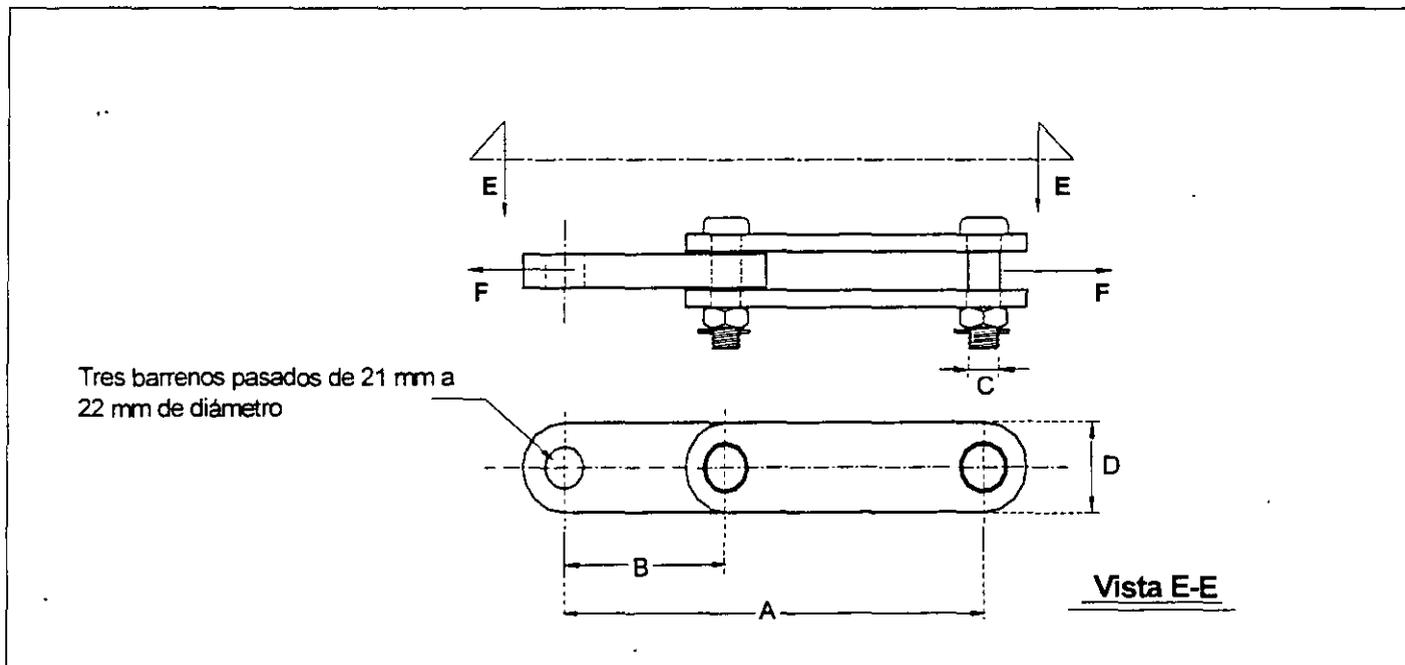


Figura 19 EXTENSION HORQUILLA OJO

NOTAS:

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS

Clave SAP R3	A	B	C	D	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)				(kN)	(kg)
	Mínima				Mínima	
	260	100	19	60	160	
	Máxima					Máxima
	262	101	20	65		1,40

CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL

Material cuerpo	Acero estructural galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Material perno	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 125 y 150 piezas
Uso	En los conjuntos de tensión de tres y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

PRUEBAS

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

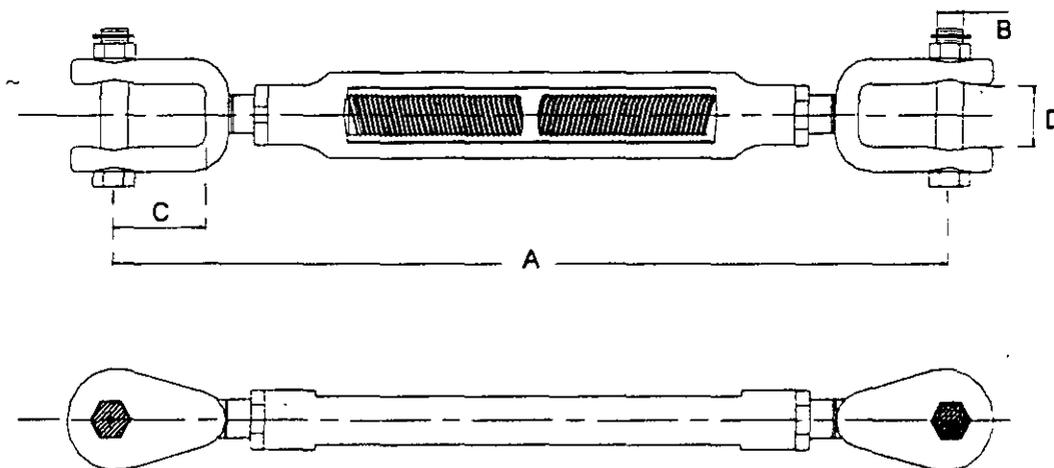


Figura 20 TENSOR HORQUILLA - HORQUILLA

NOTAS:

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS

Clave SAP R3	A	B	C	D	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)				(kN)	(kg)
	Mínima				Mínima	
533475	450	19	38	21	200	
	Máxima					Máxima
533475	690	20	54	24		5,48

CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL

Material cuerpo	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Material perno	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Material Chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 80 y 100 piezas
Uso	En los conjuntos de tensión de dos tres y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

PRUEBAS

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

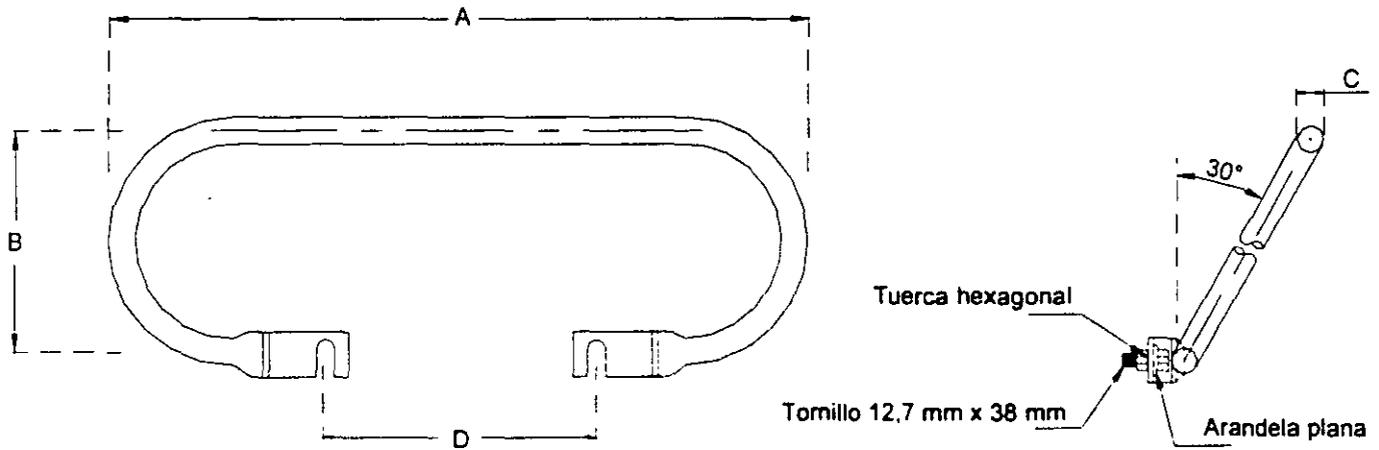


Figura 21 ANILLO EQUIPOTENCIAL

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre sí.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero sí debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- Debe suministrarse con tornillos, arandelas planas y tuercas.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	D	Resistencia a la Tensión (kN)	Masa (kg)
	(mm)					
	Mínima					
542156	889	350	48	254		
	Máxima					Máxima
542156	930	389	51	254		3.00

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Aleación de Aluminio
Acabado	Libre de bordes cortantes y anstas
Tomillo	Cabeza hexagonal, acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Arandela Plana	Acero al carbón alta resistencia y galvanizado por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 50 y 80 piezas
Uso	En los conjuntos de tensión de dos, tres y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Calibre del conductor

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

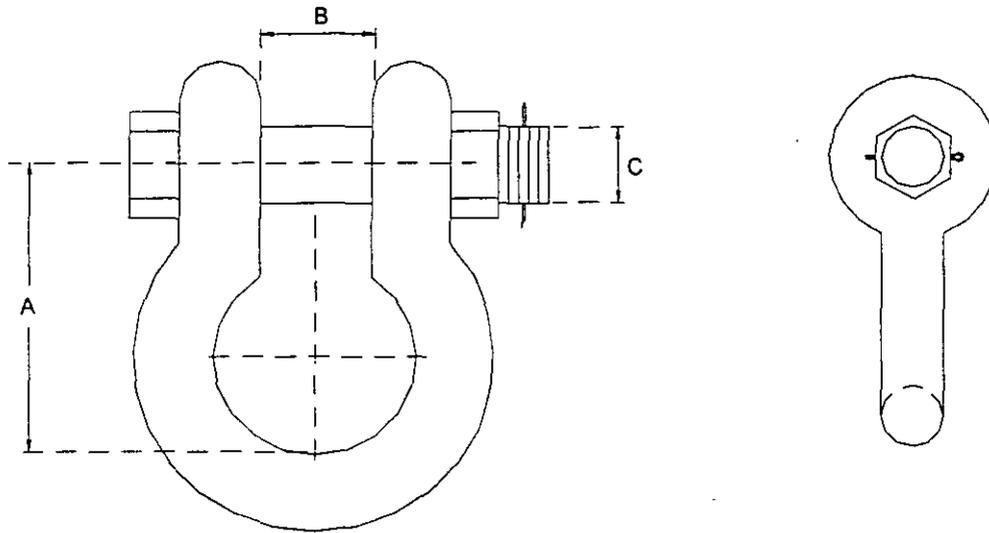


Figura 22 GRILLETE

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	Resistencia a la Tensión	Masa
	(mm)			(kN)	(kg)
	Mínima			Mínima	
365284	67	20	18	160	
542150	90	23	22	320	
533471	120	32	25	480	
	Máxima				Máxima
365284	89	24	20		0,85
542150	109	30	27		2,00
533471	130	36	30		2,70

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Material perno	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 125 piezas
Uso	En los conjuntos de tensión de uno, dos, tres, y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

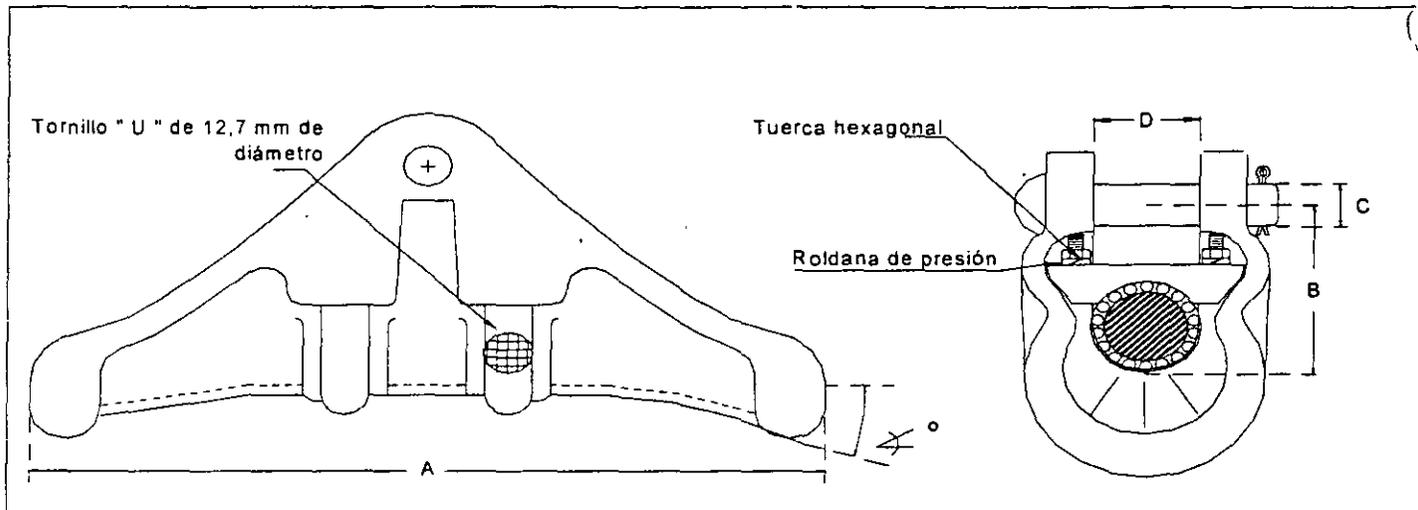


Figura 23 GRAPA DE SUSPENSIÓN CON VARILLA PROTECTORA

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- Las grapas deben estar diseñadas para evitar pérdidas por el efecto "corona".
- 4.- La holgura máxima permitida en la parte interna de las orejas de la grapa (D), debe ser de 3 mm en cada lado, al acoplarle la Horquilla "Y" Ojo Corta. La holgura mínima permitida entre el opresor o la parte superior del conductor incluyendo sus varillas protectoras con respecto a la horquilla "Y" Ojo Corta (figura 5), debe ser de 2 mm.
- 5.- Las grapas deben estar diseñadas para permitir la libre entrada del dado largo y la maniobra de apriete de la tuerca.
- 6.- El Fabricante debe suministrar junto con la grapa: el pemo, los tornillos, tuercas, roldanas de presión, chavetas y varillas protectoras preformadas necesarias.
- 7.- El Fabricante debe indicar el torque que debe ser aplicado, y la herramienta necesaria para el apriete de los tornillos.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	D	Angulo	Resistencia a la Tensión	Masa	Cable	
	(mm)					(°)	(kN)	(kg)	(mm)
	<b>Mínima</b>						<b>Mínima</b>		<b>Diámetro</b>
	265	61	15,5	42	15	111		21,80	
365821	265	79	15,5	51	20	111		31,98	
	<b>Máxima</b>							<b>Máxima</b>	
	267	74	16	48			2,30		
365821	350	90	16	65			2,80		

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Aleación aluminio-silicio alta resistencia
Acabado	Libre de bordes cortantes y aristas
Material pemo	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Roldana de presión	Acero al carbón alta resistencia y galvanizado por inmersión en caliente
Tomillo "U"	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 125 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical y en "V" de dos, tres y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Calibre del conductor

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

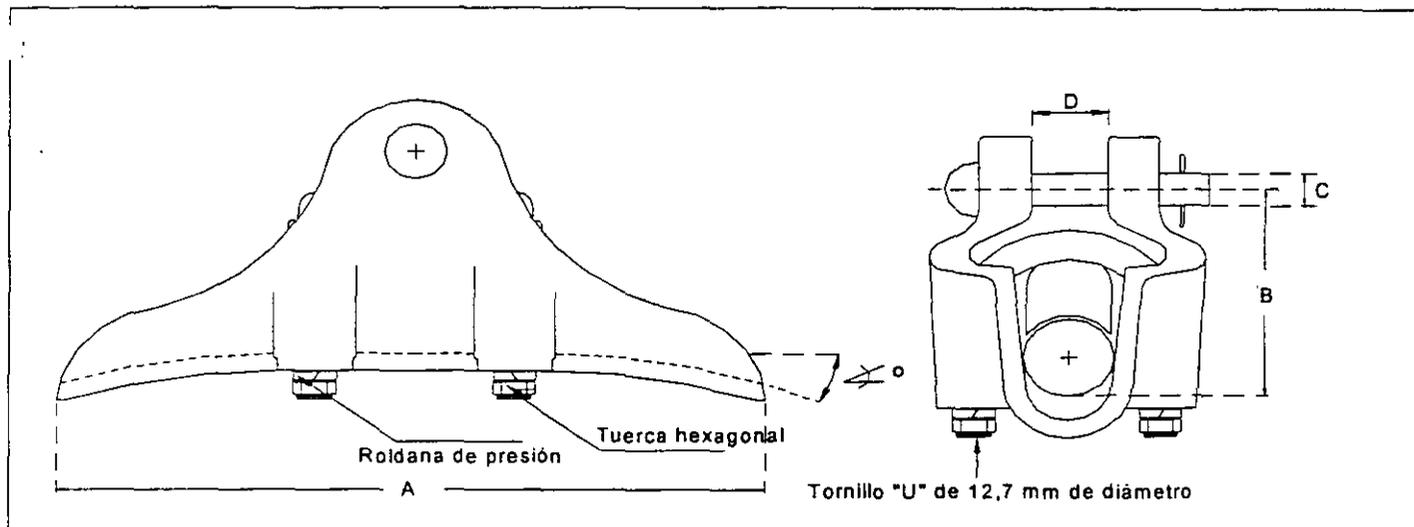


Figura 24 GRAPA DE SUSPENSION SIN VARILLA PROTECTORA

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- La holgura máxima permitida en la parte interna de las orejas de la grapa (D), debe ser de 3 mm en cada lado, al acoplarle la Calavera Ojo ó la Horquilla "Y" Ojo Corta. La holgura mínima permitida entre el opresor con respecto a la Calavera Ojo (figuras: 6, 7) ó la Horquilla "Y" Ojo Corta (figura 5), debe ser de 2 mm.
- 4.- El Fabricante debe suministrar junto con la grapa: el perno, los tornillos, tuercas, roldanas de presión y chavetas necesarias.
- 5.- El Fabricante debe indicar el torque que debe ser aplicado, y la herramienta necesaria para el apriete de los tornillos.
- 6.- Las grapas deben estar diseñadas para utilizar conductor de 21,8 a 31, 98 sin varillas protectoras.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	D	Angulo	Resistencia a la Tensión	Masa	Cable
	(mm)				(°)	(kN)	(kg)	(mm)
	Mínima					Mínima		Diámetro
542145	190	61	15,5	32	22,5	111		21,80
	200	70	15,5	37	22,5	111		28,14 – 31,98
542145	Máxima						Máxima	
	204	73	16	38			1,27	
	260	82	16	49			2,10	

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Aleación aluminio-silicio alta resistencia
Acabado	Libre de bordes cortantes y aristas
Material perno	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Roldana de presión	Acero al carbón alta resistencia y galvanizado por inmersión en caliente
Tornillo " U "	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 150 y 200 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical y en "V" de un conductor por fase
Identificación en la pieza	Calibre del conductor

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

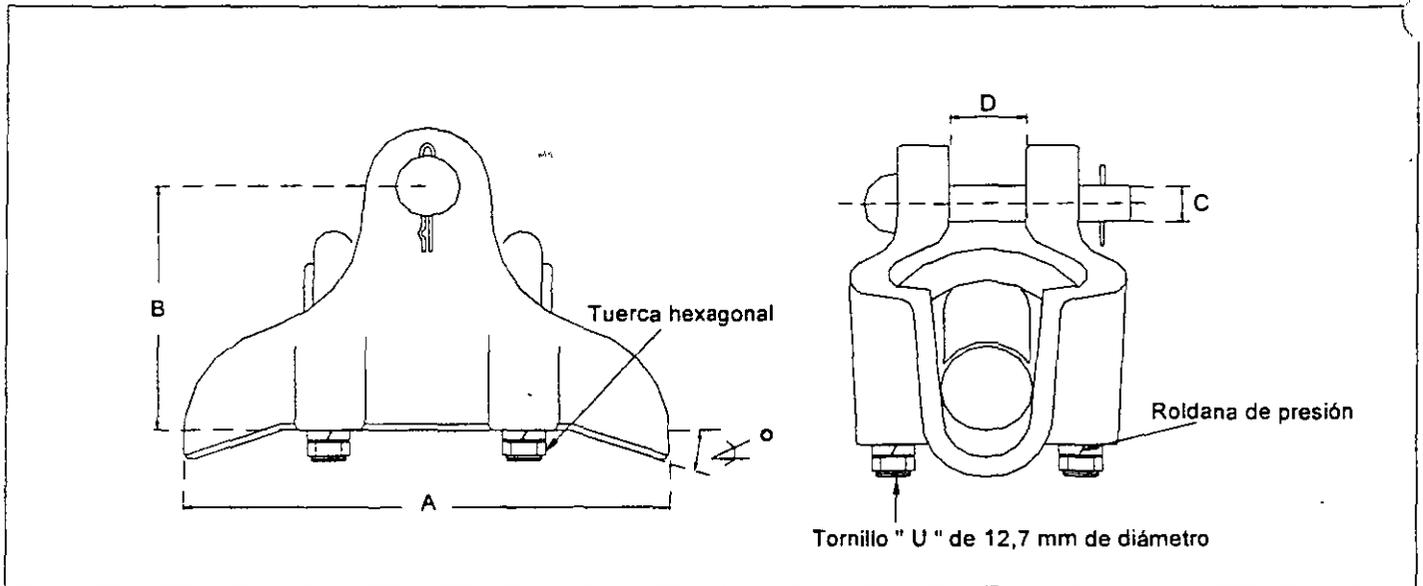


Figura 25 GRAPA DE SUSPENSION PARA CABLE DE GUARDA

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- El Fabricante debe suministrar junto con la grapa: el perno, los tornillos, tuercas, roldanas de presión y chavetas necesarias.
- 4.- El Fabricante debe indicar el torque que debe ser aplicado, y la herramienta necesaria para el apriete de los tornillos.
- 5.- Las grapas deben estar diseñadas para utilizar cable de guarda de acero de 9,52 mm de diámetro ó de acero con aluminio soldado de 9.78 mm de diámetro.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	D	Angulo	Resistencia a la Tensión	Masa	Cable
	(mm)				(°)	(kN)	(kg)	(mm)
	Mínima					Mínima		Diámetro
537105	160	50	15,5	20	30	76		9,52- 9,78
	Máxima						Máxima	
537105	172	60	16	22			1,00	

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Aleación aluminio-silicio alta resistencia
Acabado	Libre de bordes cortantes y aristas
Material perno	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Roldana de presión	Acero al carbón alta resistencia y galvanizado por inmersión en caliente
Tornillo " U "	Acero al carbón, galvanizado por inmersión en caliente
Material chaveta	Acero inoxidable tipo "R"
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 400 y 500 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión para cable de guarda
Identificación en la pieza	Calibre del cable de guarda

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

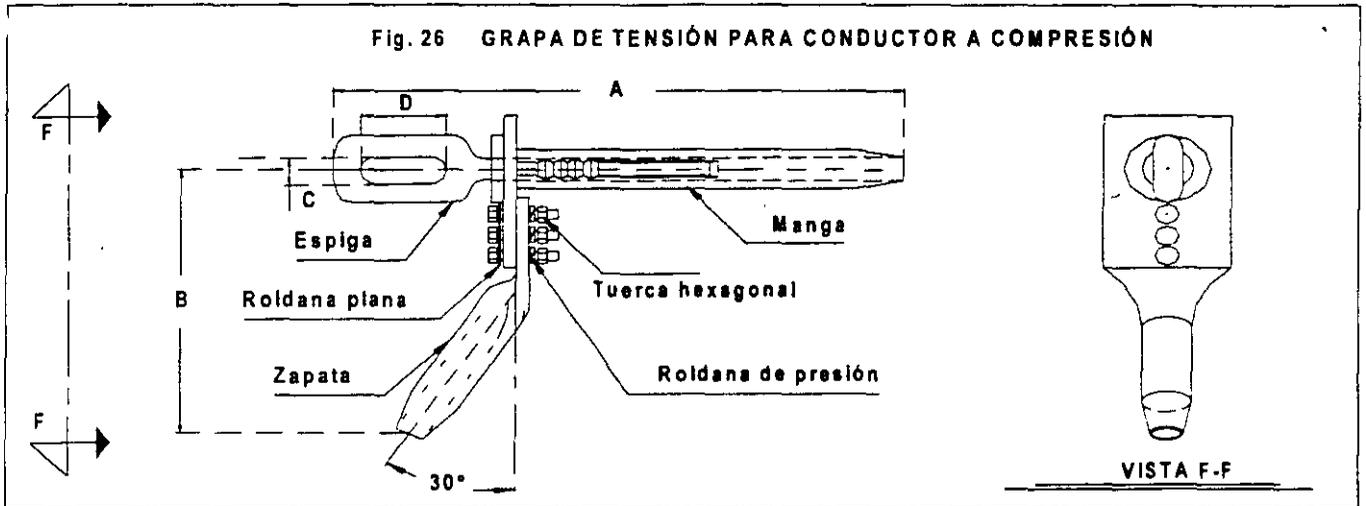


Figura 26 GRAPA DE TENSION A COMPRESION PARA CABLE CONDUCTOR

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa, la sujeción debe ser: para cable de 21,8 mm de diámetro, de 2 tornillos y para cable de 28,14 a 31,98 mm de diámetro, de 3 a 4 tornillos. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- El Fabricante debe suministrar la tomillería necesaria para unir la manga a la zapata de derivación, e indicar el par de apriete.
- 4.- El Fabricante debe incluir la grasa de contacto necesaria que debe ser aplicada a la grapa para garantizar su buen funcionamiento; así como indicar el equipo, herramienta, especificaciones y recomendaciones para comprimir ésta con el cable conductor.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	D	Resistencia al Deslizamiento	Masa	Cable
	(mm)				(kN)	(kg)	(mm)
	Mínima				Mínima		Diámetro
365826	420	245	25	55	95 % de la del conductor		21,80
365844	470	280	26	58	95 % de la del conductor		28,14
365828	510	310	26	58	95 % de la del conductor		29,51
365827	510	310	26	58	95 % de la del conductor		31,98
	Máxima					Máxima	
365826	500	300	26	70		3,15	
365844	615	305	30	80		5,00	
365828	635	325	30	80		5,50	
365827	645	340	34	80		6,00	

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material	Manga	Aleación de aluminio
	Espiga	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
	Zapata	Aleación de aluminio
Acabado	Aluminio	Libre de bordes cortantes y anstas
	Acero	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Tornillo	Cabeza hexagonal, acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente	
Tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente	
Roldana plana	Acero al carbón alta resistencia y galvanizado por inmersión en caliente	
Roldana de presión	Acero al carbón alta resistencia y galvanizado por inmersión en caliente	
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 125 piezas	
Uso	En los conjuntos de tensión de uno, dos, tres y cuatro conductores por fase	
Identificación en la pieza	Calibre del conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

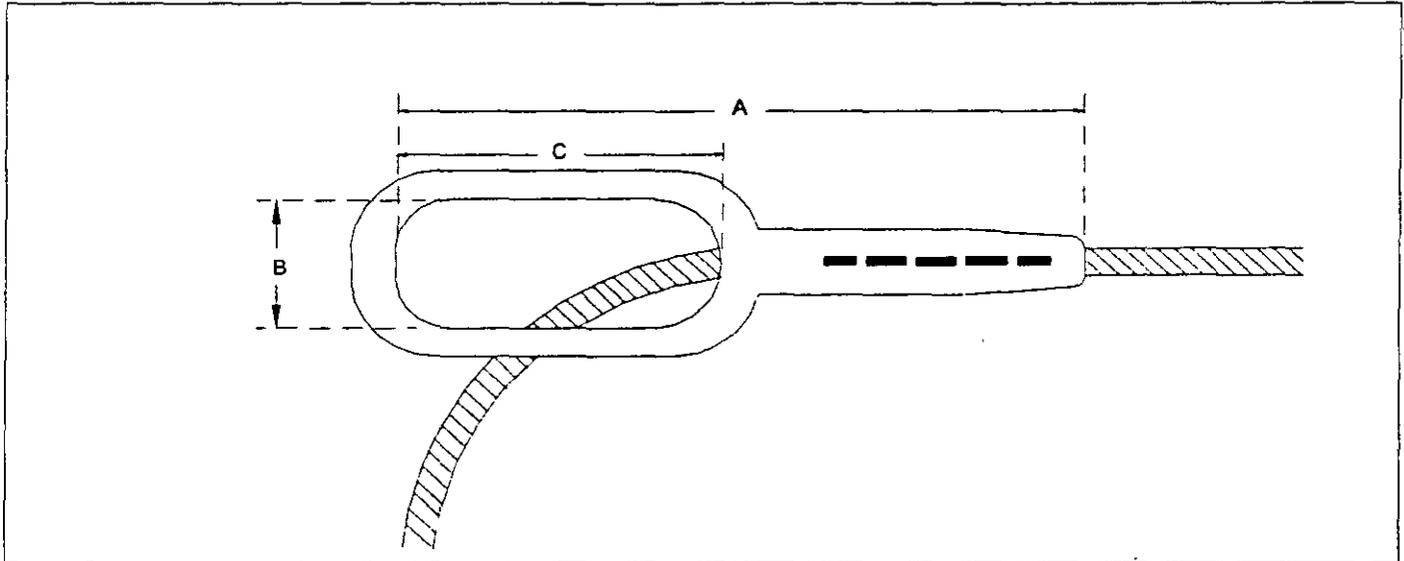


Figura 27 GRAPA DE TENSION A COMPRESION PARA CABLE DE GUARDA

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- El Fabricante debe indicar el equipo, herramienta, especificaciones y recomendaciones para comprimir la grapa con el cable de guarda.
- 4.- La grapa debe estar diseñada para utilizar cable de guarda de acero de 9.52 mm de diámetro ó de acero con aluminio soldado de 9.78 mm de diámetro.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	Resistencia al Deslizamiento	Masa	Cable
	(mm)			(kN)	(kg)	(mm)
	Mínima			Mínima		Diámetro
537104	170	20	73	40		9.52- 9.78
	Máxima				Máxima	
537104	265	26	100		0.55	

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 150 y 200 piezas
Uso	En los conjuntos de tensión para cable de guarda
Identificación en la pieza	Calibre del cable de guarda

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

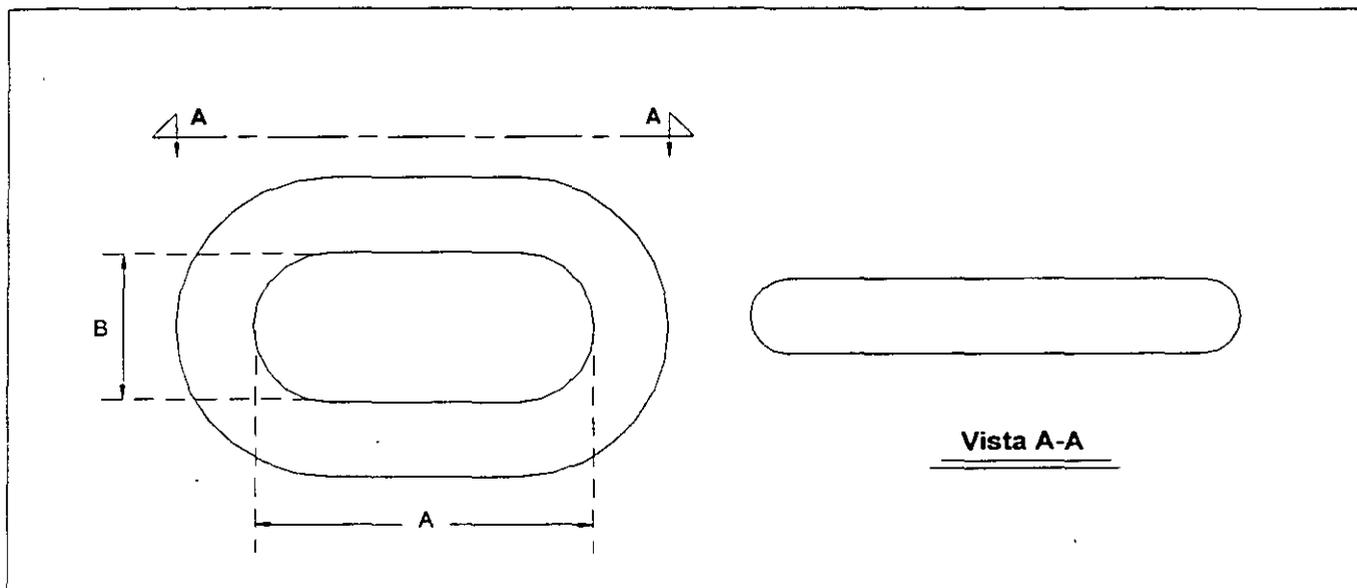


Figura 28 ESLABON

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	Resistencia al Deslizamiento	Masa
	(mm)		(kN)	(kg)
	Mínima		Mínima	Mínima
542148	51	25	80	
	76	25	160	
	90	28	320	
	105	34	480	
	Máxima			Máxima
542148	85	26		0,40
	89	30		0,60
	111	35		0,90
	111	40		1,70

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero forjado con un contenido de carbono entre 0,35 % y 0,45 %
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 500 y 1000 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión para cable de guarda y conjuntos de tensión de uno, dos, tres y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Resistencia mecánica a la ruptura

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

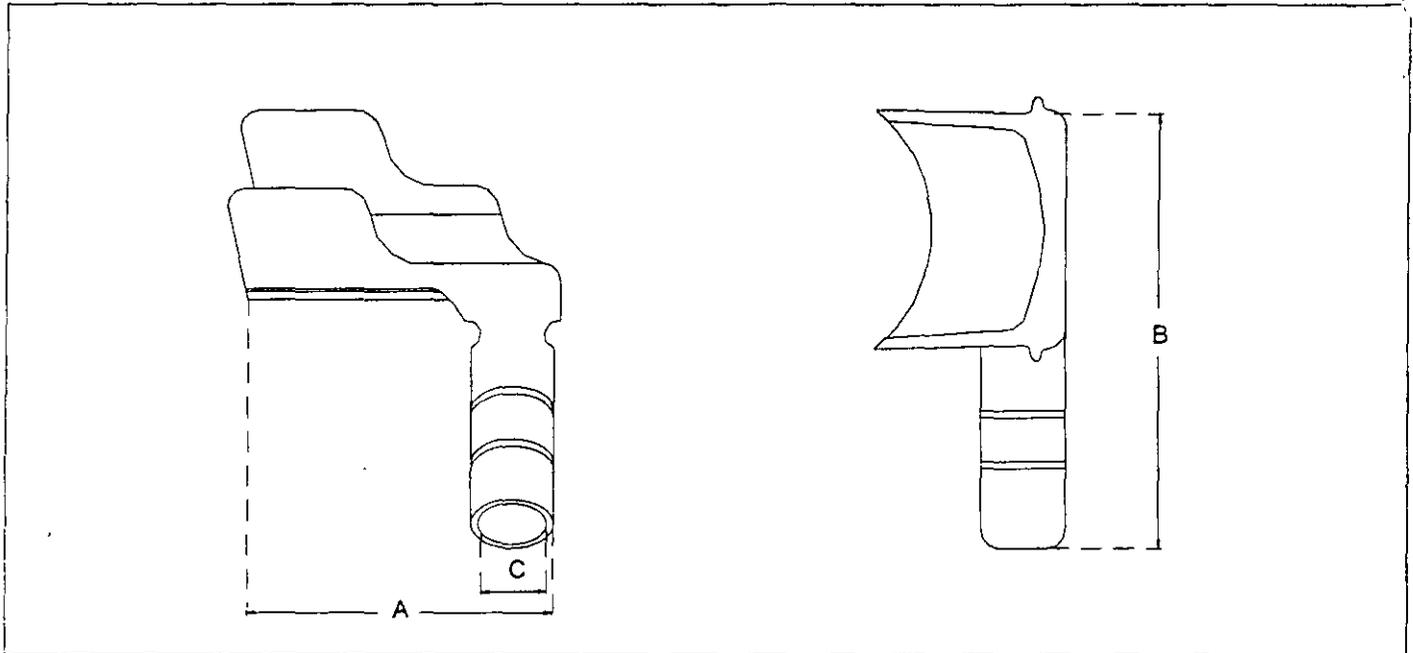


Figura 29 CONECTOR A COMPRESION CABLE - CABLE

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- El Fabricante debe incluir la grasa de contacto necesaria que debe ser aplicada para garantizar su buen funcionamiento; así como indicar el equipo, herramienta, especificaciones y recomendaciones para comprimir el conector con el cable de guarda.
- 4.- El conector debe estar diseñado para utilizar cable de guarda de acero de 9,52 mm de diámetro ó de acero con aluminio soldado de 9.78 mm de diámetro

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	Resistencia al Deslizamiento	Masa	Cable
	(mm)			(kN)	(kg)	(mm)
	Mínima			Mínima		Diámetro
365909	66	62	10	5 % de la tensión de ruptura del cable		9,52- 9,78
	Máxima				Máxima	
365909	90	80	11		0,07	

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Aleación de aluminio
Acabado	Libre de bordes cortantes y anstas
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tanima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 400 y 500 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión para cable de guarda
Identificación en la pieza	Calibre del cable de guarda

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

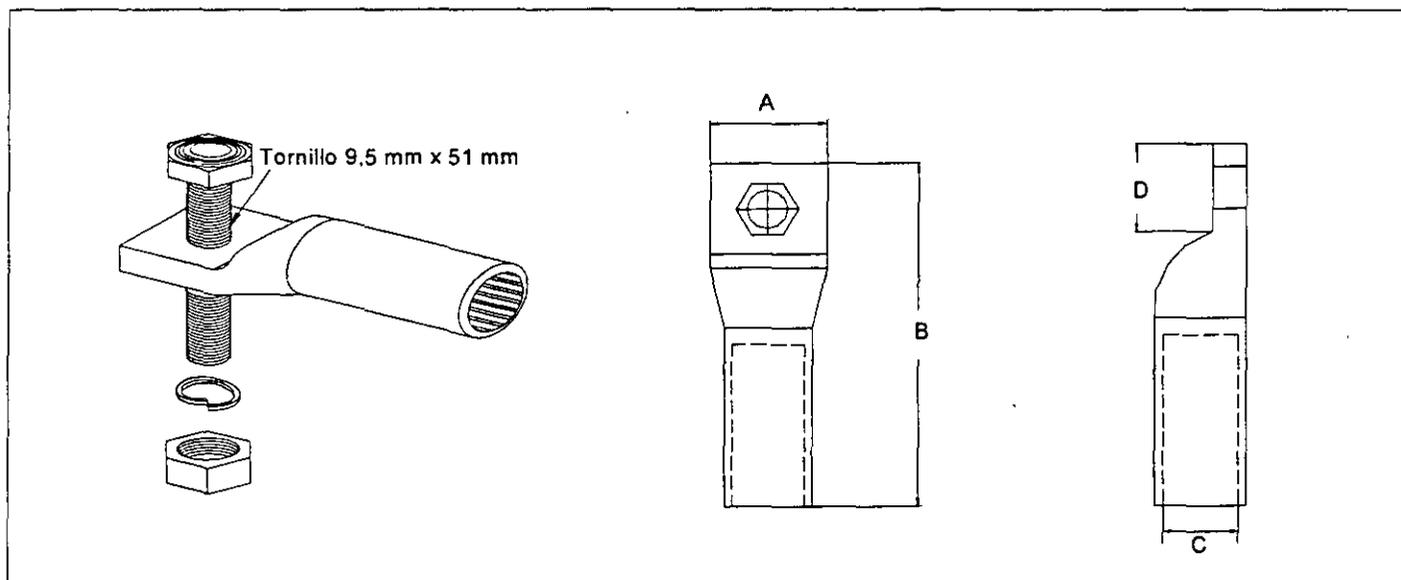


Figura 30 CONECTOR A COMPRESION CABLE - SOLERA

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- El Fabricante debe incluir la grasa de contacto necesaria que debe ser aplicada para garantizar su buen funcionamiento; así como indicar el equipo, herramienta, especificaciones y recomendaciones para comprimir el conector con el cable de guarda.
- 4.- Debe suministrarse con tornillo, tuerca y arandela de presión
- 5.- El conector debe estar diseñado para utilizar cable de guarda de acero de 9,52 mm de diámetro ó de acero con aluminio soldado de 9.78 mm de diámetro.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	C	D	Resistencia al Deslizamiento	Masa	Cable
	(mm)				(kN)	(kg)	(mm)
	Mínima				Mínima		Diámetro
537118	22	79	10	32	5 % de la tensión de ruptura del cable		9,52- 9,78
	Máxima					Máxima	
537118	25	89	11	38		0,10	

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Aleación de aluminio
Acabado	Libre de bordes cortantes y anstas
Material tornillo	Cabeza hexagonal, acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Matenal tuerca	Tuerca hexagonal, de acero al carbón y galvanizado por inmersión en caliente
Roldana de Presión	Acero al carbón alta resistencia y galvanizado por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 400 y 500 piezas
Uso	En los conjuntos de suspensión y tensión para cable de guarda
Identificación en la pieza	Calibre del cable de guarda

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

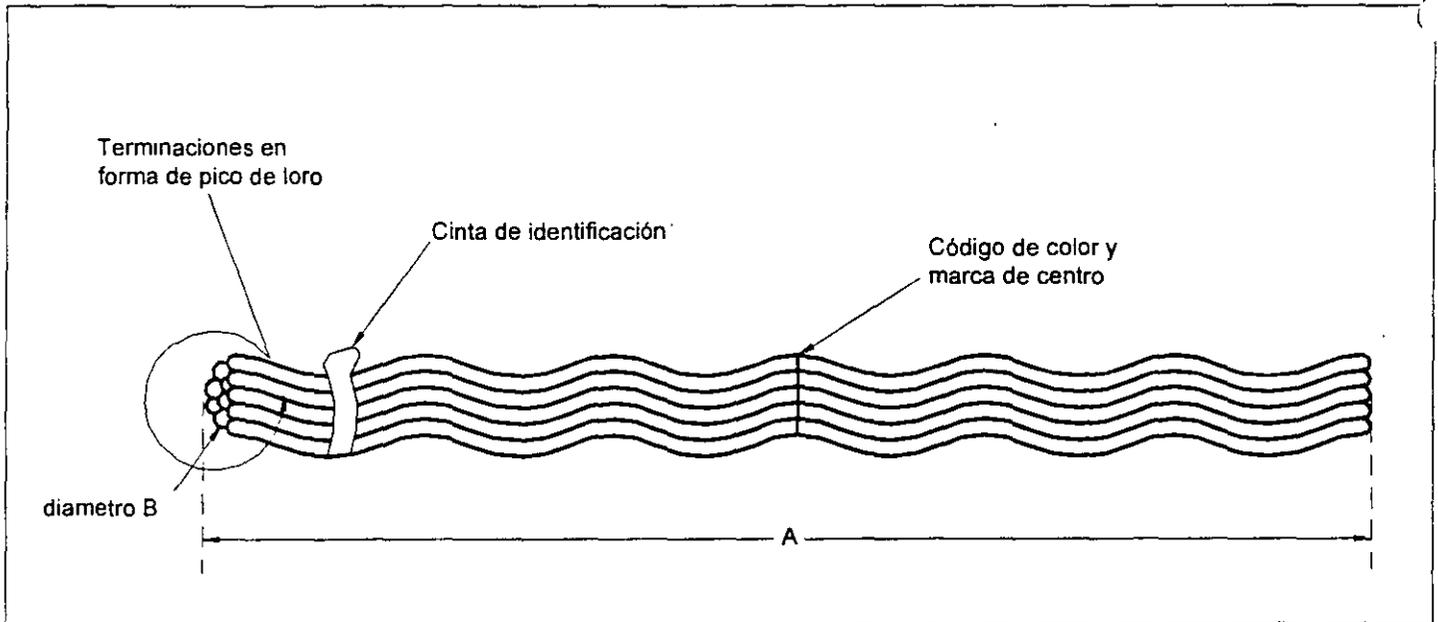


Figura 31 VARILLAS PROTECTORAS PREFORMADAS

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre si, y el correcto acoplamiento con el conductor.
- 2.- El sentido del cableado debe ser el mismo que el de la capa externa del conductor sobre el que vaya a ser aplicado.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	Varillas por Juego	Masa	Cable
	(mm)				
	Mínima				
365298	2515	9,08	12		31,98
3187	1910	6,22	12		21,80
Máxima				Máxima	
365298	2565	9,45		6,50	
3187	2000	6,47		2,20	

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Aleación de aluminio
Acabado	Libre de bordes cortantes y aristas
Forma	Extremos en forma de pico de loro
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 30 y 50 Juegos
Uso	En los conjuntos de suspensión vertical y en "V" de dos, tres y cuatro conductores por fase
Identificación en la pieza	Calibre del conductor

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

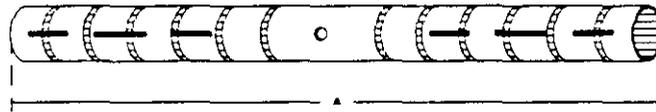


Figura 32 EMPALME A COMPRESION PARA CABLE DE GUARDA

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el fabricante, quien debe revisar el correcto acoplamiento con el cable de guarda.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requiendo no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- El Fabricante debe indicar el equipo, la herramienta, especificaciones y recomendaciones para compnimir el empalme con el cable de guarda.
- 4.- El empalme debe estar diseñado para utilizar cable de guarda de acero de 9,52 mm de diámetro ó de acero con aluminio soldado de 9.78 mm de diámetro.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	Resistencia al Deslizamiento	Masa	Cable
	(mm)	(kN)	(kg)	(mm)
	<b>Mínima</b>	<b>Mínima</b>		<b>Diámetro</b>
365888	180	40		9,52- 9,78
	<b>Máxima</b>		<b>Máxima</b>	
365888	220		0,80	

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Acero galvanizado
Acabado	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 250 y 300 piezas
Uso	Para unir dos cables de guarda
Identificación en la pieza	Calibre del cable de guarda

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

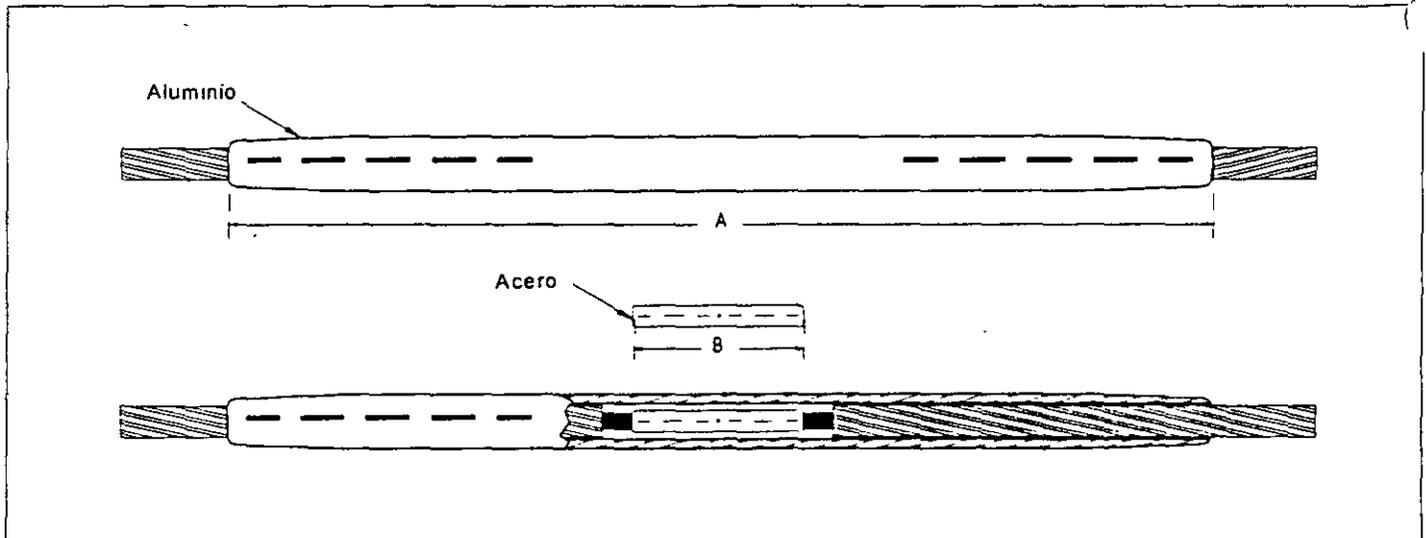


Figura 33 EMPALME A COMPRESION PARA CABLE CONDUCTOR

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar el correcto acoplamiento con el conductor
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- El Fabricante debe incluir la grasa de contacto necesaria que debe ser aplicada para garantizar su buen funcionamiento; así como indicar el equipo, la herramienta, especificaciones y recomendaciones para comprimir el empalme con el conductor.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	Resistencia al Deslizamiento	Masa	Conductor
	(mm)		(kN)	(kg)	(mm)
	Mínima		Mínima		Diámetro
365890	463	140	95 % de la tensión de ruptura del conductor		21,80
365889	640	140	95 % de la tensión de ruptura del conductor		28,14
365340	720	140	95 % de la tensión de ruptura del conductor		29,51
365297	640	140	95 % de la tensión de ruptura del conductor		31,98
	Máxima			Máxima	
365890	665	212		1,50	
365889	850	260		2,70	
365340	954	343		2,50	
365297	800	232		2,50	

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material aluminio	Aleación de Aluminio
Acabado aluminio	Libre de bordes cortantes y aristas
Material acero	Acero galvanizado
Acabado acero	Galvanizado especial por inmersión en caliente
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 150 piezas
Uso	Para unir dos cables conductores
Identificación en la pieza	Calibre del conductor

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

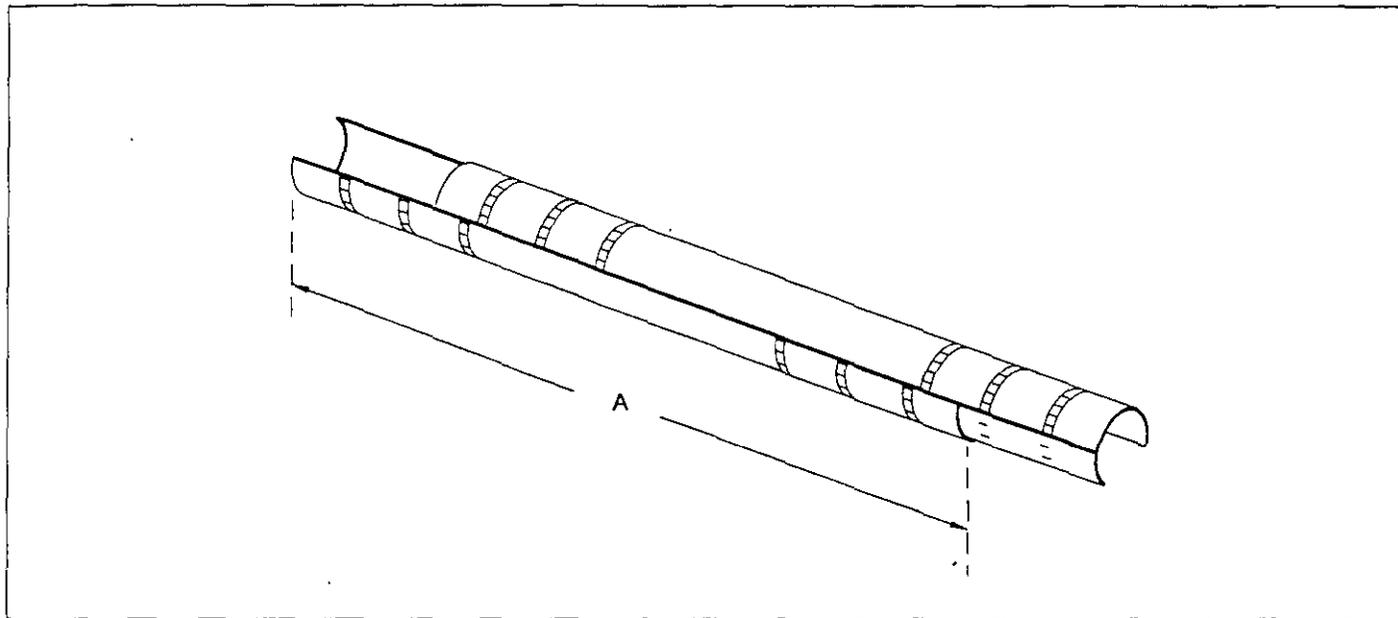


Figura 34 MANGUITO DE REPARACION A COMPRESION PARA CABLE CONDUCTOR

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar el correcto acoplamiento con el conductor.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- El Fabricante debe incluir la grasa de contacto necesaria que debe ser aplicada para garantizar su buen funcionamiento; así como indicar el equipo, la herramienta, especificaciones y recomendaciones para comprimir el manguito con el conductor.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	Resistencia al Deslizamiento	Masa	Cable
	(mm)	(kN)	(kg)	(mm)
	Mínima	Mínima		Diámetro
365892	250	95 % de la tensión de ruptura del conductor.		21,80
365894	285	95 % de la tensión de ruptura del conductor.		28,14
	300	95 % de la tensión de ruptura del conductor.		29,51
365893	310	95 % de la tensión de ruptura del conductor.		31,98
	Máxima		Máxima	
365892	410		1,20	
365894	410		1,20	
	410		1,20	
365893	410		1,20	

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Aleación de Aluminio
Acabado	Libre de bordes cortantes y aristas
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 150 y 200 piezas
Uso	Para reparación del cable conductor
Identificación en la pieza	Calibre del conductor

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

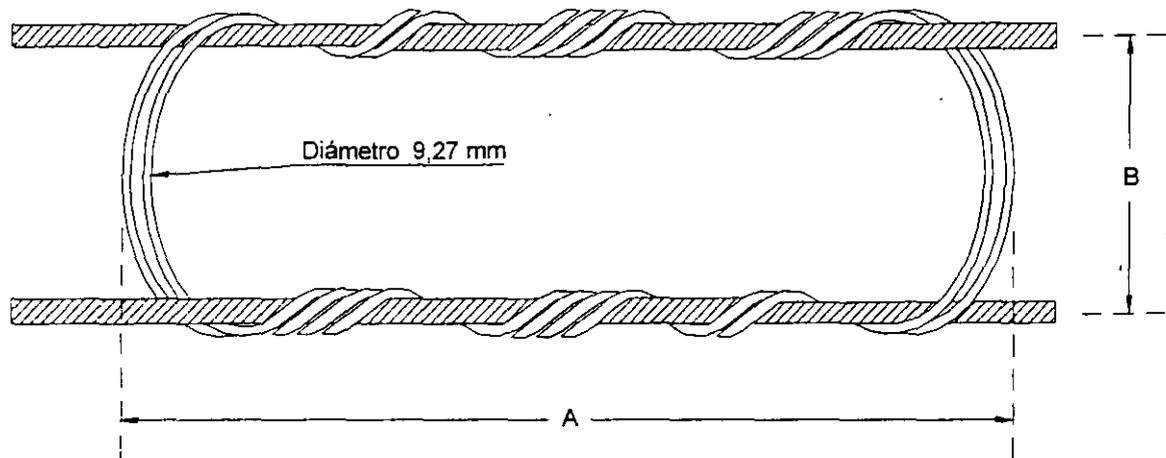


Figura 35 SEPARADOR PREFORMADO

**NOTAS:**

- 1.- Las dimensiones no indicadas en el dibujo deben ser determinadas por el Fabricante, quien debe revisar el correcto acoplamiento con el conductor.
- 2.- La figura mostrada es ilustrativa. El herraje requerido no necesariamente debe tomar la forma que se muestra, pero si debe cumplir con las especificaciones y características estipuladas en esta norma.
- 3.- El sentido del cableado debe ser el mismo que el de la capa externa del conductor sobre el que vaya a ser aplicado.

**DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS**

Clave SAP R3	A	B	Varillas por Juego	Masa	Cable
	(mm)		(pz)	(kg)	(mm)
	Mínima				Diámetro
533474	1168	450	4		31,98
	Máxima			Máxima	
533474	1170	452	4	1,80	

**CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL**

Material cuerpo	Aleación de Aluminio
Acabado	Libre de bordes cortantes y anstas
Forma	Extremos en forma de pico de loro
Empaque	Caja de plástico rígido, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, que no permitan acumulación de líquidos y con una capacidad de alojamiento de entre 100 y 125 piezas
Uso	En líneas de transmisión de 400 kV, dos conductores por fase
Identificación en la pieza	Calibre del conductor

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"

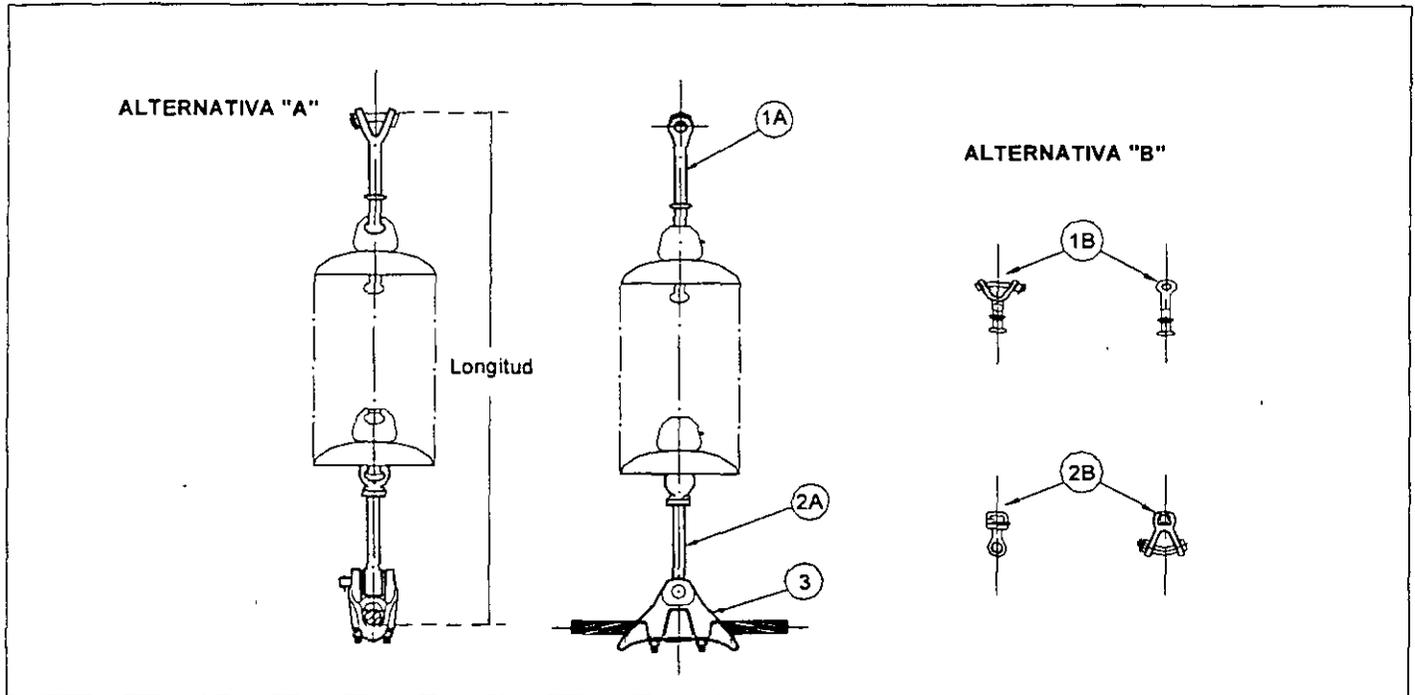


Figura 36 CONJUNTO DE SUSPENSION VERTICAL PARA UN CONDUCTOR POR FASE

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3.- No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Alternativa "A"			Alternativa "B"			Cable
	Longitud (mm)		Masa (kg)	Longitud (mm)		Masa (kg)	Díámetro
	Mínima	Máxima	Máxima	Mínima	Máxima	Máxima	(mm)
365845	543	597	4,57	201	244	3,32	21,80
	552	606	5,40	210	253	4,15	28,14-31,98

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
542151	1A	Horquilla "Y" Bola Larga	1	4
542143	2A	Calavera Ojo Larga	1	7
542145	3	Grapa de Suspensión sin varillas protectoras para cable de 21,80	1	24
	3	Grapa de Suspensión sin varillas protectoras para cable de 28,14-31,98	1	24
365873	1B	Horquilla "Y" Bola Corta	1	3
542142	2B	Calavera Ojo Corta	1	6

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

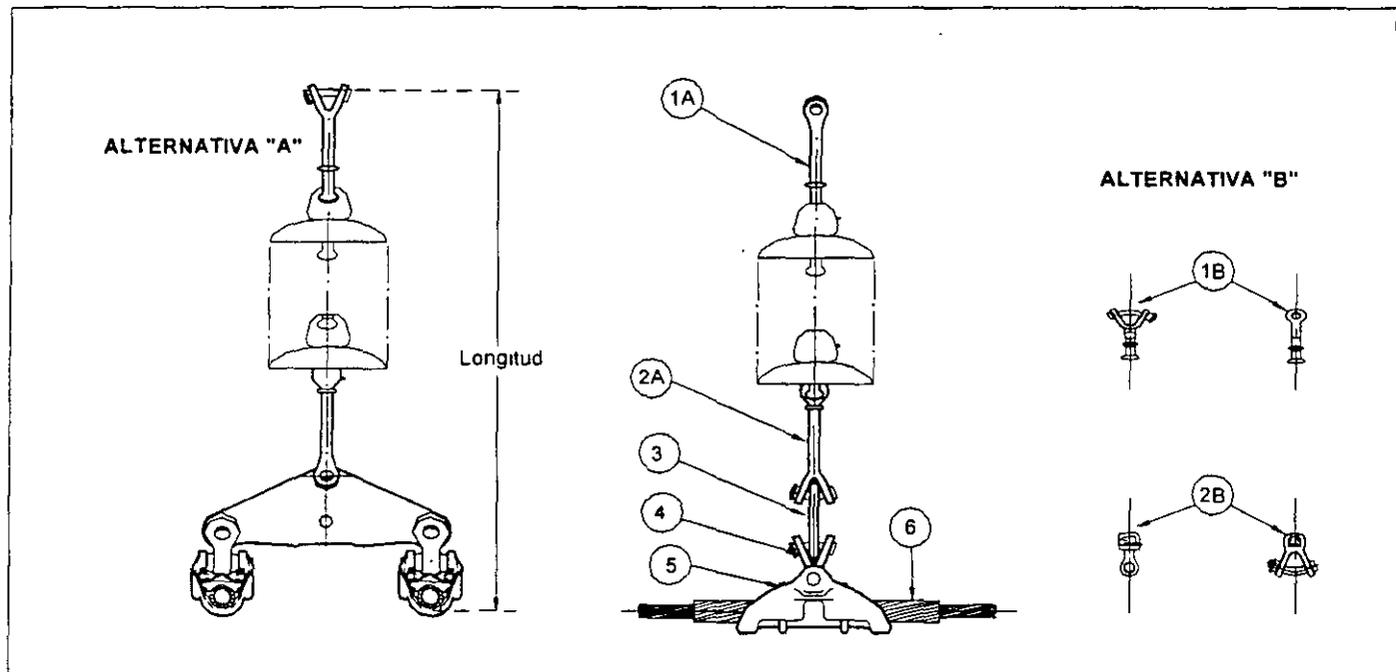


Figura 37 CONJUNTO DE SUSPENSION VERTICAL PARA DOS CONDUCTORES POR FASE

NOTAS:

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3.- No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

GENERALES DEL CONJUNTO

Clave SAP R3	Alternativa "A"			Alternativa "B"			Cable
	Longitud (mm)		Masa (kg)	Longitud (mm)		Masa (kg)	Diámetro
	Mínima	Máxima	Máxima	Mínima	Máxima	Máxima	(mm)
365848	738	815	33,04	389	471	31,49	31,98

LISTA DE PARTES Y MATERIALES

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
542151	1A	Horquilla "Y" Bola Larga	1	4
539061	2A	Calavera Horquilla "Y" Larga	1	2
537115	3	Yugo Triangular I2	1	9
365870	4	Horquilla "Y" Ojo Corta	2	5
365821	5	Grapa de Suspensión con varillas protectoras calibre 31,98	2	23
365298	6	Varillas Protectoras (Jgo.)	2	31
365873	1B	Horquilla "Y" Bola Corta	1	3
537100	2B	Calavera Horquilla "Y" Corta	1	1

CARACTERÍSTICAS PARTICULARES

Alternativa	
Calibre del Conductor	

PRUEBAS

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

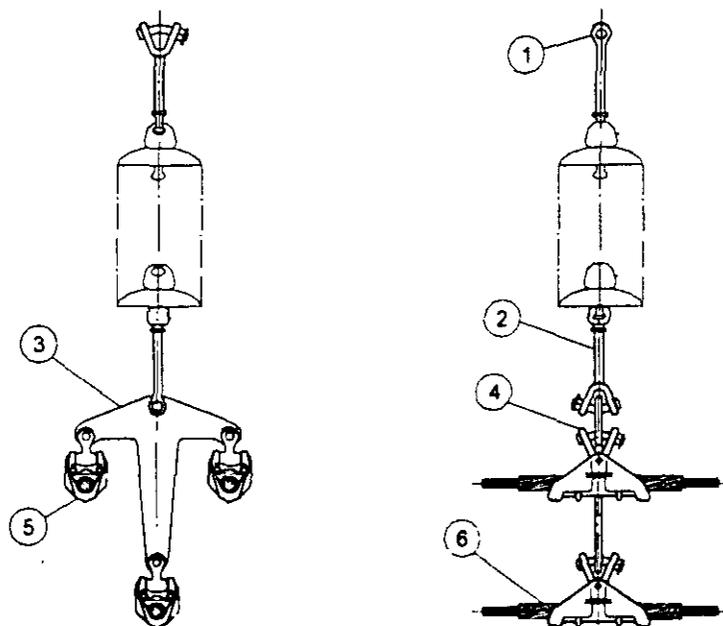


Figura 38 CONJUNTO DE SUSPENSIÓN VERTICAL PARA TRES CONDUCTORES POR FASE

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3 - No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Longitud		Masa	Cable
	Mínima	Máxima	Máxima	Diámetro
	(mm)		(kg)	(mm)
365849	1120	1193	53	31,98

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
537103	1	Horquilla "Y" Bola Larga	1	4
365811	2	Calavera Horquilla "Y" Larga	1	2
	3	Yugo Suspensión I3	1	13
365869	4	Horquilla "Y" Ojo Corta	3	5
365821	5	Grapa de Suspensión con varillas protectoras para cable 31,98	3	23
365298	6	Varillas Protectoras (Jgo.)	3	31

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	No aplica
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

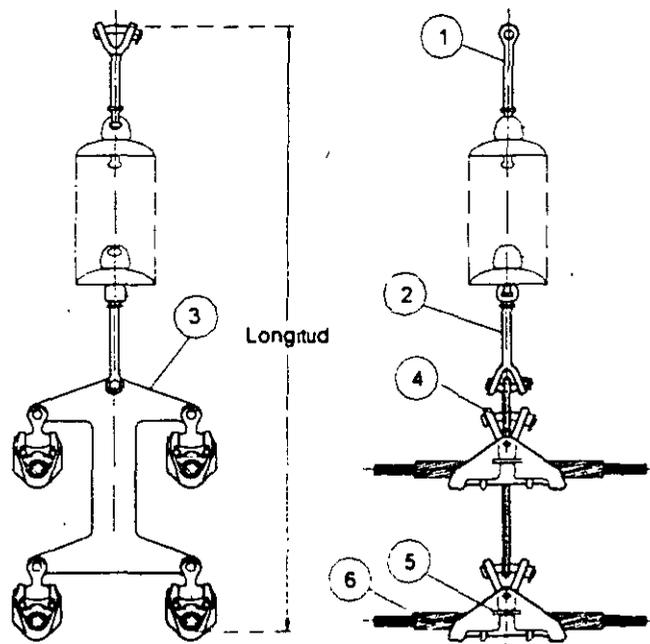


Figura 39 CONJUNTO DE SUSPENSION VERTICAL PARA CUATRO CONDUCTORES POR FASE

NOTAS:

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tanma, por piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3.- No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

GENERALES DEL CONJUNTO

Longitud Mínima	Masa		Cable	
	Máxima	Máxima	Díámetro	
	(mm)		(kg)	(mm)
	1159	1246	44,98	21,80

LISTA DE PARTES Y MATERIALES

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
542151	1	Horquilla "Y" Bola Larga	1	4
539061	2	Calavera Horquilla "Y" Larga.	1	2
	3	Yugo Suspensión I4	1	17
365870	4	Horquilla "Y" Ojo Corta.	4	5
	5	Grapa de Suspensión con vanillas protectoras para cable 21,80.	4	23
3187	6	Vanillas Protectoras (Jgo.)	4	31

CARACTERÍSTICAS PARTICULARES

Alternativa	No aplica
Calibre del Conductor	

PRUEBAS

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

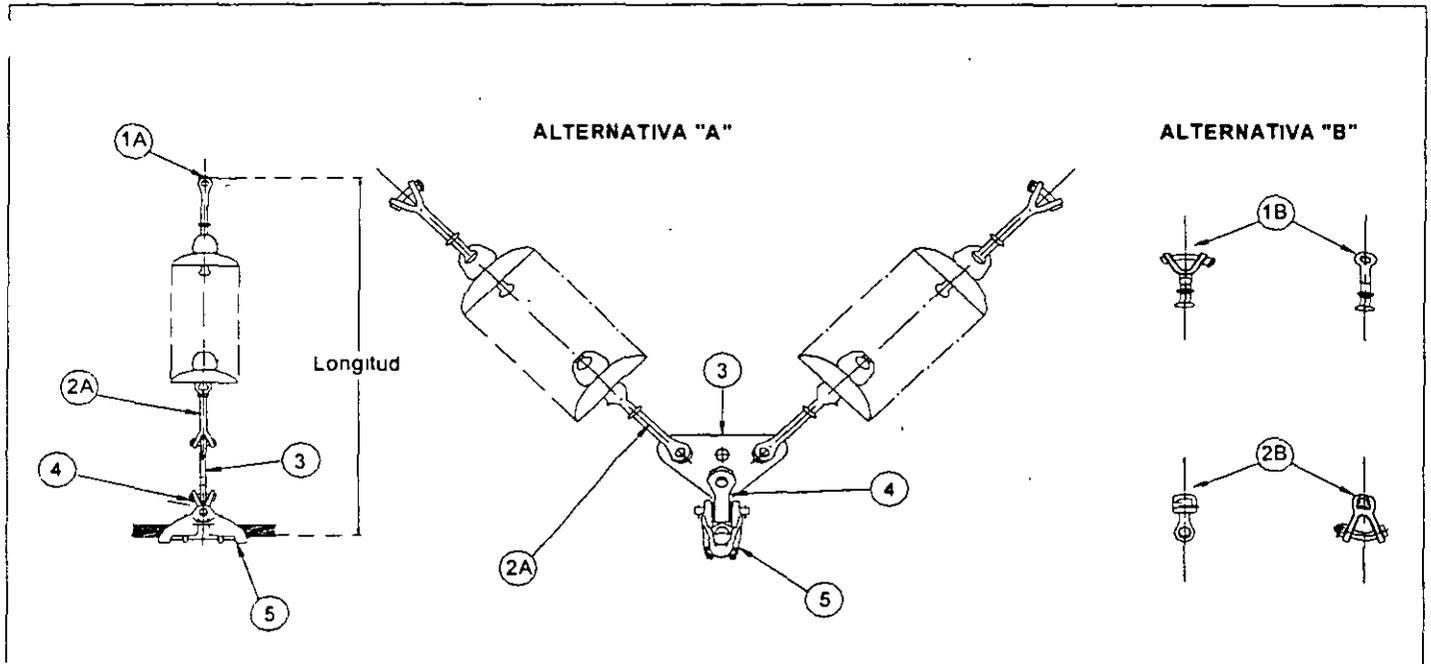


Figura 40 CONJUNTO DE SUSPENSIÓN EN "V" PARA UN CONDUCTOR POR FASE

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empaquetado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3.- No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Alternativa "A"			Alternativa "B"			Cable
	Longitud (mm)		Masa (kg)	Longitud (mm)		Masa (kg)	Diámetro
	Mínima	Máxima	Máxima	Mínima	Máxima	Máxima	(mm)
365850	595	639	13,94	349	396	10,84	21,80
	604	648	14,77	358	405	11,67	28,14-31,98

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
542151	1A	Horquilla "Y" Bola Larga	2	4
539061	2A	Calavera Horquilla "Y" Larga	2	2
365887	3	Yugo Triangular V1	1	8
365870	4	Horquilla "Y" Ojo Corta	1	5
542145	5	Grapa de Suspensión sin varillas protectoras para cable 21,8	1	24
	5	Grapa de Suspensión sin varillas protectoras para cable 28,14-31,98	1	24
365873	1B	Horquilla "Y" Bola Corta	2	3
537100	2B	Calavera Horquilla "Y" Corta	2	1

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

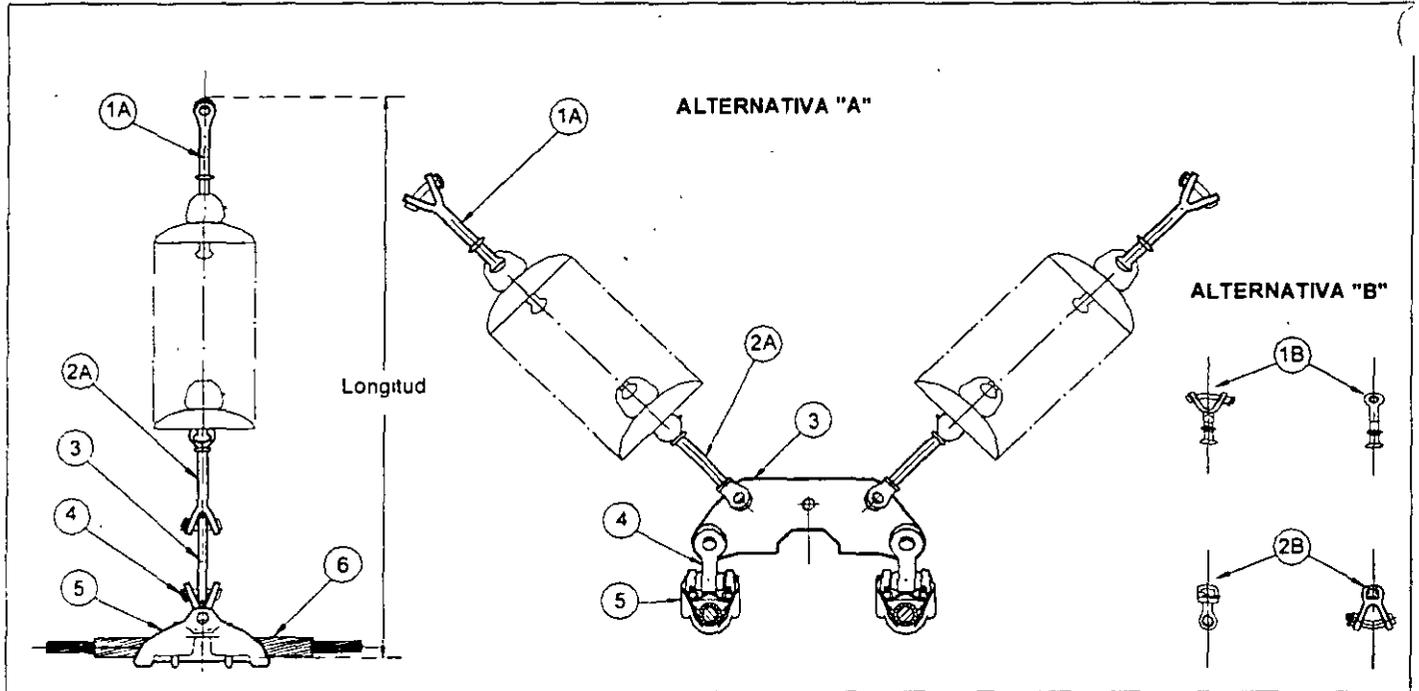


Figura 41 CONJUNTO DE SUSPENSION EN "V" PARA DOS CONDUCTORES POR FASE

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3.- No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Alternativa "A"			Alternativa "B"			Cable
	Longitud (mm)		Masa (kg)	Longitud (mm)		Masa (kg)	Diámetro
	Mínima	Máxima	Máxima	Mínima	Máxima	Máxima	(mm)
365287	638	678	37,94	392	435	34,84	31,98

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
542151	1A	Horquilla "Y" Bola Larga	2	4
539061	2A	Calavera Horquilla "Y" Larga	2	2
365885	3	Yugo Trapezoidal V2	1	10
365870	4	Horquilla "Y" Ojo Corta	2	5
365821	5	Grapa de Suspensión con varillas protectoras para conductor 31,98	2	23
365298	6	Varillas Protectoras (Jgo.)	2	31
365873	1B	Horquilla "Y" Bola Corta	2	3
537100	2B	Calavera Horquilla "Y" Corta	2	1

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

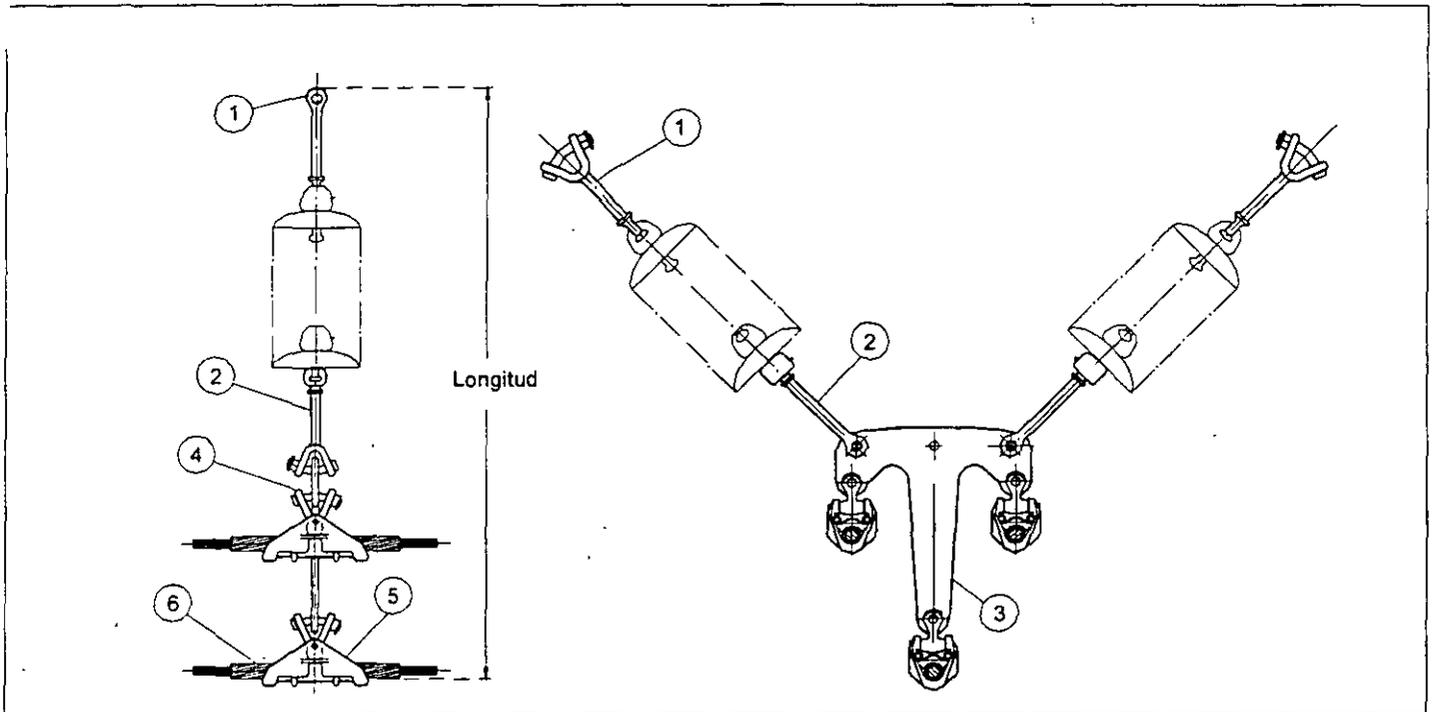


Figura 42 CONJUNTO DE SUSPENSION EN "V" PARA TRES CONDUCTORES POR FASE

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3.- No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Longitud		Masa	Cable
	Mínima	Máxima	Máxima	Díámetro
	(mm)		(kg)	(mm)
365853	969	1029	59,29	31,98

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
537103	1	Horquilla "Y" Bola Larga	2	4
365811	2	Calavera Horquilla "Y" Larga	2	2
	3	Yugo Suspensión V3	1	14
365870	4	Horquilla "Y" Ojo Corta	3	5
365821	5	Grapa de Suspensión con varillas protectoras para cable conductor 31,98	3	23
365298	6	Varillas Protectoras (Jgo.)	3	31

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	No aplica
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

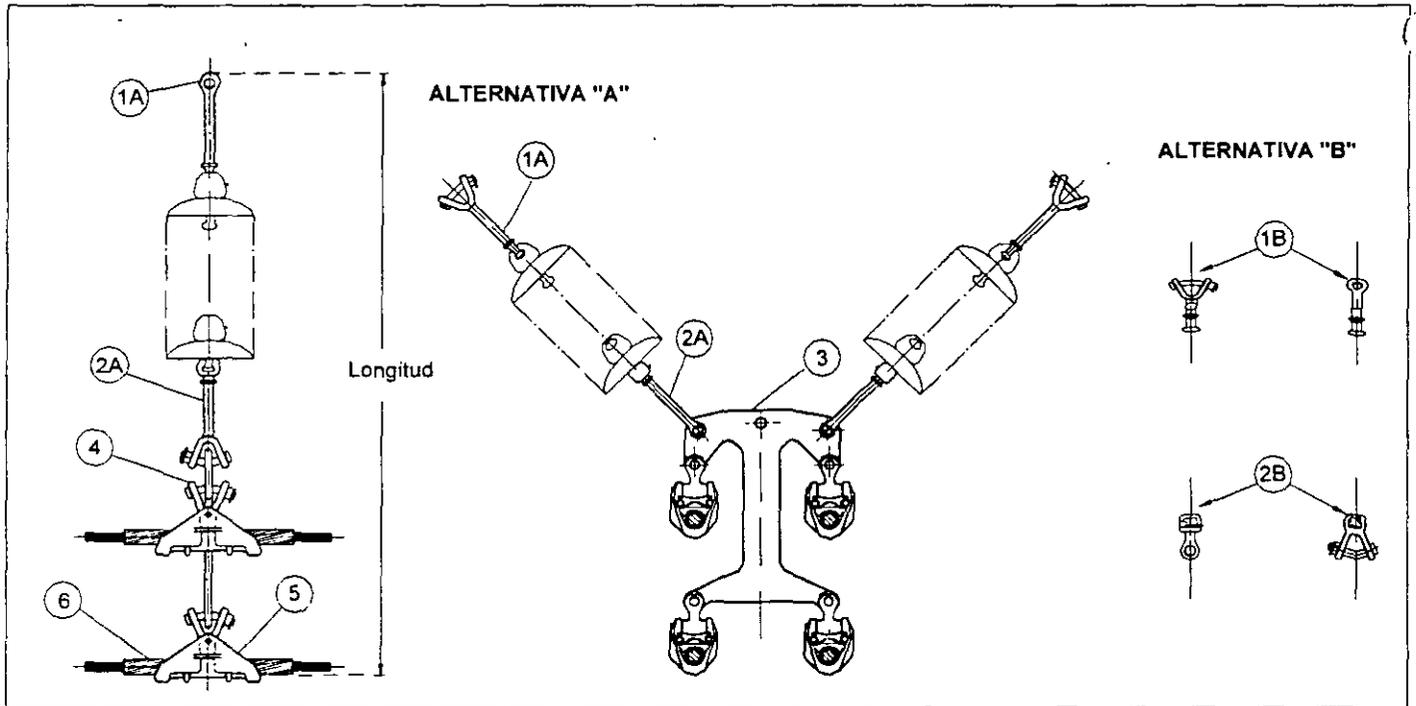


Figura 43 CONJUNTO DE SUSPENSION EN "V" PARA CUATRO CONDUCTORES POR FASE

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos
- 3.- No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Longitud		Masa	Cable
	Mínima	Máxima	Máxima	Diámetro
	(mm)		(kg)	(mm)
	1008	1083	48,88	21,80

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
542151	1	Horquilla "Y" Bola Larga	2	4
539061	2	Calavera Horquilla "Y" Larga	2	2
	3	Yugo Suspensión V4	1	18
365870	4	Horquilla "Y" Ojo Corta	4	5
	5	Grapa de Suspensión con varillas protectoras para cable de 21,80	4	23
3187	6	Varillas Protectoras (Jgo.)	4	31

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	No aplica
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

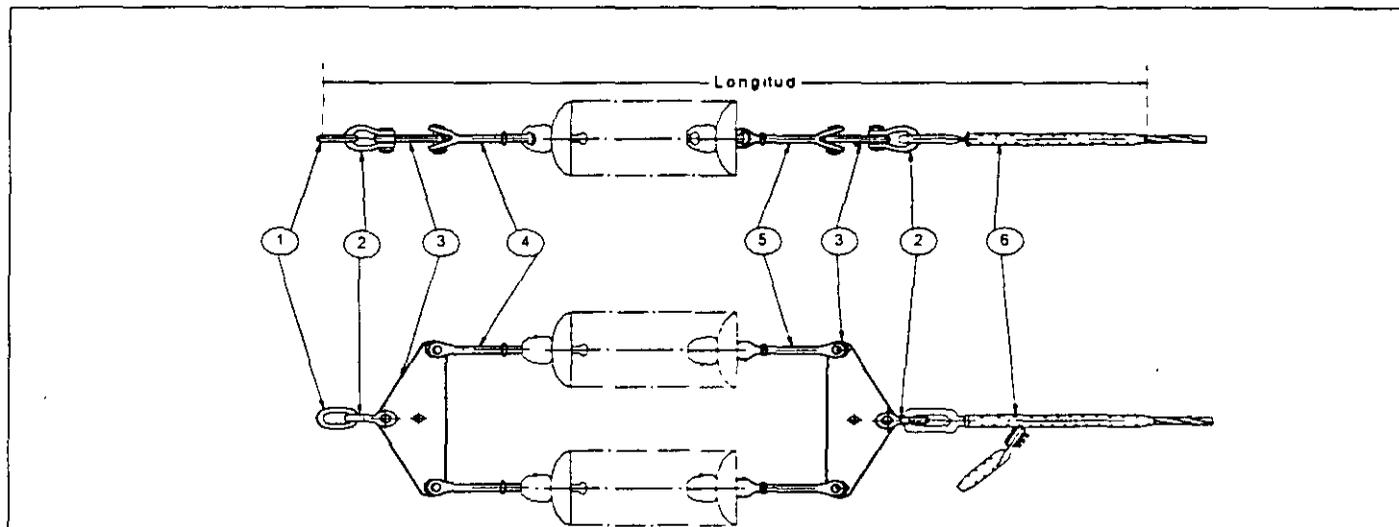


Figura 44 CONJUNTO DE TENSION PARA UN CONDUCTOR POR FASE CON DOBLE CADENA DE AISLADORES

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3.- No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Longitud		Masa	Cable
	Mínima	Máxima	Máxima	Diámetro
	(mm)		(kg)	(mm)
365856	1248	1416	29.25	21,80
365337	1298	1531	31.10	28,14
365855	1338	1551	31.60	29,51
365861	1338	1561	32.10	31,98

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
	1	Eslabón	1	28
365284	2	Grillete	2	22
365844	3	Yugo Triangular T124	2	11
542151	4	Horquilla "Y" Bola Larga	2	4
539061	5	Calavera Horquilla "Y" Larga	2	2
365826	6	Grapa de Tensión a Compresión para Conductor de 21,80	1	26
365844	6	Grapa de Tensión a Compresión para Conductor de 28,14	1	26
365828	6	Grapa de Tensión a Compresión para Conductor de 29,51	1	26
365827	6	Grapa de Tensión a Compresión para Conductor de 31,98	1	26

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	No aplica
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE 'A'
---------------------------------

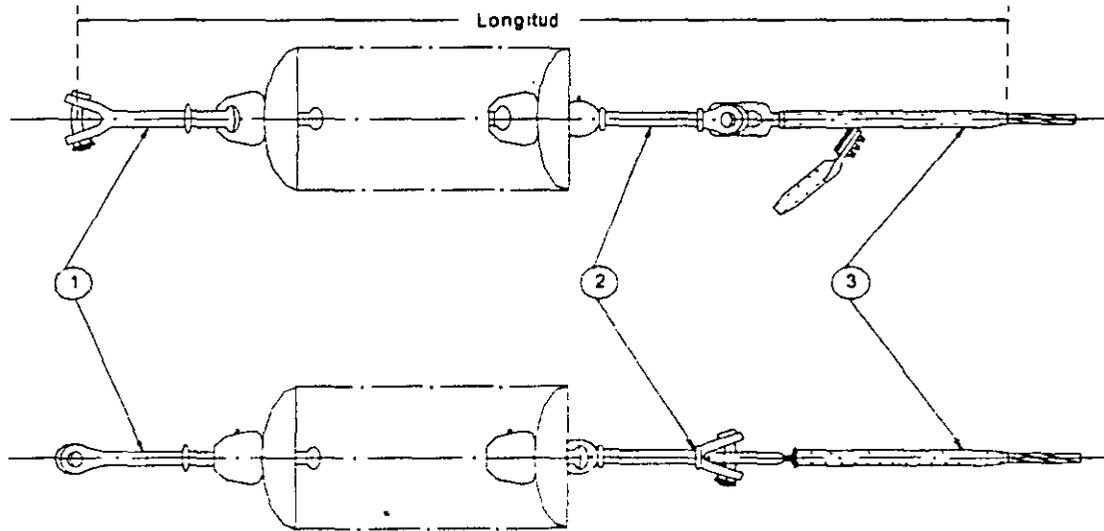


Figura 45 CONJUNTO DE TENSION PARA UN CONDUCTOR POR FASE CON UNA CADENA DE AISLADORES

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, p piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3.- No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Longitud		Masa	Cable
	Mínima	Máxima	Máxima	Diámetro
	(mm)		(kg)	(mm)
365289	897	1003	10,95	21,80
365290	947	1118	12,80	28,14
365291	987	1138	13,30	29,51
365860	987	1148	13,80	31,98

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
542151	1	Horquilla "Y" Bola Larga	1	4
539061	2	Calavera Horquilla "Y" Larga	1	2
365826	3	Grapa de Tensión a Compresión para Conductor de 21,80	1	26
365844	3	Grapa de Tensión a Compresión para Conductor de 28,14	1	26
365828	3	Grapa de Tensión a Compresión para Conductor de 29,51	1	26
365827	3	Grapa de Tensión a Compresión para Conductor de 31,98	1	26

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	No aplica
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

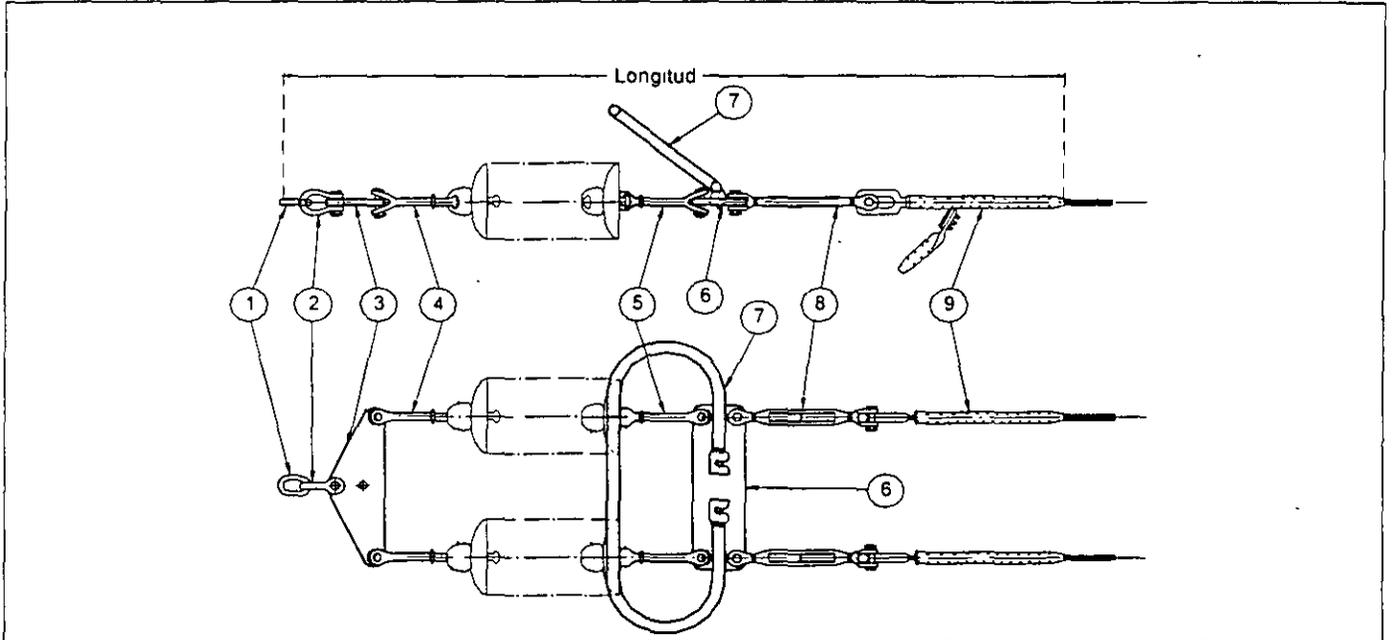


Figura 46 CONJUNTO DE TENSION PARA DOS CONDUCTORES POR FASE

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3 - No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Longitud		Masa	Cable
	Mínima	Máxima	Máxima	Diámetro
	(mm)		(kg)	(mm)
365292	1857	2339,5	66,94	31,98

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
	1	Eslabón	1	28
542150	2	Grillete	1	22
	3	Yugo Triangular T124	1	11
537103	4	Horquilla "Y" Bola Larga	2	4
365811	5	Calavera Horquilla "Y" Larga	2	2
585972	6	Yugo Rectangular T24	1	12
542156	7	Anillo Equipotencial	1	21
533475	8	Tensor Horquilla-Horquilla	2	20
365827	9	Grapa de Tensión a Compresión para Conductor de 31.98	2	26

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	No aplica
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

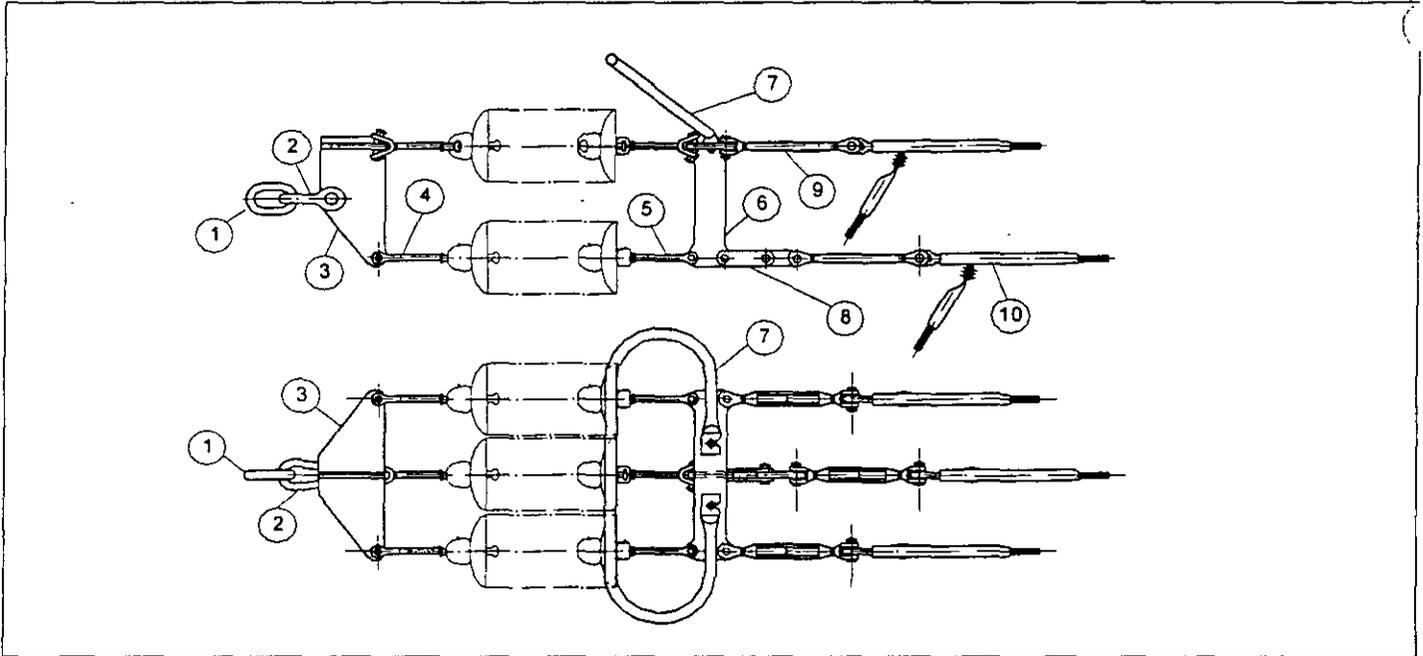


Figura 47 CONJUNTO DE TENSION PARA TRES CONDUCTORES POR FASE

NOTAS:

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empaquetado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3.- No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

GENERALES DEL CONJUNTO

Clave SAP R3	Longitud		Masa	Cable
	Mínima	Máxima	Máxima	Diámetro
	(mm)		(kg)	(mm)
365859	2184,5	2619	103,11	31,98

LISTA DE PARTES Y MATERIALES

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
	1	Eslabón	1	28
533471	2	Grillete	1	22
	3	Yugo de Remate T3	1	16
537103	4	Horquilla "Y" Bola Larga	3	4
365811	5	Calavera Horquilla "Y" Larga	3	2
	6	Yugo de Paso T3	1	15
542156	7	Anillo Equipotencial	1	21
	8	Extensión Horquilla-Ojo	1	19
533475	9	Tensor Horquilla-Horquilla	3	20
365827	10	Grapa de Tensión a Compresión para Conductor de 31,98	3	26

CARACTERÍSTICAS PARTICULARES

Alternativa	No aplica
Calibre del Conductor	

PRUEBAS

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

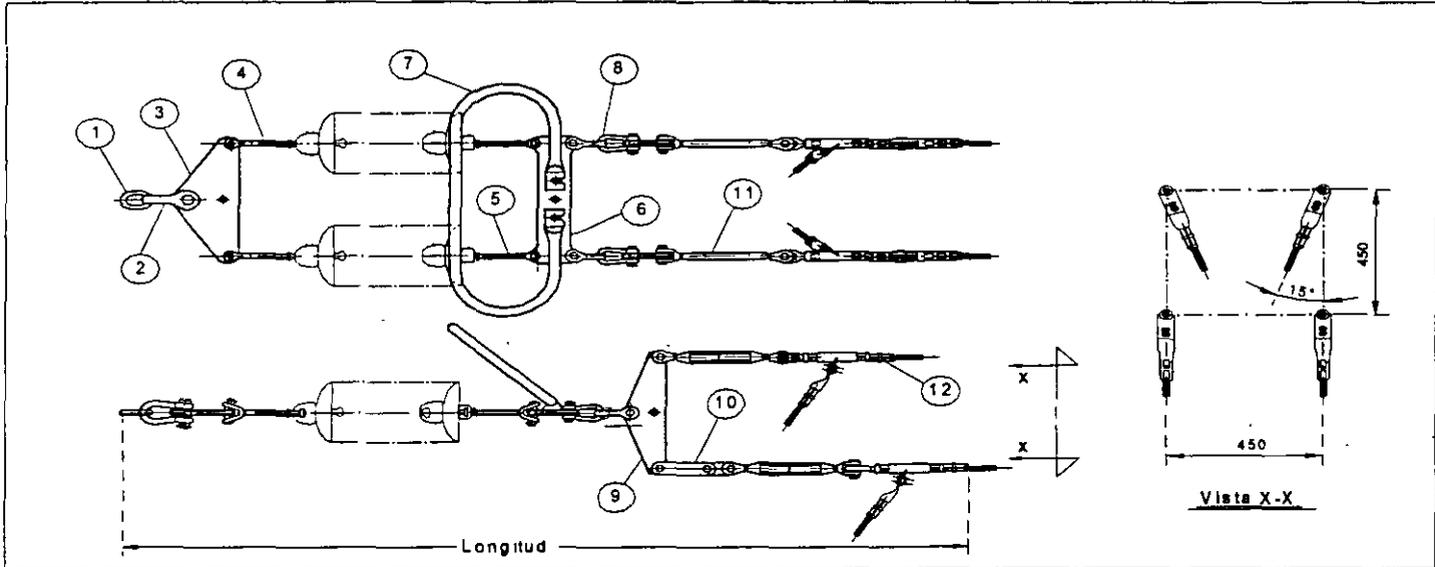


Figura 48 CONJUNTO DE TENSION PARA CUATRO CONDUCTORES POR FASE

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.
- 3.- No se está considerando el aislamiento para determinar la masa máxima y la dimensión total del conjunto.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Longitud		Masa	Cable
	Mínima	Máxima	Máxima	Diámetro
	(mm)		(kg)	(mm)
	2307	2801,5	100,70	21,80

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
	1	Eslabón	1	28
542150	2	Grillete	1	22
	3	Yugo Triangular T124	1	11
537103	4	Horquilla "Y" Bola Larga	2	4
365811	5	Calavera Horquilla "Y" Larga	2	2
585972	6	Yugo Rectangular T24	1	12
542156	7	Anillo Equipotencial	1	21
365284	8	Grillete	4	22
365844	9	Yugo Triangular T124	2	11
	10	Extensión Horquilla-Ojo	2	19
533475	11	Tensor Horquilla-Horquilla	4	20
176279	12	Grapa de Tensión a Compresión para Conductor de 21,80	4	26

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	No aplica
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

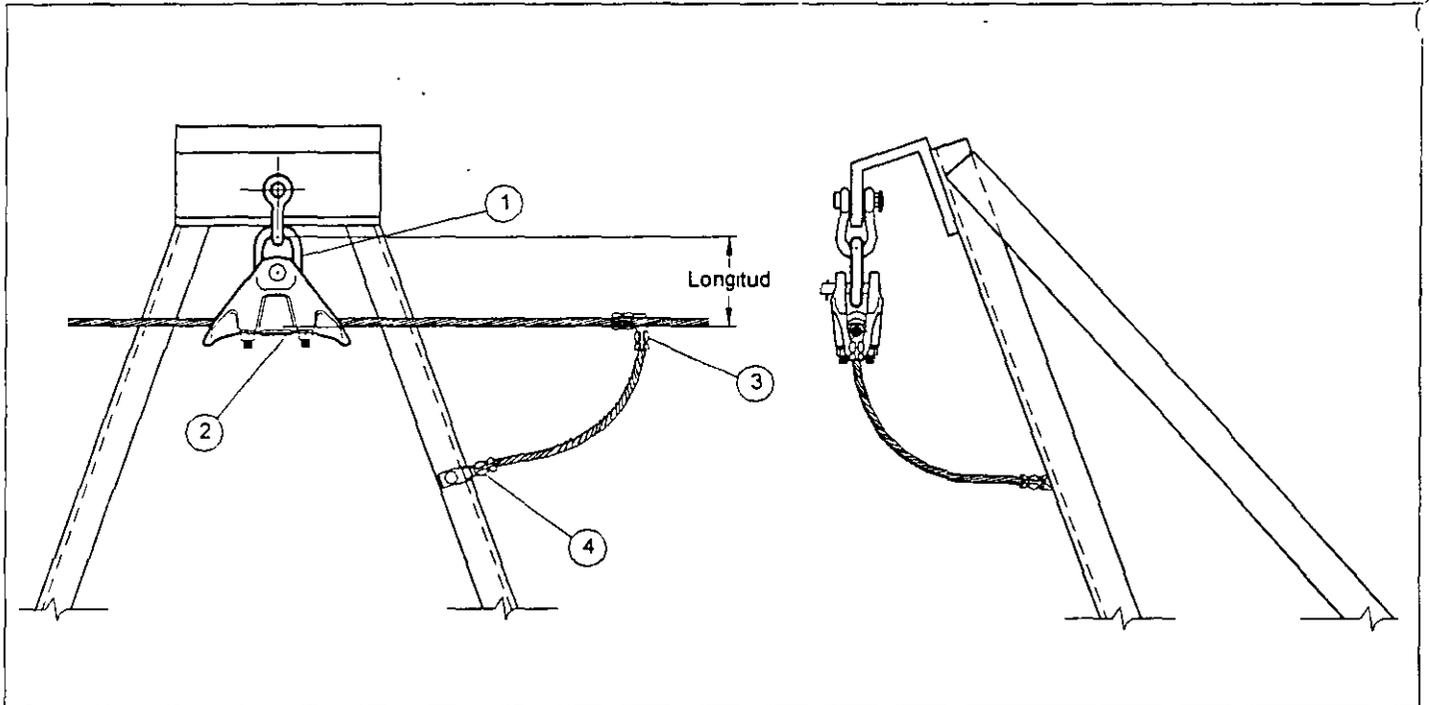


Figura 49 CONJUNTO DE SUSPENSIÓN PARA CABLE DE GUARDA

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición.
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Longitud		Masa	Cable
	Mínima	Máxima	Máxima	Díámetro
	(mm)		(kg)	(mm)
365865	107	140	1,42	9,52
365339	107	140	1,42	9,78

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
542148	1	Eslabón	1	28
537105	2	Grapa de Suspensión para Cable de Guarda	1	25
365909	3	Conector a Compresión Cable-Cable	1	29
537118	4	Conector a Compresión Cable-Solera	1	30

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	No aplica
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

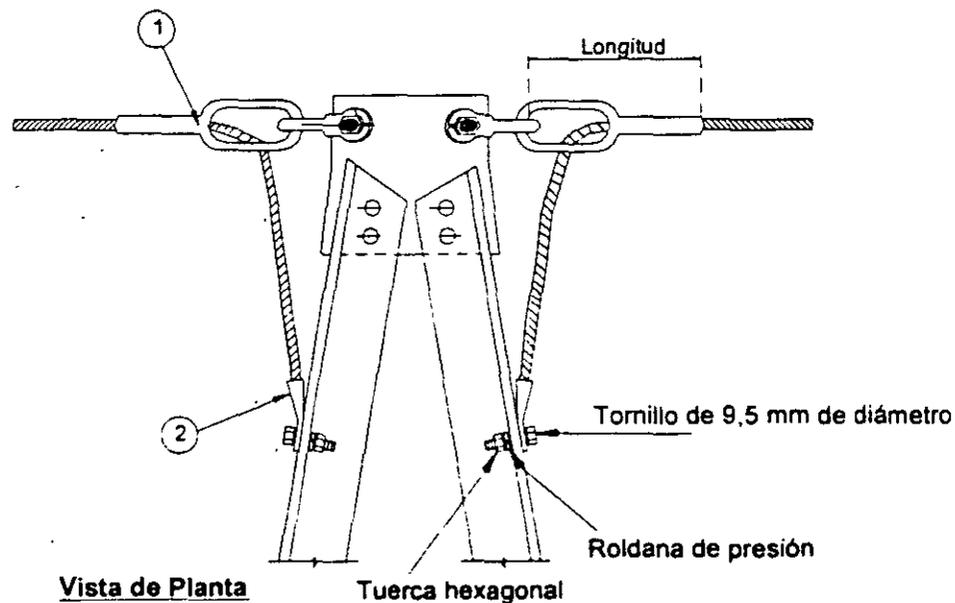


Figura 50 CONJUNTO DE TENSION A COMPRESIÓN PARA CABLE DE GUARDA

**NOTAS:**

- 1.- Las características particulares, CFE las definirá en la adquisición
- 2.- El Conjunto debe ser empacado y suministrado en cajas rígidas de plástico, lámina galvanizada ó madera sobre tarima, por piezas separadas que formen conjuntos completos.

**GENERALES DEL CONJUNTO**

Clave SAP R3	Longitud		Masa	Cable
	Minima	Máxima	Máxima	Diámetro
	(mm)		(kg)	(mm)
365867	170	265	1,20	9,52
365293	170	265	1,20	9,78

**LISTA DE PARTES Y MATERIALES**

Clave SAP R3	No.	Descripción	Cantidad (pz)	Figura
537104	1	Grapa de Tensión a compresión para Cable de Guarda	2	27
537118	2	Conector a Compresión Cable-Solera	2	30

**CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**

Alternativa	No aplica
Calibre del Conductor	

**PRUEBAS**

COMO SE INDICAN EN APÉNDICE "A"
---------------------------------

## APÉNDICE E (NORMATIVO)

### ENSAYOS DE EFECTO CORONA Y DE RADIO – INTERFERENCIA (RI)

#### E.1 GENERALIDADES

Los ensayos de prototipo sobre cadenas de aisladores completas deben realizarse sobre un conjunto de muestra y solo aplica para tensiones del sistema de 230 kV y 400 kV. El conjunto con los herrajes sometidos a ensayo debe representar con la máxima fidelidad posible las condiciones de servicio.

Los ensayos deben realizarse con una humedad relativa comprendida entre el 20% y el 80%.

Debe conocerse la configuración geométrica, así como la tensión máxima del sistema trifásico de servicio de la línea de transmisión aérea para la que están destinados los herrajes. En este ensayo es utilizada una fase para producir la tensión de prueba especificada relacionada con aquellas que se producen en los conductores de la línea de transmisión trifásica

#### E.1.1 Método de la tensión:

Este determina una tensión de ensayo fija  $V$ , en la que no debe existir efecto corona y presentar un nivel de RI menor al especificado, simulando las condiciones de servicio detallando la proximidad de los planos. (ver figuras a y b).

Los herrajes deben fijarse a una longitud de conductor o sub-conductor del tamaño y tipo sobre el que van a ser utilizados. En el caso de ser posible, pueden usarse barras o tubos metálicos lisos que tengan el mismo diámetro que el conductor o sub-conductores con el fin de simular los conductores.

El conductor de ensayo debe posicionarse paralelamente al plano de tierra conductor de referencia y estar provisto en sus extremos de esferas o anillos que eviten el efecto corona. El diámetro ( $D$ ) de las esferas o anillos debe ser:

Para un solo conductor

$$D \geq 0,001U_m \quad (U_m \text{ en kV})$$

Para un haz de conductores

$$D \leq 0,1L \quad (L = \text{longitud de los conductores simulados en metros})$$

$D > 1,2$  veces la diagonal del haz de conductores

El plano de tierra puede estar representado por un techo, pared, suelo o por cualquier otra estructura adecuada y construida especialmente para este fin.

El conductor y la estructura plana sugerida debe estar posicionada de tal manera que el conductor esté centrado aproximadamente con respecto al plano. Los objetos puestos a tierra que no forman parte de la disposición de ensayo no deben estar más próximos a cualquier punto del conductor de ensayo que 1,4 veces la distancia entre el conductor y el plano de referencia.

El conjunto de ensayo puede estar sujeto con barras, cuerdas o elementos no conductores, libres de ruido y adecuados para el uso. La conexión a la tensión de ensayo debe efectuarse a partir de un extremo del conductor, de preferencia sobre la esfera o anillo para evitar al máximo que afecte el gradiente sobre el conjunto bajo ensayo.

#### E.1.2 Cadenas de suspensión

En el punto medio, el soporte debe estar provisto de la muestra bajo ensayo correspondiente a la grapa de suspensión en combinación con la cadena de suspensión. El conductor o haz de conductores de ensayo debe montarse en posición horizontal. El número y tipo de aisladores utilizados para formar el conjunto debe ser acordado entre comprador y suministrador, siendo correspondiente al nivel de tensión nominal a que deben trabajar los conjuntos en servicio.

En la figura (a), se muestra el arreglo esquemático del conjunto para los ensayos de corona y RI.

### E.1.3 Cadenas de tensión

El conjunto bajo ensayo debe montarse igual que como debe estar en servicio y debe incluir las grapas de tensión completas, con zapata y conductor puente. Se debe utilizar el cable conductor de diámetro igual a las condiciones de servicio e instalarse como se indica en la figura 26 de esta norma de referencia. El conjunto bajo ensayo debe montarse con los aisladores en posición vertical u horizontal, así como el número y tipo de aisladores utilizados para formar el conjunto debe ser acordado entre comprador y suministrador, siendo correspondiente al nivel de tensión nominal a que deben trabajar los conjuntos en servicio.

En la figura (b) se muestra el arreglo esquemático del conjunto para los ensayos de corona y RI.

La longitud libre del conductor y la distancia mínima respecto al plano de tierra de referencia, debe ser conforme a la tabla E.1. Uno de los extremos del conductor debe conectarse a la tensión de ensayo.

**Nota:** El tipo y el estado de los aisladores puede influir en el comportamiento del material de la cadena o el conjunto frente al efecto corona y a la tensión de radio interferencia, por lo tanto los aisladores a utilizar para el ensayo deben acordarse entre el comprador y el suministrador.

### E.1.4 Distancia mínima entre componentes adyacentes bajo tensión.

Es conveniente que la alimentación eléctrica se haga en el eje del conductor simulado. En caso contrario, la distancia mínima entre la alimentación y la muestra bajo ensayo no debe ser inferior a 1,3 veces la altura  $h$ .

La distancia mínima entre la muestra bajo ensayo y otros electrodos (como ejemplo, el toroide de un divisor de tensión) con alimentación eléctrica que no forman parte del arreglo de ensayo, es igual a  $5f$ , donde  $f$  es la dimensión característica máxima de éstos, véase figura (c).

## E.2 CIRCUITO DE ENSAYO E INSTRUMENTACIÓN

Deben registrarse las condiciones ambientales en el laboratorio y aplicar los factores de corrección de acuerdo a la norma NMX-J-271/1-ANCE tomando la distancia dieléctrica mínima en el arreglo del conjunto bajo ensayo.

El procedimiento de radio interferencia RI debe realizarse de acuerdo al apéndice A de la norma NMX-J-170-ANCE y a una frecuencia de 1 000 kHz.

El ensayo del efecto corona debe desarrollarse en un área oscura, los observadores requieren de por lo menos 15 minutos para acostumbrarse a la penumbra. Se recomienda el uso de binoculares o de un intensificador de imagen, puede obtenerse información complementaria con receptores direccionales ultrasónicos u otros medios apropiados.

## E.3 PROCEDIMIENTOS DE ENSAYOS

### E.3.1 Tensión de radio interferencia RI

Los conjuntos de herrajes a ensayar deben instalarse en el montaje de ensayo. La tensión debe aplicarse e incrementarse hasta la tensión de prueba al 110% de la tensión fase – tierra (tensión nominal del sistema trifásico), a la cual debe estar trabajando en servicio normal el conjunto bajo ensayo, la tensión debe mantenerse durante un mínimo de 5 minutos, posteriormente se reduce la tensión hasta un 30% de la tensión de prueba y se incrementa nuevamente hasta el 110% para luego reducir gradualmente hasta el 30%. En la última reducción se registran las tensiones de inicio y de extinción de radio interferencia y los niveles de RI a la tensión de prueba y al inicio y extinción.

### E.3.2 Corona visual

Los conjuntos de herrajes a ensayar deben instalarse en el montaje de ensayo. Se verifica la existencia del fenómeno de corona visual a diferentes tensiones, incluyendo la tensión de prueba de RI, determinando además las tensiones de inicio y extinción de corona visual, elevando tensión hasta los primeros indicios de corona, incrementando la tensión a un 30% por arriba de este primer nivel de tensión, permaneciendo 30 segundos, luego bajando tensión lentamente hasta obtener el nivel donde ya no se observe el corona, anotando este valor de tensión como extinción. Se repite este procedimiento 3 veces para obtener un valor promedio

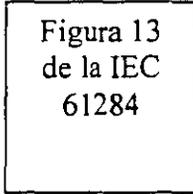
**E.4 CRITERIOS DE ACEPTACIÓN**

**E.4.1 Valor aceptable de tensión de radio interferencia RI**

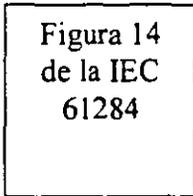
La tensión de RI de los conjuntos de herrajes registrada a la tensión de prueba no debe exceder el valor de 200  $\mu$ V a la frecuencia de medición de 1 000 kHz.

**E.4.2 Valor aceptable de la tensión de extinción del efecto corona**

La tensión promedio de extinción del efecto corona, de los conjuntos de herrajes, registrada durante el procedimiento descrito en E.3.2 debe estar por arriba de la tensión de prueba del ensayo de radio interferencia RI. La elección de realizar una corrección por condiciones ambientales debe ser acuerdo entre el comprador y suministrador. Los valores corregidos deben determinarse como se indicó en E.2.



**Figura (a) - Montaje del conjunto de suspensión.**



**Figura (b) Montaje del conjunto de tensión.**



**Figura (c) Distancia mínima entre componentes adyacentes bajo tensión.**

**Tabla E.1**

$U_m^{(n)}$ [kV]	Dimensiones [m] <sup>(2)(3)</sup>					
	$e$	$h$ $\pm 10\%$	$b$ $\pm 15\%$	$L$		$c$
				Conductor simple	Conductor en haz	
123	2,0	4,0	1,0	$\geq 3,0$	NA	1,5
245	3,5	4,5	1,5	$\geq 4,5$	$\geq 10 D$	2,5
420	5,0	5,0	2,0	$\geq 5,0$	$\geq 10 D$	3,5

1) Los valores pueden ser interpolados linealmente para otras tensiones.  
 2) Los conjuntos de herrajes en disposición en "V" deben ensayarse utilizando las dimensiones reales de los claros de instalación en la torre  
 3) Las dimensiones dadas en esta tabla son adecuadas para la mayoría de las estructuras convencionales. en caso de que las dimensiones sean inapropiadas pueden acordarse éstas entre el comprador y el suministrador.

Lista de símbolos  
 $e$  es la distancia horizontal entre la torre simulada y los accesorios protectores de los aisladores.  
 $h$  es una altura o una distancia  
 $b$  es la anchura de la torre simulada.  
 $L$  es la longitud del conductor simulado  
 $c$  es la distancia horizontal entre la cruceta simulada y la alimentación del conductor.  
 $D$  es el diámetro del electrodo o esfera en el extremo del conductor simulado  
 $w$  es la distancia del conductor simulado desde la pared utilizada como plano de reflexión.

Distancia de la pared (plano de reflexión)  $w$ .

## Propuesta para el proyecto de norma de referencia PROY-NRF-043

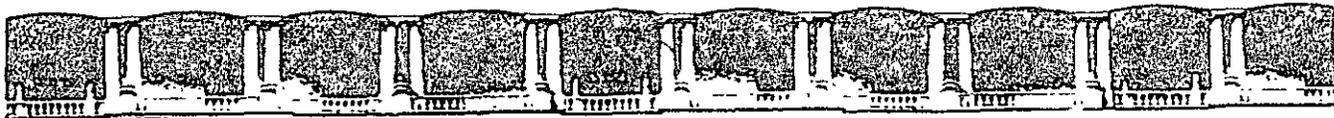
---

La distancia  $w$ , como se ilustra en las figuras (a y b), a partir de la pared utilizada como plano de reflexión se calcula según:

$$w = 0,7d$$

donde  $d$ , es la distancia de separación entre conductores de fases adyacentes de la línea de transmisión trifásica (o la línea central en el caso de haz de conductores) que tendrá en servicio en el arreglo del conjunto de herrajes bajo ensayo; en el caso de no contar con este dato, se puede acordar entre comprador y suministrador.

El plano de reflexión no se requiere si  $d$  es superior a 6 m en el caso de conductores simples y superior a 7,5 m en el caso de conductores en haz.



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

### CA 188

TEMA

MATERIALES: CONDUCTORES-  
AISLADORES Y HERRAJES

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

## MATERIALES UTILIZADOS EN LINEAS DE TRANSMISION

### A CONDUCTORES

#### 1.- Calibres normalizados

Los calibres normalizados de conductores para las líneas de transmisión en México son: ACSR 795 kCM Cóndor en 85 y 115 kV y ACSR 1113 kCM Bluejay en 230 y 400 kV con ampacidades de 900 y 1110 A, respectivamente a 75°C de temperatura del conductor.

#### 2.- Número de conductores por fase.

En líneas de 85, 115 y 230 kV se utilizan uno o dos conductores por fase, de acuerdo con la capacidad de transmisión requerida. En 400 kV siempre se utilizan dos conductores por fase como mínimo por razones de efecto corona. Recientemente, en 1995 se construyó en el Edo. de México, un circuito de 400 kV con 3 conductores por fase.

Las separaciones normalizadas entre los conductores de una fase son: 33 cm para líneas de 85, 115 y 230 kV y 45 cm para líneas de 400 kV. Para 85, 115 y 230 kV la separación se basa en los herrajes normales. Para 400 kV la separación se basa en que el gradiente crítico superficiales no debe ser mayor de 15.8 kV/cm y que la reactancia sea la menor posible.

#### 3.- Características mecánicas.

La tabla 1 muestra las características mecánicas de los conductores normalizados.

Tabla 1 - Características mecánicas de conductores.

<u>Características</u>	<u>ACSR 795 kCM, Cóndor</u>	<u>ACSR 1113 kCM, Bluejay</u>
Número de hilos	54/7	45/7
Diámetro, mm	28	32
Area, mm <sup>2</sup>	456	603
Peso unitario, kg/m	1.524	1.870
Carga de ruptura kg	12490	14030
Módulo de elasticidad inicial, kg/mm <sup>2</sup>	5202	5483
Módulo de elasticidad final, kg/mm <sup>2</sup>	6678	6587

Coefficiente de dilatación lineal inicial, - /°C	18.28 x 10 <sup>-6</sup>	20.53 x 10 <sup>-6</sup>
Coefficiente de dilatación lineal final, - - /°C	19.26 x 10 <sup>-6</sup>	20.80 x 10 <sup>-6</sup>

4 - Tensión mecánica máxima.

Para evitar que se presenten vibraciones peligrosas, la tensión mecánica máxima de los conductores debe ser tal que las tensiones inicial y final a 0°C sin carga de viento no exceda de 33 1/3% y 25%, respectivamente, de la carga de ruptura. (1)

Por otra parte debe determinarse cual es la tensión mecánica más económica en función del tipo de estructuras para una línea en particular. La tabla 2 muestra ejemplos de las tensiones normalizadas a -5°C y presión de viento de 24 Kg/m<sup>2</sup>, tanto desde el punto de vista de vibraciones como desde el punto de vista de tensión más económica.

Tabla 2 - Tensiones mecánicas máximas a -5°C y presión de viento de 24 Kg/m<sup>2</sup>.

Tipo de estructura.	85 KV		230 KV		400 KV
	1 Cond. por fase	2 Conds. por fase	1 Cond. por fase	2 Conds. por fase	2 Conds. por fase
	Kg	Kg	Kg	Kg	Kv
Torres	2500	1250	3900	2200	3700
Postes	1000	-	2000	-	-

B CABLES DE GUARDA

1 - Material y calibre normalizados.

Los cables de guarda normalizados para las líneas de transmisión de 85, 115, 230 y 400 kV están formados por 7 hilos de acero alta resistencia mecánica, extragalvanizados, con diámetro total de 9.53 mm.

Recientemente se han estado empezando a emplear cables de acero con hilos de fibra óptica en su interior (OPGW) con características mecánicas similares.

2 - Características mecánicas.

Las características mecánicas de los cable de guarda normalizados para las líneas de transmisión de 85, 115, 230 y 400 kV aparecen en la tabla 3.

Tabla 3 - Características mecánicas de los cable de guarda normalizados.

Número de hilos	7
Diámetro	9.5 mm
Area	51.2 mm <sup>2</sup>
Peso	406 kg/km
Carga de ruptura	4900 kg
Módulo de elasticidad inicial	15747 kg/mm <sup>2</sup>
Módulo de elasticidad final	18137 kg/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación lineal	11.52 x 10 <sup>-6</sup> /°C

3 - Tensión mecánica

La tensión mecánica de los cable de guarda debe coordinarse con la tensión de los conductores a fin de llenar los requisitos establecidos de separación a los conductores.

La tabla 4 muestra ejemplos de tensiones máximas normalizadas de los cables de guarda correspondientes a las tensiones normalizadas de conductores.

Tabla 4 - Tensiones normalizadas de los cable de guarda.

ACSR 795 MCM, Córdor <u>T máx., kg</u>	Cables de guarda <u>T máx., kg</u>	ACSR 1113 MCM, Bluejay <u>T máx., kg</u>	Cables de guarda <u>T máx., kg</u>
1000	300	2000	600
2000	600	3700	1000
2500	750	3900	1000

C - CADENAS DE AISLADORES Y HERRAJES.

1 - Aisladores.

Los aisladores normalizados para las líneas de transmisión en México, son del tipo suspensión con calavera y bola.

En las líneas de 85 y 115 kV se utilizan aisladores de 254 Ø x 146 mm con resistencia mecánica y eléctrica combinada de 8165 Kg. En 85 kV las cadenas de suspensión llevan 6 unidades y las de tensión 7. En 115 kV las cadenas de suspensión llevan 8 unidades y las de tensión 9.

En las líneas de 230 kV se utilizan aisladores de 254 Ø x 146 mm con resistencia mecánica y eléctrica combinada de 11340 Kg. Las cadenas de suspensión llevan 16 unidades y las de tensión 2 x 17.

En las líneas de 400 kV se utilizan aisladores de 254 Ø x 146 mm con resistencia mecánica y eléctrica combinada de 11340 kg. Las cadenas de suspensión llevan 23 unidades y las de tensión 2 x 24.

Las cadenas de tensión llevan un aislador más que las cadenas de suspensión con objeto de que la probabilidad de flameo sea mayor en éstas.

La longitud de la línea de fuga de los aisladores depende de las condiciones de contaminación atmosférica. Ver aislamiento.

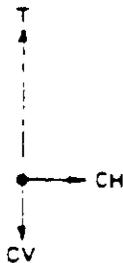
## 2 - Herrajes.

Los herrajes de las cadenas de aisladores para líneas de 85, 115 y 230 kV son del tipo convencional. Para líneas de 400 kV los herrajes de las cadenas de suspensión deben ser "corona free" en tanto que los de las cadenas de tensión son del tipo convencional con anillos equipotenciales.

## 3 - Cargas mecánicas.

### a) Cadenas de suspensión sin deflexión.

- Un conductor por fase.



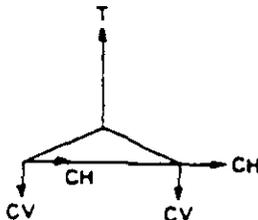
$$T = \sqrt{CV^2 + CH^2}$$

donde T = carga total

CV = carga vertical

CH = carga horizontal

- Dos conductores por fase.



$$T = 2\sqrt{CV^2 + CH^2}$$

b) Cadenas de suspensión con deflexión.

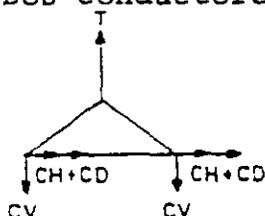
Un conductor por fase.



$$T = \sqrt{CV^2 + (CH + CD)^2}$$

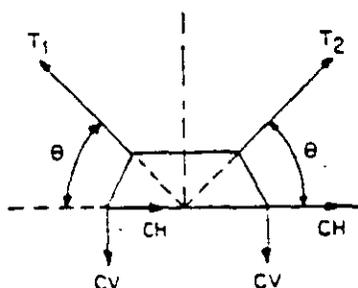
donde CD = carga por deflexión

- Dos conductores por fase.



$$T = 2\sqrt{CV^2 + (CH + CD)^2}$$

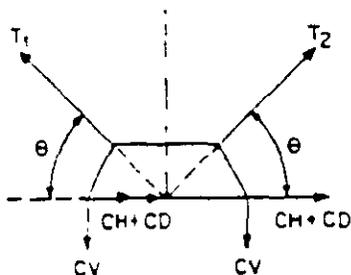
c) Cadenas de suspensión en V sin deflexión, dos conductores por fase.



$$T_1 = \frac{CV}{\text{Sen } \theta} + \frac{CH}{\text{Cos } \theta}$$

$$T_2 = \frac{CV}{\text{Sen } \theta} - \frac{CH}{\text{Cos } \theta}$$

d) Cadenas de suspensión en V con deflexión, dos conductores por fase.



$$T_1 = \frac{CV}{\text{Sen } \theta} + \frac{CH + CD}{\text{Cos } \theta}$$

$$T_2 = \frac{CV}{\text{Sen } \theta} - \frac{CH + CD}{\text{Cos } \theta}$$

e) Cadenas de tensión.

- Un conductor por fase: una vez la tensión máxima de trabajo.

- Dos conductores por fase: dos veces la tensión máxima de trabajo.

#### 4 - Resistencia mecánica.

Las resistencias mecánicas máximas de las cadenas de aisladores normalizados para las líneas de transmisión son:

- a) Cadenas simples: 8165 y 11340 kg.
- b) Cadenas dobles: 16330 y 22680 kg.

La carga máxima a que pueden sujetarse las cadenas de aisladores debe ser tal que el factor de seguridad no sea menor que 3.

La resistencia mecánica máxima de los herrajes de los cables de guarda debe estar coordinada con la carga de ruptura de estos últimos. Por lo tanto, la carga de ruptura de estos herrajes no debe ser inferior a 4900 kg que es la carga de ruptura del cable de acero de alta resistencia mecánica de 9.53 mm de diámetro. Sin embargo, la carga de ruptura de los herrajes estandar para cables de guarda es bastante mayor que el valor de ruptura mencionado.

#### D - ACCESORIOS.

##### 1 - Varillas preformadas.

Para proteger los conductores y limitar hasta cierto punto el efecto de las vibraciones en todos los puntos de sujeción en suspensión se utilizan varillas protectoras preformadas de aleación de aluminio.

Para reparar los conductores en los puntos donde se rompan algunos hilos de aluminio se utilizan varillas de reparación preformadas de aleación de aluminio. Estas varillas, además, restablecen la capacidad de conducción disminuída por efecto de los hilos rotos.

##### 2 - Empalmes.

Los empalmes adoptados para la unión de conductores de las líneas de transmisión son del tipo de compresión para tensión plena (dobles). Los empalmes para los cables de guarda son del tipo preformado, aunque también se usan de compresión.

### 3 - Amortiguadores.

La vibración eólica es un fenómeno producido por el viento sobre los conductores de las líneas de transmisión, el cual al pasar sobre un conductor forma los llamados "vórtices de Karman", creándose diferencias de presión, lo que produce el desplazamiento alterno del conductor. La energía que absorbe un conductor se manifiesta como fricción entre sus hilos, originando un desgaste que los lleva a la ruptura; estas rupturas pueden ser visibles o detectables por medio de rayos X.

Otras manifestaciones de las vibraciones son la pérdida de tornillos, con el consecuente aflojamiento, deformación y desplome de las torres. Los vientos causantes de este fenómeno son del tipo laminar, con una velocidad comprendida entre 3.2 a 12.8 Km/h, que se presentan generalmente en terrenos planos y con escasa vegetación y su efecto es más acentuado en los conductores superiores. Con objeto de disminuir la tendencia a la vibración de un cable, los fabricantes de conductores recomiendan que la tensión máxima de trabajo que se aplique, se mantenga dentro del 25 y 30% del límite de su tensión de ruptura. El tipo de amortiguador que se utiliza más comunmente es el Stockbridge el cual está constituido por alambre mensajero de acero recubierto de neopreno para evitar la corrosión, grapa de sujeción de neopreno y dos contrapesos fijos sobre cada uno de los cuales se ajusta un contrapeso móvil, a fin de cambiar el momento de inercia del amortiguador. La sujeción de la grapa al cable conductor se hace por medio de varillas preformadas.

La instalación de amortiguadores está sujeta al análisis de la cinta registradora del vibrómetro Ontario, que se instala en las líneas bajo estudio de acuerdo a un programa de inspección para detectar vibraciones. Si este análisis indica la presencia de vibraciones con amplitudes iguales o mayores de 10 milésimas de pulgada será necesario amortiguar la línea. Mediante el valor de la frecuencia predominante se calcula la distancia a la que habrá de instalarse el amortiguador con respecto al borde la grapa de sujeción de que se trate, siendo por lo tanto instalados 2 amortiguadores por fase y torre, excepto en los claros con tensiones de remate, en los que no se instalarán.

Las fórmulas utilizadas son las siguientes:

$$V = \frac{Fd}{3.26} \quad y \quad K = \frac{0.435}{V} \sqrt{\frac{Td^2}{W}}$$

donde:  $F$  = frecuencia en ciclos/seg.

$d$  = diámetro del conductor en pulgadas.

$V$  = velocidad del viento en millas/horas

$T$  = Tensión del cable en libras.

$W$  = Peso del cable en libras/pié.

$K$  = Longitud de cresta de vibración/2.

La instalación del amortiguador se hará dentro de la mitad intermedia de la longitud de cresta de vibración, es decir, dentro del rango  $0.5 K$  a  $1.5 K$ .

#### 4 - Separadores.

Para mantener la separación entre los conductores de una misma fase, se utilizan separadores con resistencia mecánica suficiente para soportar, sin que se deformen permanentemente, los esfuerzos electrodinámicos de compresión producidos por corrientes de corto-circuito asimétrico y con dispositivos de sujeción que limiten al mínimo el deterioro de los conductores.

La selección de los separadores debe hacerse en base a las condiciones de corto circuito del sistema. En principio, para líneas de 85, 230 y 400 kV, se consideran corto circuitos de 10 000, 15 000 y 20 000 MVA, respectivamente, con tiempo de 5 ciclos para el libramiento de la falla.

#### 5 - Conectores y electrodos de puesta a tierra.

Para la conexión a tierra de las torres, se utilizan enrollamientos de cable de cobre No. 4/0 AWG de 7 hilos, contra antenas de cable de cobre del mismo calibre y varillas copperweld de 16 mm de diámetro, unidos por medio de conectores adecuados. La longitud de los tres elementos mencionados depende de la resistividad del terreno en cada caso.

#### 6 - Boyas señalizadoras.

En el caso de líneas de transmisión cercanas a aeropuertos o bien líneas en terrenos montañosos con claros de 500 m o mayores (cruces con cañadas o ríos) y que se encuentren dentro de rutas de frecuente tránsito aéreo, se utilizan boyas señalizadoras.

Estas se instalan sobre los hilos de guarda aproximadamente a cada 50 m. Son fabricadas comunmente de fibra de vidrio y pintadas con colores llamativos resistentes al intemperismo.

Sus dimensiones son de alrededor de 1 m de diámetro. Se componen de dos medias esferas y si fijan al conductor mediante un preformado para que no se corran

## E - ESTRUCTURAS.

El diseño de las estructuras de las líneas de transmisión se basa en las consideraciones siguientes:

### 1 - Distancia mínima de las partes vivas a tierra.

- a) Estructuras de 85 kV : 0.96 m.
- b) Estructuras de 115 kV: 1.30 m.
- c) Estructuras de 230 kV : 2.14 m.
- d) Estructuras de 400 kV : 3.38 y 2.92 m.

Las distancias mínimas a tierra en estructuras de 85, 115 y 230 kV están definidas por nivel básico de aislamiento. En estructuras de 400 kV se consideran dos distancias: la primera por nivel básico de aislamiento; la segunda por sobretensiones debidas a operación de interruptores; en este caso, la distancia mínima será de 3.70 m. para 400 kV y 2.56 m. para 230 kV.

### 2 - Angulo de desplazamiento de cadenas y puentes.

Las distancias mínimas a tierra se consideran en las siguientes condiciones:

- a) Las cadenas de suspensión desplazadas de 22° a 30° de la vertical en el caso de estructuras de suspensión, sin deflexión.
- b) Las cadenas de suspensión desplazadas de 35° a 45° de la vertical en el caso de estructuras de suspensión con deflexión hasta de 5°.
- c) Los puentes de las estructuras de tensión desplazados de 10° a 15° de la vertical. El ángulo de desplazamiento de las cadenas de aisladores de suspensión y los puentes en las torres de tensión queda determinado por la posición de la resultante de la carga de viento y el peso del conductor.

### 3 - Distancia mínima entre fases.

La distancia mínima entre fases queda determinada, en general, por los requisitos de distancia mínima de las partes vivas a tierra y por limitaciones de efecto corona.

Las distancias mínimas entre fases adoptadas según la disposición de los conductores son:

- a) Disposición vertical.

En 85 kV : 2.50 m  
En 115 kV: 3.00 m  
En 230 kV : 5.00 m  
En 400 kV : 8.50 m

b) Disposición horizontal.

En 85 kV : 3.00 m  
En 115 kV: 4.50 m  
En 230 kV : 6.00 m  
En 400 kV kV : 10.00 m

4 - Altura de las estructuras.

La altura de las estructuras es función del libramiento mínimo al piso, de la flecha de los conductores y de los puntos de sujeción de estos últimos.

En el caso de torres de acero por razones económicas se consideran tres alturas para cada tipo de torre: una altura base para el claro normal, una extensión y una reducción. Estas se utilizan indistintamente según la topografía del terreno y los obstáculos que se encuentren en la ruta de la línea de que se trate.

En el caso de postes de acero solamente se considera una sola altura puesto que éstos se utilizan solamente en zonas urbanas donde el terreno generalmente es plano.

5 - Cargas mecánicas.

a) Torres de suspensión.

Primera suposición: ningún cable roto.

En estas condiciones se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente.

- Carga vertical: Peso de conductores, cables de guarda, equipo de montaje, aisladores, herrajes y peso propio de la torre.
- Carga transversal: Carga máxima de viento sobre conductores, hilos de guarda, aisladores, herrajes y sobre la propia torre.

Segunda suposición: un conductor o un hilo de guarda rotos.

Se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente:

- Carga vertical: Igual que en la primera suposición.
- Carga transversal: Igual que en la primera suposición pero considerando la mitad del claro de viento para el cable roto.

- Carga longitudinal: 100% de la tensión máxima del cable roto.

b) Torres de tensión.

Primera suposición: ningún cable roto.

En estas condiciones se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente:

- Carga vertical: Igual que en la primera suposición de las torres de suspensión.
- Carga transversal: Carga máxima de viento sobre conductores, cables de guarda, aisladores, herrajes y sobre la propia torre, más la resultante de las tensiones máximas de los cables por deflexión de la línea.

Segunda suposición: Dos conductores rotos, o un conductor y un cable de guarda roto, del mismo lado de la torre.

Se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente:

- Carga vertical: Igual que en la primera suposición.
- Carga transversal: Igual que en la primera suposición pero considerando la mitad del claro de viento para los cables rotos.
- Carga longitudinal: 100% de la tensión máxima de los cables rotos.

c) Torres de remate.

Primera suposición: Ningún cable roto, es decir, todos los cables actuando de un solo lado de la torre.

En estas condiciones se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente:

- Carga vertical: Igual que en la primera suposición de las torres de suspensión.
- Carga transversal: Carga máxima de viento sobre conductores, cables de guarda, aisladores, herrajes y sobre la propia torre.

- Carga longitudinal: 100% de la tensión máxima de todos los cables actuando de un solo lado de la torre.

Segunda suposición: Dos conductores y un hilo de guarda rotos del mismo lado de la torre.

Se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente:

- Carga vertical: Igual que en la primera suposición pero considerando únicamente los cables que soporta la torre.
- Carga transversal: Igual que en la primera suposición pero considerando únicamente los cables que soporta la torre.
- Carga longitudinal: 100% de la tensión máxima de los cables que soporta la torre.

## LOCALIZACION Y SELECCION DE ESTRUCTURAS

### A. CONDICIONES DE CARGA.

Las líneas de transmisión se proyectan actualmente con los requisitos de resistencia mecánica que establece el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en vigor, capítulo 22.- Líneas Aéreas

#### 1 - Cargas en los conductores y cables de guarda.

Para calcular la tensión mecánica de los conductores y cables de guarda, se considera como carga total la resultante del peso del conductor o cable y de la fuerza producida por el viento, actuando horizontalmente y en ángulo recto con la dirección de la línea en las condiciones siguientes:

- a) Presión de viento. La fuerza ejercida por el viento se calcula como la correspondiente a una presión de 24 Kg/m<sup>2</sup> de área proyectada de la superficie de los conductores o cables.
- b) Temperatura mínima. Se supone que los conductores están sometidos a una temperatura mínima de -5°C

#### 2 - Cargas en las estructuras.

Las cargas que actúan en las estructuras se calculan en la forma siguiente:

a) Carga vertical.

La carga vertical se considera como el peso propio de la estructura más el peso de los aisladores, herrajes, conductores y cables de guarda.

Para calcular la carga vertical debida a los conductores y cables de guarda se multiplica el claro de peso, definido como la distancia entre los puntos más bajos de dos catenarias adyacentes, por el peso unitario de los conductores o cables.

b) Carga transversal.

La carga transversal es la debida al viento, soplando horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea, sobre las estructuras, aisladores, herrajes, conductores y cables de guarda, más la debida a las componentes transversales de tensión mecánica de los conductores por cambio de dirección de la línea.

Para calcular la carga transversal debida al viento sobre conductores y cables de guarda, se multiplica el claro de viento, definido como la semisuma de dos claros adyacentes, por la carga unitaria de viento sobre los conductores o cables.

La carga de viento sobre las estructuras se calcula en función del área expuesta y una presión de viento de  $60 \text{ Kg/m}^2$  ó  $39 \text{ Kg/m}^2$ , según se trate de elementos planos o elementos cilíndricos respectivamente. Tratándose de estructuras de celosía, la carga de viento se calcula en función del área expuesta más 50% para considerar el área del otro lado.

c) Carga longitudinal

La carga longitudinal es la debida a las componentes de las tensiones mecánicas de los conductores y cables de guarda ocasionadas por desequilibrio a uno y otro lado de una estructura, por cambio de tensión de los conductores, por remates o por conductores rotos.

En los remates, la carga longitudinal se considera igual a la suma de todos los conductores que rematen en la estructura.

## B FLECHAS Y TENSIONES.

El cálculo de flechas y tensiones y cables de guarda es un trabajo muy laborioso que requiere mucho tiempo cuando se lleva a cabo por procedimientos gráficos. La utilización de una computadora, para la solución de un problema como éste, reduce ampliamente el tiempo de cálculo requerido.

Existe un programa para el cálculo de flechas y tensiones por medio de una computadora, escrito en FORTRAN y que se puede almacenar en el disco duro para su utilización inmediata.

### 1 - Descripción del programa.

El programa calcula las flechas y tensiones iniciales y finales, para una serie de claros comprendidos entre un mínimo y un máximo variables.

La serie de claros requeridos se define fijando el claro mínimo, el claro máximo y un intervalo entre claros.

Para el cálculo se establecen tres límites de tensión con objeto de limitar el efecto destructivo de las vibraciones producidas por el viento en los conductores:

- Límite de tensión máxima: La tensión máxima de los conductores a  $-5^{\circ}\text{C}$  y presión de viento de  $24 \text{ Kg/m}^2$  no debe ser mayor de 50% de la carga de ruptura.
- Límite de tensión inicial: La tensión inicial de los conductores a  $0^{\circ}\text{C}$  sin viento no debe ser mayor de  $33 \frac{1}{3}\%$  de la carga de ruptura.
- Límite de tensión final: La tensión final de los conductores a  $0^{\circ}\text{C}$  sin viento no debe ser mayor de 25% de la carga de ruptura.

El programa determina automáticamente cual de los tres límites determina el cálculo y por conveniencia para el trazo de las gráficas, encuentra el claro donde ocurre un cambio de límites.

Prácticamente se cuenta con dos programas para el cálculo de flechas y tensiones: FYTCC que se utiliza para cables compuestos, por ejemplo cables de aluminio con alma de acero; FYTCH que se utiliza para cables homogéneos, por ejemplo cables de aluminio, cables de cobre o cables de acero.

2 - Datos para el cálculo.

El acceso al programa de flechas y tensiones es por medio de una pantalla en una PC, en la cual aparecen una serie de datos que identifican al conductor de que se trate, así como sus características mecánicas propias.

Para cada conductor corresponde un juego de datos de claros, límites de tensión, temperaturas, características del conductor y constantes de la catenaria.

El orden en que se presentan los datos en la computadora es el que se indica en las tablas 17 y 18, según se trate de conductores compuestos o conductores homogéneos respectivamente.

3 - Resultados del programa.

El programa obtiene valores de flechas y tensiones, iniciales y finales, para las siguientes temperaturas y condiciones de carga:

- 5°C ó -10°C con presión de viento de 24 ó 39 Kg/m<sup>2</sup> respectivamente.
- 5°C ó -10°C sin carga de viento,
- 0°C sin carga de viento,
- 10°C sin carga de viento,
- 20°C sin carga de viento,
- 30°C sin carga de viento,
- 40°C sin carga de viento,
- 50°C sin carga de viento,
- 16°C sin carga de viento para libramientos y distancias reglamentarias.

Para cada claro se obtienen cuatro renglones de resultados que corresponden sucesivamente a tensiones finales, flechas finales, tensiones iniciales y flechas iniciales, a las temperaturas y en las condiciones indicadas. Las tensiones están dadas en kilogramos y las flechas en metros.

Las tablas 19 y 20 muestran un ejemplo de los datos y los resultados para un cálculo particular de flechas y tensiones.

Las tablas 21, 22, 23 muestran las tensiones límites de trabajo y constantes de la ecuación esfuerzo-deformación.

Tabla 17 - Lista de datos para conductores ACSR.

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidad</u>
-	Tarjeta de identificación	-
SPNX	Claro mínimo	m
SPI	Intervalo entre claros	m
SPNM	Claro máximo	m
TF	Límite de tensión final	Kg.
TI	Límite de tensión inicial	Kg.
TR	Límite de tensión máxima	Kg.
TEMF	Temperatura de TF	°C
TEMI	Temperatura de TI	°C
TEMR	Temperatura de TR	°C
TEMB	Temperatura de referencia	°C
WB	Peso unitario	Kg/m
WR	Peso unitario resultante con viento	Kg/m
AREA	Area de la sección recta	cm <sup>2</sup>
XMES	Módulo de elasticidad del acero	Kg/cm <sup>2</sup>
XNEA	Módulo de elasticidad del aluminio	Kg/cm <sup>2</sup>
EF	Módulo de elasticidad total final	Kg/cm <sup>2</sup>
EI	Módulo de elasticidad total inicial	Kg/cm <sup>2</sup>
COEFS	Coefficiente de dilatación lineal del acero	/°C
COEF1	Coefficiente de dilatación lineal total final	/°C
COEFF	Coefficiente de dilatación lineal total inicial	/°C
GCR	Constante de la curva elástica	
C1	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C2	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C21	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C3	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	

Tabla 17 - Continuación

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidad</u>
C4	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C5	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C6	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
CC1	Constante de la catenaria: $224/64,512$	
CC2	Constante de la catenaria: $7/640$	
CC3	Constante de la catenaria: $1/24$	
CC4	Constante de la catenaria: $7/1920$	
CC5	Constante de la catenaria: $241/46,080$	
CC6	Constante de la catenaria: $7/384$	
CC7	Constante de la catenaria: $1/8$	
XM1	Constante de la catenaria: $1/720$	
XM2	Constante de la catenaria: $1/40,320$	

Tabla 18 - Lista de datos para conductores de aluminio, cobre o acero

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidad</u>
-	Tarjeta de identificación	-
SPNX	Claro mínimo	m
SPI	Intervalos entre claros	m
SPNM	Claro máximo	m
TF	Límite de tensión final	Kg
TI	Límite de tensión inicial	Kg
TR	Límite de tensión máxima	Kg
TEMP	Temperatura de TF	°C
TEMI	Temperatura de TI	°C
TEMPR	Temperatura de TR	°C
WB	Peso unitario	Kg.
WR	Peso unitario resultante con viento	Kg/m
AREA	Area de la sección recta	cm <sup>2</sup>
EF	Módulo de elasticidad final	Kg/cm <sup>2</sup>
EI	Módulo de elasticidad inicial	Kg/cm <sup>2</sup>
COEF	Coefficiente de dilatación lineal	/°C
C11	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C12	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C13	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C14	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
CC1	Constante de la catenaria: 224/64,512	
CC2	Constante de la catenaria: 7/640	
CC3	Constante de la catenaria: 1/24	
CC4	Constante de la catenaria: 7/1920	
CC5	Constante de la catenaria: 241/46,080	

Tabla 18 - Continuación

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidad</u>
CC6	Constante de la catenaria: $7/384$	
CC7	Constante de la catenaria: $1/8$	
XM1	Constante de la catenaria: $1/720$	
XM2	Constante de la catenaria: $1/40,320$	

Tabla 19 - Ejemplo de datos para cálculo de flechas y tensiones

ACSR 1113 KCM, BLUEJAY - FLECHAS Y TENSIONES

+ 50.0000	SPNX
+ 50.0000	SPI
+ 500.0000	SPNM
+3700.0000	TR
+2504.0000	TF
+4672.0000	TI
+ .00000000	TEMF
+ .00000000	TEMI
+22.220000	TEMB
+1.8700000	WB
+ .03198000	DTC
+6.0156293	AREA
+127946.00	XMES
+530765.00	XNEA
+658711.00	EF
+548340.00	EI
+ .00001152	COEFS
+ .00002053	COEFI
+ .00002080	COEFF
+ .00003500	GCR
+ .00029200	C1
- .00498600	C2
+ .74755000	C21
+ .00001730	C3
- .00026110	C4
- .01375490	C5
+ .00350000	C6
	JS

Tabla 20 - ACSR 1113 NCM, BLUEJAY - FLECHAS Y TENSIONES

LTM= 3700.KG A -5 GC Y PV DE 24 KG/M2

LTF= 3504.KG A LTI= 4672.KG A 0. GC SV

CARGA TEMP. CLARO	CV -E	SV -E	SV 0	SV 10	SV 20	SV 30	SV 40	SV 50	SV 16
50.	3700.	3683.	3297.	2562.	1913.	1416.	1090.	887.	2157.
50.	0.17	0.16	0.14	0.23	0.31	0.41	0.54	0.66	0.27
50.		3298.	3175.	2752.	2172.	1672.	1289.	1028.	2397.
50.		0.16	0.17	0.21	0.27	0.35	0.45	0.57	0.24
100.	3700.	3642.	3320.	2741.	2270.	1910.	1644.	1447.	2445.
100.	0.68	0.64	0.70	0.85	1.03	1.23	1.42	1.62	0.96
100.		3360.	3305.	2872.	2427.	2064.	1777.	1581.	2595.
100.		0.64	0.68	0.81	0.96	1.13	1.32	1.50	0.90
150.	3700.	3595.	3342.	2901.	2544.	2280.	2035.	1858.	2677.
150.	1.54	1.48	1.58	1.82	2.07	2.33	2.59	2.84	1.97
150.		3315.	3290.	2987.	2645.	2363.	2132.	1944.	2774.
150.		1.48	1.55	1.75	1.99	2.23	2.47	2.71	1.90
200.	3700.	3555.	3361.	3023.	2745.	2514.	2323.	2164.	2849.
200.	2.74	2.62	2.78	3.10	3.42	3.73	4.04	4.34	3.29
200.		3270.	3297.	3082.	2813.	2586.	2395.	2232.	2915.
200.		2.62	2.76	3.04	3.33	3.63	3.92	4.21	3.21
250.	3700.	3524.	3378.	3113.	2891.	2702.	2540.	2400.	2976.
250.	4.28	4.16	4.34	4.71	5.07	5.43	5.78	6.12	4.93
250.		3240.	3403.	3155.	2940.	2755.	2594.	2453.	3022.
250.		4.16	4.30	4.55	4.99	5.33	5.66	5.99	4.85
300.	3700.	3491.	3392.	3179.	3000.	2843.	2705.	2583.	3069.
300.	7.17	7.05	7.24	7.65	8.05	8.44	8.83	9.20	6.89
300.		3210.	3407.	3211.	3037.	2882.	2746.	2625.	3103.
300.		7.05	7.2	7.56	8.06	8.34	8.71	9.07	6.81
350.	3700.	3454.	3394.	3224.	3031.	2950.	2833.	2727.	3138.
350.	10.61	10.5	10.40	10.77	11.15	11.53	11.91	12.29	9.18
350.		3297.	3407.	3251.	3102.	2980.	2864.	2760.	3164.
350.		10.5	10.64	11.0	11.27	11.66	12.07	12.46	9.11
400.	3700.	3420.	3407.	3274.	3142.	3033.	2933.	2840.	3191.
400.	14.0	13.88	13.98	14.54	15.00	15.44	15.88	16.30	11.82
400.		3410.	3412.	3267.	3164.	3056.	2957.	2867.	3210.
400.		13.88	14.04	14.4	14.72	15.15	15.57	16.0	11.74
450.	3700.	3420.	3404.	3297.	3191.	3098.	3011.	2931.	3231.
450.	17.58	17.39	17.42	17.91	18.29	18.65	19.0	19.35	14.80
450.		3470.	3414.	3307.	3208.	3116.	3031.	2952.	3246.
450.		17.39	17.55	18.05	18.41	18.86	19.30	19.73	14.73
500.	3700.	3426.	3407.	3214.	3226.	3149.	3074.	3004.	3262.
500.	17.2	17.09	17.35	17.64	18.33	18.80	19.27	19.74	18.13
500.		3463.	3416.	3326.	3242.	3164.	3090.	3021.	3275.
500.		17.09	17.3	17.74	18.25	18.71	19.17	19.62	18.06

TABLA 21 - TENSIONES LIMITE DE TRABAJO

Material	Condiciones de carga	Iniciales		Finales	
		% de la carga de rotura	Temp °C	% de la carga de rotura	Temp °C
Cobre	Todas	35	16	25	16
Acero	Todas	35	16	25	16
Aluminio y ACSR	Severas	33 1/3	-20	25	-20
	Moderadas	33 1/3	-10	25	-10
	Benignas	33 1/3	0	25	0

La tensión máxima de trabajo es del orden de 60%, 50%, 40% ó 33 1/3% de la carga de rotura.

En cruzamiento con vías férreas	10.30	12.60	14.60
------------------------------------	-------	-------	-------

Para claros distintos a los normalizados, estas distancias son diferentes, por lo que hay que hacer el estudio correspondiente.

En general, las distancias indicadas en la tabla se aplican a libramientos en cualquier punto del claro normalizado. En condiciones críticas de libramiento, se puede recurrir a los factores de reducción, del Artículo 2204 capítulo 22 Líneas Aéreas, del Reglamento de Instalaciones Eléctricas en vigor (NOM-001-SEDE-1997), para libramientos en un lugar que no sea el punto medio del claro.

2 - Distancias mínimas normalizadas en cruzamiento con otras líneas.

La tabla No. 26 muestra las distancias mínimas normalizadas en cruzamientos con otras líneas a 16°C sin viento, según la tensión nominal.

Tabla No. 26.- Distancias mínimas normalizadas en cruzamientos con otras líneas (m).

Conductores superiores

Conductores inferiores    Tensión nominal de las líneas entre fases

	<u>85 kV</u>	<u>230 kV</u>	<u>400 kV</u>
Líneas de comunicación	3.10	5.40	7.40
Líneas suministradoras de 0 a 50,000 volts.	2.50	4.80	6.80
Líneas de 85 kV	3.00	5.20	7.20
Líneas de 230 kV	-	7.00	9.10
Líneas de 400 kV	-	-	11.20

Para claros distintos a los normalizados, estas distancias son diferentes, por lo que hay que hacer el estudio correspondiente.

Si el cruzamiento se hace sobre los hilos de guarda de la línea inferior, las distancias que deben considerarse son las correspondientes a líneas suministradoras de 0 a 50,000 volts.

En general las distancias indicadas en la tabla No. 26 se aplican a cruzamientos en cualquier punto del claro. En condiciones críticas de libramiento, se puede recurrir a los factores de reducción, del Artículo 2203, capítulo 22. Líneas Aéreas, del Reglamento de Instalaciones Eléctricas en vigor, (NOM-001-SEDE-1997), para cruzamientos en un lugar que no sea el punto medio del claro.

3 - Distancias entre ejes de líneas paralelas.

La tabla No. 27 muestra las distancias mínimas normalizadas entre ejes de líneas de transmisión paralelas.

Tabla No. 27 - Distancias mínimas entre ejes de líneas paralelas (m).

<u>Tensión nominal de la línea A</u>	<u>Tensión nominal de la línea B</u>				
	<u>T o r r e s</u>			<u>Postes</u>	
	<u>85 kV</u>	<u>230 kV</u>	<u>400 kV</u>	<u>85 kV</u>	<u>230 kV</u>
85 kV	10.70 (9.40)	17.50 (16.00)	23.70 (22.00)	8.20 (7.70)	12.60 (12.00)
230 kV		21.40 (19.90)	27.60 (25.90)		16.00 (15.40)
400 kV			32.60 (30.90)		

Las distancias entre paréntesis corresponden a líneas paralelas con estructuras adyacentes, en terreno plano, generalmente en zona urbana a lo largo de calles.

Para claros distintos a los normalizados, estas distancias son diferentes, por lo que hay que hacer el estudio correspondiente.

4 - Distancia de los conductores al límite del derecho de vía.

La tabla No. 28 muestra las distancias mínimas normalizadas de los conductores al borde del derecho de vía.

Tabla 28 - Distancia de los conductores al límite del derecho de vía (m).

<u>Tensión nominal</u>	<u>Torres</u>	<u>Postes</u>
85 kV	6.20	5.00
230 kV	10.30	7.30
400 kV	10.80	-

Para claros distintos a los normalizados, estas distancias son diferentes, por lo que hay que hacer el estudio correspondiente.

5 - Ancho del derecho de vía.

La tabla 29 muestra los anchos normalizados del derecho de vía.

Tabla 29 - Ancho del derecho de vía (m).

<u>Tensión nominal</u>	<u>Torres</u>	<u>Postes</u>
85 kV	17.00	14.00
230 kV	30.00	22.00
400 kV	40.00	-

Para claros distintos a los normalizados, estas distancias son diferentes, por lo que hay que hacer el estudio correspondiente.

D - LOCALIZACION Y SELECCION.

LyFC utiliza actualmente dos métodos para la localización y selección de estructuras, uno manual y otro por medio de un programa de computadora.

Método manual

La localización y selección de estructuras sobre el perfil topográfico de la ruta de una línea de transmisión consiste en determinar, gráficamente por medio de una plantilla, el emplazamiento de las estructuras y las alturas correspondientes dentro de las alturas disponibles, con objeto de mantener los libramientos necesarios, determinar las cargas en cada estructura y seleccionar el tipo adecuado en cada caso; relacionar las estructuras y cambiar las alturas y tipos de las mismas en aquellos lugares donde la primera localización no sea económica, calculando los costos comparativos entre distintas alternativas con objeto de llegar a la solución más económica posible.

1 - Plantilla

La localización gráfica de estructuras se hace por medio de una plantilla de mica en la que se marcan las catenarias que representan al conductor a 16°C y a -5°C. Paralelamente a la catenaria del conductor a 16°C se marcan varias catenarias que corresponden a la distancia al piso y a cada una de las alturas de torres disponibles.

La plantilla se construye con las flechas finales obtenidas por medio de un cálculo de flechas y tensiones, según el conductor de que se trate y en las condiciones de carga que se requieran. Las escalas horizontal y vertical de la plantilla deben corresponder a las escalas de los planos del perfil topográfico sobre los que se va a utilizar.

CABLE ACSR 795 MCM CONDOR  
 TENSION MAXIMA = 2500 Kg. A - 5° C  
 Y PRESION DE VIENTO DE 24 Kg / m<sup>2</sup>

<u>CLARO</u> m	<u>FLECHA</u> -5° C	<u>FLECHA</u> 16° C
50	.19	.32
100	.78	1.11
150	1.79	2.28
200	3.23	3.83
250	5.10	5.78
300	7.40	8.13
350	10.13	10.90
400	13.30	14.10
450	16.92	17.74
500	20.99	21.82

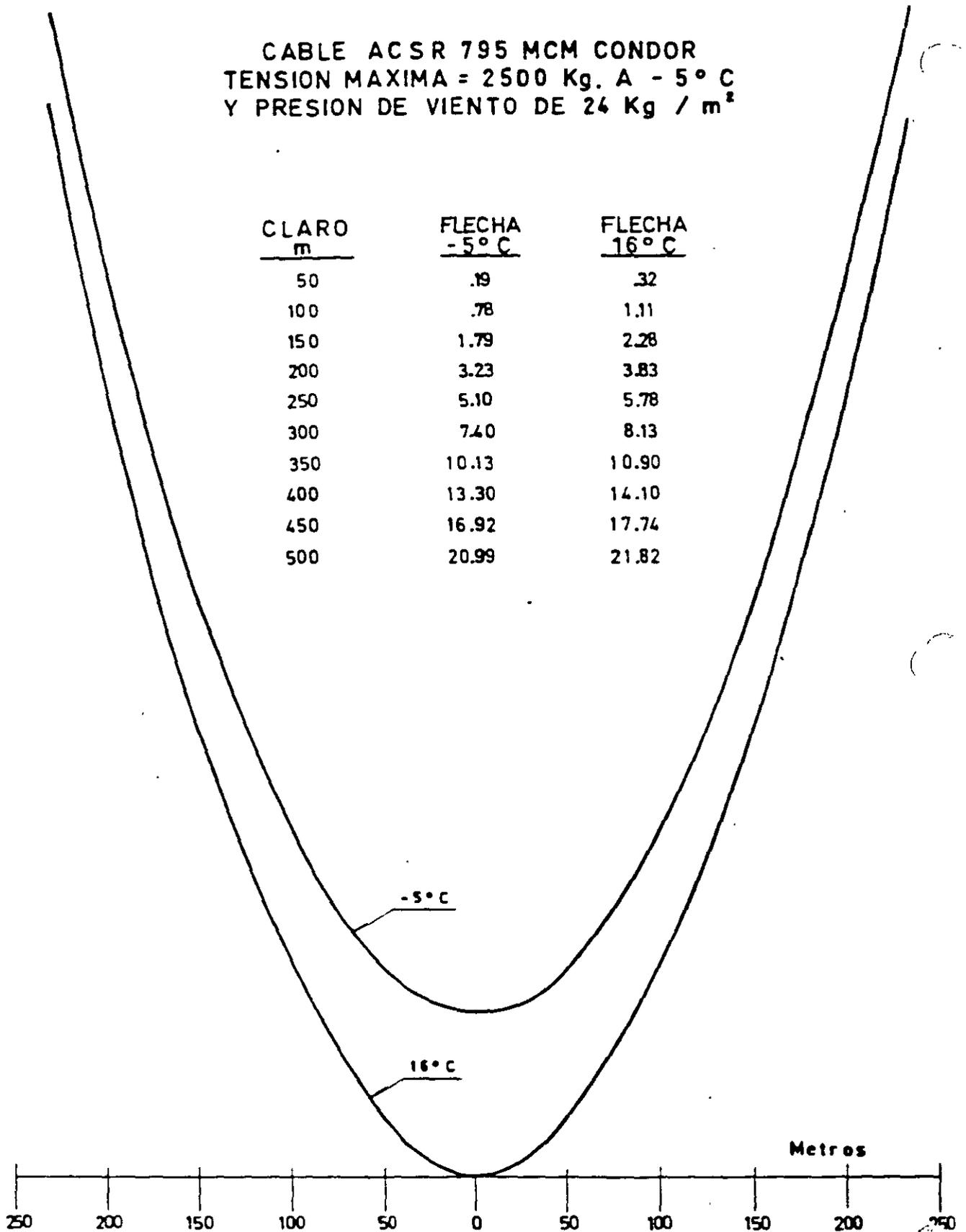


FIG. 15 - TRAZO DE CATENARIAS A -5° C Y 16° C  
 SIN CARGA DE VIENTO.

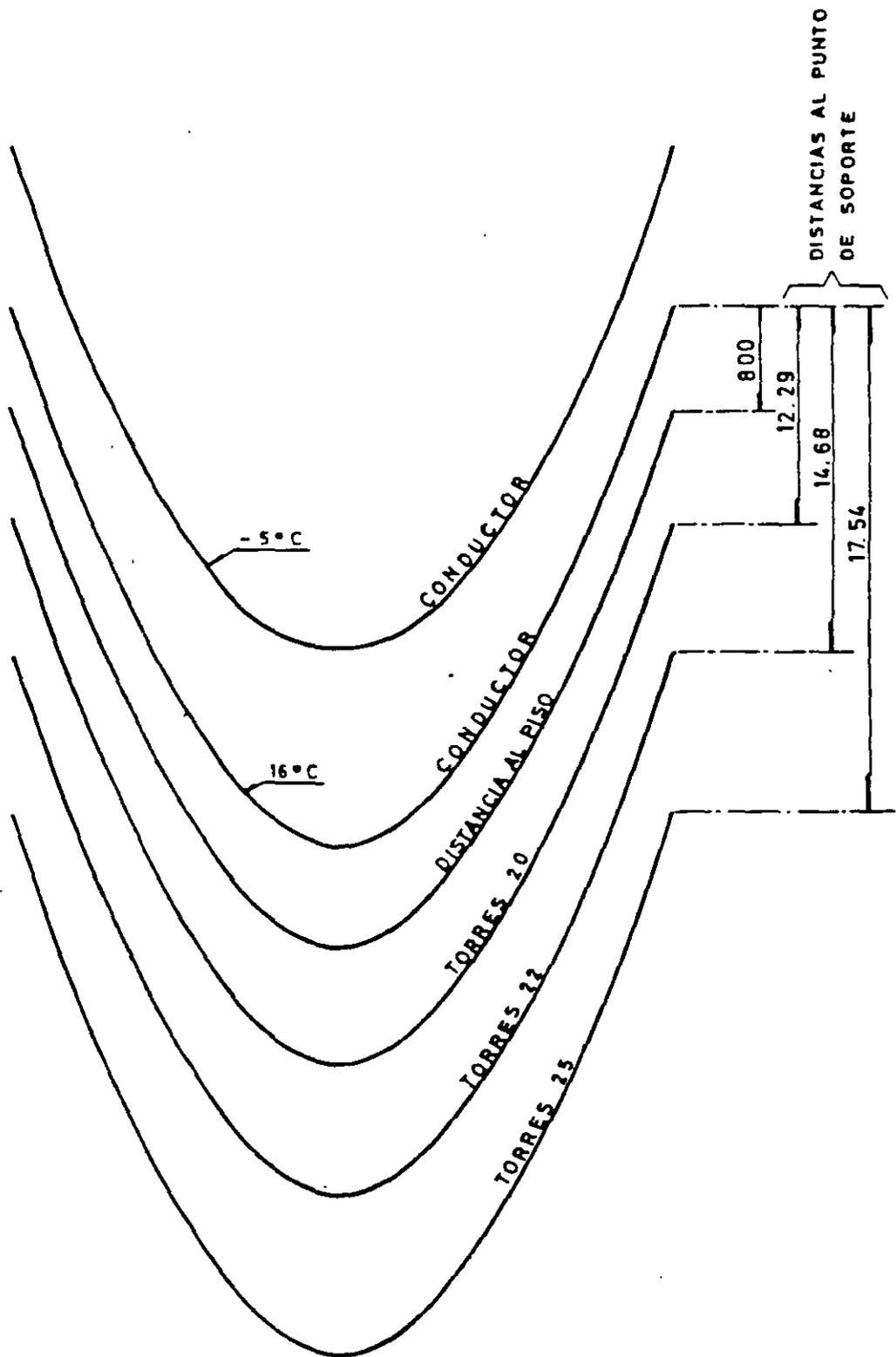


FIG. 16 - CONSTRUCCION DE UNA PLANTILLA PARA LA LOCALIZACION DE TORRES EN LINEAS DE 85 K.V.

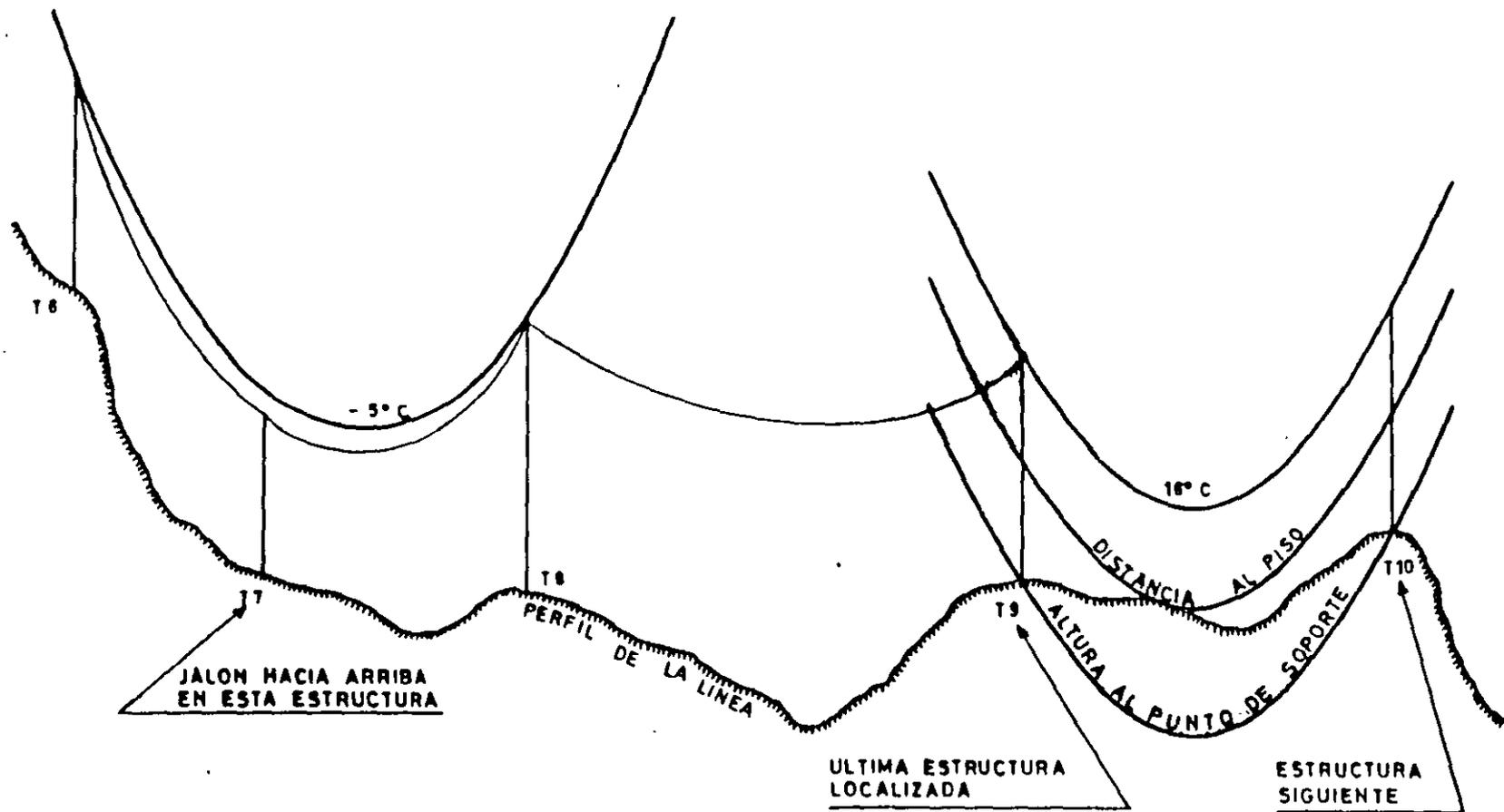


FIG 17 - LOCALIZACION DE ESTRUCTURAS POR MEDIO DE UNA PLANTILLA

Las figuras 15, 16 y 17 muestran un ejemplo de las etapas sucesivas para el trazo de las catenarias, la construcción de la plantilla y el modo de utilizarla para la localización de estructuras en el proyecto de una línea de transmisión.

## 2 - Claro regulador

Para una serie de claros comprendidos entre dos estructuras de tensión, entre las que se tienen varias torres de suspensión, se puede suponer que la tensión del conductor a 16°C es constante y por lo tanto se puede utilizar una sola plantilla. El claro entre dos torres de tensión consecutivas que tendría la misma tensión a 16°C que la serie de claros anterior y que requeriría la misma plantilla, se denomina claro virtual, claro equivalente o claro regulador, y puede calcularse por medio de la fórmula:

$$CR = \sqrt{EL^3/EL}$$

donde CR = claro regulador

L = longitudes de los claros

Estrictamente, para el proyecto de una línea de transmisión se debe contar con una serie de plantillas para varios claros reguladores. La localización de estructuras en una tangente se hará con una plantilla cuyo claro regulador sea de un valor inmediato inferior al del claro regulador real en la tangente de que se trate. Por supuesto el valor del claro regulador real no se conoce hasta que se hace la localización completa entre dos torres de tensión. Si la selección inicial de la plantilla es incorrecta será necesario repetir la localización de estructuras con una plantilla diferente. Sin embargo, la costumbre en LyFC es realizar los proyectos con una sola plantilla trazada con los datos de flechas para una serie de claros obtenidos con el programa de flechas y tensiones y posteriormente verificar con el claro regulador real para cada tangente.

## 3 - Posición y altura de estructuras.

La determinación de la posición y altura de las estructuras sobre el perfil, se realiza haciendo pasar la catenaria que representa al conductor a 16°C por el punto de sujeción de una torre previamente establecida y deslizando la plantilla hasta que la catenaria de libramiento mínimo al piso sea tangente al perfil, Ver figura 17. Para cruzamientos con otras líneas, carreteras o vías férreas donde se requieren libramientos mayores que el mínimo normal, se puede modificar el perfil aumentando la altura real del suelo en esos lugares, de tal modo que el libramiento

mínimo al perfil elevado artificialmente, dé la posición requerida de los conductores sobre las líneas, carreteras y vías férreas cruzadas.

Una vez que se ha hecho la tangencia de la catenaria de libramientos con el perfil, existen varias posibilidades de altura para la estructura siguiente. En el caso de los proyectos de LyFC generalmente se cuenta con tres alturas si se trata de torres y una sola altura si se trata de postes. A mayor altura de las torres mayor longitud de los claros. Una solución económica es seleccionar la altura que dé una carga de viento lo más próxima a la máxima de diseño.

#### 4 - Claro de viento

El claro de viento es igual a la semisuma de los claros a uno y otro lado de una estructura y es proporcional a la fuerza transversal horizontal debida a la carga de viento que actúa sobre los conductores y cables de guarda.

Los cambios de dirección de una línea ocasionan también una fuerza transversal horizontal igual a  $2T \sin \theta/2$ , donde  $\theta$  es el ángulo del cambio de dirección y  $T$  es la tensión del conductor. Esta fuerza puede actuar en la misma dirección que la carga del claro del viento. Para determinar el aumento o la disminución del claro de viento correspondiente a una disminución o aumento en el ángulo de deflexión, se puede usar la fórmula:

$W_w \delta L_w = 2T \text{ Sen } \delta \theta/2$ , donde  $W_w$  es la carga de viento por metro de conductor y  $\delta L_w$  es la variación del claro de viento. Para los valores de  $\delta \theta$  que se presentan, generalmente es suficientemente exacto suponer que  $\text{Sen } \delta \theta/2 = \delta \theta/2$  y por lo tanto  $\delta L_w = T \delta \theta / W_w$ , donde  $\theta$  está en radianes.

#### 5 - Claro de peso

El claro de peso es igual a la distancia horizontal entre los vértices de las catenarias a uno y otro lado de una estructura y es proporcional a la fuerza vertical debida al peso de los conductores y cables de guarda.

El claro de peso máximo permisible generalmente no es la condición crítica para la selección de una estructura en particular. Sin embargo, los claros de peso pequeños pueden ser críticos en lo referente a que se deben evitar jalones hacia arriba en las torres de suspensión y también a que el ángulo de balanceo de las cadenas de aisladores no debe rebasar la distancia mínima a tierra en condiciones de viento máximo.

El ángulo de balanceo de las cadenas de aisladores se calcula con la fórmula:

$$Q = \tan^{-1} \frac{\text{carga de viento}}{\text{carga de peso}}$$

Una forma simple de lograr esta última condición es especificar un valor mínimo de la relación claro de peso/claro de viento que para los conductores normalizados ACSR 795 kCM Cóndor y ACSR 1113 kCM Bluejay es 0.757 y 0.712, respectivamente, para un ángulo de balanceo de las cadenas igual a 30°.

Los claros de peso se deben determinar con los conductores a una temperatura de -5°C debido a que a bajas temperaturas se presenta la condición crítica de carga vertical. Además como a bajas temperaturas la tensión del conductor no varía considerablemente con el claro regulador, se puede utilizar una sola plantilla en lugar de toda la serie que se requiere para el trazo de catenarias a 16°C.

#### 6 - Selección de estructuras.

Una vez determinadas la localización y las alturas de las estructuras, se seleccionan los tipos de estructuras en función del claro de viento, el claro de peso y el ángulo de deflexión en cada caso.

Para las estructuras de suspensión se considera además el ángulo de balanceo de las cadenas de aisladores por medio de la relación claro de peso/claro de viento que debe ser igual o mayor de un mínimo, según se especifica en el inciso anterior. En caso de que esta relación sea menor del mínimo especificado se puede recurrir a:

- a) Utilizar una estructura de tensión.
- b) Aumentar la altura de la estructura y por lo tanto el claro de peso.
- c) Relocalizar las torres en forma diferente.

La tabla 29 muestra los claros de peso, los claros de viento y los ángulos de diseño de los diferentes tipos de estructuras que se utilizan en los proyectos de líneas de transmisión de LyFC.

Tabla 29 - Valores máximos de diseño de estructuras de líneas de transmisión.

Tipo de estructura	Claro de viento m	Claro de peso m	Deflexión
Torres de 85 kV:			
SF	300	300	0°
SA	500	500	2°
T10	300	300	10°
T30	300	300	30°
T45	300	300	45°
T60	300	300	60°
T90	300	300	90°
R	150	150	0°

Postes de 85 kV:

MS	160	160	2°
MT	160	160	30°
TT	160	160	30°
25S (2) *	160	160	0°
25T10 (2) *	160	160	10°
25T30	160	160	30°
31T30	160	160	30°
22T90	160	160	90°
25T90	160	160	90°

\* Dos conductores por fase.

Torres de 230 kV:

S	500	500	0°
SS	500	500	2°
T10	500	500	10°
T20	500	500	20°
T45	500	500	45°
T60	500	500	60°
T90	500	500	90°
R	250	250	0°

Postes de 230 kV:

33S	225	225	1°
36S	225	225	1°
33T10	225	225	10°
33T20	225	225	20°
33T30	225	225	30°
33S2 (2) *	170	170	2°
33T10 (2) *	170	170	10°
45T30 (2) *	250	250	30°

\* Dos conductores por fase.

Tipo de estructura	Claro de viento m	Claro de peso m	Deflexión
--------------------	----------------------	--------------------	-----------

Torres de 400 kV:

S1	400	400	2°
S2	500	900	5°
T10	400	600	10°
T15	400	600	15°
T30	400	600	30°
T60	400	600	60°
R	400	600	0°

## 7 - Costos

Al hacer la localización gráfica y la selección de los tipos de estructuras, no es práctico obtener los costos de todas las localizaciones posibles; sin embargo, se obtendrá una solución económica si se tienen en cuenta las recomendaciones siguientes:

- Hacer que la catenaria de libramientos coincida con el perfil tanto como sea posible.
- Localizar las estructuras utilizando al máximo posible el claro de viento de las estructuras.
- Las alturas de las torres de tensión deben ser las de menor altura posible.

Existirán algunos casos que por sí mismos obliguen a la comparación detallada de costos, como por ejemplo decidir en un caso específico la utilización de un torre alta o dos bajas.

Método por computadora.

Localización óptima de estructuras de líneas de transmisión por medio de un programa de computadora.

En forma similar al método manual, este programa consistió básicamente en determinar las combinaciones óptimas de tipos y alturas de estructuras disponibles, con objeto de obtener el costo mínimo por kilómetro.

El programa simula matemáticamente los movimientos que se realizan en el método manual con la plantilla de mica sobre el perfil topográfico, es decir, hace la localización para el libramiento al piso del conductor más bajo; calcula las cargas verticales y horizontales; el ángulo de inclinación de la cadena de aisladores; determina el tipo y costo de la estructura; las extensiones a las patas de las estructuras para compensar los desniveles del terreno; las cimentaciones de las estructuras según el tipo de terreno y los costos de extensiones y cimentaciones.

Debido a que el programa trabaja para un libramiento fijo dado por una curva parabólica paralela a la del conductor, en aquellos lugares donde se requieren mayores libramientos como en el caso de cruzamientos de líneas de energía eléctrica o de comunicación, de calles, carreteras y vías férreas, es necesario sobre elevar la ordenada del perfil topográfico lateral del punto considerado y crear una zona de depresión de un ancho igual al derecho de vía del cruzamiento de que se trate, con objeto de que en esa depresión no se localicen estructuras.

Para cruzamientos con zanjas, ríos, barrancas o cualquier otra área donde no se deba localizar una estructura, se crea una depresión cuyos puntos extremos corresponden a puntos fuera de dicha zona y donde sí puede localizarse una estructura. La exclusión de una estructura fuera de la zona de depresión la efectúa el programa cuando detecta ésta y entonces localiza la estructura en el extremo inicial de la depresión.

En las figuras 18 y 19 se muestran los ejemplos de los casos mencionados, donde se indican los valores que deben tener ISP, ICF e ICL índice de supresión de puntos del perfil, índice de carreteras o ferrocarriles e índice de cruzamientos con líneas respectivamente, por medio de los cuales el programa modifica automáticamente el perfil.

Datos de entrada.

El programa de localización de estructuras está alimentado por dos conjuntos de datos: El primer conjunto representa el perfil topográfico de la línea el cual se genera por medio de otro programa de computadora que calcula los puntos de perfil representados por tres coordenadas: la absisa X que establece la distancia horizontal con relación al punto inicial de la línea y las ordenadas Y1 y Y2 referidas al nivel del mar. La ordenada Y1 es la elevación del eje de la línea y se emplea para localizar las estructuras y la ordenada Y2 es la elevación mayor lateral del terreno sobre el cual los conductores deben mantener el libramiento mínimo requerido; además calcula para el punto de coordenadas donde se tiene un cruzamiento con una línea eléctrica o de comunicación el valor de YL que es la elevación del conductor que se cruza. La distancia máxima para el cálculo de los puntos del perfil es de 20.0 m; esta distancia es menor para los lugares donde el perfil topográfico es muy accidentado.

Una vez calculado el perfil topográfico se guarda en un archivo de disco para ser leído y utilizado por el programa de localización de estructuras.

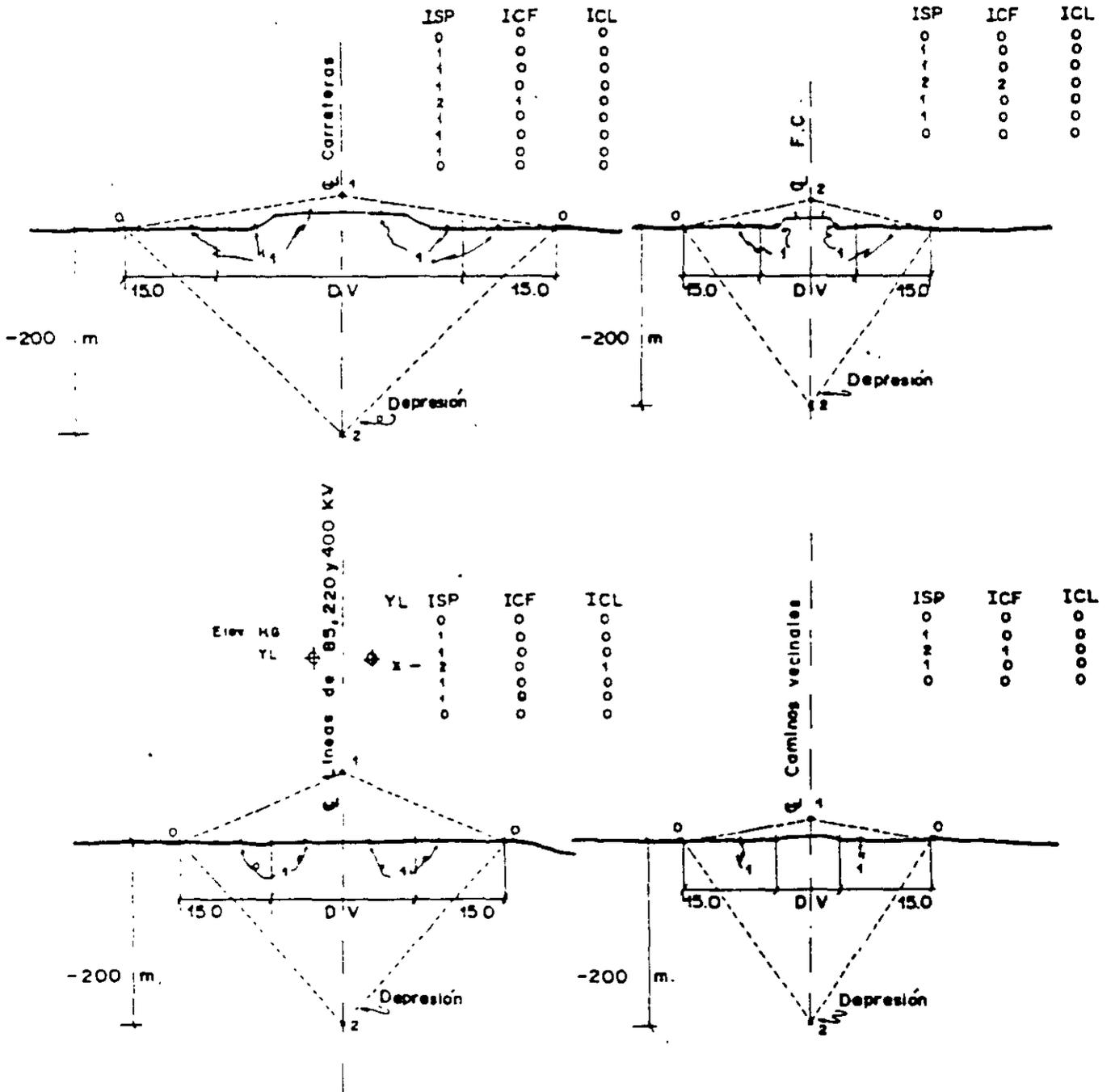


FIG. 18 MODIFICACION DEL PERFIL EN AREAS DONDE NO DEBE LOCALIZARSE UNA ESTRUCTURA

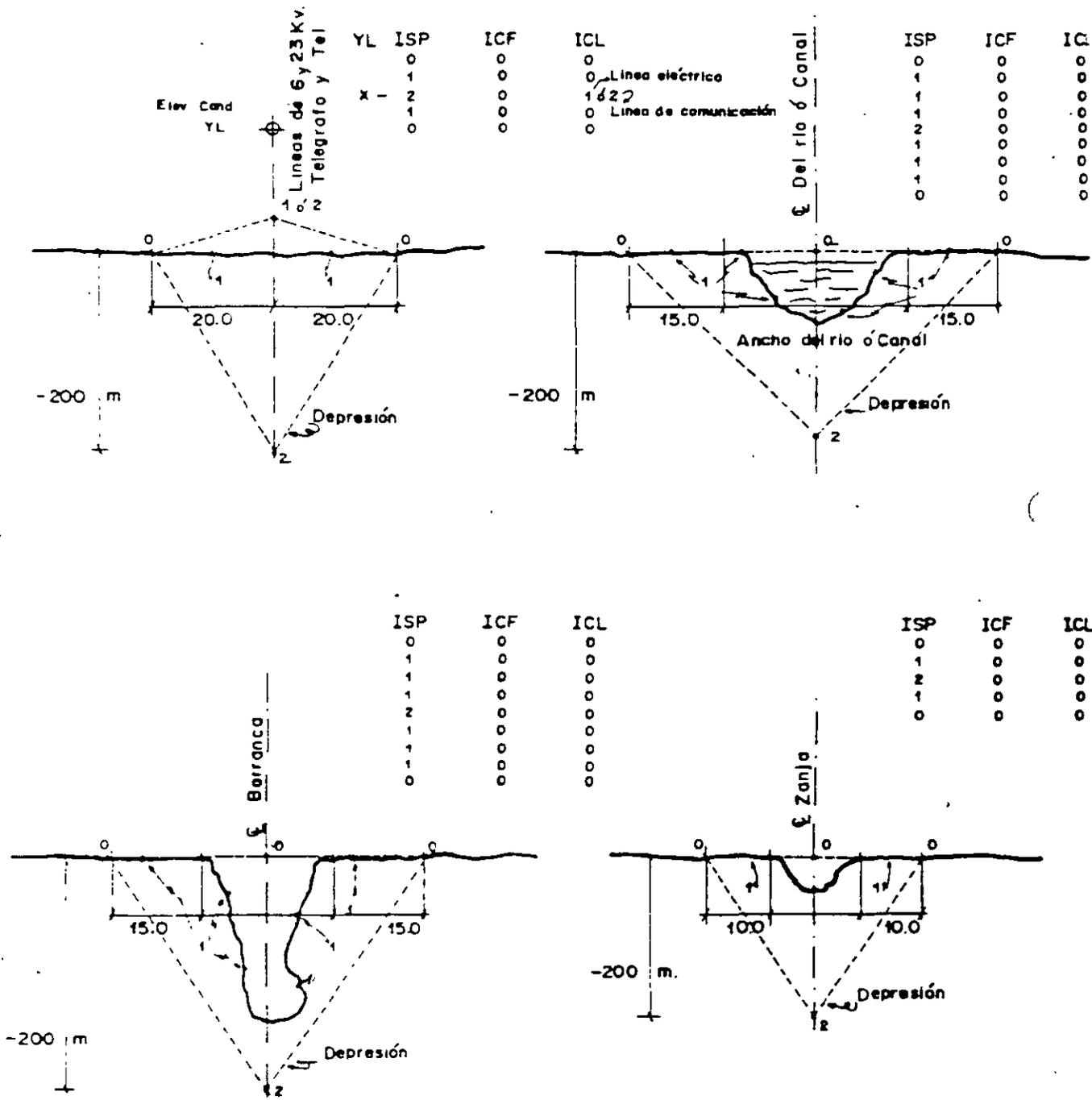


FIG. 19 MODIFICACION DEL PERFIL EN AREAS DONDE-  
NO DEBE LOCALIZARSE UNA ESTRUCTURA

El segundo conjunto de datos define las características generales de la línea que son: características del conductor, alturas de las estructuras, localizaciones, alturas, tipos y extensiones de las patas de la primera y última estructuras de la línea, tensión mecánica del conductor, libramiento al piso, puntos de deflexión de la línea, tipos y costos de las estructuras, y costos de las extensiones de las patas y de las cimentaciones. Este conjunto de datos se dan a la computadora por medio de un diskette. Un listado de este conjunto de datos se muestra en la tabla 30.

#### Resultados.

Un ejemplo de los resultados del cálculo del perfil se muestra en la tabla 31.

Los resultados de la localización de estructuras se obtienen en forma de listado los cuales se muestran en la tabla 32, donde se indican para cada estructura localizada los siguientes valores:

Número, tipo, altura, contrapeso para la cadena de aisladores, deflexión, distancia al punto inicial de la línea, altitud sobre el nivel del mar, claro entre torres, claro de viento, carga horizontal, claro de peso, carga vertical, tangente del ángulo de balanceo de la cadena de aisladores y claro regulador.

#### Conclusiones.

La utilización del programa de computadora para la localización de estructuras de líneas de transmisión sobre cualquier perfil topográfico es práctico, más confiable y más económico que el método manual ya que en todas las fases del proyecto se tienen mucho menos posibilidades de errores considerables y los ahorros por kilómetro son hasta de un 9% del costo total de las estructuras y el tiempo y costo de diseño disminuye en un 80% respecto al método manual.

Tabla 30 Datos generales de la línea para la localización de estructuras.

TH (1) - Altura de las estructuras.

a

TH (7)

SBXI - Abscisa del punto inicial S.E.

SBYI - Ordenada del punto inicial S.E.

CLRI - Claro inicial.  
 SBXF - Abscisa del punto final S.E.  
 SBYF - Ordenada del punto final S.E.  
 CLRF - Claro final.  
 THP - Altura de la primera estructura.  
 TBXP - Abscisa de la primera estructura.  
 TBYP - Ordenada de la primera estructura.  
 DEFP - Deflexión de la primera estructura.  
 COSTP - Costo de la primera estructura.  
 THU - Altura de la última estructura.  
 TBXU - Abscisa de la última estructura.  
 TBYU - Ordenada la última estructura.  
 DEFU - Deflexión de la última estructura.  
 COSTU - Costo de la última estructura.  
 EXIP)  
     a ) Extensiones de las patas de la primera estructura.  
 EX4P)  
 EX1U))  
     a ) Extensiones de las patas de la última estructura.  
 EX4U)  
 XLP - Libramiento al piso.  
 DLE - Distancia a línea eléctrica.  
 DLC - Distancia a línea de comunicación.  
 W - Peso unitario del conductor.  
 C1 - Constante unitaria de viento.  
 C2 - Constante unitaria de peso.

CLRM - Claro máximo.

TAICM - Valor máximo de la relación carga horizontal a carga vertical en las estructuras de suspensión por diseño.

TR - Tensión mecánica de la línea a  $-5^{\circ}\text{C}$  y  $24 \text{ Kg/m}^2$  de P.V.

FH - Incremento de alturas de las estructuras.

AC - Amplitud de crucetas.

CPD - Peso del contrapeso.

KTTP - Tipo de la primera estructura.

MTHP - Altura de la primera estructura.

ICMP - Índice del tipo de terreno para la cimentación de la primera estructura.

KTTV - Tipo de la última estructura.

MTHV - Altura de la última estructura.

ICMV - Índice del tipo de terreno para la cimentación de la última estructura.

NTD - Número de torre dato.

NH - Número de alturas.

NTC - Número de tipos y costos.

NTC - Número de torres de suspensión.

NDEF - Número de deflexiones.

ICRD - Índice del claro regulador dato.

ICR - 1) Claros reguladores dato, flechas finales a  $16^{\circ}\text{C}$  y flechas.

ICR -13) finales a  $-5^{\circ}\text{C}$ .

DEF - 1)

a ) Deflexión en grados, radianes y su abscisa y ordenada.

DEF -20) correspondientes.

- S1 - Claro de viento, claro de peso, tangente del ángulo de inclinación de la cadena de aisladores, deflexión, relación de claros adyacentes, abertura entre patas y pendiente para la torre de suspensión ligera.
- S2 - Idem pero para la torre de suspensión pesada.
- T10 - Idem pero para la torre de tensión para deflexión de 10°.
- T15 - Idem pero para la torre de tensión para deflexión de 15°.
- T30 - Idem pero para la torre de tensión para deflexión de 30°.
- T60R - Idem pero para la torre de tensión para deflexión de 60° y remate.
- CTS - S1 Costo de las alturas de las estructuras para la torre de suspensión ligera. Incluye costo de aisladores y herrajes.
- CTS - S2 Idem pero para las torres de suspensión pesada.
- CTS - T10 Idem pero para las torres de deflexión para 10°.
- CTS - T15 Idem pero para las torres de deflexión para 15°.
- CTS - T30 Idem pero para las torres de deflexión para 30°.
- CTS - T60R IDEM pero para las torres de deflexión para 60° y remate.
- CEX-S1 Costo de las extensiones para las patas de las torres de suspensión ligera.
- CEX-S2 Costo de las extensiones para las patas de las torres de suspensión pesada.
- CEX-T10 Costo de las extensiones para las patas de las torres de tensión T10.
- CEX-T15 Costo de las extensiones para las patas de las torres de tensión T15.

- CEX-T30 Costo de las extensiones para las patas de las torres de tensión T30.
- CEX-T60R Costo de extensiones para las patas de las torres de tensión T60R.
- CEX-S1 Costo de las cimentaciones para las diferentes alturas de las torres de suspensión ligera.
- CEX-S2 Idem pero para las torres de suspensión pesada.
- CEX-T10 Idem pero para las torres de tensión T10.
- CEX-T15 Idem pero para las torres de tensión T15.
- CEX-T30 Idem pero para las torres de tensión T30.
- CEX-T60R Idem pero para las torres de tensión T60R.

#### PLANOS Y DIBUJOS DE PROYECTO

Los planos y dibujos para los proyectos de líneas de transmisión comprenden: planos de conjunto, planta y perfil, planos de cruzamientos con carreteras, vías férreas y ríos, registro de estructuras, lista de materiales, gráficas de flechas y tensiones, dibujos de cadenas de aisladores, dibujos de herrajes, dibujos de cimentaciones, dibujos de conexión a tierra y dibujos de detalles.

##### A - PLANO DE CONJUNTO.

El plano de conjunto muestra: la localización geográfica de la línea; las subestaciones que interconecta; la tensión eléctrica; el número, el calibre, el material y la corriente máxima de los conductores; la distancia interpostal máxima, media y mínima; el libramiento al piso de los conductores en su punto más bajo a 16°C; las flechas de los conductores para la distancia interpostal máxima, media y mínima a la tensión mecánica máxima.

Respecto a las estructuras de la línea se indica la resistencia máxima, la semisuma máxima de los claros adyacentes y las cargas debidas al peso de los conductores y a la presión del viento. El plano No. 0587-11504-D es un ejemplo de un plano de conjunto.

Tabla 31 perfil topográfico de la línea de 400 KV Tula-Victoria.

KILOMETRAJE INICIAL = 60.25 COTA INICIAL = 2316.52

X INICIAL = 0.00 Y INICIAL = 0.00

X	Y1	Y2	YL	ISP	ICF	ICL
60.25	2316.52	2316.52	0.00	0	0	0
80.75	2316.08	2316.08	0.00	0	0	0
99.23	2315.66	2315.66	0.00	0	0	0
119.22	2315.31	2315.31	0.00	0	0	0
139.22	2315.00	2315.00	0.00	0	0	0
159.22	2314.59	2314.59	0.00	0	0	0
160.21	2314.57	2314.57	0.00	0	0	0
180.21	2314.35	2314.35	0.00	0	0	0
200.20	2314.06	2314.06	0.00	0	0	0
220.20	2313.68	2313.68	0.00	0	0	0
240.20	2313.33	2313.33	0.40	0	0	0
260.20	2312.97	2312.97	0.00	0	0	0
280.20	2312.62	2312.62	0.00	0	0	0
300.20	2312.26	2312.26	0.00	0	0	0
320.20	2311.91	2311.91	0.00	0	0	0
340.20	2311.56	2311.56	0.00	0	0	0
360.20	2311.20	2311.20	0.00	0	0	0
380.20	2310.85	2310.85	0.00	0	0	0
400.20	2310.49	2310.49	0.00	0	0	0
420.20	2310.14	2310.14	0.00	0	0	0
440.20	2309.78	2309.78	0.00	0	0	0
460.12	2309.43	2309.43	0.00	0	0	0
467.68	2308.22	2308.22	0.00	0	0	0
480.66	2308.73	2308.73	0.00	0	0	0
484.68	2308.26	2308.26	0.00	0	0	0
504.68	2307.58	2307.58	0.00	0	0	0
524.68	2307.24	2307.24	0.00	0	0	0
544.68	2306.90	2306.90	0.00	0	0	0
564.68	2306.55	2306.55	0.00	0	0	0
584.68	2306.21	2306.21	0.00	0	0	0
604.68	2305.87	2305.87	0.00	0	0	0
613.43	2305.72	2305.72	0.00	0	0	0
633.43	2305.30	2305.30	0.00	0	0	0
640.42	2305.15	2305.15	0.00	0	0	0
660.42	2304.77	2304.77	0.00	0	0	0
680.42	2304.37	2304.37	0.00	0	0	0
682.41	2304.33	2304.33	0.00	0	0	0
702.41	2303.88	2303.88	0.00	0	0	0
722.41	2303.46	2303.46	0.00	0	0	0
742.41	2303.05	2303.05	0.00	0	0	0
762.41	2302.64	2302.64	0.00	0	0	0

Tabla 31 perfil topográfico de la línea de 400 KV Tula-Victoria (Continúa)

KILOMETRAJE INICIAL = 60.25 COTA INICIAL = 2316.52

X INICIAL = 0.00 Y INICIAL = 0.00

X	Y1	Y2	YL	ISP	ICF	ICL
782.41	2302.22	2302.22	0.00	0	0	0
802.41	2301.81	2301.81	0.00	0	0	0
822.41	2301.40	2301.40	0.00	0	0	0
842.41	2300.99	2300.99	0.00	0	0	0
862.41	2300.57	2300.57	0.00	0	0	0
882.41	2300.16	2300.16	0.00	0	0	0
902.41	2299.75	2299.75	0.00	0	0	0
909.01	2299.61	2299.61	0.00	0	0	0
929.01	2299.27	2299.27	0.00	0	0	0
949.01	2298.92	2298.92	0.00	0	0	0

Tabla 32 .Resultados del programa de localización de estructuras.

LINEA DE 400 KV TULA-VICTORIA  
LOCALIZACION DE ESTRUCTURAS.

TNO	T	A	C	DEFLEX	DISTANCIA	ALTITUD	CLARO	CIRV	CHOR	CLRD	CVER	TABC	CLRR	HAM	AK
SE					560.00	2136.00	0								
1	5	2	0	60.000	560.00	2136.00	388						400	151.77	0.000295
2	1	2	0	0.0	948.21	2145.71	403	385	303	366	685	0.443	400	132.57	0.000295
3	1	1	0	0.0	1351.60	2157.08	447	425	326	443	829	0.394	400	171.28	0.000295
4	1	1	0	0.0	1798.20	2170.94	363	405	311	462	865	0.359	400	183.88	0.000295
5	1	7	0	0.0	2162.38	2180.56	259	311	278	269	504	0.474	400	83.72	0.000295
6	1	7	0	0.0	2421.44	2186.04	288	278	213	259	484	0.441	400	100.64	0.000295
7	1	2	0	0.367	2720.00	2190.50	354	328	252	363	680	0.371	400	158.50	0.000300
8	1	2	0	0.0	3078.53	2194.96	363	336	258	382	715	0.361	350	177.99	0.000300
9	1	3	0	0.0	3392.39	2196.00	319	316	243	243	456	0.533	350	123.01	0.000300
10	4	2	0	30.000	3712.00	2199.50	410	365	280	745	646	0.434	350	144.34	0.000297
11	1	1	0	0.0	4122.83	2209.07	415	413	316	454	850	0.373	450	188.51	0.000292
12	4	2	0	24.666	4538.00	2219.50	399	407	312	366	684	0.456	450	139.42	0.000292
13	1	1	0	0.0	4937.06	2228.43	384	391	300	456	853	0.352	450	192.24	0.000292
14	2	2	0	0.0	5321.14	2233.47	576	480	368	437	817	0.451	450	256.48	0.000292
15	2	1	0	0.0	5897.20	2239.00	384	480	368	509	952	0.387	450	210.35	0.000292
16	1	1	0	0.0	6281.36	2234.90	474	429	329	346	647	0.509	450	177.95	0.000292
17	2	1	0	0.0	6755.47	2251.27	453	463	356	455	851	0.418	450	160.01	0.000292

etc.

Tabla 32 (Continuación).

TNO	T	A	C	DFLEX	DISTANCIA	ALTITUD	CLARO	CLRV	CHOR	CLRP	CVER	TABC	CLRR	HAM	AK
83	2	1	0	0.0	34471.20	2482.92	539	582	447	1075	2010	0.222	450	408.03	0.000292
84	2	2	0	0.0	35011.39	2444.43	528	533	409	336	629	0.651	450	218.43	0.000292
85	2	2	0	0.0	35539.45	2458.50	380	454	348	759	1419	0.246	450	428.66	0.000292
86	2	2	0	0.0	35920.07	2410.49	624	507	389	378	708	0.550	450	376.28	0.000292
87	2	2	0	0.0	36554.73	2393.63	438	536	411	391	732	0.562	450	-67.92	0.000292
88	2	1	0	0.0	36993.45	2462.18	215	327	251	1017	1903	0.132	450	473.05	0.000292
89	1	2	0	0.0	37208.84	2426.29	287	301	231	217	407	0.567	450	355.35	0.000292
90	2	1	0	0.0	37595.96	2379.61	659	523	401	365	683	0.588	450	346.03	0.000292
91	4	2	0	11.730	38255.00	2379.00	0								
S. E.					38255.00	2379.00									

RESUMEN DE TIPOS Y ALTURAS DE ESTRUCTURAS.

	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5	ALT6	ALT7	ALT8	ALT9	ALT10
TIPO 1	18	31	3	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 2	17	15	0	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 4	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 5	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TORRES DE SUSPENSION 84

TORRES DE TENSION 7

COSTO 13,852,790.00 PESOS.

B - PLANOS DE PLANTA.

Los planos de planta muestran: la línea en toda su longitud con el kilometraje sucesivo; los puntos terminales; los tipos, alturas y números de las estructuras; los tipos de cimentaciones; la amplitud del derecho de vía; los detalles topográficos comprendidos de una franja de 50 m a cada lado del derecho de vía como por ejemplo: barrancas, cauces, caminos, carreteras, vías férreas, líneas suministradoras de energía eléctrica, líneas de comunicación y poblaciones. La escala normalizada para estos planos es de 1:2000 con acotaciones en metros. Los dibujos Nos. 0587-11504-A, B y C son ejemplos de planos de planta.

C - PLANOS DE PERFIL.

Los planos de perfil muestran: la línea en toda su longitud con el kilometraje sucesivo; los puntos terminales de la línea; el tipo, la altura y los números de las estructuras; los tipos de cimentaciones; barrancas, cauces, caminos, carreteras y vías férreas atravesadas por la línea; las elevaciones de líneas suministradoras de energía eléctrica y de comunicación atravesadas por la línea; el perfil del eje de la línea y los perfiles laterales abajo de los conductores. Las escalas normalizadas son 1:500 vertical y 1:2000 horizontal, con acotaciones en metros. Los dibujos Nos. 0587-11504-A', B', C', D' y E' son ejemplos de los planos de perfil.

En ocasiones sobre un mismo plano se colocan, haciéndolas coincidir, las vistas tanto de planta como perfil de la línea. Recientemente inclusive se incluyen en el mismo, plantas fotogramétricas de la zona.

D - PLANOS DE CRUZAMIENTOS CON CARRETERAS, VIAS FERREAS Y RIOS.

Estos planos muestran: los detalles en planta y perfil de los cruzamientos de líneas con carreteras, vías férreas y ríos; las dimensiones de las estructuras soportadoras, la resistencia máxima y cargas debidas al peso de los conductores y presión de viento; la tensión eléctrica de la línea; el número, el calibre, el material y la corriente máxima de los conductores; la separación entre los conductores; el libramiento del conductor más bajo al hongo del riel, a la rasante de la carretera o al espejo de agua mayor del río, la flecha de los conductores para el claro en cuestión; la tensión

máxima de los conductores, el número y las dimensiones de los aisladores. El plano 0582-8860 es un ejemplo de cruzamiento con vías férreas.

E - REGISTRO DE ESTRUCTURAS.

En el registro de estructuras se indican los números progresivos de las estructuras que soportan la línea, el kilometraje, los claros entre estructuras, las cotas de las estructuras y el desnivel entre las mismas, los tipos de cimentaciones, los tipos y alturas de las estructuras, los tipos de cadenas de aisladores y otros detalles. La hojas Nos. Z-508-31188-1 y 2 son un ejemplo de registro de estructuras.

F - LISTA DE MATERIALES.

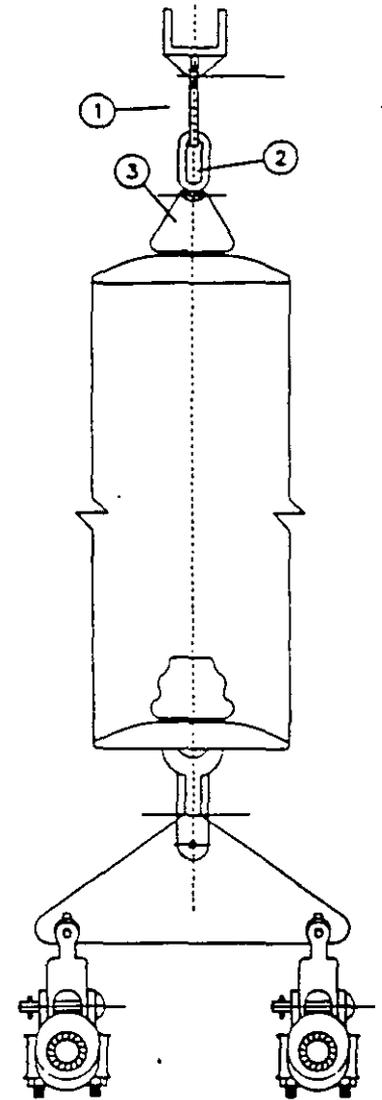
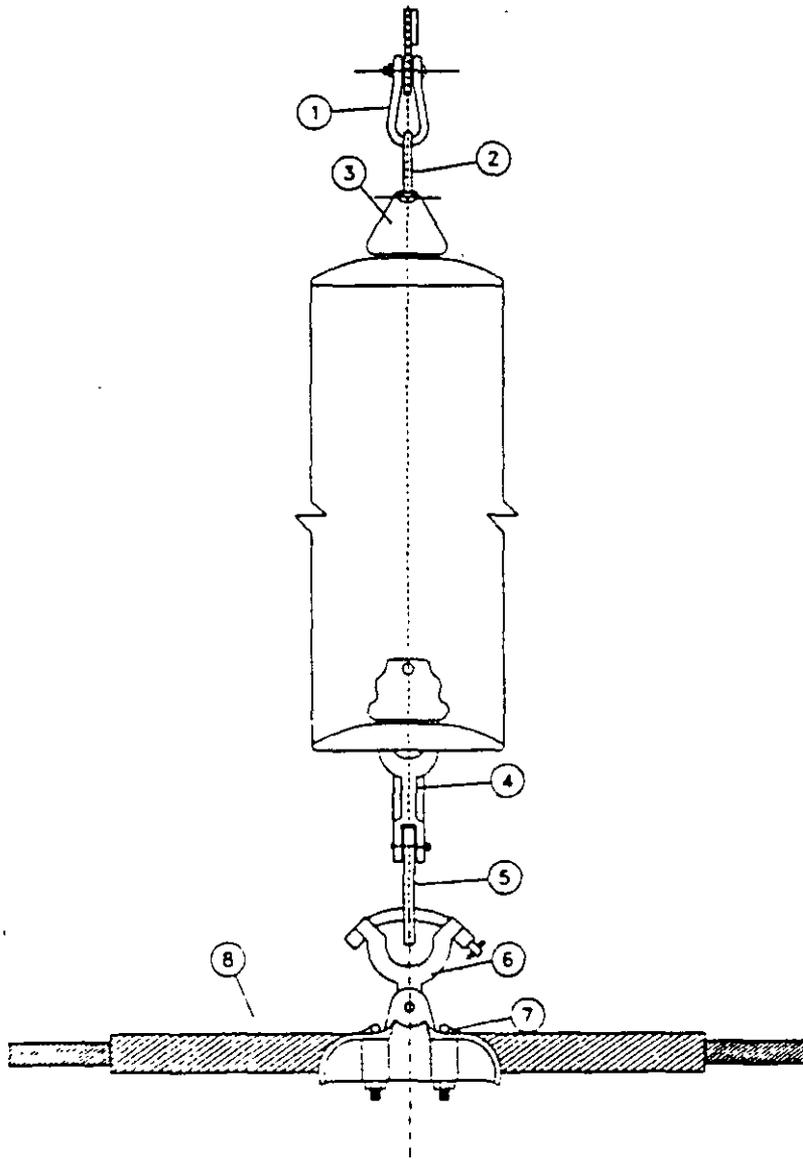
La lista de materiales contiene las cantidades y la descripción de los materiales a utilizar en la construcción de la línea, el nombre del fabricante, el número del pedido, y fecha de entrega. La hoja No. 0508-32826 es un ejemplo de lista de materiales.

G - GRAFICAS DE FLECHAS Y TENSIONES.

Estas gráficas muestran las flechas y tensiones, iniciales y finales a -5, 0, 10, 16, 20, 30, 40 y 50°C sin presión de viento y a -5°C con presión de viento de 24 Kg/m<sup>2</sup>. Las flechas y tensiones finales se utilizan para el proyecto. Las flechas y tensiones iniciales se utilizan para el tendido.

Los dibujos Nos. Z-0509-10700-A y Z-0509-10701-A son ejemplos de gráficas de flechas y tensiones.

H - Los dibujos Nos. HERRAJES 5, HERRAJES II, L242T20.DWG, 20 y Z-0508-16148, muestran un ejemplo de detalles de los arreglos de cadenas de aisladores, sujeción de hilos de guarda, estructuras, cimentaciones y conexión a tierra, respectivamente, que se utilizan en líneas de transmisión de LyFC.



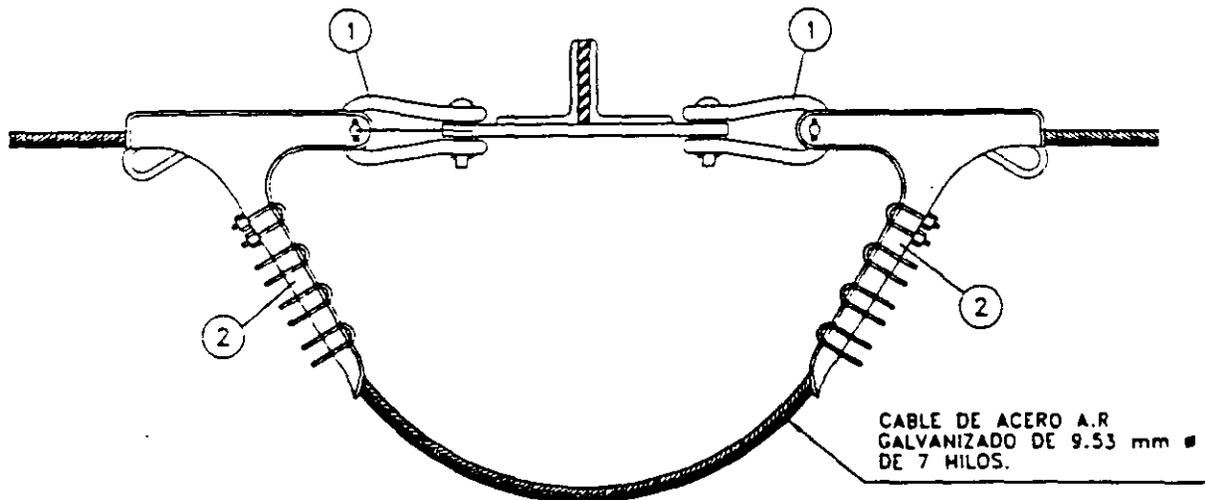
## LISTA DE MATERIAL

No. DE IDENTIFICACION	CANTIDAD	DESCRIPCION	ESPECIFICACION	REFERENCIA
1	1	HORQUILLA RECTA	LFC-ING-024	Fig.3, R-2
2	1	BOLA CON OJO	LFC-ING-026	Fig.1, OB-1
* 3	16	AISLADOR DE SUSPENSION	LFC-ING-057	Clase 52-5, Fig. 2 y 4
4	1	HORQUILLA CON CALAVERA	LFC-ING-021	Fig.2, CH-1
5	1	YUGO DE ACERO	LFC-ING-023	Fig.2, YI-2A
6	2	HORQUILLA "Y" CON OJO	LFC-ING-024	Fig.2b, O-3
7	2	GRAPA DE SUSPENSION	LFC-ING-020	Fig.2, S-4A
* 8	2	VARILLAS PROTECTORAS	PLP-AR-0144	6.13

NOTA :  
EL FABRICANTE DE HERRAJES NO DEBERA INCLUIR EN SU COTIZACION LAS PARTIDAS 3 Y 8.

No.	FECHA	DESCRIPCION	FIRMA
2	106/10/97	REVISION GENERAL	HGAM/FJST
1	102/05/97	REVISION GENERAL	HGAM/RRB
REVISIONES			

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO	
LINEAS DE 230 KV	
CADENA EN SUSPENSION	
DOS CONDUCTORES POR FASE	
ACSR 1113 KCM BLUEJAY	
PROY. HGAM/FJST	
DIBUJO: CGSP	HERRAJES 5



## L I S T A   D E   M A T E R I A L

Nº DE IDENTIFICACION	CANTIDAD	DESCRIPCION	ESPECIFICACION	REFERENCIA
1	1	HORQUILLA RECTA	LFC-ING-024	FIG.3. R-1
2	1	CLEMA DE TENSION	LFC-ING-022	FIG.1. P-H

### LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

LINEAS DE 85 Y 230 KV  
SUJECION DEL CABLE DE GUARDA  
A LAS TORRES DE TENSION

2	16/10/97	REVISION GENERAL	INGAM/FJST
1	12/5/97	REVISION GENERAL	INGAM/RRB



GERENCIA

SUBDIRECCION TECNICA  
INGENIERIA ELECTRICA

H. O. J. A.

TITULO

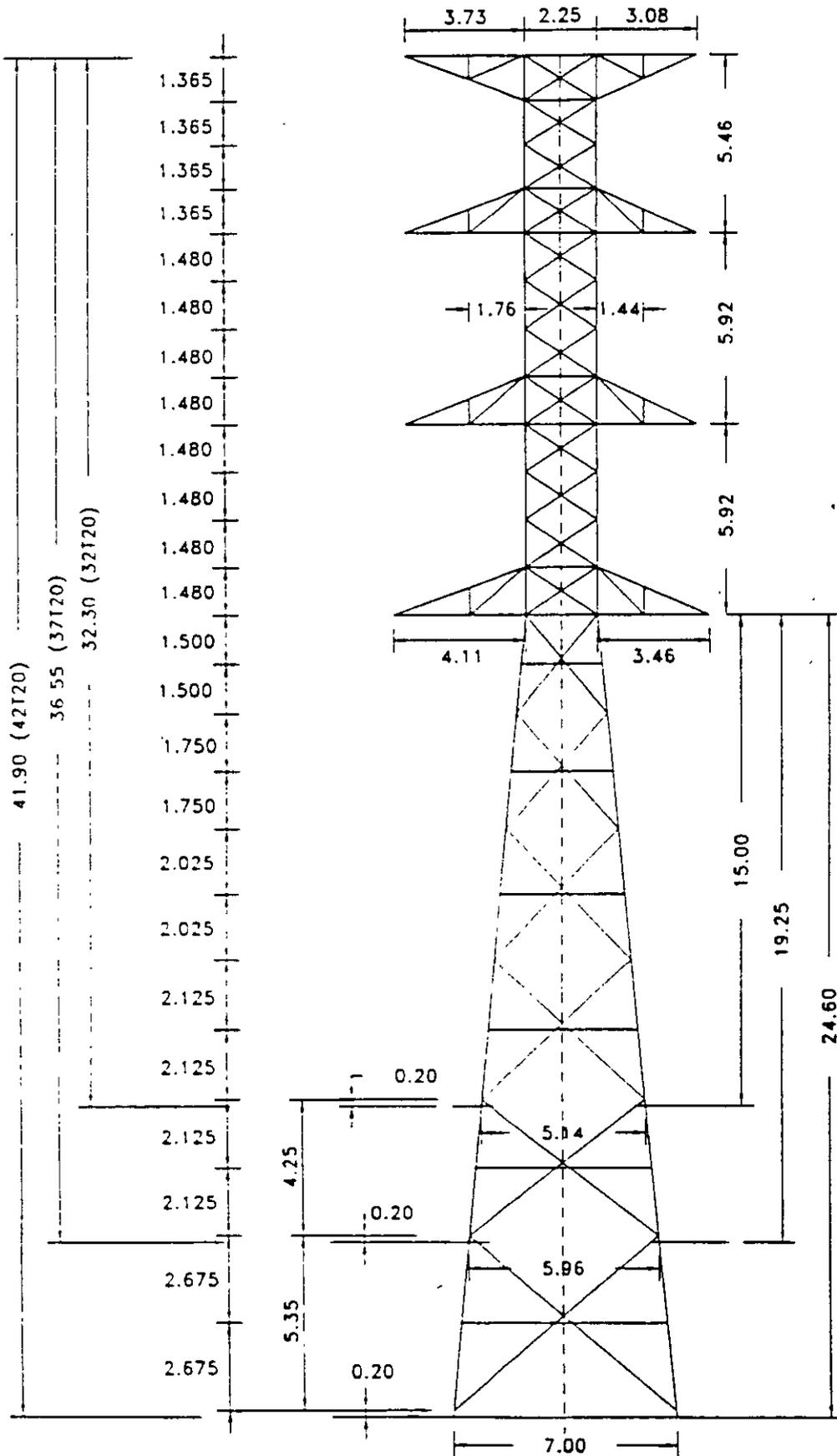
LINEAS DE 230 KV

SUBTITULO

TORRES 32T20, 37T20 y 42T20

PROY. ETC/MAL

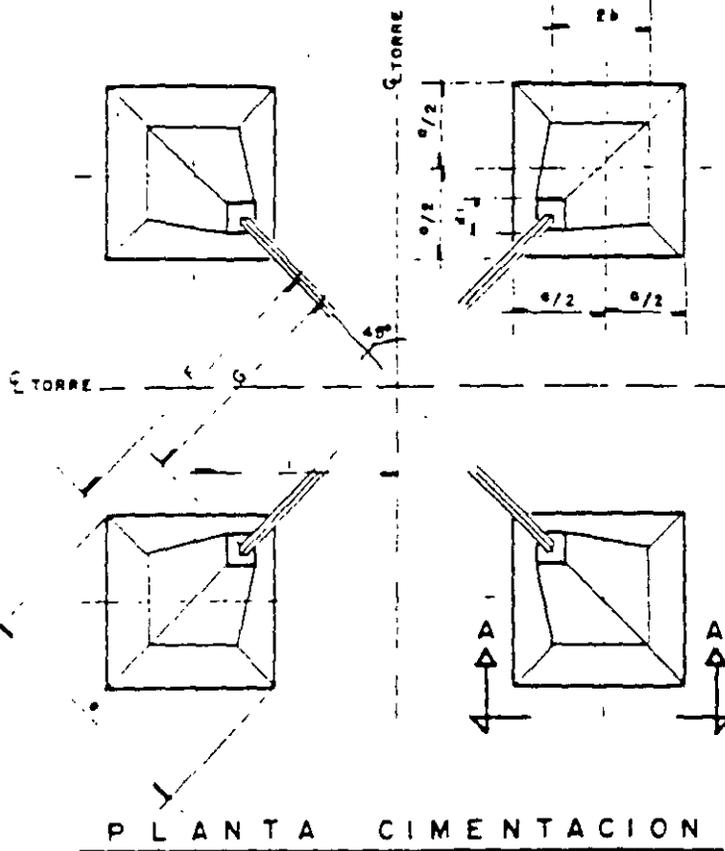
FECHA FEB/



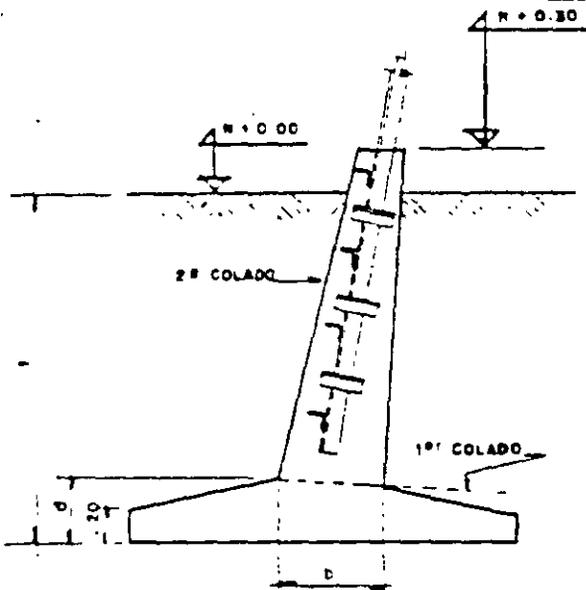
ESC: 1=200  
ACOT. MTS

DIB. CAPJ

# INGENIERIA CIVIL



D A T O S			
TORRE	PLANO NA	TIPO BUELO	CARACTERISTICAS
A	0508-963-C	AR-17	RIGIDO
A	-	AS-5	SUAVE
C, A = 20°	-	R-17	RIGIDO
C, A = 20°	-	S-5	SUAVE
C, A = 45°	-	R-17	RIGIDO
C, A = 45°	-	S-5	SUAVE
A	-	R-10	RIGIDO
A	-	S-3	SUAVE
C, A = 20°	-	R-10	RIGIDO
C, A = 20°	-	S-3	SUAVE
C, A = 45°	-	R-10	RIGIDO
CT = ALTA	-	R-17	RIGIDO
C, A = 60°	-	R-17	RIGIDO
CG	-	R-17	RIGIDO
GATO	-	R-17	RIGIDO
C, A = 90°	-	R-10	RIGIDO



ACOTACIONES EN m

COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO. S. A.

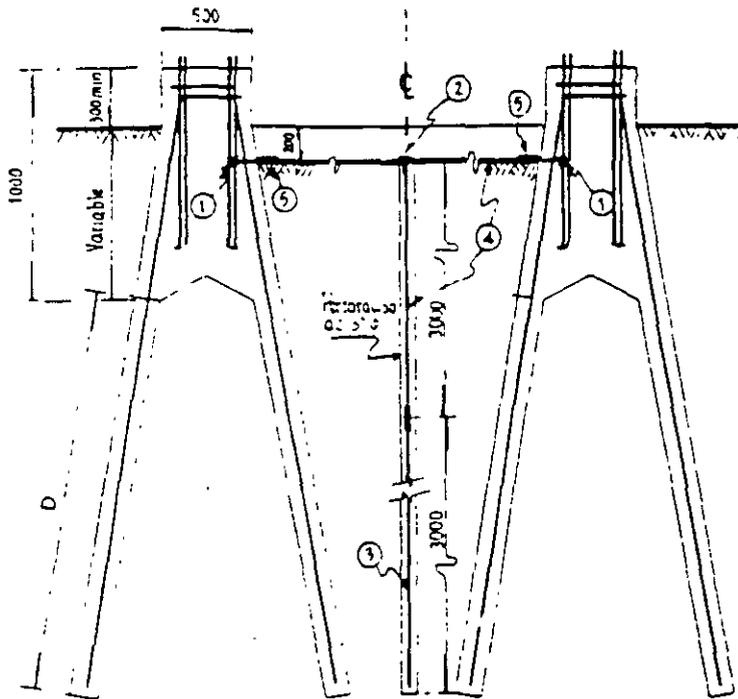
LÍNEA 230 K V

CIMENTACIONES PARA TORRES DE LINEA:  
DE 230 KV 2 CIRCUITOS

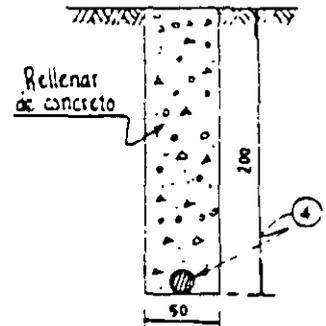
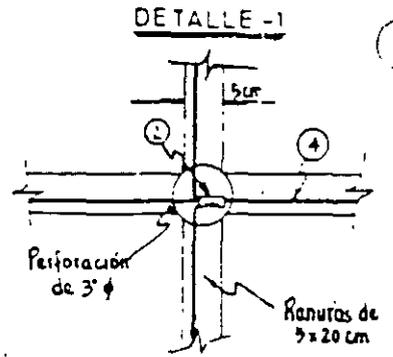
Ing Civil

EV	SIN	1°	PROY
RECIBO	DISE. R.D.S	ING. A. R. R.	
DICIEMBRE 78	ING. J. T. S.	ING. A. L. R.	

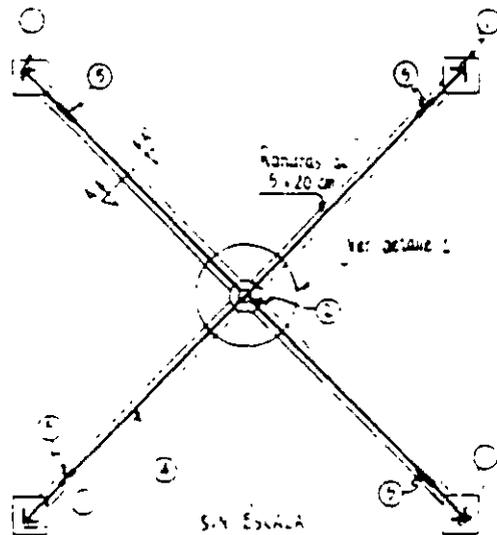
20



CONEXION A TIERRA



VISTA A-A



SIN ESCALA

TIPO DE TORRE	PROFUNDIDAD D	
	EN ROCA FIJA	EN TEPETATE
T-10	2750	3850
T-20	2750	3850
T-45	2800	3900
T-60	2800	3900
R	3000	4200
T-90	3200	4500

PARTIDA	CANTIDAD	DESCRIPCION	CATALOGO
1	4 Pzas	Grapa de sujeción a varilla de fierro galv. de 1 1/4" φ (Para T-90) de 1 1/2" φ	BURNDY GAR No 1629 No.1729
2	1 Pza.	Conector "T" para cable de cobre	BURNDY YYT-3428
3	1 Pza.	Electrodo de varilla copper-weld 5/8" φ - 3.00m long.	
4	25 m.	Cable de Cu. desnudo No 3/6	
5	4 Pzas.	Conector para cable de Cu.	BURNDY YS28

0508-16045 L230 kv Cimientos para torres en terreno muy resistente.

NUMERO TITULO

DIBUJOS RELACIONADOS

No. FECHA DESCRIPCION FIRMAS

REVISIONES

CIA. DE LUZ Y FZA. DEL CENTRO, S.A.  
LINEAS DE 230 KV

CONEXION A TIERRA PARA TORRES DE TENSION  
EN TERRENO MUY RESISTENTE

PROY M.M.V  
DIB. E.M.B  
REV J.G.Z

Septiembre 1971.

Z-0508-1614



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

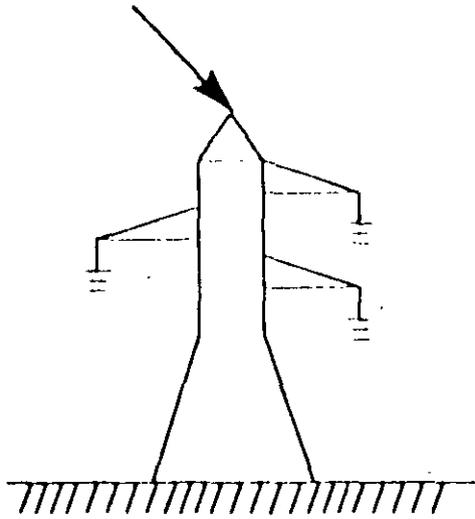
CA 188

TEMA

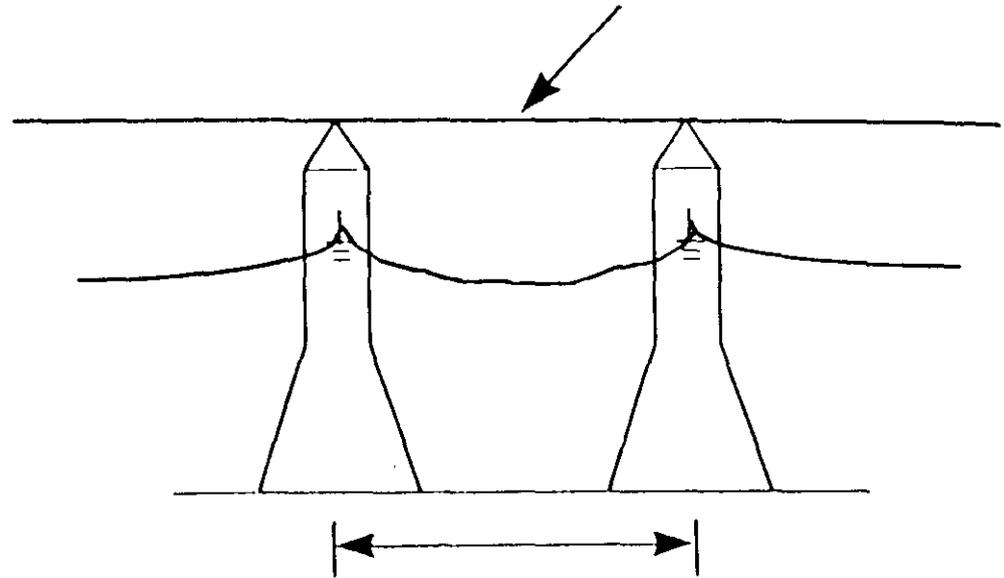
DESCARGAS EN LAS TORRES

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

# DESCARGAS EN LAS TORRES



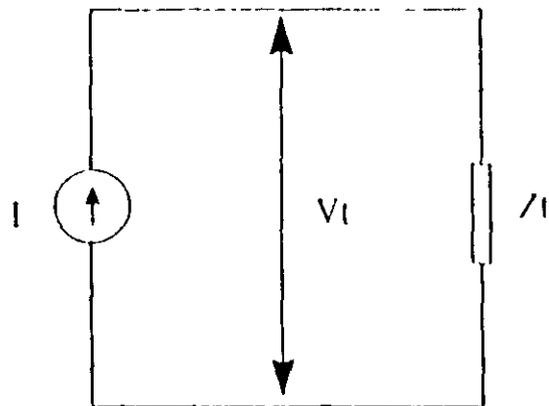
EN LAS TORRES  
70% DE LAS DESCARGAS INCIDEN



CLARO O DISTANCIA ENTRE TORRES

30% DE LOS RAYOS INCIDEN EN EL  
PUNTO MEDIO DEL CLARO

# EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

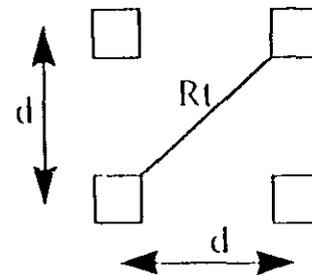
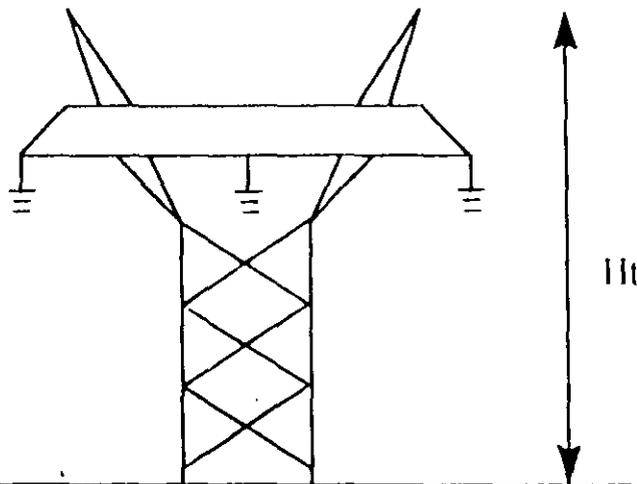


$$V_t = Z_t I$$

$V_t$  = VOLTAJE EN LA PARTE SUPERIOR DE LA TORRE

$Z_t$  = IMPEDANCIA CARACTERISTICA O APARENTE DE LA TORRE

$I$  = CORRIENTE DEL RAYO QUE CIRCULA POR LA TORRE



VISTA EN PLANTA DE LAS PATAS DE LA TORRE

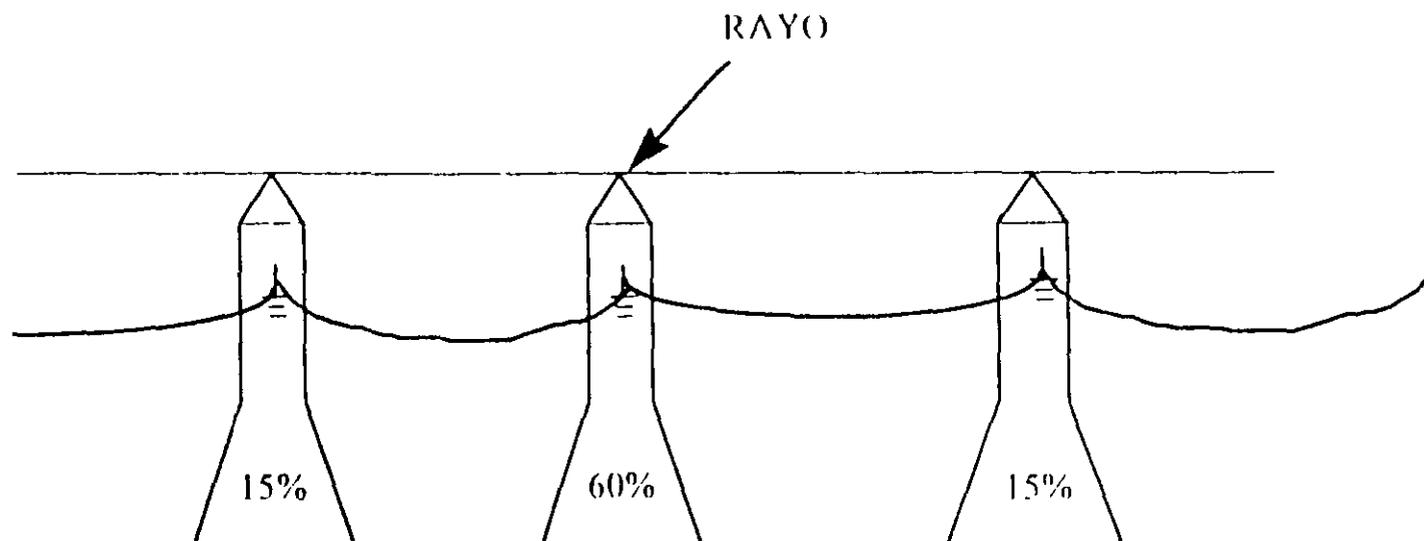
# EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$Z_t = 60 \ln(2 \sqrt{2} H/R_t) \text{ OHMS}$$

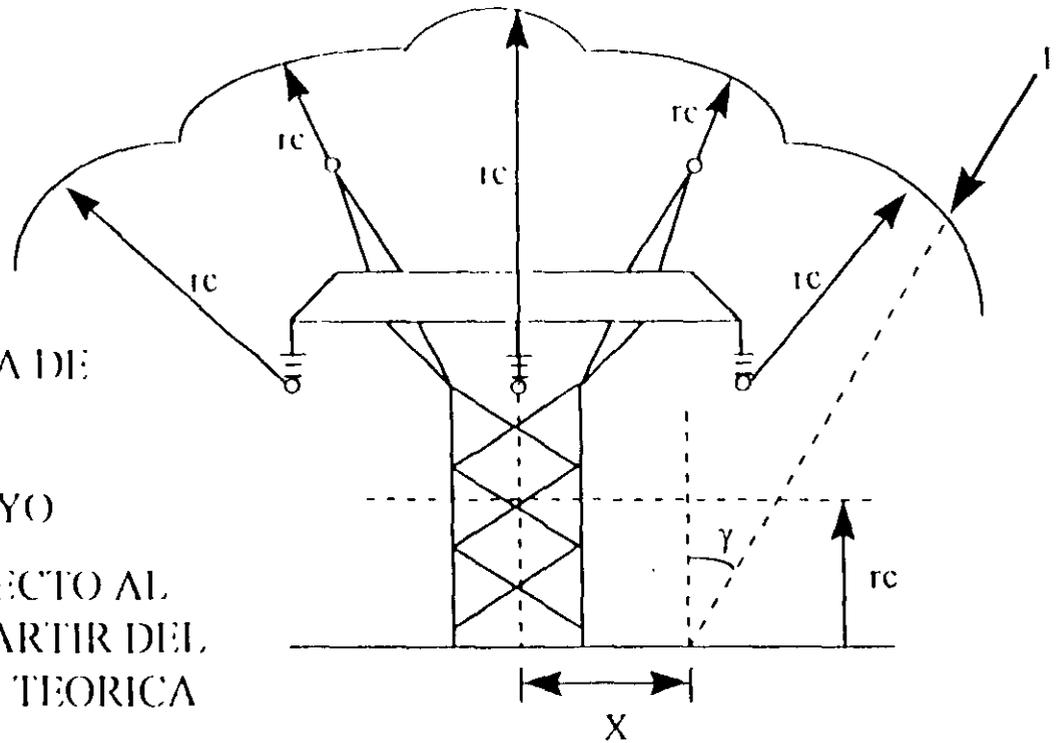
$H$  - ALTURA DE LA TORRE EN METROS

$R_t$  - RADIO EQUIVALENTE DE LA TORRE EN METROS

$d$  - SEPARACION ENTRE PATAS DE LA TORRE EN METROS



# EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS



$r_c$  = DISTANCIA CRITICA DE ARQUEO EN METROS

$I$  = CORRIENTE DEL RAYO

$X$  = ABSCISA CON RESPECTO AL CENTRO DE LINEA A PARTIR DEL PUNTO DE INCIDENCIA TEORICA DEL RAYO A TIERRA

$\gamma$  = ANGULO DE INCIDENCIA DEL RAYO EN TIERRA

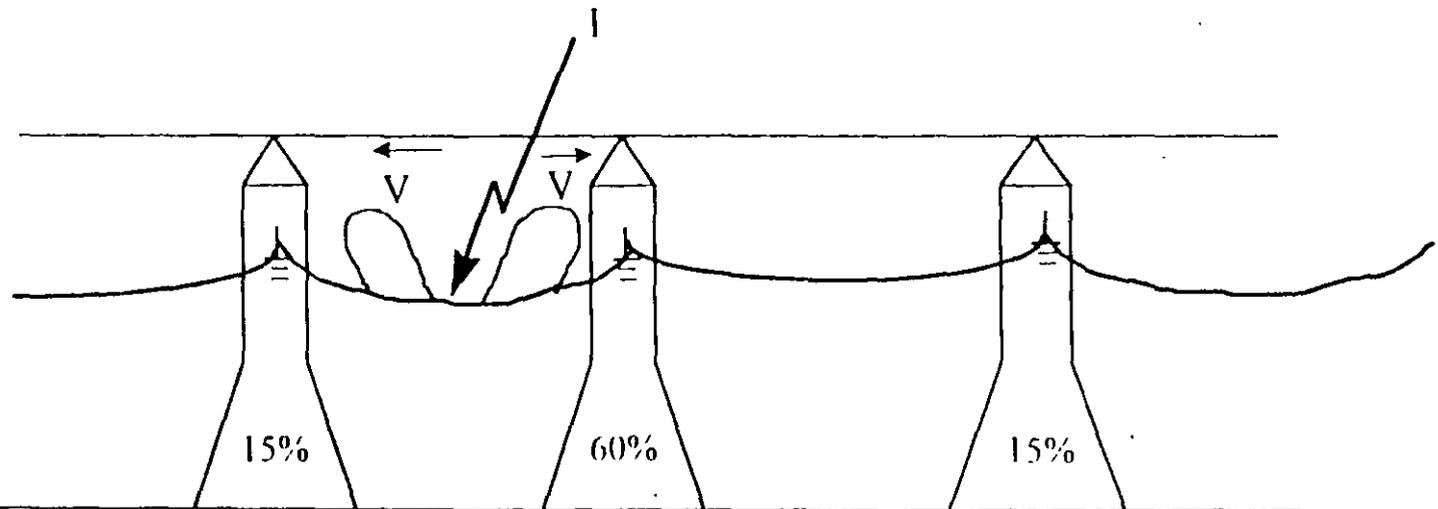
# EFEECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$V_c = Z_c I / 2$$

$Z_c$  = IMPEDANCIA  
CARACTERISTICA DE LA LINEA  
EXPRESADA EN OHMS

$I$  = MAGNITUD DE LA CORRIENTE  
DEL RAYO EN KA

$V_c$  = VOLTAJE DEL CONDUCTOR DE  
FASE CON RESPECTO A TIERRA

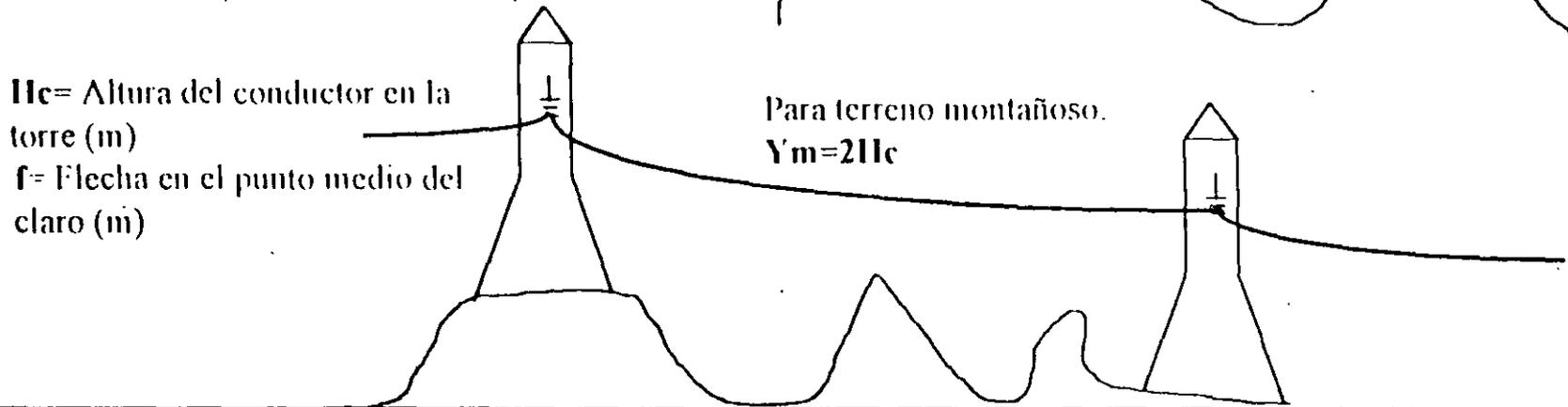
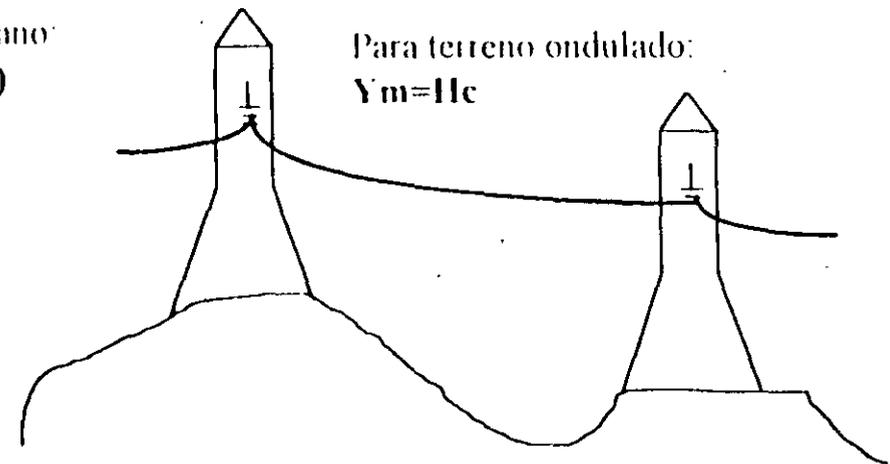
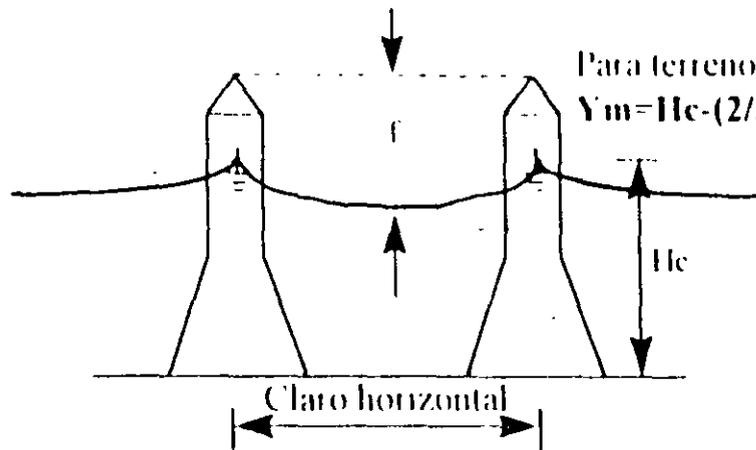


# EFEECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$Z_c = 60 \ln(2Y_m / R_c) \text{ ohms}$$

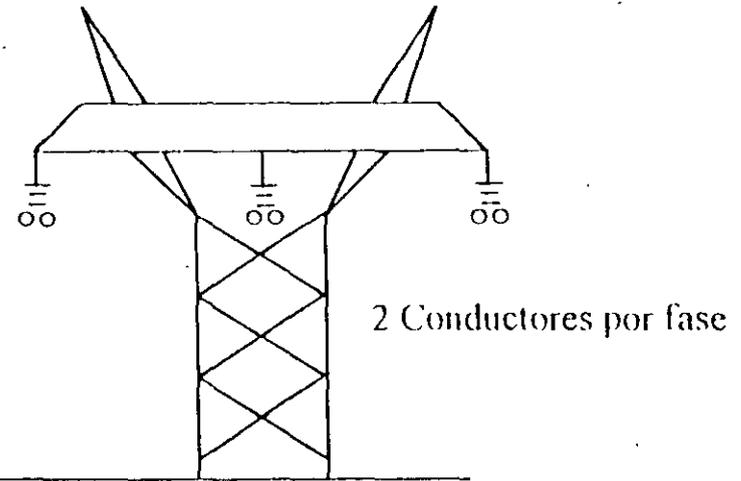
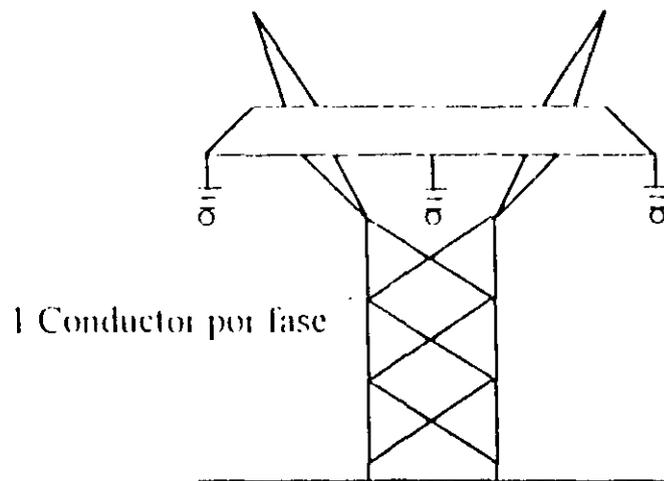
$Z_c$  = Impedancia característica de las L.L.'s a partir de su disposición geométrica de los conductores, tomando en consideración su posición en el punto medio del claro.

$Y_m$  = Altura media del conductor de fase considerando su posición con respecto al suelo, dependiendo de la naturaleza del terreno donde se construye la línea.



# EFFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

**Re**—Radio del conductor (para 1 conductor por fase) o radio equivalente del conductor (cuando se usa mas de un conductor por fase)



$$R_e = R_n \sqrt[n]{(n r / R_n)}$$

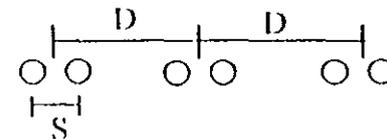
**r** = radio de un conductor del haz

**n** = número de conductores por fase que forman el haz

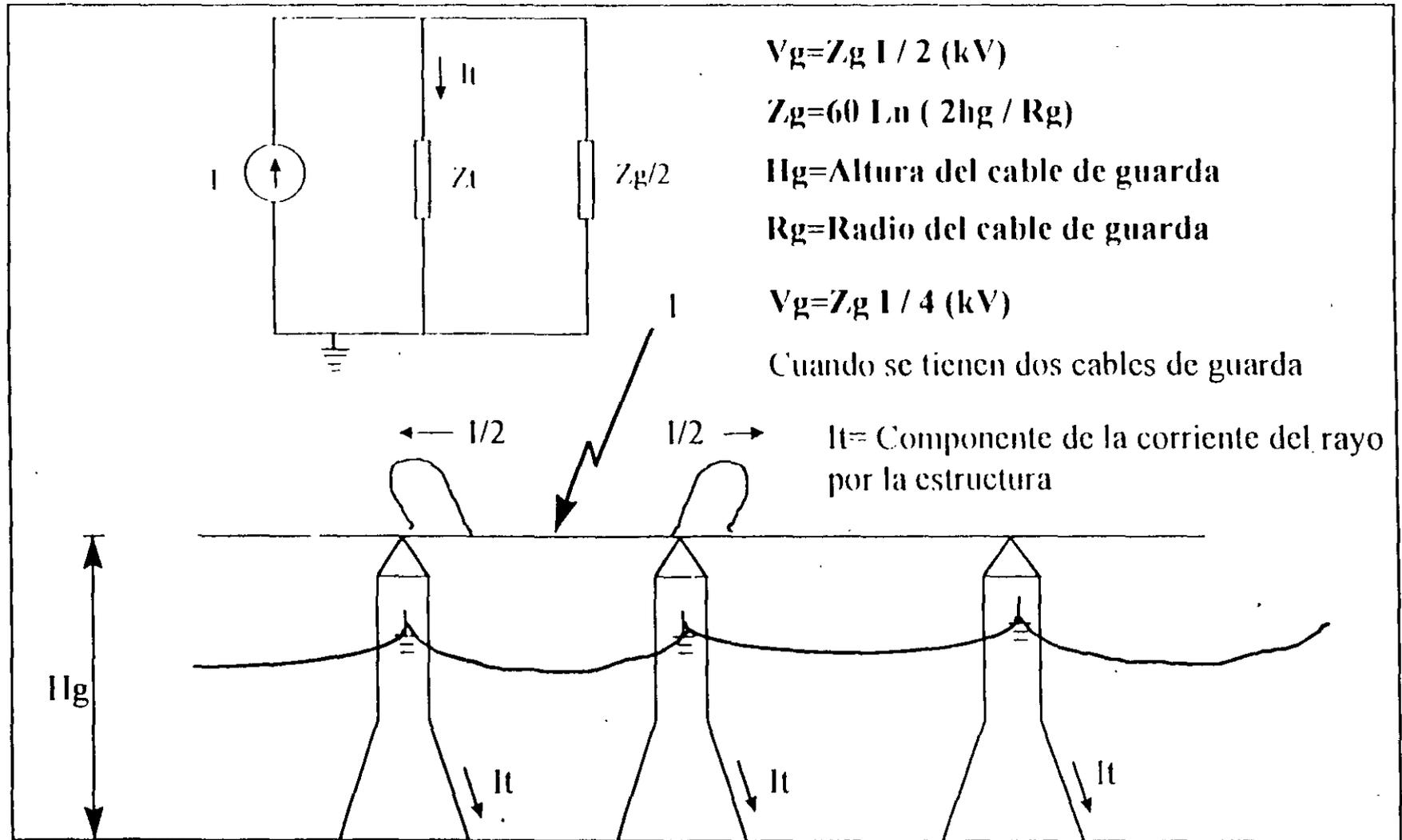
**R<sub>n</sub>** = radio del haz de conductores

$$R_n = S / (2 \text{ sen } \Pi/n)$$

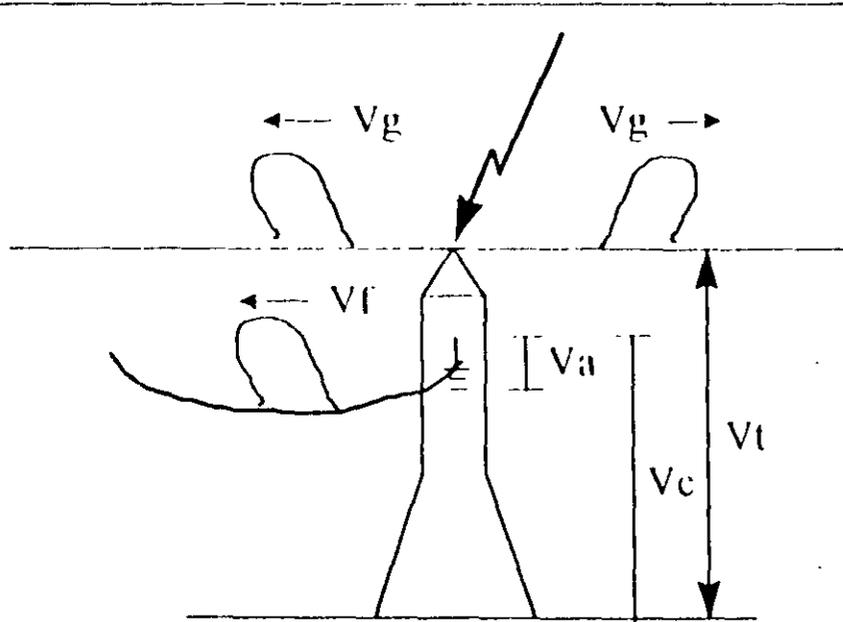
**S** = Separación entre los conductores del haz.



# DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA



# DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA



$V_t$  = Voltaje medido de tierra a la parte superior de la torre

$V_f$  = Voltaje inducido en los conductores de fase

$V_c$  = Voltaje medido de tierra a la cruceta

$V_a$  = Voltaje a través de la cadena de aisladores

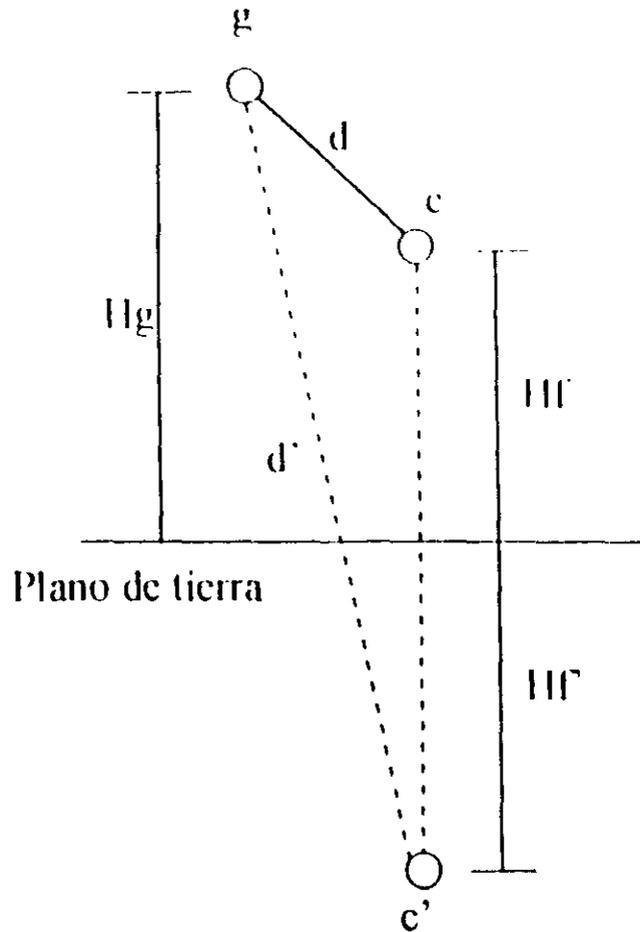
$V_t \cong V_c$

$C$  = Coeficiente de acoplamiento entre el conductor de fase y de guarda

El voltaje en la cadena de aisladores es:

$$V_a = V_c - V_f = V_t - V_f = V_t (1 - C)$$

# DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA



$e'$  = Imagen del conductor de fase

Para determinar el factor de acoplamiento ( $c$ ) se puede considerar una fase de la línea ya que se supone simetría en la disposición geométrica de los conductores de fase.

Considerando el efecto de una de las fases se establece la siguiente relación:

$$V_f = Z_{ff} I_f + Z_{fg} I_g$$

$$V_g = Z_{fg} I_f + Z_{gg} I_g$$

$$Z_{ff} = 60 \ln(2 H_f / R_f) \text{ ohms}$$

$Z_{fg} = Z_{gf}$  = Impedancia mutua entre el conductor de fase y el cable de guarda

$$Z_{fg} = Z_{gf} = 60 \ln(d' / d) \text{ ohms}$$

# DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA

$$V_f = 60 I_f (\ln 2 H_f / R_f) + 60 I_g (\ln d' / d)$$

$$V_g = 60 I_f (\ln d' / d) + 60 I_g (\ln 2 H_g / R_g)$$

Como la descarga (rayo) ocurre sobre el cable de guarda, entonces momentáneamente la corriente en el conductor de fase es cero, es decir.  $I_f = 0$ , además se sabe que la corriente es  $I/2$  a partir del punto de impacto.

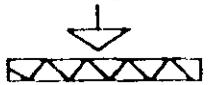
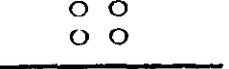
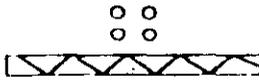
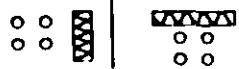
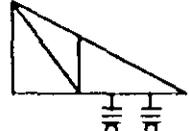
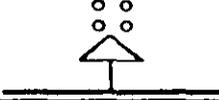
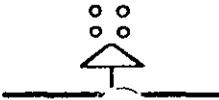
$$V_f = 60 I_g / 2 (\ln d' / d)$$

$$V_g = 60 I_g / 2 (\ln 2 H_g / R_g)$$

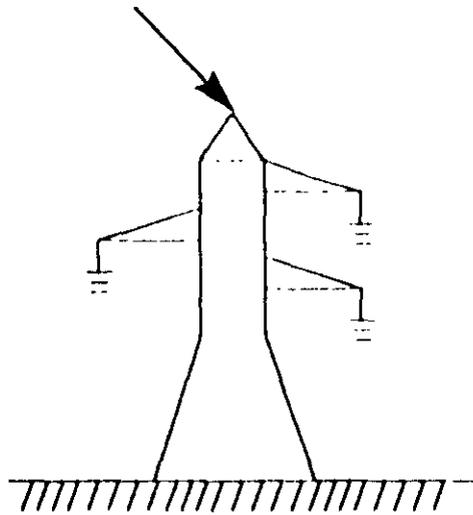
Al realizar la división de  $V_f/V_g$  resulta el coeficiente de acoplamiento  $C$ :

$$C = (\ln d' / d) / (\ln 2 H_g / R_g)$$

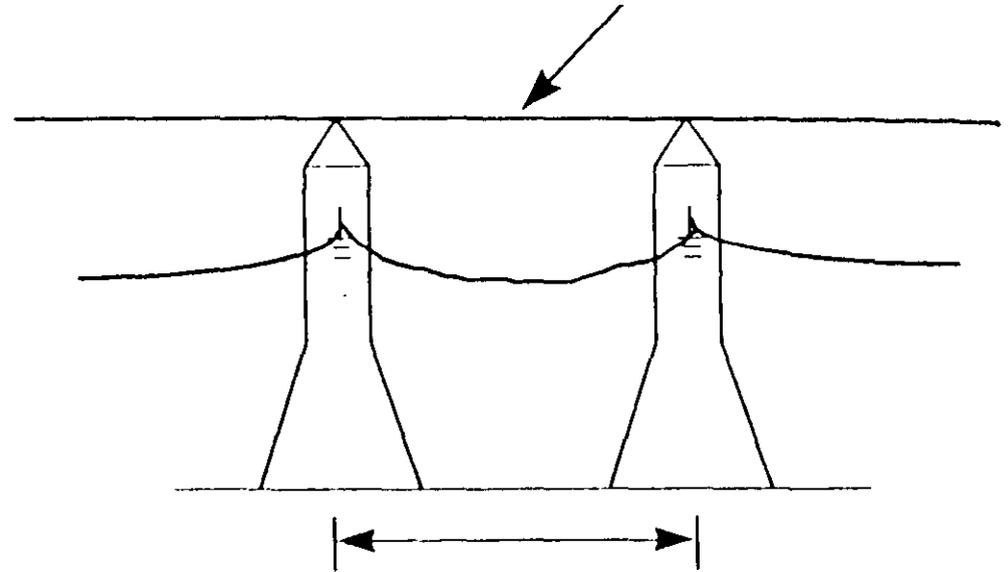
# DISTANCIAS DIELECTRICAS

Configuración de Electodos		Factor de Gap K
Punta - Plano (punta - placa)		1.0
Punta - Estructura		1.05
Conductor - Plano		1.15
Conductor - Ventana		1.20
Conductor - Estructura		1.30
Punta - Punta (Varilla - Varilla) H = 3.0 m o menos		1.30
Conductor - Estructura Lateral y Debajo		1.35
Conductor - Extremo de brazo o Cruceta de Estructura		1.55
Conductor - Punta H = 3.0m o menos		1.65
Conductor - Punta H = 6.0m o menos		1.90

# DESCARGAS EN LAS TORRES



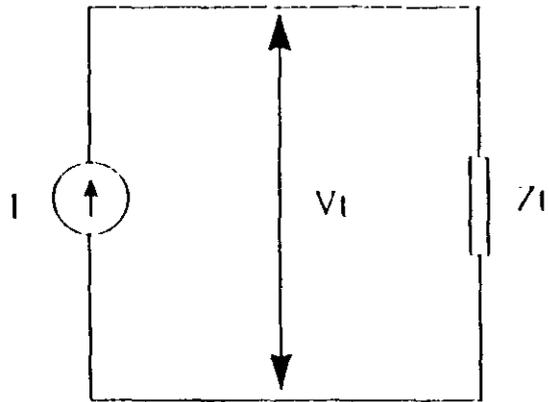
EN LAS TORRES  
70% DE LAS DESCARGAS INCIDEN



CLARO O DISTANCIA ENTRE TORRES

30% DE LOS RAYOS INCIDEN EN EL  
PUNTO MEDIO DEL CLARO

# EFFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

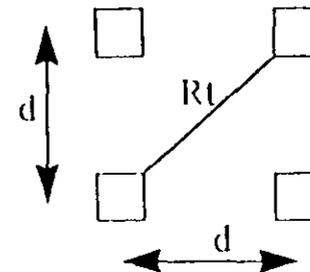
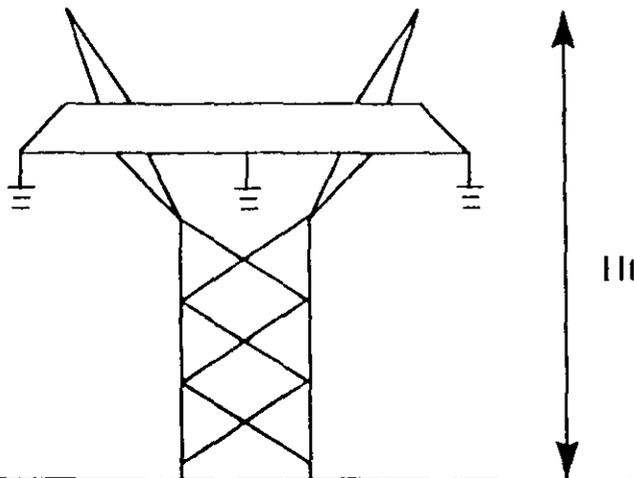


$$V_t = Z_t I$$

$V_t$  = VOLTAJE EN LA PARTE SUPERIOR DE LA TORRE

$Z_t$  = IMPEDANCIA CARACTERISTICA O APARENTE DE LA TORRE

$I$  = CORRIENTE DEL RAYO QUE CIRCULA POR LA TORRE



VISTA EN PLANTA DE LAS PATAS DE LA TORRE

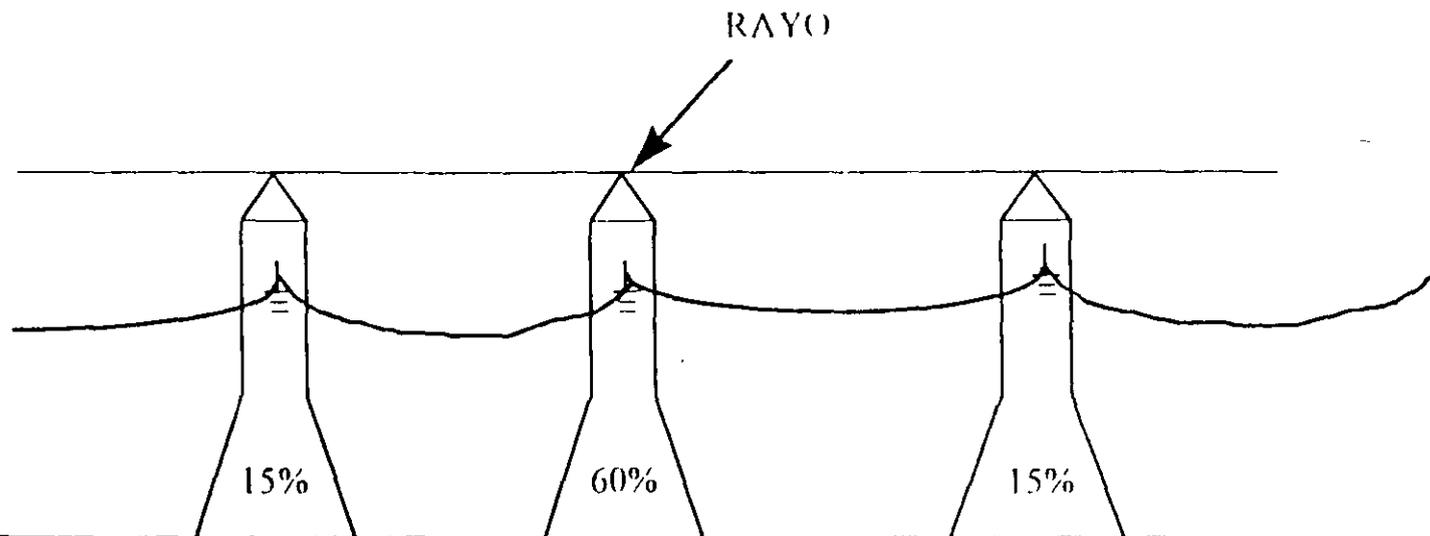
# EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$Z_A = 60 \ln(2 \sqrt{2} H/R_0) \text{ OHMS}$$

H = ALTURA DE LA TORRE EN METROS

R = RADIO EQUIVALENTE DE LA TORRE EN METROS

d = SEPARACION ENTRE PATAS DE LA TORRE EN METROS



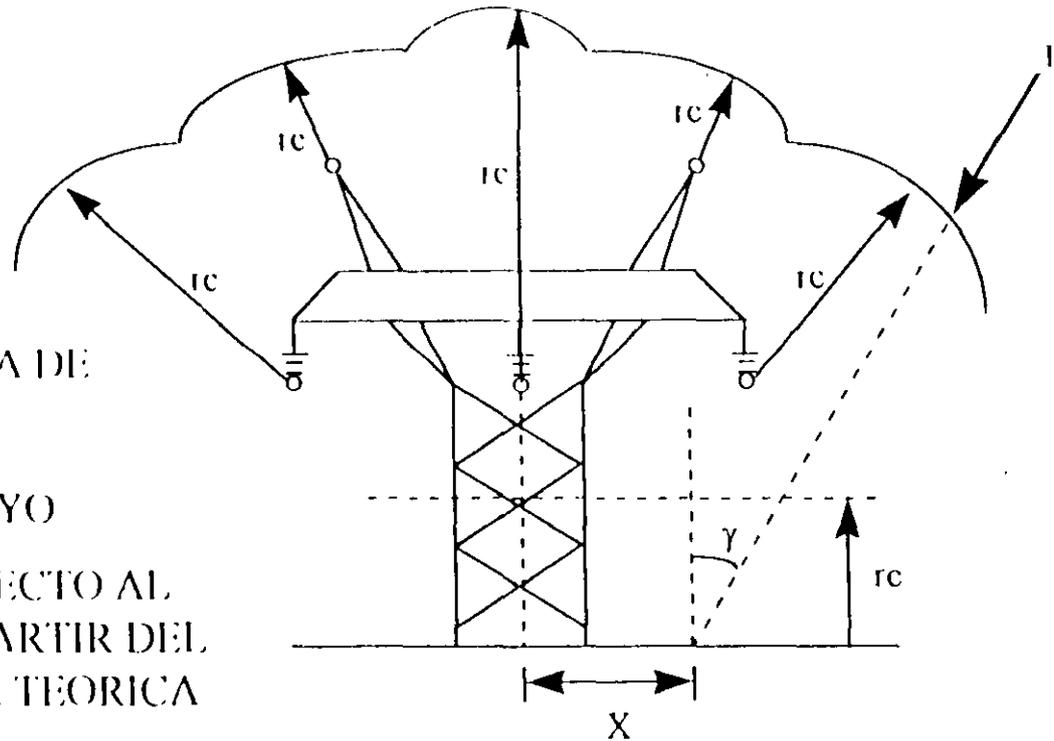
# EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$r_c$  = DISTANCIA CRITICA DE ARQUEO EN METROS

$I$  = CORRIENTE DEL RAYO

$X$  = ABSCISA CON RESPECTO AL CENTRO DE LINEA A PARTIR DEL PUNTO DE INCIDENCIA TEORICA DEL RAYO A TIERRA

$\gamma$  = ANGULO DE INCIDENCIA DEL RAYO EN TIERRA



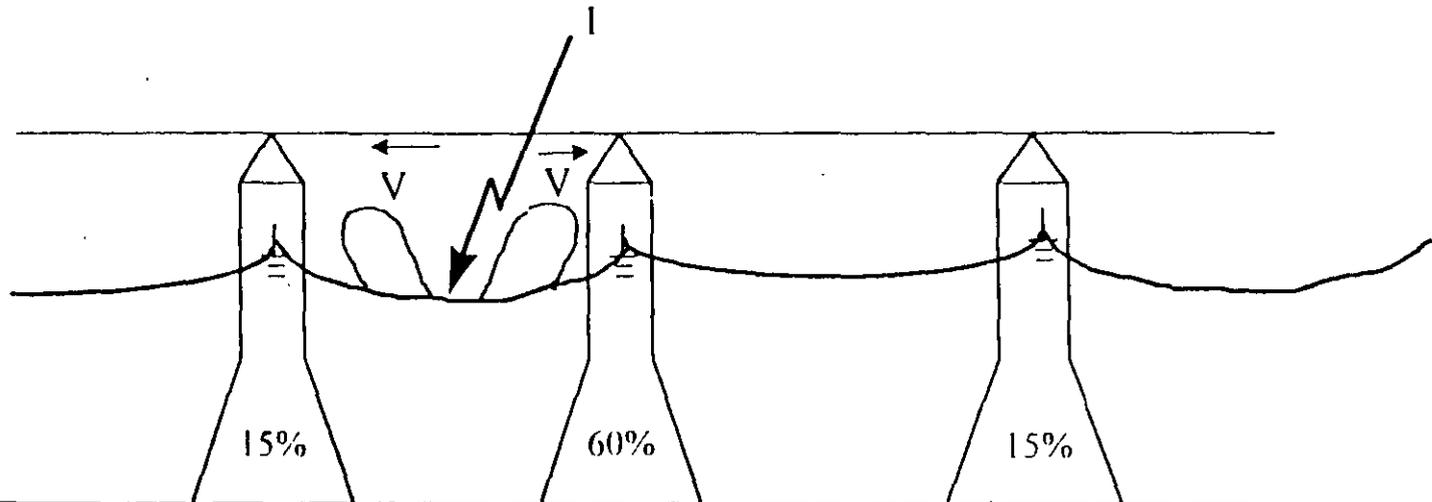
# EFEECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$V_c = Z_c I / 2$$

$Z_c$  - IMPEDANCIA  
CARACTERISTICA DE LA LINEA  
EXPRESADA EN OHMS

$I$  - MAGNITUD DE LA CORRIENTE  
DEL RAYO EN KA

$V_c$  - VOLTAJE DEL CONDUCTOR DE  
FASE CON RESPECTO A TIERRA

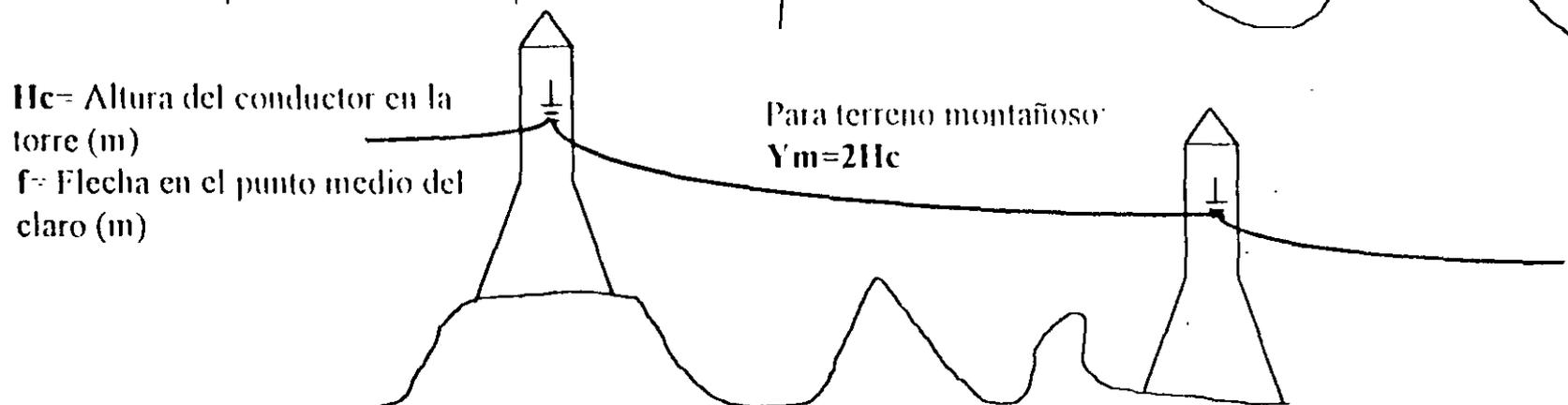
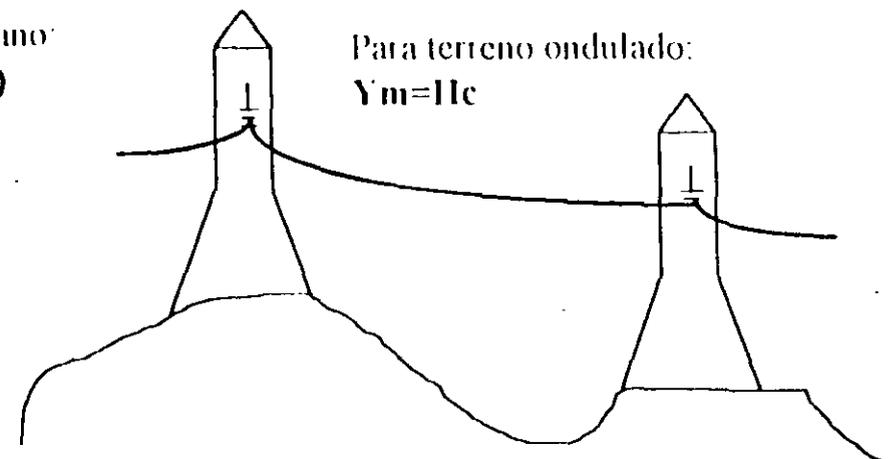
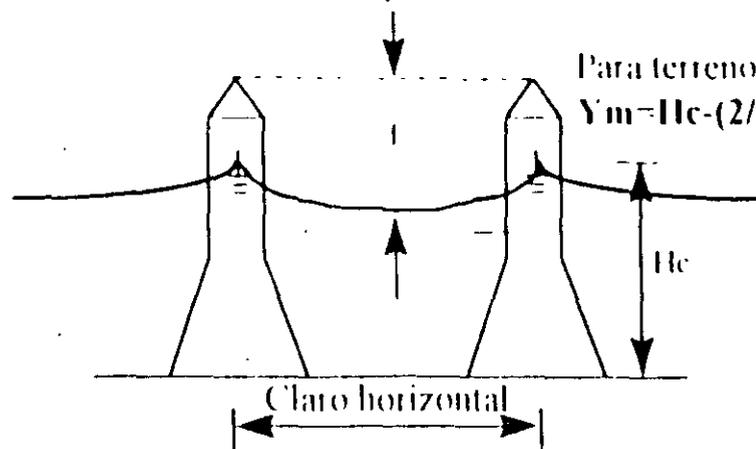


# EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$Z_c = 60 \ln(2Y_m / R_e) \text{ ohms}$$

$Z_c$  = Impedancia característica de las L.L.'s a partir de su disposición geométrica de los conductores, tomando en consideración su posición en el punto medio del claro.

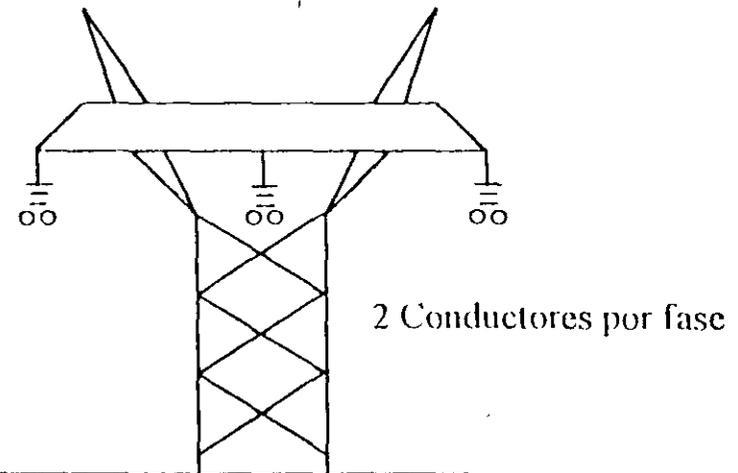
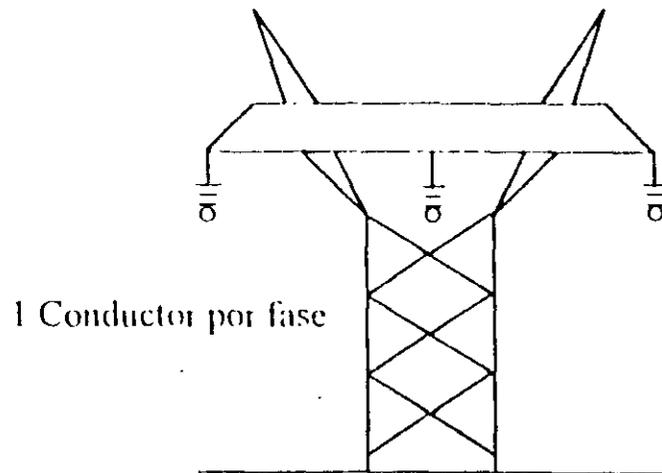
$Y_m$  = Altura media del conductor de fase considerando su posición con respecto al suelo, dependiendo de la naturaleza del terreno donde se construye la línea.



$H_c$  = Altura del conductor en la torre (m)  
 $f$  = Flecha en el punto medio del claro (m)

# EFEECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

**Re**=Radio del conductor (para 1 conductor por fase) o radio equivalente del conductor (cuando se usa mas de un conductor por fase)



$$R_e = R_n \sqrt[n]{n r / R_n}$$

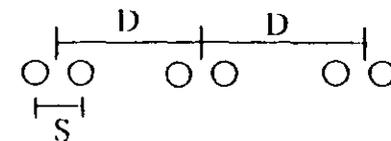
**r**= radio de un conductor del haz

**n**= número de conductores por fase que forman el haz

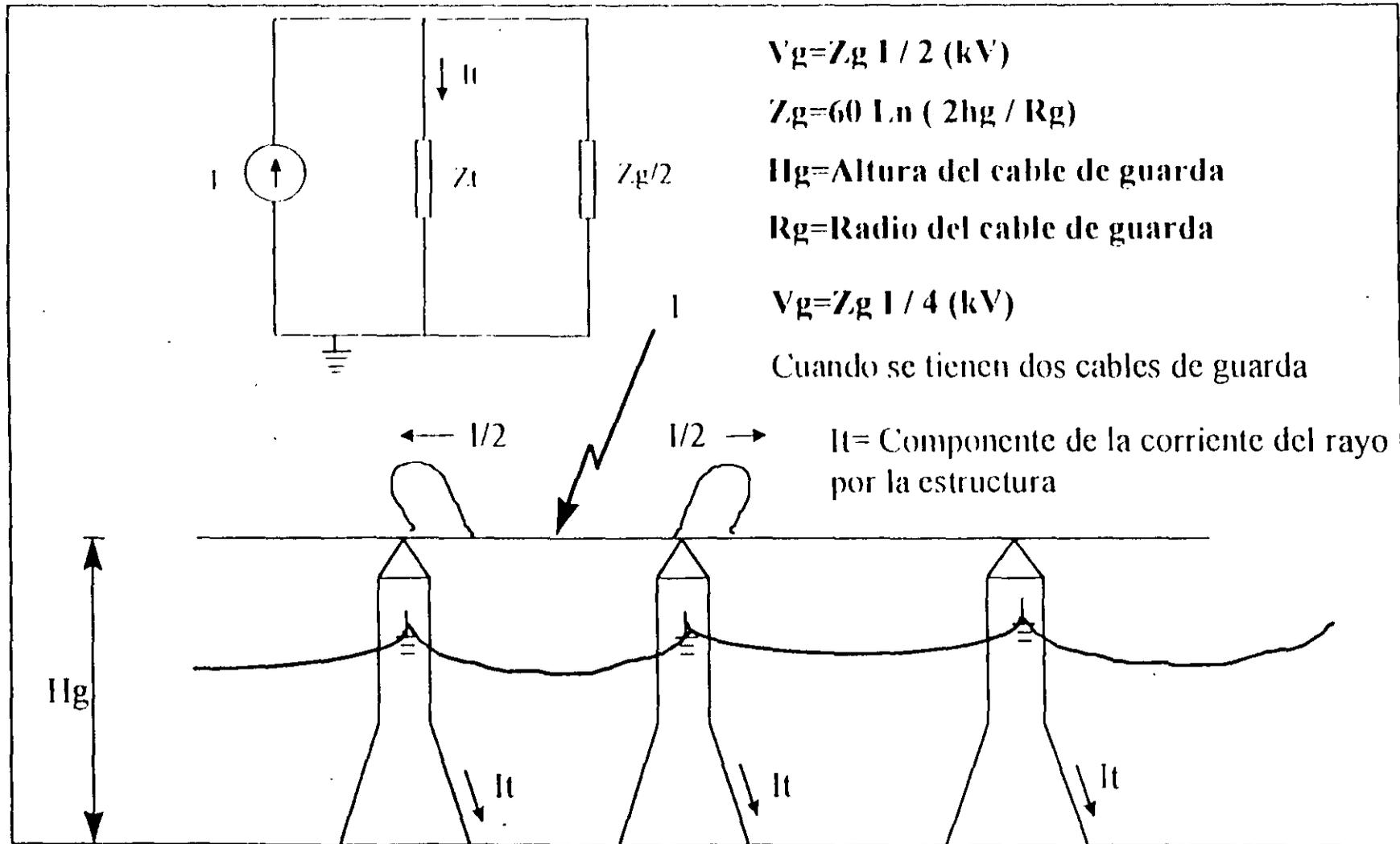
**Rn**= radio del haz de conductores

$$R_n = S / (2 \operatorname{sen} \pi/n)$$

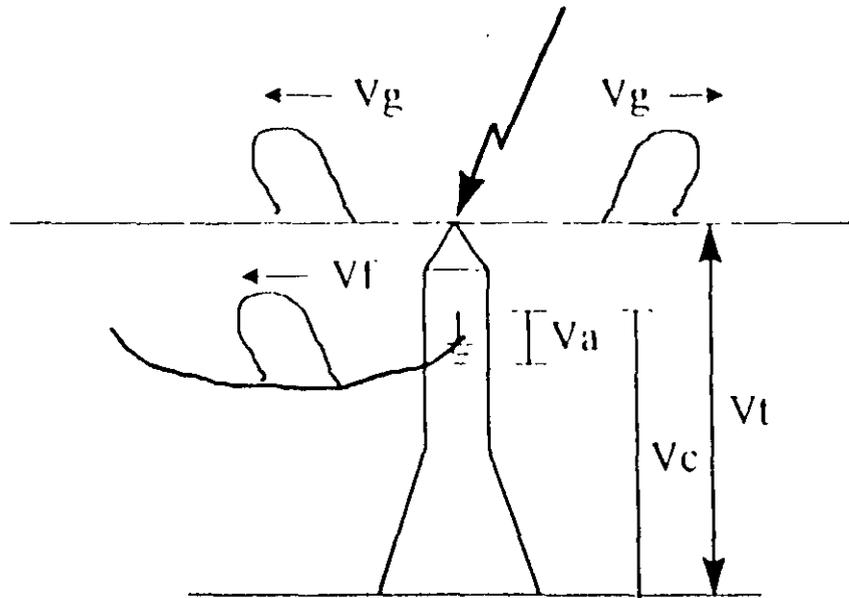
**S**= Separación entre los conductores del haz



# DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA



# DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA



$V_t$  = Voltaje medido de tierra a la parte superior de la torre

$V_f$  = Voltaje inducido en los conductores de fase

$V_c$  = Voltaje medido de tierra a la cruzeta

$V_a$  = Voltaje a través de la cadena de aisladores

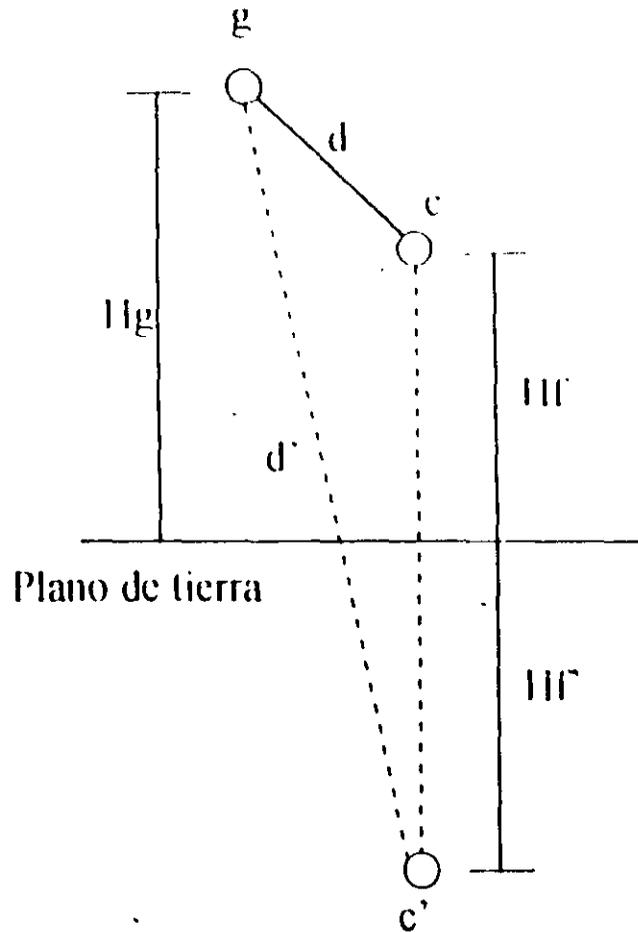
$V_t \cong V_c$

$C$  = Coeficiente de acoplamiento entre el conductor de fase y de guarda

El voltaje en la cadena de aisladores es:

$$V_a = V_c - V_f = V_t - V_f = V_t (1 - C)$$

# DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA



$c'$  = Imagen del conductor de fase

Para determinar el factor de acoplamiento ( $c$ ) se puede considerar una fase de la línea ya que se supone simetría en la disposición geométrica de los conductores de fase.

Considerando el efecto de una de las fases se establece la siguiente relación:

$$V_f = Z_{ff} I_f + Z_{fg} I_g$$

$$V_g = Z_{fg} I_f + Z_{gg} I_g$$

$$Z_{ff} = 60 \ln(2 H_f / R_f) \text{ ohms}$$

$Z_{fg} = Z_{gf}$  = Impedancia mutua entre el conductor de fase y el cable de guarda

$$Z_{fg} = Z_{gf} = 60 \ln(d' / d) \text{ ohms}$$

# DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA

$$V_f = 60 I_f (\ln 2 H_f / R_f) + 60 I_g (\ln d' / d)$$

$$V_g = 60 I_f (\ln d' / d) + 60 I_g (\ln 2 H_g / R_g)$$

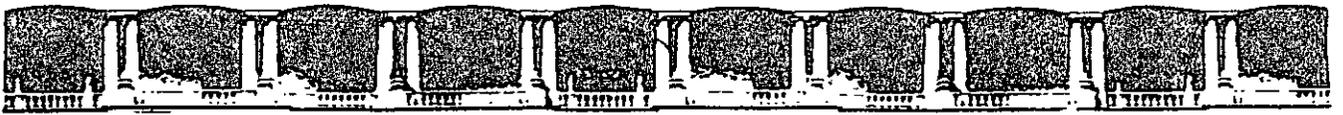
Como la descarga (rayo) ocurre sobre el cable de guarda, entonces momentáneamente la corriente en el conductor de fase es cero, es decir:  $I_f = 0$ , además se sabe que la corriente es  $I/2$  a partir del punto de impacto.

$$V_f = 60 I_g / 2 (\ln d' / d)$$

$$V_g = 60 I_g / 2 (\ln 2 H_g / R_g)$$

Al realizar la división de  $V_f/V_g$  resulta el coeficiente de acoplamiento  $C$ :

$$C = (\ln d' / d) / (\ln 2 H_g / R_g)$$



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

### CA-188

TEMA

## CONJUNTOS DE HERRAJES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA**  
**DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007**  
**PALACIO DE MINERÍA**

# COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD



## CONJUNTOS DE HERRAJES PARA LINEAS DE TRANSMISION

ESPECIFICACION  
CFE 2H1LT-41

SEPTIEMBRE 1990

MEXICO

P R E F A C I O

Esta especificación ha sido elaborada de acuerdo con las Bases Generales para la Normalización en CFE habiendo preparado el proyecto inicial la GERENCIA TECNICA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION.

Participaron en la revisión y aprobación del presente documento normalizado las áreas que se indican a continuación:

COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO (En liquidación)

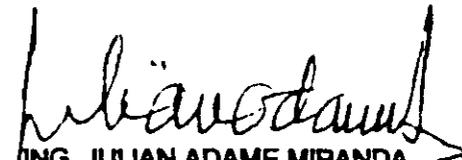
COORDINADORA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

GERENCIA DE LABORATORIO

SUBDIRECCION DE PROGRAMACION

De acuerdo al procedimiento para elaboración de documentos normalizados, autorizado por la Dirección General de CFE, con oficio núm. 03742 del 4 de diciembre de 1987, presentamos esta especificación PROVISIONAL para que sea aplicada durante por lo menos un año, a partir de la fecha abajo indicada y probar su efectividad durante el período en que este en vigor. Posteriormente se someterá a la autorización de la Dirección General tomando en cuenta las observaciones que se deriven de la aplicación de la misma, las cuales deberán enviarse al Departamento de Normalización de la Gerencia del Laboratorio

Este documento normalizado revisa y substituye a todos los relacionados con conjuntos de herrajes para líneas de transmisión que se hayan publicado, dentro del campo de aplicación del presente.



ING. JULIAN ADAME MIRANDA  
GERENTE DEL LABORATORIO

Nota: Entra en vigor como especificación provisional a partir de: 901025

1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACION

Esta especificación establece las características mecánicas, eléctricas y dimensionales de fabricación, así como los métodos de prueba que deben cumplir los conjuntos de herrajes y accesorios de diferentes materiales utilizados por la Comisión en la construcción de líneas aéreas de transmisión para tensiones de 115, 230 y 400 kV.

2 NORMAS QUE SE APLICAN

CFE 20000-01-1987	Herrajes y Accesorios
CFE 2C300-15-1983	Calavera y ojo.
CFE 2C500-68-1984	Grapas de suspensión y remate de aluminio.
CFE 2C500-69-1984	Grapas suspensión de aluminio.
CFE 2G300-84-1987	Grillete
CFE 2H1LT-01-1990	Herrajes para líneas de transmisión
CFE 2H1LT-02-1990	Calavera horquilla en "Y" corta.
CFE 2H1LT-03-1990	Horquilla bola.
CFE 2H1LT-04-1990	Horquilla ojo revirado.
CFE 2H1LT-05-1990	Horquilla "Y" ojo corta
CFE 2H1LT-06-1990	Horquilla "Y" bola corta.
CFE 2H1LT-07-1990	Yugo triangular V1.
CFE 2H1LT-08-1990	Yugo triangular I2.
CFE 2H1LT-09-1990	Yugo triangular T2.
CFE 2H1LT-10-1990	Yugo trapecoide V2.
CFE 2H1LT-11-1990	Yugo trapecoidal T2
CFE 2H1LT-12-1990	Tensor.
CFE 2H1LT-13-1990	Anillo equipotencial.
CFE 2H1LT-14-1990	Grapa de tensión a compresión.
CFE 2H1LT-15-1990	Horquilla "Y" bola larga.

CFE 2H1LT-16-1990	Calavera ojo largo.
CFE 2H1LT-17-1990	Calavera horquilla en "Y" larga.
CFE 2H1LT-18-1990	Conector paralelo para cable conductor.
CFE 2H1LT-19-1990	Eslabon para cable de guarda.
CFE 2H1LT-20-1990	Conjunto de suspensión tipo polea para cable de guarda.
CFE 2H1LT-21-1990	Remate preformado de acero.
CFE 2H1LT-22-1990	Rozadera.
CFE 2H1LT-23-1990	Conector a compresión de cable a cable.
CFE 2H1LT-24-1990	Conector a compresión de cable a solera.
CFE 2H1LT-25-1990	Conector paralelo.
CFE 2H1LT-26-1990	Conector de tornillo de cable a solera.
CFE 2H1LT-27-1990	Grapa de suspensión para cable de guarda.
CFE 2H1LT-28-1990	Eslabón.
CFE 2H1LT-29-1990	Grapa de suspensión 1113.
CFE 2H1LT-30-1990	Varillas protectoras preformadas.
CFE 2H1LT-31-1990	Empalme para cable de guarda tipo compresión.
CFE 2H1LT-32-1990	Empalme preformado para cable de guarda de acero galvanizado
CFE 2H1LT-42-1990	Conjunto de suspensión vertical para un conductor por fase
CFE 2H1LT-43-1990	Conjunto de suspensión vertical para dos conductores por fase.
CFE 2H1LT-44-1990	Conjunto de suspensión en "V" para un conductor por fase.
CFE 2H1LT-45-1990	Conjunto de suspensión en "V" para dos conductores por fase.
CFE 2H1LT-46-1990	Conjunto de tensión para un conductor por fase.
CFE 2H1LT-47-1990	Conjunto de tensión para dos conductores por fase.

CFE 2H1LT-48-1990	Conjunto de suspensión preformado para cable de guarda
CFE 2H1LT-49-1990	Conjunto de tensión para cable de guarda.
CFE 2H1LT-50-1990	Conjunto de suspensión para cable de guarda.
CFE L0000-03-1986	Comercial General
NOM-Z12(1 a 5)-1975-1980	Métodos de inspección y muestreo.

3 CARACTERISTICAS.

Las características de los herrajes que integran los conjuntos deben cumplir con lo establecido en las especificaciones CFE correspondientes, que se mencionan en las tablas 2 y 3, en las especificaciones CFE 20000-01, CFE 2H1LT-01 y lo que se indica a continuación.

3.1 Conjuntos de herrajes para cable conductor.

Los conjuntos deben estar formados por herrajes cuyas características se indican en la especificación CFE correspondiente y deben presentar facilidades para maniobras en línea energizada (viva), teniendo como mínimo la distancia que permita la entrada de la entrada de la pértiga.

Para sujetar los cables conductores a las estructuras se usan conjuntos de herrajes en combinación con aisladores, en la Tabla 1 se enumeran los conjuntos de uso común en líneas de transmisión y su aplicación.

Tabla 1 Conjuntos herrajes para cable conductor y su aplicación

DESCRIPCION DEL CONJUNTO	CONDUCTORES/FASE		ESPECIFICACION CFE	USO (KV)		
	UNO	DOS		115	230	400
Suspensión vertical	X	—	2H1LT-42	X	X	—
Suspensión vertical	—	X	2H1LT-43	—	X	X
Suspensión en V	X	—	2H1LT-44	—	X	—
Suspensión en V	—	X	2H1LT-45	—	X	X
Tensión	X	—	2H1LT-46	X	X	—
Tensión	—	X	2H1LT-47	—	X	X

TABLA 2 - HERRAJES PARA CABLES CONDUCTORES. USO EN CONJUNTOS Y CANTIDADES  
EN ALTERNATIVA "A"

DESCRIPCION	ESPECIFICACION CFE	SUSPENSION				TENSION	
		UN COND/FASE		DOS COND/FASE		UN COND/FASE	DOS COND/FASE
		VERTICAL	∇	VERTICAL	∇		
Calavera Horquilla en "Y" corta	2H1LT-02						
Calavera Horquilla en "Y" larga	2H1LT-17						
Calavera Ojo corto	2C300-15						
Grillete 11	2C300-84						
Grillete 32	2C300-84						1
Horquilla Bola	2H1LT-03						
Horquilla Ojo Revirada	2H1LT-04		1	2	2		
Horquilla "Y" Bola corta	2H1LT-06						
Yugo Triangular V1	2H1LT-07		1				
Yugo Triangular I2	2H1LT-08			1			
Yugo Triangular T2	2H1LT-09						1
Yugo Trapezoidal V2	2H1LT-10				1		
Yugo Trapezoidal T2	2H1LT-11						1
Tensor	2H1LT-12						2
Anillos Equipotenciales	2H1LT-13						1
Grapa de Suspensión 477	2C500-69	1					
Grapa de Suspensión 795 y 900	2C500-69	1	1	2	2		
Grapa de Suspensión 1113	2H1LT-29	1	1	2	2		
Grapa de Tensión 477 a comp.	2H1LT-14					1	
Grapa de Tensión 795 a comp.	2H1LT-14					1	
Grapa de Tensión 900 a comp.	2H1LT-14					1	2
Grapa de Tensión 1113 a comp.	2H1LT-14					1	2
Horquilla "Y" Bola Larga	2H1LT-15	1	2	1	2	1	2
Calavera Ojo Larga	2H1LT-16	1					
Calavera Horquilla "Y" larga	2H1LT-17		2	1	2	1	2

TABLA 3 - HERRAJES PARA CABLES CONDUCTORES. USO EN CONJUNTOS Y CANTIDADES ALTERNATIVA "B"

DESCRIPCION	ESPECIFICACION C F E	SUSPENSION				TENSION	
		UN COND/ FASE		DOS COND/ FASE		UN COND/ FASE	DOS COND/ FASE
		VERTICAL	V	VERTICAL	V		
Calavera Horquilla en "Y" corta	2HILT-02		2	1	2	1	
Calavera Horquilla en "Y" corta	2HILT-02						2
Calavera Ojo corta	2C300-15	1					
Grillete 11	2G300-84	1	2	1	2	1	
Grillete 32	2G300-84						3
Horquilla Bola	2HILT-03						2
Horquilla Ojo Revirada	2HILT-04		1	2	2		
Horquilla "Y" Bola	2HILT-06	1	2	1	2	1	2
Yugo Triangular V1	2HILT-07		1				
Yugo Triangular I2	2HILT-08			1			
Yugo Triangular T2	2HILT-09						1
Yugo Trapezoidal V2	2HILT-10				1		
Yugo Trapezoidal T2	2HILT-11						1
Tensor	2HILT-12						2
Anillos Equipotenciales	2HILT-13						1
Grapa de Suspensión 477	2C500-69	1					
Grapa de Suspensión 795 y 900	2C500-69	1	1	2	2		
Grapa de Suspensión 1113	2HILT-29	1	1	2	2		
Grapa de Tensión 477	2HILT-14					1	
Grapa de Tensión 795	2HILT-14					1	
Grapa de Tensión 900	2HILT-14					1	2
Grapa de Tensión 1113	2HILT-14					1	2

CONJUNTOS DE HERRAJES PARA LINEAS DE TRANSMISION

ESPECIFICACION  
CFE 2HILT-41

3.1.1 Uso de herrajes en conjuntos y sus cantidades.

En las tablas 2 y 3 se relacionan los herrajes que forman los conjuntos y se indica en que conjunto se utilizan.

En la alternativa "A" los conjuntos están formados por herrajes que permitan trabajar la línea energizada (viva).

La alternativa "A" se usa en el diseño de nuevas líneas de transmisión.

La alternativa "B" se usa para mantenimiento de diseños antiguos de líneas de transmisión en operación.

3.2 Conjuntos y herrajes para cable de guarda

Para sujetar y conectar el cable de guarda a las estructuras se usan los arreglos de herrajes que se muestran en la especificaciones correspondientes de los componentes que se indican en la Tabla 4.

Tabla 4 Herrajes para cable de guarda

DESCRIPCION	ESPECIFICACION CFE	SUSPENSION	TENSION
Eslabon para cable de guarda	2H1LT-19	1	
Conjunto de suspensión	2H1LT-48 2H1LT-50	1	
Remate pretornado	2H1LT-21		2
Rozadera	2H1LT-22		2
Conector a compresion de cable a cable	2H1LT-23	1	
Conector a compresión, cable a solera	2H1LT-24	1	1
Conector paralelo	2H1LT-25	1	
Conector de tornillo de cable a solera	2H1LT-26	1	
Grapa de suspensión	2H1LT-27	1	
Eslabón	2H1LT-28	1	

**4 DATOS PARA EL PEDIDO**

Para el pedido de los herrajes, se debe cumplir con la Especificación CFE L0000-03, requiriéndose como mínimo los datos que se indican en el apéndice de dicha especificación.

En las Características Particulares de cada especificación de conjunto se debe indicar como mínimo la alternativa que se está solicitando el esfuerzo electromecánico de sus componentes y el calibre del conductor.

**5 ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD**

**5.1 Muestreo de aceptación.**

Los planes de muestreo para aceptar o rechazar un lote, se deben hacer cumpliendo la norma NOM- Z 12, bajo los procedimientos establecidos por la Gerencia de Laboratorio.

**5.2 Inspección**

El Proveedor debe proporcionar al personal de la Gerencia del Laboratorio de Comisión, o a quien ésta designe las facilidades para tener libre acceso a todas las áreas de la planta, a fin de inspeccionar la materia prima, procesos de fabricación, precisión de los instrumentos de control y medición así como los productos terminados.

**6 METODOS DE PRUEBA**

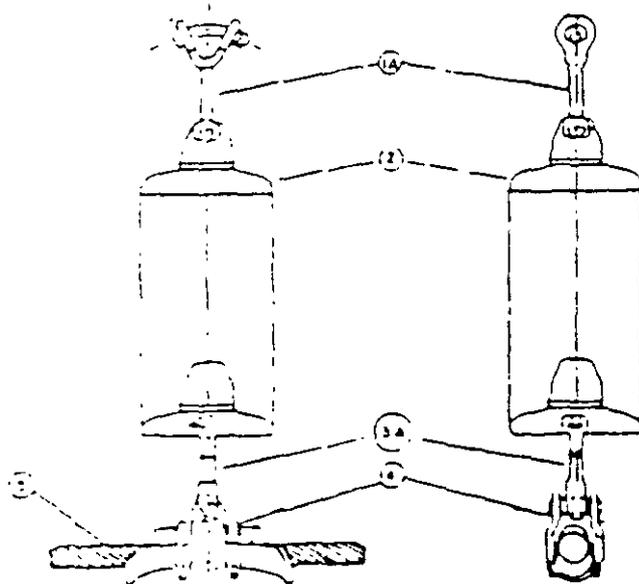
Deben efectuarse todas las pruebas indicadas en las especificaciones CFE 20000-01 CFE 2H1LT-01, CFE2C500-68, en las correspondientes a cada uno de los herrajes que forman parte de los conjuntos y en los procedimientos de la Gerencia de Laboratorio.

CONJUNTO DE SUSPENSION VERTICAL PARA UN CONDUCTOR POR FASE

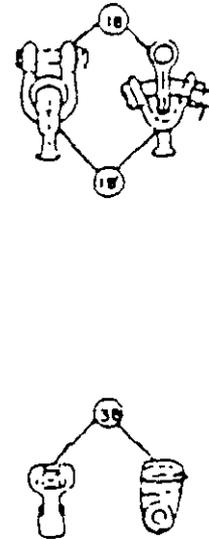
ESPECIFICACION  
C.F.E. 2H1LT-42

1 de 1

ALTERNATIVA "A"



ALTERNATIVA "B"



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

PART	DESCRIPCION	CANT	MATERIAL	ESPECIFICACION
1A	Morquillo "Y" Boia larga	1	Acero forjado galvanizado	2 MILT-15
2	Asiadores		Se adquieren por separado	
3A	Colavero ojo largo	1	Acero forjado e hierro maleable galvanizado	2 MILT-16
4	Grabo de suspension	1	Aleación aluminio y silicio	2 C500-69
5	Cable "INDUCENT" AC S R		Se adquiere por separado	
1B	Grillote		Acero forjado galvanizado	2 C300-84
1B	Morquillo "Y" Boia		Acero forjado galvanizado	2 MILT-06
3B	Colavero oic		Acero forjado o hierro maleable galvanizado	2 C300-15

ESPECIFICACION GENERAL	C.F.E. 20 000-01 Herrajes y Accesorios
	C.F.E. 2 MILT-01 Herrajes para La de T.
	C.F.E. MILT-41 Conjuntos de herrajes para La. de T.
CARACTERISTICAS PARTICULARES (la CFE las definira)	Alternativa:
	Esfuerzo electromecánico:
	Calibro del conductor:
ABREVIATURAS	La de T Líneas de o Transmisión

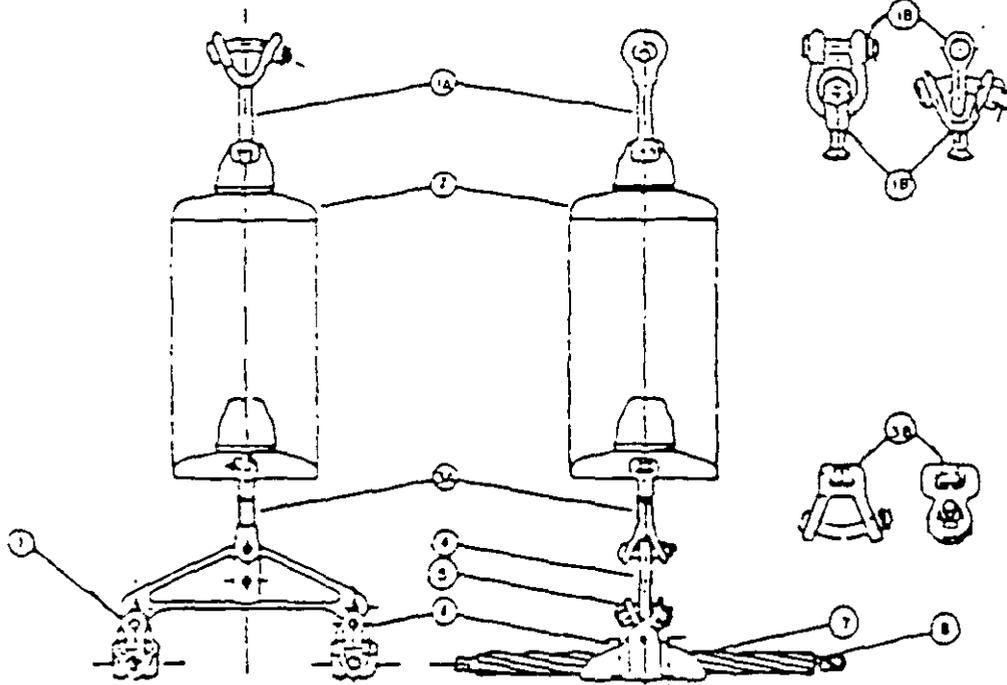
CONJUNTO DE SUSPENSION VERTICAL PARA  
DOS CONDUCTORES POR FASE

ESPECIFICACION  
C.F.E. 2HILT-43

1 de 1

ALTERNATIVA "A"

ALTERNATIVA "B"



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

PART.	DESCRIPCION	CANT.	MATERIAL	ESPECIFICACION
1A	Horquilla "Y" Bola larga	1	Acero forjado galvanizado	2 HILT-15
2	Aisladores		Se adquieren por separado	
3A	Calavera horquilla en "Y" largo	1	Acero forjado galvanizado hierro maleable	2 HILT-17
4	Yugo triangular 1/2	2	Acero estructural o hierro maleable galvanizado	2 HILT-08
5	Horquilla "Y" op corto	2	Acero forjado galvanizado	2 HILT-05
6	Grapa de suspension 11B	2	Aleacion aluminio y silicio	2 HILT-29
7	Vanillas protectoras	2	Aluminio	2 HILT-30
8	Cable conductor ACSR		Se adquiere por separado	
1B	Grillete		Acero forjado galvanizado	2 G300-84
1E	Horquilla "Y" Bola corta		Acero forjado galvanizado	2 HILT-06
3B	Calavera horquilla en "Y" corta		Acero forjado o hierro maleable galvanizado	2 HILT-02

ESPECIFICACION GENERAL:

C.F.E. 20000 - 01 Herrajes y accesorios  
C.F.E. 2HILT - 01 Herrajes p o r o Ls de T.  
C.F.E. 2HILT- 41 Conjuntos de herrajes para Ls de T.

CARACTERISTICAS PARTICULARES:

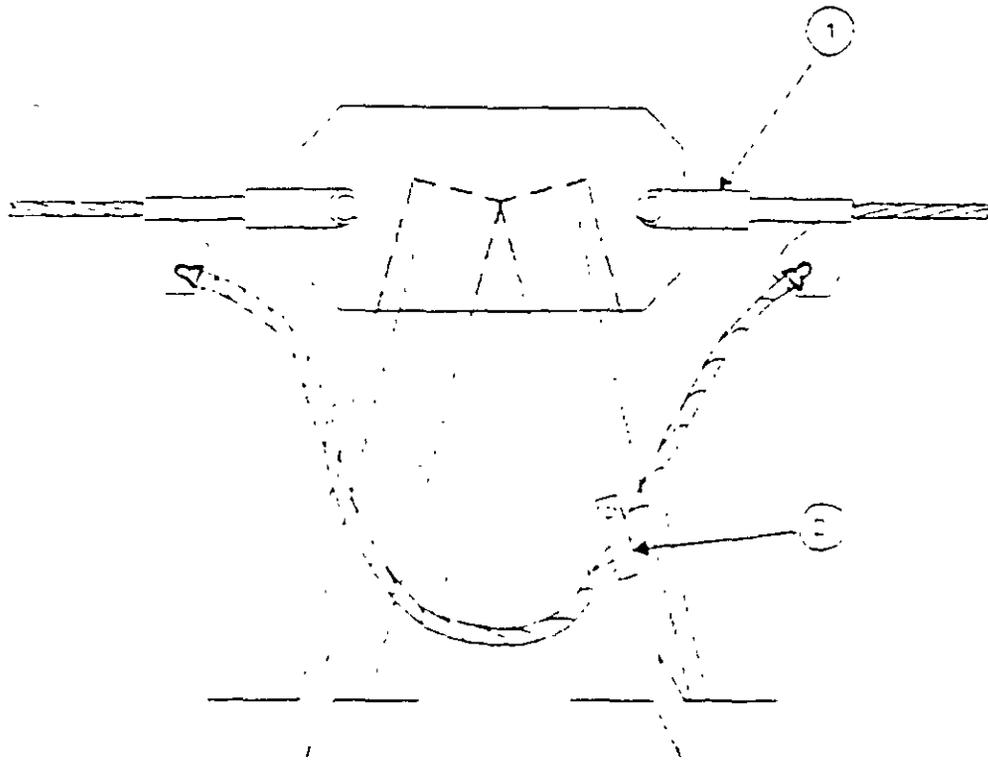
(la CFE las definirá)

Alternativa:  
Esfuerzo electromecánico  
Calibra del conductor:

ABREVIATURAS:

Ls de T = Líneas de transmisión

900820



Sin escala

LISTA DE PARTES Y MATERIALES

Parte	Descripcion	Cantidad	Materia
1	Grapa remate compresor	2	Aluminio 356-T6 Tubo de acero C-1015
2	Grato de tensi		Aluminio 356-T6

Especificaciones generales  
a CFE 2H1LT-49

CFE 2H1LT-49 Herrajes para Lineas de Transmision

CFE 2H1LT-49 Conjuntos de Herrajes para Lineas de Transmision

Pruebas

Esfuerzo electromecanico

Calibre de conductor

Unidad

Pieza

Empaque

Tipo

Atado (fleje de acero inoxidable o galvanizado o plastico)

Cantidad

5 piezas

Identificacion

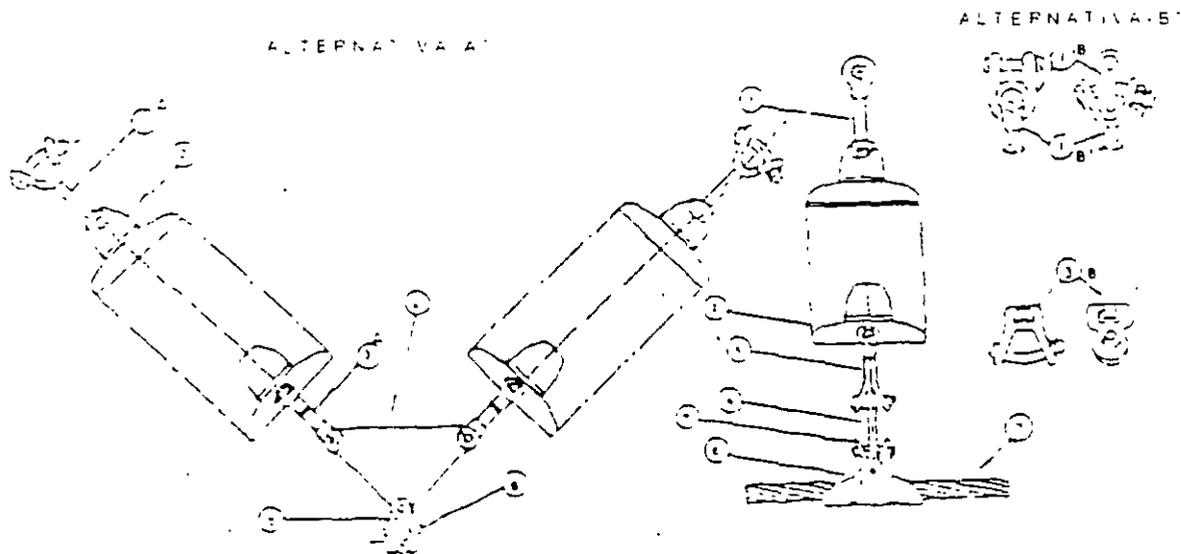
Logotipo y marca del fabricante

Numero de lote y año de fabricacion

CONJUNTO DE SUSPENSION EN "V" PARA UN CONDUCTOR POR FASE

ESPECIFICACION CFE 2H1LT-44

1 de 1



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

PART.	DESCRIPCION	CANT.	MATERIAL	ESPECIFICACION
1A	Herradura de Buzo Largo	2	Aceero forjado galvanizado	2 H1LT-15
2	Aisladores	1	adquiere por separado	
3A	Calavera para el cable de Lado	2	Aceero forjado y hierro maleable galvanizado	2 H1LT-17
4	Trinquete	1	Aceero estructural o hierro forjado galvanizado	2 H1LT-07
5	Herradura de Cable de Refuerzo	2	Aceero forjado galvanizado	2 H1LT-04
6	Grapa de Suspension	1	Aleacion aluminio-silicio	20500-69
7	Cable de Refuerzo A.C.S.R.	2	adquiere por separado	
1E	Gracho	1	Aceero forjado galvanizado	2G300-84
1E	Herradura de Buzo Corta	1	Aceero forjado galvanizado	2 H1LT-06
	Calavera para el Cable Corta	2	Aceero forjado o hierro maleable galvanizado	2 H1LT-02

ESPECIFICACION GENERAL

CFE 20000-01 Herrajes y Accesorios

CFE 2 H1LT-01 Herrajes para Ls. de T.

CFE 2 H1LT-41 Conjuntos de Herrajes para Ls. de T.

CARACTERISTICAS PARTICULARES

Alternativa

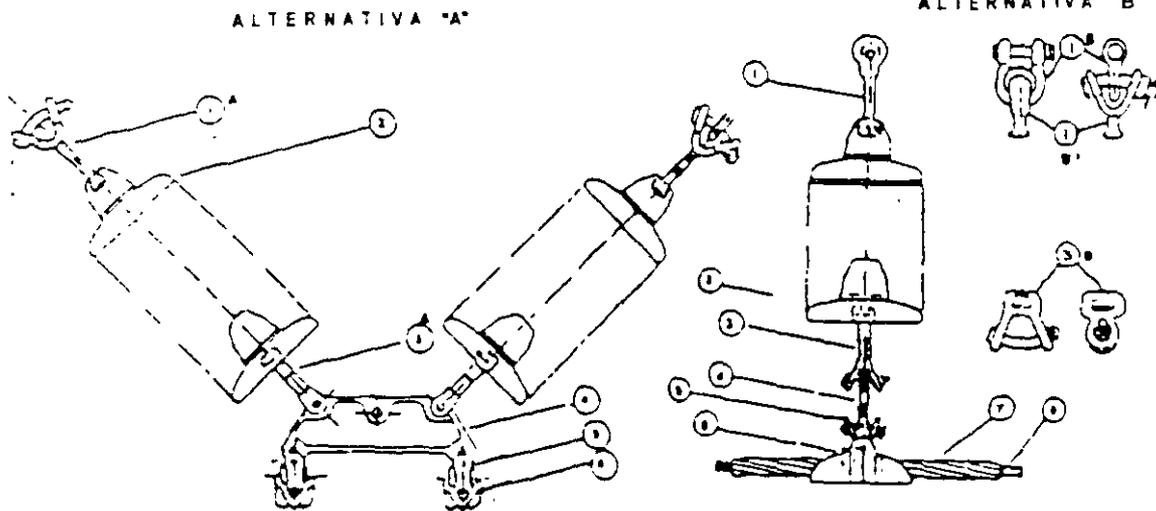
Esuerzo electromecanico

Calibre del conductor

(la CFE las definira)

ABREVIATURAS

LS de T = Lineas de Transmision



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

PART	DESCRIPCION	CANT	MATERIAL	ESPECIFICACION
1A	Horquilla "Y" Bola Larga	2	Acero forjado galvanizado	2H1LT-15
2	Aisladores	Se adquiere por separado		
3A	Catavera Horquilla "Y" Largo	2	Acero forjado hierro maleable	2 H1LT-17
4	Yugo Trapezoidal V2	1	Acero estructural o hierro maleable galvanizado	2 H1LT-10
5	Horquilla Oo revirado	2	Acero forjado galvanizado	2 H1LT-04
6	Grapa de Suspension TB	2	aleacion aluminio-silicio	2 H1LT-29
7	Varillas Protectoras Pretormados	2	Aluminio	2 H1LT-30
8	Cable Conductor ACSR	Se adquiere por separado		
B	Grillete	2	Acero forjado galvanizado	2 G300-84
B	Horquilla "Y" Bola Corta	2	Acero forjado galvanizado	2 H1LT-06
3B	Catavera Horquilla "Y" Corta	2	Acero forjado o hierro maleable galvanizado	2H1LT-02

ESPECIFICACION GENERAL

C.F.E 2 0 0 0 0 - 01 Herrajes, Accesorios  
C.P. 2 H1LT -01 Herrajes para Ls. de T  
C.F.E 2 H1LT -41 Conjuntos de herrajes para L s . de T.

CARACTERISTICAS PARTICULARES

(La CFE las definira)

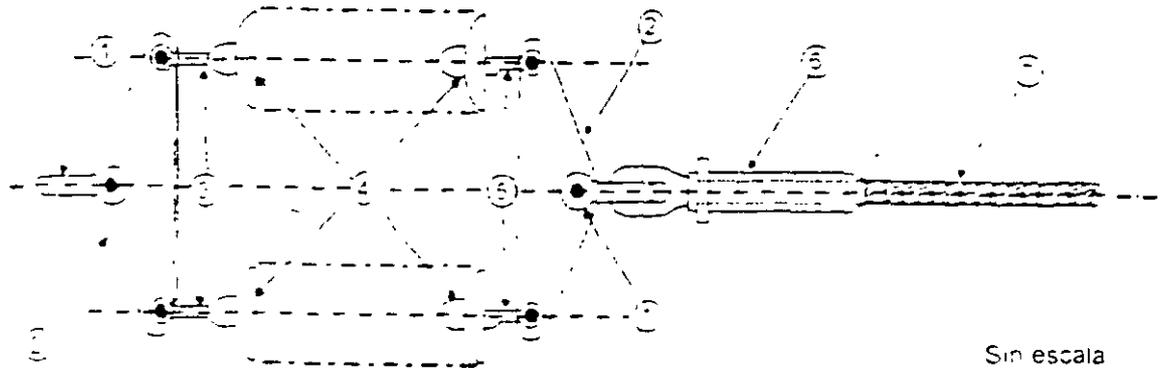
Alternativa  
Estuerzo electromecanico  
Calore del conductor  
Ls de T = Lineas de Transmision

CONJUNTO DE TENSION PARA UN CONDUCTOR POR FASE  
CON CADENA DOBLE DE AISLADORES

ESPECIFICACION

CFE 2H1LT-46

1 de 1



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

Parte	Descripcion	Cantidad	Material	Especificacion y/o norma (*)
3	Barras	2	Acero laminado galvanizado	CFE 2G300-84
4	Aisladores		Se adquiere por separado	
2	Empaque triangular T2	2	Acero estructural o hierro maleable galvanizado	CFE 2H1LT-09 NMX-H-074
3	Horquilla y bola larga	2	Acero laminado galvanizado	CFE 2H1LT-15
4	Calavera horquilla y larga	2	Acero estructural o hierro maleable galvanizado	CFE 2H1LT-17 NMX-H-074
5	Grapa de tension a compresion	1	Cuerpo de aluminio y eslabon de hierro	CFE 2H1LT-14
6	Cable conductor ACSF		Se adquiere por separado	

NOTA: Se debe utilizar la ultima edicion en vigor.

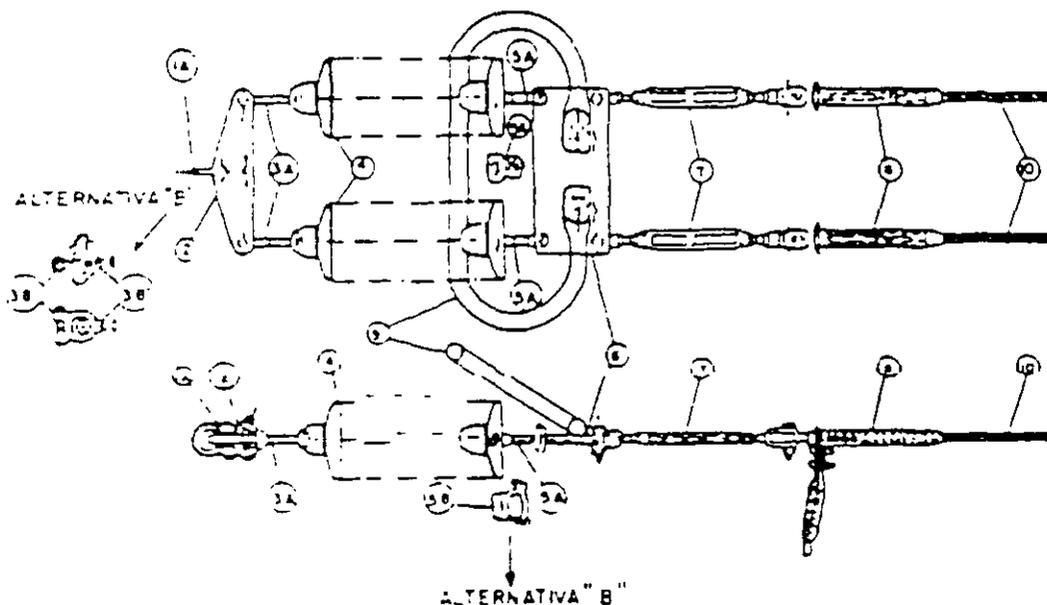
Especificaciones generales a cumplir	CFE 2000-001 Herrajes y Accesorios	
	CFE 2H1LT-01 Herrajes para Lineas de Transmision	
	CFE 2H1LT-02 Conjuntos de Herrajes para Lineas de Transmision	
Pruebas	Esfuerzo electromecanico	
	Calibre del conductor	
Unidad	Pieza	
Empaque	Tipo	Atado (filete de acero inoxidable o galvanizado o plastico)
	Cantidad	5 piezas
Identificacion	Logotipo vs marca del fabricante	
	Numero de lote y año de fabricacion	

CONJUNTO DE TENSION PARA DOS  
CONDUCTORES POR FASE

ESPECIFICACION  
C.F.E. 2HILT-47

ALTERNATIVA "A"

1 de 1



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

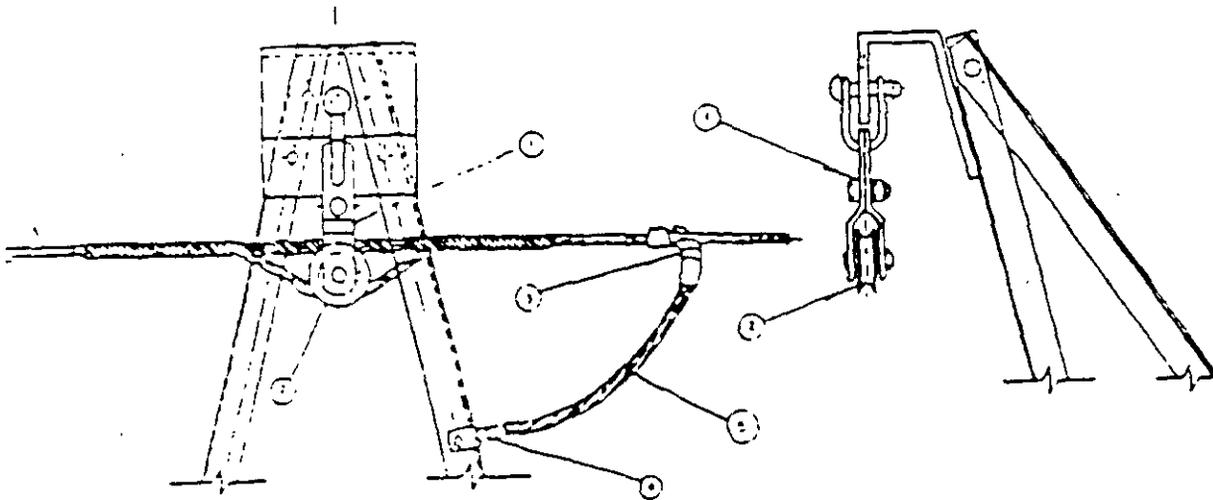
PART	DESCRIPCION	CANT	MATERIAL	ESPECIFICACION
1	Grillete	1	Acero forjado galvanizado	2 G300-84
2	Yugo triangular T2	1	Acero estructural o hierro ductil galvanizado	2 HILT- 09
3A	Horquilla "Y" Bolo largo	2	Acero forjado galvanizado	2 HILT- 15
4	Asiadores		Se adquieren por separado	
5A	Calavera horquilla Y Larga	2	Acero forjado galvanizado o hierro maleable	2 HILT-07
6	Yugo trapezoidal T2	1	Acero estructural o hierro maleable galvanizado	2 HILT- 11
7	Tensor	2	Acero forjado o hierro maleable galvanizado	2 HILT- 12
8	Grapa de tension o compresion	2	Cuerpo Aluminio Estabon. Acero	2 HILT- 14
9	Anillo equipotencial	1	Aluminio	2 HILT-13
10	Conductor A.C.S.F.		se adquieren por separado	
35	Grillete	2	Acero forjado galvanizado	2 G300-84
36	Horquilla Y Bolo Corto	2	Acero forjado galvanizado	2 HILT-06
38	Calavera horquilla en Y Corto	2	Acero forjado o hierro maleable galvanizado	2 HILT-02

ESPECIFICACION GENERAL	C.F.E. 20000 - 01 Herrajes y accesorios
	C.F.E. 2 HILT-01 Herrajes para Ls. de T.
	C.F.E. 2 HILT-41 Conjuntos de herrajes para Ls. de T.
CARACTERISTICAS PARTICULARES (la CFE las definirá.)	Alternativa
	Esfuerzo electromecánico: Cal del conductor.
ABREVIATURAS	Ls de T = Líneas de Transmisión.

CONJUNTO DE SUSPENSION PREFORMADO  
PARA EL CABLE DE GUARDA

ESPECI  
C.F.E. 2HILT-48

1 de 1



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

PART	DESCRIPCION	CANT	MATERIAL	ESPECIFICACION
1	Estrado para Cable de Guarda	1	Acero estructural galvanizado	2 HILT-19
2	Juego de Suspension Tipo Polea	1	Acero galvanizado	2 HILT-20
3	Conector o Compresion Cable o Cable	1	Lamina de acero galvanizado	2 HILT-23
4	Conector o Compresion de Cable o Soporte	1	Alacion de aluminio y acero galvanizado	2 HILT-24
5	Cable de Guarda		Se adquiere por separado	

ESPECIFICACION GENERAL:

C.F.E. 20000-01 Herrajes y Accesorios

C.F.E. 2HILT-01 Herrajes para Ls. de T.

C.F.E. 2 HILT-41 Conjuntos de Herrajes para Ls. de T.

CARACTERISTICAS PARTICULARES

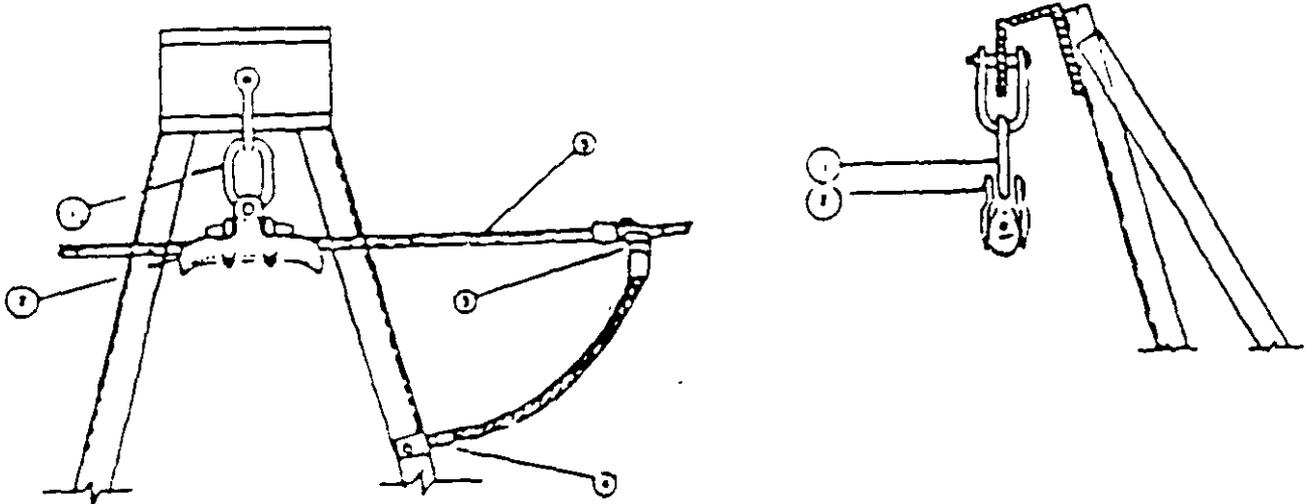
(la CFE las definira)

Esuerzo electromecanico

Calibre del conductor

ABREVIATURAS

Ls de T= Lineas de Transmision



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

PART	DESCRIPCION	CANT	MATERIAL	ESPECIFICACION
1	Estacion		Acer. forjado galvanizado	2 HILT-28
2	Grapa de suspension para cable de guarda		Aleacion aluminio- hierro maleable galvanizado	2 HILT-27
3	Conector o compresion de cable o cable		Aleacion de aluminio	2HILT-23
4	Conector compresion		Aleacion de aluminio o acero galvanizado	2HILT-24
	Cable de guarda		Se adquieren por separado	

ESPECIFICACION GENERAL	C.F.E. 2000-01	Herrajes y Accesorios
	C.F.E. 2HILT-01	Herrajes para Ls. de T.
	C.F.E. 2 HILT -41	Conjuntos de herrajes para Ls. de T.
CARACTERISTICAS PARTICULARES (la CFE las definirá)	Esfuerzo electromecánico	
	Calibre del conductor:	
ABREVIATURAS	Ls. de T. Líneas de transmisión	



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

### CA 188

TEMA:

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA PARA  
CIMENTACIONES DE ESTRUCTURAS  
AUTOSOPORTADAS DE LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

# COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD



## PROTECCIÓN ANTICORROSIVA PARA CIMENTACIÓN DE ESTRUCTURAS AUTOSOPORTADAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

ESPECIFICACIÓN  
CFE D8CME-07

FEBRERO 1998  
REVISA Y SUSTITUYE A LA  
EDICIÓN DE ENERO 1990

MÉXICO

P R E F A C I O

Esta especificación ha sido elaborada de acuerdo con las Bases Generales para la Normalización en CFE. La propuesta de revisión fue preparada por la Gerencia de LAPEM.

Revisaron y aprobaron la presente especificación las áreas siguientes:

COORDINACIÓN DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN

GERENCIA DE ABASTECIMIENTOS

GERENCIA DE LAPEM

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

El presente documento normalizado entra en vigor a partir de la fecha abajo indicada y será actualizado y revisado tomando como base las observaciones que se deriven de la aplicación del mismo. Dichas observaciones deben enviarse a la Gerencia de LAPEM, cuyo Departamento de Normalización coordinará la revisión.

Esta especificación revisa y sustituye a la edición de enero de 1990, y a todos los documentos normalizados de CFE relacionados con protección anticorrosiva para cimentación de estructuras autoportadas de líneas de transmisión que se hayan publicado.

AUTORIZO:



DR. RAÚL FUENTES SAMANIEGO  
SUBDIRECTOR TÉCNICO

NOTA: Entra en vigor a partir de: 980414

C O N T E N I D O

1	OBJETIVO DE CAMPO DE APLICACIÓN _____	1
2	NORMAS QUE SE APLICAN _____	1
3	DEFINICIONES _____	1
3.1	Aluminioterapia _____	1
3.2	Ánodo _____	1
3.3	Cátodo _____	1
3.4	Efecto Pantalla _____	1
3.5	Electrodo de Referencia _____	2
3.6	Electrodo de Referencia Patrón de Cu/CuSO <sub>4</sub> (cobre /sulfato de Cobre) _____	2
3.7	Electrólito _____	2
3.8	Galvánico _____	2
3.9	Ión _____	2
3.10	Polarización _____	2
3.11	Potencial Natural _____	2
3.12	Resistividad _____	2
4	MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUELO _____	2
4.1	Generalidades _____	2
4.2	Material y Equipo _____	3
4.3	Método _____	3
4.4	Errores _____	5
4.5	Criterios de Selección para Protección Anticorrosiva de la Estructura _____	6
5	RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS _____	6
5.1	Generalidades _____	6
5.2	Preparación de Superficie de Supervisión _____	6
5.3	Aplicación para Superficies Galvanizadas _____	6
6	PROTECCIÓN CATÓDICA _____	7
6.1	Generalidades _____	7
6.2	Material y Equipo de Pruebas (Véase figura 5) _____	8
6.3	Medición del Potencial Natural Estructuras Suelo _____	8
6.4	Prueba de Requerimiento de Corriente para Protección Catódica _____	8
7	DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA _____	10

7.1	Criterio de Protección _____	10
7.2	Cálculo del Sistema de Protección Catódica _____	10
8	<b>CARACTERÍSTICAS</b> _____	14
8.1	Ánodo de Magnesio _____	14
8.2	Ánodo de Cinc _____	16
8.3	Soldadura y Moldes _____	17
8.4	Alambre Conductor _____	17
8.5	Conectores _____	17
8.6	Resistencias _____	17
8.7	Aislamientos Eléctricos _____	18
9	<b>INSTALACIÓN DE PROTECCIÓN CATÓDICA</b> _____	18
9.1	Excavación de Cepas para Ánodos _____	18
9.2	Ranuras para el Alambrado _____	27
9.3	Cepas en las Patas de la Estructura _____	27
9.4	Colocación de Ánodos _____	27
9.5	Soldaduras _____	27
9.6	Conexión Provisional _____	28
10	<b>VERIFICACIÓN Y AJUSTE DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA</b> _____	28
10.1	Material y Equipo _____	28
10.2	Drenaje de Corriente Unitaria _____	29
10.3	Tiempo de Vida Esperado _____	29
10.4	Cálculo de Resistencias _____	29
10.5	Instalación de Resistencias _____	30
10.6	Empalme de Alambre Conductor _____	31
10.7	Potencial de Protección _____	31
10.8	Clasificación de los Sistemas de Protección Catódica _____	31
11	<b>CONTROL DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA</b> -	32
11.1	Objetivo _____	32
11.2	Prerrequisitos _____	32
11.3	Material y Equipo _____	32
11.4	Procedimiento de Operación _____	32
12	<b>MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA</b> _____	33
12.1	Objetivo _____	33

12.2	Prerrequisitos _____	33
12.3	Generalidades _____	33
12.4	Procedimiento _____	33
13	CAUSAS Y CORRECCIONES DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CÁTODICA _____	36
FORMATO A	DATOS REGISTRADOS DURANTE LAS PRUEBAS DE REQUERIMIENTO DE CORRIENTE PARA EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN _____	38
FORMATO B	MEMORIA DE CÁLCULO PARA PROTECCIÓN CATÓDICA DE LÍNEAS DE TRANSMISION CON ÁNODOS DE MAGNESIO (Mg) PARA VALORES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO ENTRE 501 Y 5000 $\Omega$ -cm _____	39
FORMATO C	MEMORIA DE CÁLCULO PARA PROTECCIÓN CATÓDICA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON ÁNODOS DE CINCO (Zn) PARA VALORES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO MENORES DE 501 R-cm _____	40
FORMATO D	DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA _____	41
FORMATO E	AJUSTE DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA _____	42
FORMATO F	DATOS REGISTRADOS DURANTE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA _____	43
FORMATO G	INFORME DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA _____	44
TABLA 1	Selección del tipo de protección para la estructura _____	7
TABLA 2	Factor de corrección (F) asociado con la masa del ánodo _____	12
TABLA 3	Valores de efecto pantalla (EP) en función del número y material de los ánodos y para la distribución anódica en estructuras autoportadas de líneas de transmisión —	13
TABLA 4	Valores de la aleación de ánodos de magnesio _____	14
TABLA 5	Dimensiones nominales de ánodos de magnesio _____	15
TABLA 6	Valores de la aleación de ánodos de cinc _____	16
TABLA 7	Fallas de ánodos _____	36
TABLA 8	Fallas en electrodos de referencia de trabajo de cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO <sub>4</sub> ) saturado _____	37

FIGURA 1	Medición de la resistividad (vista de planta)	3
FIGURA 2	Medición de resistividad por el método "Wenner"	4
FIGURA 3	Verificación del ajuste del medidor de resistividad	5
FIGURA 4	Diagrama para medición de potencial	9
FIGURA 5	Conexión del equipo para la prueba de requerimiento de corriente para la protección catódica	9
FIGURA 6	Ejemplo del trazo de una curva de polarización catódica para la evaluación de corriente de protección ( $i_p$ )	11
FIGURA 7	Sección transversal del ánodo de magnesio	15
FIGURA 8	Esquema de la instalación de los ánodos	18
FIGURA 9	Instalación tipo II	19
FIGURA 10	Instalación tipo III	20
FIGURA 11	Instalación tipo IV	21
FIGURA 12	Instalación tipo V	22
FIGURA 13	Instalación tipo VI	23
FIGURA 14	Instalación tipo VII	24
FIGURA 15	Instalación tipo VIII	25
FIGURA 16	Instalación tipo IX	26
FIGURA 17	Diagrama de flujo para mantenimiento de sistemas de protección catódica para estructuras de líneas de transmisión	35

**1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN**

Esta especificación tiene por objeto establecer, la protección anticorrosiva de las partes enterradas de las estructuras metálicas autosoportadas de líneas de transmisión de la Comisión, sobre la base de los valores de la resistividad del suelo, tomada en el sitio donde se localiza la estructura.

**2 NORMAS QUE SE APLICAN**

CFE D8500-01-1995	Guía para la Selección y Aplicación de Recubrimientos Anticorrosivos.
CFE D8500-02-1995	Recubrimientos Anticorrosivos.
NMX-K-109-1977	Ánodos de Magnesio Empleados en Protección Catódica.
NMX-B-231-1990	Cribas para Clasificación de Materiales.
ASTM G-97-I 989	Standard Test Method for Laboratory Evaluation of Magnesium Sacrificial Anode Test Specimens for Underground.
MILA-18001H-1968	Anodos, Corrosion Preventive, Zinc, Slab Disc and Rod Shaped.

**NOTA:** En caso de que los documentos anteriores sean revisados o modificados debe tomarse en cuenta la edición en vigor o la última edición en el momento de la licitación, salvo que la Comisión indique otra cosa.

**3 DEFINICIONES**

**3.1 Aluminotermia**

Proceso por el cual se libera una gran cantidad de calor para fundir una soldadura mediante una mezcla de pólvora y aluminio en polvo.

**3.2 Ánodo**

Electrodo o área que sufre oxidación (pierde electrones). Los más usados son los de cinc y magnesio.

**3.3 Cátodo**

Electrodo o área que sufre reducción (gana electrones). Normalmente se le denomina así a la estructura por proteger catódicamente.

**3.4 Efecto Pantalla**

Efecto que produce una disminución de drenaje de corriente por ánodo, al conectarse en paralelo 2 o más ánodos.

### 3.5 Electrodo de Referencia

También se le denomina media celda y es un metal puro en presencia de sus mismos iones.

### 3.6 Electrodo de Referencia Patrón de $\text{CuSO}_4$ , Saturado (cobre /sulfato de cobre)

Es un electrodo de referencia de  $\text{Cu}/\text{CuSO}_4$ , cuyo electrodo de cobre debe estar libre de cualquier producto de corrosión.

### 3.7 Electrólito

Es una solución o suelo conductor de la energía eléctrica a través de iones.

### 3.8 Galvánico

Se le denomina así al acoplamiento de dos metales de diferente potencial en un electrólito.

### 3.9 Ion

Elemento o molécula cargado eléctricamente

### 3.10 Polarización

Fenómeno por el cual se cambia el potencial de equilibrio en las superficies de las estructuras metálicas

### 3.11 Potencial Natural

Es el potencial que da un metal o aleación en su estado original, al estar en contacto con un electrólito, respecto a un electrodo de referencia.

### 3.12 Resistividad

Es la resistencia específica de un material en  $\Omega\text{-cm}$  que se determina sobre un volumen del mismo, que tenga 1 cm de longitud y 1  $\text{cm}^2$  de sección transversal.

## 4 MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUELO

### 4.1 Generalidades

La resistividad del suelo es una forma indirecta, rápida y práctica de valorar las condiciones del suelo, ya que está en función del tipo, compactación, contenido de humedad y sales solubles en los estratos. Es el inverso de la conductividad eléctrica y se usa para el diseño de la protección anticorrosiva.

Debido a que la humedad del suelo y la temperatura no son constantes, el valor de la resistividad sólo es verdadero para el momento de la medición.

4.2 Material y Equipo

- a) Medidor de resistencia de balance nulo, de impulso de corriente alterna.
- b) Varillas de acero inoxidable galvanizado o con revestimiento de cobre soldado de 40 cm de largo por 13 mm de diámetro mínimo, con punta en un extremo.
- c) Cables de cobre aislado para conexión calibre de sección transversal de 2,08 a 5,26 mm<sup>2</sup>, con caimanos en un extremo y en el otro, la terminal adecuada al medidor de resistencia que se utilice.

4.3 Método

Se debe medir la resistividad cuando se tengan cuando menos la cimentación y base de la estructura instalados, colocando el instrumento de medición en el centro (mojonera), y las varillas se deben colocar paralelas al sentido de la línea de transmisión, con una separación de 1,6 y 3,2 m (véase figura 1).

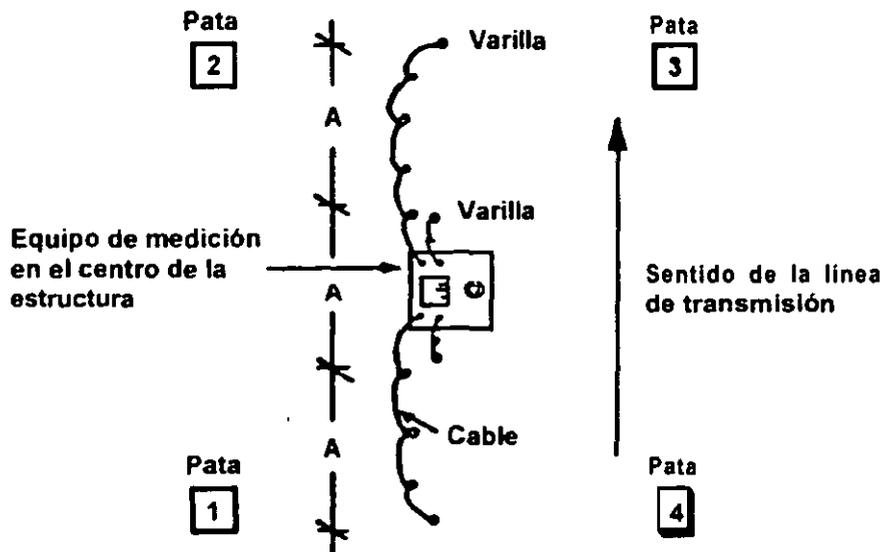


FIGURA 1 - Medición de la resistividad (vista de planta)

Para medir la resistividad del suelo, se debe utilizar el método "Wenner" o de los cuatro electrodos, el cual consiste en lo siguiente:

- a) Clavar cuatro varillas en el suelo, hasta lograr un buen contacto eléctrico, dispuestas en línea recta con una separación uniforme entre ellas. Se debe procurar que las varillas queden en un plano horizontal, que no existan huecos alrededor de ellas y que estén clavadas a la misma profundidad sin exceder 1/4 de la distancia entre varillas

- b) Las terminales de corriente del instrumento C1 y C2 se conectan a las varillas de los extremos y las de potencial P1 y P2 a las varillas intermedias como se indica en la figura 2.
- c) Para terrenos secos, se puede humedecer el terreno alrededor de las varillas o utilizar un equipo con terminal de tierra (G), que debe conectarse a un quinto electrodo, instalado a la mitad de la distancia entre las varillas de potencial (P1 y P2).
- d) Energizar el instrumento (de acuerdo a su instructivo) y tomar el valor de la resistencia en  $\Omega$ .
- e) Calcular la resistividad del suelo mediante la fórmula:

$$\rho = 2\pi AR$$

Donde:

R = Resistencia medida en  $\Omega$   
 A = Separación entre electrodos en cm  
 $\rho$  = Resistividad del suelo en  $\Omega\text{-cm}$

Para : A = 160 cm       $\rho = 1000R[\Omega\text{-cm}]$   
 Para : A = 320 cm       $\rho = 2000 R [\Omega\text{-cm}]$

- f) Los valores encontrados se deben asentar en el formato A de esta especificación.

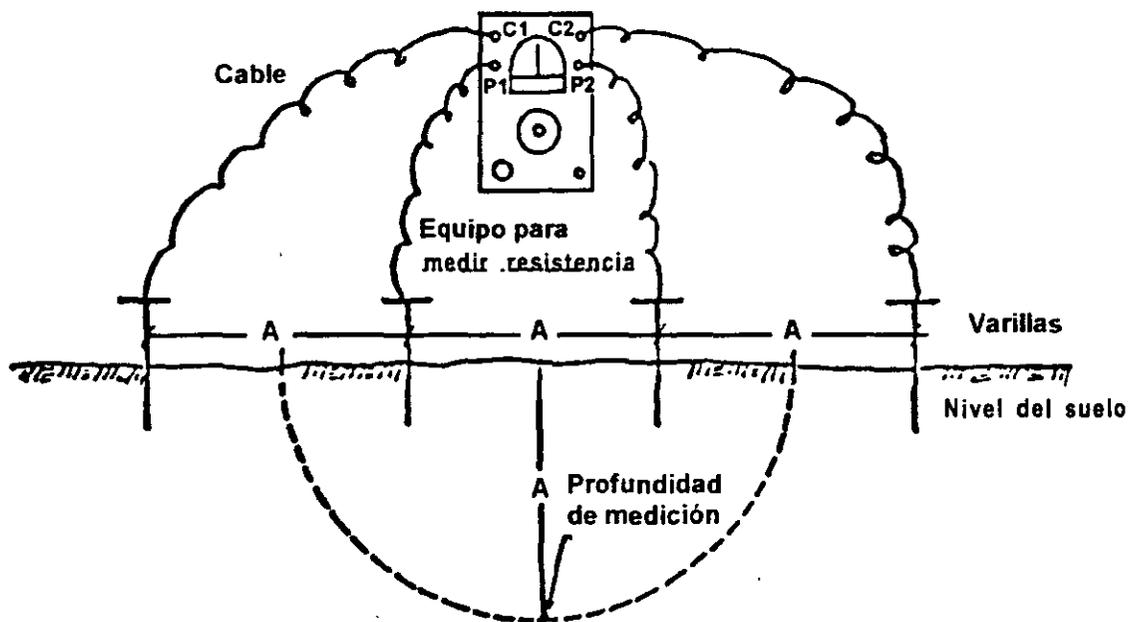


FIGURA 2 - Medición de resistividad por el método "Wenner"

#### 4.4 Errores

Durante la medición se pueden tener errores debido principalmente a:

- a) Falta de calibración del instrumento de medición. Comprobar su ajuste con tres resistencias de 1,10 y 100  $\Omega$  de 1 W mínimo y con una tolerancia de  $\pm 1 \%$ .

Se acepta un diferencia máxima del 5 % entre el valor de la resistencia y el indicado por el instrumento. La conexión se hace como se indica en la figura 3.

NOTA: Es recomendable enviar a calibrar el equipo en un laboratorio acreditado.

- b) Falso contacto entre el caimán de conexión y la varilla. Limpiar el caimán y la varilla hasta eliminar la capa de óxido en la superficies de contacto
- c) Baterías del instrumento bajas. Reemplazarlas por baterías nuevas o en su caso, recargarlas.
- d) Algún cable de medición abierto, verificar la continuidad del cable. Si está abierto reemplazarlo o repararlo.
- e) No se ajustó el cero mecánico del instrumento para equipo analógico. Antes de realizar cualquier medición, se debe colocar la aguja en el centro de la carátula del equipo, por medio del tornillo de ajuste.
- f) Tomar un valor equivocado del multiplicador de la escala de resistencia para equipo analógico. Considerar siempre el valor del multiplicador que éste indique.

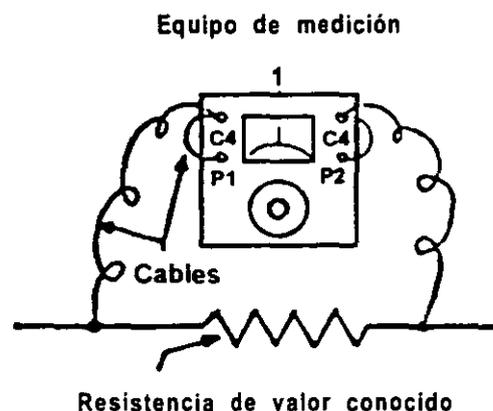


FIGURA 3 -Verificación del ajuste del medidor de resistividad

#### 4.5 Criterios de Selección para Protección Anticorrosiva de la Estructura

Una vez determinados los valores de la resistividad del terreno en  $\Omega$ -cm a 1,6 y 3,2 m, seleccionar la protección anticorrosiva como se indica en la tabla 1.

### 5 RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS

#### 5.1 Generalidades

Los recubrimientos anticorrosivos establecen una barrera física, entre la estructura y el medio corrosivo (suelo).

#### 5.2 Preparación de Supervisión de Superficie

En superficies metálicas con galvanizado nuevo si se detectan tierra y lodo anheridos, eliminarlos, y aplicar el mordentador para galvanizado CFE-P1 7, de la especificación CFE D8500-02.

Posteriormente realizar una limpieza con solventes CFE L80 de acuerdo a la especificación CFE D8500-01.

En superficies con galvanizado intemperizado tierra y lodos adheridos eliminarlos y posteriormente realizar una limpieza con solventes CFE-LS0 de acuerdo a la especificación CFE D8500-01.

En superficies metálicas corroídas, si se detectan tierra y lodo adheridos, eliminarlos y posteriormente utilizar el método de preparación química CFE-PQ, o con abrasivos a presión a metal casi blanco CFE-PACB de acuerdo a la especificación CFE D8500-01.

#### 5.3 Aplicación para Superficies Galvanizadas

Aplicar alquitrán de hulla epóxico CFE-P7, de la especificación CFE D8500-02 con brocha CFE-AB, según lo indique la especificación CFE D8500-01, en dos capas con un espesor seco de 150 a 200  $\mu$ m cada una.

Para superficies metálicas corroídas, aplicar con brocha CFE-AB el primario orgánico de cinc éster epóxico CFE-P26 de la especificación CFE D8500-02 con una capa de 50  $\mu$ m de espesor seco y posteriormente aplicar el primario de alquitrán de hulla epóxico CFE P7 de la especificación CFE D8500-02, con brocha CFE-AB según se indique en la especificación CFE D8500-01 en dos capas con un espesor seco de 150 a 200  $\mu$ m cada una.

Para la preparación del recubrimiento se debe seguir lo establecido en la especificación CFE D8500-02, o lo indicado por el proveedor

TABLA 1 - Selección del tipo de protección para la estructura

Valor de resistividad del suelo en $\Omega$ -cm		Selección de protección anticorrosiva
A = 1,6 m	A = 3,2 m	
menor a 2500	menor a 2500	Aplicar recubrimientos anticorrosivos totalmente en la cimentación y hasta 80 cm por encima del nivel del suelo y adicionarle protección catódica. No requiere puesta a tierra a menos que tenga cimentación de concreto.
mayor a 2500	menor a 2500	
menor a 2500	mayor a 2500	
de 2500 a 5000	de 2500 a 5000	Aplicar recubrimientos anticorrosivos 80 cm hacia abajo y por encima del nivel del suelo y adicionarle protección catódica. No requiere puesta a tierra a menos que tenga cimentación de concreto.
de 2500 a 5000	mayor a 5000	
mayor a 5000	de 2500 a 5000	
de 5000 a 10000	de 5000 a 10000	Aplicar recubrimientos anticorrosivos 80 cm hacia abajo y por encima de nivel del suelo. No requiere protección catódica y en caso de que tenga cimentación de concreto, debe conectarse a tierra
de 5000 a 10000	mayor a 10 000	
mayor a 10 000	de 5000 a 10000	
mayor a 10 000	mayor a 10 000	No requiere recubrimientos anticorrosivos ni protección catódica. Debe conectarse a tierra.

## 6 PROTECCIÓN CATÓDICA

Es un sistema que consiste en aplicar una corriente eléctrica directa hacia la estructura por proteger, con el fin de controlar la corrosión.

El sistema de protección catódica debe ser a base de ánodo de sacrificio (galvánicos), y los materiales usados para estos ánodos deben ser magnesio o cinc.

### 6.1 Generalidades

La protección catódica se debe aplicar cuando cualquiera de los valores de resistividad del suelo, sea menor de 5 000  $\Omega$ -cm. Se debe usar conjuntamente con recubrimientos (véase tabla 1).

Cuando la resistividad sea menor de 500  $\Omega$ -cm, se deben usar ánodos de cinc; para los demás valores de 501 a 5 000  $\Omega$ -cm se deben usar ánodos de magnesio.

Generalmente, no se debe usar protección catódica en conjunto con sistemas de tierra.

**6.2 Material y Equipo de Pruebas (véase figura 5)**

- a) Voltmetro de corriente directa de  $10\text{ M}\Omega/\text{V}$  como mínimo resistencia interna con rangos mínimos de escalas de 0 a 2V.
- b) Ampermetro de corriente directa , con escalas mínimas de 0 a 20 mA, 0 a 0,1; 0 a 0,2; 0 a 1 y 0 a 2 A.
- c) Electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado ( $\text{Cu}/\text{CuSO}_4$  ).
- d) Cables de cobre aislados para conexión, de 0,82 al 3,30 de sección transversal con conectores terminales apropiados según se requieran.
- e) Doce baterías de 6 V conectadas a serie, como fuente de suministro de corriente directa.
- f) Varillas de acero inoxidable, galvanizado o con revestimiento de cobre soldado de 13 mm de diámetro mínimo, 40 cm de longitud mínima con punta en un extremo, para ser usadas como ánodos provisionales.
- g) Reostato (resistencia variable) de 1 00 W,  $500\ \Omega$  para controlar el suministro de corriente.
- h) Interruptor de 2 A, 200 W mínimo.

**6.3 Medición del potencial Natural Estructura Suelo**

La forma de medir el potencial es mediante un voltmetro de alta resistencia interna, conectado el polo negativo al electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado y el polo positivo a la estructura. El electrodo se coloca sobre el suelo, previamente humedecido alejado aproximadamente 10 cm de la pata de la estructura. Las lecturas de potencial natural se hacen en el interior de la pata 1 de cada estructura por proteger, (véase figura 4) y los valores se asientan el formato A anexo a esta especificación.

**6.4 Prueba de Requerimiento de Corriente para Protección Catódica**

La conexión del equipo se hace como se muestra en la figura 5.

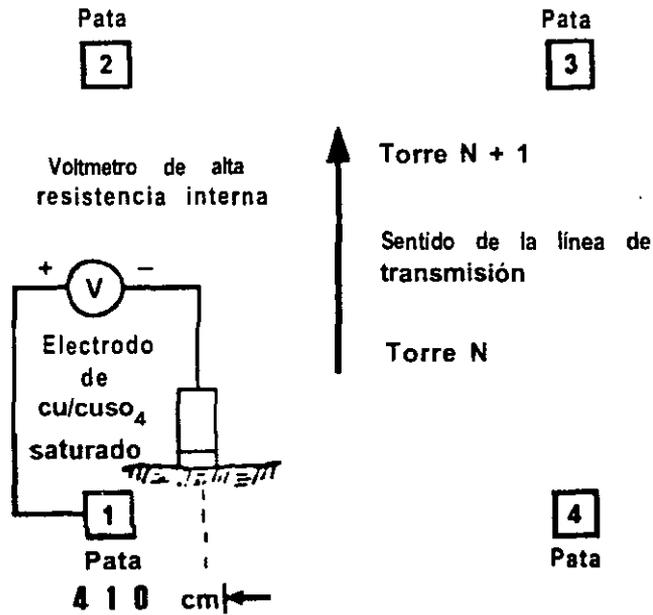


FIGURA 4 - Diagrama para medición de potencial

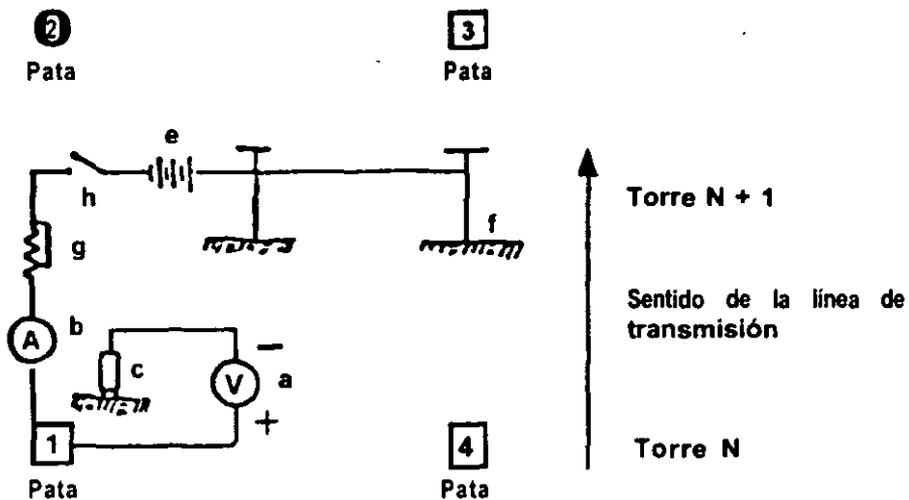


FIGURA 5 -Conexión del equipo para la prueba de requerimiento de corriente para la protección catódica

Para el desarrollo de la prueba de requerimiento de corriente, se debe seguir el método de polarización e interrupción (método de las corrientes mínimas), que básicamente consiste en suministrar corriente a la estructura durante un tiempo determinado, y se lee el potencial alcanzado en la estructura ( $V_{on}$ ), posteriormente se interrumpe la corriente y se lee inmediatamente el potencial de polarización de la misma ( $E$ ).

Los incrementos de corriente ( 1 ) se hacen de 50 mA y el tiempo de polarización entre cada lectura debe ser de 2 min como mínimo.

La prueba de requerimientos de corriente se basa en encontrar el comportamiento de la función entre el potencial de polarización obtenido ( $E$ ) y el logaritmo de la corriente aplicada de protección ( 1 ). Se considera el final de la prueba, cuando a dos incrementos sucesivos de corriente, la polarización alcanzada desconectando el circuito, es mínima o no medible. Generalmente, la prueba de requerimiento de corriente se da por terminada al llegara 500 mA. Los datos obtenidos en las pruebas de requerimiento de corriente, se deben registrar en el formato A.

## 7 DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

### 7.1 Criterio de Protección

El criterio utilizado para determinar la cantidad de corriente necesaria para el sistema de protección catódica, es el llamado de curvas de Tafel, que consiste en graficar los valores de  $E - \log I$ , obtenidos en las pruebas de requerimiento de corriente y registrados en el formato A de esta especificación.

Al trazo resultante, se le adjudican dos líneas rectas tangentes a la curva. El punto de intersección de las extrapolaciones de las rectas representa el valor de corriente que se debe suministrar para proteger catódicamente la estructura.

La figura 6 muestra un ejemplo de la curva de Tafel y la determinación de la cantidad de corriente necesaria para protección catódica

Por lo general, el criterio de Tafel cumple simultáneamente con otros criterios tradicionales de protección catódica:

- a) El de lograr un potencial en la estructura de -850 mV como mínimo (medido respecto al electrodo de cobre/sulfato de cobre saturado).
- b) El de provocar una polarización de por lo menos 100 mV en el sentido negativo en el potencial natural de la estructura.
- c) Cambiar por lo menos 300 mV en el sentido negativo el potencial, al aplicar corriente.

### 7.2 Cálculo del Sistema de Protección Catódica

El cálculo del sistema de protección catódica se basa en las mediciones de resistividad, potencial natural y pruebas de requerimiento de corriente.

La secuencia de cálculo es la siguiente:

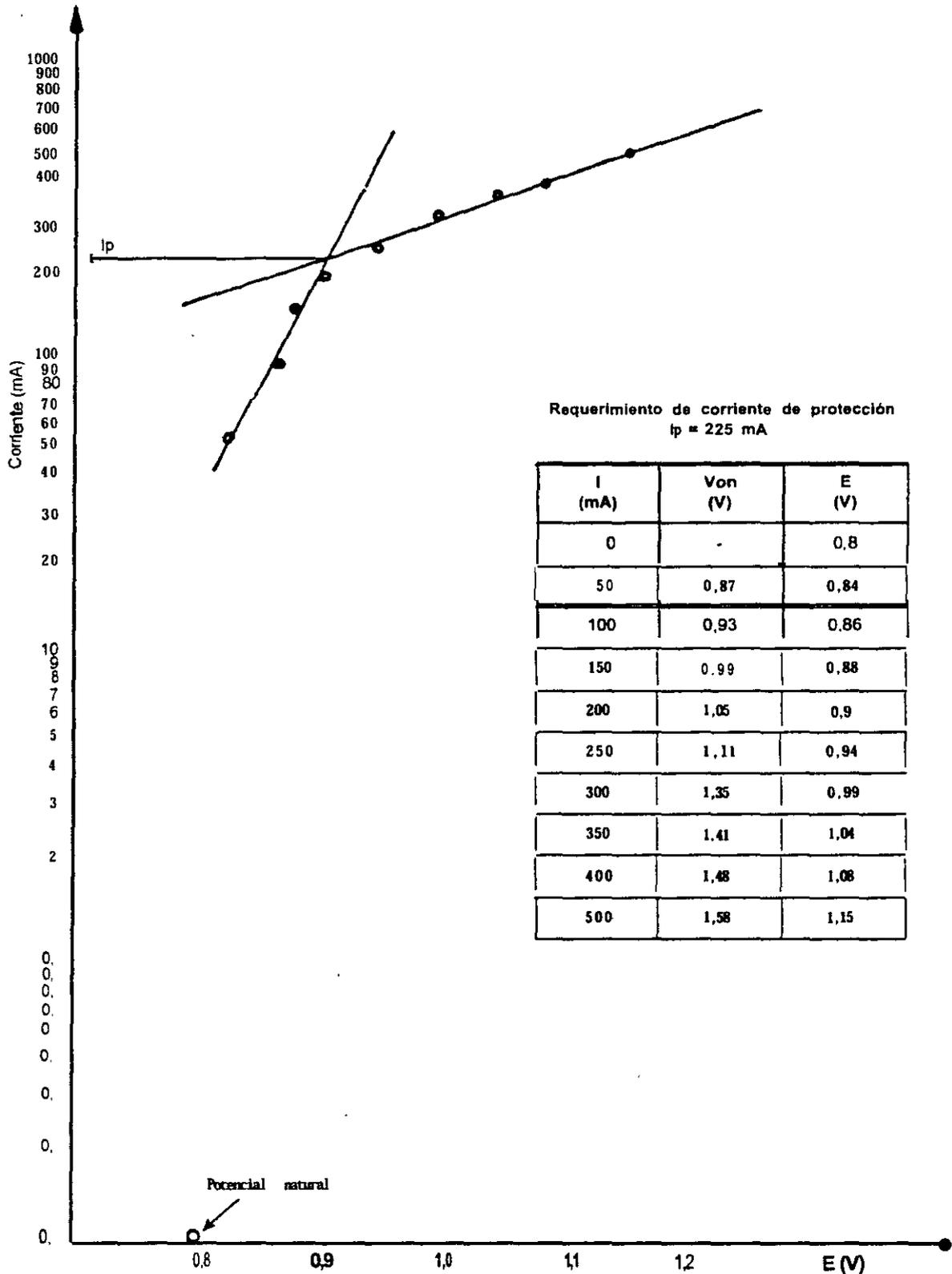


FIGURA 6 - Ejemplo del trazo de una curva de polarización catódica para la evaluación de corriente de protección ( $I_p$ )

- a) Selección del valor de la resistividad (  $p$  ).

Se debe tomar el valor de la resistividad menor obtenido a 1,6 m y 3,2 m siempre y cuando no sea mayor de  $5 \times 10^3 \Omega\text{-cm}$ .

- b) Corriente de diseño (  $I_d$  ).

La corriente de diseño debe ser 15% mayor que la corriente de protección (  $I_p$  ) en mA, como factor de seguridad.

$$I_d = 1,15 I_p \quad \dots (1)$$

- c) Corriente drenada por ánodo (  $I_a$  ).

Se calcula a partir de la ecuación empírica de : D.A. Tefankjian.

$$I_a = 120000 F Y/p \quad \dots (2) \text{ para magnesio}$$

$$I_a = 40000 F Y/p \quad \dots (3) \text{ para cinc}$$

donde:

F = factor asociado con la masa del ánodo.

Y = factor asociado con el potencial natural

p = resistividad del terreno en  $\Omega\text{-cm}$ .

En la tabla 2 se dan los valores de F.

**TABLA 2 - Factor de corrección ( F ) asociado con la masa del ánodo**

Masa del ánodo (kg)	Factor de corrección (F)
4,0	0,71
7,7	1,00
14,5	1,06
21,8	1,09

Determinación del valor de Y:

$$Y = 2,19 - (1,4 \times Po) \dots (4) \text{ para magnesio}$$

$$Y = 4,4 - (4 \times Po) \dots (5) \text{ para cinc}$$

donde:

Po = potencial natural en V

d) Número de ánodos (# )

Para el cálculo de número de ánodos se divide la corriente de diseño (Id) entre la corriente drenada por ánodo (Ia).

$$\# = Id / Ia \quad (6)$$

Con el valor # calculado, se compara en la tabla 3, en la columna EP correspondiente al material del ánodo y se elige el valor de EP igual o inmediato superior. A este valor elegido, le corresponde el número de ánodos dado en la primera columna, valor final de #.

e) Corriente total drenada (It )

En teoría, la corriente total drenada es igual a la corriente drenada por ánodo (Ia), por el valor final del número de ánodos (#), pero existe un fenómeno llamado efecto pantalla que impide que cada ánodo instalado drene la corriente unitaria calculada, por lo que la It es igual a:

$$It = Ia \times EP \quad \dots (7)$$

donde:

EP = efecto pantalla.

**TABLA 3 -Valores de efecto pantalla (EP) en función del número y material de los ánodos y para la distribución anódica en estructuras autoportadas de líneas de transmisión**

No de ánodos	(EP) para cinc	(EP) para magnesio	Distribución anódica en la figura
2	1,639	1,856	9
3	2,278	2,635	10
4	2,917	3,386	11
5	---	4,207	12
6	---	5,132	13
7	---	5,455	14
8	---	6,451	15
9	---	7,219	16

f) Tiempo de vida esperado ( TVE).

El tiempo de vida esperado de los ánodos se calcula a partir de la siguiente ecuación, basada en las leyes de Faraday.

$$TVE = 106,8 M / It \quad . (8) \text{ para magnesio}$$

$$TVE = 71,6 M / It \quad . (9) \text{ para cinc}$$

donde:

M = masa total de los ánodos en kg

It = corriente total drenada en mA.

Se debe escoger el sistema de protección catódica que tenga un tiempo de vida útil de 15 años como mínimo y cumpla con la corriente de diseño ( Id ).

Para facilidad de la secuencia de cálculo se puede usar el formato B de esta especificación, para ánodos de magnesio o el formato C de esta especificación para ánodos de cinc y los valores encontrados se deben asentar en el formato D de esta especificación.

8 CARACTERÍSTICAS

8.1 Ánodos de Magnesio

8.1.1 Masa

Los ánodos de magnesio usados para la protección catódica de líneas de transmisión, deben ser cuando menos de 4, 7,7; 14,5 o 21,8 kg.

8.1.2 Composición química

La aleación del magnesio debe cumplir con los valores de la tabla 4 y se debe determinar de acuerdo a la norma NMX-K-109.

TABLA 4 -Valores de la aleación de ánodos de magnesio

Elemento	Porcentaje
Aluminio	0,01 máximo
Manganeso	0,5 a 1,3
Cinc	0
Silice	0
Cobre	0,02 máximo
Niquel	0,001 máximo
Hierro	0,03 máximo
Otros	0,03 máximo
Magnesio	Balance

8.1.3 Dimensiones y formas

Las dimensiones nominales de los ánodos de magnesio cuya sección transversal se muestra en la figura 7, deben estar de acuerdo a la tabla 5.

En la tabla 5, A y B son las dimensiones mostradas en la figura 7 y C es la longitud del ánodo.

Se pueden usar ánodo de forma cilíndrica, siempre y cuando la longitud y la masa sean iguales a los valores de la tabla 5.

TABLA 5 - Dimensiones nominales de ánodos de magnesio

Masa (kg)	Dimensiones (cm)		
	A	B	C
4	1,9	8,9	34,3
7,7	8,9	8,9	64,8
14,5	14,0	14,0	54,0
21,8	14,0	14,0	82,6

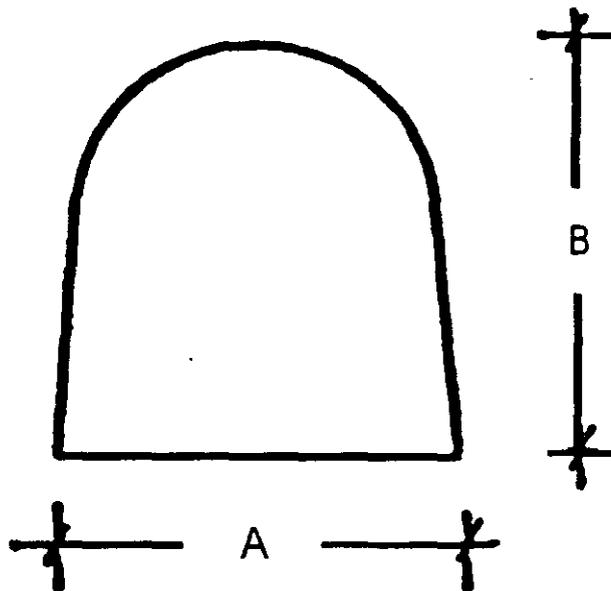


FIGURA 7 -Sección transversal del ánodo de magnesio

**8.1.4 Propiedades electroquímicas**

Se determina de acuerdo con la norma ASTM-G-97

- a) Potencial respecto al electrodo de cobre/sulfato de cobre -1,74 V
- b) Eficiencia mínima en % 50
- c) Drenaje de corriente teórico, mínimo 2200 A h/kg
- d) Drenaje de corriente práctico, mínimo 1100 A h/kg
- e) Consumo práctico de ánodo, mínimo 8,0 kg/A/año

**8.1.5 Presentación**

Los ánodos deben presentarse dentro de un relleno compuesto de: 75 % de sulfato de calcio/yeso), 20 % de bentonita y 5 % de sulfato de sodio anhidro (blanco de España).

La cantidad de relleno de ánodo, debe ser cuando menos de 7; 12; 18 y 24 kg, para los ánodos de 4; 7,7; 14,5 y 21,8 kg respectivamente y debe tener la siguiente granulometría: 100 % pasa a través de malla 6,5 M (NMX B-231) y 50 % máximo se retenga en malla 40 M (NMX B-231). El relleno debe quedar firmemente compactado alrededor del ánodo y debe contenerse dentro de una bolsa de tela de algodón.

En uno de los extremos del ánodo, debe salir una terminal de alambre unipolar de cobre, tipo TW de 3,30 mm<sup>2</sup> de sección transversal, de 3 m de longitud y la unión entre el ánodo y el cable debe soldarse con plata y sellarse con alquitrán de hulla epóxico CFE-P7, de acuerdo a la especificación CE D8500-02.

**8.2 Ánodos de Cinc**

**8.2.1 Masa, composición química y dimensiones**

Los ánodos de cinc deben ser de 22,7 kg mínimo. La aleación de cinc debe cumplir con los valores de la tabla 6 y se debe determinar de acuerdo con la norma MIL A-I 8001 H. Sus dimensiones nominales son de 5 x 5 x 122 cm.

**TABLA 6 -Valores de la aleación de ánodos de cinc**

Elemento	Porcentaje
Plomo	0,006 máximo
Hierro	0,005 máximo
Cadmio	0,025 a 0,15
Cobre	0,005 máximo
Aluminio	0,10 a 0,50
Silice	0,125 máximo
Cinc	Balance

### 8.2.2 Propiedades electroquímicas

Las propiedades electroquímicas se determinan de acuerdo a la norma NMX-K-109.

- a) Potencial respecto al electrodo de cobre/sulfato de cobre -1 ,1V.
- b) Eficiencia, mínima en % 90
- c) Drenaje de corriente teórico, mínimo 824 A h/kg
- d) Drenaje de corriente práctico, mínimo 780 A h/kg
- e) Consumo práctico de ánodos, mínimo 1 0,7 a . 112 kg/A/año

### 8.2.3 Presentación

Los ánodos deben presentarse dentro de un relleno compuesto de 75 % de sulfato de calcio (yeso), 20 % de bentonita y 5 % de sulfato de sodio anhidro, aunque también se acepta un relleno de 50 % de bentonita y 50 % de sulfato de calcio (yeso).

La cantidad de relleno por ánodo, debe ser de cuando menos de 30 kg y debe tener la siguiente granulometría 100 % pasa a través de malla 6,5 M (NMX B-231 ) y 50 % máximo se retenga en malla 40 M (NMX B-231 ). El relleno debe quedar firmemente compactado alrededor del ánodo y debe contenerse en una bolsa de tela de algodón.

En uno de los extremos del ánodo debe salir una terminal de alambre unipolar de cobre tipo TW, de 3,30 mm<sup>2</sup> de sección transversal, de 3 m de longitud y la unión entre el ánodo y el cable debe ser con soldadura de plata y sellarse con alquitrán de hulla epóxico CFE-P7, de acuerdo a la especificación CFE D8500-02.

### 8.3 Soldadura y Moldes

La soldadura debe ser de bronce aplicada por el proceso de aluminotermia.

Los moldes deben ser de grafito para soldar conductores de 3,30 mm<sup>2</sup> de sección transversal, con una superficie plana vertical. Se recomienda usar el cartucho de soldadura, con una superficie plana vertical. Se recomienda usar el cartucho de soldadura indicado en el molde o cualquiera de los cartuchos de 15 a 45 g.

### 8.4 Alambre Conductor

Se debe usar alambre unipolar de cobre tipo TW, de 3,30 mm<sup>2</sup> de sección transversal.

### 8.5 Conectores

Se deben usar conectores de resorte de acero galvanizado para alambre de 3,30 mm<sup>2</sup> de sección transversal

### 8.6 Resistencias

Cuando sea necesario usar resistencias, debe ser de nicromel (niquel-cromo) de 0,314 a 0,512 mm<sup>2</sup> de sección transversal o cromel de 0,324 mm<sup>2</sup> de sección transversal.

**8.7 Aislamientos Eléctricos**

**8.7.1 Cinta de aislar**

Se debe usar cinta de aislar adhesiva de polietileno de 13 mm de ancho.

**8.7.2 Masilla de aislamiento eléctrico**

Masilla moldeable para aislamiento eléctrico

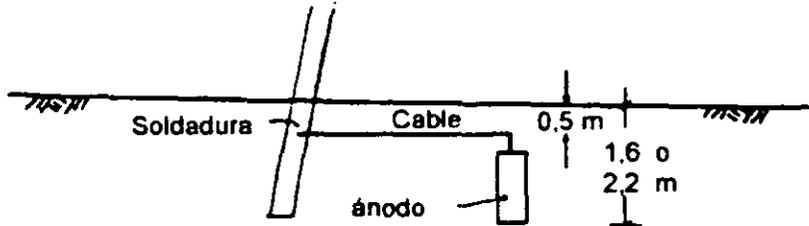
**8.7.3 Tubos aislantes (espagueti)**

Pueden ser de teflón, polietileno o polipropileno para alambre de resistencia de 0.324 a 0.512 mm<sup>2</sup> de sección transversal.

**8.8 Protección de la Soldadura.**

- a) Primario de secado rápido envasado con atomizador.
- b) Parche protector para soldadura autoadherible.

**9 INSTALACIÓN DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA (véase la figura 8)**



**FIGURA 8 - Esquema de la instalación de los ánodos**

**9.1 Excavación de Cepas para Ánodos**

La localización de los puntos de excavación de cepas se debe realizar de acuerdo a los diagramas de instalación de ánodos que se muestran en las figuras de la 9 a la 16

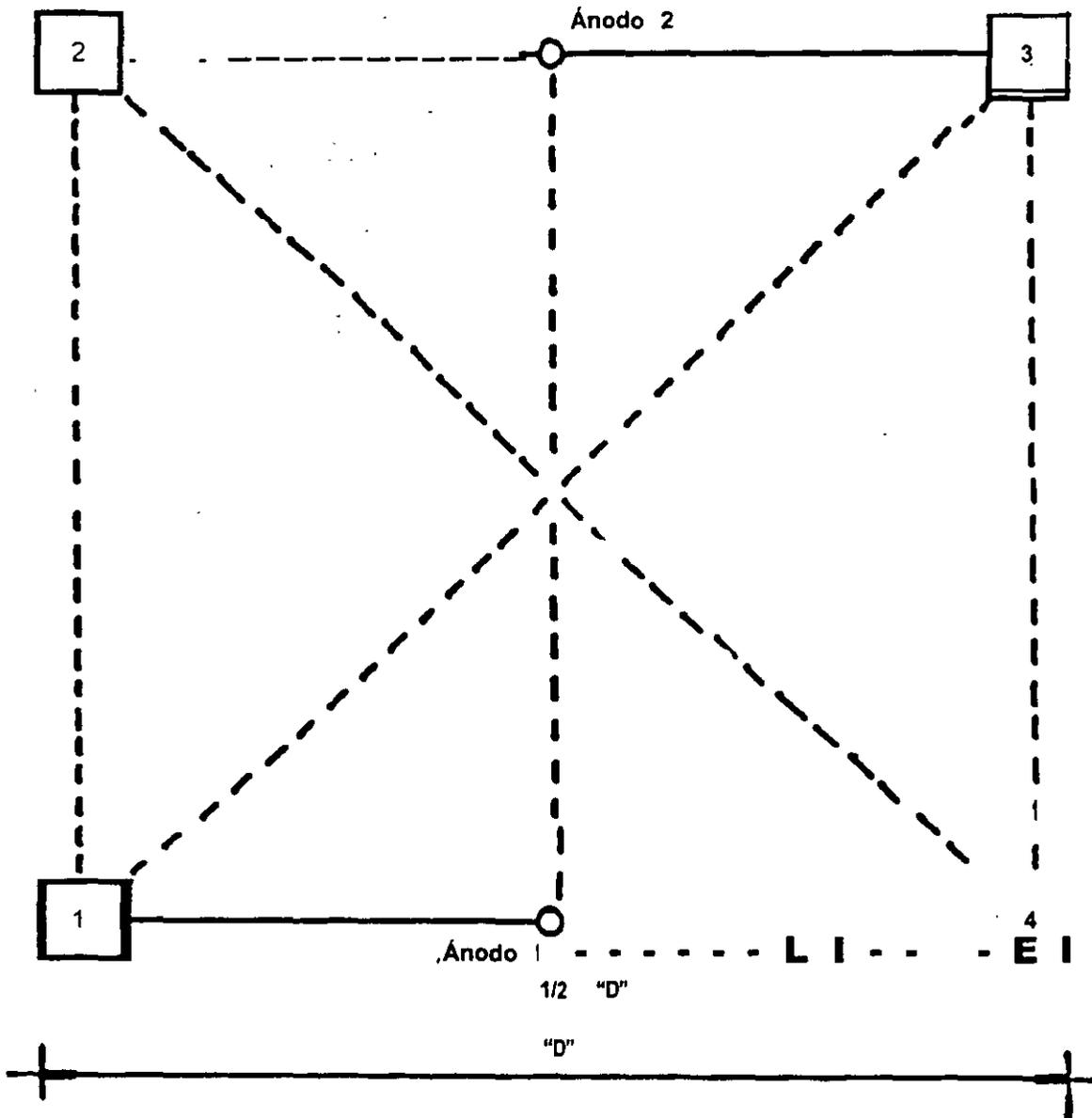


FIGURA 9 - Instalación tipo II

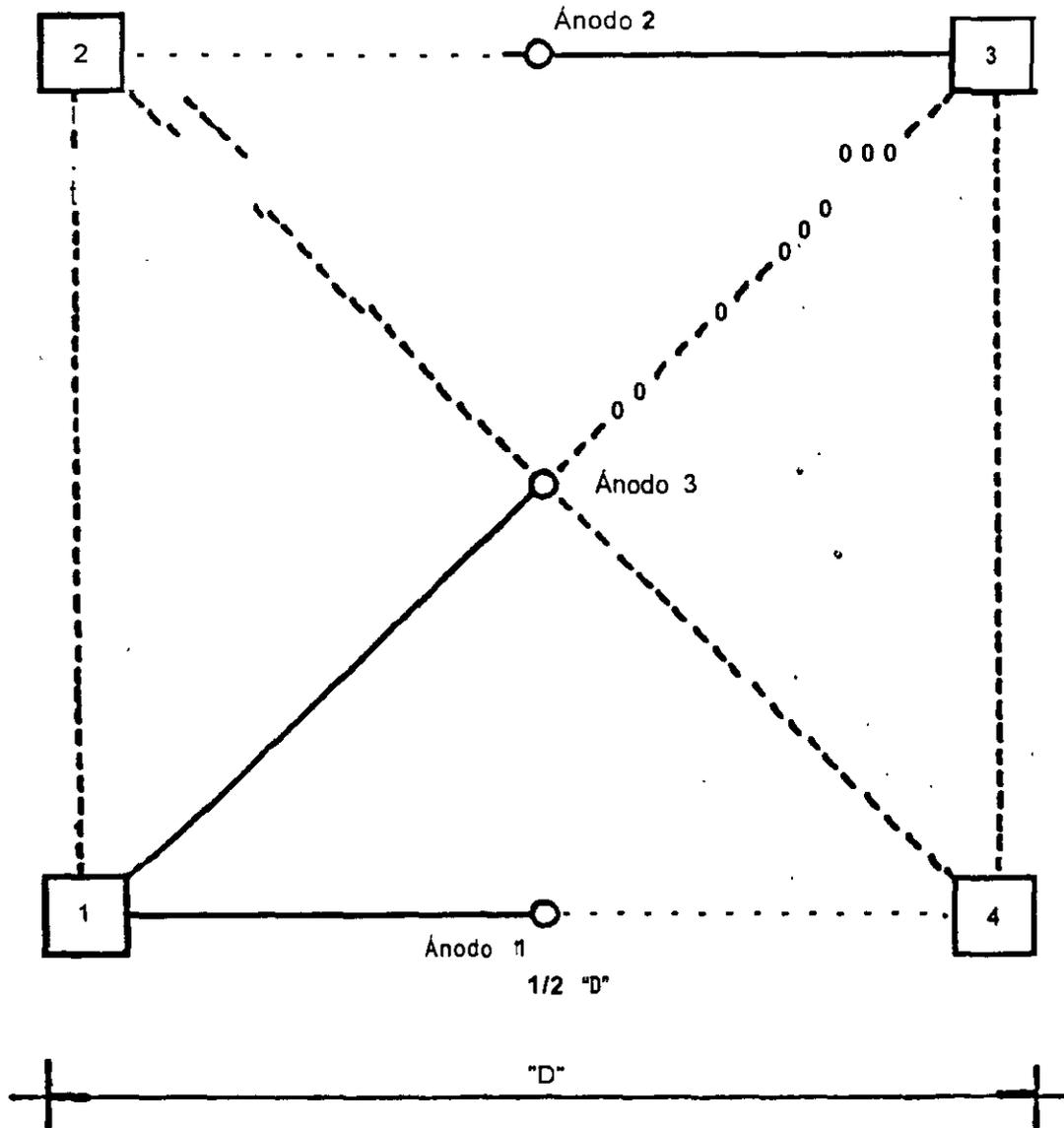


FIGURA 10 - Instalación tipo II

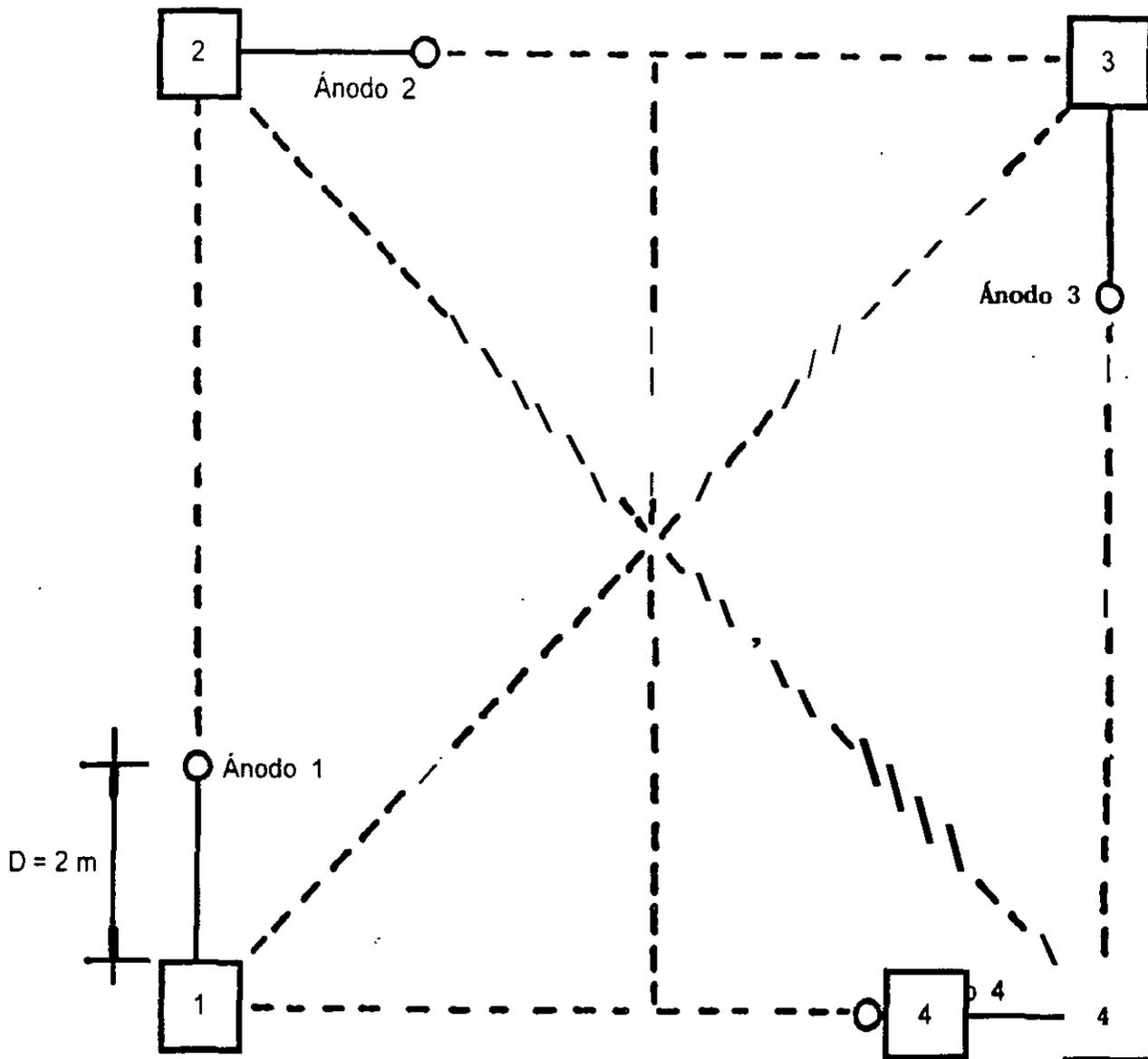


FIGURA 11- Instalación tipo IV

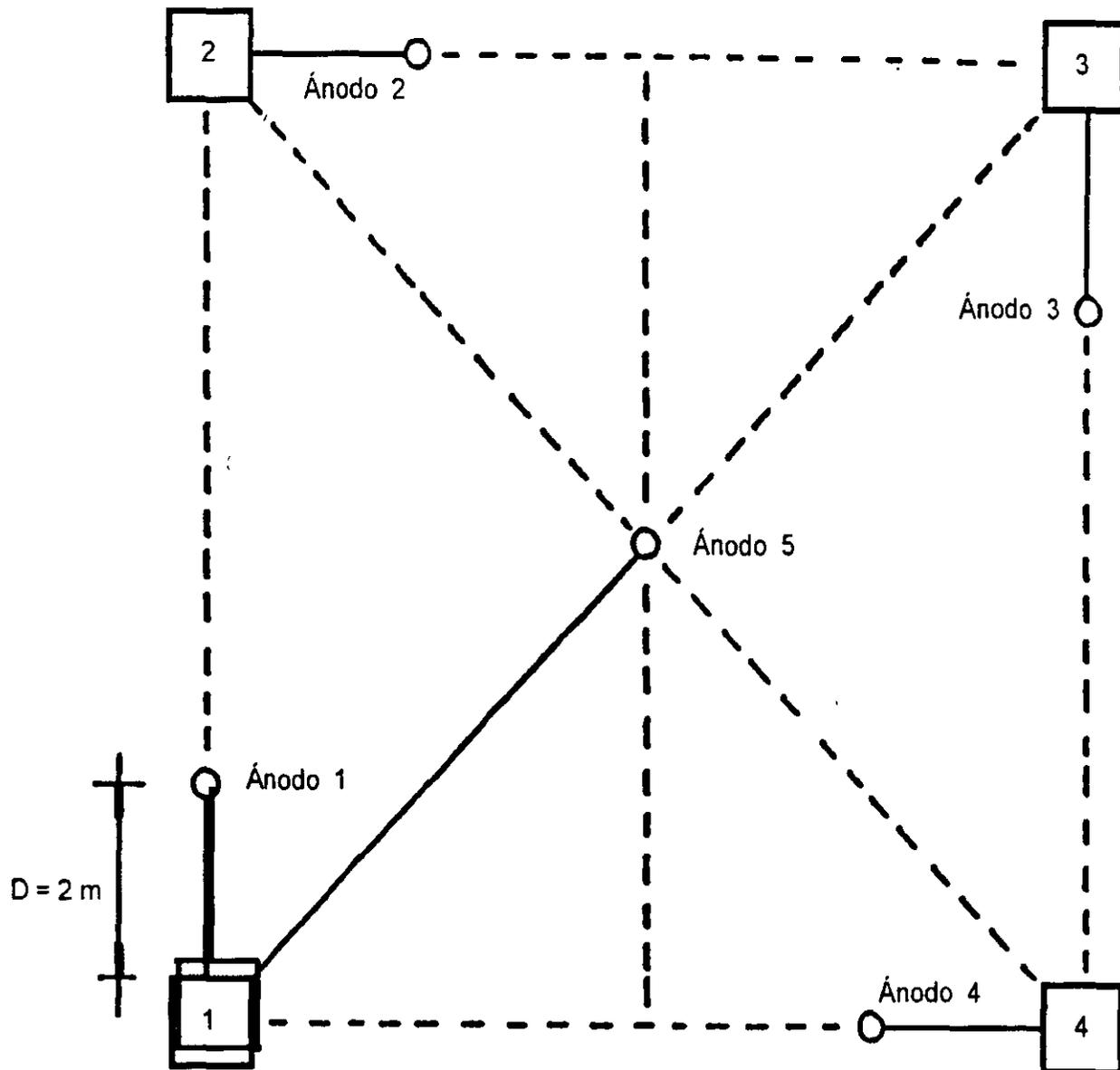


FIGURA 12 · Instalación tipo V

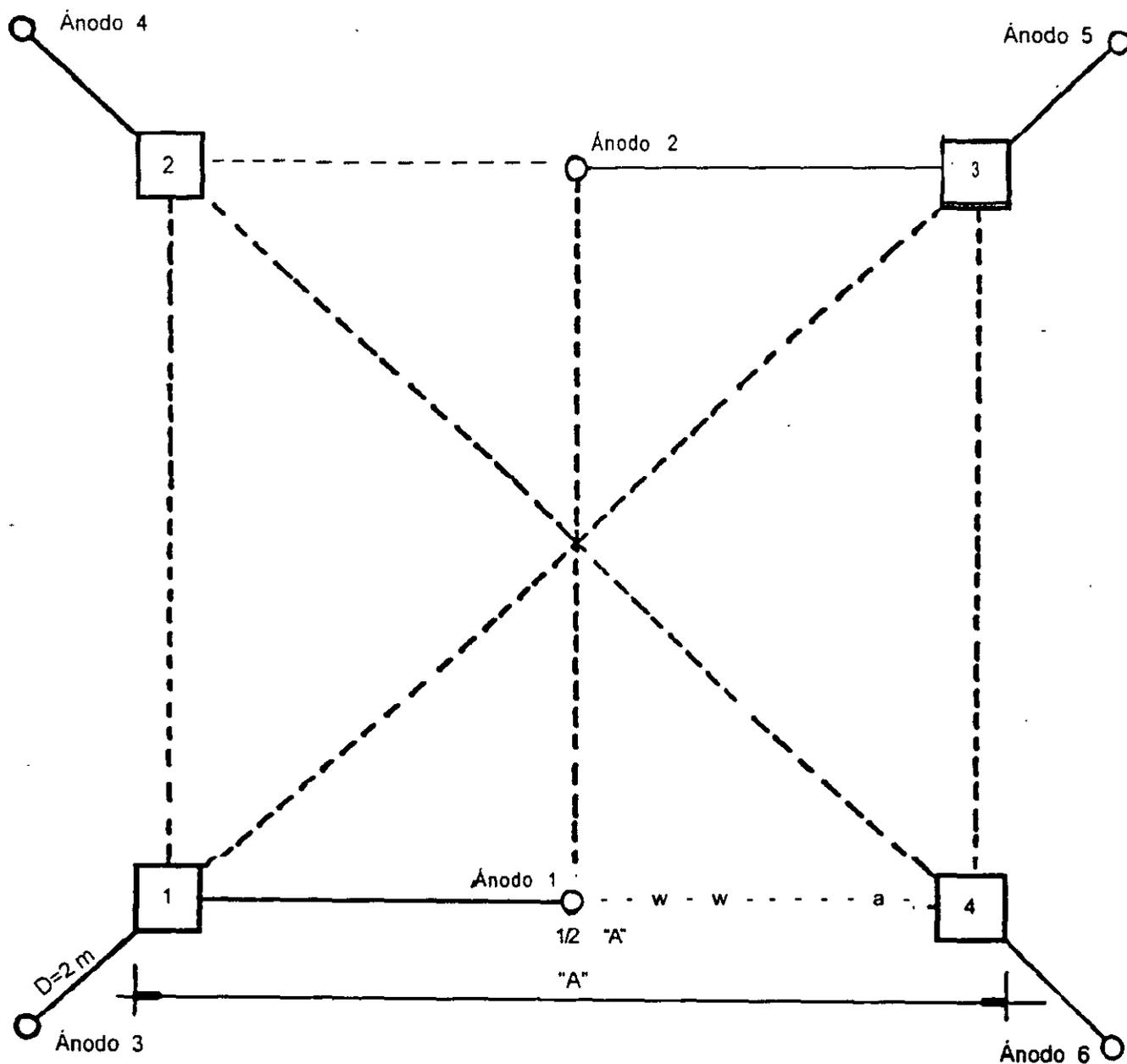


FIGURA 13 - Instalación tipo VI

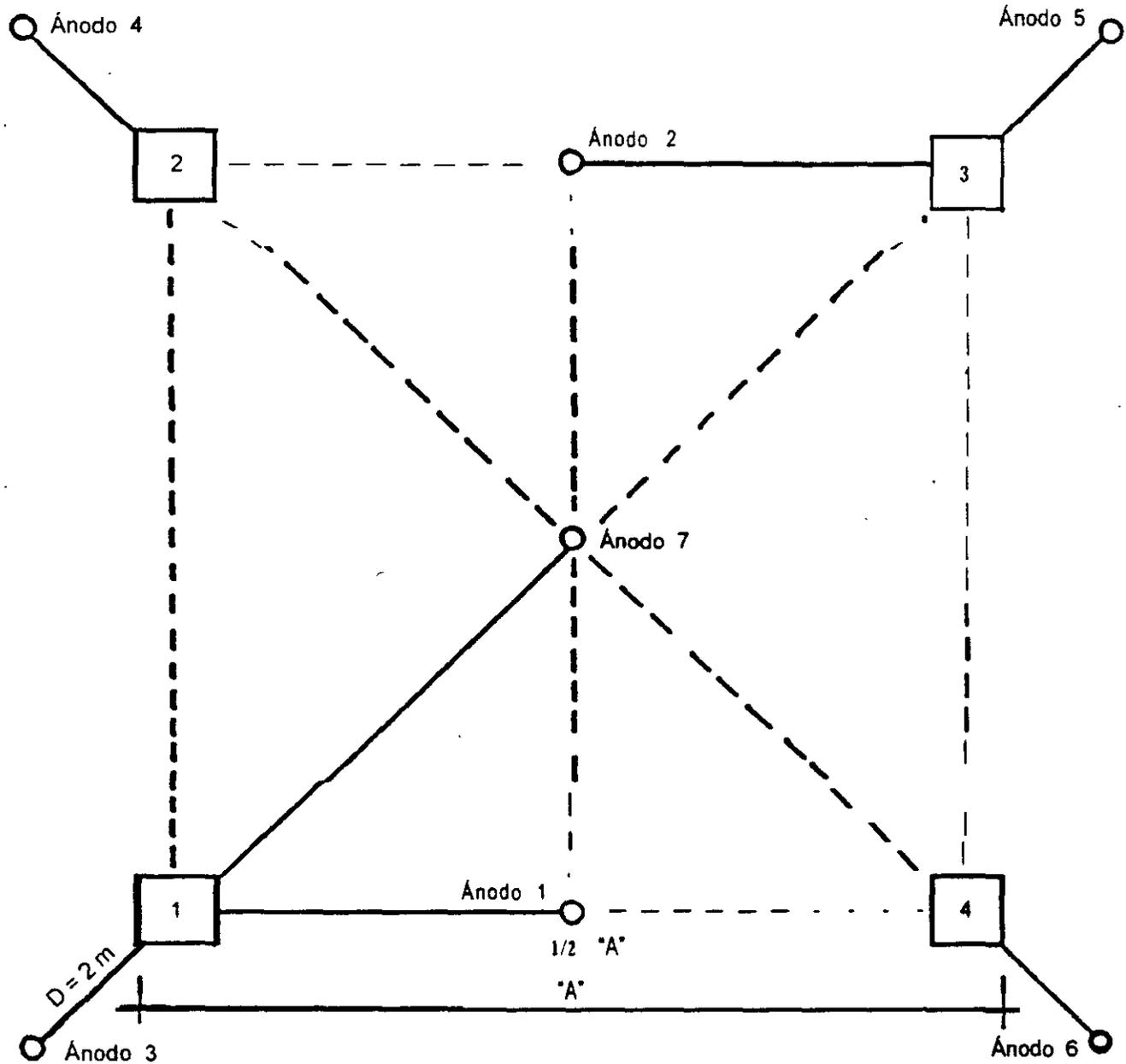


FIGURA 14 - Instalación tipo VII

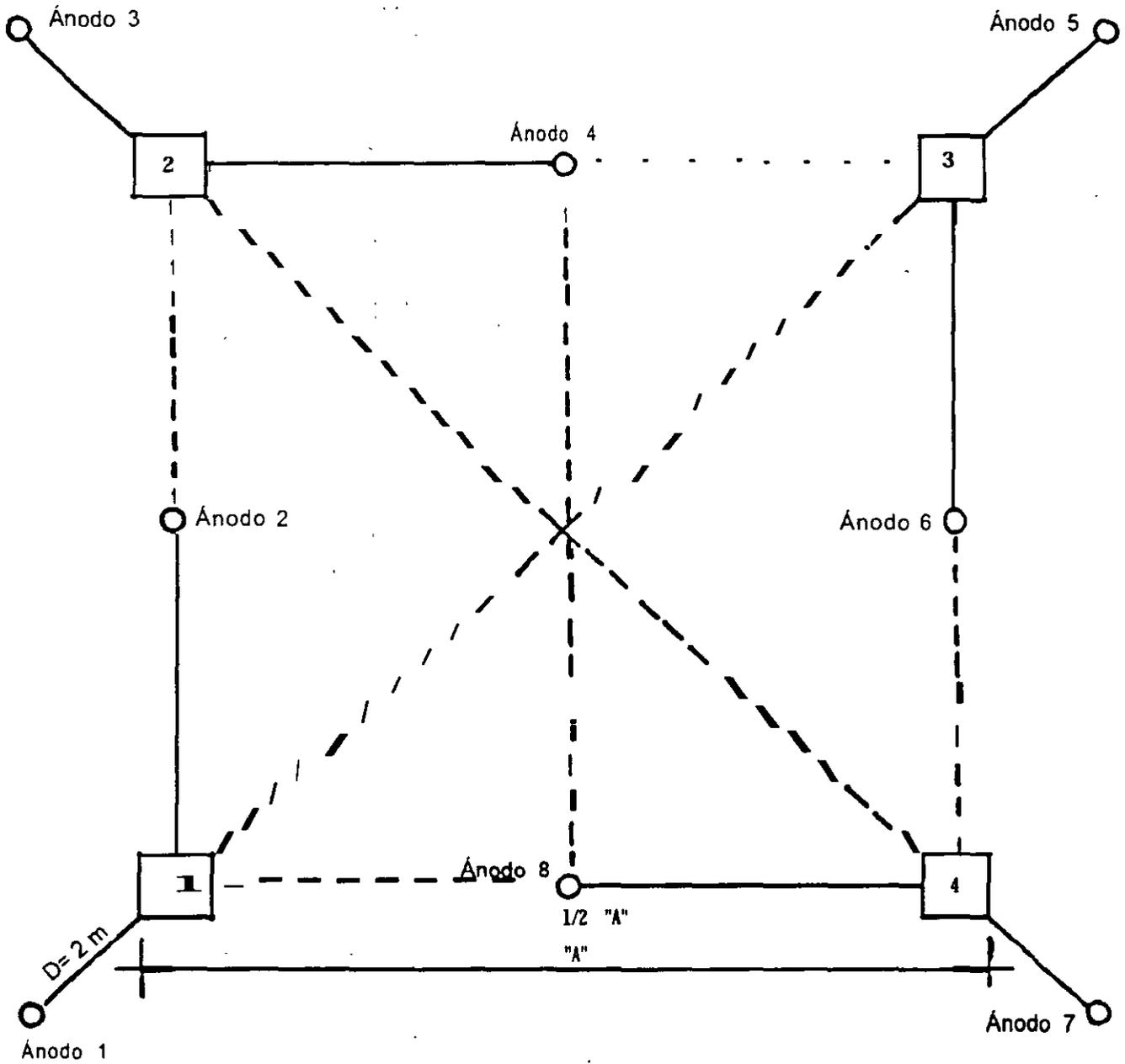


FIGURA 15 - Instalación tipo VIII

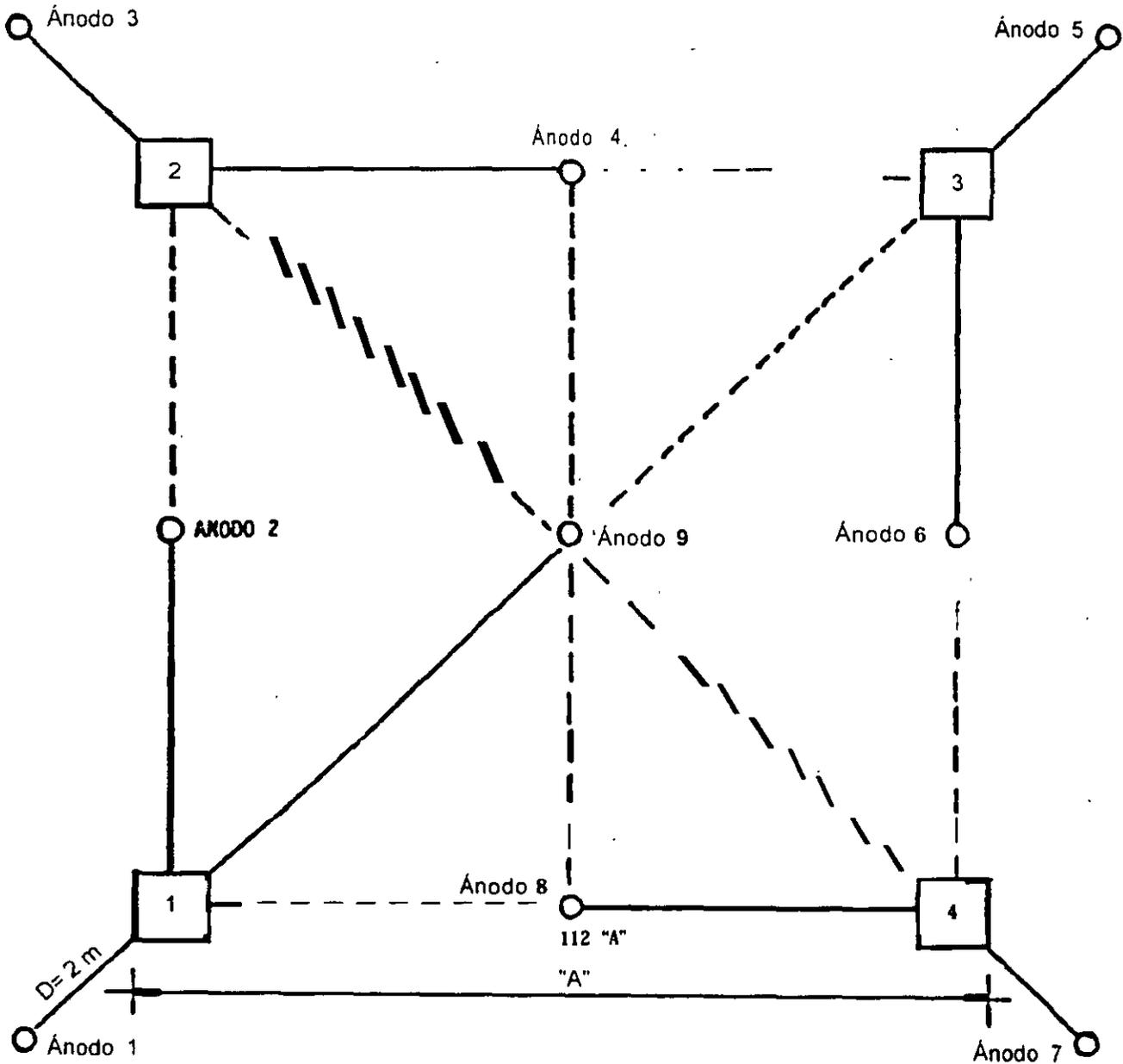


FIGURA 16 - Instalación tipo IX

Las cepas para la colocación de ánodos deben ser:

- a) A 1,6 m de profundidad cuando la resistividad del terreno tomada para el diseño es de 1,6 m.
- b) A 2,2 m de profundidad cuando la resistividad del terreno tomada para el diseño es de 3,2 m.

El ancho de las cepas debe ser el suficiente para alojar el ánodo empacado y poder trabajar en ellas.

#### 9.2 Ranuras para el Alambrado

La ranuración para instalación subterránea del alambre conductor del ánodo a la estructura, se realiza a una profundidad mínima de 60 cm.

#### 9.3 Cepas en las Patas de la Estructura

Las cepas deben ser de 50 cm de profundidad como mínimo y de diámetro suficiente para que el personal que realice el trabajo pueda maniobrar, en la parte exterior de la(s) pata(s) en donde se debe soldar el alambre conductor.

#### 9.4 Colocación de Ánodos

Los ánodos con relleno compactado de baja resistencia de contacto (véase incisos 8.15 y 8.2.3), se colocan en posición vertical en su cepa respectiva a la profundidad especificada (1,6 m o 2,2 m) y se humedecen con 20 litros de agua como mínimo aproximadamente, procediendo a rellenar las cepas para favorecer la estabilización de condiciones entre el ánodo y su nuevo medio circundante.

No debe usarse el conductor terminal de los ánodos para su manejo, ya que esto puede provocar su desprendimiento.

#### 9.5 Soldaduras

##### 9.5.1 Preparación de la superficie

A una profundidad de 50 cm del nivel natural de suelo, en la pata de la estructura donde se aplica la soldadura, se debe eliminar la tierra, lodo y óxido adheridos, remover el recubrimiento anticorrosivo y el galvanizado con lima, cincel y martillo y efectuar una limpieza manual con cepillo de cerdas de acero.

##### 9.5.2 Aplicación de la soldadura

- a) Verificar que la superficie donde se aplica la soldadura esté limpia, rugosa, seca y libre de cinc.
- b) Quitar el forro del o de los alambres de cobre de 3,30 mm<sup>2</sup> de sección transversal de la parte que se va a soldar en cada pata de la estructura.
- c) Cuando son varios los alambres que se deben conectar a una misma pata, entorcharlos entre sí y colocarlos en la ranura para el alambre que se localiza en la parte inferior del molde de grafito.
- d) Cerrar el molde y por la parte superior, colocar la charola para topar el conducto donde correrá la soldadura dentro del molde.

- e) Colocar la soldadura dentro del molde de grafito y la pólvora, que se queda adherida al cartucho de plástico, desprenderla y colocarla sobre la soldadura y una pequeña cantidad ponerla en la parte superior del molde.
- f) Tapar el molde, verificando que tenga pólvora en el orificio que tiene la tapa del molde.
- g) Colocar el molde sobre la pata de la estructura donde se debe efectuar la soldadura, presionándolo fuertemente hacia la pata.
- h) Sin soltar el molde, prender la soldadura por el orificio de la tapa utilizando un chispero o cerillos.
- i) Esperar aproximadamente medio minuto y posteriormente abrir el molde y retirarlo de la pata de la estructura.
- j) Verificar que la soldadura ha quedado firmemente adherida dando unos pequeños golpes con un martillo, la cual no se debe desprender. Con el mismo martillo y posteriormente con el cepillo de alambre quitar la escoria.
- k) Aplicar el primario en aerosol sobre la soldadura y esperar a que seque, posteriormente, retirar la película protectora del pegamento del parche y aplicarlo sobre la soldadura, procurando que la burbuja del mismo quede sobre la soldadura y finalmente rellenar la cepa que se realizó para la aplicación de la soldadura.

#### 9.6 Conexión provisional

Unir en forma provisional el alambre terminal de cada ánodo con el alambre terminal correspondiente que conecta con la estructura.

### 10 VERIFICACIÓN Y AJUSTE DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Una vez instalado el sistema de protección catódica, se realiza lo siguiente:

- a) Verificar el drenaje de corriente unitario de los ánodos.
- b) Calcular el tiempo de vida esperado real.
- c) Medir el potencial de protección, y
- d) Ajustar el drenaje de corriente unitario de los ánodos en caso necesario.

Todos los valores encontrados se deben registrar en el formato E de esta especificación.

#### 10.1 Material y Equipo

- a) Voltmetro de corriente directa de 10 M $\Omega$  / V como mínimo de resistencia interna, con rangos mínimos de escala de 0 a 2 V.

**10.6 Empalme de Alambre Conductor**

Si el tiempo de vida esperado de los ánodos fuera mayor de 15 años, se realizan los empalmes definitivos de alambre conductor que viene del ánodo y de la soldadura, por medio de conectores de resorte de acero galvanizado para alambre 3,30 mm<sup>2</sup> de sección transversal. Las uniones se cubren con una capa de masilla eléctrica moldeable y después cinta aislante adhesivas ahulada.

**10.7 Potencial de Protección**

Después de realizar los empalmes definitivos entre la estructura y el ánodo, se mide el potencial de protección en cada pata, utilizando un voltmetro de alta resistencia interna conectando el polo positivo a la estructura y el polo negativo al electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado, el cual se debe colocar sobre el suelo previamente humedecido y alejado aproximadamente 10 cm por la parte interior de la pata de la estructura. Los resultados obtenidos se deben registrar en el formato E de esta especificación.

**10.8 Clasificación de los Sistemas de Protección Catódica**

La clasificación de los sistemas galvánicos está relacionada directamente con el ajuste del sistema en campo y en función del drenaje de corriente total y de la resistividad del suelo.

La variación de la resistividad afecta sensiblemente las variables de funcionamiento involucradas en todo sistema de protección catódica.

**10.8.1 Sistema de protección catódica a drenaje máximo (DM)**

Es aquel en que el momento de cerrar el circuito, y después de haber permitido la estabilización del ánodo con el medio circundante, el valor de corriente real medida en campo, no es suficiente para cubrir la corriente de diseño. Presenta como características fundamentales el obtener valores de potencial inferiores a los de prueba y ampliar el tiempo de vida útil.

**10.8.2 Sistema de protección catódica a drenaje abierto (DA)**

Es aquel en el que el valor de corriente total es igual o superior a la corriente de diseño, e inferior a la corriente crítica de vida ( $I_v$ ), véase ecuaciones (15) para ánodos de magnesio y (16) para ánodos de cinc.

Se caracterizan por ajustarse al tiempo de vida útil y por provocar cambios de potencial iguales o superiores a los potenciales de prueba.

**10.8.3 Sistema de protección catódica a drenaje limitado (DL)**

Es aquel en el que el valor de corriente total es superior a la corriente de diseño y a la corriente crítica de vida. Si se les permite operar a drenaje libre, su tiempo de vida se reduce a menos de 15 años. Esta condición exige que el momento de cerrar el sistema, se intercalen en el circuito resistencias de valor conocido como se indica en el inciso 10.5 comportándose entonces como un sistema que se ajusta con fidelidad a la línea de tiempo de vida y a los potenciales de protección alcanzados en prueba.

## 11 CONTROL DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA

### 11.1 Objetivo

Establecer el procedimiento para la segura operación y registro de datos de los sistemas de protección catódica trabajando formatos A, B o C, D y E de esta especificación.

### 11.2 Prerrequisitos

Es necesario que se haya instalado el sistema de protección catódica y se tenga el informe del estudio y trabajo realizado.

### 11.3 Material y Equipo

- a) Voltmetro y ampérmetro de corriente directa. Voltmetro de alta resistencia interna (menor a  $10 \text{ M}\Omega / \text{V}$ ) alta sensibilidad, con rangos de escala de 0 a 2 V como mínimo. Ampérmetro con rangos de escala de 0 a 2; 0 a 10 y 0 a 20 mA y 0 a 0, 1; 0 a 0,2; 0 a 1; 0 a 2 y 0 a 10 A.
- b) Electrodo de referencia de  $\text{Cu}/\text{CuSO}_4$  saturado.
- c) Cables de cobre aislados, de 0,823 a 3,30  $\text{mm}^2$  de sección transversal, con conectores terminales apropiados según se requieran.

### 11.4 Procedimiento de Operación

#### 11.4.1 Generalidades

Los sistemas de protección catódica están diseñados para operar continuamente durante 15 años como mínimo.

La corriente debe ser la suficiente para proporcionar el potencial de protección respecto al electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre ( $\text{Cu}/\text{CuSO}_4$ ) saturado, indicado en el informe de diseño e instalación del sistema de protección catódica.

#### 11.4.2 Criterios de protección

El potencial de protección de cualquiera de las patas enterradas debe ser similar al potencial indicado en el informe de diseño e instalación, respecto al electrodo de referencia de  $\text{Cu}/\text{CuSO}_4$  saturado, o bien, que ese potencial sea de -0.80 V o más negativo

En caso de que algún valor de potencial no cumpla con los criterios de protección ver los capítulos 12 y 13 de esta especificación

#### 11.4.3 Procedimiento

Para verificar la operación adecuada del sistemas de protección catódica de las estructuras, se debe medir cuando menos cada año el potencial. La forma de medirlo es intercalando el voltmetro de alta resistencia interna conectando el polo positivo a la estructura, preferentemente la pata 1 y el polo negativo al electrodo de referencia de  $\text{Cu}/\text{CuSO}_4$  saturado (véase figura 4).

El tapón poroso del electrodo de referencia de  $\text{Cu}/\text{CuSO}_4$  saturado se coloca sobre el suelo a una distancia aproximada de 10 cm por la parte interior de la pata 1. Se puede humedecer el suelo donde se va a colocar el electrodo, con el fin de bajar la resistencia de contacto.

Los valores de potencial obtenidos se registran como negativos en el formato F de esta especificación

## 12 MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA

### 12.1 Objetivo

Conservar en condiciones de operación los sistemas de protección catódica, para que cumplan con los criterios de protección definidos en el inciso 11.4.2

### 12.2 Prerrequisitos

Contar con los registros de datos tomados durante la operación de los sistemas de protección catódica, contenidos en el formato F de esta especificación.

### 12.3 Generalidades

Los sistemas de protección catódica están diseñados para operación continua y la falla de ellos, no es motivo para sacar de operación la línea de transmisión. Tampoco se requiere desenergizar la línea de transmisión para darles mantenimiento correctivo.

### 12.4 Procedimiento

Se debe seguir el siguiente procedimiento, cuyo diagrama de flujo se muestra en la figura 17, cada vez que se detecte que el potencial de protección de alguna estructura, no cumple con los criterios de protección definidos en el inciso 11.4.2.

- a) Medir nuevamente el potencial de protección en cada una de las patas de la estructura, siguiendo el procedimiento del inciso 11.4.3
- b) Si el potencial medido en cada una de las patas de la estructura no cumple con los criterios de protección definidos en el inciso 11.4.2, seguir el inciso c. En caso contrario, no es necesario el mantenimiento.
- c) Medir la resistividad en el centro de la estructura utilizando el método Wenner o de los cuatro electrodos, (véase capítulo 4).
- d) Si alguno de los valores es menor a  $5 \times 10^3 \Omega\text{-cm}$  siga el inciso e). en caso contrario, no es necesario el mantenimiento.
- e) Localizar en el terreno la posición de los ánodos por medio de los diagramas de instalación (véase figuras de la 9 a la 16) y hacer una ceba arriba de cada uno de ellos, que tenga una capacidad aproximada de 20 litros. En cada ceba se deben agregar 20 litros de salmuera preparándola agregando 2 kg de sal a 20 litros de agua.
- f) Después de 72 de haber aplicado el salmuera, medir nuevamente el potencial de protección en cada una de las patas de la estructura, siguiendo el procedimiento del inciso 11.4.3.

- g) Si el potencial de todas las patas es menos negativo que -0,80 V respecto al electrodo de referencia de Cu/CuSO<sub>4</sub> saturado, continuar con el inciso h). En caso contrario, no es necesario el mantenimiento en esa estructura.
- h) Descubrir cada cable de conexión entre ánodo y estructura e intercalar en cada cable un amperímetro, tomando la lectura de drenaje de corriente por ánodo. Si algún ánodo no drena corriente, revisar la continuidad eléctrica entre los puntos de conexión.

En caso de encontrar discontinuidad eléctrica en el cable con conexión repararlo o cambiarlo. Si existe continuidad eléctrica y no hay drenaje de corriente, revisar el ánodo y reparar la conexión cable-ánodo. Cambiar el ánodo si éste se ha consumido.

Si no se detectó ninguna anomalía, regresará al inciso e) y continuar con el procedimiento. En caso contrario, seguir con el inciso i).

- i) Tomar valores de drenaje de corriente por ánodo, anotando la lectura en mA.
- j) Calcular el tiempo de vida remanente, utilizando la ecuación (17) para ánodo de magnesio y la ecuación (18) para ánodos de cinc.

$$TVR_M = \frac{106,8 M_i - M_f}{I_t} \dots \dots \dots (17)$$

$$TVR_Z = \frac{71,6 M_i - M_f}{I_t} \dots \dots \dots (18)$$

donde:

TVR<sub>M</sub> = tiempo de vida remanente en años (del magnesio)

TVR<sub>Z</sub> = tiempo de vida remanente en años (del cinc)

M = masa inicial de ánodos en kg

M<sub>f</sub> = masa final de ánodos en kg

I<sub>t</sub> = corriente total drenada por los ánodos en mA.

Si el tiempo de vida remanente es menor de 2 años, se debe diseñare instalar un nuevo sistema de protección catódica.

- k) Registrar los datos obtenido en el formato G de esta especificación.
- l) Medir el potencial en cada una de las patas de la estructura y proceder a tapar las cepas.

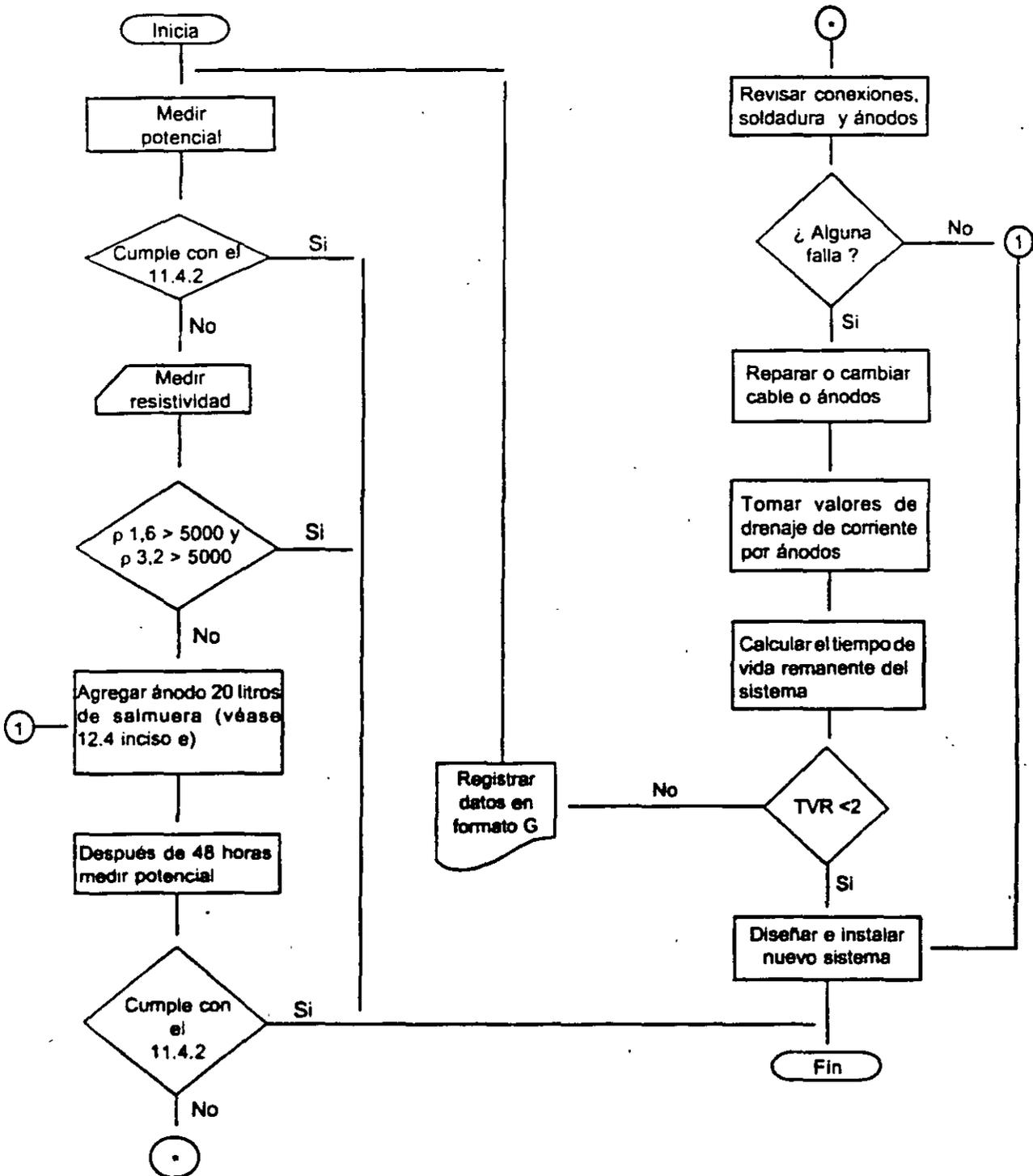


FIGURA 17 - Diagrama de flujo para mantenimiento de sistemas de protección catódica para estructuras de líneas de transmisión

13 CAUSAS Y CORRECCIONES DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA

La causas y correcciones de fallas en los sistemas de protección catódica se dan en las tabla 7 y 8.

TABLA 7 - Fallas en ánodos

Falla	Causa	Corrección
Menor drenaje de corriente con respecto a los demás ánodos	Alta resistencia en conexiones de cables.	Revisar y cambiar cables, conectores o soldaduras en mal estado.
	Superficie de los ánodos corroída o consumida.	Reemplazar ánodos.
No drenan corriente	Cable de conexión mal conectado o roto.	Revisar y cambiar cables rotos, hacer bien las conexiones.
	Ánodo corrido o consumido.	Reemplazarlo.
	Conectores o soldaduras desprendidas.	Cambiar conectores o soldaduras.

$$R = R2 \cdot R1 \quad \dots (14)$$

$$iv = 7,12 M \text{ para magnesio} \quad \dots (15)$$

$$iv = 4,77 M \text{ para cinc} \quad \dots (16)$$

donde:

R1 = resistencia del sistema.

R2 = resistencia que se requiere tenga el sistema.

R = resistencia necesaria a intercalar en  $\Omega$ .

Po = potencial natural de la estructura en V, respecto al electrodo de cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO<sub>4</sub>) saturado.

It = corriente total que drenan los ánodos en A.

iv = corriente que deben drenar los ánodos en A para que el tiempo de vida útil sea mayor a 15 años.

M = masas total de los ánodos en kg.

Con el valor obtenido de R en  $\Omega$ , se requiere conocer la resistencia del alambre nicromel por unidad de longitud, para hacer la relación directa entre la resistencia necesaria con la longitud de la misma.

Se corta la resistencia a la longitud requerida para dar la resistencia necesaria y se distribuye la longitud total entre el número de ánodos y se interconectan.

Para fines prácticos, la resistencia se puede calcular en campo, conectando una punta terminal de la resistencia al cable del ánodo y se intercala un amperímetro entre el cable que viene de la estructura y el cable del ánodo. Por medio de un caimán, se va recorriendo la resistencia y se corta ésta hasta obtener el valor de la corriente necesaria por cada ánodo para dar el tiempo de vida útil mayor a 15 años. Se repite este procedimiento para cada ánodo.

### 10.5 Instalación de Resistencias

Se debe cortar la longitud de resistencia calculada para cada ánodo y colocarlo dentro de un tubo aislante (espaguetí). Los extremos de la resistencia se deben unir a las terminales de cobre, por medio de conectores de resorte de acero galvanizado

Se debe enrollar la resistencia para que ocupe el menor espacio posible. Posteriormente, cubrir la resistencia y conexiones de la misma con una capa de masilla moldeable y finalmente aplicar cinta aislante adhesiva ahulada.

Todas las resistencias instaladas se deben situar en el fondo de la ranuración para el alambrado a menos de un metro de la unión soldada

- b) Ampérmetro de corriente directa con escalas mínimas de 0 a 20 mA; 0 a 0,2; 0 a 1 y 0 a 2 A.
- c) Electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (  $\text{Cu}/\text{CuSO}_4$  ).
- d) Alambre de resistencia de nicromel de 0,324 a 0,512  $\text{m}^2$  de sección transversal o crome de 0,512  $\text{mm}^2$  de sección transversal.
- e) Tubos aislantes de teflón, polietileno o polipropileno (espaguete), para alambre de resistencia de 0,324 a 0,512  $\text{mm}^2$  de sección transversal.
- f) Conectores de resorte de acero galvanizado para alambre de 3,30  $\text{mm}^2$  de sección transversal.
- g) Cables de cobre aislados para conexión, de 0,823 a 3,30  $\text{mm}^2$  de sección transversal con conectores terminales apropiados según se requieran.

#### 10.2 Drenaje de Corriente Unitaria

Verificar que todos los ánodos se encuentren conectados de manera provisional con el alambrado que está soldado a la estructura. El ánodo al que se medirá el drenaje de corriente unitario, se desconecta donde se hizo la unión provisional y se conecta a uno de los bornes terminales del ampérmetro. En el otro borne, se conecta el alambre conductor que está soldado a la estructura, registrándose el valor obtenido en el formato E de esta especificación.

Repetir este procedimiento para cada ánodo.

#### 10.3 Tiempo de Vida Esperado

Con los valores de drenaje de corriente unitario por ánodo, se hace la sumatoria obteniéndose así la corriente total drenada. Para calcular el tiempo de vida esperado, se aplica la ecuación (8) para ánodos de magnesio o la ecuación (9) para los de cinc. Los valores encontrados se deben registrar en el formato E de esta especificación.

Si el tiempo de vida esperado (TVE) fuera menor a 15 años, se deben intercalar resistencias para disminuir la corriente total drenada y aumentar el tiempo de vida esperado a 15 años como mínimo.

#### 10.4 Cálculo de Resistencias

Para calcular el valor de la resistencia a intercalar se aplican las ecuaciones (10) y (11) para ánodos de magnesio, y las ecuaciones (12) y (13) para ánodos de cinc y finalmente se calcula la resistencia total por medio de la ecuación 14

$$R1 = 1,7 \cdot Po / It \quad \dots \quad (10)$$

$$R2 = 1,7 \cdot Po / Iv \quad \dots \quad (11)$$

$$R1 = 1,1 \cdot Po / It \quad \dots \quad (12)$$

$$R2 = 1,1 \cdot Po / Iv \quad \dots \quad (13)$$

TABLA 8 - Fallas en electrodos de referencia de trabajo de cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO<sub>4</sub>)

Falla	Causa	Corrección
Valores diferentes de potencial cuando se compara con el electrodo patrón	Cobre del electrodo con corrosión y/o solución sulfato de cobre contaminada.	Limpiar el electrodo de cobre y/o cambiar la solución de sulfato de cobre (veáse nota 1).
	Electrodo con diferente temperatura.	Verificar que la temperatura de la solución del electrodo esté entre 20 y 25°C.
	No se usó el mismo voltmetro.	Usar el mismo voltmetro.
	Voltmetro con baja resistencia interna.	Usar un voltmetro con resistencia interna 10 MΩ / V como mínimo.
	Voltmetro descalibrado.	Calibrar voltmetro.
	Voltmetro descompuesto.	Reparar voltmetro.
	Alta resistencia de contacto entre electrodo y suelo.	Humedecer el suelo donde se coloca el electrodo.
	Alta resistencia de contacto entre el cable de conexión y la estructura.	Limpiar terminales y áreas de contacto.
No da lectura de potencial.	Conexiones mal realizadas.	Polo negativo al electrodo y polo positivo a la estructura.
	Voltmetro defectuoso.	Repararlo.
	Electrodo en mal estado	Si no hay forma de repararlo hay que reemplazarlo.
	Electrodo sin solución saturada de CuSO <sub>4</sub> .	Agregar solución saturada de CuSO <sub>4</sub> .
	Cables de conexión mal conectados o rotos.	Limpiar conexiones y hacerlas bien o cambiar cables rotos.

NOTA:

La limpieza de cobre se puede realizar con una solución de ácido clorhídrico al 5 %, o bien, mediante una lija de agua de carburo de silicio de No. 400 o 300 y agua. La solución de sulfato de cobre debe estar cristalina y de un color azul verdoso. Si ésta se encuentra turbia y de un color azul claro, se debe tirar y agregar nuevos cristales de cobre/sulfato de cobre ( Cu/CuSO<sub>4</sub> ) . 5 H<sub>2</sub>O grado reactivo y agua desmineralizadora o destilada, de tal manera que siempre queden cristales sin disolver (solución saturada). El tapón poroso también debe estar libre de impurezas, tales como: tierra o lodo. El cable de conexión del electrodo debe estar libre de fallas, tanto en el forro como en el alambre.

FORMATO A

DATOS REGISTRADOS DURANTE LAS PRUEBAS DE REQUERIMIENTO DE CORRIENTE PARA  
EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA EN  
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

No. de torre \_\_\_\_\_

L.T. \_\_\_\_\_ A \_\_\_\_\_ kV

No. de línea \_\_\_\_\_ verificado por \_\_\_\_\_ fecha \_\_\_\_\_

Resistividad a 1,6 m = \_\_\_\_\_  $\Omega \cdot \text{cm}$

Resistividad a 3,2 m = \_\_\_\_\_  $\Omega \cdot \text{cm}$

Prueba de corriente.

I (mA)	Von (V)	E (V)
0	—	
50		
100		
150		
200		
250		
300		
350		
400		
500		
600		

Potencial natural

I = corriente suministrada.

Von = potencial de protección (con suministro de corriente).

E = potencial de polarización (al cortar el suministro de corriente).

FORMATO B

MEMORIA DE CÁLCULO PARA PROTECCIÓN CATÓDICA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN  
CON ÁNODOS DE MAGNESIO (Mg) PARA VALORES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO  
ENTRE 501 Y 5 000 Ω·cm

L.T. \_\_\_\_\_ Estructura No. \_\_\_\_\_  
 Resistividad = \_\_\_\_\_ Ω·cm. Tomada a \_\_\_\_\_ m Fecha \_\_\_\_\_  
 Potencial natural = \_\_\_\_\_ V  
 Corriente de protección =  $I_p$  = \_\_\_\_\_ mA (curva de tafel)  
 Corriente de diseño =  $I_d$  =  $I_p \times 1,15$  = \_\_\_\_\_ mA  
 Corriente drenada por ánodo =  $I_a$  =  $120\,000 F Y / \text{resistividad}$   
 $Y = 2,19 - (1,4 \times \text{potencia natural})$  = \_\_\_\_\_

No. de ánodo	E.P.
2	1,856
3	2,635
4	3,386
5	4,207
6	5,132
7	5,455
8	6,451
9	7,219

- a) 4 kg  
 $I_a = 85\,200 \times \text{_____} = \text{_____} \text{ mA} = \frac{I_d}{I_a}$  No. de ánodos = \_\_\_\_\_
- b) 7,7 kg  
 $I_a = 120\,000 \times \text{_____} = \text{_____} \text{ mA} = \frac{I_d}{I_a}$  No. de ánodos = \_\_\_\_\_
- c) 14,5 kg  
 $I_a = 127\,200 \times \text{_____} = \text{_____} \text{ mA} = \frac{I_d}{I_a}$  No. de ánodos = \_\_\_\_\_
- d) 21,8 kg  
 $I_a = 130\,800 \times \text{_____} = \text{_____} \text{ mA} = \frac{I_d}{I_a}$  No. de ánodos = \_\_\_\_\_

Corriente total drenada =  $I_t = I_a \times EP$ ; tiempo de vida esperado =  $TVE = \frac{106,8 M}{I_t}$

(M = masa total de ánodos en kg)

- a) 4kg  
 $I_t = \text{_____} \times \text{_____} = \text{_____} \text{ mA}$  TVE =  $\frac{106,8}{\text{_____}}$  = \_\_\_\_\_ años
- b) 7,7 kg  
 $I_t = \text{_____} \times \text{_____} = \text{_____} \text{ mA}$  TVE =  $\frac{106,8}{\text{_____}}$  = \_\_\_\_\_ años
- c) 14,5 kg  
 $I_t = \text{_____} \times \text{_____} = \text{_____} \text{ mA}$  TVE =  $\frac{106,8}{\text{_____}}$  = \_\_\_\_\_ años
- d) 21,8 kg  
 $I_t = \text{_____} \times \text{_____} = \text{_____} \text{ mA}$  TVE =  $\frac{106,8}{\text{_____}}$  = \_\_\_\_\_ años

Distribución. \_\_\_\_\_ ánodos de \_\_\_\_\_ kg

Profundidad de instalación (véase inciso 8.2) \_\_\_\_\_ m

FORMATO C

MEMORIA DE CÁLCULO PARA PROTECCIÓN CATÓDICA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN  
CON ÁNODOS DE CINCO (Zn) PARA VALORES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO  
MENORES DE 501 Ω·cm

L.T. \_\_\_\_\_ Estructura No. \_\_\_\_\_

Resistividad: \_\_\_\_\_ Ω·cm. Tomada a \_\_\_\_\_ m Fecha \_\_\_\_\_

Potencial natural = \_\_\_\_\_ V

Corriente de protección =  $I_p$  = \_\_\_\_\_ mA (curva de tafel)

Corriente de diseño =  $I_d$  =  $I_p \times 1,15$  = \_\_\_\_\_ mA

Corriente drenada por ánodo =  $I_a$  =  $4 \times 10^4 F Y / \text{resistividad}$ ;  $F = 1,09$

$Y = 4,4 - (4 \times \text{potencia natural})$  = \_\_\_\_\_

$I_a = 43\,600 \times$  \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ mA

$\frac{I_d}{I_a} =$  \_\_\_\_\_ No. de ánodos = \_\_\_\_\_

Corriente total drenada =  $I_t$  =  $I_a \times EP$

$I_t =$  \_\_\_\_\_ x \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ mA

No. de ánodos	E.P.
2	1,639
3	2,278
4	2,917

Tiempo de vida esperada =  $TVE = \frac{71,6 \times M}{I_t}$  (M = masa total de ánodos en kg)

$TVE = 71,6 \times$  \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ años

Distribución: \_\_\_\_\_ ánodos de cinc de 22,7 kg

Profundidad de instalación (véase inciso 8.2): \_\_\_\_\_ m











FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

CA 188

TEMA  
ANEXO

**EXPOSITORES: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

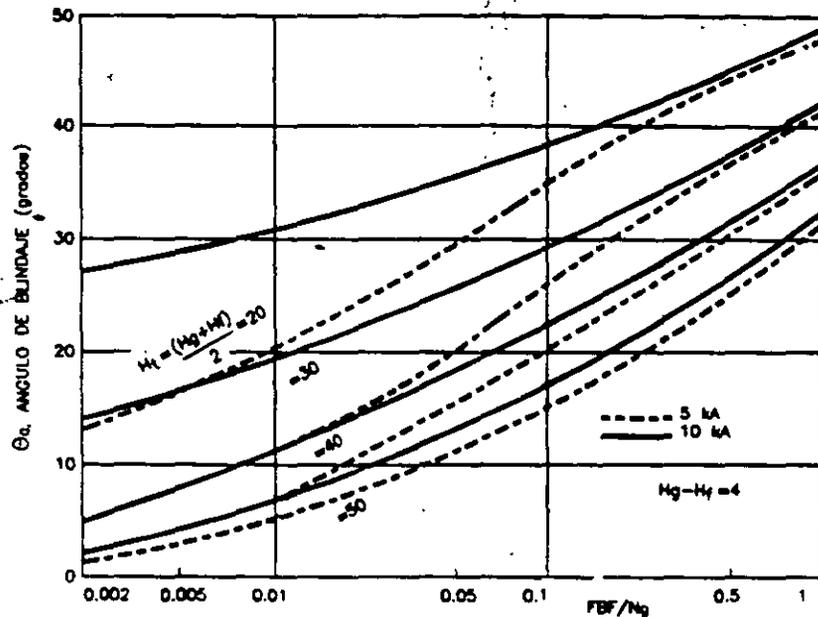
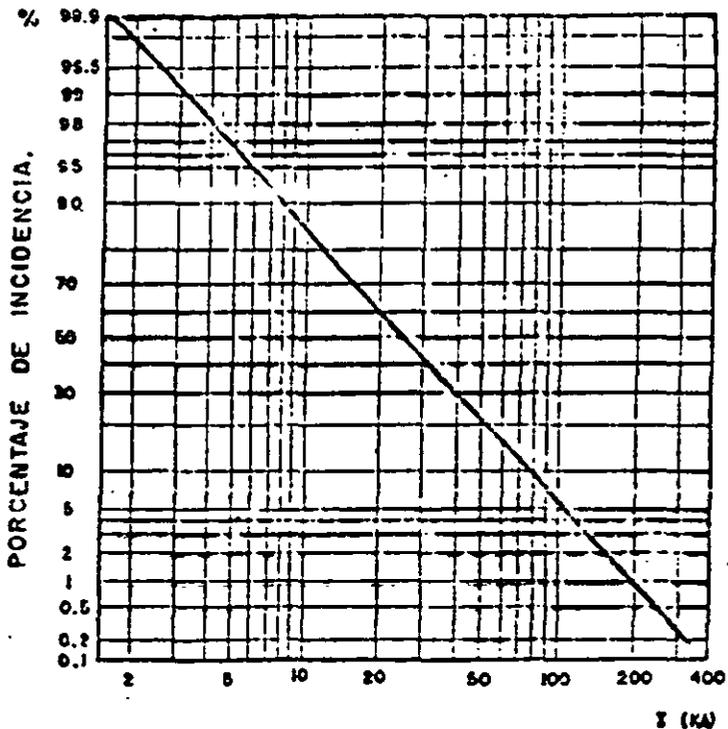


Figura 2.2.- Relación entre valores de diseño de fallas de blindaje que producen flameo/densidad de rayos a tierra ( $FBF/N_g$ ) y ángulo de blindaje promedio considerando terreno plano.

Como ejemplo de aplicación de la gráfica de la figura 2.2, tomemos el tipo de torre de 400 kV (un circuito, suspensión), tipo "A", TOMEXSA, con alturas del conductor de fase de 25.0 m y del hilo de guarda de 33.525 m, se obtiene un valor promedio  $(H_g + H_f)/2 = 29.26$  m, y considerando un valor de diseño de  $FBF = 0.05$  y un  $N_g = 5$ , tenemos que  $FBF/N_g = 0.01$ , para una corriente crítica de 5 kA se obtiene en la curva un valor de ángulo promedio de 11 grados. Si cambiamos el valor de  $N_g$  a un valor de 1, se tiene una relación  $FBF/N_g = 0.05$ , lo que resulta en valor de 21 grados de ángulo de blindaje en la gráfica.

La utilización de ángulos de blindaje negativos es solamente apoyada por los estudios de Dellera-Garbagnati, quienes proponen la relación entre la altura promedio de los conductores en la torre  $H_T$  y el ángulo de blindaje  $\theta_0$ , mostrada en la figura 2.3.

Nótese que los ángulos negativos son requeridos para torres con  $H_T$  mayor a 35 m, para garantizar una relación  $FBF/N_g$  del orden de 0.0125, o una de 0.05 para regiones con una  $N_g$  de 4 rayos/km<sup>2</sup>/año.



MAGNITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO

FIG. 1

DISTRIBUCION PROBABILISTICA DE CORRIENTES DEL RAYO

DE LA FIGURA ANTERIOR SE PUEDE OBSERVAR ENTRANDO EN EL EJE DE LAS ABCISAS CON UNA CORRIENTE DE 10 kA SE OBTIENE SU -  
 PROBABILIDAD DE OCURRENCIA EN EL EJE DE LAS ORDENADAS Y -  
 QUE ES DEL ORDEN DE 85%, EN CAMBIO UNA CORRIENTE DE 50 kA

# DISTANCIAS DIELECTRICAS

## METODO DE L. PARIS

La expresión obtenida a partir de los desarrollos de L. Paris, para la tensión a tierra cuando se aplica una onda normalizada para maniobra de interruptores es:

$$V_{50\%} = k 500 d^{0.6}$$

Donde :

$$V_{50\%} = \text{Tensión crítica de flameo}$$

k= Factor de Gap

d= Distancia de fase a tierra en aire expresada en metros.

La tensión crítica de flameo  $V_{50\%}$  es el valor al cual ocurre el flameo en un aislamiento en el 50% de los impulsos aplicados, con propósitos de diseño se puede obtener a partir del nivel básico de aislamiento al impulso de rayo o por maniobra de interruptores según la IEC-71:

$NBI = V_{50\%} (1.0-1.3 \tau)$ ; NBI= Nivel Básico de Aislamiento al Impulso por Rayo.

$NBS = V_{50\%} (1.0-1.3 \tau)$ ; NBS= Nivel Básico de Aislamiento por maniobra de Interruptores.

Para impulso por rayo..... $\tau = 3\%$

Para impulso por maniobra.... $\tau = 6\%$

# DISTANCIAS DIELECTRICAS

## METODO DE L. PARIS

Por lo anterior la relación entre los niveles de aislamiento y las tensiones críticas de flameo se pueden establecer como:

$$NBI = V_{50\%} (1.0 - 1.3 \times 0.03) = 0.961 V_{50\%}$$

O bien:

$$V_{50\%} = NBI / 0.961 \text{ para impulso por rayo}$$

y para impulso por maniobra de interruptores

$$NBS = V_{50\%} (1.0 - 1.3 \times 0.06) = 0.922 V_{50\%}$$

O bien:

$$V_{50\%} = NBS / 0.922 \text{ para impulso por maniobra}$$

NBI y NBS se obtienen de tablas

# DISTANCIAS DIELECTRICAS

## METODO DE GALLET Y LEROY

A diferencia de otros métodos, el de Gallet y Leroy, toma en consideración el tiempo de formación y descarga en la ruptura (tiempo crítico de cresta) de la onda. Para impulso o por maniobra de interruptores se considera:

$$V_{50\%} = 3400 k / (1 + (8/d))$$

Donde:

$V_{50\%}$  = Tensión crítica de flameo en kV

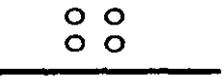
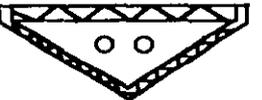
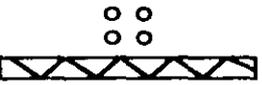
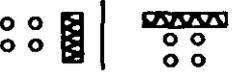
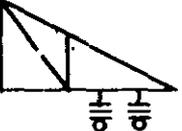
k = Factor de Gap

d = Distancia en metros

O bien:

$$d = (8 \times V_{50\%}) / (3400 k - V_{50\%}) \text{ [metros]}$$

# DISTANCIAS DIELECTRICAS

Configuración de Electrodo		Factor de Gap K
Punta - Plano (punta - placa)		1.0
Punta - Estructura		1.05
Conductor - Plano		1.15
Conductor - Ventana		1.20
Conductor - Estructura		1.30
Punta - Punta (Varilla-Varilla) H= 3.0 m o menos		1.30
Conductor - Estructura Lateral y Debajo		1.35
Conductor - Extremo de brazo o Cruceta de Estructura		1.55
Conductor - Punta H= 3.0m o menos		1.65
Conductor - Punta H= 6.0m o menos		1.90

**Tabla 4.2.- Niveles básicos de aislamiento por impulso tipo rayo, NBAI y niveles básicos de aislamiento por impulso tipo maniobra, NBAM, de fase a tierra y de fase a fase y distancias mínimas de fase a fase y de fase a tierra, para diferentes niveles de tensión de transmisión.**

Tensión nominal kV	Tensión máxima kV	NBAI fase-tierra kV	NBAM fase-tierra kV	NBAI fase-fase kV	NBAM fase-fase kV	Distancia fase-tierra mm	Distancia fase-fase mm
4.4	4.4	75	-	75	-	120	120
6.9	7.2	95	-	95	-	160	160
13.8	15.5	110	-	110	-	220	220
24	26.4	150	-	150	-	320	320
34.5	38	200	-	200	-	480	480
69	72.5	350	-	350	-	630	630
115	123	450 550	-	450 550	-	900 1100	900 1100
138	145	450	-	550	-	1100	1100
		550		650		1300	1300
		650		650		1100	1300
161	170	650	-	650	-	1300	1500
		750		750		1500	
230	245	650	-	750	-	1300	1500
		750		850		1500	1700
		850		950		1700	1900
		950		1050		1900	2100
		1050		1125		2100	2250
400	420	1050	950	-	1425	2200 <sup>2</sup> , 2900 <sup>3</sup>	3100, 3200
		175	950	-	1550	2600 <sup>2</sup> , 3400 <sup>3</sup>	3500, 4100
		1300	1050	-			
		1425		-			

Presión barométrica de 760 mm de Hg y temperatura de 20°C

- 2 Para configuraciones conductor-estructura
- 3 Para configuración asimétrica

# DISTANCIAS MÍNIMAS NORMALIZADAS EN AIRE DE FASE A TIERRA

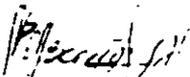
Altura sobre el nivel del mar

Hasta:		1000	2000	2500	3000
(kV)		Distancias en aire (m)			
115	C-V	1,16	1,31	1,4	1,48
	C-E	1,06	1,2	1,27	1,36
230	C-V	2,21	2,5	2,7	2,8
	C-E	2,02	2,3	2,44	2,58
400	C-V	3	3,4	3,6	3,83
	C-E	2,75	3,1	3,31	3,5

C-V = Cond. Ventana

C-E = Cond. Estructura

**Elaboró**



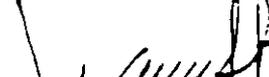
ING. EPIFANIO JESUS BAÑOS

**Revisó**



ING. HECTOR SIERRA GARCÍA

**Aprobó**



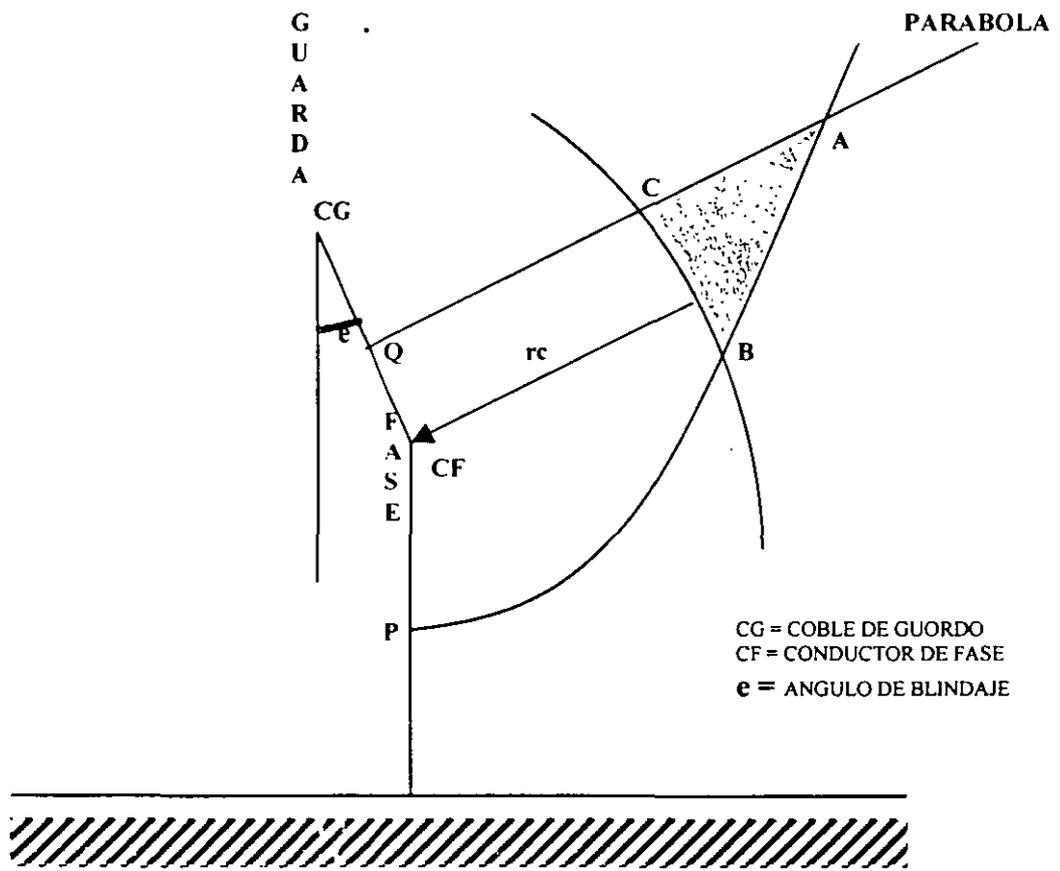
ING. JAIME ARAU CHAVARRÍA

## 2.1 CALCULO DEL ANGULO DE BLINDAJE

LA PROBABILIDAD DE QUE UN RAYO INCIDA SOBRE UN CONDUCTOR DE FASE DEPENDE FUERTEMENTE DE LA POSICIÓN QUE TENGAN LOS CABLES DE GUARDA CUYA POSICIÓN QUEDA DEFINIDA NORMALMANETE POR LO QUE SE CONOCE COMO EL ANGULO DE BLINDAJE

PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO DE FALLA POR BLINDAJE SE HACE USO DEL LLAMADO MODELO ELECTROGEOMÉTRICO DE COMPORTAMIENTO DEL RAYO, DE ACUERDO CON LO MENCIONADO ANTERIORMENTE NO TODOS LOS RAYOS QUE INCIDEN SOBRE UN CONDUCTOR DE FASE PRODUCEN FALLA. ES NECESARIO QUE LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO SEA DE UN VALOR TAL QUE EL PRODUCTO  $I \times \frac{Z_c}{2}$  PRODUZCA UNA TENSIÓN

SUPERIOR A LA DE FLAMEO PARA EL ARREGLO CONDUCTOR-ESTRUCTURA, LA CONFIGURACIÓN QUE ILUSTR EL EFECTO DEL ÁNGULO DE BLINDAJE ES LA QUE SE MUESTRA A CONTINUACIÓN.



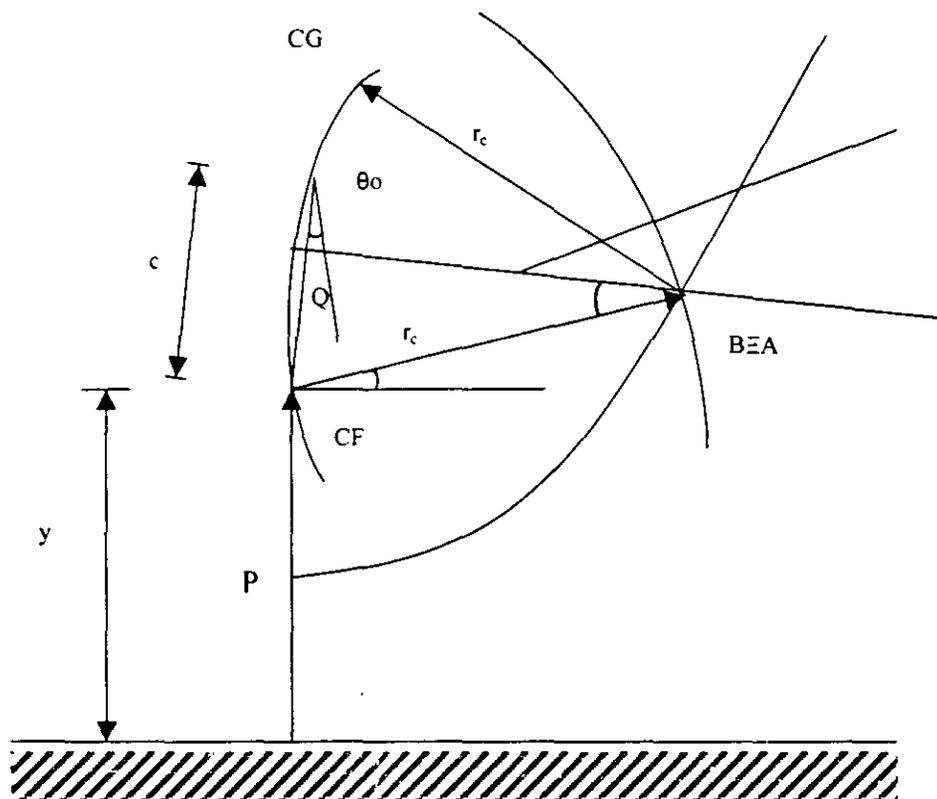
ESQUEMA BÁSICO DE BLINDAJE

- **BC** CONSTITUYE UN ARCO DE CIRCUNFERENCIA DE RADIO  $r_c$  CON CENTRO EN **CF**

CUALQUIER PUNTO QUE QUEDÉ POR ENCIMA DE **QA** SIGNIFICA QUE EL RAYO CAE EN **CG** EN LUGAR DE **CF**, POR OTRA PARTE SI EL PUNTO DE LA DESCARGA SE INICIA EN UN PUNTO QUE SE ENCUENTRE DEBAJO DE **PA** EL RAYO INCIDE EN EL SUELO EN LUGAR DE **CF**.

PARA QUE NO OCURRA ESTO SE REQUIERE DE LO QUE SE CONOCE COMO UN BLINDAJE TOTAL QUE SIGNIFICA QUE EL ÁREA **ABC** SE DEBE REDUCIR PRÁCTICAMENTE A UN PUNTO.

GEOMÉTRICAMENTE SE PUEDE DECIR QUE LA CONDICIÓN PARA TENER UN BLINDAJE TOTAL ES EL QUE SE MUESTRA EN LA SIGUIENTE FIGURA.





**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

CA 188

TEMA  
ANEXO II

**EXPOSITORES: ING. ALFREDO LÓPEZ TAGLE  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

FIGURE 11-1

Net Cash Flows for Projects S and L

		EXPECTED AFTER-TAX NET CASH FLOWS, $CF_t$			
		YEAR (t)	PROJECT S	PROJECT L	
		0 <sup>a</sup>	(\$1,000)	(\$1,000)	
		1	500	100	
		2	400	300	
		3	300	400	
		4	100	600	
Project S:	0	1	2	3	4
	-1,000	500	400	300	100
Project L:	0	1	2	3	4
	-1,000	100	300	400	600

<sup>a</sup> $CF_0$  represents the net investment outlay, or initial cost.

## CAPITAL BUDGETING DECISION RULES

Six key methods are used to rank projects and to decide whether or not they should be accepted for inclusion in the capital budget: (1) payback, (2) discounted payback, (3) net present value (NPV), (4) internal rate of return (IRR), (5) modified internal rate of return (MIRR), and (6) profitability index (PI). We will explain how each ranking criterion is calculated, and then we will evaluate how well each performs in terms of identifying those projects which will maximize the firm's stock price.

We use the cash flow data shown in Figure 11-1 for Projects S and L to illustrate each method. Also we assume that the projects are equally risky. Note that the cash flows,  $CF_t$ , are expected values, and that they have been adjusted to reflect taxes, depreciation, and salvage values. Further, since many projects require an investment in both fixed assets and net operating working capital, the investment outlays shown as  $CF_0$  include these cash flows.<sup>1</sup> Finally, we assume that all cash flows occur at the end of the designated year. Incidentally, the S stands for *short* and the L for *long*: Project S is a short-term project in the sense that its cash inflows come in sooner than L's.

### Payback Period

The **payback period**, defined as the expected number of years required to recover the original investment, was the first formal method used to evaluate capital budgeting

<sup>1</sup>The most difficult part of the capital budgeting process is estimating the cash flows. For simplicity, the net cash flows are treated as given in this chapter, which allows us to focus on the capital budgeting decision rules. However, in Chapter 12 we discuss cash flow estimation in detail, and you will see that the relevant cash flows are the project's free cash flows, as defined in Chapter 2. Also, recall from Chapter 2 that net operating working capital is equal to current assets (except for short-term financial investments) minus accounts payable and accruals.

FIGURE 11-2

## Payback Period for Projects S and L

	0	1	2	3	4
Project S:					
Net cash flow	-1,000	500	400	300	100
Cumulative NCF	-1,000	-500	-100	200	300
Project L:					
Net cash flow	-1,000	100	300	400	600
Cumulative NCF	-1,000	-900	-600	-200	400

projects. The payback calculation is diagrammed in Figure 11-2, and it is explained below for Project S.

1. Enter  $CF_0 = -1000$  in your calculator. (You do not need to use the cash flow register; just have your display show  $-1,000$ .)
2. Now add  $CF_1 = 500$  to find the cumulative cash flow at the end of Year 1. The result is  $-500$ .
3. Now add  $CF_2 = 400$  to find the cumulative cash flow at the end of Year 2. This is  $-100$ .
4. Now add  $CF_3 = 300$  to find the cumulative cash flow at the end of Year 3. This is  $+200$ .
5. We see that by the end of Year 3 the cumulative inflows have more than recovered the initial outflow. Thus, the payback occurred during the third year. If the  $\$300$  of inflows come in evenly during Year 3, then the exact payback period can be found as follows:

$$\begin{aligned} \text{Payback}_S &= \text{Year before full recovery} + \frac{\text{Unrecovered cost at start of year}}{\text{Cash flow during year}} \\ &= 2 + \frac{100}{300} = 2.33 \text{ years.} \end{aligned}$$

Applying the same procedure to Project L, we find  $\text{Payback}_L = 3.33$  years.

The shorter the payback period, the better. Therefore, if the firm required a payback of three years or less, Project S would be accepted but Project L would be rejected. If the projects were **mutually exclusive**, S would be ranked over L because S has the shorter payback. *Mutually exclusive* means that if one project is taken on, the other must be rejected. For example, the installation of a conveyor-belt system in a warehouse and the purchase of a fleet of forklifts for the same warehouse would be mutually exclusive projects—accepting one implies rejection of the other. **Independent projects** are projects whose cash flows are independent of one another.

Some firms use a variant of the regular payback, the **discounted payback period**, which is similar to the regular payback period except that the expected cash flows are discounted by the project's cost of capital. Thus, the discounted payback period is defined as the number of years required to recover the investment from *discounted net cash flows*. Figure 11-3 contains the discounted net cash flows for Projects S and L, assuming both projects have a cost of capital of 10 percent. To construct Figure 11-3, each cash inflow is divided by  $(1 + k)^t = (1.10)^t$ , where  $t$  is the year in which the cash flow occurs and  $k$  is the project's cost of capital. After three years, Project S will have generated  $\$1.011$  in discounted cash inflows. Since the cost is  $\$1,000$ , the discounted

FIGURE 11-3

Projects S and L: Discounted Payback Period

	0	1	2	3	4
Project S:					
Net cash flow	-1,000	500	400	300	100
Discounted NCF (at 10%)	-1,000	455	331	225	68
Cumulative discounted NCF	-1,000	-545	-214	11	79
Project L:					
Net cash flow	-1,000	100	300	400	600
Discounted NCF (at 10%)	-1,000	91	248	301	410
Cumulative discounted NCF	-1,000	-909	-661	-360	50

payback is just under three years, or, to be precise,  $2 + (\$214/\$225) = 2.95$  years. Project L's discounted payback is 3.88 years:

$$\text{Discounted payback}_S = 2.0 + \$214/\$225 = 2.95 \text{ years.}$$

$$\text{Discounted payback}_L = 3.0 + \$360/\$410 = 3.88 \text{ years.}$$

For Projects S and L, the rankings are the same regardless of which payback method is used; that is, Project S is preferred to Project L, and Project S would still be selected if the firm were to require a discounted payback of three years or less. Often, however, the regular and the discounted paybacks produce conflicting rankings.

Note that the payback is a type of "breakeven" calculation in the sense that if cash flows come in at the expected rate until the payback year, then the project will break even. However, the regular payback does not take account of the cost of capital—no cost for the debt or equity used to undertake the project is reflected in the cash flows or the calculation. The discounted payback does take account of capital costs—it shows the breakeven year after covering debt and equity costs.

An important drawback of both the payback and discounted payback methods is that they ignore cash flows that are paid or received after the payback period. For example, consider two projects, X and Y, each of which requires an up-front cash outflow of \$3,000, so  $CF_0 = -\$3,000$ . Assume that both projects have a cost of capital of 10 percent. Project X is expected to produce cash inflows of \$1,000 each of the next four years, while Project Y will produce no cash flows the first four years but then generate a cash inflow of \$1,000,000 five years from now. Common sense suggests that Project Y creates more value for the firm's shareholders, yet its payback and discounted payback make it look worse than Project X. Consequently, both payback methods have serious deficiencies. Therefore, we will not dwell on the finer points of payback analysis.<sup>2</sup>

Although the payback method has some serious faults as a ranking criterion, it does provide information on how long funds will be tied up in a project. Thus, the shorter the payback period, other things held constant, the greater the project's

<sup>2</sup>Another capital budgeting technique that was once used widely is the *accounting rate of return (ARR)*, which examines a project's contribution to the firm's net income. Although some companies still calculate an ARR, it really has no redeeming features, so we will not discuss it in this text. See Eugene F. Brigham and Louis C. Gapenski, *Intermediate Financial Management*, 5th ed., Chapter 7.

*liquidity*. Also, since cash flows expected in the distant future are generally riskier than near-term cash flows, the payback is often used as one indicator of a project's *riskiness*.

### Net Present Value (NPV)

As the flaws in the payback were recognized, people began to search for ways to improve the effectiveness of project evaluations. One such method is the **net present value (NPV) method**, which relies on **discounted cash flow (DCF) techniques**. To implement this approach, we proceed as follows:

1. Find the present value of each cash flow, including both inflows and outflows, discounted at the project's cost of capital.
2. Sum these discounted cash flows; this sum is defined as the project's NPV.
3. If the NPV is positive, the project should be accepted, while if the NPV is negative, it should be rejected. If two projects with positive NPVs are mutually exclusive, the one with the higher NPV should be chosen.

The equation for the NPV is as follows:

$$\begin{aligned} \text{NPV} &= \text{CF}_0 + \frac{\text{CF}_1}{(1+k)^1} + \frac{\text{CF}_2}{(1+k)^2} + \cdots + \frac{\text{CF}_n}{(1+k)^n} \\ &= \sum_{t=0}^n \frac{\text{CF}_t}{(1+k)^t} \end{aligned} \quad (11-1)$$

Here  $\text{CF}_t$  is the expected net cash flow at Period  $t$ ,  $k$  is the project's cost of capital, and  $n$  is its life. Cash outflows (expenditures such as the cost of buying equipment or building factories) are treated as *negative* cash flows. For our Projects S and L, only  $\text{CF}_0$  is negative, but for many large projects such as the Alaska Pipeline, an electric generating plant, or a new jet aircraft, outflows occur for several years before operations begin and cash flows turn positive.

At a 10 percent cost of capital, Project S's NPV is \$78.82:

	0	1	2	3	4
Cash Flows	-1,000.00	500	400	300	100
	k = 10%				
	454.55	←			
	330.58	←			
	225.39	←			
	68.30	←			
Net Present Value	<u>78.82</u>				

By a similar process, we find  $\text{NPV}_L = \$49.18$ . On this basis, both projects should be accepted if they are independent, but S should be chosen if they are mutually exclusive.

It is not hard to calculate the NPV as was done in the time line by using Equation 11-1 and a regular calculator, along with the interest rate tables or the PV formula. However, it is more efficient to use a financial calculator. Different calculators are set up somewhat differently, but they all have a section of memory called the "cash flow register" which is used for uneven cash flows such as those in Projects S and L (as opposed to equal annuity cash flows). A solution process for Equation 11-1 is literally programmed into financial calculators, and all you have to do is enter the cash flows

(being sure to observe the signs), along with the value of  $k = 1$ . At that point, you have (in your calculator) this equation:

$$NPV_S = -1,000 + \frac{500}{(1.10)^1} + \frac{400}{(1.10)^2} + \frac{300}{(1.10)^3} + \frac{100}{(1.10)^4}$$

The equation has one unknown, NPV. Now all you need to do is to ask the calculator to solve the equation for you, which you do by pressing the NPV button (and, on some calculators, the "compute" button). The answer, 78.82, will appear on the screen.<sup>3</sup>

Most projects last for more than four years, and, as you will see in Chapter 12, most projects require many calculations to develop the estimated cash flows. Therefore, financial analysts generally use spreadsheets when dealing with capital budgeting projects. For Project S, this spreadsheet could be used (disregard for now Row 6; we discuss it in the next section):

	A	B	C	D	E	F
1	Project S					
2	k =	10%				
3	Time	0	1	2	3	4
4	Cash flow	-1,000	500	400	300	100
5	NPV =	\$78.82				
6	IRR =					

<sup>3</sup>The *Technology Supplement* provided to instructors and available for copying by users explains this and other commonly used calculator applications. For those who do not have the *Supplement*, the steps for two popular calculators, the HP-10B and the HP-17B, are shown below. If you have another type of financial calculator, see its manual or the *Supplement*.

#### HP-10B

1. Clear the memory
2. Enter  $CF_0$  as follows: 1000 **+/-** **CF<sub>0</sub>**.
3. Enter  $CF_1$  as follows: 500 **CF<sub>1</sub>**.
4. Repeat the process to enter the other cash flows. Note that  $CF_0$ ,  $CF_1$ , and so forth, flash on the screen as you press the **CF<sub>n</sub>** button. If you hold the button down,  $CF_0$  and so forth will remain on the screen until you release it.
5. Once the CFs have been entered, enter  $k = 1 = 10\%$ : 10 **I/YR**.
6. Now that all of the inputs have been entered, you can press **NPV** to get the answer,  $NPV = \$78.82$ .
7. If a cash flow is repeated for several years, you can avoid having to enter the CFs for each year. For example, if the \$500 cash flow for Year 1 had also been the CF for Years 2 through 10, making 10 of these \$500 cash flows, then after entering 500 **CF<sub>1</sub>** the first time, you could enter 10 **N<sub>1</sub>**. This would automatically enter 10 CFs of 500.

#### HP-17B

1. Go to the cash flow (CFLO) menu, clear if  $FLOW(0) = ?$  does not appear on the screen.
2. Enter  $CF_0$  as follows: 1000 **+/-** **INPUT**.
3. Enter  $CF_1$  as follows: 500 **INPUT**

(continues)

In *Excel*, the formula in Cell B5 is:  $=B4+NPV(B2,C4:F4)$ , and it results in a value of \$78.82.<sup>4</sup> For a simple problem such as this, setting up a spreadsheet may not seem worth the trouble. However, in real-world problems there will be a number of rows above our cash flow line, starting with expected sales, then deducting various costs and taxes, and ending up with the cash flows shown on Row 4. Moreover, once a spreadsheet has been set up, it is easy to change input values to see what would happen if inputs are changed. For example, we could see what would happen if lower sales caused all cash flows to decline by \$15, or if the cost of capital rose to 10.5 percent. It is easy to make such changes and then see the effects on NPV.

### Rationale for the NPV Method

The rationale for the NPV method is straightforward. An NPV of zero signifies that the project's cash flows are just sufficient to repay the invested capital and to provide the required rate of return on that capital. If a project has a positive NPV, then it is generating more cash than is needed to service its debt and to provide the required return to shareholders, and this excess cash accrues solely to the firm's stockholders. Therefore, if a firm takes on a project with a positive NPV, the wealth of the stockholders is improved. In our example, shareholders' wealth would increase by \$78.82 if the firm takes on Project S, but by only \$49.18 if it takes on Project L. Viewed in this manner, it is easy to see why S is preferred to L, and it is also easy to see the logic of the NPV approach.<sup>5</sup>

There is also a direct relationship between NPV and EVA (economic value added)—NPV is equal to the present value of the project's future EVAs. Therefore, accepting positive NPV projects should result in a positive EVA for the company, and to a positive MVA (market value added, or the excess of the firm's market value over its book value). So, a reward system that compensates managers for producing positive EVA will lead to the use of NPV for making capital budgeting decisions.

### Internal Rate of Return (IRR)

In Chapter 8 we presented procedures for finding the yield to maturity, or rate of return, on a bond—if you invest in a bond, hold it to maturity, and receive all of the promised cash flows, you will earn the YTM on the money you invested. Exactly the same concepts are employed in capital budgeting when the **internal rate of return**

4. Now the calculator will ask you if the 500 is for Period 1 only or if it is also used for several following periods. Since it is only used for Period 1, press **INPUT** to answer "1." Alternatively, you could press **EXIT** and then **#T?** to turn off the prompt for the remainder of the problem. For some problems, you will want to use the repeat feature.
5. Enter the remaining CFs, being sure to turn off the prompt or else to specify "1" for each entry.
6. Once the CFs have all been entered, press **EXIT** and then **CALC**.
7. Now enter  $k = I = 10\%$  as follows: 10 **↓**.
8. Now press **NPV** to get the answer,  $NPV = \$78.82$ .

<sup>4</sup>Note that you cannot enter the  $-\$1,000$  cost as part of the NPV range. It occurs at  $t = 0$ , but the *Excel* NPV function assumes that all cash flows in the designated range occur at the end of the periods.

<sup>5</sup>This description of the process is somewhat oversimplified. Both analysts and investors anticipate that firms will identify and accept positive NPV projects, and current stock prices reflect these expectations. Thus, stock prices react to announcements of new capital projects only to the extent that such projects were not already expected. In this sense, we may think of a firm's value as consisting of two parts: (1) the value of its existing assets and (2) the value of its "growth opportunities," or future projects with positive NPVs.

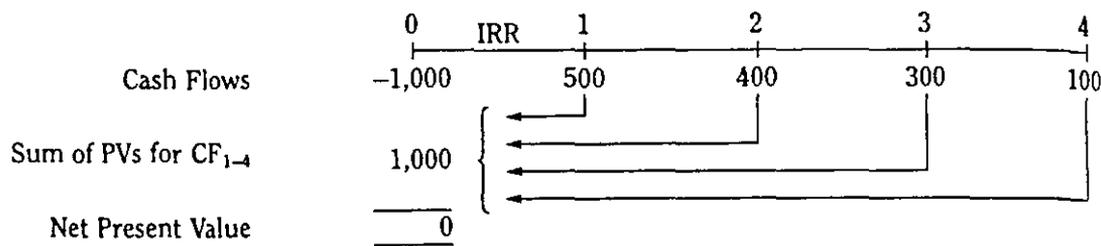
**(IRR) method** is used. The **IRR** is defined as that discount rate which equates the present value of a project's expected cash inflows to the present value of the project's costs:

$$PV(\text{Inflows}) = PV(\text{Investment costs}),$$

or, equivalently, the rate which forces the NPV to equal zero:

$$\begin{aligned} NPV &= CF_0 + \frac{CF_1}{(1 + IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1 + IRR)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1 + IRR)^n} \\ &= \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0. \end{aligned} \quad (11-2)$$

For our Project S, here is the time line setup:



$$NPV = -1,000 + \frac{500}{(1 + IRR)^1} + \frac{400}{(1 + IRR)^2} + \frac{300}{(1 + IRR)^3} + \frac{100}{(1 + IRR)^4} = 0.$$

Thus, we have an equation with one unknown, IRR, and we need to solve for IRR.

Although it is easy to find the NPV without a financial calculator, this is *not* true of the IRR. If the cash flows are constant from year to year, then we have an annuity, and we can use annuity factors as discussed in Chapter 7 to find the IRR. However, if the cash flows are not constant, as is generally the case in capital budgeting, then it is difficult to find the IRR without a financial calculator. Without a calculator, you must solve Equation 11-2 by trial-and-error—try some discount rate (or PVIF) and see if the equation solves to zero, and if it does not, try a different discount rate, and continue until you find the rate that forces the equation to equal zero. The discount rate that causes the equation (and the NPV) to equal zero is defined as the IRR. For a realistic project with a fairly long life, the trial-and-error approach is a tedious, time-consuming task.

Fortunately, it is easy to find IRRs with a financial calculator. You follow procedures almost identical to those used to find the NPV. First, you enter the cash flows as shown on the time line into the calculator's cash flow register. In effect, you have entered the cash flows into the equation shown below the time line. Note that we have one unknown, IRR, which is the discount rate that forces the equation to equal zero. The calculator has been programmed to solve for the IRR, and you activate this program by pressing the button labeled "IRR." Then the calculator solves for IRR and displays it on the screen. Here are the IRRs for Projects S and L as found with financial calculator:<sup>6</sup>

$$IRR_S = 14.5\%$$

$$IRR_L = 11.8\%$$

<sup>6</sup>To find the IRR with an HP-10B or HP-17B, repeat the steps given in Footnote 3. Then, with an HP-10 press **IRR/YR**, and, after a pause, 14.49, Project S's IRR, will appear. With the HP-17B, simply press **IRR%** to get the IRR. With both calculators, you would generally want to get both the NPV and the IRR after entering the input data, before clearing the cash flow register. The *Technology Supplement* explains how to find IRR with several other calculators.



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería UNAM

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

CA 188

TEMA

EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE  
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN  
DISTRIBUCIÓN

**EXPOSITORES: ING. ALFREDO LÓPEZ TAGLE  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**



# **SUBSECRETARÍA DE ELECTRICIDAD**

## **DIRECCIÓN GENERAL DE OPERACIONES PRODUCTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD**

### **EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN.**

**SEPTIEMBRE 2001**

## ANTECEDENTES

EL 28 DE JULIO DE 2001 SE PRESENTÓ A LA SUBSECRETARÍA DE ELECTRICIDAD UN PROYECTO DE CFE PARA **REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN DISTRIBUCIÓN.**

EL PLANTEAMIENTO DE CFE CONSISTE EN CONSEGUIR LA AUTORIZACIÓN DE UN PRESUPUESTO DE INVERSIÓN ETIQUETADO PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN CON LOS SIGUIENTES MONTOS:

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006
INVERSIÓN*	950	1300	1500	1700	1600

A VALOR ACTUAL EL MONTO TOTAL INVERTIDO SERÁ DE 5,741.5 MILLONES DE PESOS Y LAS OBRAS CONSISTEN EN LA MODERNIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN PARA REDUCIR PÉRDIDAS.

\*MILLONES DE PESOS

## PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO

LAS PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL AÑO 2005 DE NO TOMAR MEDIDAS CORRECTIVAS SUBIRÁN DE UN 10.95 % ACTUAL A UN 11.06 %, MIENTRAS QUE SI SE EJECUTA EL **PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN** SE CALCULA BAJARÁN A 8.47 %.

PARA ANALIZAR ECONOMICAMENTE EL PROYECTO POR EL MÉTODO DE VPN (VALOR PRESENTE NETO) SE PLANTEAN DOS ALTERNATIVAS A COMPARAR:

ALTERNATIVA 1.- NO REDUCIR LAS PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN, LO QUE EQUIVALDRÍA A INSTALAR UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO DE 753 MW QUE SE USARÁ EXCLUSIVAMENTE PARA ALIMENTAR DICHAS PÉRDIDAS.

ALTERNATIVA 2.- AUTORIZAR EL **PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN**, LOGRANDO UN AHORRO DE 5,632 GWH ANUALES EQUIVALENTES A VALOR ACTUAL A 2,027 MILLONES DE PESOS ANUALES A PARTIR DEL QUINTO AÑO.



# EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

## ALTERNATIVA 2 MODERNIZACIÓN DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN

k=%	tiempo	Flujo de caja	0.1	30 años	-950	-1300	-1500	-1700	-1800	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	

VPN 2 =	(\$3,371.49)
VPN 3 =	(\$4,648.72)
VPN 4 =	(\$5,741.54)
VPN 5 =	(\$4,482.94)
VPN 6 =	(\$3,338.75)
VPN 7 =	(\$2,298.58)
VPN 8 =	(\$1,352.97)
VPN 9 =	(\$493.32)
VPN 10 =	\$288.18
VPN 11 =	\$998.63
VPN 12 =	\$1,644.49
VPN 13 =	\$2,231.64
VPN 14 =	\$2,765.41
VPN 15 =	\$3,250.66
VPN 16 =	\$3,691.80
VPN 17 =	\$4,092.83
VPN 18 =	\$4,457.40
VPN 19 =	\$4,788.83
VPN 20 =	\$5,090.13
VPN 21 =	\$5,364.04
VPN 22 =	\$5,613.05
VPN 23 =	\$5,839.42
VPN 24 =	\$6,045.21
VPN 25 =	\$6,232.30
VPN 26 =	\$6,402.37
VPN 27 =	\$6,556.99
VPN 28 =	\$6,697.55
VPN 29 =	\$6,697.55
VPN 30 =	\$6,941.49

### ALTERNATIVA 2: MODERNIZAR INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN PARA REDUCIR PÉRDIDAS.

#### Observaciones:

- Requiere una inversión de un valor actual de 5,741.5 millones de pesos distribuida a lo largo de cinco años.
- Para esta inversión es más difícil conseguir un crédito o apoyarse en Recursos Propios por las limitaciones presupuestales.
- Esta alternativa hace que su inversión se empiece a recuperar en cinco años, se recupere totalmente en diez años y provoque una utilidad por ahorros a la Industria Eléctrica de 6,941 millones de pesos en treinta años.
- La ventaja adicional de esta alternativa es que se logra realizar con equipo de fabricación nacional.
- Esta alternativa requiere de una adecuada supervisión de la aplicación de los recursos a las áreas prioritarias que tienen mayor porcentaje de pérdida.
- Esta alternativa debe acompañarse de una revisión a las Normas de Distribución para que las nuevas instalaciones manejen menos pérdidas.
- Esta alternativa provoca ahorro de combustibles.
- Esta alternativa reduce la contaminación.

## CONCLUSIONES

●SI EL PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN NO SE REALIZA, LA ENERGÍA ELÉCTRICA EQUIVALENTE A LA GENERADA POR UNA CENTRAL DE 753 MW SE DESTINARÁ EN CUATRO AÑOS PARA ALIMENTAR PÉRDIDAS, O SEA SE ESTARÁ ALIMENTANDO LA INEFICIENCIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN NACIONAL.

●LA ALTERNATIVA 1.- NO REDUCIR PÉRDIDAS IMPLICA UNA INVERSIÓN INICIAL DE 4,335 MILLONES DE PESOS Y 990 MILLONES DE PESOS EN PÉRDIDAS ANUALES A PARTIR DEL TERCER AÑO Y HASTA EL AÑO 30. ESTO SIGNIFICA UNA PÉRDIDA ECONÓMICA DE 11,949 MILLONES DE PESOS A VALOR ACTUAL.

●LA ALTERNATIVA 2.- CONSISTE EN APROBAR EL PRESUPUESTO DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS, EL CUAL REQUIERE DE UNA INVERSIÓN INICIAL DE 5,741.5 MILLONES DE PESOS (VALOR ACTUAL) Y A PARTIR DEL ...

QUINTO AÑO SE LOGRAN AHORROS ANUALES DE 2,027 MILLONES DE PESOS.

CON LO ANTERIOR LA INVERSIÓN SE RECUPERA EN EL DÉCIMO AÑO Y ADEMÁS SE LOGRAN 288.18 MILLONES DE PESOS DE AHORROS. EL AHORRO TOTAL QUE SE LOGRA EN 30 AÑOS ES DE 6,941.5 MILLONES DE PESOS A VALOR ACTUAL.

●POR LO ANTERIOR SE CONSIDERA MUY IMPORTANTE PARA EL DESARROLLO DE LA EFICIENCIA ECONÓMICA DEL SECTOR APROBAR EL PROYECTO.

●SE CONSIDERA PRUDENTE PLANTEAR ESTE PROYECTO A LA SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO Y SOLICITAR A LUZ Y FUERZA DEL CENTRO ELABORE UN ESTUDIO EQUIVALENTE.

● ESTE PROYECTO DEBERÁ CONTAR CON UN PRESUPUESTO ETIQUETADO Y UN SEGUIMIENTO PUNTUAL DE AVANCE CON OBJETO DE QUE LAS INVERSIONES DE MODERNIZACIÓN DE ...

REDES DE DISTRIBUCIÓN, NO SE UTILICEN EN AMPLIACIONES U OTRAS OBRAS.

●TOMANDO EN CUENTA LA POLÍTICA DE AHORRO DE ENERGÍA DEL SECTOR QUE PROMUEVE ENTRE LA INDUSTRIA CONAE Y EL FIDE, SE CONSIDERA QUE CFE DEBE DAR EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL CONCEPTO DE AHORRO DE ENERGÍA REDUCIENDO SUS PÉRDIDAS.



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM

# CURSOS ABIERTOS

## DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

CA 188

TEMA

CURRENT AND VOLTAGE RELATIONS  
ON A TRANSMISIÓN LINE

**EXPOSITORES: ING. ALFREDO LÓPEZ TAGLE  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

---

 CHAPTER  
**FIVE**


---

**CURRENT AND VOLTAGE RELATIONS  
 ON A TRANSMISSION LINE**

We have examined the parameters of a transmission line and are ready to consider the line as an element of a power system. Figure 5.1 shows a 500-kV line having bundled conductors. In overhead lines the conductors are suspended from the tower and insulated from it and from each other by insulators, the number of which is determined by the voltage of the line. Each insulator string in Fig. 5.1 has 22 insulators. The two shorter arms above the phase conductors support wires usually made of steel. These wires being of much smaller diameter than the phase conductors are not visible in the picture, but they are electrically connected to the tower and are therefore at ground potential. These wires are referred to as ground wires and shield the phase conductors from lightning strokes.

A very important problem in the design and operation of a power system is the maintenance of the voltage within specified limits at various points in the system. In this chapter we shall develop formulas by which we can calculate the voltage, current, and power at any point on a transmission line provided we know these values at one point, usually at one end of the line. The chapter also provides an introduction to the study of transients on lossless lines in order to indicate how problems arise due to surges caused by lightning and switching.

The purpose of this chapter, however, is not merely to develop the pertinent equations; it also provides an opportunity to understand the effects of the parameters of the line on bus voltages and the flow of power. In this way we can see the importance of the design of the line and better understand the discussions to come in later chapters.

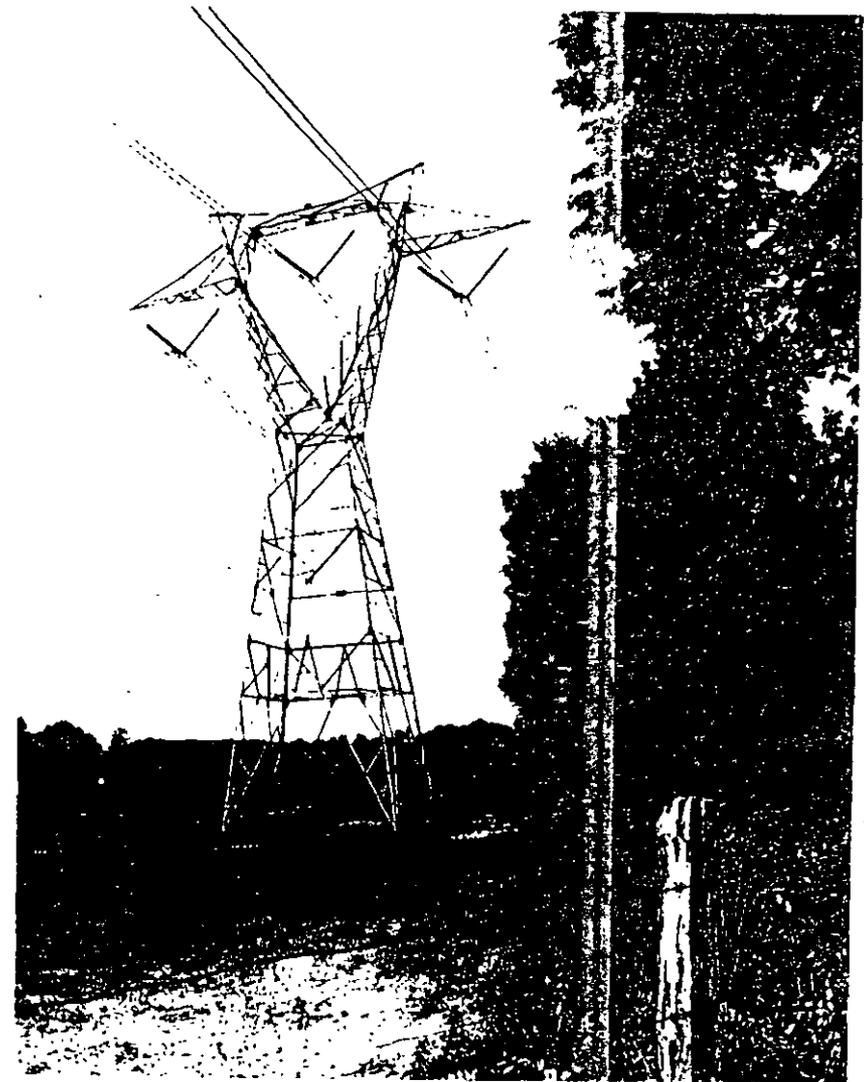


Figure 5.1 A 500-kV transmission line. Conductors are 76/19 ACSR with aluminum cross section of 2,515,000 cmil. Spacing between phases is 30 ft 3 in and the two conductors per bundle are 18 in apart. (Courtesy Carolina Power and Light Company.)

In the modern power system data from all over the system are being fed continuously into on-line computers for control purposes and for information. Load-flow studies performed by a computer readily supply answers to questions concerning the effect of switching lines into and out of the system or of changes in line parameters. Equations derived in this chapter remain important, however, in developing an overall understanding of what is occurring on a system and in calculating efficiency of transmission, losses, and limits of power flow over a line for both steady-state and transient conditions.

## 5.1 REPRESENTATION OF LINES

The general equations relating voltage and current on a transmission line recognize the fact that all four of the parameters of a transmission line discussed in the two preceding chapters are uniformly distributed along the line. We shall derive these general equations later but first we shall use lumped parameters which give good accuracy for short lines and for lines of medium length. If an overhead line is classified as short, shunt capacitance is so small that it can be omitted entirely with little loss of accuracy, and we need to consider only the series resistance  $R$  and the series inductance  $L$  for the total length of the line. Figure 5.2 shows a Y-connected generator supplying a balanced-Y load through a short transmission line.  $R$  and  $L$  are shown as concentrated, or lumped, parameters. It makes no difference, as far as measurements at the ends of the line are concerned, whether the parameters are lumped or uniformly distributed if the shunt admittance is neglected since the current is the same throughout the line in that case. The generator is represented by an impedance connected in series with the generated emf of each phase.

A medium-length line can be represented sufficiently well by  $R$  and  $L$  as lumped parameters, as shown in Fig. 5.3, with half the capacitance to neutral of the line lumped at each end of the equivalent circuit. Shunt conductance  $G$ , as mentioned previously, is usually neglected in overhead power transmission lines when calculating voltage and current.

Insofar as the handling of capacitance is concerned, open-wire 60-Hz lines

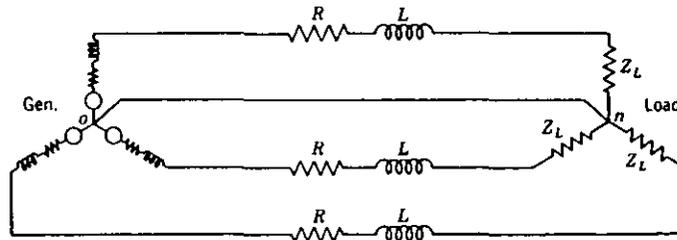


Figure 5.2 Generator supplying a balanced-Y load through a transmission line where the resistance  $R$  and inductance  $L$  are values for the entire length of the line. Line capacitance is omitted.

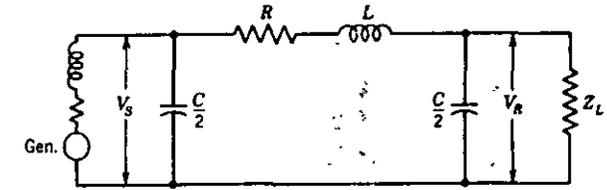


Figure 5.3 Single-phase equivalent of the circuit of Fig. 5.2 with the addition of capacitance to neutral for the entire length of the line divided between the two ends of the line.

less than about 80 km (50 mi) long are short lines. Medium-length lines are roughly between 80 km (50 mi) and 240 km (150 mi) long. Lines longer than 240 km (150 mi) require calculations in terms of distributed constants if a high degree of accuracy is required, although for some purposes a lumped-parameter representation can be used for lines up to 320 km (200 mi) long.

Normally, transmission lines are operated with balanced three-phase loads. Although the lines are not spaced equilaterally and not transposed, the resulting dissymmetry is slight and the phases are considered to be balanced.

In order to distinguish between the total series impedance of a line and the series impedance per unit length, the following nomenclature is adopted:

- $z$  = series impedance per unit length per phase
- $y$  = shunt admittance per unit length per phase to neutral
- $l$  = length of line
- $Z = zl$  = total series impedance per phase
- $Y = yl$  = total shunt admittance per phase to neutral

## 5.2 THE SHORT TRANSMISSION LINE

The equivalent circuit of a short transmission line is shown in Fig. 5.4, where  $I_S$  and  $I_R$  are the sending- and receiving-end currents and  $V_S$  and  $V_R$  are the sending- and receiving-end line-to-neutral voltages.

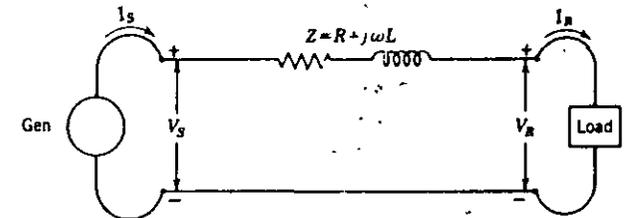


Figure 5.4 Equivalent circuit of a short transmission line where the resistance  $R$  and inductance  $L$  are values for the entire length of the line

The circuit is solved as a simple series ac circuit. Since there are no shunt arms, the current is the same at the sending and receiving ends of the line and

$$I_S = I_R \quad (5.1)$$

The voltage at the sending end is

$$V_S = V_R + I_R Z \quad (5.2)$$

where  $Z$  is  $z l$ , the total series impedance of the line.

The effect of the variation of the power factor of the load on the *voltage regulation* of a line is most easily understood for the short line and therefore will be considered at this time. Voltage regulation of a transmission line is the rise in voltage at the receiving end, expressed in percent of full-load voltage when full load at a specified power factor is removed while the sending-end voltage is held constant. In the form of an equation

$$\text{Percent regulation} = \frac{|V_{R,NL}| - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \times 100 \quad (5.3)$$

where  $|V_{R,NL}|$  is the magnitude of receiving-end voltage at no load and  $|V_{R,FL}|$  is the magnitude of receiving-end voltage at full load with  $|V_S|$  constant. After the load on a short transmission line, represented by the circuit of Fig. 5.4, is removed, the voltage at the receiving end is equal to the voltage at the sending end. In Fig. 5.4, with the load connected, the receiving-end voltage is designated by  $V_R$ , and  $|V_R| = |V_{R,FL}|$ . The sending-end voltage is  $V_S$ , and  $|V_S| = |V_{R,NL}|$ . The phasor diagrams of Fig. 5.5 are drawn for the same magnitudes of receiving-end voltage and current and show that a larger value of sending-end voltage is required to maintain a given receiving-end voltage when the receiving-end current is lagging the voltage than when the same current and voltage are in phase. A still smaller sending-end voltage is required to maintain the given receiving-end voltage when the receiving-end current leads the voltage. The voltage drop is the same in the series impedance of the line in all cases, but because of the different power factors the voltage drop is added to the receiving-end voltage at a different angle in each case. The regulation is greatest for lagging power factors and least, or even negative, for leading power factors. The inductive reactance of a transmission line is larger than the resistance, and the principle of regulation illustrated in Fig. 5.5 is true for any load supplied by a predominantly inductive

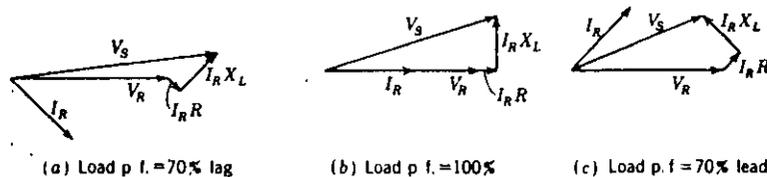


Figure 5.5 Phasor diagrams of a short transmission line. All diagrams are drawn for the same magnitudes of  $V_R$  and  $I_R$ .

circuit. The magnitudes of the voltage drops  $I_R R$  and  $I_R X_L$  for a short line have been exaggerated with respect to  $V_R$  in drawing the phasor diagrams in order to illustrate the point more clearly. The relation between power factor and regulation for longer lines is similar to that for short lines but is not visualized so easily.

### 5.3 THE MEDIUM-LENGTH LINE

The shunt admittance, usually pure capacitance, is included in the calculations for a line of medium length. If the total shunt admittance of the line is divided into two equal parts placed at the sending and receiving ends of the line, the circuit is called a nominal  $\pi$ . We shall refer to Fig. 5.6 to derive equations. To obtain an expression for  $V_S$  we note that the current in the capacitance at the receiving end is  $V_R Y/2$  and the current in the series arm is  $I_R + V_R Y/2$ . Then

$$V_S = \left( V_R \frac{Y}{2} + I_R \right) Z + V_R \quad (5.4)$$

$$V_S = \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right) V_R + Z I_R \quad (5.5)$$

To derive  $I_S$  we note that the current in the shunt capacitance at the sending end is  $V_S Y/2$ , which added to the current in the series arm gives

$$I_S = V_S \frac{Y}{2} + V_R \frac{Y}{2} + I_R \quad (5.6)$$

Substituting  $V_S$ , as given by Eq. (5.5), in Eq. (5.6) gives

$$I_S = V_R Y \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right) + \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right) I_R \quad (5.7)$$

Corresponding equations can be derived for the nominal T which has all of the shunt admittance of the line lumped in the shunt arm of the T and the series impedance divided equally between the two series arms.

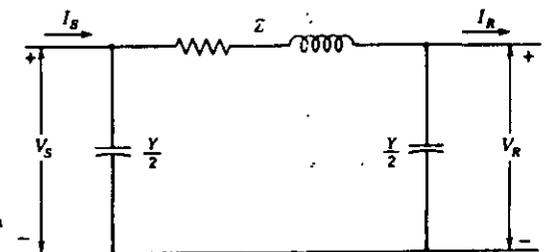


Figure 5.6 Nominal- $\pi$  circuit of a medium-length transmission line.

Equations (5.5) and (5.7) may be expressed in the general form

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (5.8)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (5.9)$$

where

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1 \quad (5.10)$$

$$B = Z \quad C = Y \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right)$$

These  $ABCD$  constants are sometimes called the *generalized circuit constants* of the transmission line. In general they are complex numbers.  $A$  and  $D$  are dimensionless and equal each other if the line is the same when viewed from either end. The dimensions of  $B$  and  $C$  are ohms and mhos, respectively. The constants apply to linear, passive, and bilateral four-terminal networks having two pairs of terminals.

A physical meaning is easily assigned to the constants. By letting  $I_R$  be zero in Eq. (5.8) we see that  $A$  is the ratio  $V_S/V_R$  at no load. Similarly,  $B$  is the ratio  $V_S/I_R$  when the receiving end is short-circuited. The constant  $A$  is useful in computing regulation. If  $V_{R, fL}$  is the receiving-end voltage at full load for a sending-end voltage of  $V_S$ , Eq. (5.3) becomes

$$\text{Percent regulation} = \frac{|V_S|/|A| - |V_{R, fL}|}{|V_{R, fL}|} \times 100 \quad (5.11)$$

$ABCD$  constants are not widely used. They are introduced here because they simplify working with the equations. Appendix Table A 6 lists  $ABCD$  constants for various networks and combinations of networks.

#### 5.4 THE LONG TRANSMISSION LINE: SOLUTION OF THE DIFFERENTIAL EQUATIONS

The exact solution of any transmission line and the one required for a high degree of accuracy in calculating 60-Hz lines more than approximately 150 mi long must consider the fact that the parameters of the lines are not lumped but are distributed uniformly throughout the length of the line.

Figure 5.7 shows one phase and the neutral connection of a three-phase line. Lumped parameters are not shown because we are ready to consider the solution of the line with the impedance and admittance uniformly distributed. The same diagram also represents a single-phase line if the series impedance of the line is the loop series impedance of the single-phase line instead of the series impedance per phase of the three-phase line and if the shunt admittance is the line-to-line shunt admittance of the single-phase line instead of the shunt admittance to neutral of the three-phase line

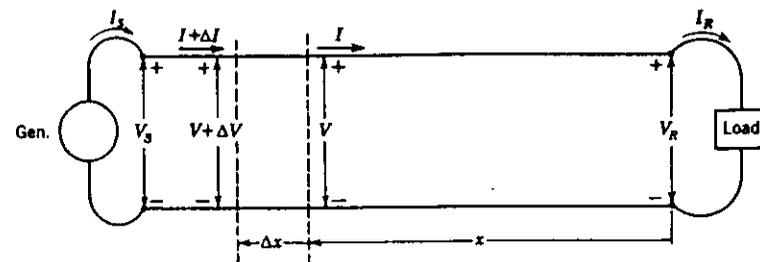


Figure 5.7 Schematic diagram of a transmission line showing one phase and the neutral return. Nomenclature for the line and the elemental length are indicated.

Let us consider a very small element in the line and calculate the difference in voltage and the difference in current between the ends of the element. We shall let  $x$  be the distance measured from the *receiving end* of the line to the small element of line, and we shall let the length of the element be  $\Delta x$ . Then  $z \Delta x$  is the series impedance of the elemental length of the line, and  $y \Delta x$  is its shunt admittance. The voltage to neutral at the end of the element toward the load is  $V$ , and  $V$  is the complex expression of the rms voltage, whose magnitude and phase vary with distance along the line. The voltage at the end of the element toward the generator is  $V + \Delta V$ . The rise in voltage over the elemental length of line in the direction of increasing  $x$  is  $\Delta V$ , which is the voltage at the end toward the generator minus the voltage at the end toward the load. The rise in voltage, in the direction of increasing  $x$  is also the product of the current in the element flowing opposite to the direction of increasing  $x$  and the impedance of the element, or  $Iz \Delta x$ . Thus

$$\Delta V = Iz \Delta x \quad (5.12)$$

or

$$\frac{\Delta V}{\Delta x} = Iz \quad (5.13)$$

and as  $\Delta x \rightarrow 0$  the limit of the above ratio becomes

$$\frac{dV}{dx} = Iz \quad (5.14)$$

Similarly, the current flowing out of the element toward the load is  $I$ . The magnitude and phase of the current  $I$  vary with distance along the line because of the distributed shunt admittance along the line. The current flowing into the element from the generator is  $I + \Delta I$ . The current entering the element from the generator end is higher than the current flowing away from the element in the direction of the load by the amount  $\Delta I$ . This difference in current is the current  $Vy \Delta x$  flowing in the shunt admittance of the element. Thus

$$\Delta I = Vy \Delta x$$

and pursuing steps similar to those of Eqs. (5.12) and (5.13) we obtain

$$\frac{dI}{dx} = Vy \quad (5.15)$$

Let us differentiate Eqs. (5.14) and (5.15) with respect to  $x$ , and obtain

$$\frac{d^2V}{dx^2} = z \frac{dI}{dx} \quad (5.16)$$

and

$$\frac{d^2I}{dx^2} = y \frac{dV}{dx} \quad (5.17)$$

If we substitute the values of  $dI/dx$  and  $dV/dx$  from Eqs. (5.15) and (5.14) in Eqs. (5.16) and (5.17), respectively, we obtain

$$\frac{d^2V}{dx^2} = yzV \quad (5.18)$$

and

$$\frac{d^2I}{dx^2} = yzI \quad (5.19)$$

Now we have an equation (5.18) in which the only variables are  $V$  and  $x$ , and another equation (5.19) in which the only variables are  $I$  and  $x$ . The solutions of Eqs. (5.18) and (5.19) for  $V$  and  $I$ , respectively, must be expressions which when differentiated twice with respect to  $x$  yield the original expression times the constant  $yz$ . For instance, the solution for  $V$  when differentiated twice with respect to  $x$  must yield  $yzV$ . This suggests an exponential form of solution. Assume that the solution of Eq. (5.18) is†

$$V = A_1 \exp(\sqrt{yz} x) + A_2 \exp(-\sqrt{yz} x) \quad (5.20)$$

Taking the second derivative of  $V$  with respect to  $x$  in Eq. (5.20) yields

$$\frac{d^2V}{dx^2} = yz[A_1 \exp(\sqrt{yz} x) + A_2 \exp(-\sqrt{yz} x)] \quad (5.21)$$

which is  $yz$  times the assumed solution for  $V$ . Therefore, Eq. (5.20) is the solution of Eq. (5.18). When we substitute in Eq. (5.14) the value for  $V$  given by Eq. (5.20), we obtain,

$$I = \frac{1}{\sqrt{z/y}} A_1 \exp(\sqrt{yz} x) - \frac{1}{\sqrt{z/y}} A_2 \exp(-\sqrt{yz} x) \quad (5.22)$$

The constants  $A_1$  and  $A_2$  can be evaluated by using the conditions at the

† The term  $\exp(\sqrt{yz} x)$  in Eq. (5.20) and similar equations is equivalent to  $e$  raised to the power  $\sqrt{yz} x$ .

receiving end of the line, namely when  $x = 0$ ,  $V = V_R$  and  $I = I_R$ . Substitution of these values in Eqs. (5.20) and (5.22) yields

$$V_R = A_1 + A_2 \quad \text{and} \quad I_R = \frac{1}{\sqrt{z/y}} (A_1 - A_2)$$

Substituting  $Z_c = \sqrt{z/y}$  and solving for  $A_1$  give

$$A_1 = \frac{V_R + I_R Z_c}{2} \quad \text{and} \quad A_2 = \frac{V_R - I_R Z_c}{2}$$

Then, substituting the values found for  $A_1$  and  $A_2$  in Eqs. (5.20) and (5.22) and letting  $\gamma = \sqrt{yz}$ , we obtain

$$V = \frac{V_R + I_R Z_c}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R - I_R Z_c}{2} e^{-\gamma x} \quad (5.23)$$

$$I = \frac{V_R/Z_c + I_R}{2} e^{\gamma x} - \frac{V_R/Z_c - I_R}{2} e^{-\gamma x} \quad (5.24)$$

where  $Z_c = \sqrt{z/y}$  and is called the *characteristic impedance* of the line, and  $\gamma = \sqrt{yz}$  and is called the *propagation constant*.

Equations (5.23) and (5.24) give the rms values of  $V$  and  $I$  and their phase angles at any specified point along the line in terms of the distance  $x$  from the receiving end to the specified point, provided  $V_R$ ,  $I_R$ , and the parameters of the line are known.

## 5.5 THE LONG TRANSMISSION LINE: INTERPRETATION OF THE EQUATIONS

Both  $\gamma$  and  $Z_c$  are complex quantities. The real part of the propagation constant  $\gamma$  is called the *attenuation constant*  $\alpha$  and is measured in nepers per unit length. The quadrature part of  $\gamma$  is called the *phase constant*  $\beta$  and is measured in radians per unit length. Thus

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad (5.25)$$

and Eqs. (5.23) and (5.24) become

$$V = \frac{V_R + I_R Z_c}{2} e^{\alpha x} e^{j\beta x} + \frac{V_R - I_R Z_c}{2} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x} \quad (5.26)$$

and

$$I = \frac{V_R/Z_c + I_R}{2} e^{\alpha x} e^{j\beta x} - \frac{V_R/Z_c - I_R}{2} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x} \quad (5.27)$$

The properties of  $e^{\alpha x}$  and  $e^{j\beta x}$  help to explain the variation of the phasor values of voltage and current as a function of distance along the line. The term  $e^{\alpha x}$  changes in magnitude as  $x$  changes, but  $e^{j\beta x}$ , which is identical to  $\cos \beta x +$

$j \sin \beta x$ , always has a magnitude of 1 and causes a shift in phase of  $\beta$  rad per unit length of line.

The first term in Eq. (5.26),  $[(V_R + I_R Z_c)/2]e^{\alpha x} e^{j\beta x}$ , increases in magnitude and advances in phase as distance from the receiving end increases. Conversely, as progress along the line from the sending end toward the receiving end is considered, the term diminishes in magnitude and is retarded in phase. This is the characteristic of a traveling wave and is similar to the behavior of a wave in water, which varies in magnitude with time at any point, whereas its phase is retarded and its maximum value diminishes with distance from the origin. The variation in instantaneous value is not expressed in the term but is understood since  $V_R$  and  $I_R$  are phasors. The first term in Eq. (5.26) is called the *incident voltage*.

The second term in Eq. (5.26),  $[(V_R - I_R Z_c)/2]e^{-\alpha x} e^{-j\beta x}$ , diminishes in magnitude and is retarded in phase from the receiving end toward the sending end. It is called the *reflected voltage*. At any point along the line the voltage is the sum of the component incident and reflected voltages at that point.

Since the equation for current is similar to the equation for voltage, the current may be considered to be composed of incident and reflected currents.

If a line is terminated in its characteristic impedance  $Z_c$ , the receiving-end voltage  $V_R$  is equal to  $I_R Z_c$  and there is no reflected wave of either voltage or current, as may be seen by substituting  $I_R Z_c$  for  $V_R$  in Eqs. (5.26) and (5.27). A line terminated in its characteristic impedance is called a *flat line* or an *infinite line*. The latter term arises from the fact that a line of infinite length cannot have a reflected wave. Usually power lines are not terminated in their characteristic impedance, but communication lines are frequently so terminated in order to eliminate the reflected wave. A typical value of  $Z_c$  is 400  $\Omega$  for a single-circuit overhead line and 200  $\Omega$  for two circuits in parallel. The phase angle of  $Z_c$  is usually between 0 and  $-15^\circ$ . Bundled-conductor lines have lower values of  $Z_c$  since such lines have lower  $L$  and higher  $C$  than lines with a single conductor per phase.

In power-system work, characteristic impedance is sometimes called *surge impedance*. The term surge impedance, however, is usually reserved for the special case of a lossless line. If a line is lossless, its resistance and conductance are zero and the characteristic impedance reduces to  $\sqrt{L/C}$ , a pure resistance. When dealing with high frequencies or with surges due to lightning, losses are often neglected and the surge impedance becomes important. Surge-impedance loading (SIL) of a line is the power delivered by a line to a purely resistive load equal to its surge impedance. When so loaded, the line supplies a current of

$$|I_L| = \frac{|V_L|}{\sqrt{3} \times \sqrt{L/C}} \quad \text{A}$$

where  $|V_L|$  is the line-to-line voltage at the load. Since the load is pure resistance,

$$\text{SIL} = \sqrt{3} |V_L| \frac{|V_L|}{\sqrt{3} \times \sqrt{L/C}} \quad \text{W}$$

or, with  $|V_L|$  in kilovolts,

$$\text{SIL} = \frac{|V_L|^2}{\sqrt{L/C}} \quad \text{MW} \quad (5.28)$$

Power-system engineers sometimes find it convenient to express the power transmitted by a line in terms of per unit of SIL, that is, as the ratio of the power transmitted to the surge-impedance loading. For instance, the permissible loading of a transmission line may be expressed as a fraction of its SIL, and SIL provides a comparison of load-carrying capabilities of lines.†

A *wavelength*  $\lambda$  is the distance along a line between two points of a wave which differ in phase by  $360^\circ$ , or  $2\pi$  rad. If  $\beta$  is the phase shift in radians per mile, the wavelength in miles is

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta} \quad (5.29)$$

At a frequency of 60 Hz, a wavelength is approximately 3000 mi. The velocity of propagation of a wave in miles per second is the product of the wavelength in miles and the frequency in hertz, or

$$\text{Velocity} = f\lambda \quad (5.30)$$

If there is no load on a line,  $I_R$  is equal to zero, and, as determined by Eqs. (5.26) and (5.27), the incident and reflected voltages are equal in magnitude and in phase at the receiving end. In this case the incident and reflected currents are equal in magnitude but  $180^\circ$  out of phase at the receiving end. Thus, the incident and reflected currents cancel each other at the receiving end of an open line but not at any other point unless the line is entirely lossless so that the attenuation  $\alpha$  is zero.

## 5.6 THE LONG TRANSMISSION LINE: HYPERBOLIC FORM OF THE EQUATIONS

The incident and reflected waves of voltage are seldom found when calculating the voltage of a power line. The reason for discussing the voltage and current of a line in terms of the incident and reflected components is that such an analysis is helpful in obtaining a fuller understanding of some of the phenomena of transmission lines. A more convenient form of the equations for computing current and voltage of a power line is found by introducing hyperbolic functions. Hyperbolic functions are defined in exponential form as follows:

$$\sinh \theta = \frac{e^\theta - e^{-\theta}}{2} \quad (5.31)$$

$$\cosh \theta = \frac{e^\theta + e^{-\theta}}{2} \quad (5.32)$$

† See R. D. Dunlop, R. Gutman, and P. P. Marchenko, "Analytical Development of Loadability Characteristics for EHV and UHV Transmission Lines," *IEEE Trans. PAS*, vol. 98, no. 2, 1979, pp. 606-617.

By rearranging Eqs. (5.23) and (5.24) and substituting hyperbolic functions for the exponential terms, a new set of equations is found. The new equations, giving voltage and current anywhere along the line, are

$$V = V_R \cosh \gamma x + I_R Z_c \sinh \gamma x \quad (5.33)$$

and

$$I = I_R \cosh \gamma x + \frac{V_R}{Z_c} \sinh \gamma x \quad (5.34)$$

Letting  $x = l$  to obtain the voltage and current at the sending end, we have

$$V_S = V_R \cosh \gamma l + I_R Z_c \sinh \gamma l \quad (5.35)$$

and

$$I_S = I_R \cosh \gamma l + \frac{V_R}{Z_c} \sinh \gamma l \quad (5.36)$$

From examination of these equations we see that the generalized circuit constants for a long line are

$$A = \cosh \gamma l \quad C = \frac{\sinh \gamma l}{Z_c} \quad (5.37)$$

$$B = Z_c \sinh \gamma l \quad D = \cosh \gamma l$$

Equations (5.35) and (5.36) can be solved for  $V_R$  and  $I_R$  in terms of  $V_S$  and  $I_S$  to give

$$V_R = V_S \cosh \gamma l - I_S Z_c \sinh \gamma l \quad (5.38)$$

and

$$I_R = I_S \cosh \gamma l - \frac{V_S}{Z_c} \sinh \gamma l \quad (5.39)$$

For balanced three-phase lines the current in the above equations is the line current, and the voltage is the line-to-neutral voltage, that is, the line voltage divided by  $\sqrt{3}$ . In order to solve the equations, the hyperbolic functions must be evaluated. Since  $\gamma l$  is usually complex, the hyperbolic functions are also complex and cannot be found directly from ordinary tables or electronic calculators. Before the widespread use of the digital computer, various charts, some of them especially adapted to the values usually encountered in transmission-line calculations, were frequently used to evaluate hyperbolic functions of complex arguments. Now the digital computer provides the usual means of incorporating such functions into our calculations.

For solving an occasional problem without resorting to a computer or charts there are several choices. The following equations give the expansions of hyperbolic sines and cosines of complex arguments in terms of circular and

hyperbolic functions of real arguments:

$$\cosh(\alpha l + j\beta l) = \cosh \alpha l \cos \beta l + j \sinh \alpha l \sin \beta l \quad (5.40)$$

$$\sinh(\alpha l + j\beta l) = \sinh \alpha l \cos \beta l + j \cosh \alpha l \sin \beta l \quad (5.41)$$

Equations (5.40) and (5.41) make possible the computation of hyperbolic functions of complex arguments. The correct mathematical unit for  $\beta l$  is the radian, and the radian is the unit found for  $\beta l$  by computing the quadrature component of  $\gamma l$ . Equations (5.40) and (5.41) can be verified by substituting in them the exponential forms of the hyperbolic functions and the similar exponential forms of the circular functions.

Another convenient method of evaluating a hyperbolic function is to expand it in a power series. Expansion by Maclaurin's series yields

$$\cosh \theta = 1 + \frac{\theta^2}{2!} + \frac{\theta^4}{4!} + \frac{\theta^6}{6!} + \dots \quad (5.42)$$

and

$$\sinh \theta = \theta + \frac{\theta^3}{3!} + \frac{\theta^5}{5!} + \frac{\theta^7}{7!} + \dots \quad (5.43)$$

The series converge rapidly for the values of  $\gamma l$  usually found for power lines, and sufficient accuracy may be found by evaluating only the first few terms.

A third method of evaluating complex hyperbolic functions is suggested by Eqs. (5.31) and (5.32). Substituting  $\alpha + j\beta$  for  $\theta$ , we obtain

$$\cosh(\alpha + j\beta) = \frac{e^{\alpha + j\beta} + e^{-\alpha - j\beta}}{2} = \frac{1}{2}(e^{\alpha} \angle \beta + e^{-\alpha} \angle -\beta) \quad (5.44)$$

and

$$\sinh(\alpha + j\beta) = \frac{e^{\alpha + j\beta} - e^{-\alpha - j\beta}}{2} = \frac{1}{2}(e^{\alpha} \angle \beta - e^{-\alpha} \angle -\beta) \quad (5.45)$$

**Example 5.1** A single-circuit 60-Hz transmission line is 370 km (230 mi) long. The conductors are Rook with flat horizontal spacing and 7.25 m (23.8 ft) between conductors. The load on the line is 125 MW at 215 kV with 100% power factor. Find the voltage current, and power at the sending end and the voltage regulation of the line. Also determine the wavelength and velocity of propagation of the line.

**SOLUTION** Feet and miles rather than meters and kilometers are chosen for the calculations in order to use Tables A.1-A.3.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{23.8 \times 23.8 \times 47.6} \cong 30.0 \text{ ft}$$



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



**DEC**  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, UNAM.

# CURSOS ABIERTOS



**DISEÑO ELECTROMECHANICO DE  
LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**CA 188**

**TEMA**

**ANEXO III**

**EXPOSITORES: ING. GONZÁLO MENDOZA GALVÁN  
DEL 06 DE AGOSTO AL 17 DE AGOSTO DE 2007  
PALACIO DE MINERÍA**

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
GERENCIA GENERAL DE OPERACION  
SUB-GERENCIA DE DISTRIBUCION  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE DISTRIBUCION  
OFICINA DE LINEAS DE SUBTRANSMISION

NORMA PARA LA DETERMINACION DE EXTENSIONES DE TORRES  
PARA LINEAS DE TRANSMISION

# NORMA PARA LA DETERMINACION DE EXTENSIONES DE TORRES PARA LINEAS DE TRANSMISION

## 1.- OBJETO.

La presente Norma tiene por objeto fijar el criterio para la determinación y selección más adecuada de las extensiones que deben llevar las torres de Líneas de Transmisión, para que su instalación y operación sea sencilla, - confiable y económica.

## 2.- OBTENCION DE LAS PLANTILLAS DE LOS PERFILES PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE TORRES.

Como primer paso para la determinación de las extensiones, se requiere - contar con la "plantilla del perfil" para cada uno de los diferentes tipos de torres. Lo anterior se obtiene a partir de los planos de "Extensiones" proporcionados por el fabricante.

En dichos planos se encuentran tabulados, para los diferentes niveles de - cada tipo de torre, los valores de la separación entre patas diametralmente opuestas, es decir entre las patas Nos. 1 y 3, ó 2 y 4 (estos valores son iguales, ya que las torres que normalmente se utilizan son simétricas y de lados iguales).

Tomando como base los valores anteriores de separación entre patas, se - procederá a trazar en papel transparente (Albanene) la "plantilla del perfil" de cada uno de los diferentes tipos de torres, la cual debe contener claramente marcados todos los niveles existentes para la torre de que se trata.

Asimismo, en la "plantilla del perfil" debe marcarse también cada una de las extensiones disponibles en cada uno de los diferentes niveles.

Como ejemplo se muestra en el Anexo No. 1 la forma en que quedaría la mencionada plantilla para una torre con niveles de - 5 a + 6, la cual servirá posteriormente para la determinación de las extensiones.

Debe tenerse especial cuidado en efectuar la graficación precisamente - con los valores de separación entre patas diametralmente opuestas y que estos valores sean tomados en las "muescas", o sea al nivel del terreno.

Las escalas vertical y horizontal que deben utilizarse son de 1:100, ya - que los perfiles en cruz del terreno están también a esta misma escala.

En algunos casos se marca en los planos de las torres con un triángulo la "pendiente en el espacio", que es la pendiente del lomo del ángulo - que forma la pata, o sea la pendiente resultante para las patas cuando - son vistas diametralmente opuestas. En estos casos deberá verificarse que la pendiente en el espacio sea igual a la pendiente de las patas marcadas en la "plantilla del perfil".

## 2.- PERFILES EN CRUZ.

El levantamiento topográfico de los perfiles en cruz es un trabajo que desarrolla el topógrafo. En las formas que entrega a C.F.E. y que se adjuntan como Anexo No. 2, se representa gráficamente el perfil del terreno existente entre el centro de la torre y cada una de las 4 patas.

Convencionalmente se ha considerado la numeración de las patas de cada torre en la siguiente forma: la No. 1 se representa como la pata izquierda de la torre más cercana al punto de partida de la línea. Siguiendo el sentido de las manecillas del reloj, la No. 2 es la otra pata izquierda, la No. 3 corresponde a la más alejada del punto inicial de la línea del lado derecho y la No. 4 la restante del lado derecho. Esta numeración convencional se muestra en el Anexo No. 3.

Como se indica en el Anexo No. 2, el centro de la torre u origen del trazo se marca por medio de una "O". A partir de este punto se dibuja el perfil topográfico hacia las patas 1 y 3 y hacia las 2 y 4.

En el Anexo No. 2 que entrega el topógrafo para cada estructura se consignan otros datos como: No. y tipo de la torre, valor de la deflexión, características del terreno, tipo de cimentación recomendada, etc., que son de utilidad para que el proyectista identifique plonamente la estructura y anote en las Hojas de Distribución de Estructuras la cimentación necesaria por el tipo de terreno existente, como más adelante se indica.

## 4.- DETERMINACION DE LAS EXTENSIONES.

Con las "plantillas del perfil" de cada uno de los tipos de torre y los perfiles en cruz, se procede en la siguiente forma para determinar las extensiones:

Se superpone la "plantilla del perfil" correspondiente al tipo de torre que se analiza, sobre el perfil en cruz de la estructura en estudio, haciendo coincidir el punto "O" de dicho perfil en cruz para las patas 1 y 3, con el punto de intersección entre el eje vertical de la torre y la horizontal correspondiente al nivel de la torre en cuestión, con extensiones de cero metros.

Efectuando lo anterior, pueden apreciarse claramente las diferencias de nivel que existen entre las muescas de las patas 1 y 3 y el nivel del terreno.

Para la selección de las extensiones más adecuadas pueden presentarse varias alternativas, dependiendo de la forma que tenga el perfil del

terreno. El caso más simple es en terreno plano, cuando las 4 muescas quedan al nivel del piso, pero se pueden presentar casos en que la muesca de una de las patas quede más enterrada y la otra saliendo del nivel del piso, que dos muescas queden por abajo, o bien por arriba del nivel del piso, etc.

El problema fundamental consiste en coordinar las diferentes alternativas que pueden presentarse, tanto en las patas 1 y 3 como en las 2 y 4. Analizando en conjunto la torre se determina la solución más conveniente.

Para la correcta determinación de las extensiones deberán tomarse como base los siguientes lineamientos:

- a). - Las muescas nunca deberán quedar fuera del nivel del piso. Solamente en casos muy especiales y previamente autorizados por C.F. E., se permitirá que únicamente la muesca de una de las 4 patas quede arriba del nivel del terreno 0.20 m como máximo, siempre y cuando las 2 patas adyacentes tengan sus muescas 0.20 m o más, - abajo del nivel del terreno.
- b). - Las muescas quedarán enterradas lo menos posible para ahorrar - excavaciones innecesarias, por lo cual una vez seleccionadas las - extensiones se deberá determinar si es posible subir la torre completa, pero solamente hasta un punto tal en que ninguna muesca que - de fuera del nivel del piso.
- c). - Si la muesca de una de las patas sobresale del terreno más de 0.30 m y las otras 3 están al nivel del terreno o abajo, se prevenirá la ins - talación de una extensión un metro mayor.

Si varias muescas sobresalen poco del nivel del terreno, es casi se - guro que la mejor solución será bajar la torre.

- d). - Para ahorrar excavaciones, se permite bajar toda la torre hasta - 0.50 m como máximo. En este caso la "plantilla del perfil" se co - rre lo necesario hacia abajo, con lo cual la horizontal correspon - diente al nivel y extensiones de que se trate, quedará abajo del pun - to "O" marcado en las hojas del perfil en cruz.

Este nuevo centro técnico debe marcarse con un punto en el Anexo - No. 2 e identificarse como "O", haciendo constar el correspondien - te desnivel en metros tanto en la hoja del perfil en cruz, como en la - de distribución de torres de la línea, en la siguiente forma que se - muestra como ejemplo:

$$OO' = - 0.20 \text{ m.}$$

e). - De la misma forma y para ahorrarse excavaciones puede desplazarse la plantilla hacia arriba, con lo cual la horizontal correspondiente al nivel y extensiones quedará arriba del punto "O" del perfil en -- cruz.

En este caso se procederá como se indica en el segundo párrafo del inciso d), anotándose por ejemplo:

$$00' = + 0.50 \text{ m.}$$

En este caso no hay un valor límite para subir la torre, excepto que ninguna muesca salga del nivel del terreno.

f). - En el caso de optar por bajar una torre el máximo autorizado de 0.50 m., no podrá hacerse reducción de altura similar en las torres adyacentes, a menos de que el libramiento en el proyecto esté excedido una cantidad equivalente. Estos casos deberán someterse a la aprobación de C.F.É., ya que no es una solución muy recomendable.

En cambio dos o más torres contiguas, pueden sumirse simultáneamente un máximo de 20 cm.

g). - En los diseños de algunos fabricantes de torres, la cimentación de concreto requiere de una extensión un metro menor de lo que indica la "Plantilla" del perfil de la torre, por lo cual el proyectista revisará las extensiones seleccionadas para aquellas torres en las que por su diseño o por las características del terreno se requieren cimentaciones de concreto.

Como se observará, para seleccionar las extensiones de cualquier torre deben analizarse simultáneamente las cuatro patas y buscar siempre la solución más económica.

Para cada torre es necesario analizar las diferentes alternativas que -- sean una solución satisfactoria al problema. Para el efecto se compararán los centímetros de excavación total que en cada alternativa sea necesario efectuar y se seleccionará la que resulte con menor longitud total de excavación. Por simplicidad y debido a que no afecta el análisis comparativo, en el término "excavación total" se considera excluida la profundidad necesaria de la cepa para la cimentación normal.

Se estima que el costo total de cada metro de extensión en una pata, es aproximadamente igual al costo de excavación de una cepa con profundidad de 33 cm, por lo cual para facilitar la comparación entre las alternativas se considerarán las siguientes equivalencias:

UNA EXTENSION DE

CM DE EXCAVACION QUE  
REPRESENTA.

- 1 m.	- 33
0 m.	0
1 m.	33
2 m.	66
3 m.	99
4 m.	132

EJEMPLO: Suponiendo que en una torre la muescas de tres patas están a nivel del terreno y en la otra pata la muesca queda 30 cm fuera, se tiene la Alternativa No. 1 de bajar la torre 30 cm (excavación parcial = 30 cm x 3 patas = 90 cm) y la Alternativa No. 2 de poner una extensión de 1 m en la pata cuya muesca queda 30 cm fuera del nivel del terreno (excavación parcial = 100 - 30 cm fuera = 70 cm que la muesca quedará bajo el nivel del piso).

	CM DE EXCAVACION PARCIAL	EXTENSIONES NECESARIAS	CM DE EXCAVACION TOTAL
Alternativa No. 1	90	0, 0, 0, 0	90
Alternativa No. 2	70	0, 1, 0, 0	103 (70+33 cm de 1 m de extensión)

En este caso la alternativa más económica es la No. 1, por requerir las 4 patas una menor longitud total de excavación.

Debido a que la construcción de una torre es más rápida y fácil instalando extensiones más largas que haciendo excavaciones adicionales, cuando la longitud total de excavación resulte aproximadamente igual para las diferentes alternativas, se deberá seleccionar la alternativa que incluye extensiones mayores (menor Excavación Parcial).

Debe tenerse particular cuidado en colocar la "plantilla del perfil" sobre la misma cota al seleccionar las extensiones de las patas 1 y 3, que al seleccionar las de las patas 2 y 4. Esto es de suma importancia y debe verificarlo el proyectista.

Los puntos anteriores son aplicables a todas las extensiones en cualquier nivel de la torre.

Una vez determinadas las extensiones de cada torre, deben indicarse los valores obtenidos en los casilleros correspondientes de la forma

del Anexo No. 2, indicándose también, en caso de existir, el valor de 00'. Estos valores deben aparecer en la hoja de Distribución de Torres de la línea, en donde se tendrá sumo cuidado de anotar las extensiones seleccionadas en las patas correspondientes.

## 5.- CIMENTACIONES.

Utilizando la información indicada en el Anexo No. 2, que fue obtenida en el campo por el topógrafo partiendo de la clasificación visual del terreno, el proyectista deberá revisar el tipo de cimentación recomendada.

En el Anexo No. 4 se muestra la relación de las clases de terreno y los tipos de cimentación recomendadas para las torres en cada caso.

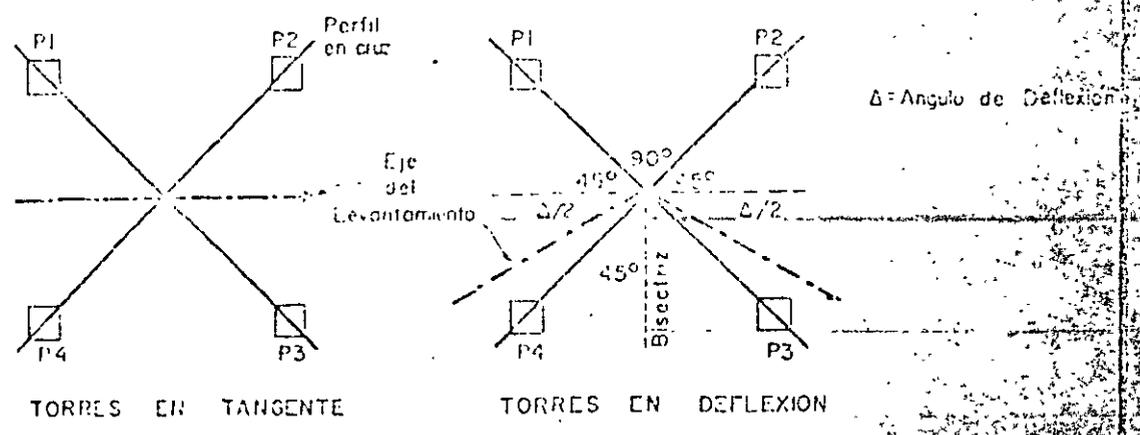
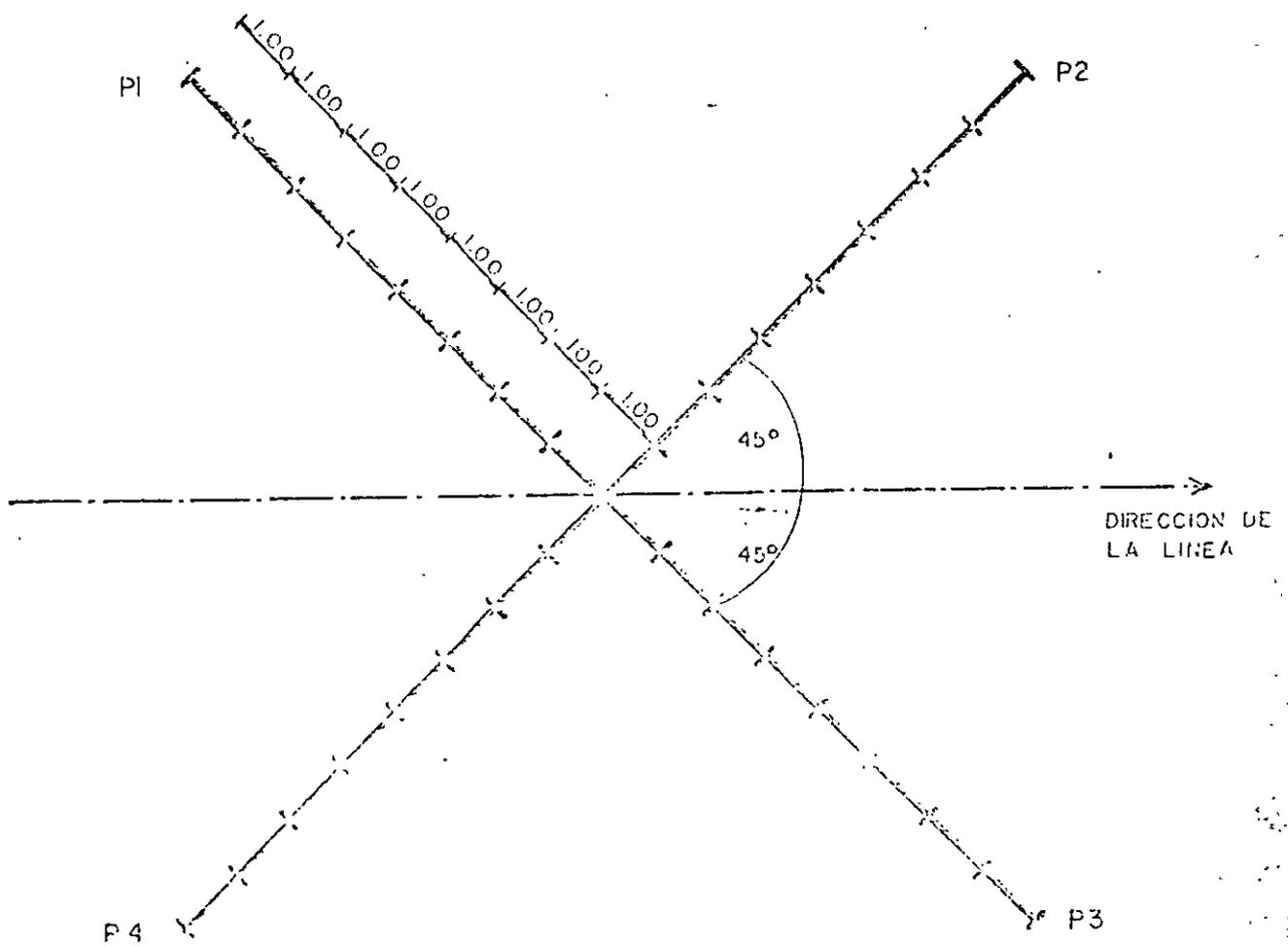
El tipo de cimentación seleccionado debe indicarse en las Hojas de Distribución de Torres de la línea.

Obviamente al hacer la selección el proyectista deberá considerar los tipos de cimentación existentes para la torre de que se trate, es decir, si la cimentación normal de diseño para un tipo determinado de torre es concreto, así lo deberá anotar en las Hojas de Distribución aún cuando el topógrafo recomiende reja metálica (ya que éste desconoce cuales son las cimentaciones normales de diseño)

El proyectista deberá firmar cada 10 o 20 hojas de los levantamientos en cruz entregadas por el topógrafo, indicando además su nombre y la fecha.

## 6.- VARILLAS DE TIERRA.

Para cada una de las estructuras en que se seleccione cualquier tipo de cimentación que no sea reja metálica, invariablemente el proyectista deberá anotar en la columna correspondiente de las Hojas de Distribución de Torres, las 4 varillas de tierra que se requieren.

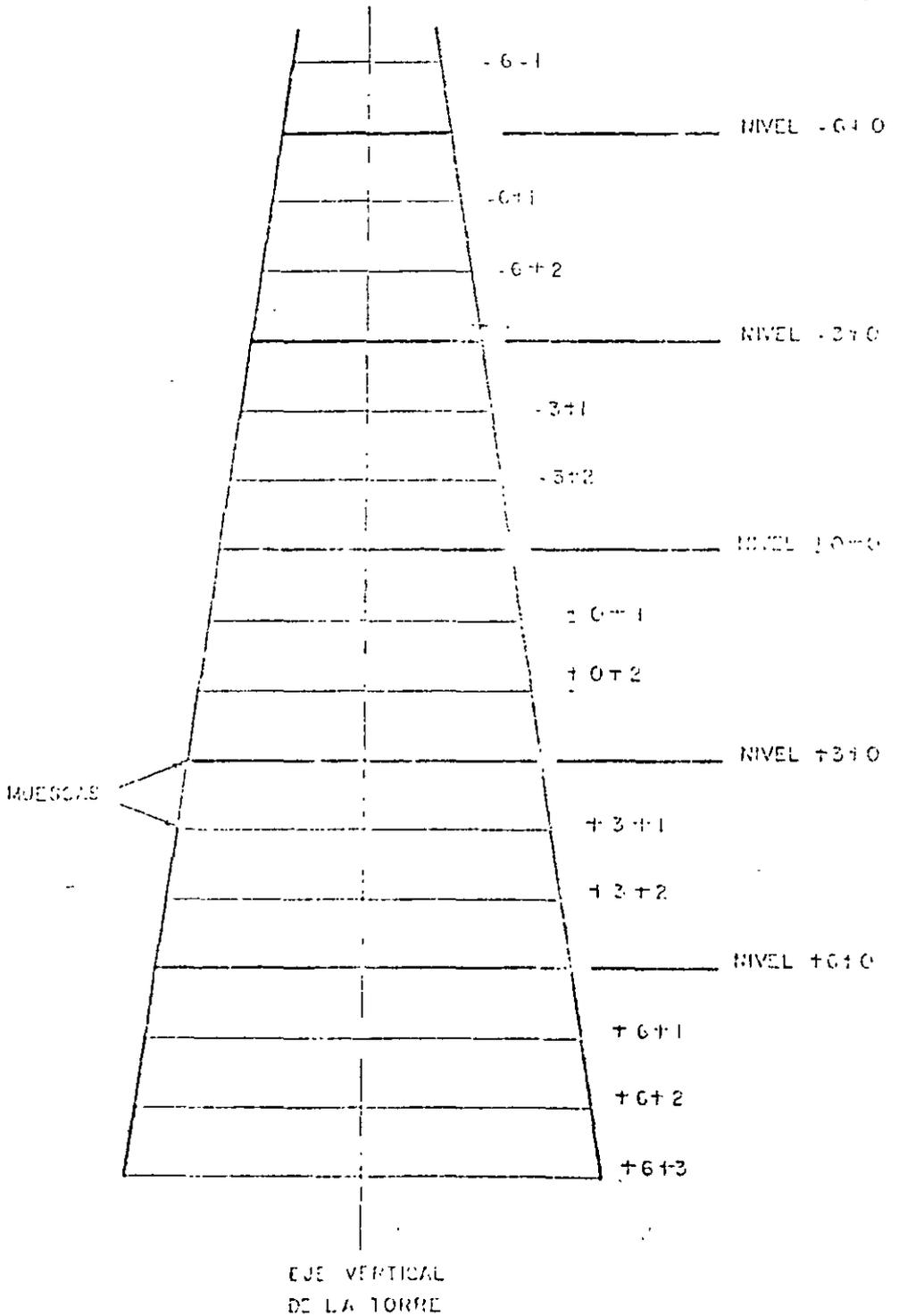


CFE

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE DISTRIBUCION  
 OFNA DE LINEAS DE SUBTRANSMISION

LINEA DE TRANSMISION \_\_\_\_\_

PERFIL DE LA TORRE TIPO \_\_\_\_\_



PROYECTO EN CRUZ

LÍNEA \_\_\_\_\_

CLASE DE TERRENO \_\_\_\_\_

TIPO CIMENTACION RECOMENDADA \_\_\_\_\_

OBSERVACIONES \_\_\_\_\_

TOPOGRAFIA \_\_\_\_\_ FECHA \_\_\_\_\_

EXTENSIONES REGULARES

00'	P1	P2	P3	P4

TORRE N° \_\_\_\_\_

TIPO \_\_\_\_\_

DEFLEXION \_\_\_\_\_

KM \_\_\_\_\_



DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE DISTRIBUCION  
OBRAS DE LINEAS DE SUBTRANSMISION