



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M. DIVISION DE EDUCACION 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 las notas. Las inasistencias serán computadas por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia solamente a los alumnos que tengan un mínimo de 80% de asistencias.

Pedimos a los asistentes recoger su constancia el día de la clausura. Estas se retendrán por el periodo de un año, pasado este tiempo la DECFI no se hará responsable de este documento.

Se recomienda a los asistentes 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.

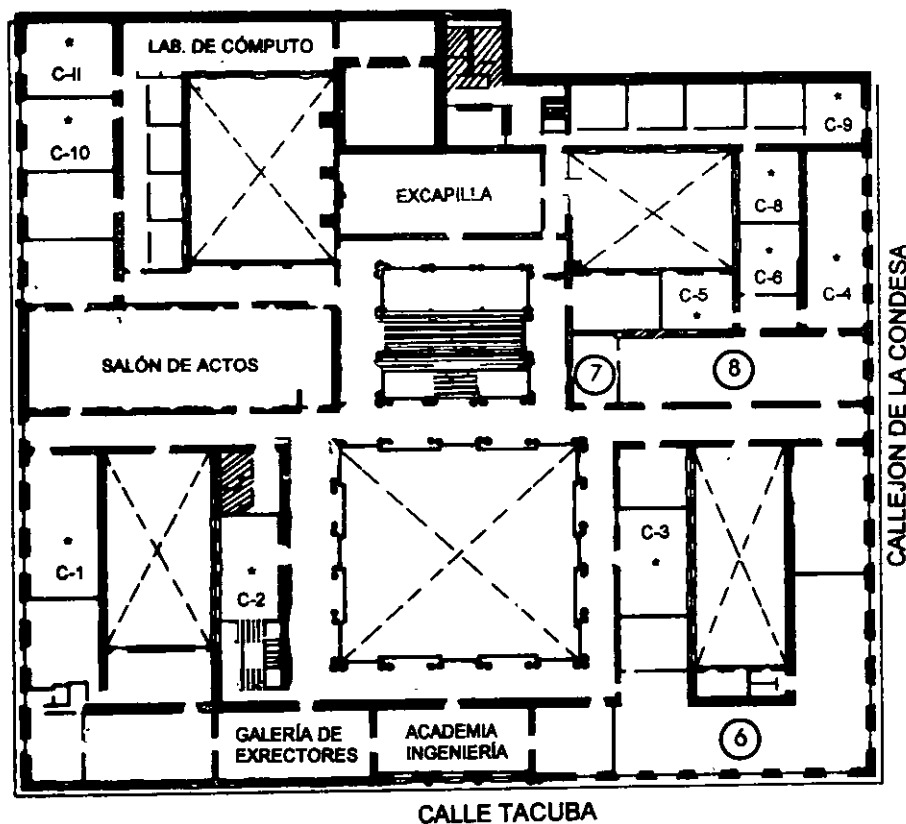
Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su hoja de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes, que se entregará oportunamente.

Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán 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 no 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

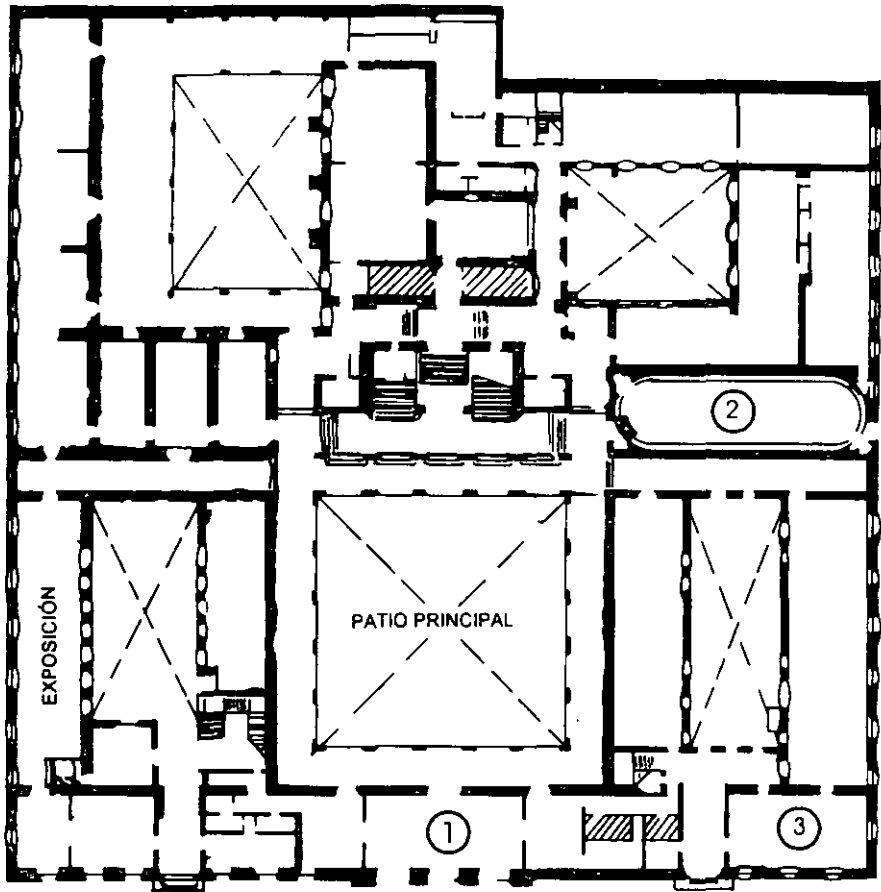


**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.
CURSOS ABIERTOS**

DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

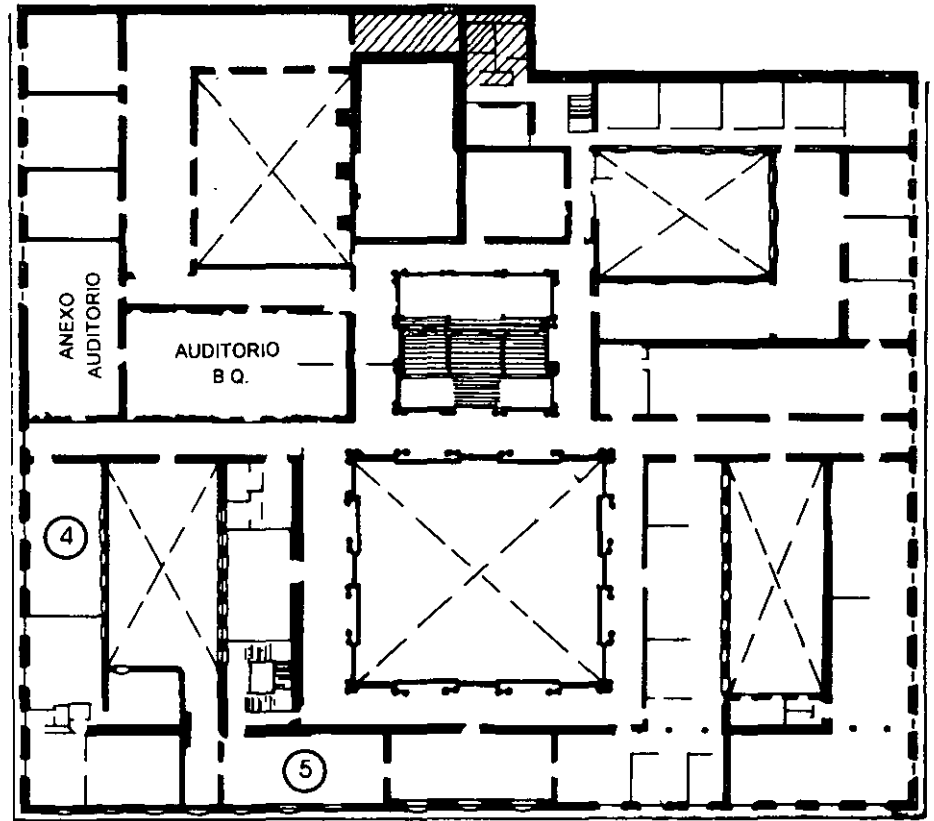


PALACIO DE MINERIA



CALLE TACUBA

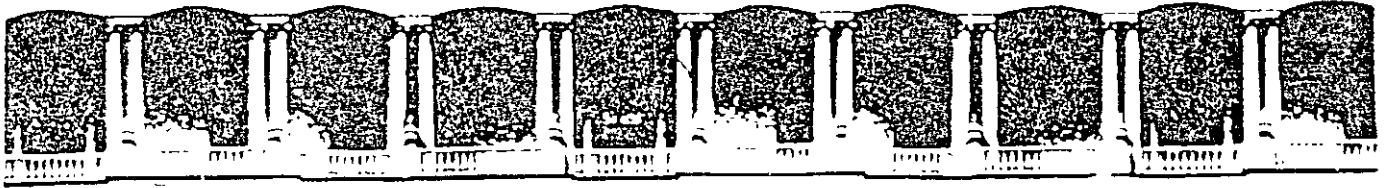
PLANTA BAJA



CALLE TACUBA

CALLEJON DE LA CONDESA

MEZZANINNE



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV
CA 154

DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

TEMA

AISLADORES: LONGITUD, DISTANCIA DE
FUGA, CONTAMINACIÓN

EXPOSITOR: ING. HUGO EQUIHUA TAPIA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003

DISEÑO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

INTRODUCCIÓN

LA NECESIDAD DE CONSTRUIR UNA NUEVA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SURGE POR CUALQUIERA DE LAS SIGUIENTES RAZONES:

- ° LA CONSTRUCCION DE UNA PLANTA GENERADORA O LA AMPLIACIÓN DE UNA EXISTENTE.
- ° INTERCONEXION ENTRE SISTEMAS.
- ° REHABILITACION O REPOTENCIACIÓN DE UNA LINEA EXISTENTE.

PARA LA PLANEACION DE LA CONSTRUCCION DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEBEN CONSIDERARSE CONSIDERARSE TANTO LOS ASPECTOS ELECTRICOS COMO LOS MECANICOS. ASÍ COMO TAMBIEN LOS ECONOMICOS. SIN OLVIDAR QUE LA CONSTRUCCION DE LA LINEA DEBE SER DE TAL MANERA QUE SE AFECTE, LO MENOS POSIBLE. AL MEDIO AMBIENTE.

UNA VEZ DETERMINADA LA POTENCIA QUE SE VA A TRANSMITIR POR LA LÍNEA, SE ANALIZARA EL PROBLEMA ELECTRICO PARA DETERMINAR EL VOLTAJE MÁS ADECUADO PARA LAS TRANSMISION. EL SIGUIENTE PROBLEMA POR RESOLVER SERA EL DEL DERECHO DE VIA. PARA LO CUAL SE ANALIZARÁN LAS DIFERENTES RUTAS POSIBLES ENTRE LA PLANTA Y EL DESTINO FINAL DE LA LINEA. LA

SELECCION RECAERA SOBRE LA MÁS ADECUADA Y LA MAS ECONOMICA PARA LA LINEA.

DETERMINADO EL DERECHO DE VIA SE PROCEDERA A ESTUDIAR LA TOPOGRAFIA DE LA RUTA, LA ALTURA DE LA MISMA SOBRE EL NIVEL DEL MAR Y LAS CARACTERISTICAS FISICAS DEL TERRENO. CON LA INFORMACION QUE SE OBTINGA DE ESTOS ESTUDIOS SE INICIARÁ, PROPLAMENTE EL DISEÑO DE LA LINEA.

EN ESTOS APUNTES SE DAN, COMO INTRODUCCION, ALGUNOS ASPECTOS GENERALES QUE DEBEN TOMARSE EN CUENTA PARA EL DISEÑO MECANICO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION.

CONDUCTORES

LOS CONDUCTORES PARA UNA LINEA DE TRANSMISION SE SELECCIONAN DE ACUEPDO CON LA CORRIENTE , LA TENSION, LA LONGITUD DE LA LINEA Y LAS NORMAS CORRESPONDIENTES.

PARA LAS TENSIONES DE TRANSMISION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL: 85, 230 Y 100 KV, LOS CONDUCTORES NORMALIZADOS SON:

PARA 85 KV, CABLE DE 795 MCM ACSR, CONDOR, AMPACIDAD DE 900 A.

PARA 230 Y 400 KV: CABLE DE 1113 MCM, ACSR, BLUEJAY, AMPACIDAD DE 1110 A.

LAS LINEAS PUEDEN SER: DE UN CIRCUITO TRIFASICO O DE DOS CIRCUITOS EN PARALELO CON UNO O DOS CONDUCTORES POR FASE Y DOS CABLES DE GUARDA. AUN CUANDO EN EL SISTEMA NACIONAL YA HAY LINEAS DE CUATRO CIRCUITOS EN PARALELO Y LINEAS CON TRES CONDUCTORES POR FASE.

PARA LINEAS CON DOS CONDUCTORES POR FASE, LAS SEPARACIONES ENTRE CONDUCTORES DE CADA FASE SON:

LINEAS DE 85 Y 230 KV: 33 cm.

LINEAS DE 400 KV: 45 cm.

EN LA TABLA SIGUIENTE SE DAN LAS CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LOS CONDUCTORES MENCIONADOS.

| CONDUCTORES | | |
|--|--------------------------|--------------------------|
| CARACTERISTICAS | 795 MCM | 1113 MCM |
| NUMERO DE HILOS | 54 / 7 | 45 / 7 |
| DIAMETRO (mm) | 28 | 32 |
| AREA (mm ²) | 456 | 603 |
| PESO (kg / m) | 1.524 | 1.870 |
| CARGA DE RUPTURA (kg) | 12.940 | 14.030 |
| MODULO DE ELASTICIDAD INICIAL (kg / mm ²) | 5.202 | 5.483 |
| MODULO DE ELASTICIDAD FINAL (kg / mm ²) | 6.678 | 6.587 |
| COEF. DE DILATACION LINEAL INICIAL (1 / °C) | 12.28 x 10 ⁻⁶ | 20.53 x 10 ⁻⁶ |
| COEF. DE DILATACION LINEAL FINAL (1 / °C) | 19.26 x 10 ⁻⁶ | 20.80 x 10 ⁻⁶ |

TABLA 1 CARACTERISTICAS DE CONDUCTORES DE 795 Y 1113 MCM ACSR.

LOS CONDUCTORES DE LAS LINEAS DE TRANSMISION ESTÁN SUJETOS A DIVERSOS ESFUERZOS, LOS CUALES DEBEN SER TOMADOS EN CUENTA PARA EL DISEÑO DE LAS MISMAS. ESTOS ESFUERZOS SON CAUSADOS POR:

- ° LA TENSION MECANICA EN EL MOMENTO DE TENDER LA LÍNEA.
- ° EL PROPIO PESO DE LOS CONDUCTORES.
- ° EL AGUA, LAS SUSTANCIAS SOLIDAS SUSPENDIDAS EN LA ATMÓSFERA Y EL HIELO QUE SE ACUMULA EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR.
- ° EL VIENTO.
- ° LAS VIBRACIONES.

AL TENDER LOS CONDUCTORES DE UNA LÍNEA, ÉSTOS NO PUEDEN QUEDAR HORIZONTALES, YA QUE LA TENSION MECÁNICA REQUERIDA PARA TAL EFECTO SOBREPASARÍA O ESTARÍA MUY CERCA DEL LÍMITE DE ELASTICIDAD DE LOS CONDUCTORES OCACIONANDO DEFORMACIONES PERMANENTES O LA RUPTURA DE LOS MISMOS. AL NO QUEDAR HORIZONTALES LOS CONDUCTORES, ÉSTOS FORMAN UNA CURVA LLAMADA CATENARIA CUYAS CARACTERÍSTICAS ESTÁN DETERMINADAS POR: LA TENSION MECÁNICA, EL PESO DE LOS CONDUCTORES Y EL TAMAÑO DEL CLARO. ES DECIR, LA LONGITUD DE LA SEPARACIÓN ENTRE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LA LÍNEA (TORRES, POSTES O MARCOS).

EL TAMAÑO DE LOS CLAROS EN UNA LÍNEA DEPENDE DE LA TOPOGRAFÍA DEL DERECHO DE VIA, ÉSTO ES, DEL CAMINO POR DONDE SE CONSTRUIRÁ LA LÍNEA. LO IDEAL ES QUE TODOS SEAN DEL MISMO TAMAÑO: LO CUAL IMPLICA QUE TODA LA RUTA DE LA LÍNEA FUERA SOBRE UN TERRENO PLANO Y SIN ACCIDENTES; DADO QUE. EN GENERAL. NO SE CUENTA CON ESTAS CONDICIONES ES NECESARIO ADAPTARSE A LAS PARTICULARIDADES DE LA RUTA SELECCIONADA, EN LA QUE SE

VAN A ENCONTRAR: TERRENOS PLANOS, BARRANCAS, MONTAÑAS, RIOS, CRUCES CON CARRETERAS, VIAS FERREAS, OTRAS LINEAS, ETC.

LA TENSION MECANICA A LA QUE SE SOMETEN LOS CONDUCTORES DEBE SER, AL MOMENTO DEL TENDIDO, A 0 °C, 33 1/3 % DE LA CARGA DE RUPTURA (TENSION INICIAL) Y 25 % LA TENSION FINAL, SIN CARGA DE VIENTO.

LA TENSION INICIAL O SIN CARGA SE REFIERE AL ESTADO DEL CONDUCTOR DESPUES DE INSTALADO, SIN HIELO EN LA SUPERFICIE Y SIN VIENTO. DESPUES DE QUE EL CONDUCTOR HA ESTADO SUJETO A LA CARGA DEL VIENTO Y DEL HIELO EN SU SUPERFICIE, SUFRE UN ESFUERZO PERMANENTE INELASTICO: LA TENSION QUE RESIENTE EL CONDUCTOR, AL QUEDAR SIN ESTAS CARGAS, SE LE LLAMA TENSION FINAL.

LA CARGA VERTICAL EN UN CONDUCTOR ES EL PROPIO PESO DEL CONDUCTOR EN EL CLARO MAS EL PESO DEL HIELO, EN CASO DE QUE HAYA. LA CARGA HORIZONTAL ES LA DEL VIENTO. LA CARGA TOTAL ES LA SUMA VECTORIAL DE ESTAS DOS CARGAS.

CABLES DE GUARDA

LOS CABLES DE GUARDA PARA LAS LÍNEAS DE 85, 230 Y 400 KV SON DE 7 HILOS DE ACERO EXTRAGALVANIZADO, CON DIÁMETRO DE 9.53 mm. LAS CARACTERISTICAS MECANICAS DE ESTOS CABLES SE DAN EN LA SIGUIENTE TABLA.

| CABLES DE GUARDA | |
|---|--------------------------|
| NUMERO DE HILOS | 7 |
| DIÁMETRO (mm) | 9.5 |
| ÁREA (mm ²) | 51.2 |
| PESO (kg / m) | 0.406 |
| CARGA DE RUPTURA (kg) | 4,900 |
| MODULO DE ELASTICIDAD INICIAL (kg / mm ²) | 15,747 |
| MODULO DE ELASTICIDAD FINAL (kg / mm ²) | 18,137 |
| COEF. DE DILATACION LINEAL (1 / °C) | 11.52 x 10 ⁻⁶ |

TABLA 2. CARACTERISTICAS DE LOS CABLES DE GUARDA.

LOS CABLES DE GUARDA TAMBIEN SE VERÁN SOMETIDOS A LOS MISMOS ESFUERZOS DE LOS CONDUCTORES DE LA LÍNEA Y, TAMBIÉN, DEBEN SER CONSIDERADOS PARA LA SELECCIÓN Y EL TENDIDO CORRESPONDIENTE.

EN LA TABLA SIGUIENTE SE DAN LAS TENSIONES MECANICAS MÁXIMAS NORMALIZADAS A -5 °C Y CON PRESION DE VIENTO DE 24 kg / mm²

| COND | VOLT. | 1 CON. / FA. TORRE | 2 CON. / FA. TORRE | 1 CON. / FA. POSTE | C. DE GUARDA |
|---------|-------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|--------------|
| 795MCM | 85 | 2.500 | -- | 1,000 | 750 Y 300 |
| 1113MCM | 230 | 3.900 | 2.200 | 2,000 | 1,000 Y 600 |
| 1113MCM | 400 | -- | 3,700 | -- | 1,000 |

TABLA 5 TENSIONES MÁXIMAS EN CONDUCTORES

VIBRACIONES EN LOS CONDUCTORES

ADEMAS DE LAS CARGAS ANTES MENCIONADAS, EL DISEÑO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DEBE TOMAR EN CUENTA LA VIBRACION EN LOS CONDUCTORES.

LOS CONDUCTORES DE LAS LINEAS DE TRANSMISION AEREAS ESTAN SUJETOS A DOS TIPOS DE VIBRACIONES: LA VIBRACION EOLICA Y EL GALOPEO.

VIBRACIÓN EÓLICA

LA VIBRACIÓN EÓLICA ES UNA VIBRACIÓN DE ALTA FRECUENCIA, CON OSCILACIONES DE PEQUEÑA AMPLITUD, GENERADA POR UN VIENTO PERMANENTE DE BAJA VELOCIDAD, ENTRE 13 Y 24 km / h, A TRAVÉS DE LOS CONDUCTORES. ESTE VIENTO PERMANENTE CREA PEQUEÑOS REMOLINOS EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR, LOS CUALES SE ROMPEN A INTERVALOS REGULARES, EJERCIENDO SOBRE EL CONDUCTOR FUERZAS QUE ALTERNATIVAMENTE VAN HACIA ARRIBA Y HACIA ABAJO, PROVOCANDO LA OSCILACIÓN DEL CONDUCTOR.

LOS CONDUCTORES EN CLAROS MUY LARGOS Y MUY TENSOS ESTÁN PARTICULARMENTE PROPENSOS A ESTE TIPO DE VIBRACIONES:

LOS TERRENOS PLANOS Y ABIERTOS FACILITAN LAS CONDICIONES PARA QUE EL VIENTO PRODUZCA LA VIBRACIÓN EÓLICA. ESTA VIBRACIÓN ES CAUSA DE LA FRACTURA DE LOS CONDUCTORES EN LOS PUNTOS DE SUJECIÓN, ES DECIR, QUE EL CONDUCTOR FALLA POR FATIGA EN ESOS PUNTOS.

PARA MINIMIZAR LOS EFECTOS DE LA VIBRACIÓN EÓLICA ES RECOMENDABLE UTILIZAR CLEMAS DE SUSPENSIÓN ADECUADAS, ASÍ COMO TAMBIÉN CON EL USO DE AMORTIGUADORES EN LOS CONDUCTORES, LOS CUALES ABSORBEN LA ENERGÍA DE LA VIBRACION Y LA AMORTIGUAN.

PARA DETECTAR LA VIBRACIÓN EÓLICA SE UTILIZA UN VIBRÓMETRO; ESTE DISPOSITIVO REGISTRA LA VIBRACION, EN CASO DE HABERLA; SI LA AMPLITUD DE

LAS OSCILACIONES ES IGUAL O MAYOR A 10 MILESIMAS DE PULGADA, SERA NECESARIO INSTALAR LOS AMORTIGUADORES.

GALOPEO

EL GALOPEO, O DANZA DE LOS CONDUCTORES, ES UNA CONDICIÓN EN LA CUAL LOS CONDUCTORES DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN VIBRAN CON OSCILACIONES DE GRAN AMPLITUD Y MUY BAJA FRECUENCIA. EL GALOPEO PUEDE CAUSAR FALLAS DEBIDO AL CONTACTO ENTRE FASE O POR LA FRACTURA DE LOS CONDUCTORES EN LOS PUNTOS DE APOYO. EL GALOPEO PRODUCE ESFUERZOS TAN GRANDES QUE, INCLUSIVE, PUEDE CAUSAR FALLAS EN LAS ESTRUCTURAS Y FLECHAS MAYORES A LAS DE DISEÑO; YA QUE ESTOS ESFUERZOS PUEDEN REBASAR EL LIMITE DE ELASTICIDAD DE LOS CONDUCTORES.

EL GALOPEO USUALMENTE LO CAUSA UN VIENTO PERMANENTE DE BAJA VELOCIDAD, ENTRE 3 Y 12 km/h. A TRAVES DE LOS CONDUCTORES, ESPECIALMENTE SI ESTOS ESTAN CUBIERTOS DE HIELO, CON LO CUAL SE INCREMENTA EL DIAMETRO Y EL PESO DE LOS CONDUCTORES, ASI COMO LA TENSION EN LOS MISMOS

DURANTE EL GALOPEO, LOS CONDUCTORES OSCILAN ELIPTICAMENTE A FRECUENCIAS MENORES A 1 HZ Y AMPLITUDES DE VARIOS PIES.

EN LA LITERATURA CORRESPONDIENTE AL TEMA, SE REFIERE EL CASO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN LA COSTA ESTE DE LOS ESTADOS UNIDOS, SOBRE LA CUAL ESTUVO SOPLANDO UN VIENTO MODERADO PERMANENTE POR CUATRO DÍAS CAUSANDO EL GALOPEO DE LOS CONDUCTORES, EL ESFUERZO PRODUCIDO POR ESTE FUE DE TAL MAGNITUD QUE VARIAS TORRES DE LA LÍNEA SUFRIERON FRACTURAS EN SUS ESTRUCTURAS.

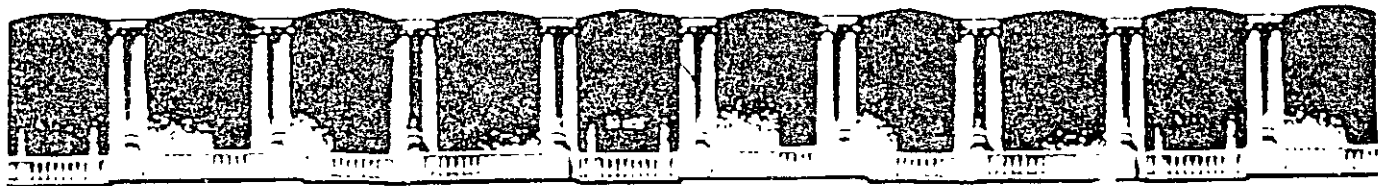
EL GALOPEO NO PUEDE PREVENIRSE, SIN EMBARGO UNA CUIDADOSA SELECCIÓN DEL CLARO Y DE LA TENSION DE LOS CONDUCTORES PUEDEN MINIMIZARLO. LÍNEAS CON CLAROS MAYORES DE 220 m RARAMENTE SUFREN ESTE TIPO DE VIBRACIONES, LO MISMO QUE LÍNEAS CON CONDUCTORES AGRUPADOS POR FASE (BUNDLED) CON SEPARADORES ENTRE ELLOS.

EN SITIOS DONDE EXISTE LA PROBABILIDAD DE QUE OCURRA EL GALOPEO , POR EJEMPLO ENTRE MONTAÑAS, DONDE ES ENCAÑONADO EL VIENTO, SERÁ NECESARIO INSTALAR AMORTIGUADORES AERODINÁMICOS.

BIBLIOGRAFIA

MANUAL DE DISEÑO Y NORMALIZACION DE LINEAS DE TRANSMISION. COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S. A. 1980.

ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION AND TRANSMISSION. LUCES M FAULKENBERRY AND WALTER COFFER. PRENTICE HALL. 1996.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

**MODULO IV
CA 154**

DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

TEMA

FLECHAS Y TENCIONES

**EXPOSITOR: ING. GONZALO MENDOZA GALVAN
ING. AÑFREDO JAIMES GARCIA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003**

Análisis de flechas y tensiones.

El análisis de flechas y tensiones en un conductor es una consideración importante en el diseño de una línea aérea de transmisión. La cantidad y continuidad del servicio eléctrico suministrado por la línea dependerá enormemente de la instalación apropiada de los conductores.

De acuerdo con lo anterior, el ingeniero de diseño deberá determinar de antemano la tensión mecánica que dará a los cables de una línea en particular, a una temperatura dada.

Para determinar la tensión mecánica que será usada en el tendido de los conductores de la línea, deberá conocer los valores de flechas y tensiones para las diferentes condiciones climatológicas.

La tabla 2208.3 del artículo 2208 de las Normas Oficiales Mexicanas, contiene las condiciones meteorológicas mínimas de diseño para las diferentes zonas de cargas mecánicas en la República Mexicana.

La tensión en los conductores contribuye a la carga mecánica sobre las estructuras de soporte donde la línea tiene un ángulo de deflexión o donde remata. La tensión mecánica excesiva puede causar la falla del propio conductor.

Los factores que afectan la flecha de un conductor fijo firmemente en sus soportes son:

1. Carga del conductor por unidad de longitud
2. Claro interpostal, esto es, distancia entre soportes
3. Temperatura
4. Tensión mecánica aplicada al conductor.

Para determinar adecuadamente la carga del conductor los factores que se necesitan tomar en cuenta son:

1. Peso propio del conductor
2. Peso del hielo o nieve adherida al conductor
3. Viento sobre el conductor.

El peso efectivo máximo del conductor es la suma de su propio peso y el peso del hielo adherido a él. Es importante considerar las condiciones más críticas.

El viento se considera aplicado en ángulo recto a la dirección de la línea y actuando sobre el área proyectada de los conductores, incluyendo el área proyectada del hielo en determinadas zonas geográficas.

Un diseño económico establece que la flecha del conductor sea mínima para no usar estructuras muy altas, para proveer suficiente espacio sobre el nivel del terreno (libramiento) y para eliminar excesivas distancias entre conductores evitando que se aproximen demasiado en los centros del claro interpostal.

Cálculo mecánico de conductores.

En mecánica se estudia la curva que forma un cable de peso uniforme suspendido por sus extremos situados en la misma horizontal. A esta curva se le conoce con el nombre de catenaria (Figura 1) y su ecuación es:

$$y = \frac{h}{2} \left(e^{\frac{x}{h}} - e^{-\frac{x}{h}} \right)$$

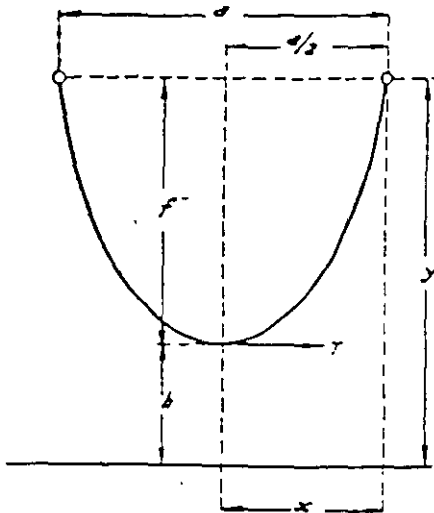


Figura 1

En la que $h = T/p$, siendo T la tensión en kilogramos en el punto mas bajo del conductor y p la carga por metro de conductor (peso + sobre carga).

Desarrollando en serie la ecuación anterior tendremos:

$$y = h \left(1 + \frac{x^2}{2h^2} + \frac{x^4}{4h^4} + \dots \right)$$

Como la relación T/p tiene un valor elevado porque p es pequeño comparado con la tensión T , y h aparece en los diversos términos de la serie en el denominador y con potencias crecientes, puede prescindirse, sin cometer error sensible, de los términos de la serie a partir del tercero, quedando así reducida la fórmula anterior a:

$$y = h \left(1 + \frac{x^2}{2h^2} \right) = h + \frac{x^2}{2h}$$

$$y - h = f = \frac{x^2}{2h}$$

Sustituyendo x por su valor $a/2$ y h por su valor T/p , tendremos:

$$f = \frac{x^2}{2h} = \frac{a^2}{4} \times \frac{p}{2 \times T} = \frac{a^2 \times p}{8 \times T}$$

que es la ecuación de una parábola.

Donde:

f = Flecha del conductor en metros

a = Longitud del claro, en metros

p = Peso del conductor por unidad de longitud, en Kg/m

T = Tensión del conductor en el punto de flecha máxima, en kilogramos

La longitud de la curva ADB (Figura 2) será:

$$l = a + \frac{8f^2}{3a} = a + \frac{a^2 \times p^2}{24 \times T^2}$$

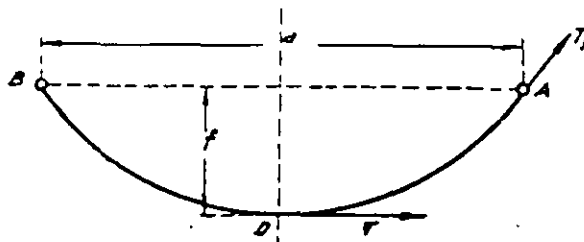


Figura 2

La tensión T_1 del conductor en los puntos de soporte es mayor que T y ambas tensiones se relacionan con la ecuación:

$$T_1 - T = p \times f$$

Generalmente en las líneas aéreas la flecha es inferior a 2% de la longitud del claro correspondiente y por ello el término $p \cdot f$ tiene un valor reducido.

Se considera entonces que $T_1 = T$, es decir, las tensiones de los diversos puntos de la curva son constantes y que éstas son iguales a la tensión en el punto más bajo, para el cual la flecha es máxima.

Con la sustitución de la parábola por la catenaria y para claros menores de 300 m que es lo más común en líneas de distribución, con flechas menores del 6% de la longitud del claro, el error en la flecha calculada es del orden de 0.5%, error que aumenta con rapidez, y para flechas del orden de un 10% del claro, la ecuación de la parábola da flechas un 2% menores que empleando la ecuación de la catenaria.

Soportes a diferentes niveles. Claros asimétricos.

Considere un claro L entre dos niveles, como se muestra en la figura 3, cuyas elevaciones difieren por una distancia h .

Sea X_1 la distancia horizontal desde el punto más bajo de la curva hasta el punto de soporte inferior y X_2 la distancia horizontal desde el punto más bajo de la curva hasta el punto de soporte superior.

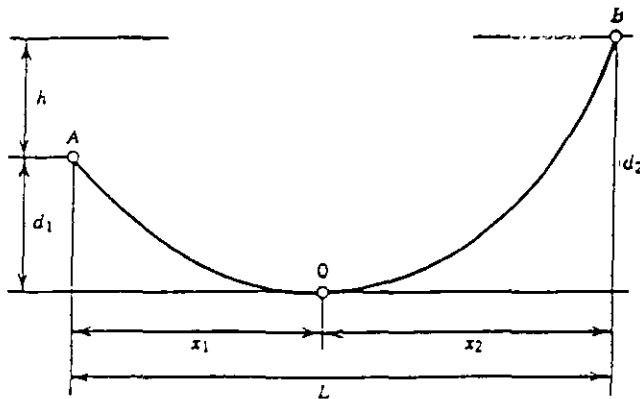


Figura 3

Usando la ecuación de la parábola se tiene:

$$y = \frac{wx^2}{2T}$$

Las flechas d_1 y d_2 pueden determinarse como:

$$d_1 = \frac{wx_1^2}{2T}$$

$$y \quad d_2 = \frac{wx_2^2}{2T}$$

De la figura, vemos que: $h = d_2 - d_1$

Por lo que $h = \frac{w}{2T} (x_2^2 - x_1^2)$

$$\text{ó} \quad h = \frac{wL}{2T} (x_2 - x_1)$$

$$\text{pero} \quad L = x_1 + x_2 \quad \dots 1$$

$$\text{entonces} \quad \frac{2Th}{wL} = x_2 - x_1 \quad \dots 2$$

Sumando las ecuaciones 1 y 2 :

$$2x_2 = L + \frac{2Th}{wL}$$

$$\text{ó} \quad x_2 = \frac{L}{2} + \frac{Th}{wL}$$

Restando la ecuación 2 de la ecuación 1 :

$$2x_1 = L - \frac{2Th}{wL}$$

$$\text{ó} \quad x_1 = \frac{L}{2} - \frac{Th}{wL} \quad \dots 3$$

En la ecuación 3 :

Si $\frac{L}{2} > \frac{Th}{wL}$ entonces x_1 es positiva

Si $\frac{L}{2} = \frac{Th}{wL}$ entonces x_1 es cero

Si $\frac{L}{2} < \frac{Th}{wL}$ entonces x_1 es negativa

Si x_1 es negativa, el punto mas bajo (punto 0) de la curva se ubica fuera del claro, como se muestra en la siguiente figura:

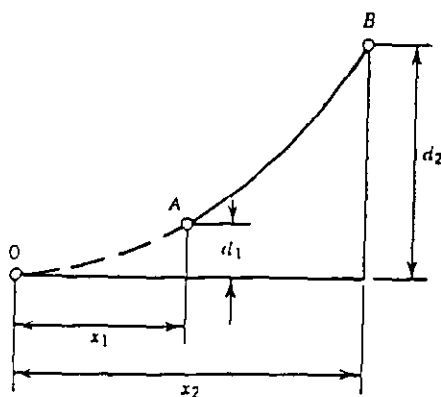


Figura 4

CLAROS DE LONGITUD DESIGUAL: CLARO REGLA O CLARO PROMEDIO.

Cuando en una línea existen claros de longitud desigual (el caso mas general), cada claro debería ser tensionado de acuerdo a su propia longitud. Sin embargo, esto no es posible con los aisladores de suspensión ya que la cadena de aisladores se giraría para igualar la tensión en cada claro. También es impráctico estar rematando a la línea en cada claro (con cadenas horizontales) por separado.

Es posible, para eliminar este inconveniente, suponer una tensión uniforme entre soportes de remate definiendo un claro equivalente, el cual se conoce como CLARO REGLA o CLARO PROMEDIO y basando todos los cálculos en este claro equivalente.

Si se conocen los claros entre soportes, el claro regla puede calcularse de la ecuación:

$$L_r = \sqrt{\frac{L_1^3 + L_2^3 + L_3^3 + \dots + L_n^3}{L_1 + L_2 + L_3 + \dots + L_n}}$$

Donde: L_r = Claro regla o claro equivalente
 L_i = Claro individual en la línea

Generalmente, no es necesario tener un valor exacto del claro regla. Un claro regla aproximado puede calcularse como:

$$L_r = L_{avg} + \frac{2}{3}(L_{max} - L_{avg})$$

Donde: L_{avg} = Claro promedio en la línea
 L_{max} = Máximo claro en la línea

La tensión T en la línea puede estimarse usando este claro equivalente y la flecha para cada claro puede calcularse de la ecuación.

$$d = \frac{wL^2}{8T}$$

ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO

En los libros de mecánica, se expone con detalle la deducción de la llamada ecuación de cambio de estado o ecuación de cambio de condiciones, en la cual figuran:

- a) Los valores de las tensiones inicial y final, debida ésta a las sobrecargas y variaciones de temperatura.
- b) Las temperaturas extremas a que se hallan sometidos los conductores.
- c) El módulo de elasticidad del metal de que está formado el conductor.
- d) El coeficiente de dilatación lineal del material considerado.
- e) Los pesos por unidad de longitud del conductor, con sobrecarga y sin ella.

Para el cálculo de la tensión mecánica del conductor, hacemos uso de la ecuación de cambio de estado, tomando como datos para el estado inicial y final, las limitaciones mecánicas que se fijan a los conductores para que trabajen satisfactoriamente en las diferentes condiciones ambientales, tales como: variación de temperatura, presión de viento y en algunos casos cargas de hielo.

A continuación se indicarán las variaciones de temperatura y presión de viento así como la carga de hielo que deberán tomarse en cuenta en la determinación de cada una de las limitaciones necesarias para el diseño de la línea.

1. Temperatura máxima sin presión de viento, permite determinar la limitación por libramiento y la plantilla a utilizar en la localización de postes sobre el perfil del recorrido de la línea.
2. Temperatura media sin viento, permite verificar que las tensiones alcanzadas en este caso estén de acuerdo con las tensiones admitidas para limitar las vibraciones.

3. Temperatura mínima sin viento: Permite verificar el libramiento en caso de cruce abajo de una línea existente.
4. Temperatura mínima con viento máximo, sin hielo o bien temperatura mínima con hielo y viento reducido: Permite obtener la tensión final máxima resultante de los conductores, cuyo valor es necesario para determinar el coeficiente de seguridad mínima en los conductores y así como para calcular las deflexiones máximas permisibles en las estructuras tipo.

Cargas de viento y hielo.

A fin de considerar las condiciones más reales de velocidad de viento y cargas de hielo para el diseño, se ha dividido a la República Mexicana en 6 zonas en las que se han establecido las condiciones más desfavorables de temperatura, velocidad de viento y cargas de hielo. (Ver mapa anexo).

El peso de hielo sobre un conductor circular está dado por la ecuación:

$$I = 0.3109 (D_I^2 - D_B^2)$$

Donde:

- I = Peso del hielo sobre el conductor, en libras/pie
- D_B = Diámetro del conductor en pulgadas
- D_I = Diámetro del conductor + 2 veces el espesor del hielo en pulgadas

La carga de viento sobre conductores y estructuras se determinará de acuerdo con la Tabla 2208.4 de las Normas Oficiales Mexicanas para la zona geográfica en estudio.

| Zona de carga mecánica | Velocidad de viento de diseño km/h | Presión del viento en kg/m ² , sobre superficies de: | | |
|------------------------|------------------------------------|---|----------------------|------------|
| | | Cables | Estructuras | |
| | | | Cilíndricas (postes) | De celosía |
| I, II y III | 90 | 39 | 66 | 105 |
| IV | 70 | 24 | 40 | 64 |
| V | 100 | 48 | 81 | 130 |
| VI | 105 | 53 | 90 | 143 |

Las tensiones finales, se calcularán a partir de la ecuación de cambio de Estado.

$$S'^2 \left[S' + \frac{W_e^2 E_r m^2 a^2}{24S^2} + \alpha E_r (t_f - t_i) - S \right] = \frac{W_e^2 E_r m^2 a^2}{24}$$

Haciendo:

$$\frac{W_e^2 E_r}{24} = K \quad \text{y} \quad \alpha E_r = K'$$

$$S'^2 \left[S' + \frac{Km^2 a^2}{S^2} + K'(t_f - t_i) - S \right] = Km^2 a^2$$

En el estado inicial

| | | | |
|---|----------------|-------------------------------------|-----------------------|
| { | S | Esfuerzo inicial sobre el conductor | (Kg/mm ²) |
| | T _i | Temperatura inicial | (°C) |
| | m | Coeficiente de sobrecarga inicial | |

En el estado final

| | | | |
|---|----------------|-----------------------------------|-----------------------|
| { | S' | Esfuerzo final sobre el conductor | (Kg/mm ²) |
| | T _f | Temperatura final | (°C) |
| | m' | Coeficiente de sobrecarga final | |

a Claro regla (m)

Coeficientes de sobrecarga

Inicial

$$m = \sqrt{\frac{W_h^2 + C_v^2}{W^2}}$$

Final

$$m' = \sqrt{\frac{W_h'^2 + C_v'^2}{W^2}}$$

Donde.

| | | |
|----------|---|---------------------------|
| W | Peso unitario del conductor | (Kg/m) |
| W_h | Peso unitario del conductor con o sin hielo, para el estado inicial | (Kg/m) |
| C_i | Carga unitaria de viento sobre el conductor, con o sin hielo para el estado inicial | (Kg/m) |
| W'_h | Peso unitario del conductor con o sin hielo, para el estado final | (Kg/m) |
| C'_i | Carga unitaria de viento sobre el conductor, con o sin hielo para el estado final | (Kg/m) |
| W_e | Peso específico del conductor | (Kg/m / mm ²) |
| E_f | Módulo de elasticidad final | (Kg/ mm ²) |
| α | Coefficiente de dilatación lineal | (1/°C) |

DETERMINACION DE LA TENSION FINAL DE UN CONDUCTOR DE COBRE, CAL 250 KCM, PARA LAS CONDICIONES FINALES DE 50 °C DE TEMPERATURA. SIN PRESION DE VIENTO Y MODULO DE ELASTICIDAD FINAL.

A) CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR

| | |
|-----------------------------|----------------------------|
| TIPO DE CABLE | COBRE |
| CALIBRE | 250 KCM |
| SECCION | 126.64 mm ² |
| DIAMETRO | 14.58 mm |
| PESO POR UNIDAD DE LONGITUD | 1.1501 kg/m |
| PESO ESPECIFICO | 0.0089 kg/cm ³ |
| MODULO DE ELASTICIDAD FINAL | 11950 kg/mm ² |
| COEF. DILATACION LINEAL | 16.92×10 ⁻⁶ /°C |
| CARGA DE RUPTURA | 5157 kg |
| CLARO PROMEDIO | VER HOJAS ANEXAS |

B) HIPOTESIS DE CALCULO

CONDICIONES INICIALES

| | |
|-----------------------|----------------------|
| TEMPERATURA | 16 °C |
| TENSION DE TENDIDO | 10% CARGA DE RUPTURA |
| PRESION DE VIENTO | CERO |
| CLARO PROMEDIO | VER HOJAS ANEXAS |
| MODULO DE ELASTICIDAD | FINAL |
| CARGA DE HIELO | CERO |

CONDICIONES FINALES

| | |
|-----------------------|----------------------|
| TEMPERATURA | 50 °C |
| TENSION | VALOR POR DETERMINAR |
| PRESION DE VIENTO | CERO |
| MODULO DE ELASTICIDAD | FINAL |
| CLARO PROMEDIO | VER HOJAS ANEXAS |
| CARGA DE HIELO | CERO |

CLARO PROMEDIO: 75 m

$$m = 1$$

$$m' = 1$$

$$K = \frac{0.0089^2 \times 11950}{24} = 0.0394$$

$$K' = 16.92 \times 10^{-6} \times 11950 = 0.2022$$

ESFUERZO INICIAL:

$$F' = 0.1 \times 5157 = 515.7 \text{ kg}$$

$$S = \frac{515.7}{126.64} = 4.0722 \text{ kg / mm}^2$$

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 75^2}{4.0722^2} + 0.2022(50 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1^2 \times 75^2$$

$$S'^2 [S' + 13.3647 + 6.8748 - 4.0722] = 221.625$$

$$S'^2 [S' + 16.1673] = 221.625$$

$$S'^3 + 16.1673S'^2 - 221.625 = 0$$

$$S' = 3.3682 \text{ kg / mm}^2$$

$$T_f = 3.3682 \times 126.64 = 426.54 \text{ kg}$$

CLARO PROMEDIO: 50 m

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 50^2}{4.0722^2} + 0.2022(50 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1^2 \times 50^2$$

$$S'^2 [S' + 5.9399 + 6.8748 - 4.0722] = 98.5$$

$$S'^2 [S' + 8.7425] = 98.5$$

$$S'^3 + 8.7425S'^2 - 98.5 = 0$$

$$S' = 2.9078 \text{ kg / mm}^2$$

$$T_f = 2.9078 \times 126.64 = 368.24 \text{ kg}$$

CLARO PROMEDIO: 100 m

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 100^2}{4.0722^2} + 0.2022(50 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1^2 \times 100^2$$

$$S'^2 [S' + 23.7595 + 6.8748 - 4.0722] = 394$$

$$S'^2 [S' + 26.5621] = 394$$

$$S'^3 + 26.5621 S'^2 - 394 = 0$$

$$S' = 3.6135 \text{ kg} / \text{mm}^2$$

$$T_f = 3.6135 \times 126.64 = 457.61 \text{ kg}$$

DETERMINACION DE LA TENSION FINAL DE UN CONDUCTOR DE COBRE, CAL 250 KCM, PARA LAS CONDICIONES FINALES DE -5 °C DE TEMPERATURA, SIN CARGA DE HIELO, CON PRESION DE VIENTO Y MODULO DE ELASTICIDAD FINAL.

A) CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR

| | |
|-----------------------------|----------------------------|
| TIPO DE CABLE | COBRE |
| CALIBRE | 250 KCM |
| SECCION | 126.64 mm ² |
| DIAMETRO | 14.58 mm |
| PESO POR UNIDAD DE LONGITUD | 1.1501 kg/m |
| PESO ESPECIFICO | 0.0089 kg/cm ³ |
| MODULO DE ELASTICIDAD FINAL | 11950 kg/mm ² |
| COEF DILATACION LINEAL | 16.92×10 ⁻⁶ /°C |
| CARGA DE RUPTURA | 5157 kg |
| CLARO PROMEDIO | VER HOJAS ANEXAS |

B) HIPOTESIS DE CALCULO

CONDICIONES INICIALES

| | |
|-----------------------|----------------------|
| TEMPERATURA | 16 °C |
| TENSION DE TENDIDO | 10% CARGA DE RUPTURA |
| PRESION DE VIENTO | CERO |
| CLARO PROMEDIO | VER HOJAS ANEXAS |
| MODULO DE ELASTICIDAD | FINAL |
| CARGA DE HIELO | CERO |

CONDICIONES FINALES

| | |
|-----------------------|--|
| TEMPERATURA | -5 °C (ZONA IV) |
| TENSION | VALOR POR DETERMINAR |
| PRESION DE VIENTO | 23.6 kg/m ² (70 km/h) (ZONA IV) |
| MODULO DE ELASTICIDAD | FINAL |
| CLARO PROMEDIO | VER HOJAS ANEXAS |
| CARGA DE HIELO | CERO |

CLARO PROMEDIO: 75 m

$$m = 1$$

$$W_h' = W = 1.1501 \text{ kg / m}$$

$$C_v' = 23.6 \times 0.01458 = 0.3441 \text{ kg / m}$$

$$m' = \sqrt{\frac{(1.1501)^2 + (0.3441)^2}{(1.1501)^2}} = 1.0438$$

DEL CALCULO ANTERIOR.

$$K = 0.0394$$

$$K' = 0.2022$$

$$S = 4.0722$$

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 75^2}{4.0722^2} + 0.2022(-5 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1.0438^2 \times 75^2$$

$$S'^2 [S' + 13.3647 - 4.2462 - 4.0722] = 241.46$$

$$S'^2 [S' + 5.0463] = 241.46$$

$$S'^3 + 5.0463S'^2 - 241.46 = 0$$

$$S' = 4.922 \text{ kg / mm}^2$$

$$T_f = 4.922 \times 126.64 = 623.32 \text{ kg}$$

CLARO PROMEDIO: 50 m

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 50^2}{4.0722^2} + 0.2022(-5 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1.0438^2 \times 50^2$$

$$S'^2 [S' + 5.9399 - 4.2462 - 4.0722] = 107.32$$

$$S'^2 [S' - 2.3785] = 107.32$$

$$S'^3 - 2.3785S'^2 - 107.32 = 0$$

$$S' = 5.6915 \text{ kg / mm}^2$$

$$T_f = 5.6915 \times 126.64 = 720.77 \text{ kg}$$

CLARO PROMEDIO: 100 m

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 100^2}{4.0722^2} + 0.2022(-5 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1.0438^2 \times 100^2$$

$$S'^2 [S' + 23.7595 - 4.2462 - 4.0722] = 429.27$$

$$S'^2 [S' + 15.4411] = 429.27$$

$$S'^3 + 15.4411S'^2 - 429.27 = 0$$

$$S' = 4.6252 \text{ kg/mm}^2$$

$$T_f = 4.6252 \times 126.64 = 585.73 \text{ kg}$$

** P R O B L E M A N O . - 3 : **

D A T O S :

CALIBRE Y TIPO DEL CONDUCTOR = 250 KCM cobre
SECCION DEL CONDUCTOR (mm²) = 126.64
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (mm) = 14.58
PESO POR UNIDAD DE LONGITUD DEL CONDUCTOR (kg/m) = 1.1501
PESO ESPECIFICO DEL CONDUCTOR (kg/cm³) = .0089
MODULO DE ELASTICIDAD FINAL DEL CONDUCTOR (kg/mm²) = 11950
COEFICIENTE DE DILATACION LINEAL (1/ grados C) = 1.692E-05
CLARO ENTRE SOPORTES (m) = 100
TENSION DE TENDIDO = 10 % TENSION RUPTURA
TENSION DE RUPTURA (kg) = 5157

CONDICIONES INICIALES :

TEMPERATURA INICIAL = 16 grados C
TENSION DE TENDIDO = 515.7 kg
TENSION DE RUPTURA = 5157 kg
PRESION DE VIENTO INICIAL = 0 kg/m²
CLARO ENTRE SOPORTES = 100 m
CARGA DE HIELO INICIAL = 0 mm

CONDICIONES FINALES :

TEMPERATURA FINAL = 50 grados C
PRESION DE VIENTO FINAL = 0 kg/m²
CARGA DE HIELO FINAL = 0 mm

*** R E S U L T A D O S ***

TENSION FINAL = 457.6512 kg

** P R O B L E M A N O . - 6 : **

D A T O S :

CALIBRE Y TIPO DEL CONDUCTOR = 250 kCM cobre
SECCION DEL CONDUCTOR (mm²) = 126.64
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (mm) = 14.58
PESO POR UNIDAD DE LONGITUD DEL CONDUCTOR (kg/m) = 1.1501
PESO ESPECIFICO DEL CONDUCTOR (kg/cm³) = .0089
MODULO DE ELASTICIDAD FINAL DEL CONDUCTOR (kg/mm²) = 11950
COEFICIENTE DE DILATACION LINEAL (1/ grados C) = 1.692E-05
CLARO ENTRE SOPORTES (m) = 100
TENSION DE TENDIDO = 10 % TENSION RUPTURA
TENSION DE RUPTURA (kg) = 5157

CONDICIONES INICIALES :

TEMPERATURA INICIAL = 16 grados C
TENSION DE TENDIDO = 515.7 kg
TENSION DE RUPTURA = 5157 kg
PRESION DE VIENTO INICIAL = 0 kg/m²
CLARO ENTRE SOPORTES = 100 m
CARGA DE HIELO INICIAL = 0 mm

CONDICIONES FINALES :

TEMPERATURA FINAL = -5 grados C
PRESION DE VIENTO FINAL = 23.6 kg/m²
CARGA DE HIELO FINAL = 0 mm

*** R E S U L T A D O S ***

TENSION FINAL = 585.6791 kg

Plantilla para dibujo de perfiles.

La localización de estructuras en el perfil del terreno y el dibujo de los conductores sobre dicho perfil, puede hacerse por medio de una plantilla.

Esta plantilla contiene los perfiles del conductor para diferentes condiciones ambientales.

Las escalas horizontal y vertical que se emplean en el dibujo de la plantilla, deben corresponder a las escalas empleadas en el dibujo del perfil del terreno.

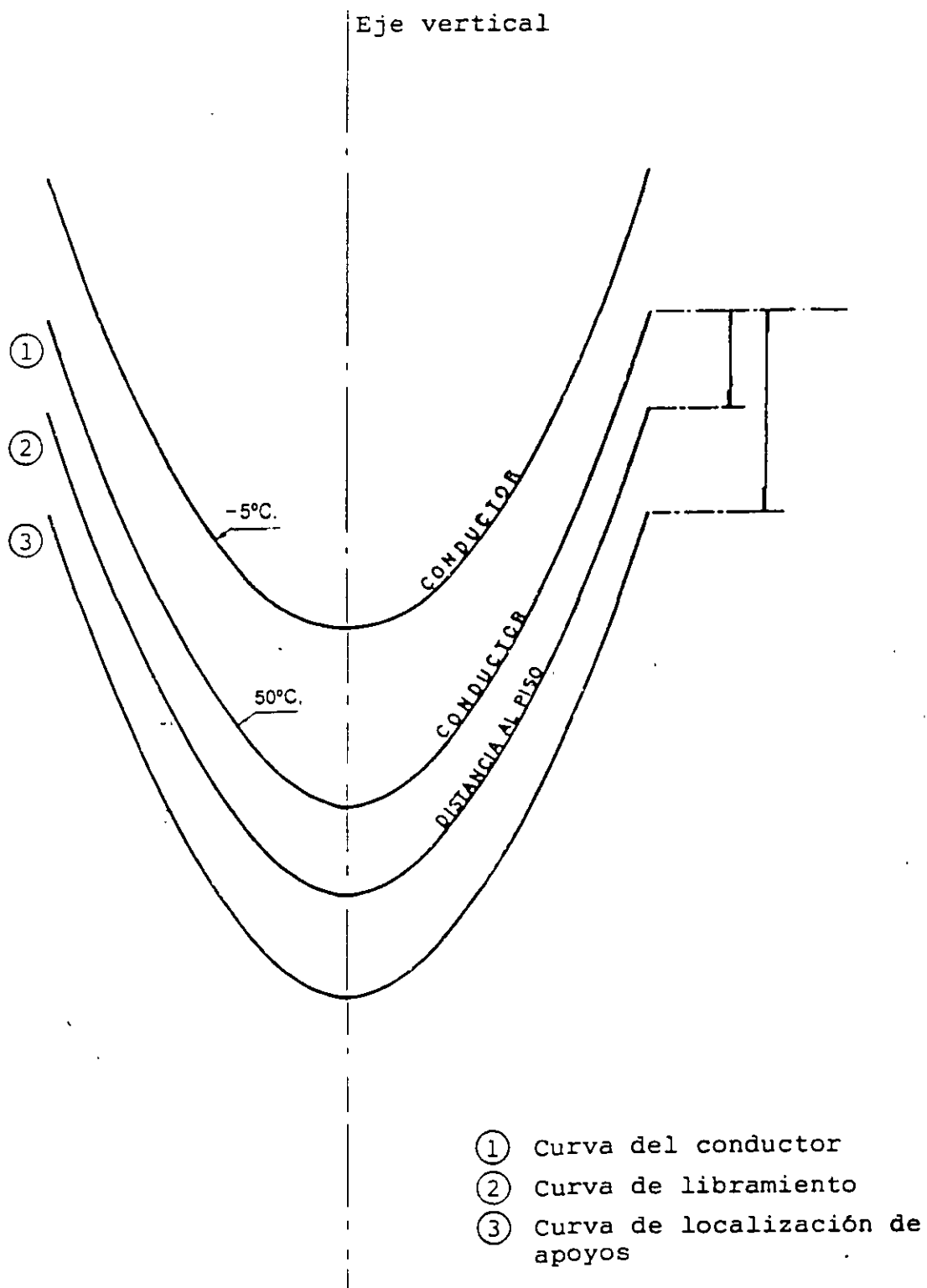
El perfil del conductor se traza de acuerdo con la ecuación de la parábola:

$$y = \frac{W}{2T} X^2$$

Donde:

W = Peso del conductor por unidad de longitud

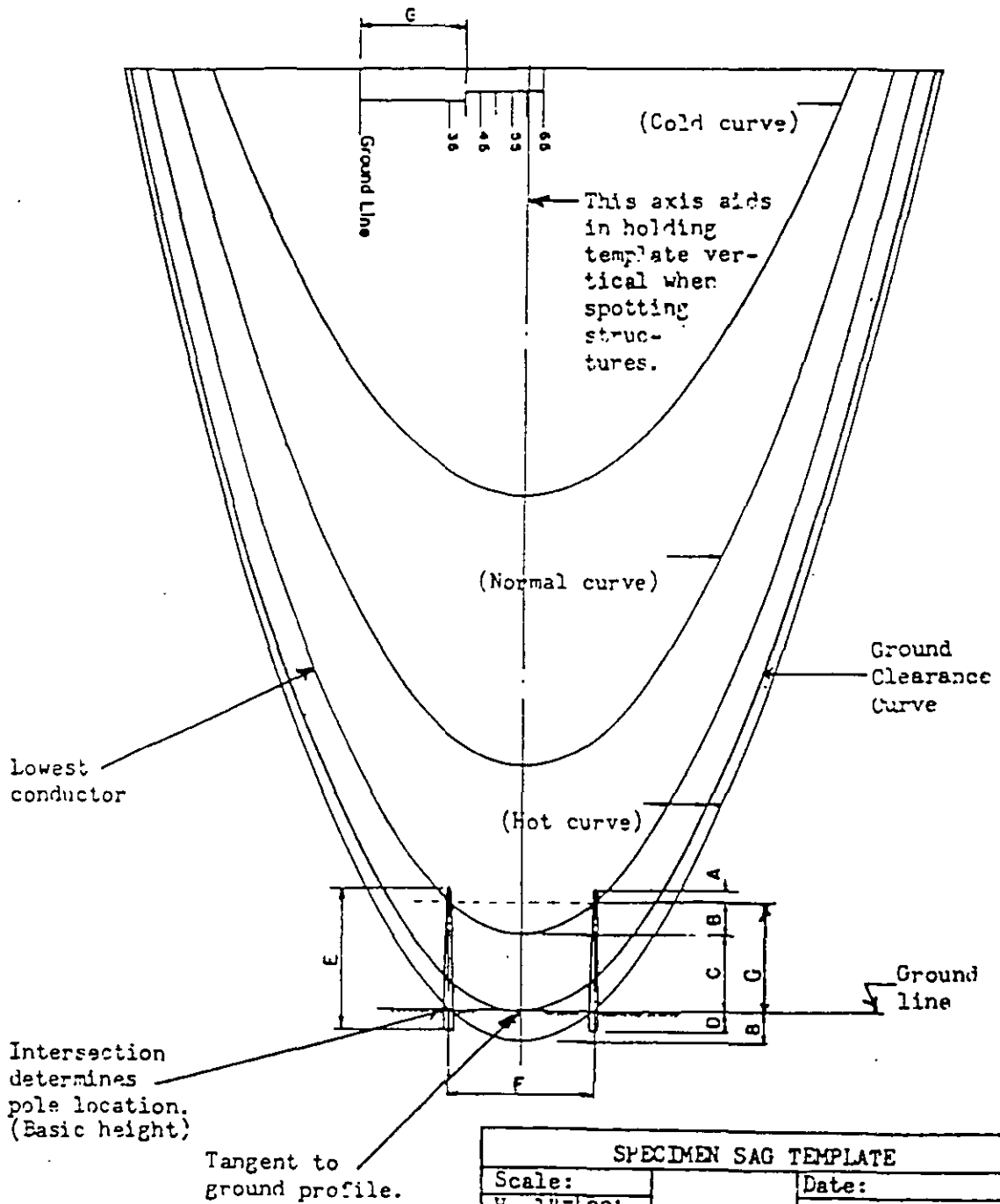
T = Tensión del conductor para las condiciones ambientales establecidas.



PLANTILLA PARA DIBUJO DE PERFILES

A- Dimension from top of pole to point of attachment of lowest conductor.
 B- Sag in level ground span.
 C- Ground Clearance.
 D- Setting depth of pole.

E- Length of pole.
 F- Level ground span.
 G- Dimension from ground to point of attachment of lowest conductor.



| SPECIMEN SAG TEMPLATE | | |
|-----------------------|--|-------|
| Scale: | | Date: |
| H- 1"=400' | | TM-7 |
| V- 1"=40' | | |

REFERENCIAS.

ELECTRIC POWER TRANSMISSION SYSTEM ENGINEERING
Analysis and Design
Turan Gönen
John Wiley & Sons 1988

ELECTRICAL DISTRIBUTION ENGINEERING
Anthony J. Pansini
Mc Graw Hill Book Co. 1986

ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS
William D. Stevenson, Jr
Mc Graw Hill Book Co. 1982

TRANSMISSION AND DISTRIBUTION
Reference Book
Westinghouse Electric Corporation 1964

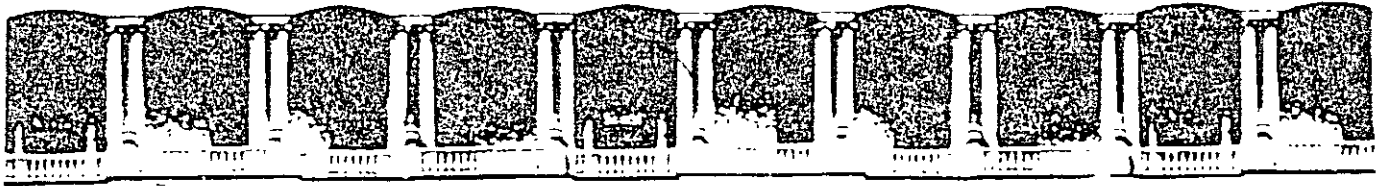
NORMAS OFICIALES MEXICANAS
NOM-001-SEMP-1994
Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal

NATIONAL ELECTRICAL SAFETY CODE
ANSI C2-1993

NATIONAL ELECTRICAL SAFETY CODE HANDBOOK
Third Edition
IEEE Standards Press

NORMAS DE DISTRIBUCION-CONSTRUCCION-LINEAS AEREAS
Comisión Federal de Electricidad 1988

METODO PARA EL CALCULO DE LIMITACIONES MECANICAS Y ELECTRICAS
DE ESTRUCTURAS TIPO EN DISTRIBUCION
Comisión Federal de Electricidad 1975



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV
CA 154

DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

TEMA

FLECHAS Y TENCIONES

EXPOSITOR: ING. GONZALO MENDOZA GALVAN
ING. AÑFREDO JAIMES GARCIA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003

APÉNDICE F EJEMPLO DE CÁLCULO DE FLECHAS Y TENSIONES

A continuación se presentan los resultados del cálculo de fechas y tensiones, aplicando el método de la catenaria, para un cable "BLUEJAY".

Con el fin de ilustrar la secuencia de cálculo se utilizaran las condiciones correspondientes a la línea CARBÓN II-LAMPAZOS para 400 kV.

F.1 Datos para el cálculo de las presiones de viento

- Periodo de retorno: 200 años, Nivel III Tabla 1, inciso 6.
- Ubicación: Norte de Nuevo León FIGURA A.1.
- Velocidad regional V_R : 160 Km/h, Tabla 2, inciso 7.3.
- Factor topográfico local $F_T = 1.2$
- Sitio expuesto, cimas de colinas Tabla 3, inciso 7.4.
- Tipo de terreno según su rugosidad: 2 Tabla 3, inciso 7.4.
- Terreno plano u ondulado con pocas obstrucciones

$a = 0.1128$ (tabla 4, inciso 7.4).
 $o = 315$ m (tabla 4, inciso 7.4).

$F_a = 1.0031$ (Para $z \leq 10$ m, ec. 2.a, inciso 7.4).
 $F_a = 1.56 * (z/o) ** 0.128$ (Para $z > 10$ m, ecuación 2.b, inciso 7.4)

- Temperatura coincidente con hielo y viento reducido: - 10 °C
- Espesor de hielo considerado: 5 mm
- Temperatura coincidente con viento de diseño: 5 °C
- Temperatura coincidente con EDT: 20 °C
- Temperatura máxima: 50 °C
- Presión barométrica: 736 mm de mercurio, corresponde a 300 msnm, interpolado de la tabla 5, inciso 8.

Presión dinámica de base $q_z = 0.0048 * G * V_D^2$
 Se calcula para cada temperatura de interés, inciso 8.
 Presión sobre los cables $P_{zc} = 0.6 * F_{gc} * C_{ac} * q_z$
 Se calculo para cada temperatura y altura de interés.
 La altura del centroide del cable Z_c se determina mediante iteraciones con la siguiente expresión:

$$Z_c = Z_F - \frac{2}{3} f \cos \left[\arctan \left(\frac{W_v}{W_c} \right) \right]$$

- donde:
- Z_F altura del soporte de la fase, en este caso 44.76 m,
 - f flecha supuesta para cada iteración (una fracción del claro),
 - W_v carga por viento a la altura supuesta del centroide del cable, que se obtiene de las tablas del siguiente inciso, y
 - W_c carga por peso propio del cable, más hielo en su caso.

F.2 Tablas con las presiones de viento calculadas**DATOS GENERALES:**

| | |
|-----------------------------------|----------|
| TIPO DE TERRENO: | 2 |
| VELOCIDAD REGIONAL (Km/h): | 160.0000 |
| FACTOR TOPOGRÁFICO LOCAL: | 1.2000 |
| PRESIÓN BAROMÉTRICA: | 736.0000 |
| TEMPERATURA DE REFERENCIA (*C): | 5.0000 |
| FACTOR DE CORRECCIÓN POR DENSIDAD | 1.0378 |
| DIÁMETRO DEL CABLE (m): | 0.0320 |
| ESPESOR DE HIELO (m): | 0.0000 |
| CLARO (m): | 700.0000 |

| Z | ALFA | VDZ | QZ | GUST | CAC | FGC | PZ | WV |
|-------|--------|--------|----------|--------|------|--------|----------|--------|
| 10.00 | 1.0031 | 192.59 | 110.865 | 1.3626 | 1.00 | 0.7171 | 79.5005 | 2.5424 |
| 11.00 | 1.0154 | 194.96 | 113.604 | 1.3577 | 1.00 | 0.7195 | 81.7360 | 2.6139 |
| 12.00 | 1.0268 | 197.14 | 116.1625 | 1.3532 | 1.00 | 0.7217 | 83.8345 | 2.6810 |
| 13.00 | 1.0374 | 199.17 | 118.5674 | 1.3491 | 1.00 | 0.7238 | 85.8148 | 2.7444 |
| 14.00 | 1.0472 | 201.07 | 120.8383 | 1.3454 | 1.00 | 0.7257 | 87.6919 | 2.8044 |
| 15.00 | 1.0565 | 202.85 | 122.9915 | 1.3419 | 1.00 | 0.7275 | 89.4781 | 2.8615 |
| 16.00 | 1.0653 | 204.54 | 125.0404 | 1.3386 | 1.00 | 0.7292 | 91.1834 | 2.9160 |
| 17.00 | 1.0736 | 206.13 | 126.9962 | 1.3356 | 1.00 | 0.7309 | 92.8162 | 2.9683 |
| 18.00 | 1.0815 | 207.64 | 128.8681 | 1.3327 | 1.00 | 0.7324 | 94.3836 | 3.0184 |
| 19.00 | 1.0890 | 209.08 | 130.6642 | 1.3300 | 1.00 | 0.7339 | 95.8917 | 3.0666 |
| 20.00 | 1.0962 | 210.46 | 132.3913 | 1.3275 | 1.00 | 0.7353 | 97.3456 | 3.1131 |
| 21.00 | 1.1030 | 211.78 | 134.0553 | 1.3251 | 1.00 | 0.7366 | 98.7499 | 3.1580 |
| 22.00 | 1.1096 | 213.05 | 135.6613 | 1.3228 | 1.00 | 0.7379 | 100.1085 | 3.2015 |
| 23.00 | 1.1159 | 214.26 | 137.2139 | 1.3206 | 1.00 | 0.7392 | 101.4248 | 3.2436 |
| 24.00 | 1.1220 | 215.43 | 138.7170 | 1.3185 | 1.00 | 0.7404 | 102.7020 | 3.2844 |
| 25.00 | 1.1279 | 216.56 | 140.1743 | 1.3165 | 1.00 | 0.7415 | 103.9428 | 3.3241 |
| 26.00 | 1.1336 | 217.65 | 141.5888 | 1.3145 | 1.00 | 0.7426 | 105.1496 | 3.3627 |
| 27.00 | 1.1391 | 218.70 | 142.9634 | 1.3127 | 1.00 | 0.7437 | 106.3246 | 3.4003 |
| 28.00 | 1.1444 | 219.72 | 144.3006 | 1.3109 | 1.00 | 0.7448 | 107.4698 | 3.4369 |
| 29.00 | 1.1495 | 220.71 | 145.6028 | 1.3092 | 1.00 | 0.7458 | 108.5869 | 3.4726 |
| 30.00 | 1.1545 | 221.67 | 146.8719 | 1.3075 | 1.00 | 0.7468 | 109.6776 | 3.5075 |
| 31.00 | 1.1594 | 222.61 | 148.1100 | 1.3060 | 1.00 | 0.7477 | 110.7433 | 3.5416 |
| 32.00 | 1.1641 | 223.51 | 149.3187 | 1.3044 | 1.00 | 0.7486 | 111.7854 | 3.5749 |
| 33.00 | 1.1687 | 224.39 | 150.4996 | 1.3029 | 1.00 | 0.7495 | 112.8052 | 3.6075 |
| 34.00 | 1.1732 | 225.25 | 151.6542 | 1.3015 | 1.00 | 0.7504 | 113.8037 | 3.6394 |
| 35.00 | 1.1776 | 226.09 | 152.7837 | 1.3001 | 1.00 | 0.7513 | 114.7820 | 3.6707 |
| 36.00 | 1.1818 | 226.91 | 153.8896 | 1.2987 | 1.00 | 0.7521 | 115.7412 | 3.7014 |
| 37.00 | 1.1860 | 227.70 | 154.9728 | 1.2974 | 1.00 | 0.7529 | 116.6820 | 3.7315 |
| 38.00 | 1.1900 | 228.48 | 156.0344 | 1.2961 | 1.00 | 0.7537 | 117.6053 | 3.7610 |
| 39.00 | 1.1940 | 229.24 | 157.0754 | 1.2949 | 1.00 | 0.7545 | 118.5119 | 3.7900 |
| 40.00 | 1.1979 | 229.99 | 158.0968 | 1.2937 | 1.00 | 0.7552 | 119.4025 | 3.8185 |
| 41.00 | 1.2016 | 230.72 | 159.0993 | 1.2925 | 1.00 | 0.7560 | 120.2778 | 3.8465 |
| 42.00 | 1.2054 | 231.43 | 160.0839 | 1.2913 | 1.00 | 0.7567 | 121.1384 | 3.8740 |
| 43.00 | 1.2090 | 232.13 | 161.0511 | 1.2902 | 1.00 | 0.7574 | 121.9849 | 3.9011 |

| | | | | | | | | |
|-------|--------|--------|----------|--------|------|--------|-----------|--------|
| 44.00 | 1.2126 | 232.81 | 162.0017 | 1.2891 | 1.00 | 0.7581 | 122.81783 | 9.9277 |
| 45.00 | 1.2161 | 233.48 | 162.9364 | 1.2880 | 1.00 | 0.7588 | 123.63773 | 9.9539 |
| Z | ALFA | VDZ | QZ | GUST | CAC | FGC | PZ | WV |
| 46.00 | 1.2195 | 234.14 | 163.8558 | 1.2870 | 1.00 | 0.7595 | 124.44503 | 9.9798 |
| 47.00 | 1.2228 | 243.79 | 164.7604 | 1.2860 | 1.00 | 0.7601 | 125.24024 | 4.0052 |
| 48.00 | 1.2261 | 235.42 | 165.6508 | 1.2850 | 1.00 | 0.7608 | 126.02384 | 4.0302 |
| 49.00 | 1.2294 | 236.04 | 166.5275 | 1.2840 | 1.00 | 0.7614 | 126.7961 | 4.0549 |
| 50.00 | 1.2326 | 236.65 | 167.3010 | 1.2831 | 1.00 | 0.7620 | 127.5576 | 4.0793 |

Z = ALTURA SOBRE EL TERRENO
 ALFA = FACTOR ALFA
 VDZ = VELOCIDAD DE DISEÑO A LA ALTURA Z
 QZ = PRESIÓN DINÁMICA DE BASE
 GUST = FACTOR DE RÁFAGA
 CAC = COEFICIENTE DE ARRASTRE
 FGC = FACTOR DE RESPUESTA DINÁMICA
 PZ = PRESIÓN SOBRE EL CABLE
 WV = CARGA POR VIENTO EN EL CABLE

DATOS GENERALES:

| | |
|-----------------------------------|----------|
| TIPO DE TERRENO | 2 |
| VELOCIDAD REGIONAL (km/h): | 60.0000 |
| FACTOR TOPOGRÁFICO LOCAL: | 1.2000 |
| PRESIÓN BAROMÉTRICA: | 736.0000 |
| TEMPERATURA DE REFERENCIA | -10.0000 |
| FACTOR DE CORRECCIÓN POR DENSIDAD | 1.0970 |
| DIÁMETRO DEL CABLE (m): | 0.0320 |
| ESPESOR DE HIELO (m): | 0.0050 |
| CLARO (m): | 700.0000 |

| Z | ALFA | VDZ | QZ | GUST | CAC | FGC | PZ | WV |
|-------|--------|-------|---------|--------|------|--------|---------|--------|
| 10.00 | 1.0031 | 72.22 | 16.4796 | 1.3626 | 1.00 | 0.7171 | 11.8174 | 0.4961 |
| 11.00 | 1.0154 | 73.11 | 16.8867 | 1.3577 | 1.00 | 0.7195 | 12.1497 | 0.5100 |
| 12.00 | 1.0268 | 73.93 | 17.2670 | 1.3532 | 1.00 | 0.7217 | 12.4616 | 0.5231 |
| 13.00 | 1.0374 | 74.69 | 17.6245 | 1.3491 | 1.00 | 0.7238 | 12.7560 | 0.5355 |
| 14.00 | 1.0472 | 75.40 | 17.9621 | 1.3454 | 1.00 | 0.7257 | 13.0350 | 0.5472 |
| 15.00 | 1.0565 | 76.07 | 18.2821 | 1.3419 | 1.00 | 0.7275 | 13.3005 | 0.5584 |
| 16.00 | 1.0653 | 76.70 | 18.5867 | 1.3386 | 1.00 | 0.7292 | 13.5540 | 0.5690 |
| 17.00 | 1.0736 | 77.30 | 18.8774 | 1.3356 | 1.00 | 0.7309 | 13.7967 | 0.5792 |
| 18.00 | 1.0815 | 77.87 | 19.1557 | 1.3327 | 1.00 | 0.7324 | 14.0297 | 0.5890 |
| 19.00 | 1.0890 | 78.41 | 19.4226 | 1.3300 | 1.00 | 0.7339 | 14.2539 | 0.5984 |
| 20.00 | 1.0962 | 78.92 | 19.6794 | 1.3275 | 1.00 | 0.7353 | 14.4700 | 0.6074 |
| 21.00 | 1.1030 | 79.42 | 19.9267 | 1.3251 | 1.00 | 0.7366 | 14.6787 | 0.6162 |
| 22.00 | 1.1096 | 79.89 | 20.1654 | 1.3228 | 1.00 | 0.7379 | 14.8807 | 0.6247 |
| 23.00 | 1.1159 | 80.35 | 20.3962 | 1.3206 | 1.00 | 0.7392 | 15.0763 | 0.6329 |

| | | | | | | | | |
|-------|--------|-------|---------|--------|------|--------|---------|--------|
| 24.00 | 1.1220 | 80.79 | 20.6197 | 1.3185 | 1.00 | 0.7404 | 15.2662 | 0.6409 |
| 25.00 | 1.1279 | 81.21 | 20.8363 | 1.3165 | 1.00 | 0.7415 | 15.4506 | 0.6486 |
| 26.00 | 1.1336 | 81.62 | 21.0465 | 1.3145 | 1.00 | 0.7426 | 15.6300 | 0.6561 |
| 27.00 | 1.1391 | 82.01 | 21.2509 | 1.3127 | 1.00 | 0.7437 | 15.8047 | 0.6635 |
| 28.00 | 1.1444 | 82.40 | 21.4496 | 1.3109 | 1.00 | 0.7448 | 15.9749 | 0.6706 |
| 29.00 | 1.1495 | 82.77 | 21.6432 | 1.3092 | 1.00 | 0.7458 | 16.1409 | 0.6776 |
| 30.00 | 1.1545 | 83.13 | 21.8318 | 1.3075 | 1.00 | 0.7468 | 16.3031 | 0.6844 |
| 31.00 | 1.1594 | 83.48 | 22.0159 | 1.3060 | 1.00 | 0.7477 | 16.4615 | 0.6911 |
| 32.00 | 1.1641 | 83.82 | 22.1955 | 1.3044 | 1.00 | 0.7486 | 16.6164 | 0.6976 |
| 33.00 | 1.1687 | 84.15 | 22.3711 | 1.3029 | 1.00 | 0.7495 | 16.7680 | 0.7039 |
| 34.00 | 1.1732 | 84.47 | 22.5427 | 1.3015 | 1.00 | 0.7504 | 16.9164 | 0.7102 |
| 35.00 | 1.1776 | 84.78 | 22.7106 | 1.3001 | 1.00 | 0.7513 | 17.0318 | 0.7163 |
| 36.00 | 1.1818 | 85.09 | 22.8750 | 1.2987 | 1.00 | 0.7521 | 17.2044 | 0.7222 |
| 37.00 | 1.1860 | 85.39 | 23.0360 | 1.2974 | 1.00 | 0.7529 | 17.3442 | 0.7281 |
| 38.00 | 1.1900 | 85.68 | 23.1938 | 1.2961 | 1.00 | 0.7537 | 17.4815 | 0.7339 |

| Z | ALFA | VDZ | QZ | GUST | CAC | FGC | PZ | WZ |
|-------|--------|-------|---------|--------|------|--------|---------|--------|
| 39.00 | 1.1940 | 85.97 | 23.3485 | 1.2949 | 1.00 | 0.7545 | 17.6163 | 0.7395 |
| 40.00 | 1.1979 | 86.25 | 23.5004 | 1.2937 | 1.00 | 0.7552 | 17.7486 | 0.7451 |
| 41.00 | 1.2016 | 86.52 | 23.6494 | 1.2925 | 1.00 | 0.7560 | 17.8787 | 0.7505 |
| 42.00 | 1.2054 | 86.79 | 23.7957 | 1.2913 | 1.00 | 0.7567 | 18.0067 | 0.7559 |
| 43.00 | 1.2090 | 87.05 | 23.9395 | 1.2902 | 1.00 | 0.7574 | 18.1325 | 0.7612 |
| 44.00 | 1.2126 | 87.30 | 24.0808 | 1.2891 | 1.00 | 0.7581 | 18.2563 | 0.7664 |
| 45.00 | 1.2161 | 87.56 | 24.2198 | 1.2880 | 1.00 | 0.7588 | 18.3782 | 0.7715 |
| 46.00 | 1.2195 | 87.80 | 24.3564 | 1.2870 | 1.00 | 0.7595 | 18.4982 | 0.7766 |
| 47.00 | 1.2228 | 88.04 | 24.4909 | 1.2860 | 1.00 | 0.7601 | 18.6164 | 0.7815 |
| 48.00 | 1.2261 | 88.28 | 24.6232 | 1.2850 | 1.00 | 0.7608 | 18.7329 | 0.7864 |
| 49.00 | 1.2294 | 88.52 | 24.7536 | 1.2840 | 1.00 | 0.7614 | 18.8477 | 0.7912 |
| 50.00 | 1.2326 | 88.74 | 24.8819 | 1.2831 | 1.00 | 0.7620 | 18.9609 | 0.7960 |

Z = ALTURA SOBRE EL TERRENO

ALFA = FACTOR ALFA

VDZ = VELOCIDAD DE DISEÑO A LA ALTURA Z

GUST = FACTOR DE RÁFAGA

CAC = COEFICIENTE DE ARRASTRE

FGC = FACTOR DE RESPUESTA DINÁMICA

PZ = PRESIÓN SOBRE EL CABLE

WV = CARGA POR VIENTO EN EL CABLE

F.3 Consideraciones iniciales

Datos del cable.

Denominación:

BLUEJAY

Peso (kg./m):

1.875

Diámetro (m):

0.03198

Área (m²):

6.03E-04

Tensión de ruptura (kg.):

1.4039E+04

Módulo de elasticidad inicial (kg./m²):

5.4834E+09

Módulo de elasticidad final (kg./m²):

6.5871E+09

Coefficiente de dilatación térmica inicial (1/°C):

2.053E-05

Coefficiente de dilatación térmica final (1/°C): 2.080E-05

Primero se calculará la flecha que corresponde a la llamada "Tensión Diaria" (EDT). Se considera que, para esta condición, la tensión mecánica en el cable debe ser un porcentaje de la tensión de ruptura. Supongamos 20% para este ejemplo.

$$f_2 = \frac{H_2}{w_2} \left[\cosh \left(\frac{w_2 d}{2H_2} \right) - 1 \right]$$

$$C_2 = H_2 / w_2 = (0.2 * 14039) / 1.875 = 1497.4933 \text{ m}$$

$$f_2 = 1497.4933 * (\cosh(700 / (2 * 1497.4933)) - 1) = 41.0882 \text{ m}$$

La longitud del cable contenido en el claro para este caso es:

$$L_2 = 2 \frac{H_2}{w_2} \sinh \left(\frac{w_2 d}{2H_2} \right)$$

$$L_2 = 2 * \sinh(700 / (2 * 1497.4933)) = 706.3906 \text{ m}$$

Esta L_2 ya incluye la elongación del cable debida al flujo plástico. Con base en la discusión que se presenta en el Apéndice H, tomamos 400 como una medida aproximada del flujo plástico. Entonces la longitud L_1 antes del mismo sería:

$$L_2 = L_1 (1 +$$

$$706.3906 = L_1 * (1 + 0 + 0.0004) ; L_1 = 706.1081 \text{ m}$$

Evaluando la ecuación F(2) para L_1 resulta $H_1 = 28871.80$

Evaluando la ecuación F(1) para H_1 resulta $f_1 = 40.1645 \text{ m}$

f_1 es la condición inicial para calcular, con las propiedades mecánicas iniciales del cable, las flechas y tensiones correspondientes para tendido y la fecha mínima para revisar "jalones hacia arriba" para la localización de las estructuras sobre el perfil de la línea.

f_2 es la condición inicial para calcular las tensiones con las propiedades mecánicas finales del cable, para los siguientes casos:

- Contención de la falla en cascada, con EDT
- Maniobras de mantenimiento, sin viento, sin hielo, con la temperatura coincidente, que pudiera ser diferente de la EDT
- Flecha máxima, sin viento, sin hielo, con la temperatura máxima coincidente: para revisar libramientos para la localización de las estructuras sobre el perfil de la línea.
- Viento máximo, con la temperatura coincidente
- Viento reducido con hielo, con la temperatura mínima coincidente

F.4 Flecha y tensiones finales después del flujo plástico

TENSIÓN DIARIA (EDT): Para limitar vibración eólica y para definir las fuerzas longitudinales a aplicar a las estructuras de soporte para contener las fallas en cascada (Ref.2)

| | |
|---|---------|
| Temperatura inicial (°C): | 20.0000 |
| Presión del viento inicial (kg./m ²): | 0.0000 |
| Espesor de hielo inicial (m): | 0.0000 |
| Carga vertical inicial (kg./m): | 1.8750 |

| | |
|----------------------------------|-----------|
| Carga de viento inicial (kg./m): | 0.0000 |
| Carga resultante inicial (kg/m): | 1.8750 |
| Longitud inicial (m): | 706.3906 |
| Slack inicial (m): | 6.3906 |
| Flecha inicial (m): | 41.0882 |
| Tensión inicial (kg): | 2807.8000 |
| Tensión / Resistencial: | 0.2000 |
| C inicial (m): | 1497.4933 |

TENSIÓN PARA MANIOBRAS DE MANTENIMIENTO: Para definir las cargas máximas que podrán aplicarse a las estructuras durante dichas maniobras

| | |
|---|-----------|
| Temperatura final (°C): | 10.0000 |
| Presión del viento final (kg./m ²): | 0.0000 |
| Espesor de hielo final (m): | 0.0000 |
| Carga vertical final (kg./m): | 1.8750 |
| Carga de viento final (kg./m): | 0.0000 |
| Carga resultante final (kg./m): | 1.8750 |
| Longitud final (m): | 706.2325 |
| Slack final (m): | 6.2325 |
| Flecha final (m): | 40.4479 |
| Tensión final (kg.): | 2839.3000 |
| Tensión / Resistencia: | 0.2022 |
| C final (m): | 1514.2933 |

FECHA MÁXIMA: para revisar libramientos para la localización de las estructuras sobre el perfil de la línea:

| | |
|---|-----------|
| Temperatura final (°C): | 50.0000 |
| Presión del viento final (kg./m ²): | 0.0000 |
| Espesor de hielo final (m): | 0.0000 |
| Carga vertical final (kg./m): | 1.8750 |
| Carga de viento final (kg./m): | 0.0000 |
| Carga resultante final (kg./m): | 1.8750 |
| Longitud final (m): | 706.7937 |
| Slack final (m): | 6.7937 |
| Flecha final (m): | 42.2297 |
| Tensión final (kg.): | 2719.5000 |
| Tensión / Resistencia: | 0.1937 |
| C final (m): | 1450.4000 |

VIENTO MÁXIMO: Para limitar daños en los propios cables por carga máxima y para definir cargas longitudinales para diseño de las estructuras de soporte. Esta condición lo limita la fecha por tratarse de una condición extrema (Ref.3)

El centroíde de la flecha se localizó, mediante cálculo iterativo, a una altura = 31.75 m.

| | |
|---|----------|
| Temperatura final (°C): | 5.0000 |
| Presión del viento final (kg./m ²): | 111.5250 |
| Espesor de hielo final (m): | 0.0000 |
| Carga vertical final (kg./m): | 1.8750 |
| Carga de viento final (kg./m): | 3.5666 |
| Carga resultante final (kg./m): | 4.0294 |

| | |
|------------------------|-----------|
| Longitud final (m): | 706.6965 |
| Slack final (m): | 6.6965 |
| Flecha final (m): | 41.9265 |
| Tensión final (kg.): | 5886.5000 |
| Tensión / Resistencia: | 0.4193 ** |
| C final (m): | 1460.8884 |

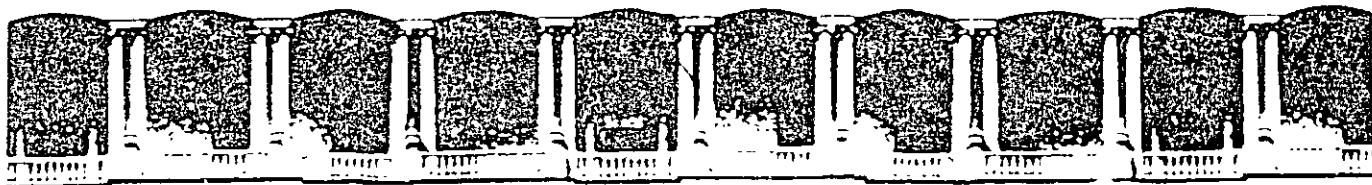
** Nota : Es menor que 0.6, límite aceptado por NESC para condiciones extremas

VIENTO REDUCIDO CON HIELO: Con la temperatura mínima coincidente. Si el diseño lo considera adecuado, esta condición puede emplearse como una medida adicional para aumentar la integridad de la línea. En este caso, entraría en la definición de las fuerzas longitudinales a aplica a las estructuras de soporte para contener las fallas en cascada (Ref.3).

La velocidad reducida es $V_h = 60$ km/h, de acuerdo con la isotaca

El centroide de la flecha se localizó mediante cálculo iterativos, a una altura $z = 18.95$ m.

| | |
|---|-----------|
| Temperatura final (°C): | |
| Temperatura final /°C): | -10.0000 |
| Presión del viento final (kg./m ²): | 14.2427 |
| Espesor de hielo final (m): | 0.0050 |
| Carga vertical final (kg./m): | 2.3978 |
| Carga de viento final (kg./m): | 0.5979 |
| Carga resultante final (kg./m): | 2.4712 |
| Longitud final (m): | 706.1067 |
| Slack final (m): | 6.1067 |
| Flecha final | 40.0375 |
| Tensión final (kg): | 3780.5000 |
| Tensión / Resistencia: | 0.2693 |
| C final (m): | 1529.8145 |



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

**MODULO IV
CA 154**

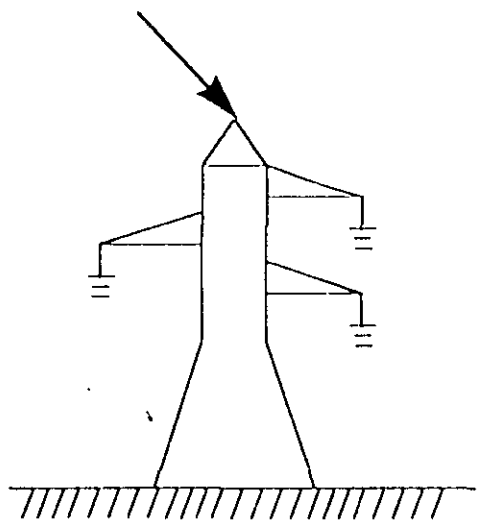
DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

TEMA

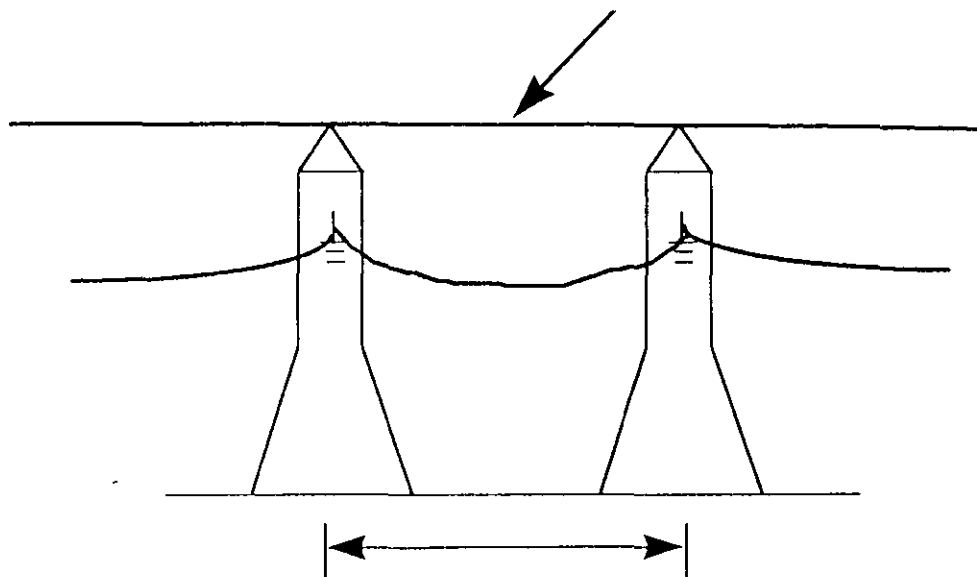
ANEXO

**EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003**

DESCARGAS EN LAS TORRES



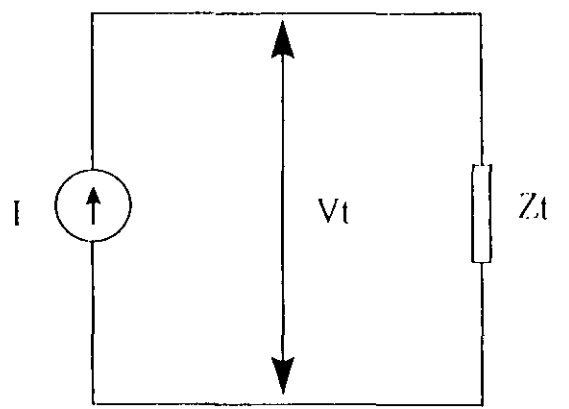
EN LAS TORRES
70% DE LAS DESCARGAS INCIDEN



CLARO O DISTANCIA ENTRE TORRES

30% DE LOS RAYOS INCIDEN EN EL
PUNTO MEDIO DEL CLARO

EFFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

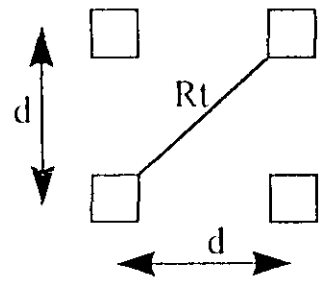
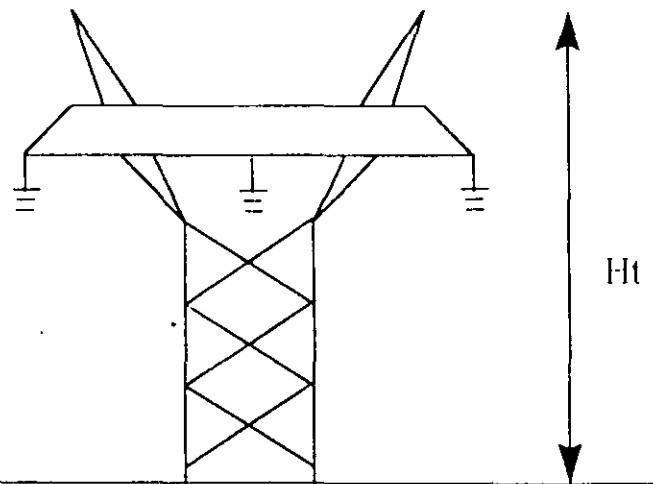


$$V_t = Z_t I$$

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

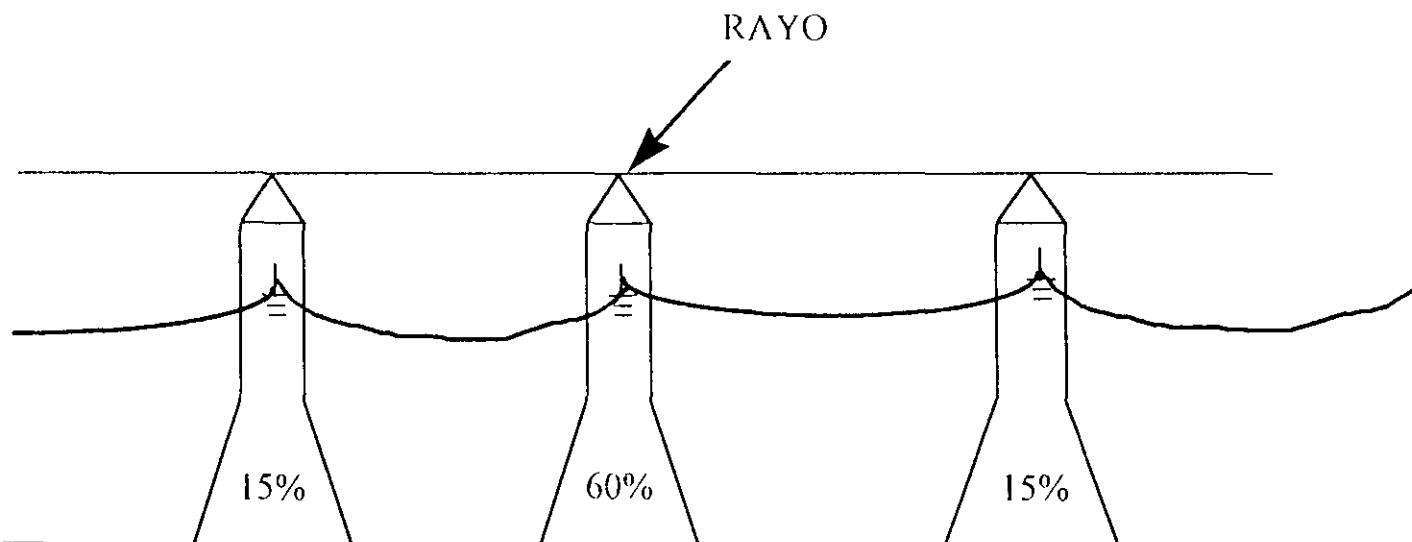
EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$Z_t = 60 \ln (2 \sqrt{2} H_t / R_t) \text{ OHMS}$$

H_t = ALTURA DE LA TORRE EN METROS

R_t = RADIO EQUIVALENTE DE LA TORRE EN METROS

d = SEPARACION ENTRE PATAS DE LA TORRE EN METROS



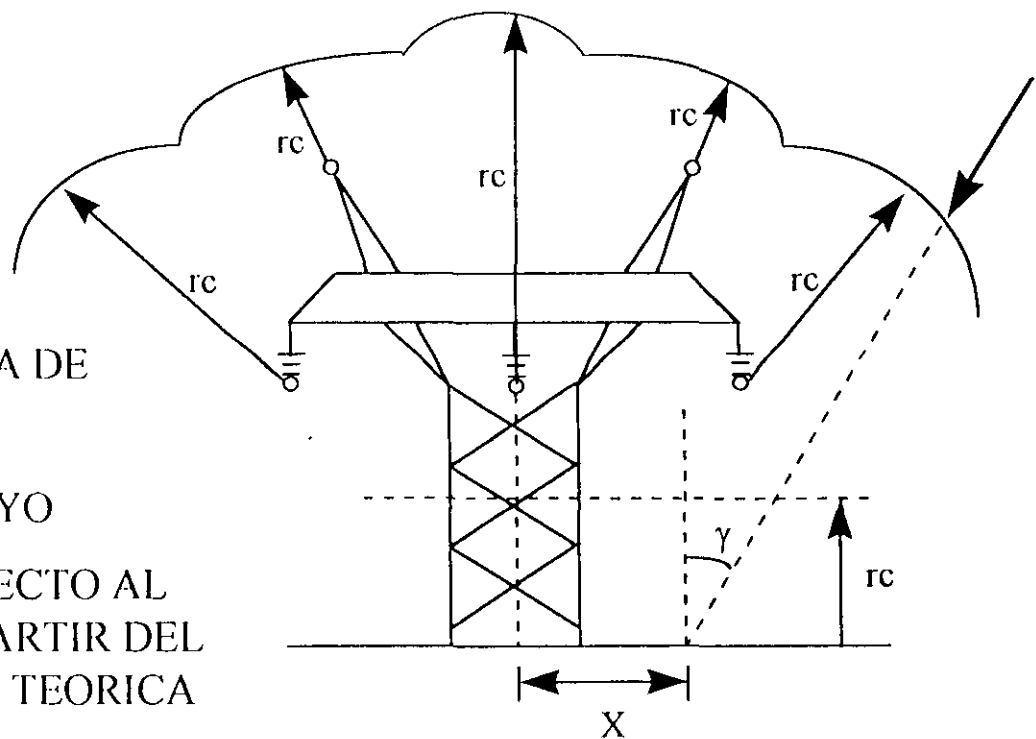
EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

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

γ = ANGULO DE INCIDENCIA DEL RAYO EN TIERRA



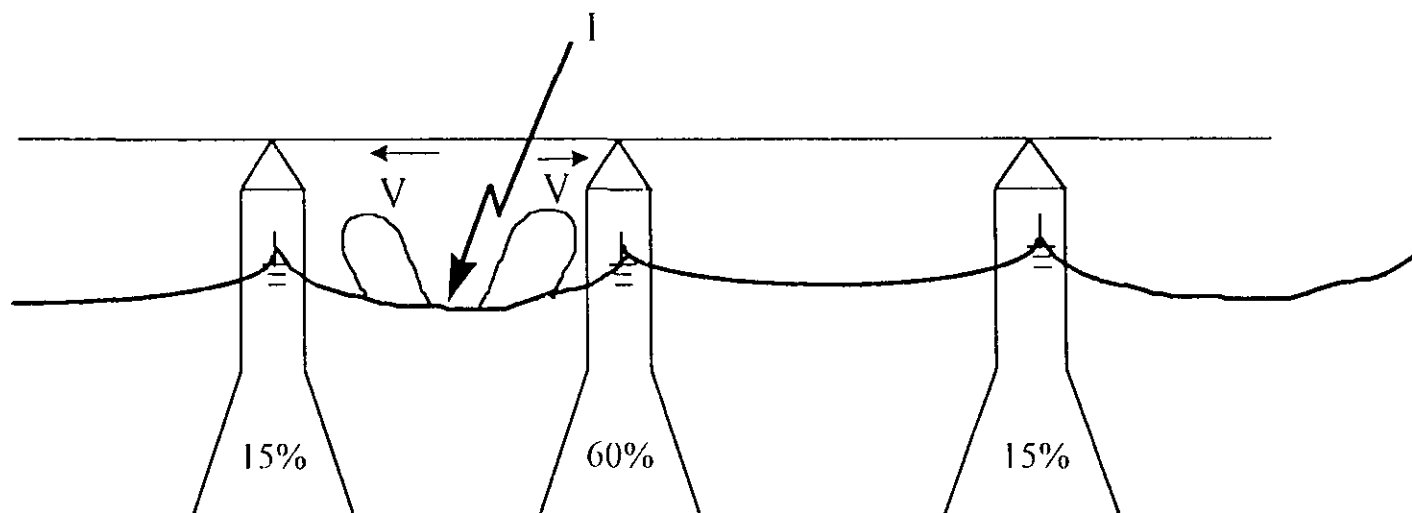
EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$V_c = Z_c I / 2$$

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

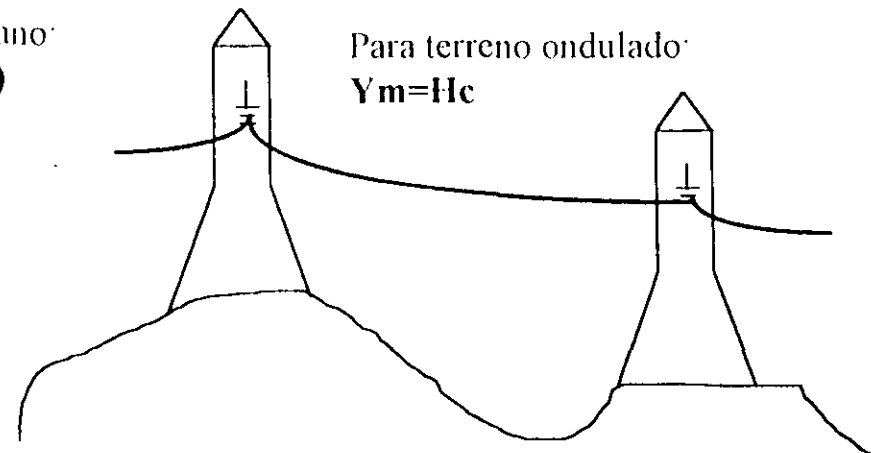
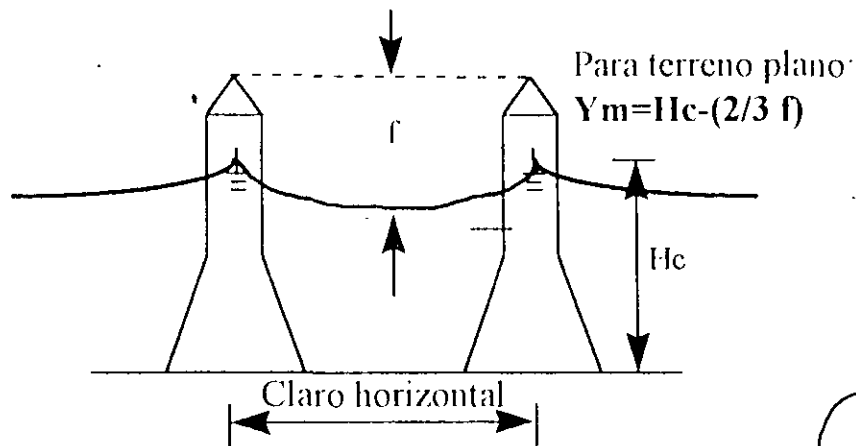


EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$Z_c = 60 \ln(2Y_m / R_e) \text{ ohms}$$

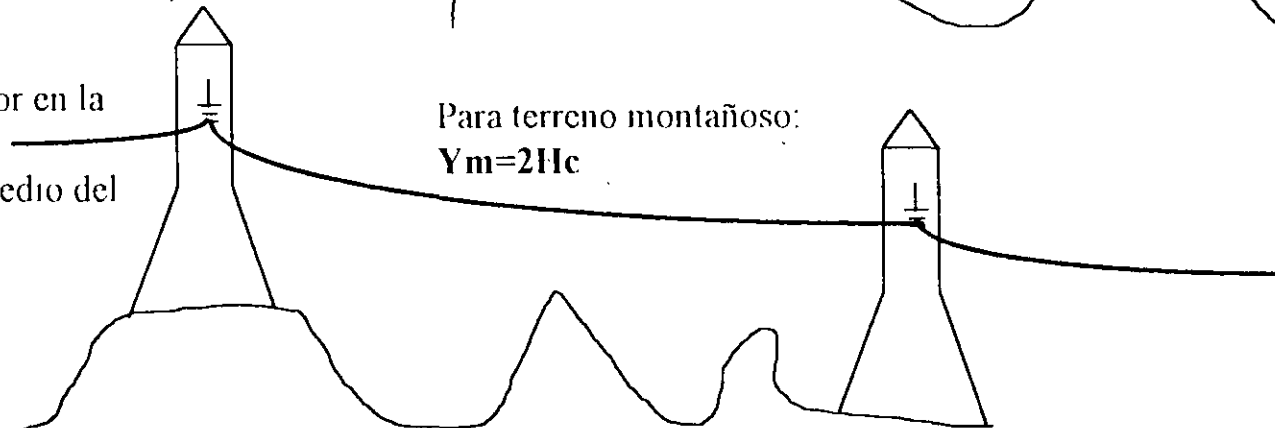
Z_c = Impedancia característica de las L.T's a partir de su disposición geométrica de los conductores, tomando en consideración su posición en el punto medio del claro.

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.



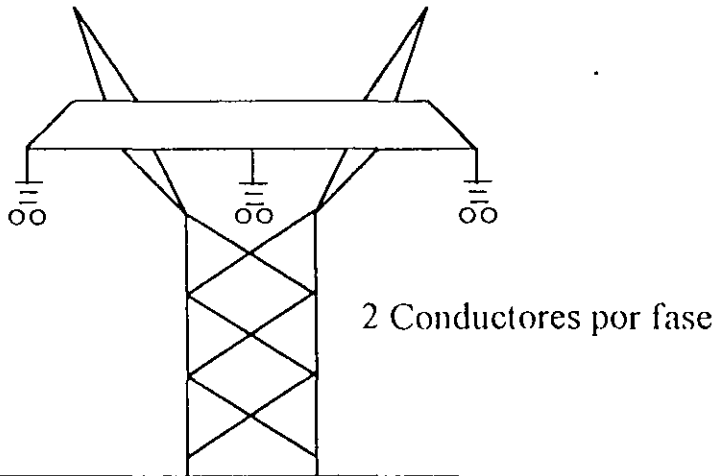
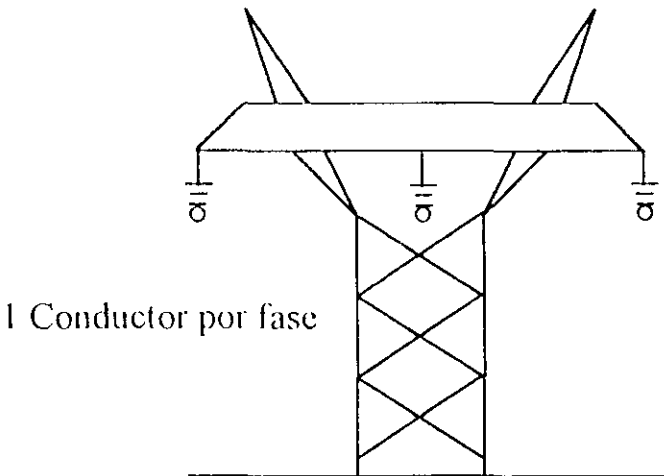
H_c = Altura del conductor en la torre (m)
 f = Flecha en el punto medio del claro (m)

Para terreno montañoso:
 $Y_m = 2H_c$



EFECTO 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)



$$R_e = R_n \sqrt[n]{(n r / R_n)}$$

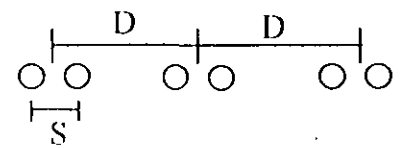
r= radio de un conductor del haz

n= número de conductores por fase que forman el haz

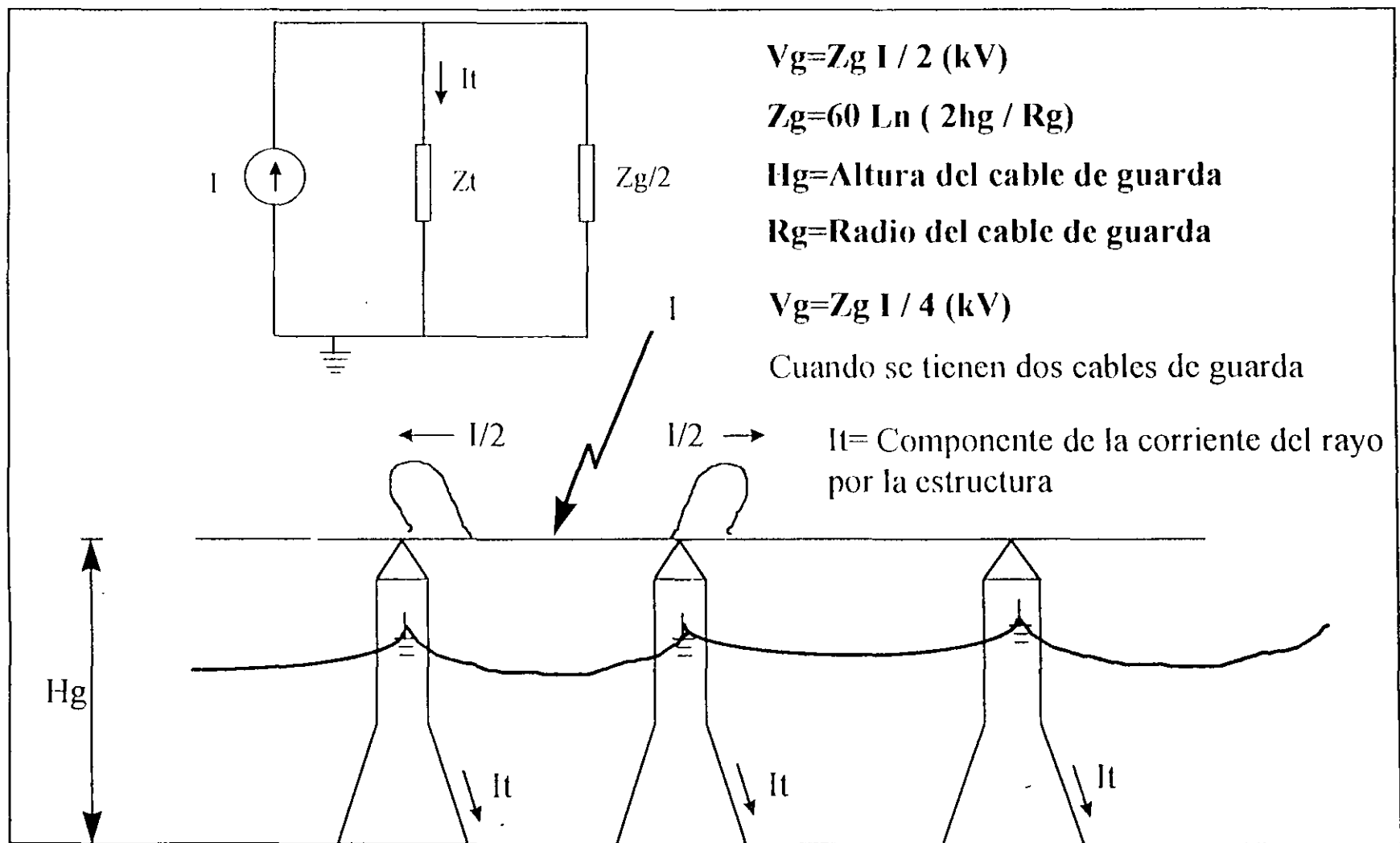
Rn= radio del haz de conductores

$$R_n = S / (2 \sin \pi/n)$$

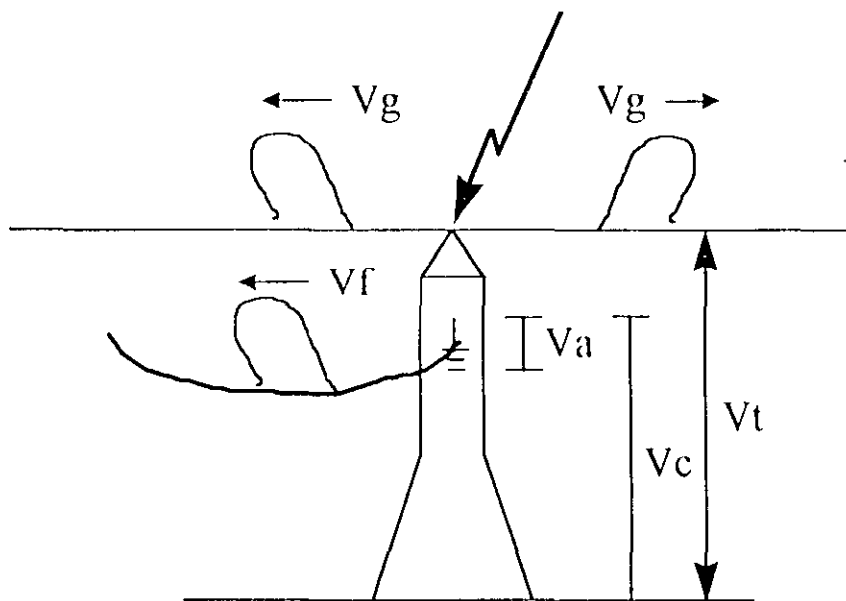
S= Separación entre los conductores del haz



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

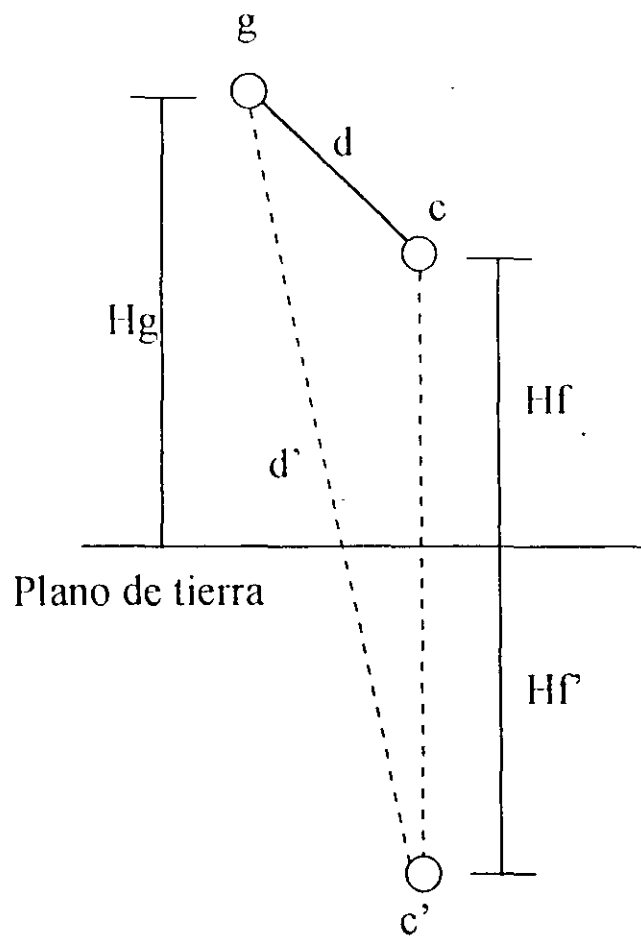
$V_t \cong V_c$

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



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 momentaneamente 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.

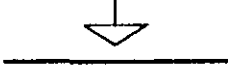
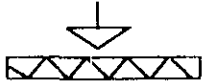
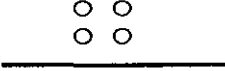
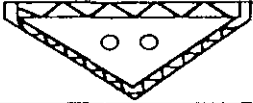
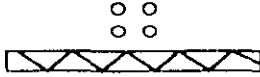
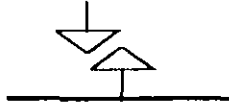
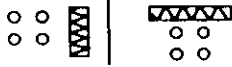
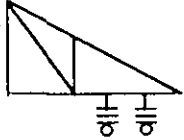
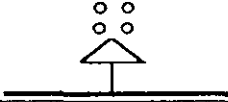
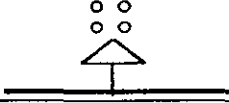
$$V_f = 60 I_g / 2 (\ln d' / d)$$

$$V_g = 60 I_g / 2 (\ln 2 H_g / R_g)$$

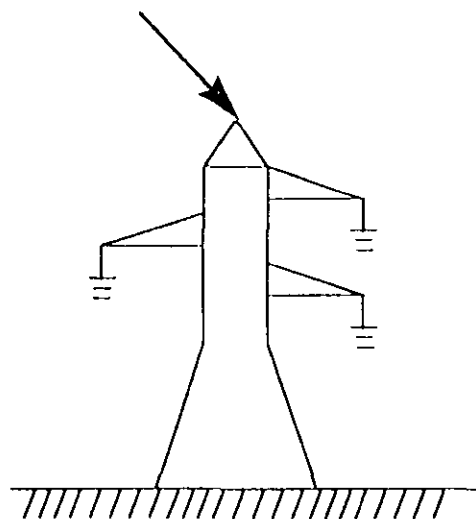
Al realizar la división de V_f/V_g resulta el coeficiente de acoplamiento C :

$$C = (\ln d' / d) / (\ln 2 H_g / R_g)$$

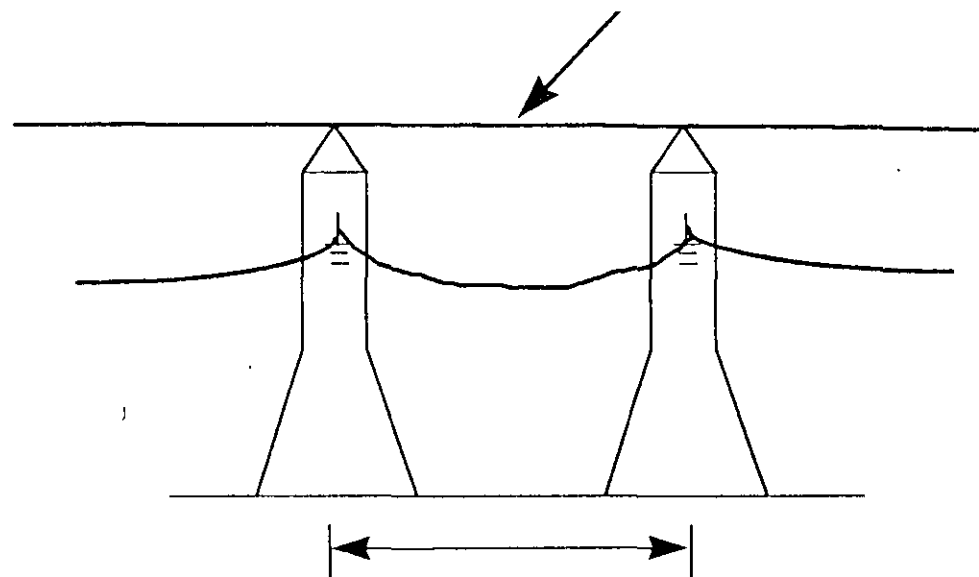
DISTANCIAS DIELECTRICAS

| Configuración de 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 |

DESCARGAS EN LAS TORRES



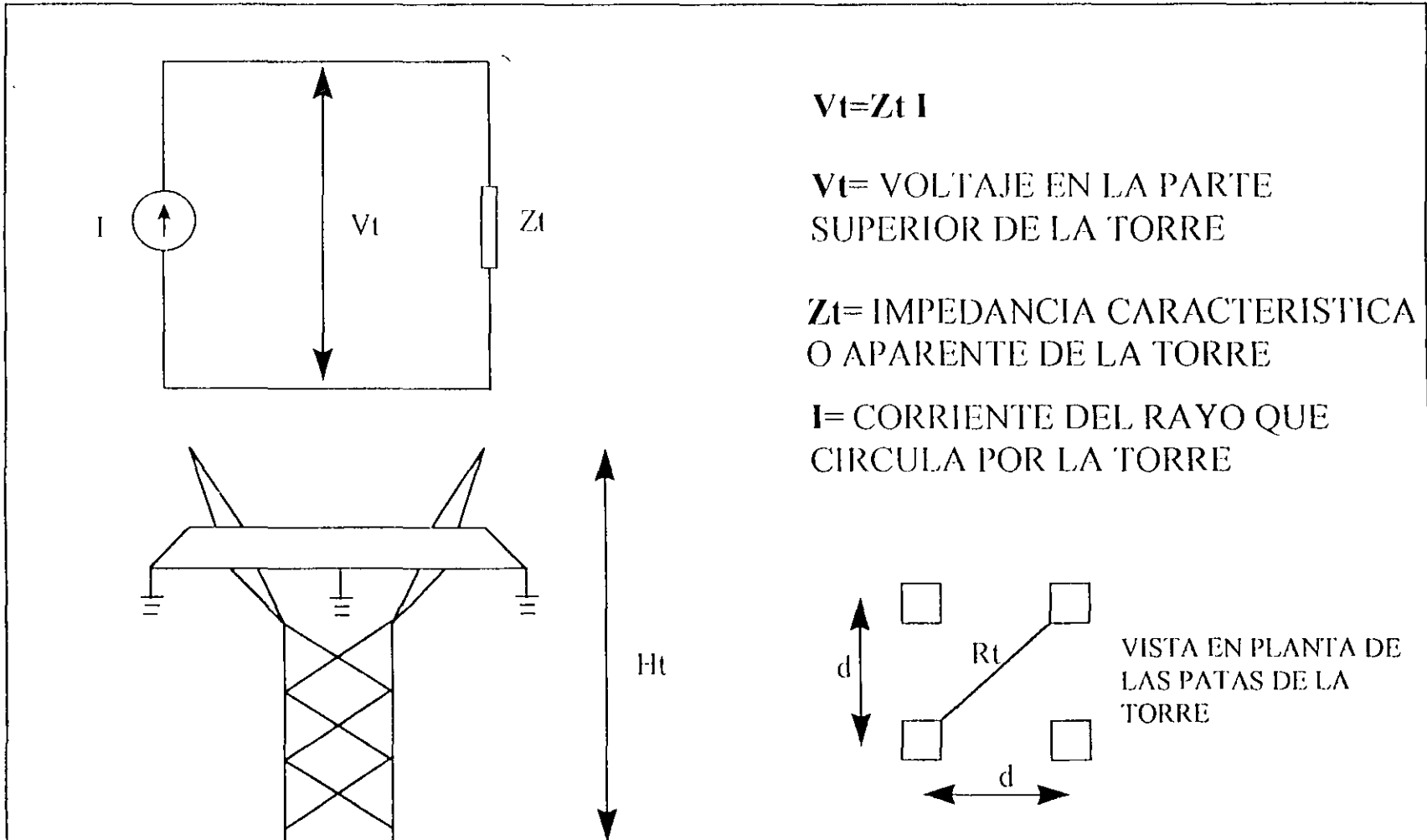
EN LAS TORRES
70% DE LAS DESCARGAS INCIDEN



CLARO O DISTANCIA ENTRE TORRES

30% DE LOS RAYOS INCIDEN EN EL
PUNTO MEDIO DEL CLARO

EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS



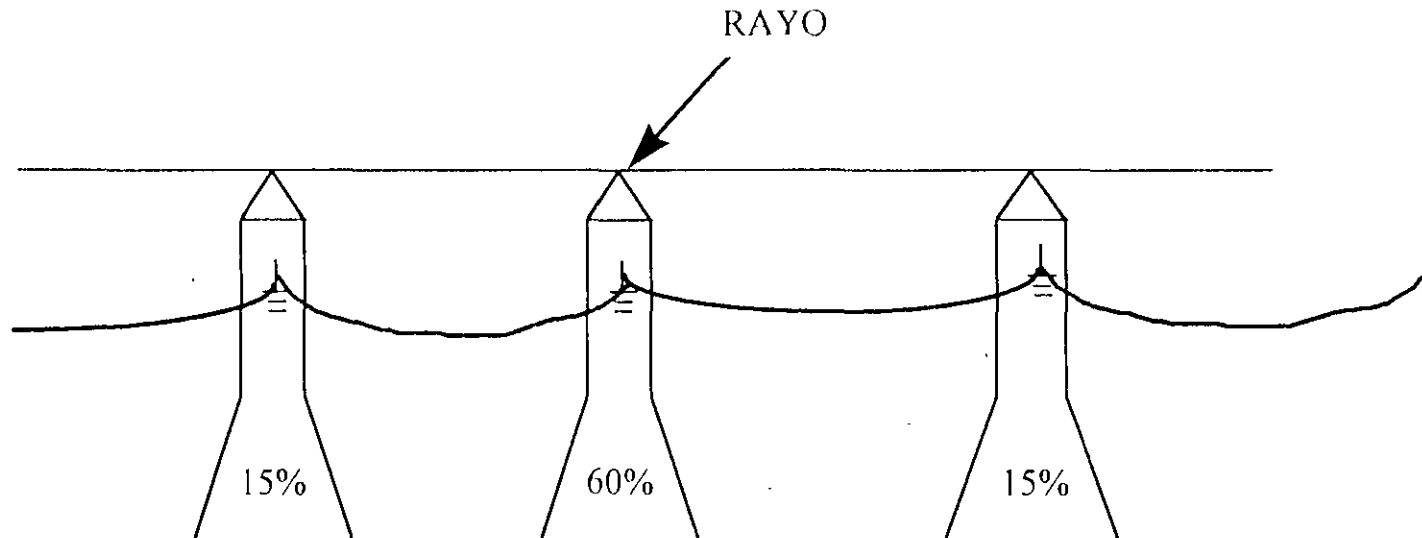
EFFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$Z_t = 60 \ln (2 \sqrt{2} H_t / R_t) \text{ OHMS}$$

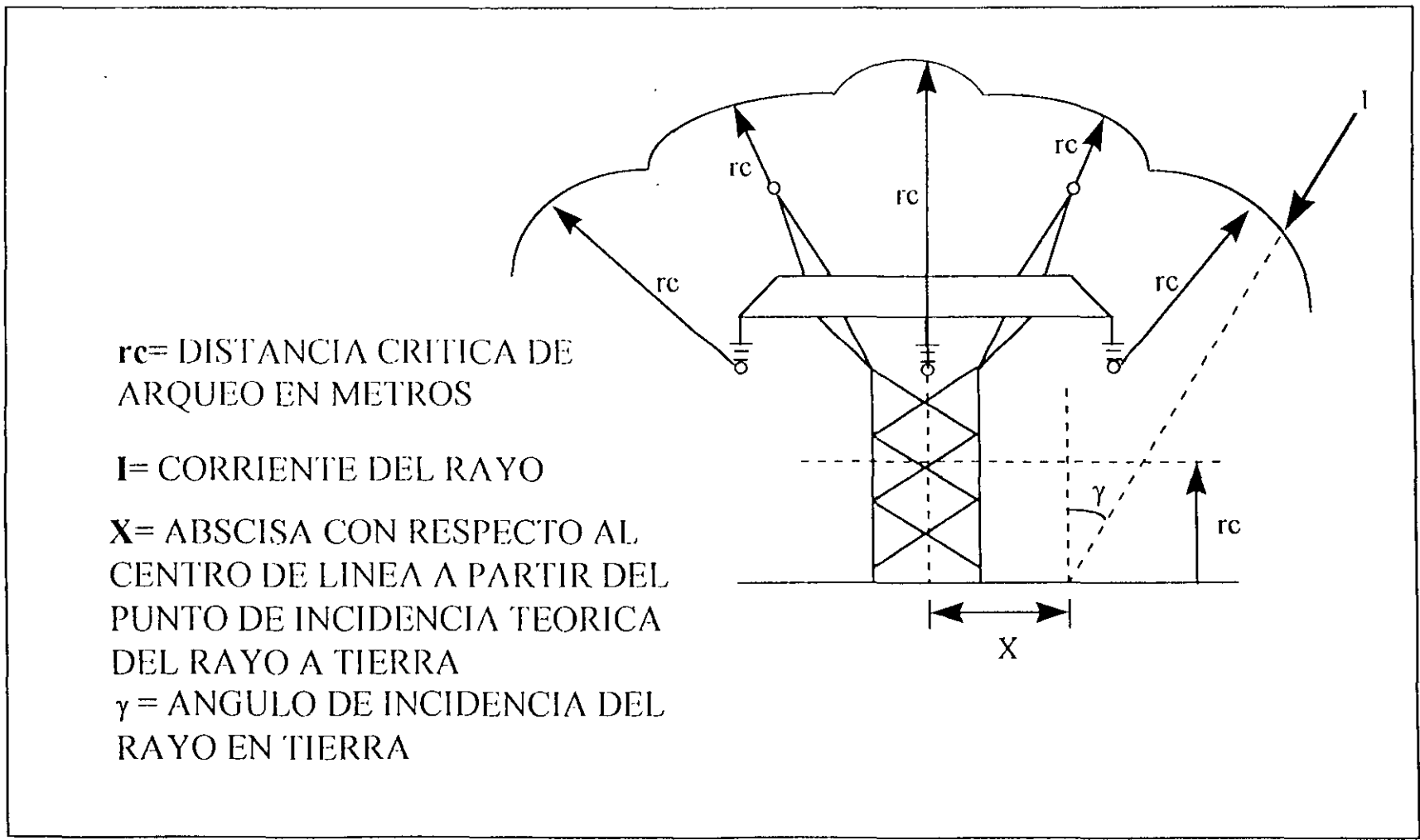
H_t = ALTURA DE LA TORRE EN METROS

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



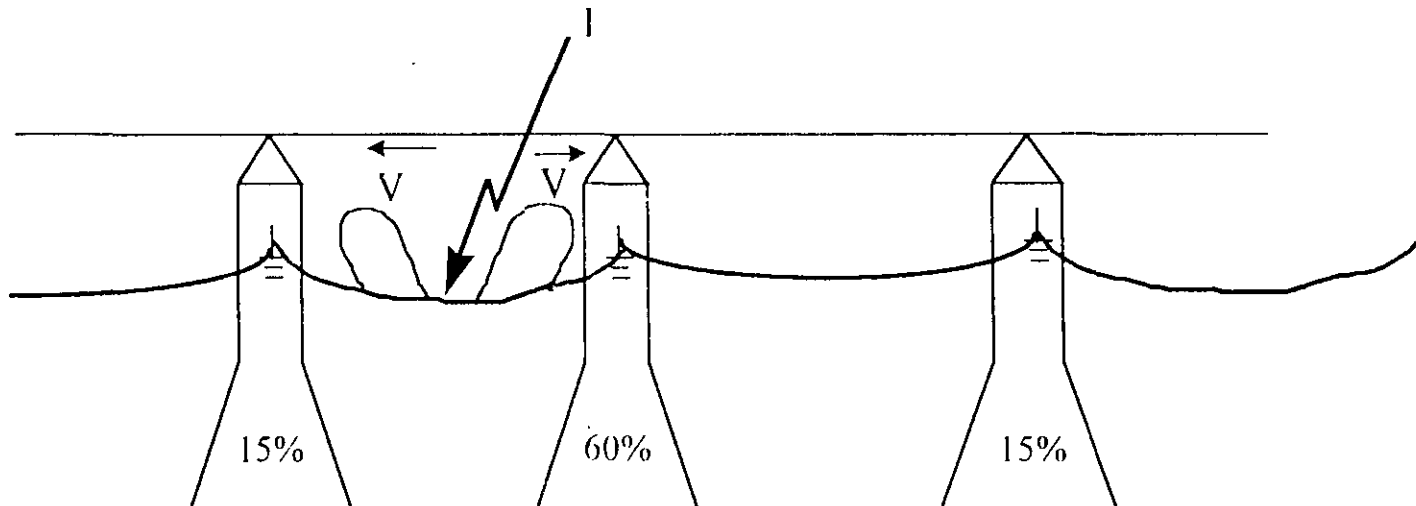
EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$V_c = Z_c I / 2$$

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

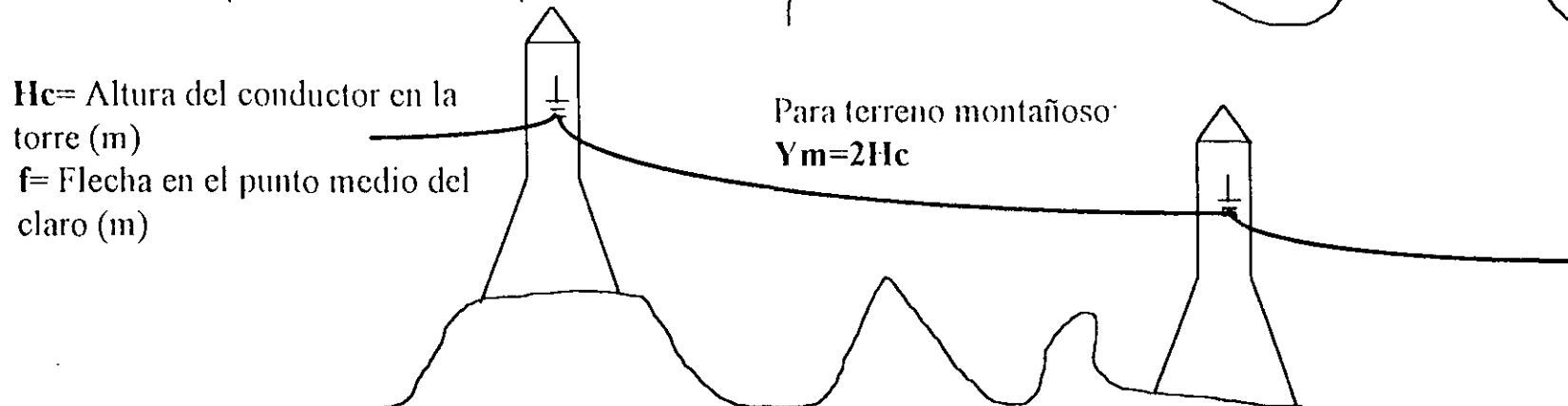
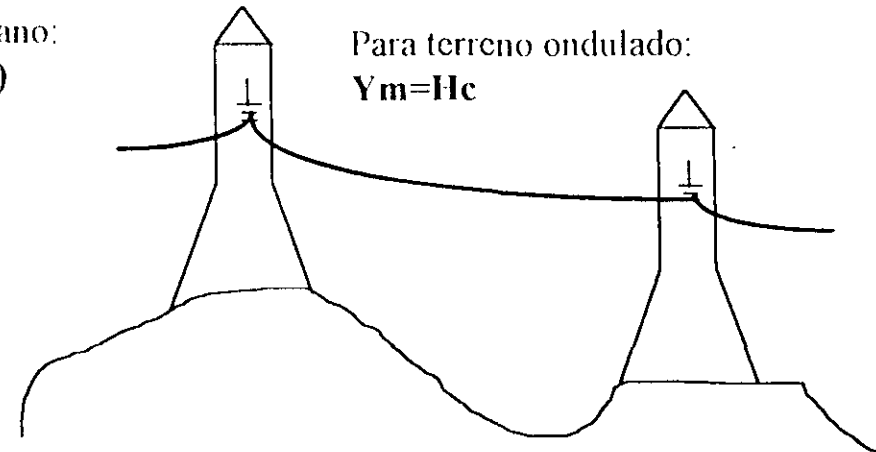
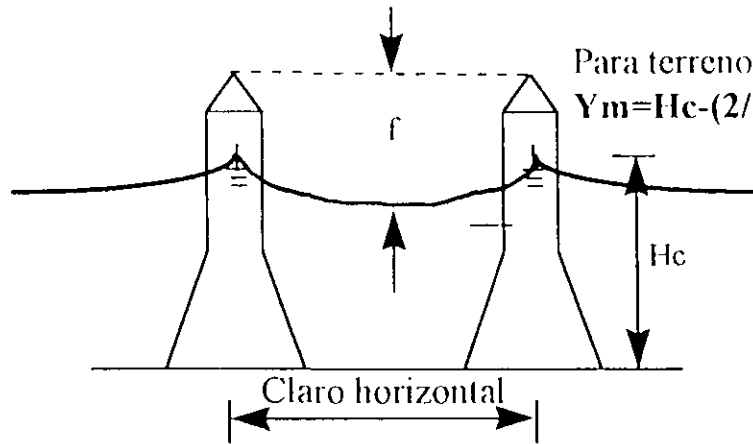


EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$Z_c = 60 \ln(2Y_m / R_e) \text{ ohms}$$

Z_c = Impedancia característica de las L.T's a partir de su disposición geométrica de los conductores, tomando en consideración su posición en el punto medio del claro.

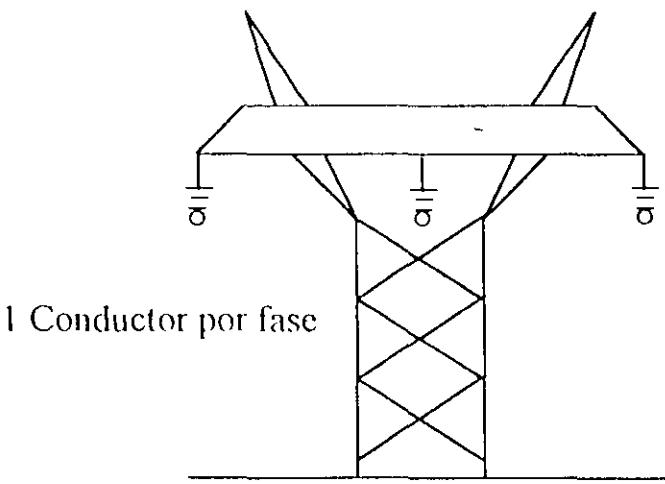
Y_m = Altura media del conductor de fase considerando su posición con respecto al suelo, dependiendo de la naturaleza del terreno donde se construye la línea.



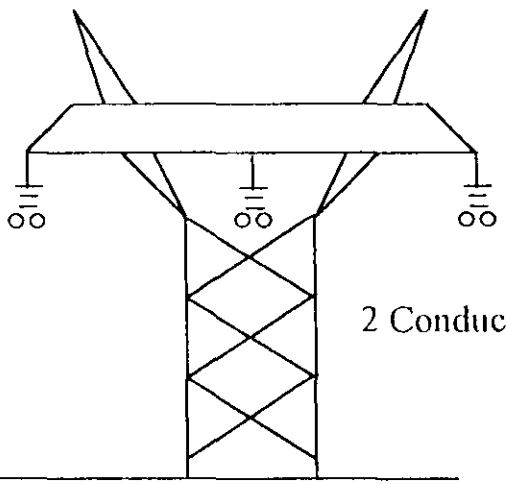
H_c = Altura del conductor en la torre (m)
 f = Flecha en el punto medio del claro (m)

EFECTO 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)



1 Conductor por fase



2 Conductores por fase

$$R_e = R_n \sqrt[n]{(n r / R_n)}$$

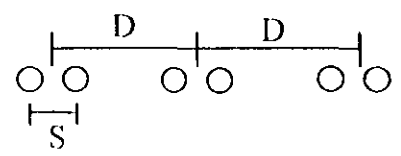
r= radio de un conductor del haz

n= número de conductores por fase que forman el haz

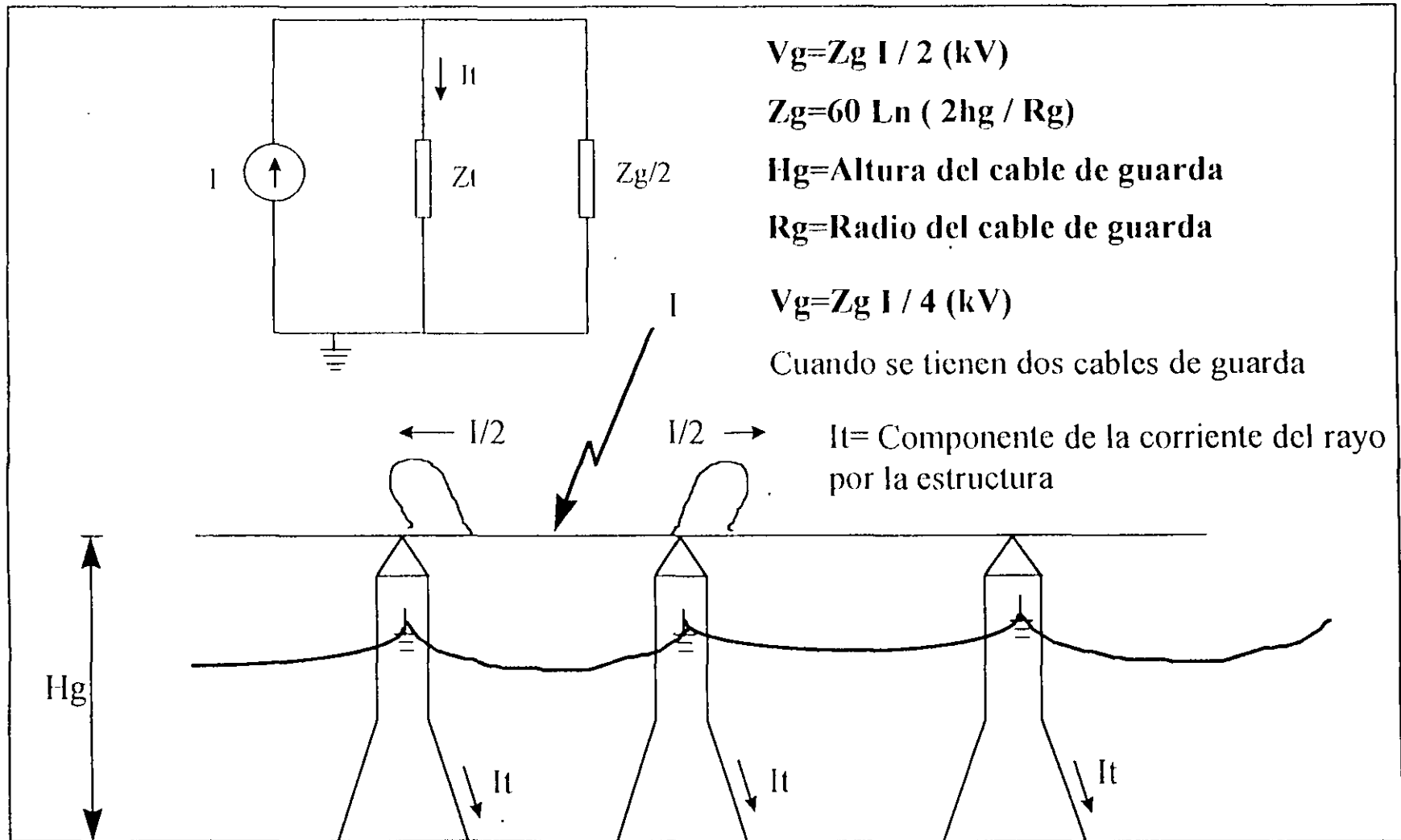
Rn= radio del haz de conductores

$$R_n = S / (2 \text{ sen } \Pi/n)$$

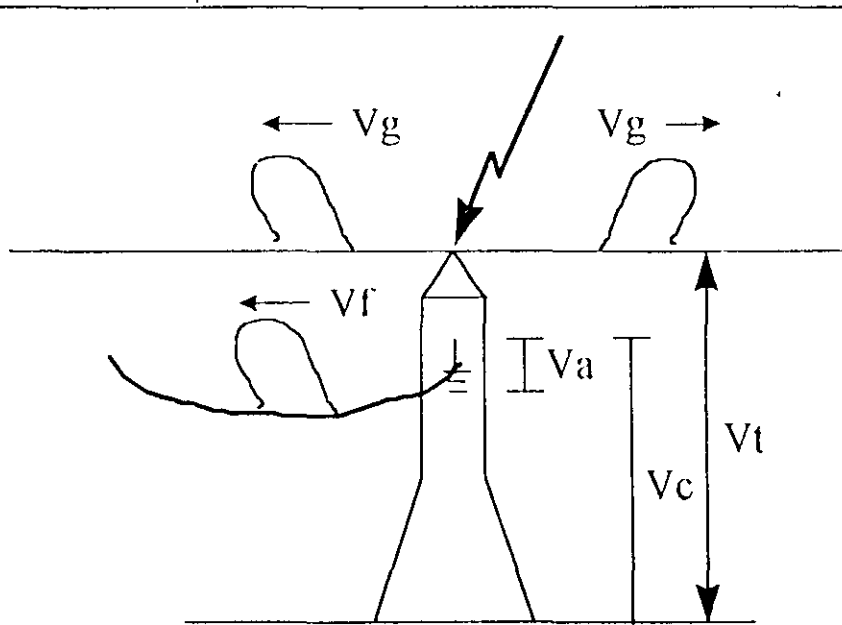
S= Separación entre los conductores del haz



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 cruzeta

V_a = Voltaje a través de la cadena de aisladores

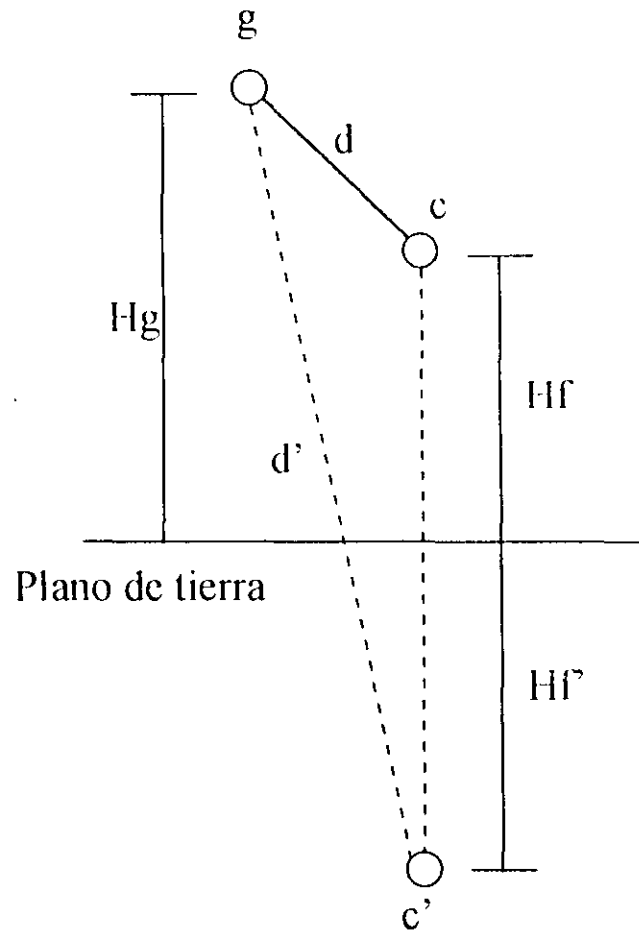
$V_t \cong V_c$

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

$$V_f = 60 I_f (\ln 2 H_f / R_f) + 60 I_g (\ln d' / d)$$

$$V_g = 60 I_f (\ln d' / d) + 60 I_g (\ln 2 H_g / R_g)$$

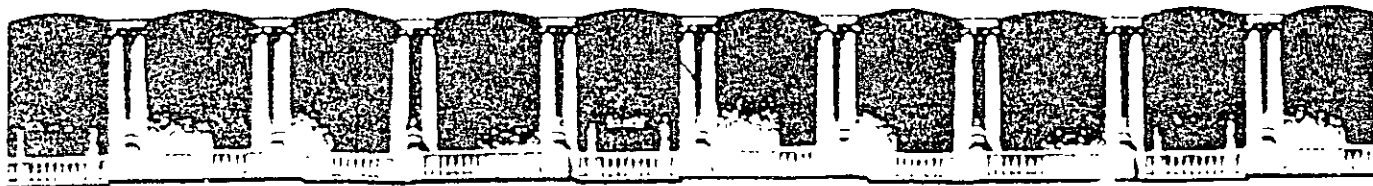
Como la descarga (rayo) ocurre sobre el cable de guarda, entonces momentaneamente la corriente en el conductor de fase es cero, es decir: $I_f = 0$, además se sabe que la corriente es $I/2$ a partir del punto de impacto.

$$V_f = 60 I_g / 2 (\ln d' / d)$$

$$V_g = 60 I_g / 2 (\ln 2 H_g / R_g)$$

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 INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV
CA 154

DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

TEMA

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA PARA CIMENTACIÓN DE ESTRUCTURAS DE LINEAS DE TRANSMISION

EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003

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 la propuesta de revisión la **Gerencia de Laboratorio**.

Participaron en la revisión y aprobación de la presente especificación las áreas que se indican a continuación:

GERENCIA DE DISTRIBUCION

GERENCIA DE LABORATORIO

GERENCIA DE PROYECTOS TERMoeLECTRICOS

GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

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 Laboratorio, quien a través del Departamento de Normalización - - coordinará la revisión.

Esta especificación revisa y substituye a la edición de noviembre de 1986 y a todos los documentos normalizados de CFE relacionados con protección anticorrosiva para cimentación de estructuras de líneas de - - transmisión que se haya publicado, dentro del campo de aplicación del presente.

AUTORIZO:



ING. GUILLERMO GUERRERO VILLALOBOS
DIRECTOR GENERAL

C O N T E N I D O

| | | |
|-----|---|----|
| 1 | OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACION | 1 |
| 2 | NORMAS QUE SE APLICAN | 1 |
| 3 | DEFINICIONES | 1 |
| 3.1 | Aluminotermia | 1 |
| 3.2 | Anodo | 1 |
| 3.3 | Cátodo | 1 |
| 3.4 | Efecto Pantalla | 1 |
| 3.5 | Electrodo de Referencia | 1 |
| 3.6 | Electrodo de Referencia Patrón de Cu/Cu S04 (cobre/sulfato de cobre) | 2 |
| 3.7 | Electrólito | 2 |
| 3.8 | Galvánico | 2 |
| 3.9 | Ion | 2 |
| 4 | MEDICION DE RESISTIVIDAD DEL SUELO | 2 |
| 4.1 | Generalidades | 2 |
| 4.2 | Material y Equipo | 2 |
| 4.3 | Método | 3 |
| 4.4 | Errores | 4 |
| 4.5 | Criterios de Selección para protección Anticorrosiva de la Estructura | 5 |
| 5 | RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS | 5 |
| 5.1 | Generalidades | 5 |
| 5.2 | Aplicación | 5 |
| 6 | PROTECCION CATODICA | 6 |
| 6.1 | Generalidades | 7 |
| 6.2 | Material y Equipo de Pruebas (ver figura 5) | 7 |
| 6.3 | Medición del Potencial Natural-Suelo | 7 |
| 6.4 | Prueba de Requerimiento de Corriente para Protección Catódica | 7 |
| 7 | DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA | 9 |
| 7.1 | Criterio de Protección | 9 |
| 7.2 | Cálculo del Sistema de Protección Catódica | 9 |
| 8 | CARACTERISTICAS | 13 |
| 8.1 | Anodos de Magnesio | 13 |
| 8.2 | Anodos de Zinc | 15 |
| 8.3 | Soldadura y Moldes | 16 |
| 8.4 | Alambre Conductor | 16 |
| 8.5 | Conectores | 16 |
| 8.6 | Resistencias | 16 |
| 8.7 | Aislamientos Eléctricos | 16 |
| 9 | INSTALACION DE LA PROTECCION CATODICA | 17 |
| 9.1 | Excavación de Cepas para Anodos | 17 |

PROTECCION ANTICORROSIVA PARA CIMENTACION
DE ESTRUCTURAS DE LINEAS DE TRANSMISION

ESPECIFICACION
CFE D8CME-07

| | | |
|----------|--|----|
| 9.2 | Ranuras para el Alambrado | 17 |
| 9.3 | Cepas en la parte de la Estructura | 17 |
| 9.4 | Colocación de Anodos | 17 |
| 9.5 | Soldaduras | 17 |
| 9.6 | Conexión Provisional | 26 |
| 10 | VERIFICACION Y AJUSTE DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA. | 26 |
| 10.1 | Material y Equipo | 27 |
| 10.2 | Drenaje de Corriente Unitaria | 27 |
| 10.3 | Tiempo de Vida Esperado | 27 |
| 10.4 | Cálculo de Resistencia | 27 |
| 10.5 | Instalaciones de Resistencias | 28 |
| 10.6 | Empaíme de Alambre Conductor | 28 |
| 10.7 | Potencial de Protección | 29 |
| 10.8 | Clasificación de los Sistemas de Protección Catódica | 29 |
| 11 | CONTROL DE LA OPERACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA | 30 |
| 11.1 | Objetivo | 30 |
| 11.2 | Prerequisitos. | 30 |
| 11.3 | Material y Equipo | 30 |
| 11.4 | Procedimiento de Operación | 30 |
| 12 | MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA | 31 |
| 12.1 | Objetivo | 31 |
| 12.2 | Prerequisitos. | 31 |
| 12.3 | Generalidades. | 31 |
| 12.4 | Procedimientos. | 31 |
| TABLA 1 | Selección del tipo de protección para la estructura. | 6 |
| TABLA 2 | Factor de corrección (F) asociado con el peso de ánodo | 11 |
| TABLA 3 | Valores de EP en función del número y material de los ánodos y para la distribución anódica en estructuras autoportadas de líneas de transmisión | 12 |
| TABLA 4 | Valores de la aleación de ánodos de magnesio | 13 |
| TABLA 5 | Dimensiones nominales de ánodos de magnesio. | 14 |
| TABLA 6 | Valores de la aleación de ánodos de Zinc | 15 |
| TABLA 7 | Fallas en electrodos de referencia de trabajo de cobre /sulfato de cobre (Cu/Cu SO4) saturado. | 32 |
| 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 | 8 |

1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACION

Esta especificación tiene por objeto establecer, la protección anticorrosiva de las partes enterradas de las estructuras metálicas 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 D8500-01-1986 | Guía para la Selección y Aplicación de Recubrimientos Anticorrosivos. |
| CFE D3500-02-1986 | Recubrimientos Anticorrosivos. |
| NOM-K-109-1977 | Anodos de Magnesio empleados en Protección Catódica. |
| NOM-B-231-1968 | Requisitos de las cribas para clasificación de materiales. |
| MIL A-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 del pedido, 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 Anodo

Electrodo o área que sufre oxidación (pierde electrones). Los más usados son los de zinc 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 ó 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 Cu/CuSO4 (cobre/sulfato de cobre)

Es un electrodo de referencia de Cu/CuSO4, cuyo electrodo de cobre debe estar libre de cualquier producto de corrosión.

3.7 Electrólito

Es una solución conductora 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 voltaje 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 Ohm-cm que se determina sobre una muestra del mismo, que tenga un cm de longitud y un cm² de sección transversal.

4 MEDICION 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, con escalas de 1, 10, 100, 1000 y 10000 ohms.
- b) Varillas de acero con revestimiento de cobre soldado de 60 cm de largo por 13 mm de diámetro mínimo, con punta en un extremo.

- c) Cables de cobre aislado para conexión calibre del No. 14 al No. 10 AWG, con caimanes 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 cable conductor, con una separación de 1.6 y 3.2 m (ver figura 1).

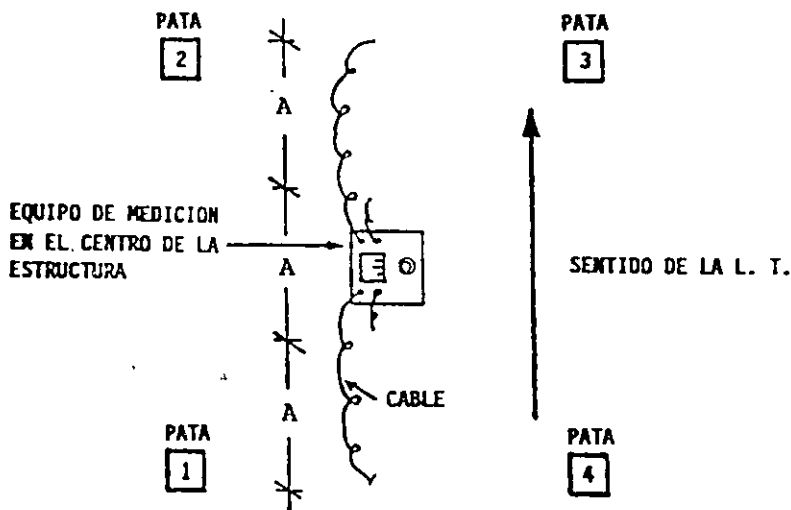


Figura 1 - Medición de la resistividad (vista de planta)

Para medir la resistividad del suelo, se debe utilizar el método "Wenner" o de los cuatro electrodos, el cual consiste en lo siguiente:

- 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.
- 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.
- Para terrenos secos, se puede humedecer el terreno alrededor de las varillas o utilizar un equipo con terminal de guarda (G), que debe conectarse a un quinto electrodo, instalado a la mitad de la distancia entre las varillas de potencial (P1 y P2).

Se acepta una diferencia máxima del 10% entre el valor de la resistencia y el indicado por el instrumento. La conexión se hace como se indica en la figura 3.

- b) Falso contacto entre el caimán de conexión y la varilla. Limpiar el caimán y la varilla hasta eliminar la capa de óxido en las superficies de contacto.
- c) Baterías del instrumento bajas. Reemplazarlas por baterías nuevas.
- d) No se ajustó el cero mecánico del instrumento. Antes de realizar cualquier medición, se debe colocar la aguja en el centro de la carátula del equipo, por medio del tornillo de ajuste.
- e) Tomar un valor equivocado del multiplicador de la escala de resistencia. Considerar siempre el valor del multiplicador que éste indique.

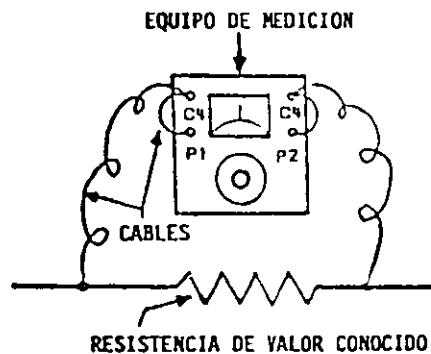


Figura 3 - Verificación del ajuste del medidor de resistividad

4.5 Criterios de Selección para Protección Anticorrosiva de la Estructura

Una vez determinados los valores de la resistividad del terreno en ohms-cm a 1.6 m 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 Aplicación

En superficies metálicas galvanizadas, si se detectan tierra y lodo adheridos, eliminarlos y posteriormente aplicar el mordentador para galvanizado CFE-P17, de acuerdo a la especificación CFE D8500-02.

En superficies metálicas corroidas, si se detectan tierra y lodo adheridos, eliminar-

- d) Energizar el instrumento (de acuerdo a su instructivo) y tomar el valor de la resistencia en ohms.
- e) Calcular la resistividad del suelo mediante la fórmula:

$$\rho = 2 \pi AR$$

Donde:

R = Resistencia medida en Ohm
A = Separación entre electrodos en cm
 ρ = Resistividad del suelo en ohms-cm

Para: A = 160 cm ρ = 1000 R
Para: A = 320 cm ρ = 2000 R

- f) Los valores encontrados se deben asentar en el formato A.

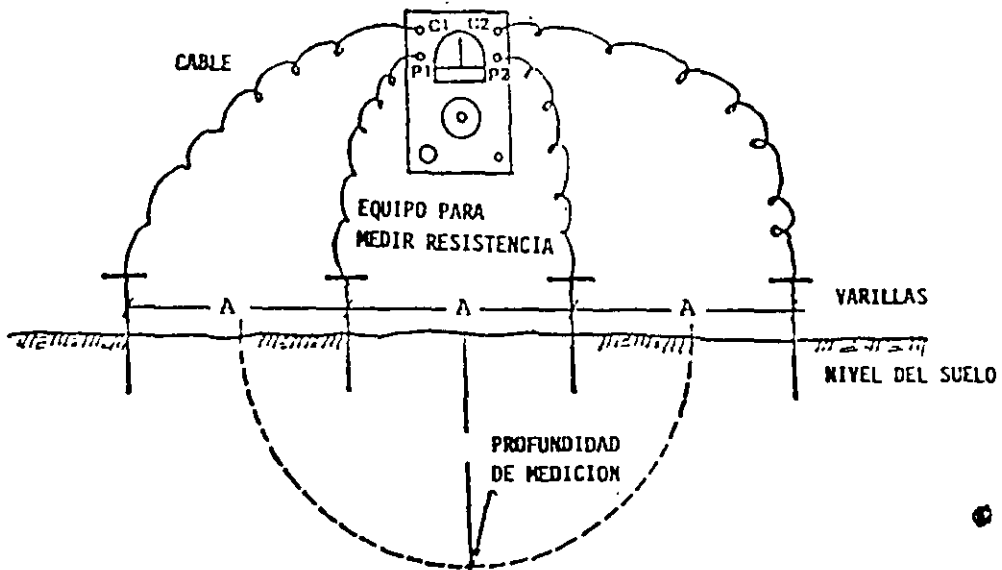


Figura 2 - Medición de resistividad por el método "Wenner"

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 10, 100 y 1000 ohms con una tolerancia de $\pm 5\%$

los y posteriormente utilizar el método de preparación química CFE-PQ, de acuerdo a la especificación CFE D8500-01.

Aplicar alquitrán de hulla epóxico CFE-P7, de acuerdo a la especificación CFE D8500-02 Con brocha CFE-AB, según lo indique en la especificación CFE D8500-01, en dos capas con un espesor seco de 150 a 200 micrómetros (6-8 mils) 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 en ohms-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 | |
| 2500-5000 | 2500-5000 | 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. |
| 2500-5000 | mayor a 5000 | |
| mayor a 5000 | 2500-5000 | |
| 5000-10000 | 5000-10000 | Aplicar recubrimientos anticorrosivos 80 cm hacia abajo y por encima del nivel del suelo. No requiere protección catódica y en caso de que tenga cimentación de concreto, debe conectarse a tierra. |
| 5000-10000 | mayor a 10000 | |
| mayor a 10000 | 5000-10000 | |
| mayor a 10000 | mayor a 10000 | No requiere recubrimientos anticorrosivos ni protección catódica. Debe conectarse a tierra. |

6 PROTECCION CATODICA

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 ánodos de sacrificio (galváni-

cos), y los materiales usados para estos ánodos deben ser magnesio o zinc.

6.1 Generalidades

La protección catódica se debe aplicar cuando cualquiera de los valores de resistividad del suelo, sea menor de 5000 Ohm-cm. Se debe usar conjuntamente con recubrimientos (ver tabla 1).

Cuando la resistividad sea menor de 500 Ohm-cm, se deben usar ánodos de zinc; para los demás valores, 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 (ver figura 5)

- a) Voltmetro de corriente directa analógico de alta impedancia o resistencia interna (de 1 megaOhm/Volt o de más alta sensibilidad), con rangos mínimos de escalas de 0-0.2, 0-1, 0-2 y 0-10 V.
- b) Ampermetro de corriente directa analógico o digital, con escalas mínimas de 0-20 mA, 0-0.1, 0-0.2, 0-1 y 0-2 A.
- c) Electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄)
- d) Cables de cobre aislados para conexión, calibre del No. 18 al No. 12 AWG, con conectores terminales apropiados según se requieran.
- e) Doce baterías de 6 Volts conectadas en serie, como fuente de suministro de corriente directa.
- f) Varillas de acero con revestimiento de cobre soldado de 13 mm de diámetro mínimo, 60 cm de longitud mínima con punta en un extremo, para ser usadas como ánodos provisionales.
- g) Reostato (resistencia variable) de 100 Watt - 500 ohms 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 impedancia, conectado el polo positivo al electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado y el polo negativo a la estructura. El electrodo se coloca sobre el suelo, 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, (ver figura 4) y los valores se asientan en el formato A.

6.4 Prueba de Requerimiento de Corriente para Protección Catódica

La conexión del equipo se hace como se muestra en la figura 5.

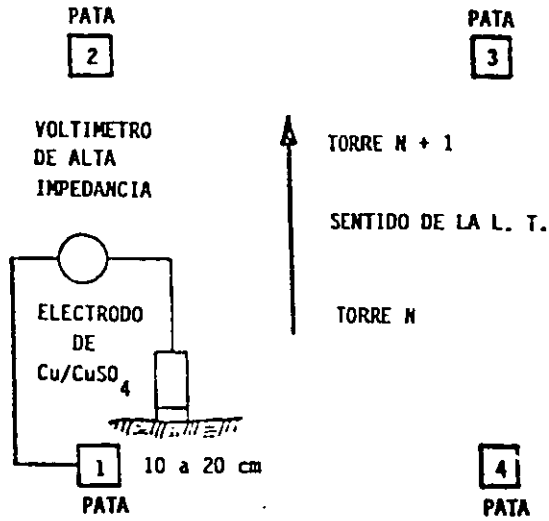


FIGURA 4 - Diagrama para medición de potencial

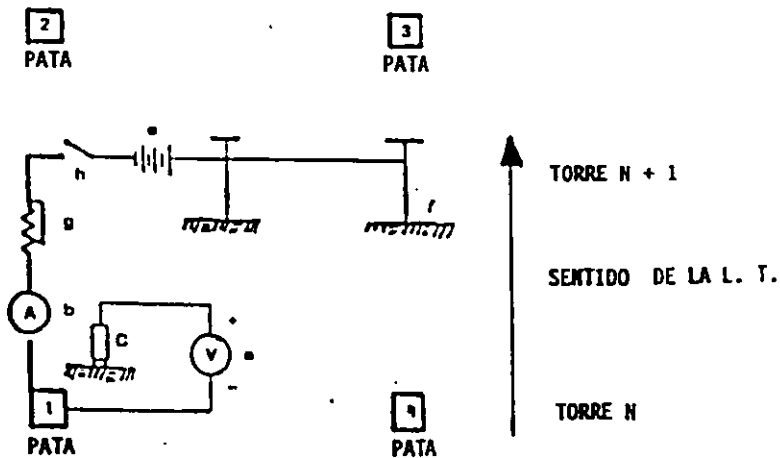


FIGURA 5 - Conexión del equipo para la prueba de requerimiento de corriente para la protección catódica

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 (I) se hacen de 50 mA y el tiempo de polarización entre cada lectura debe ser de 2 minutos.

La prueba de requerimiento 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 (I). 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 llegar a 500 mA. Los datos obtenidos en las pruebas de requerimiento de corriente, se deben registrar en el formato A.

7 DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA

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.

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:

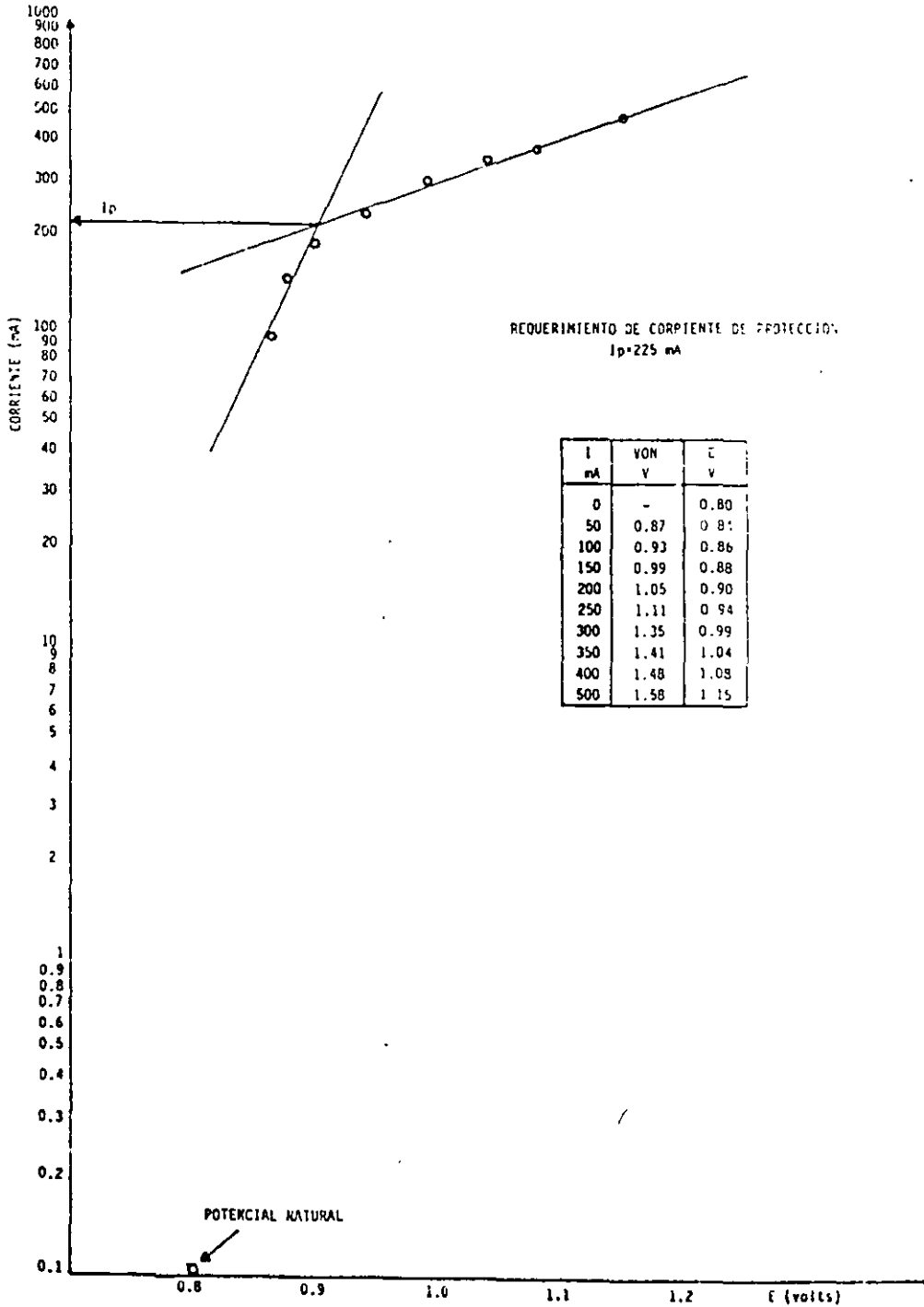


FIGURA 6 - Ejemplo del trazo de una curva de polarización catódica para la evaluación de corriente de protección (I_p)

a) Selección del valor de la resistividad (ρ).

Se debe tomar el valor de la resistividad obtenido a 1.6 m, siempre y cuando sea menor de 5000 Ohm-cm. Si es mayor, emplear el valor de la resistividad obtenido a 3.2 m.

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: S.A. Tefankjian.

$$I_a = 120\,000 F Y / \rho \quad \dots (2) \text{ para magnesio}$$

$$I_a = 40\,000 F Y / \rho \quad \dots (3) \text{ para zinc}$$

donde:

- F = factor asociado con el peso del ánodo.
- Y = factor asociado con el potencial natural.
- ρ = resistividad del terreno en Ohm-cm.

En la tabla 2 se dan los valores de F.

TABLA 2 - Factor de corrección (F) asociado con el peso del ánodo

| Peso del ánodo | | F |
|----------------|----|------|
| Kg | lb | |
| 4.0 | 9 | 0.71 |
| 7.7 | 17 | 1.00 |
| 14.5 | 32 | 1.06 |
| 21.8 | 48 | 1.09 |

Determinación del valor de Y:

$$Y = 2.19 - (1.4 \times P_o) \quad \dots (4) \text{ para magnesio}$$

$$Y = 4.4 - (4 \times P_o) \quad \dots (5) \text{ para zinc}$$

donde:

P_o = potencial natural en V

d) Número de ánodos (No).

Es el resultado de dividir la corriente de diseño (I_d) entre la co-

corriente drenada por ánodo (I_a).

$$N_o = I_d / I_a \quad \dots (6)$$

Con el " N_o " 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 N_o .

e) Corriente total drenada (I_t).

En teoría, la corriente total drenada es igual a la corriente drenada por ánodo (I_a), por el valor final del número de ánodos (N_o), pero existe un fenómeno llamado efecto pantalla que impide que cada ánodo instalado drene la corriente unitaria calculada, por lo que la I_t es igual a:

$$I_t = I_a \times EP \quad \dots (7)$$

donde:

EP = efecto pantalla.

TABLA 3 - Valores de 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 zinc | EP para magnesio | Distribución anódica |
|---------------|--------------|------------------|----------------------|
| 2 | 1.639 | 1.856 | Figura 8 |
| 3 | 2.278 | 2.635 | Figura 9 |
| 4 | 2.917 | 3.386 | Figura 10 |
| 5 | - | 4.207 | Figura 11 |
| 6 | - | 5.132 | Figura 12 |
| 7 | - | 5.455 | Figura 13 |
| 8 | - | 6.451 | Figura 14 |
| 9 | - | 7.219 | Figura 15 |

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:

$$TVE = 106.8 W / I_t \quad \dots (8) \text{ para magnesio}$$

$$TVE = 71.6 W / I_t \quad \dots (9) \text{ para zinc}$$

donde:

W = peso total de los ánodos en

Se escogerá 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 para ánodos de magnesio o el formato C para ánodos de zinc y los valores encontrados se deben asentar en el formato D.

8 CARACTERISTICAS

8.1 Anodos de Magnesio

8.1.1 Peso

Los ánodos de magnesio usados para la protección catódica de líneas de transmisión, deben ser cuando menos de 4, 7.7, 14.5 ó 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 NOM-K-109.

TABLA 4 - Valores de la aleación de ánodos de magnesio

| Elemento | Porcentaje |
|----------|------------|
| aluminio | 0.01 máx. |
| magnesio | 0.5-1.3 |
| zinc | 0 |
| silice | 0 |
| cobre | 0.02 máx. |
| níquel | 0.001 máx. |
| hierro | 0.03 máx. |
| otros | 0.03 máx. |
| 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 ánodos de forma cilíndrica, siempre y cuando la longitud y el peso sean iguales a los valores de la tabla 5.

TABLA 5 - Dimensiones nominales de ánodos de magnesio

| Peso (kg) | Dimensiones (cm) | | |
|-----------|------------------|------|------|
| | A | B | C |
| 4 | 8.9 | 9.9 | 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 |

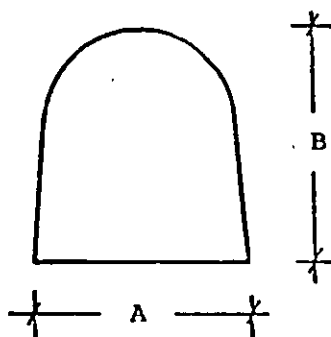


FIGURA 7 Sección transversal del ánodo de magnesio

8.1.4 Propiedades electroquímicas

Se determinan de acuerdo con la norma NOM-K-109.

- a) Potencial respecto al electrodo de cobre/sulfato de cobre -1.74 V.
- b) Eficiencia mínima (en por ciento) 50.
- c) Drenaje de corriente teórico, mínimo 2202 A h/kg.
- d) Drenaje de corriente práctico, mínimo 1101 A h/kg.
- e) Consumo práctico de ánodo, mínimo 7.95 kg año/A.

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 por ánodo, debe ser cuando menos de 7, 12, 18 y 22 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 (NOM B-231) y 50% máximo se retenga en malla 40 M (NOM 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 III calibre 12 AWG, 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 CFE D8500-02.

8.2 Anodos de Zinc

8.2.1 Peso, composición química y dimensiones

Los ánodos de zinc deben ser de 22.7 kg mínimo. La aleación de zinc debe cumplir con los valores de la tabla 6 y se debe determinar de acuerdo con la norma MIL A-18001H. Sus dimensiones nominales son de 5 x 5 x 122 cm.

TABLA 6 - Valores de la aleación de ánodos de zinc

| Elemento | Porcentaje |
|----------|------------|
| plomo | 0.006 máx. |
| hierro | 0.005 máx. |
| cadmio | 0.025-0.15 |
| cobre | 0.005 máx. |
| aluminio | 0.10-0.50 |
| silice | 0.125 máx. |
| zinc | balance |

8.2.2 Propiedades electroquímicas

Las propiedades electroquímicas se determinan de acuerdo a la norma NOM-K-109.

- a) Potencial respecto al electrodo de cobre/sulfato de cobre -1-1 V.
- b) Eficiencia, mínima (por ciento) 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 11.26 kg año/A.

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 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 (NOM B-231) y 50% máximo se retenga en malla 40 M (NOM 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, calibre No. 12 AWG, 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 calibre No. 12 AWG, con una superficie plana vertical. Se recomienda usar el cartucho de soldadura indicado en el molde o cualquiera de los cartuchos de 30 ó 45 gramos.

8.4 Alambre Conductor

Se debe usar alambre unipolar de cobre tipo TW, calibre No. 12 AWG.

8.5 Conectores

Se deben usar conectores de resorte de acero galvanizado para alambre calibre No. 12 AWG.

8.6 Resistencias

Cuando sea necesario usar resistencias, deben ser de nicronel (níquel-cromo), calibre No. 20 ó No. 22 AWG o cromel calibre No. 22 AWG.

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 calibre No. 20 ó 22 AWG.

9 INSTALACION DE LA PROTECCION CATODICA

9.1 Excavación de Cepas para Anodos

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 8 a la 15.

Las cepas para la colocación de ánodos deben ser:

- a) A 1.6 m de profundidas 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 Anodos

Los ánodos con relleno de baja resistencia de contacto (ver inciso 8.1.5 y 8.2.3), se colocan en posición vertical en su cepa respectiva a la profundidad especificada (1.6 m ó 2.2 m) y se humedecen con 20 litros de agua 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 30 a 50 cm del nivel del piso, en la pata de la estructura donde se aplicará 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 aplicará la soldadura esté

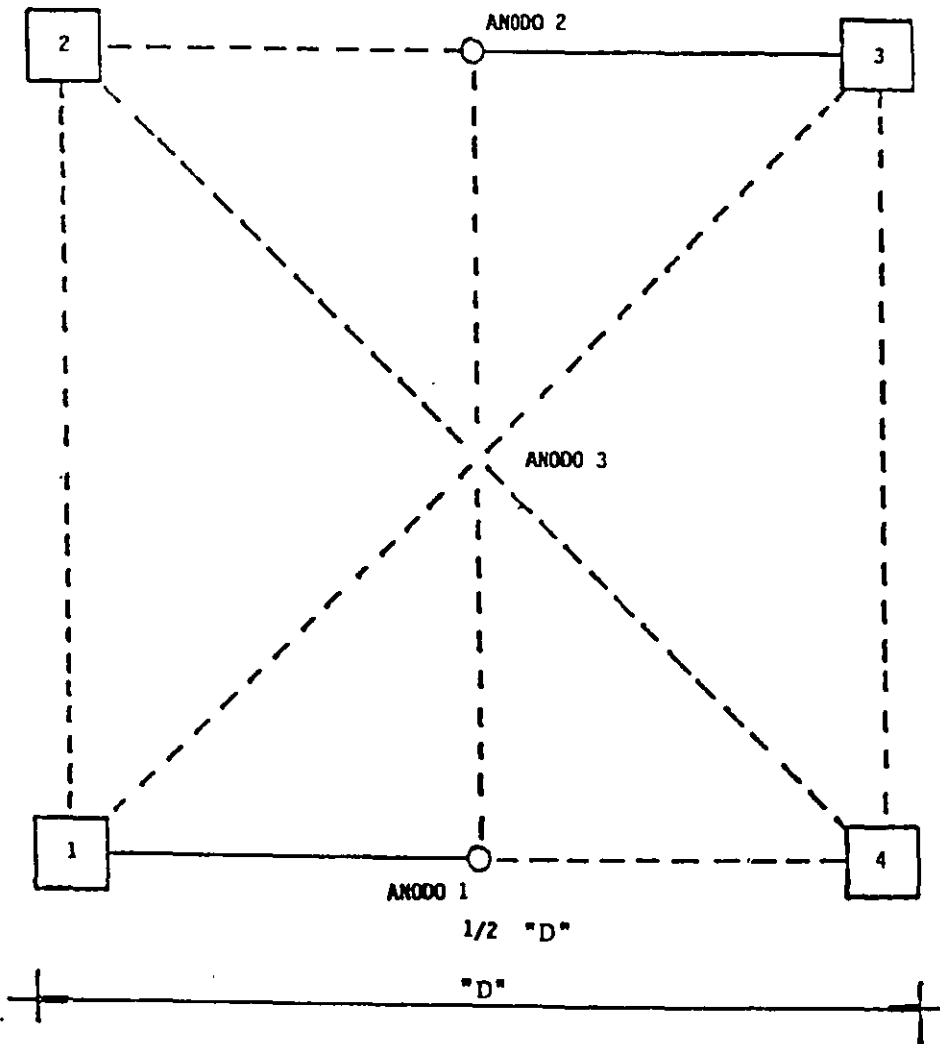


FIGURA 8 - Instalación tipo II

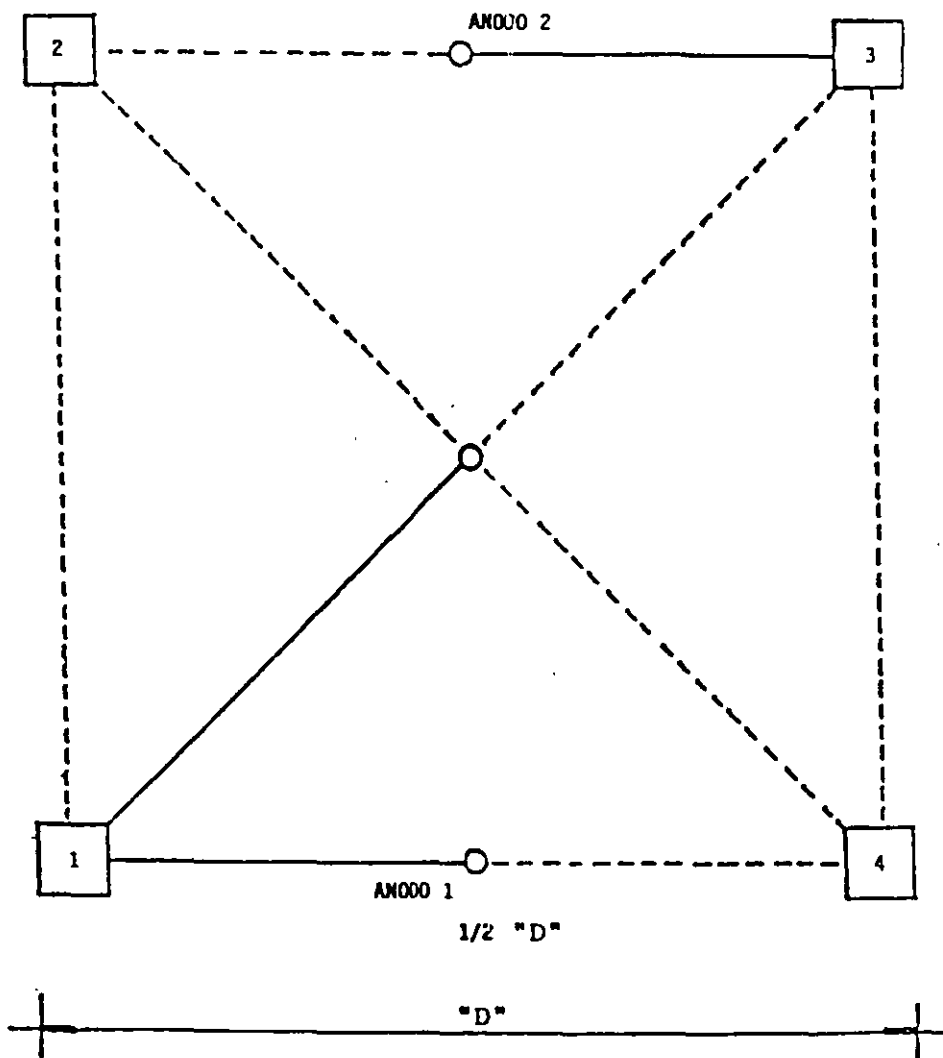


FIGURA 9 - Instalación tipo III

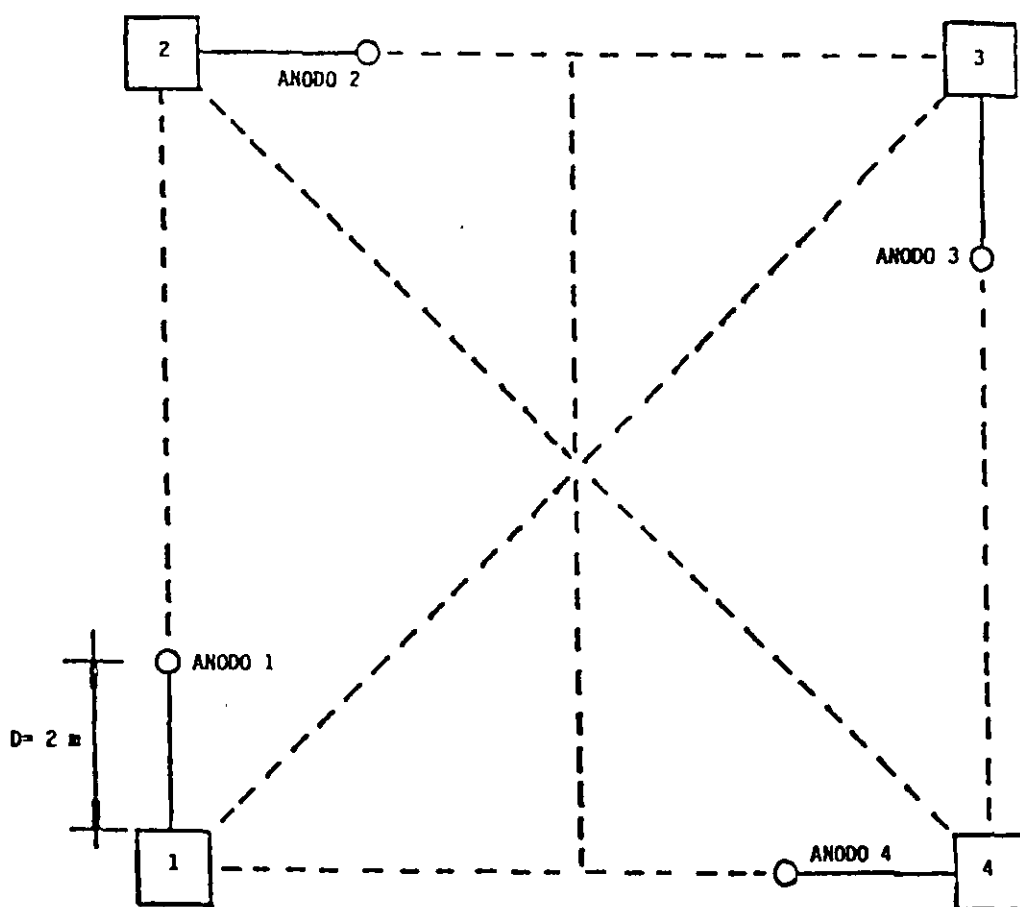


FIGURA 10 - Instalación tipo IV

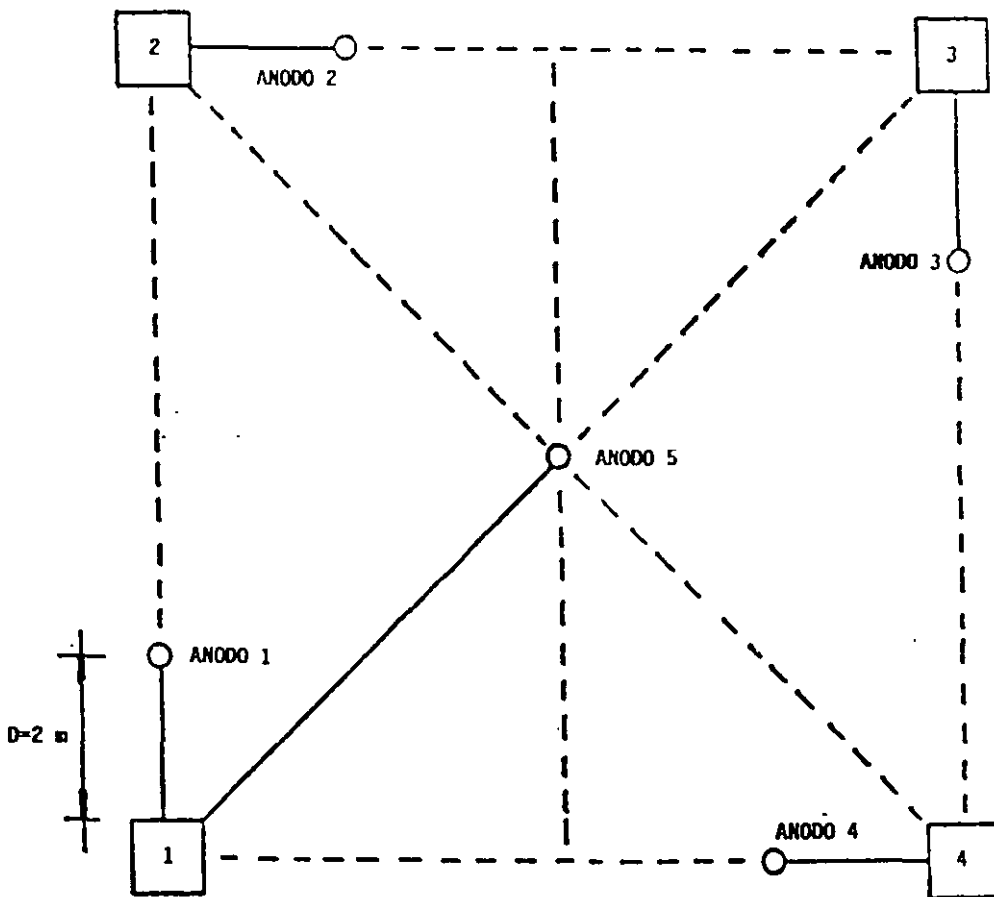


FIGURA 11 - Instalación tipo V

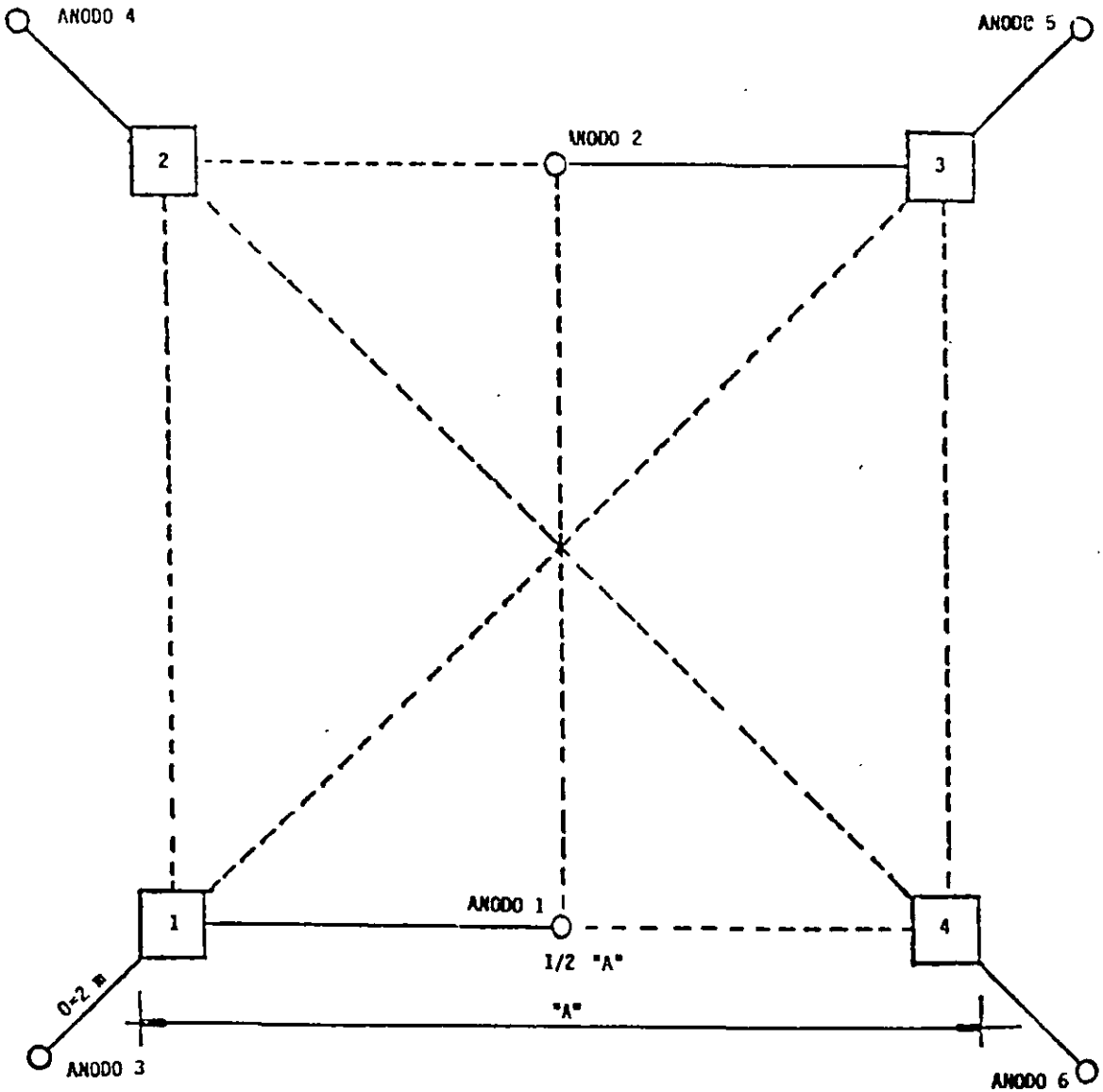


FIGURA 12 - Instalación tipo VI

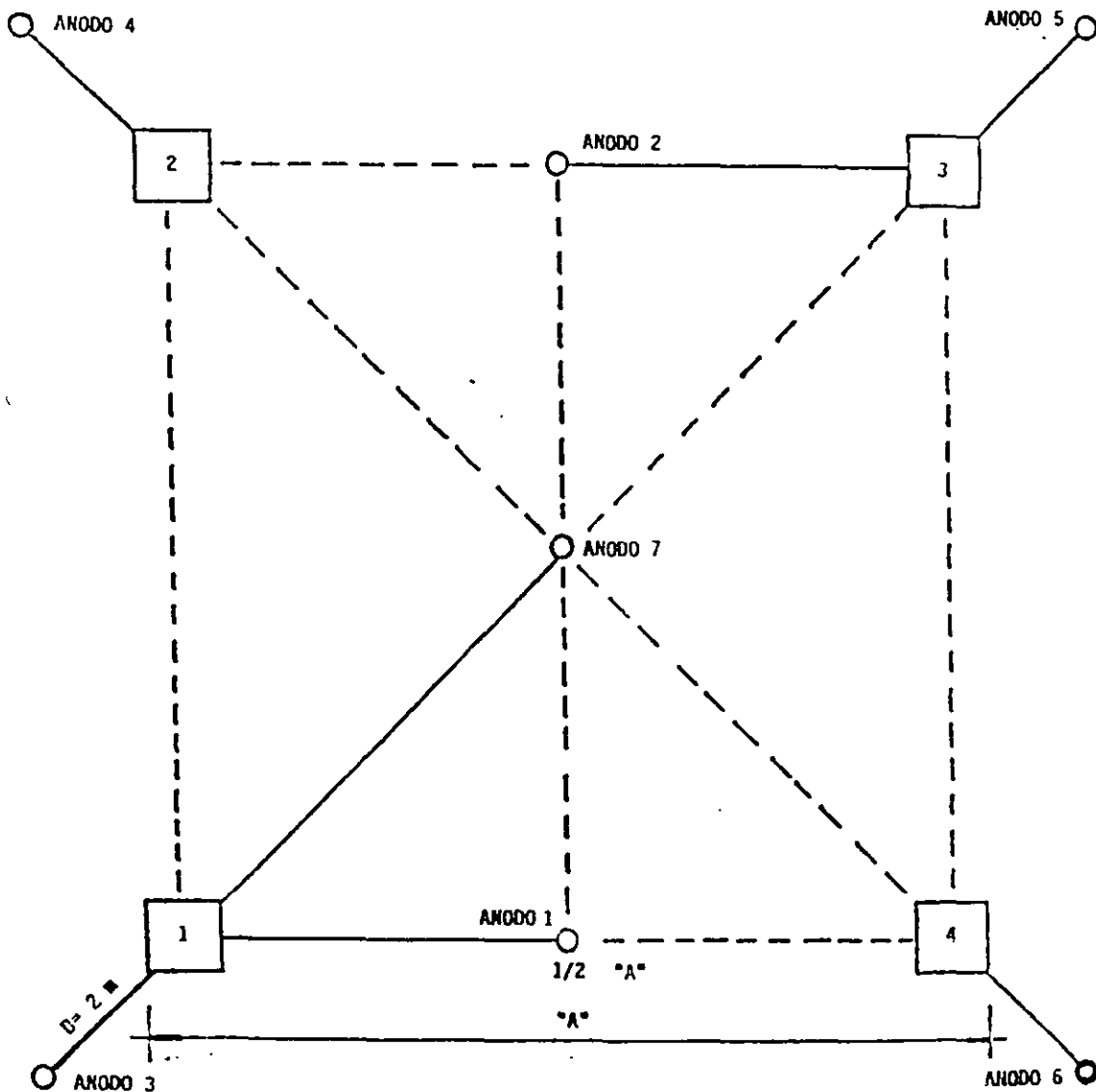


FIGURA 13 - Instalación tipo VII

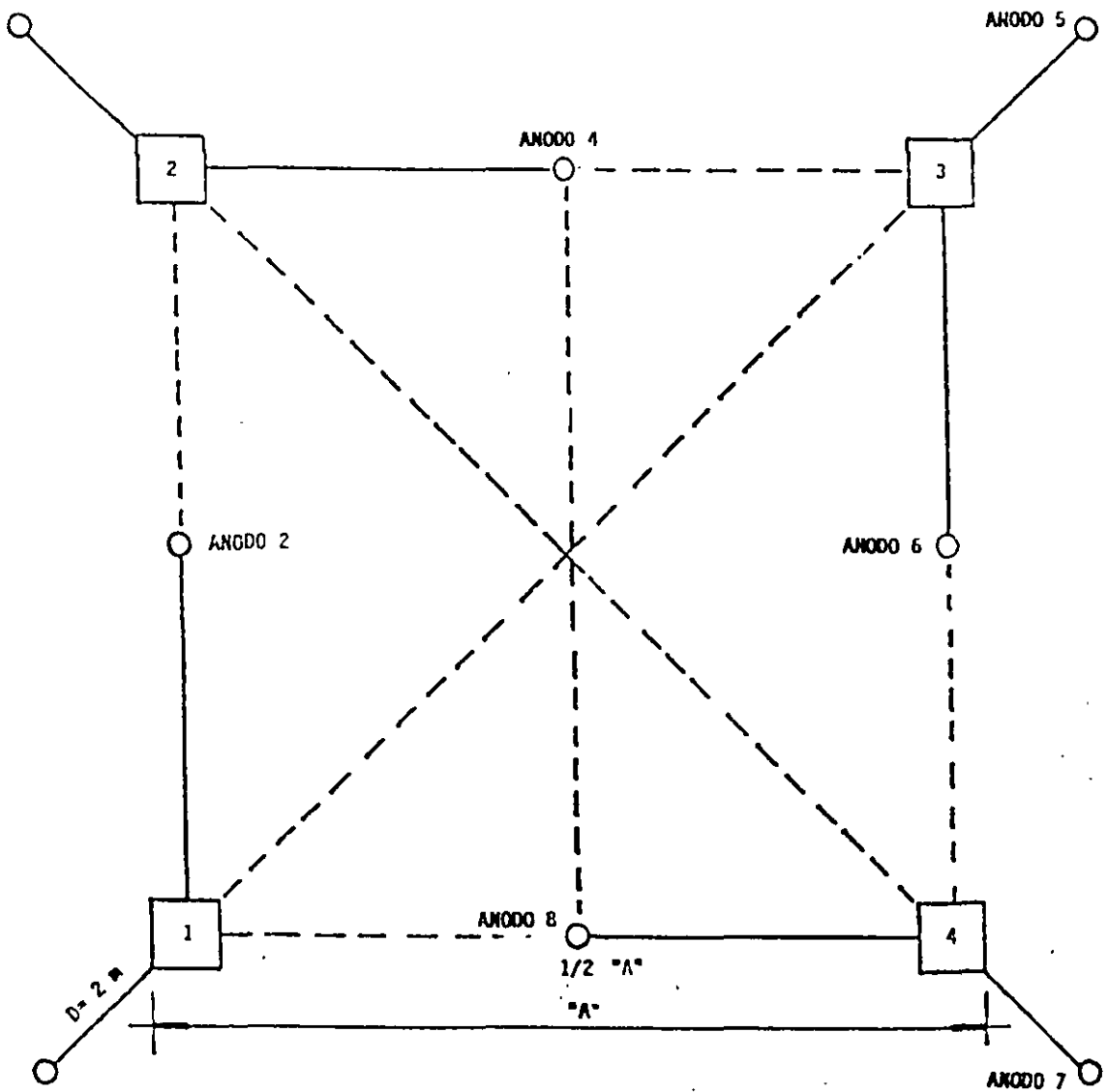


FIGURA 14 - Instalación tipo VIII

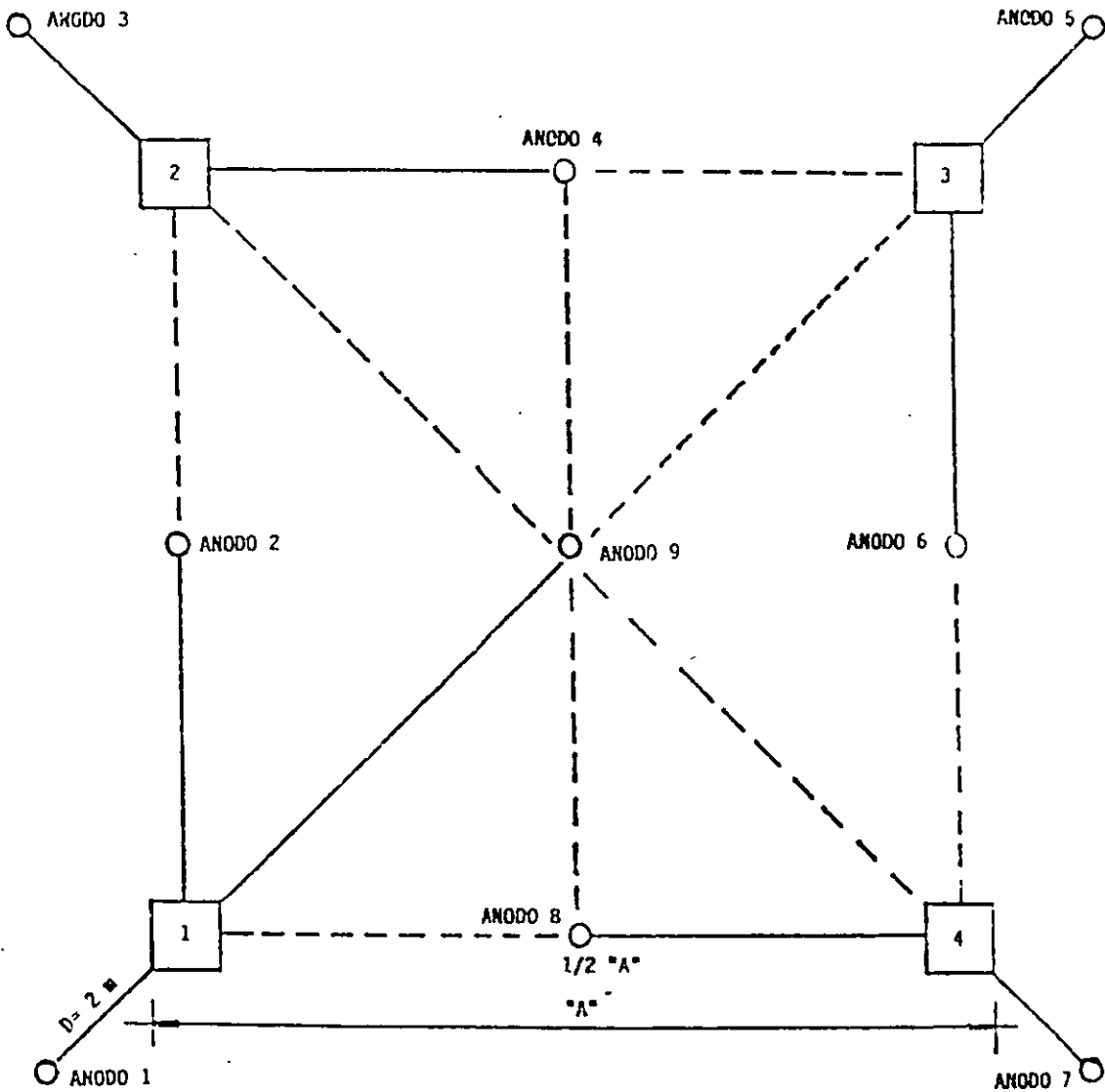


FIGURA 15 - Instalación tipo IX

- d) Ajustar el drenaje de corriente unitario de los ánodos en caso necesario.

Todos los valores encontrados se deben registrar en el formato E.

10.1 Material y Equipo

- a) Voltmetro de corriente directa analógico o digital, de alta impedancia o resistencia interna (de 1 MegaOhm/Volt o de más alta sensibilidad), con rangos mínimos de escala de 0-0.2, 0-1, 0-2 y 0-10 V.
- b) Ampérmetro de corriente directa analógico o digital, con escalas mínimas de 0-20 mA, 0-0.2, 0-1 y 0-2 A.
- c) Electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO₄).
- d) Alambre de resistencia de micromel calibre No. 20 ó 22 AWG o cromel calibre No. 22 AWG.
- e) Tubos aislantes de teflón, polietileno o polipropileno (espagueti), para alambre de resistencia calibre 20 ó 22 AWG.
- f) Conectores de resorte de acero galvanizado para alambre calibre No. 12 AWG.
- g) Cables de cobre aislados para conexión, calibre del No. 18 al No. 12 AWG, con conectores terminales apropiados según se requieran.

10.2 Drenaje de Corriente Unitaria

Verificar que todos los ánodos se encuentren conectados a la estructura. El ánodo al que se medirá el drenaje de corriente unitario, se desconecta de la estructura 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.

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 zinc. Los valores encontrados se deben registrar en el formato E.

Si el tiempo 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)

limpia, rugosa, seca y libre de zinc.

- b) Quitar el forro del o de los alambres de cobre calibre No. 12 AWG de la parte que se va a soldar en cada pata de la estructura.
- c) Cuando sean varios los alambres que se conectarán a una misma pata, entorcharlos entre sí y colocarlos en la ranura para el alambre que se localiza en la parte interior del molde de grafito.
- d) Cerrar el molde y por la parte superior, colocar la charola para tapar 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 efectuará 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 quitar la escoria.
- k) Aplicar masilla para aislamiento eléctrico hasta cubrir la soldadura, aplicar cinta de aislar adhesiva ahulada 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 VERIFICACION Y AJUSTE DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA

Una vez instalado el sistema de protección catódica, se debe:

- 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

y (11) para ánodos de magnesio, y las ecuaciones (12) y (13) para ánodos de zinc y finalmente se calcula la resistencia total por medio de la ecuación 14.

$$R1 = 1.7 - Po/It \quad \dots (10)$$

$$R2 = 1.7 - Po/Ir \quad \dots (11)$$

$$R1 = 1.1 - Po/It \quad \dots (12)$$

$$R2 = 1.1 - Po/Ir \quad \dots (13)$$

$$R = R2 - R1 \quad \dots (14)$$

donde:

R1 = resistencia del sistema.

R2 = resistencia que se requiere tenga el sistema.

R = resistencia necesaria a intercalar en Ohm.

Po = potencial natural de la estructura en V, respecto al electrodo de cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO4) saturado.

It = corriente total que drenan los ánodos en A.

Ir = corriente que deben drenar los ánodos en A para que el tiempo de vida útil sea mayor a 15 años.

Con el valor obtenido de R en Ohm, se requiere conocer la resistencia del alambre micromel 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 ampermetro 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 necesario 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 (espaguete). 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.

10.6 Empalme de Alambre Conductor

Los empalmes de alambre conductor que viene del ánodo y de la soldadura, se realiza

por medio de conectores de resorte de acero galvanizado aislados tipo compresión para alambre calibre No. 12 AWG. Las uniones se cubren con una capa de masilla eléctrica moldeable y después cinta aislante adhesiva ahulada.

10.7 Potencial de Protección

Si el tiempo de vida esperado fuera mayor de 15 años, se realizan los empalmes definitivos entre la estructura y el ánodo y después se mide el potencial de protección en cada pata, utilizando un voltmetro de alta impedancia, conectando el polo negativo a la estructura y el polo positivo al electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado, el cual se debe colocar sobre el suelo 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.

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 es 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 al 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 (Iv).

$$I_v = 3.23 W \quad \dots (15) \text{ para ánodos de magnesio}$$

$$I_v = 2.17 W \quad \dots (16) \text{ para ánodos de zinc}$$

donde:

$$W = \text{peso total de los ánodos en kg.}$$

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 (Iv). Si se les permite operar a drenaje libre, su tiempo de vida se reduce a menos de 15 años. Esta condición exige que al momento de cerrar el sistema, se intercalen en el circuito resistencias de valor conocido como

se indica en el inciso 10.4 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 OPERACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA

11.1 Objetivo

Establecer el procedimiento para la segura operación y registro de datos de los sistemas de protección catódica trabajando (formatos A, B ó C, D y E).

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) Combinación de voltmetro y ampermetro de corriente directa. Voltmetro de alta impedancia (de 1 MegaOhm/Volt de resistencia interna o de más alta sensibilidad), con rangos de escala de 0-0.2, 0-1, 0-10 y 0-20 V. Ampérmetro con rangos de escala de 0-2, 0-10 y 0-20 mA y 0-0.1, 0-0.2, 0-1, 0-2 y 0-10A.
- b) Electrodo de referencia de Cu/CuSO₄ saturado.
- c) Cables de cobre aislados, calibre desde No. 18 a 12 AWG, 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 (Cu/CuSO₄) 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 Cu/CuSO₄ saturado, o bien, que ese potencial sea cuando menos de -0.80V 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 sistema de protección catódica de las es-

estructuras, se debe medir cuando menos cada año el potencial. La forma de medirlo es intercalando el voltmetro de alta impedancia, conectando el polo negativo a la estructura, preferentemente la pata 1 y el polo positivo al electrodo de referencia de Cu/CuSO₄ saturado (ver figura 4).

El tapón poroso del electrodo de referencia de Cu/CuSO₄ 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 Volts negativos en el formato F.

12 MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA

12.1 Objetivo

Conservar en condiciones de operación los sistemas de protección catódica, para que cumplan con los criterios de protección definidos en 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.

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 16, cada vez que se detecte que el potencial de protección de alguna estructura, no cumple con los criterios de protección definidos en 11.4.2.

- a) Medir nuevamente el potencial de protección en cada una de las patas de la estructura, siguiendo el procedimiento del punto 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 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, (ver capítulo 4).
- d) Si alguno de los valores es menor a 5000 Ohm-cm, siga al 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 (ver figuras de la 8 a la 15) y hacer una cepa arriba de cada uno de ellos, que tenga una capacidad aproximada

de 20 litros. En cada cepa se deben agregar 20 litros de salmuera preparándola agregando 2 kg de sal a 20 litros de agua.

- f) Después de 72 horas de haber aplicado la salmuera, medir nuevamente el potencial de protección en cada una de las patas de la estructura, siguiendo el procedimiento del punto 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/CuSO4 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 ampermetro, 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 de 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, regresar 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 ánodos de magnesio y la ecuación (18) para ánodos de zinc.

$$TVR_m = \frac{48.5 \times W_i - W_f}{I_t} \quad 17$$

$$TVR_z = \frac{48.5 \times W_i - W_f}{I_t} \quad 18$$

Donde:

TVR_m = tiempo de vida remanente en años (del magnesio)

TVR_z = tiempo de vida remanente en años (del zinc)

W_i = peso inicial de ánodos en kg

W_f = peso final de ánodos en kg

I_t = corriente total drenada por los ánodos en mA.

Si el tiempo de vida remanente es menor de 2 años, se debe diseñar e instalar un nuevo sistema de protección catódica.

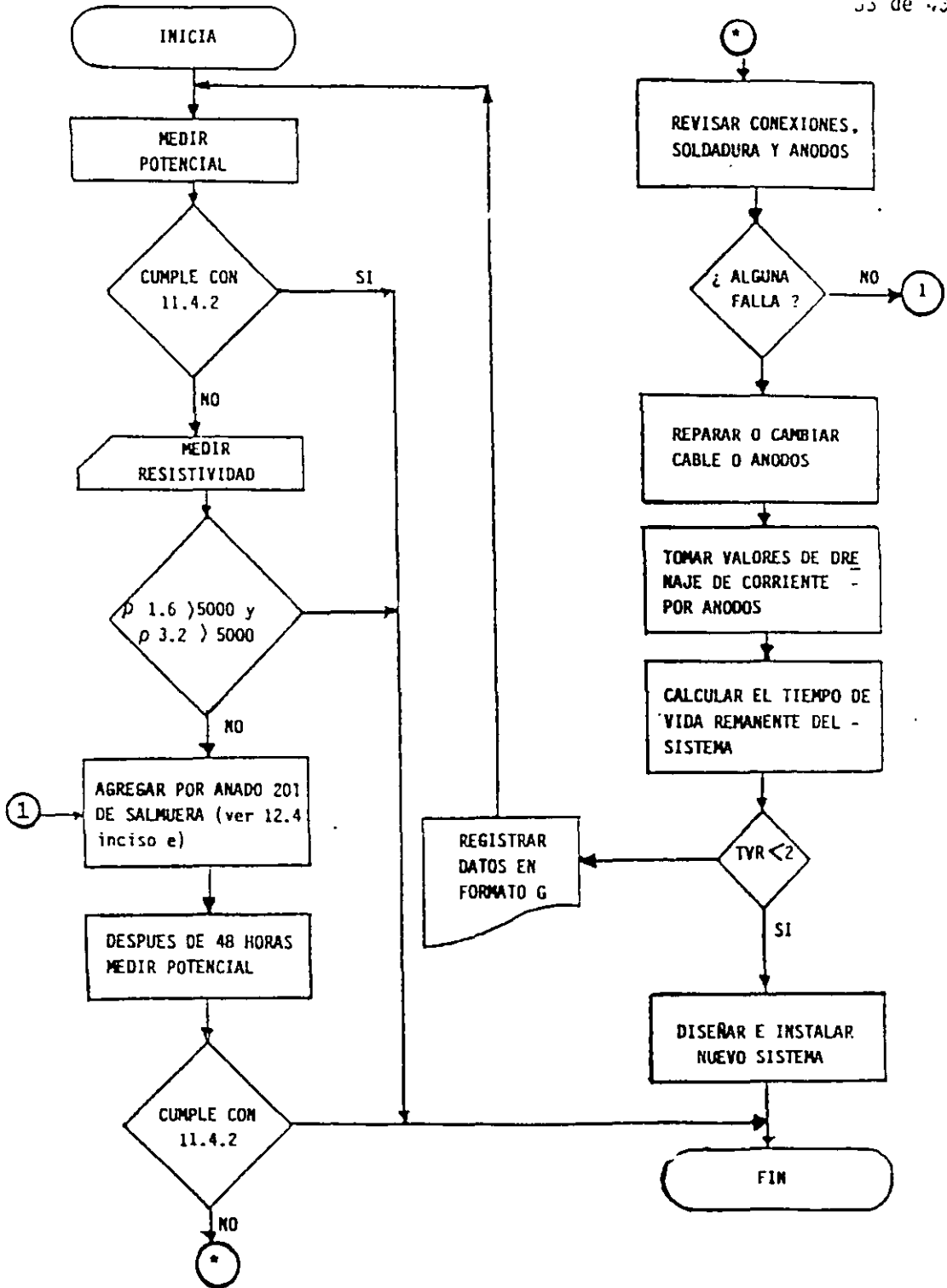


FIGURA 16 - Diagrama de flujo para mantenimiento de sistemas de protección catódica para estructuras de líneas de transmisión

k) Registrar los datos obtenidos en el formato G.

l) Medir el potencial en cada una de las patas de la estructura y proceder a tapar las cepas.

13 CAUSAS Y CORRECCIONES DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA

Las causas y correcciones de fallas en los sistemas de protección catódica se dan en las tablas 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. | Reemplar ánodos. |
| No drenan corriente | Cable de conexión mal conectado o roto. | Revisar y cambiar cables - rotos, hacer bien las conexiones. |
| | Anodo corroído o consumido. | Reemplazarlo. |
| | Conectores o soldaduras desprendidas. | Cambiar conectores o soldaduras. |

TABLA 8 - Fallas en electrodos de referencia de trabajo
de Cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO4) saturado

| 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 sulfato de cobre (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 de baja impedancia. | Usar voltmetro con impedancia de 1 MegaOhm/Volt 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 positivo al electrodo y polo negativo a la estructura. |
| | Voltmetro defectuoso. | Repararlo. |
| | Electrodo en mal estado. | Si no hay forma de repararlo hay que reemplazarlo. |
| | Electrodo sin solución saturada de CuSO4. | Agregar solución saturada de CuSO4. |
| | Cables de conexión mal conectados o rotos. | Limpiar conexiones y hacerlas bien o cambiar cables rotos. |

NOTA: Como óxido, y 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 ó 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/CuSO4).5H2O 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 PROTECCION CATODICA EN
LINEAS DE TRANSMISION

No. de torre _____

L.T. _____ A _____ kV

No. de líneas _____ verificado por _____ fecha _____

Resistividad a 1.6 m = _____

Resistividad a 3.2 m = _____

Prueba de Corriente

| I (mA) | Von (volt) | E (volt) |
|--------|------------|----------|
| 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 CALCULO PARA PROTECCION CATODICA DE LINEAS DE TRANSMISION CON ANODOS
DE MAGNESIO (Mg) PARA VALORES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO ENTRE
501 y 5000 ohm-cm

L.T. _____ Estructura No. _____

Resistividad = _____ ohm-cm. Tomada a _____ m Fecha _____

Potencia natural = _____ V

Corriente de protección (ip) = _____ mA (curva de tafel)

Corriente de diseño (Id) + Ip x 1.15 = _____ mA

Corriente drenada por ánodo (Ia) = 120 000F y/resistividad

Y = 2.19-(1.4 x 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

Ia= 85200 x _____ = _____ mA $\frac{Id}{Ia}$ = _____ No. de ánodos = _____

b) 7.7 kg

Ia=120000 x _____ = _____ mA $\frac{Id}{Ia}$ = _____ No. de ánodos = _____

c) 14.5 kg

Ia=127200 x _____ = _____ mA $\frac{Id}{Ia}$ = _____ No. de ánodos = _____

d) 21.8 kg

Ia=130800 x _____ = _____ mA $\frac{Id}{Ia}$ = _____ No. de ánodos = _____

$$\text{Corriente total drenada (It)} = I_a \times EP \text{ tiempo de vida esperado (TVE)} = \frac{106.8 W}{It}$$

(W = peso total de ánodos en kg).

a) 4kg

$$It = \quad \times \quad = \quad \text{mA} \quad TVE = \frac{106.8}{\quad} \times \quad = \quad \text{años}$$

b) 7.7 kg

$$It = \quad \times \quad = \quad \text{mA} \quad TVE = \frac{106.8}{\quad} \times \quad = \quad \text{años}$$

c) 14.5 kg

$$It = \quad \times \quad = \quad \text{mA} \quad TVE = \frac{106.8}{\quad} \times \quad = \quad \text{años}$$

d) 21.8 kg

$$It = \quad \times \quad = \quad \text{mA} \quad TVE = \frac{106.8}{\quad} \times \quad = \quad \text{años}$$

Distribución: _____ Anodos de _____ kg

Profundidad de instalación (ver inciso 8.2) _____ m

FORMATO C

MEMORIA DE CALCULO PARA PROTECCION CATODICA DE LINEAS DE TRANSMISION CON
ANODOS DE ZINC (Zn) PARA VALORES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO
MENORES DE 501 ohm-cm

L.T. _____ Estructura No. _____

Resistividad: _____ o Ω m-cm, tomada a: _____ m Fecha _____

Potencial natural = _____ V

Corriente de protecci3n (Ip) = _____ mA (curva de Tafel)

Corriente de dise1o (Id) = Ip x 1.15 = _____ mA

Corriente drenada por 1nodo (Ia) = 40000 F Y/resistividad

Y = 4.4-(4 x potencia natural) = _____ F=1.09

Ia = 43,600 x _____ = _____ mA

$\frac{Id}{Ia}$ = _____, No. de 1nodos = _____

Corriente total drenada (It) = Ia x EP

It = _____ x _____ = _____ mA

Tiempo de vida esperada (TVE) =

| No. de 1nodos | E.P. |
|---------------|-------|
| 2 | 1.639 |
| 3 | 2.278 |
| 4 | 2.917 |

Tiempo de vida esperada (It) = $\frac{71.6 \times W}{It}$ (W = peso total de 1nodos en kg)

TVE = 71.6 x _____ = _____ a1os

Distribuci3n: _____ 1nodos de zinc de 22.7 kg

Profundidad de instalaci3n (ver inciso 8.2): _____ m

FORMATO D

DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA

PROTECCION ANTICORROSIVA PARA CIMENTACION DE ESTRUCTURAS DE LINEAS DE TRANSMISION

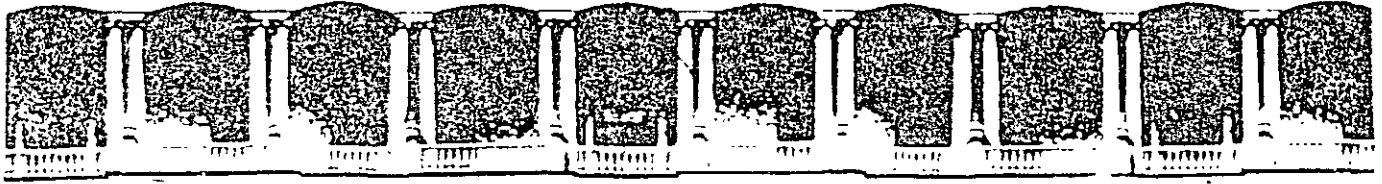
ESPECIFICACION CFE D8CME-07

| No. de estructura | Resistividad de diseño ohm-cm | Potencial natural (V) | Corriente de protección(mA) | Corriente de diseño (mA) | Drenaje Ia unitario de corriente (mA) | Corriente It total drenada (mA) | Cantidad peso y material de ánodos | Tiempo de vida esperado (años) | Profundidad instalacion (m) de ánodos |
|-------------------|-------------------------------|-----------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------|
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

L.T.

FECHA:

TABLA No.



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV

CA 154

DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

TEMA

MATERIALES: CONDUCTORES- AISLADORES
HERRAJES

EXPOSITOR: ING. RAMON ROMERO C.
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003

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 Cándor 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, Cándor</u> | <u>ACSR 1113 kCM, Bluejay</u> |
|---|---------------------------------|-----------------------------------|
| Número de hilos | 54/7 | 45/7 |
| Diámetro, mm | 28 | 32 |
| Area, mm ² | 456 | 603 |
| Peso unitario, kg/m | 1.524 | 1.870 |
| Carga de ruptura kg | 12490 | 14030 |
| Módulo de elasticidad inicial, kg/mm ² | 5202 | 5483 |
| Módulo de elasticidad final, kg/mm ² | 6678 | 6587 |

| | | |
|--|--------------------------|--------------------------|
| Coefficiente de dilatación lineal inicial, - /°C | 18.28 x 10 ⁻⁶ | 20.53 x 10 ⁻⁶ |
| Coefficiente de dilatación lineal final, - - /°C | 19.26 x 10 ⁻⁶ | 20.80 x 10 ⁻⁶ |

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/m², 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/m².

| 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 ² |
| Peso | 406 kg/km |
| Carga de ruptura | 4900 kg |
| Módulo de elasticidad inicial | 15747 kg/mm ² |
| Módulo de elasticidad final | 18137 kg/mm ² |
| Coefficiente de dilatación lineal | 11.52 x 10 ⁻⁶ /°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, Cóndor <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.

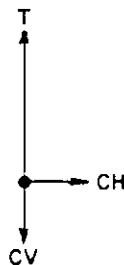
2 - Herrajes.

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.



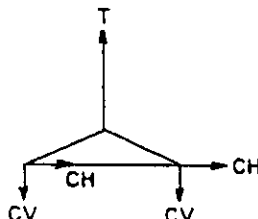
$$T = \sqrt{CV^2 + CH^2}$$

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.

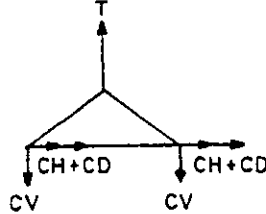
Un conductor por fase.



$$T = \sqrt{CV^2 + (CH + CD)^2}$$

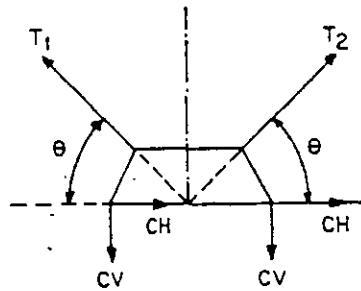
donde CD = carga por deflexión

- Dos conductores por fase.



$$T = 2\sqrt{CV^2 + (CH + CD)^2}$$

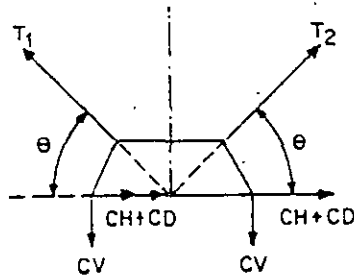
c) Cadenas de suspensión en V sin deflexión, dos conductores por fase.



$$T_1 = \frac{CV}{\text{Sen } \theta} + \frac{CH}{\text{Cos } \theta}$$

$$T_2 = \frac{CV}{\text{Sen } \theta} - \frac{CH}{\text{Cos } \theta}$$

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:

$$V = \frac{Fd}{3.26} \quad \text{y} \quad K = \frac{0.435}{V} \sqrt{\frac{Td^2}{W}}$$

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/m² 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 Kg/m^2 ó 39 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°C y presión de viento de 24 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°C sin viento no debe ser mayor de 33 1/3% de la carga de ruptura.
- Límite de tensión final: La tensión final de los conductores a 0°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 ² 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 ² |
| XMES | Módulo de elasticidad del acero | Kg/cm ² |
| XNEA | Módulo de elasticidad del aluminio | Kg/cm ² |
| EF | Módulo de elasticidad total final | Kg/cm ² |
| EI | Módulo de elasticidad total inicial | Kg/cm ² |
| COEFS | Coeficiente de dilatación lineal del acero | /°C |
| COEFI | Coeficiente de dilatación lineal total final | /°C |
| COEFF | Coeficiente 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 |
| TEMF | Temperatura de TF | °C |
| TEMI | Temperatura de TI | °C |
| TEMR | Temperatura de TR | °C |
| WB | Peso unitario | Kg. |
| WR | Peso unitario resultante con viento | Kg/m |
| AREA | Area de la sección recta | cm ² |
| EF | Módulo de elasticidad final | Kg/cm ² |
| EI | Módulo de elasticidad inicial | Kg/cm ² |
| 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 |
| +3504.0000 | 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 |
| + .01373490 | C5 |
| + .00350000 | C6 |
| 1 | JS |

Tabla 20 - ACSR 1113 KCM, 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 -5 | SV -5 | SV 0 | SV 10 | SV 20 | SV 30 | SV 40 | SV 50 | SV 16 |
|-------------------------|----------|----------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 50. | 3700. | 3688. | 3297. | 2562. | 1913. | 1416. | 1090. | 887. | 2157. |
| 50. | 0.17 | 0.16 | 0.18 | 0.23 | 0.31 | 0.41 | 0.54 | 0.68 | 0.27 |
| 50. | | 3696. | 3375. | 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. | | 3660. | 3385. | 2870. | 2427. | 2064. | 1779. | 1561. | 2595. |
| 100. | | 0.64 | 0.69 | 0.81 | 0.96 | 1.13 | 1.32 | 1.50 | 0.90 |
| 150. | 3700. | 3595. | 3342. | 2901. | 2544. | 2260. | 2035. | 1856. | 2677. |
| 150. | 1.54 | 1.46 | 1.58 | 1.82 | 2.07 | 2.33 | 2.59 | 2.84 | 1.97 |
| 150. | | 3615. | 3390. | 2987. | 2645. | 2368. | 2132. | 1944. | 2774. |
| 150. | | 1.46 | 1.55 | 1.76 | 1.99 | 2.23 | 2.47 | 2.71 | 1.90 |
| 200. | 3700. | 3555. | 3361. | 3023. | 2745. | 2514. | 2323. | 2164. | 2849. |
| 200. | 2.74 | 2.63 | 2.79 | 3.10 | 3.42 | 3.73 | 4.04 | 4.34 | 3.29 |
| 200. | | 3574. | 3397. | 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. | 3376. | 3113. | 2891. | 2702. | 2540. | 2400. | 2976. |
| 250. | 4.38 | 4.16 | 4.34 | 4.71 | 5.07 | 5.43 | 5.78 | 6.12 | 4.93 |
| 250. | | 3541. | 3403. | 3155. | 2940. | 2755. | 2594. | 2453. | 3022. |
| 250. | | 4.14 | 4.30 | 4.65 | 4.99 | 5.33 | 5.66 | 5.99 | 4.85 |
| 300. | 3700. | 3501. | 3388. | 3179. | 3000. | 2843. | 2705. | 2583. | 3069. |
| 300. | 6.17 | 6.03 | 6.24 | 6.65 | 7.05 | 7.44 | 7.83 | 8.20 | 6.89 |
| 300. | | 3518. | 3407. | 3210. | 3036. | 2882. | 2746. | 2625. | 3103. |
| 300. | | 6.01 | 6.20 | 6.58 | 6.96 | 7.34 | 7.71 | 8.07 | 6.81 |
| 350. | 3700. | 3484. | 3394. | 3228. | 3081. | 2950. | 2833. | 2727. | 3138. |
| 350. | 8.41 | 8.26 | 8.48 | 8.92 | 9.35 | 9.78 | 10.19 | 10.59 | 9.18 |
| 350. | | 3497. | 3410. | 3251. | 3108. | 2980. | 2864. | 2760. | 3164. |
| 350. | | 8.23 | 8.44 | 8.86 | 9.27 | 9.68 | 10.07 | 10.46 | 9.11 |
| 400. | 3700. | 3472. | 3400. | 3261. | 3143. | 3033. | 2933. | 2840. | 3191. |
| 400. | 11.00 | 10.85 | 11.08 | 11.54 | 12.00 | 12.44 | 12.88 | 13.30 | 11.82 |
| 400. | | 3482. | 3413. | 3283. | 3164. | 3056. | 2957. | 2867. | 3210. |
| 400. | | 10.81 | 11.04 | 11.48 | 11.92 | 12.35 | 12.77 | 13.18 | 11.74 |
| 450. | 3700. | 3463. | 3404. | 3293. | 3191. | 3098. | 3011. | 2931. | 3231. |
| 450. | 13.95 | 13.79 | 14.03 | 14.51 | 14.99 | 15.45 | 15.90 | 16.35 | 14.80 |
| 450. | | 3472. | 3414. | 3307. | 3208. | 3116. | 3031. | 2952. | 3246. |
| 450. | | 13.75 | 13.99 | 14.45 | 14.91 | 15.36 | 15.80 | 16.23 | 14.73 |
| 500. | 3700. | 3456. | 3407. | 3314. | 3228. | 3149. | 3074. | 3004. | 3262. |
| 500. | 17.26 | 17.09 | 17.35 | 17.84 | 18.33 | 18.80 | 19.27 | 19.74 | 18.13 |
| 500. | | 3463. | 3416. | 3326. | 3242. | 3164. | 3090. | 3021. | 3275. |
| 500. | | 17.06 | 17.30 | 17.76 | 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 |
| | | Antes de que ocurra la carga máxima sin hielo ni viento | | Después de que ocurra la carga máxima sin hielo ni viento | |
| 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 / m²

| <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 |

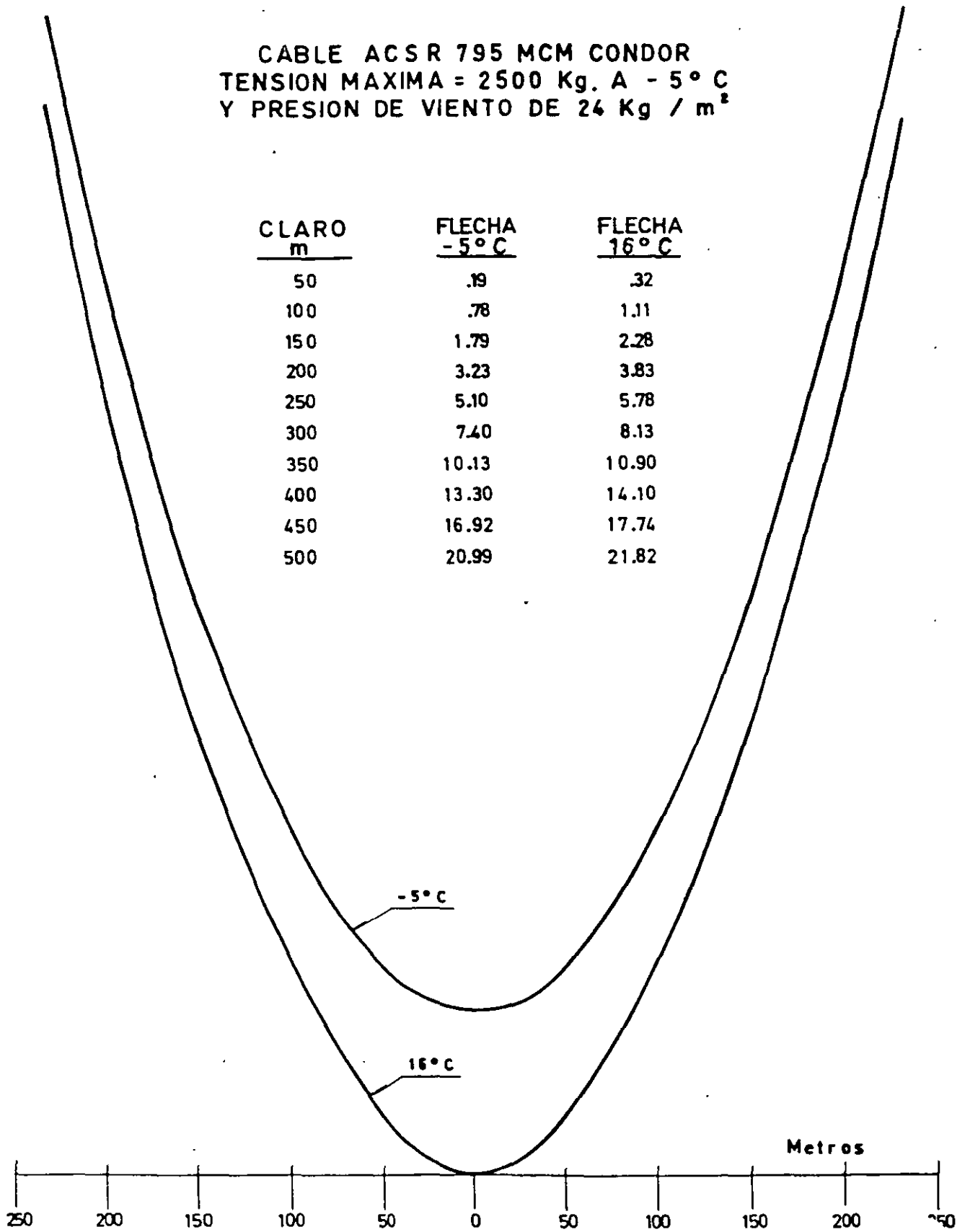


FIG. 15 - TRAZO DE CATENARIAS A -5° C Y 16° C
 SIN CARGA DE VIENTO.

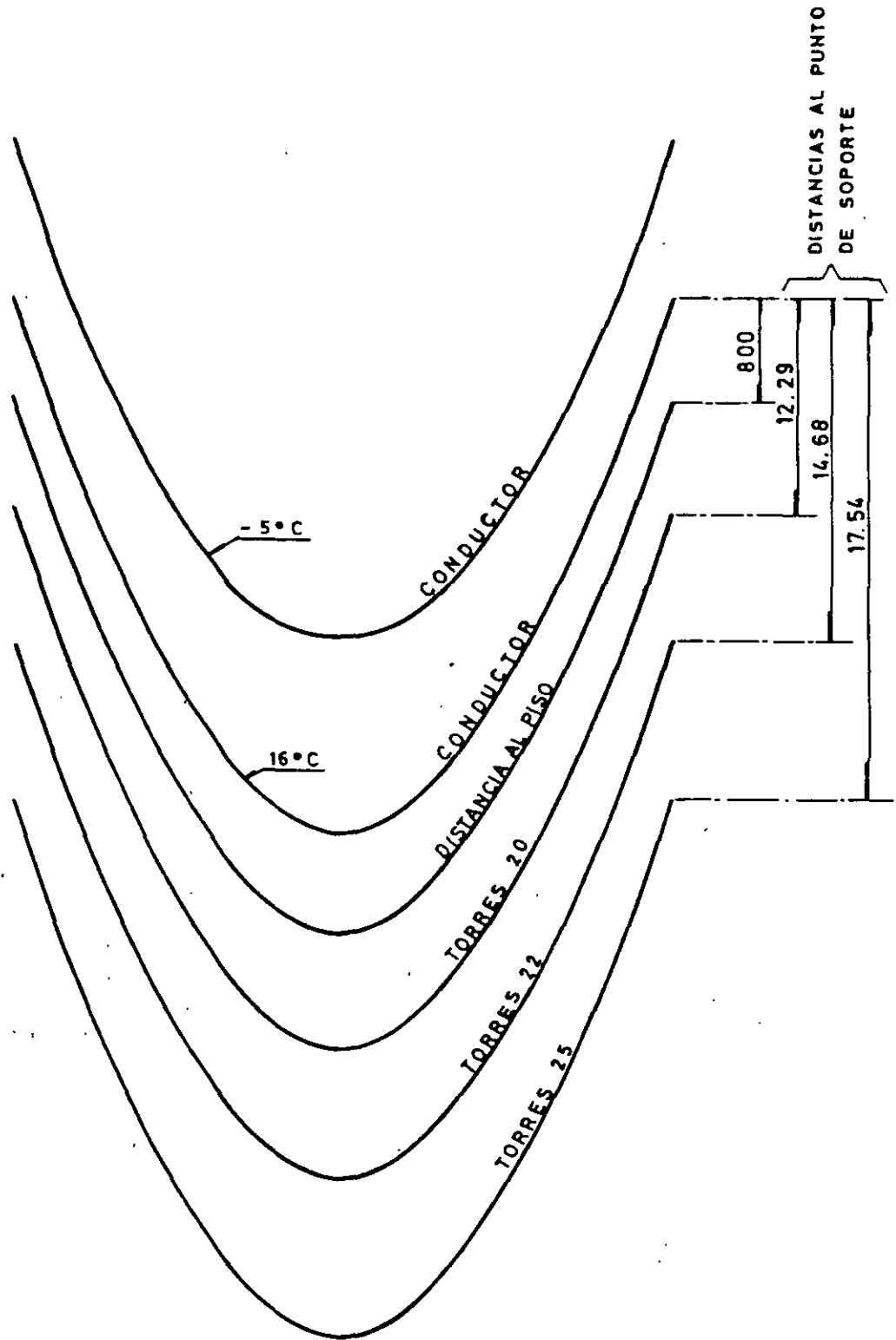


FIG. 16 - CONSTRUCCION DE UNA PLANTILLA PARA LA LOCALIZACION DE TORRES EN LINEAS DE 85 K V.

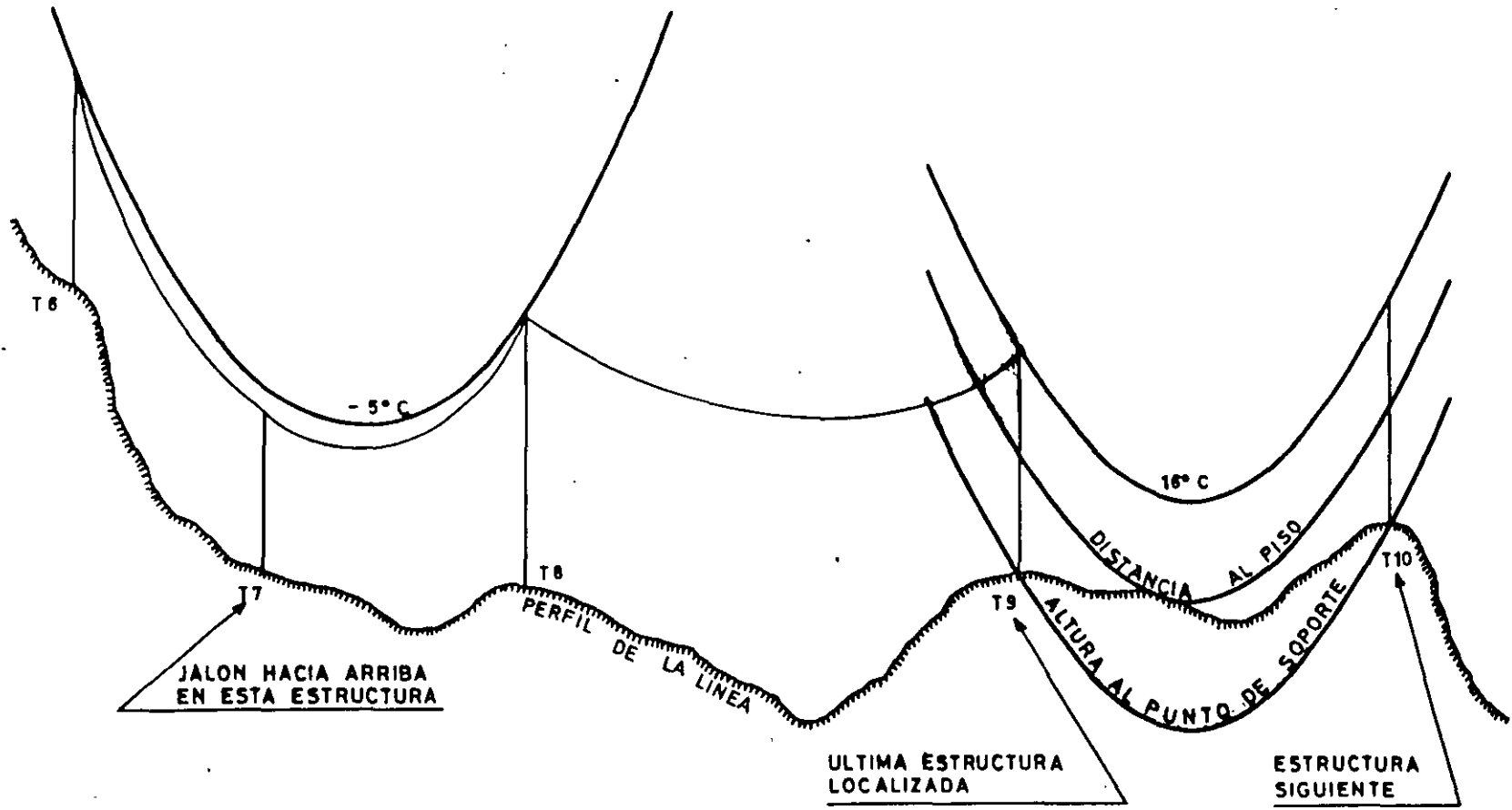


FIG 17 - LOCALIZACION DE ESTRUCTURAS POR MEDIO DE UNA PLANTILLA

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 θ 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 δL_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 θ 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.

| <u>Tipo de estructura</u> | <u>Claro de viento</u> <u>m</u> | <u>Claro de peso</u> <u>m</u> | <u>Deflexión</u> |
|---------------------------|------------------------------------|----------------------------------|------------------|
|---------------------------|------------------------------------|----------------------------------|------------------|

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:

- a) Hacer que la catenaria de libramientos coincida con el perfil tanto como sea posible.
- b) Localizar las estructuras utilizando al máximo posible el claro de viento de las estructuras.
- c) 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 consiste 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.

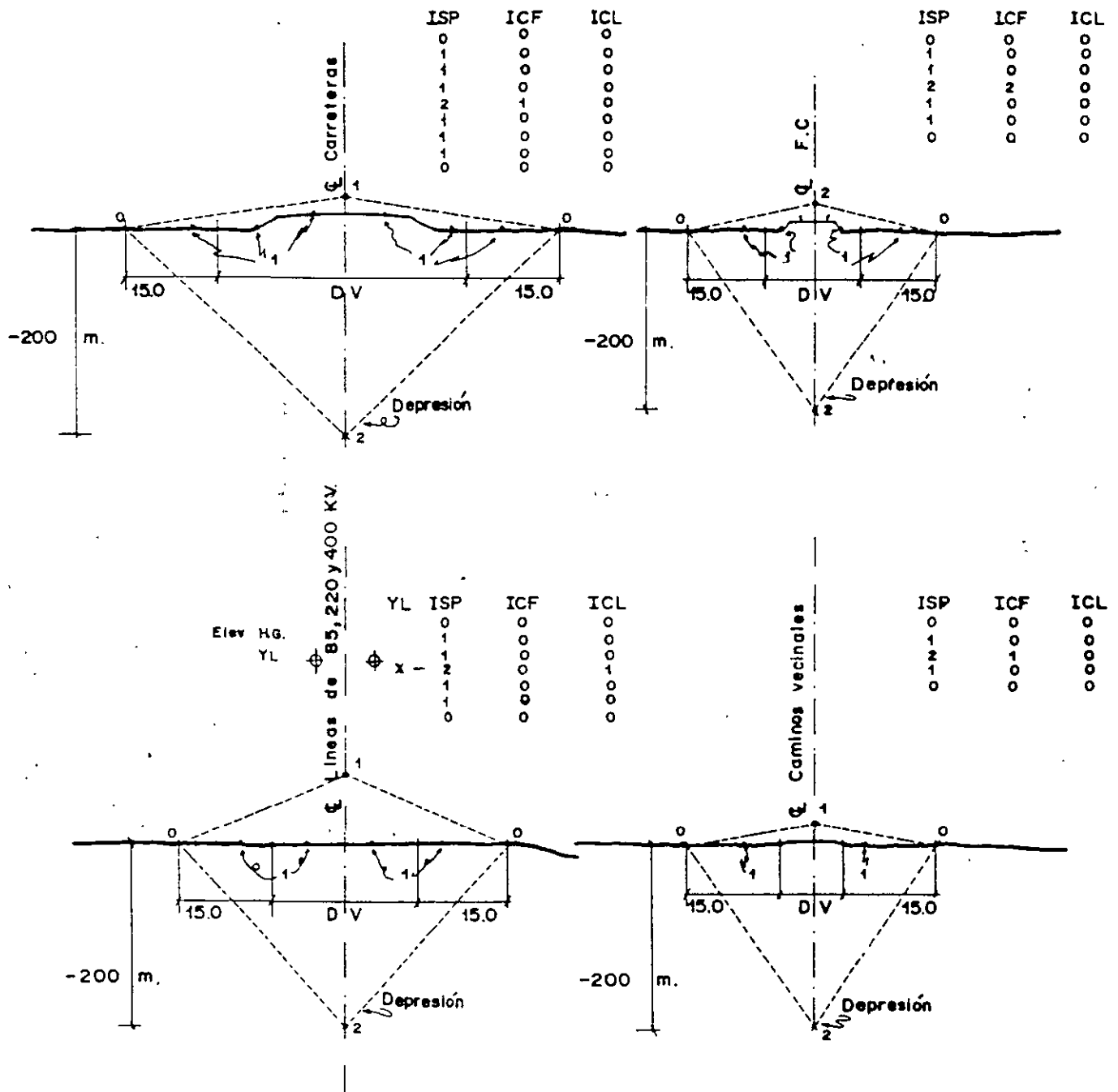


FIG. 18 MODIFICACION DEL PERFIL EN AREAS DONDE NO DEBE LOCALIZARSE UNA ESTRUCTURA

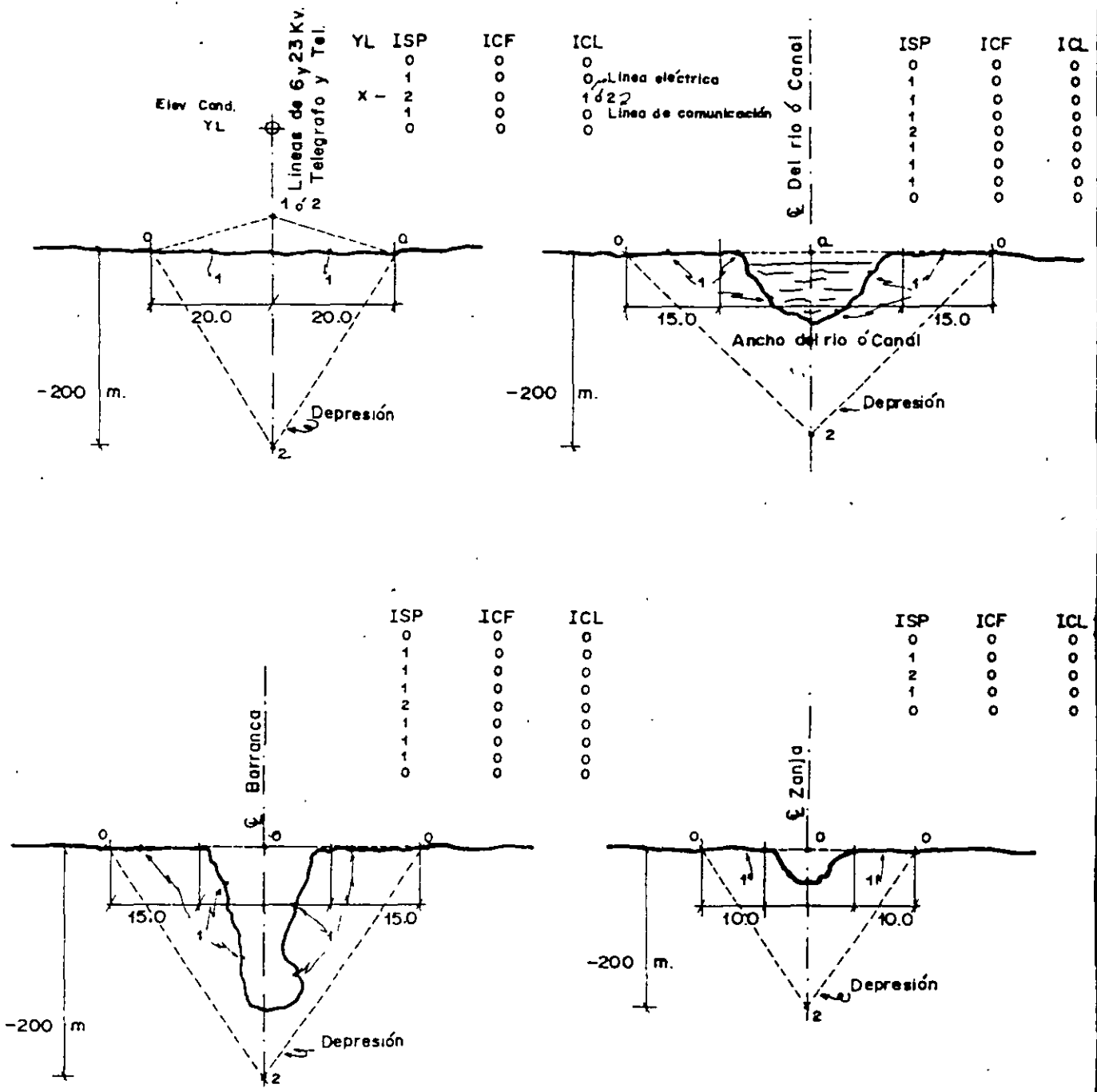


FIG. 19 MODIFICACION DEL PERFIL EN AREAS DONDE NO DEBE LOCALIZARSE UNA ESTRUCTURA

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°C y 24 Kg/m^2 de P.V.
 FH - Incremento de alturas de las estructuras.
 AC - Amplitud de crucetas.
 CPD - Peso del contrapeso.
 KTHP - 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°C y flechas.
 ICR -13) finales a -5°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 | CLRV | 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 | 3 | 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 | 450 | 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 | DEFLEX | 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.

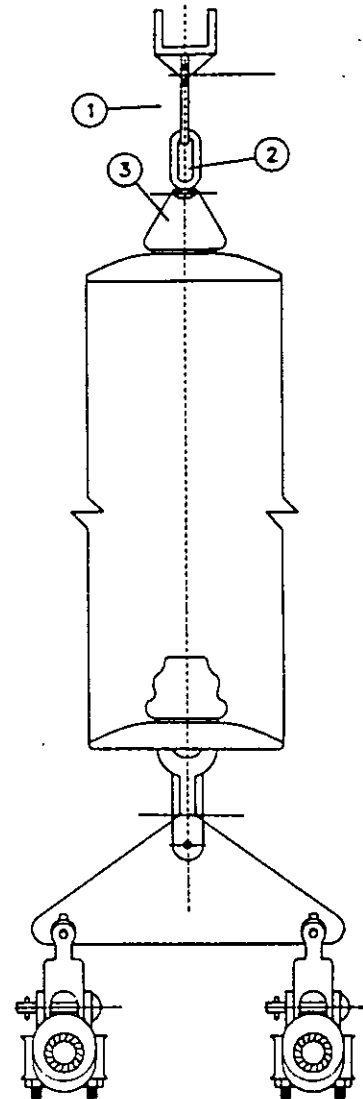
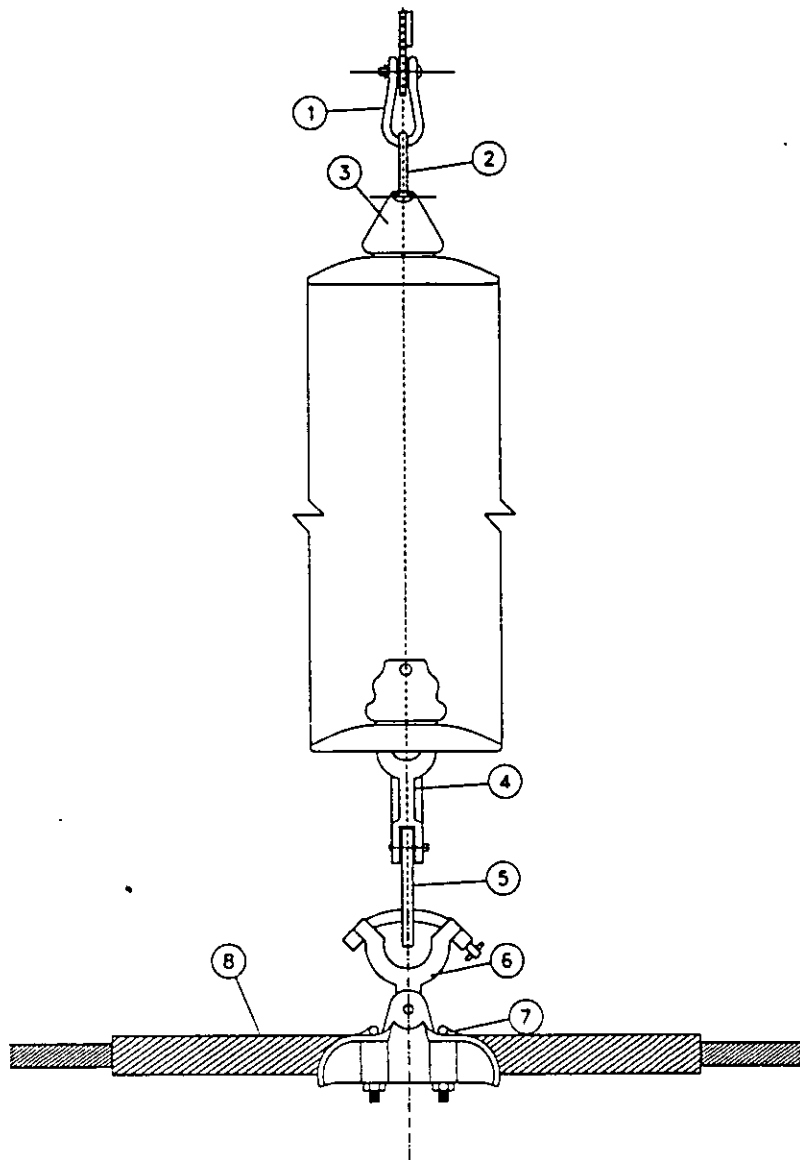
La lista de materiales contiene las cantidades y la descripción de los materiales a utilizar en la construcción de la línea, el nombre del fabricante, el número del pedido, y fecha de entrega. La hoja No. 0508-32826 es un ejemplo de lista de materiales.

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/m². 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.



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-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, YT-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.

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

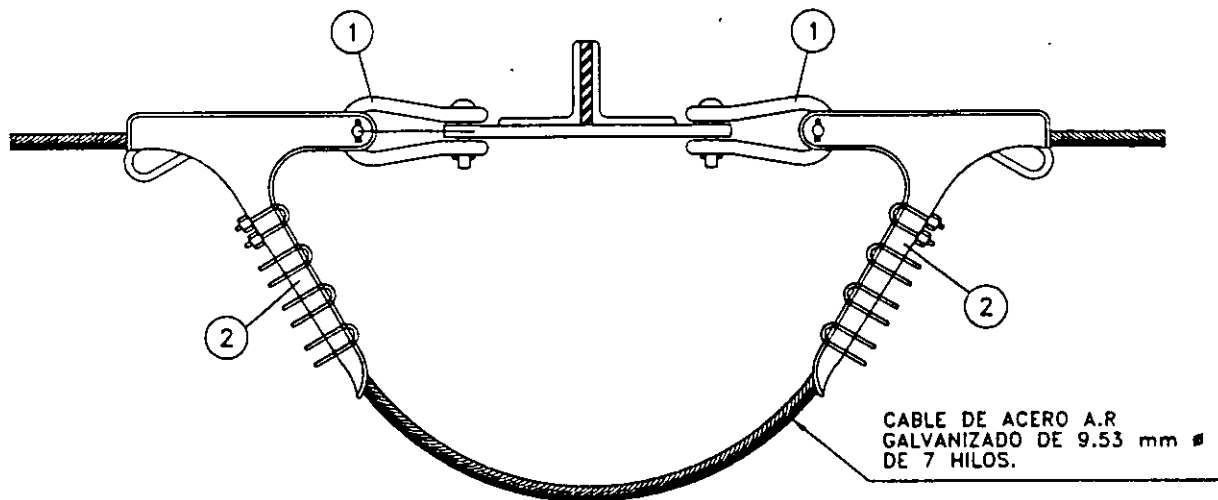
LINEAS DE 230 KV
CADENA EN SUSPENSION
DOS CONDUCTORES POR FASE
ACSR 1113 KCM BLUEJAY

PROY. HGAM/FJST

DIBUJO: CGSP

HERRAJES 5

| No. | FECHA | DESCRIPCION | FIRMA |
|------------|----------|------------------|-----------|
| 2 | 06/10/97 | REVISION GENERAL | HGAM/FJST |
| 1 | 02/05/97 | REVISION GENERAL | HGAM/RRB |
| REVISIONES | | | |



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 | 6/10/97 | REVISION GENERAL | HGAM/FJST |
| 1 | 2/5/97 | REVISION GENERAL | HGAM/RRB |
| No. | FECHA | DESCRIPCION | FIRMA |



GERENCIA

SUBDIRECCION TECNICA
INGENIERIA ELECTRICA

HOJA

IN .ECTRICA

TITULO

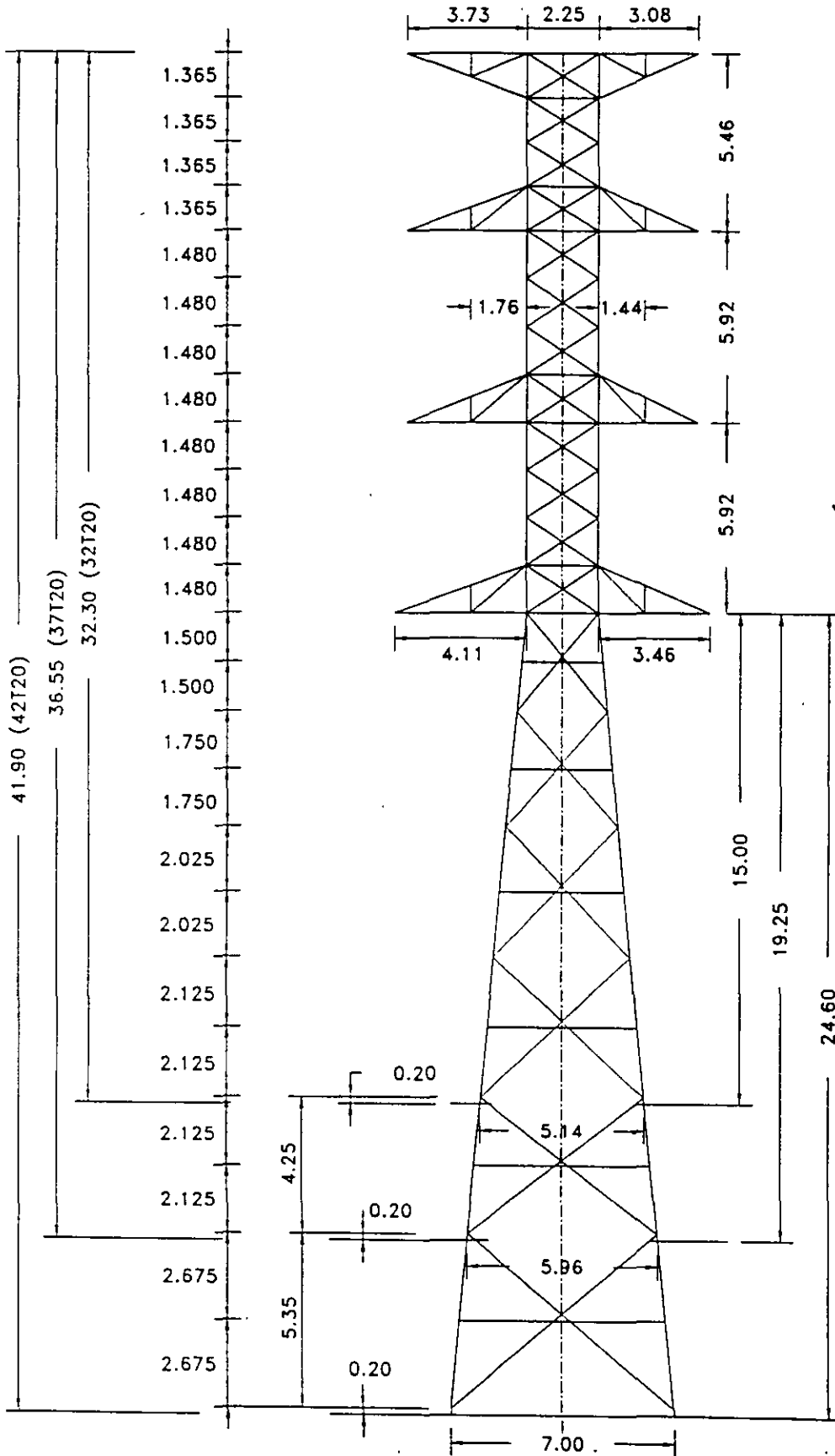
LINEAS DE 230 KV

SUBTITULO

TORRES 32T20, 37T20 y 42T20

PROY. ETC/MAR

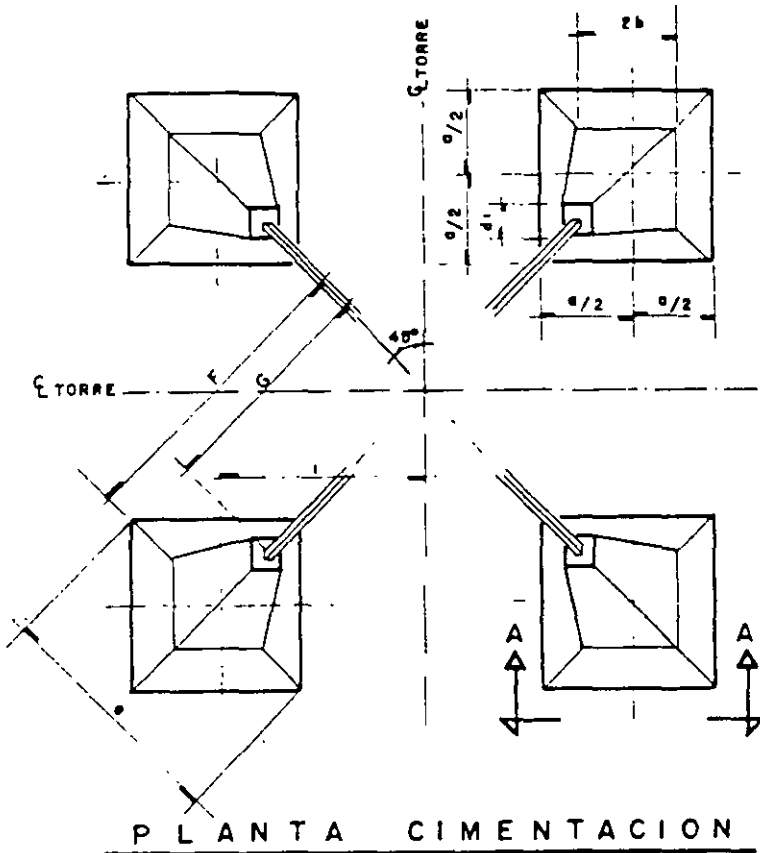
FECHA FEB/2



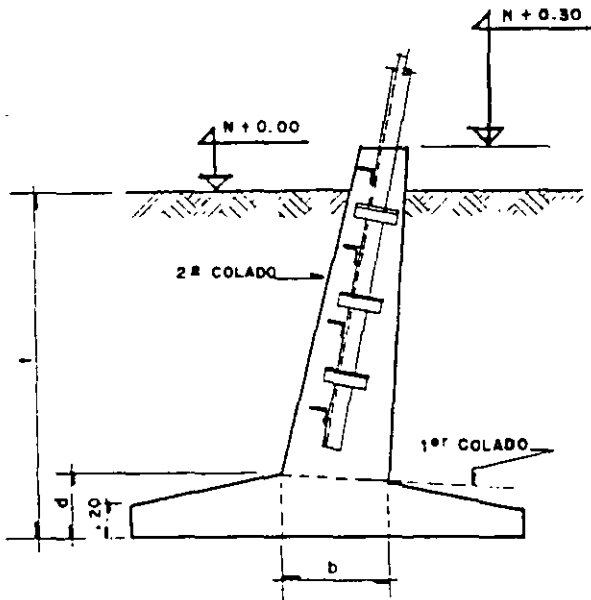
ESC: 1=200
ACOT. MTS

DIB. CARI

INGENIERIA CIVIL



| D A T O S | | | |
|------------|-------------|------------|-----------------|
| TORRE | PLANO N° | TIPO SUELO | CARACTERISTICAS |
| A | 0508-9163-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

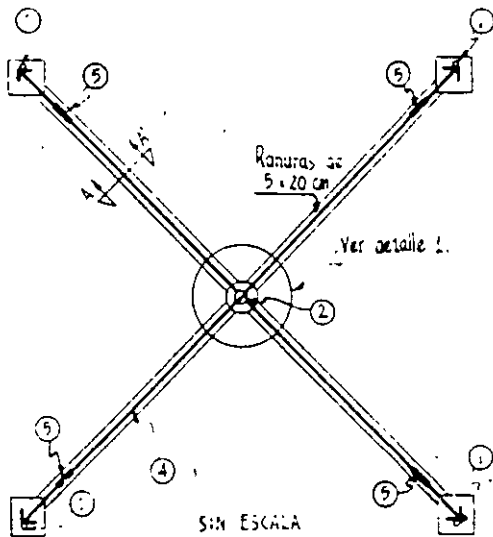
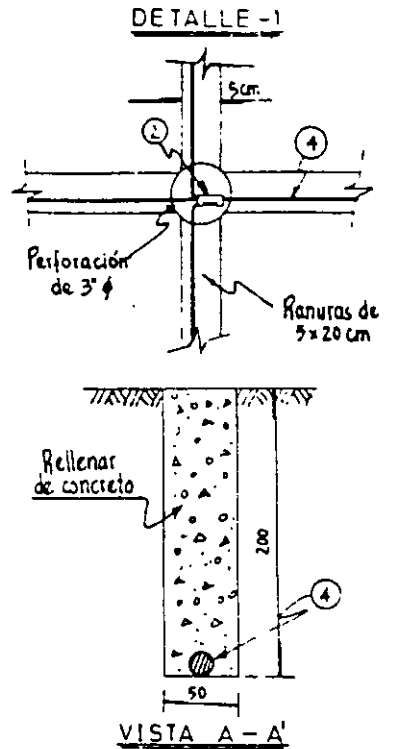
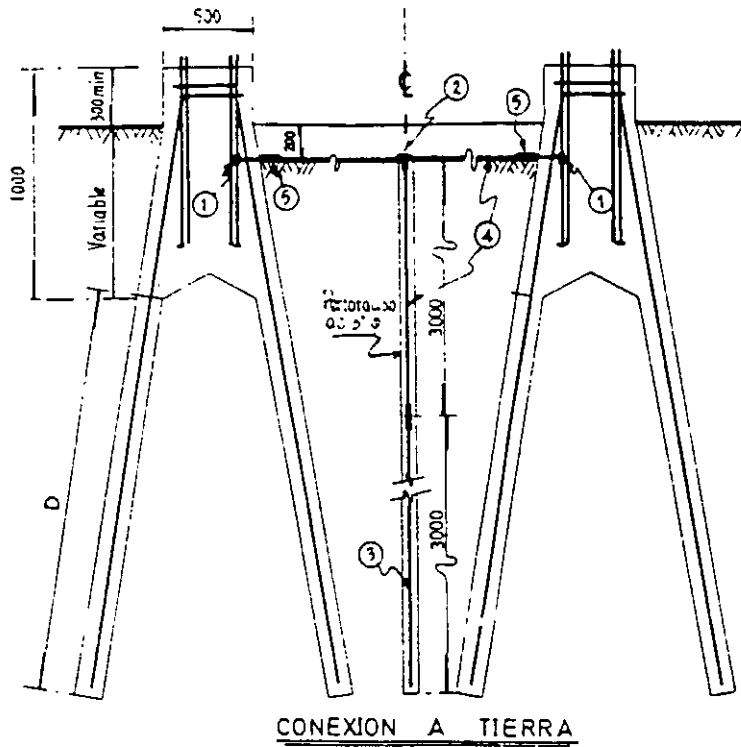
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO. S A

LINEA 230 KV

CIMENTACIONES PARA TORRES DE LINEAS DE 230 KV 2 CIRCUITOS

Ing Civil

| | | | |
|-------------|------------------|--------------------|--|
| EST. SIM | LEV. DIB. R.D.S. | PRO. ING. A. N. R. | |
| FECHA | REV. | APROBO | |
| DICIEMB. 78 | ING. J. T. S. | ING. A. L. R. | |



| 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 T90) 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. 3/0. | |
| 5 | 4 Pzas. | Conector para cable de Cu. | BURNDY YS28 |

0508-16045 L 230 KV Cimientos para torres en terreno muy resistente.

| NUMERO | TITULO | | |
|------------|----------------------|-------------|--------|
| | DIBUJOS RELACIONADOS | | |
| | | | |
| No. | FECHA | DESCRIPCION | FIRMAS |
| REVISIONES | | | |

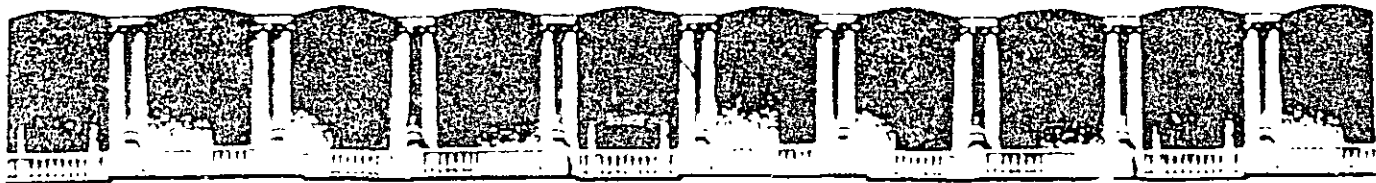
CIA. DE LUZ Y FZA. DEL CENTRO, S.A.
LINEAS DE 230 KV

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-0508-16148



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV
CA 154

DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

TEMA

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

EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003

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 Líneas**
 - 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**.

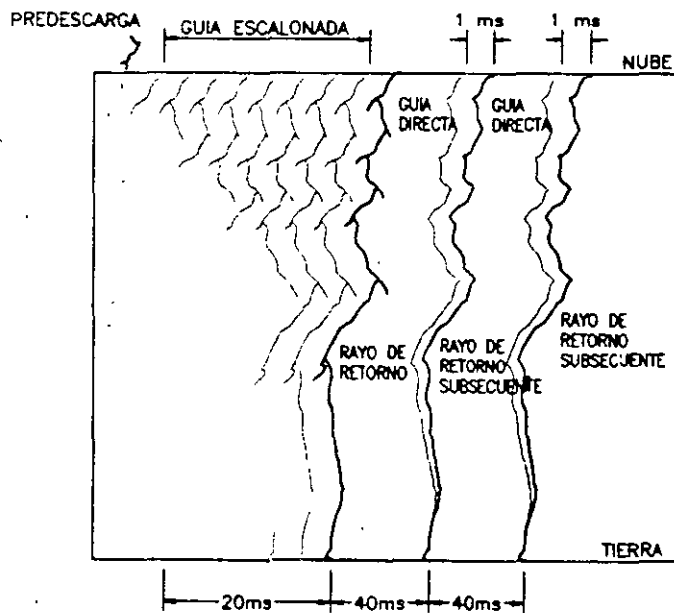


Figura 1.1.- Secuencia de los procesos en una descarga atmosférica con polaridad negativa.

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 μ s. | Descarga dentro de la nube. |
| GUÍA ESCALONADA | Sucede a intervalos de tiempo de alrededor de 50 μ 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 |
| (*)GUÍA ASCENDENTE | Se forma antes que la guía escalonada 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 μ s. | Desde la unión de las guías hasta la base de la nube |
| GUÍA SUBSECUENTE | Mas rápida 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 guías 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 varia entre 18 μ s y 18 μ s, con valor promedio de 5.5 μ 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 minimos cuadrados:

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

donde:

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

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

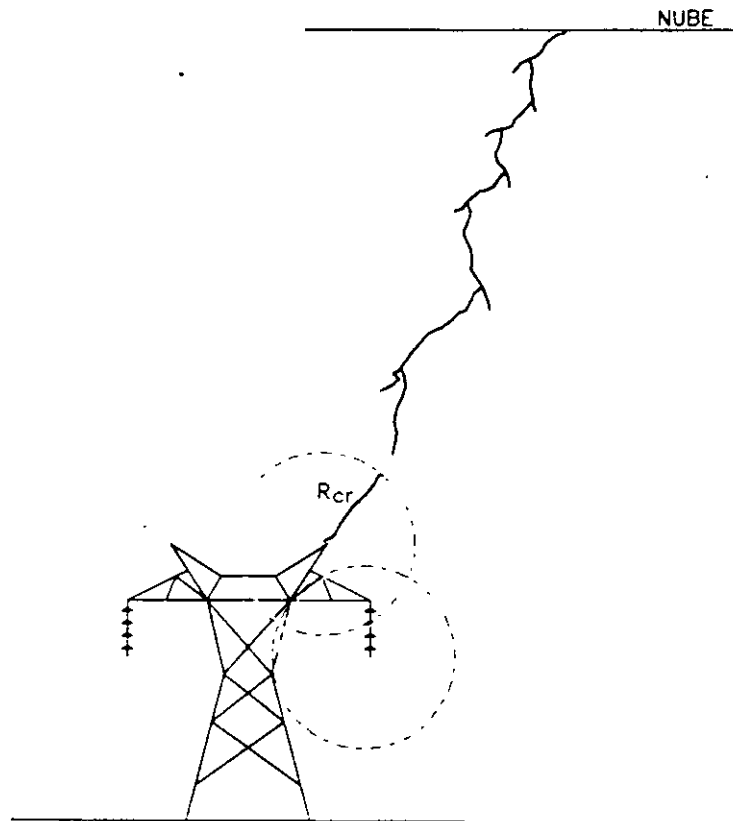


Figura 1.2.- Proceso de propagación de la guía descendente y formación de la guía ascendente (radio crítico de atracción).

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

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/km²/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/km²/año

T_d = Número de días tormenta

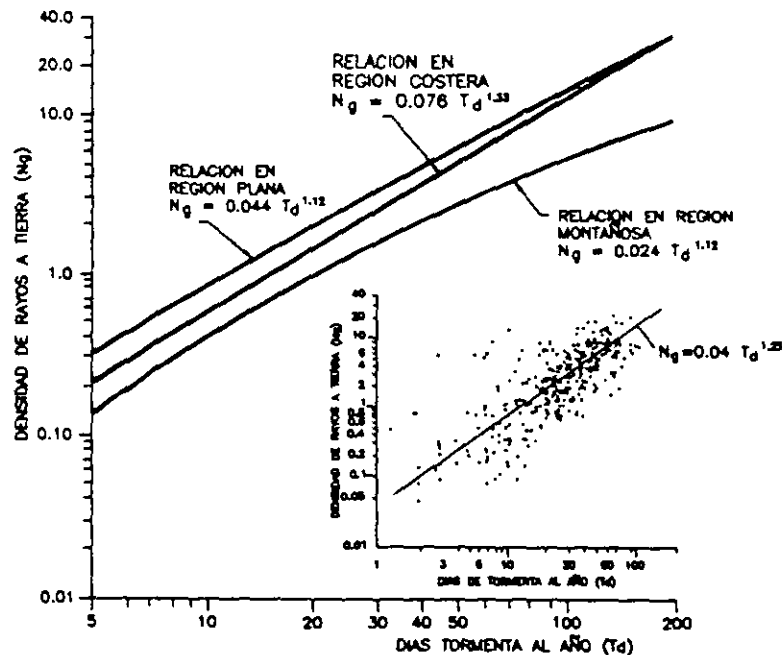


Figura 1.3.- Número de rayos a tierra en función del número de días tormenta para diferentes tipos de terreno en la República Mexicana y la relación obtenida por CIGRE.

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.

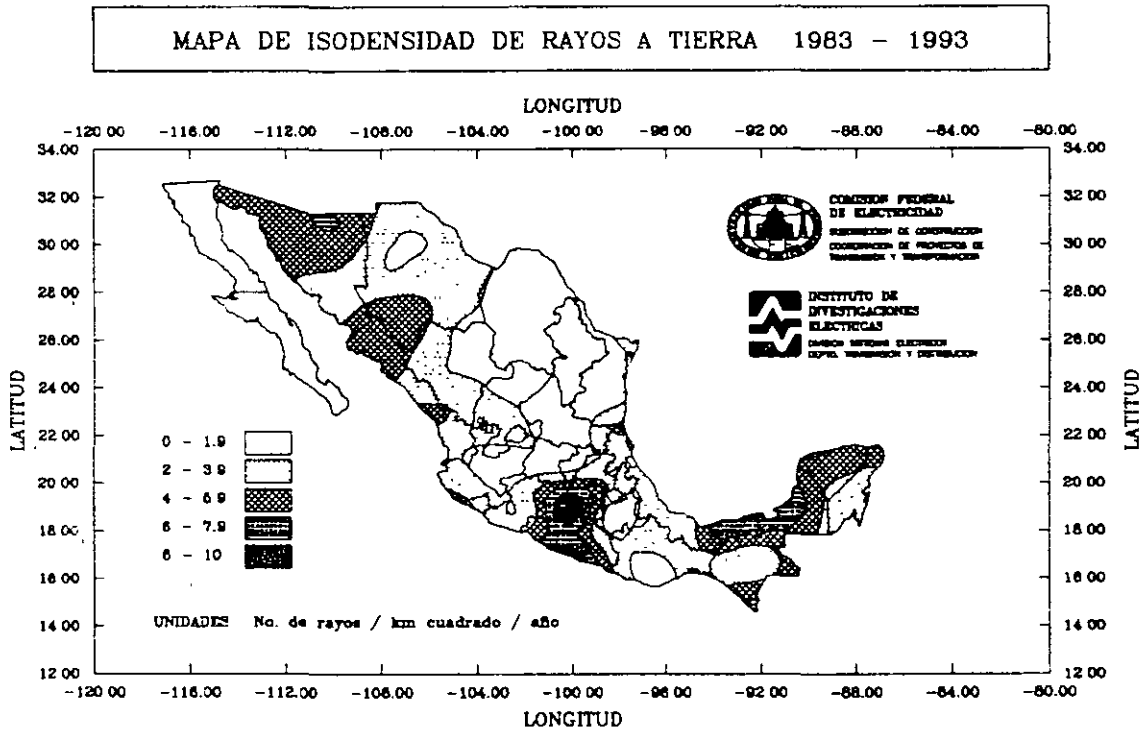


Figura 1.4.- Mapa de la República Mexicana con las áreas de densidad de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año.

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,

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 $N_g = 1$, 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:

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

donde:

- N_g = 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**.

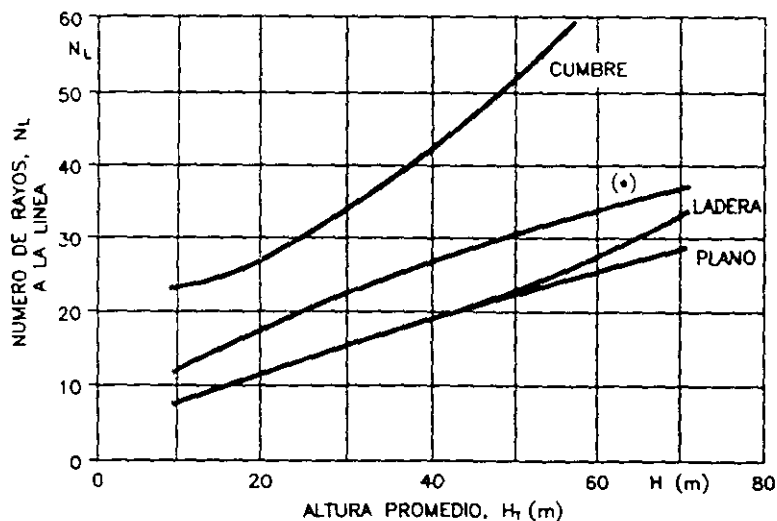


Figura 1.5.- Número de rayos esperados a líneas de transmisión en función de la altura promedio de la torre H_T , para $N_g=1$.

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 .

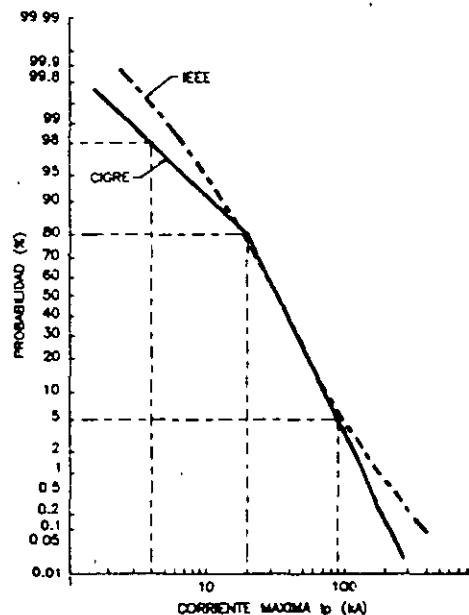


Figura 1.6.- Distribución de corrientes de rayo.

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 μ s de frente y 50 μ s para que la onda disminuya su amplitud a un 50% de su valor máximo (1.2/50 μ s) es usada en pruebas de simulación de impulsos de voltaje por rayo y la forma de onda 8/20 μ 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.

1.1.4 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.

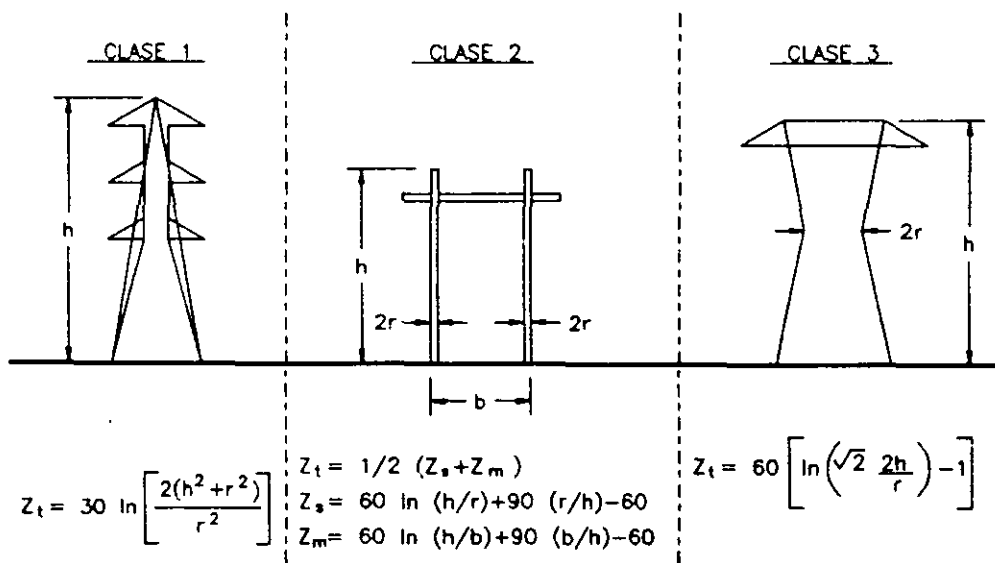


Figura 1.7.- Perfiles típicos de torres de transmisión con sus respectivas relaciones de impedancia transitoria.

Tabla 1.2.- Impedancias características de torres usadas en CFE

| TORRE TIPO | NIVEL DE TENSION (kV) | IMPEDANCIA TRANSITORIA (Ω) | TORRE TIPO | NIVEL DE TENSION (kV) | IMPEDANCIA TRANSITORIA (Ω) |
|------------|-----------------------|-------------------------------------|------------|-----------------------|-------------------------------------|
| 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 (Ω)

Estas ondas se propagarán o viajarán, con una velocidad aproximada a la velocidad de la luz (300 m/μs), 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.

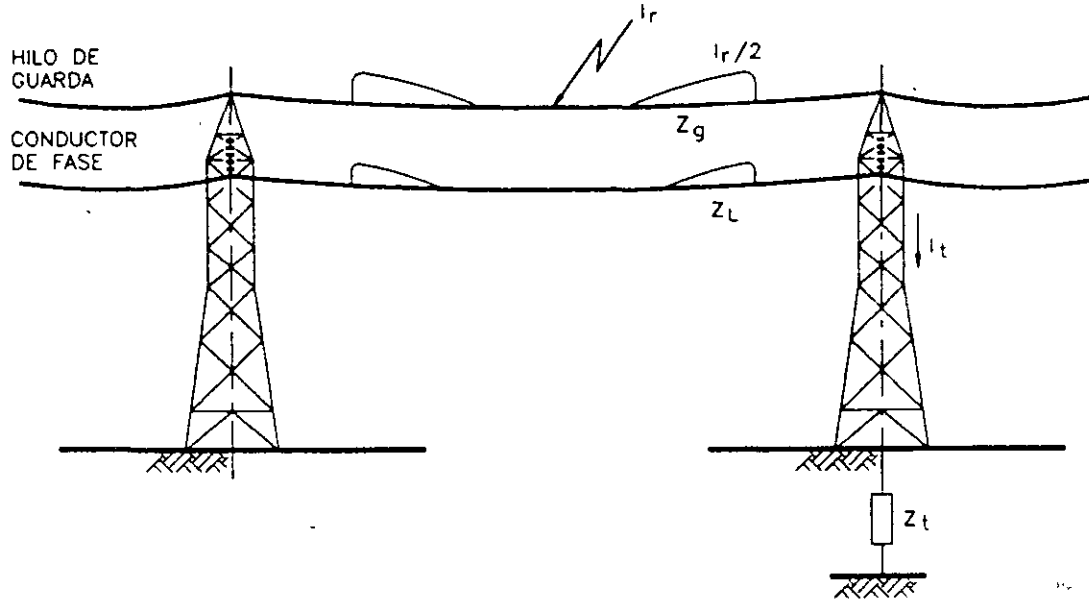


Figura 1.8.- Representación de la incidencia de una corriente de rayo en una línea de transmisión y la formación de las ondas de voltaje.

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 (3×10^6 V/m)

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

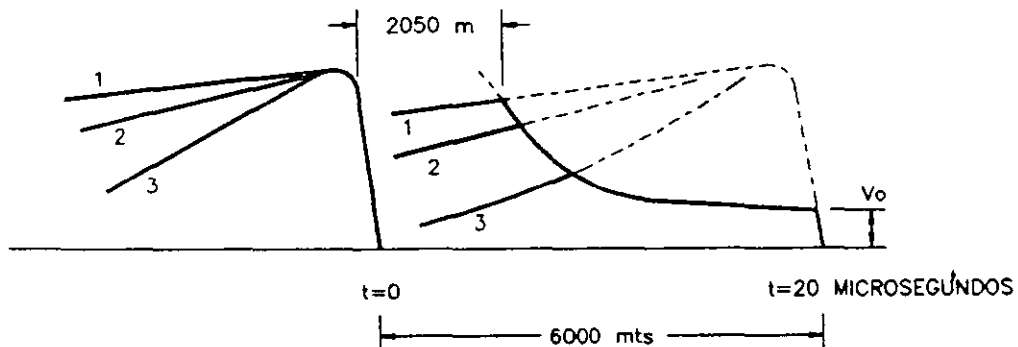


Figura 1.9.- Atenuación y distorsión debido a corona para diferentes tiempos de cola.

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.

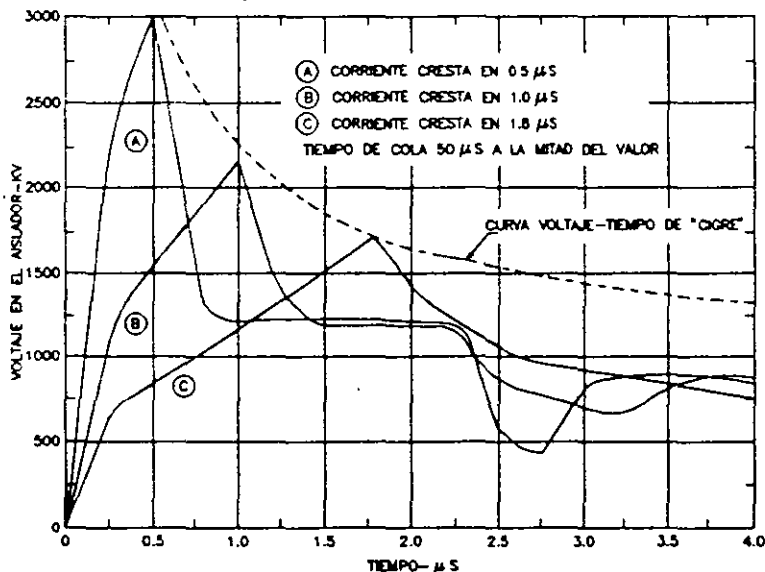


Figura 1.10.- Curva Voltaje-tiempo de un aislador con corrientes de rayo con diferentes frentes de onda.

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 :

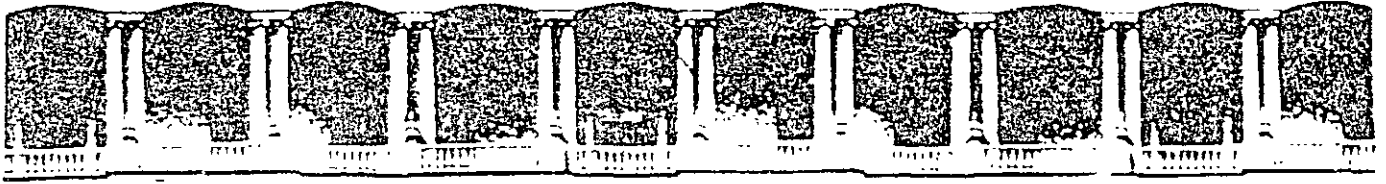
- E_{prot} = Efectividad de la protección usada
- S_{esp} = Índice de salidas esperado
- S_{prot} = Índice de salidas durante un año de operación con protección

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 INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV
CA 154

DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

TEMA

ANGULO DE BLINDAJE

EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003

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 Líneas de Transmisión
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, θ_o (figura 2.1).

2.1 Angulo de Blindaje

La figura 2.1 muestra la variación del ángulo de blindaje, θ_o , 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.

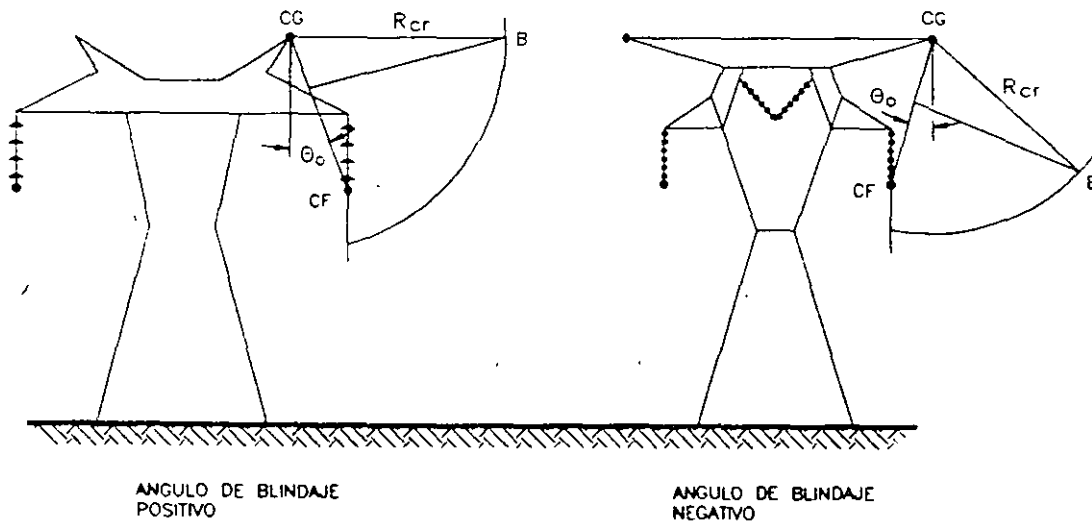


Figura 2.1.- Variación del ángulo de blindaje para un tipo de estructura de torre. Los ángulos mostrados son positivo (a) y negativo (b).

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, θ_g , se obtienen con las alturas promedio de los conductores en la torre, H_T , 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 topos 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.

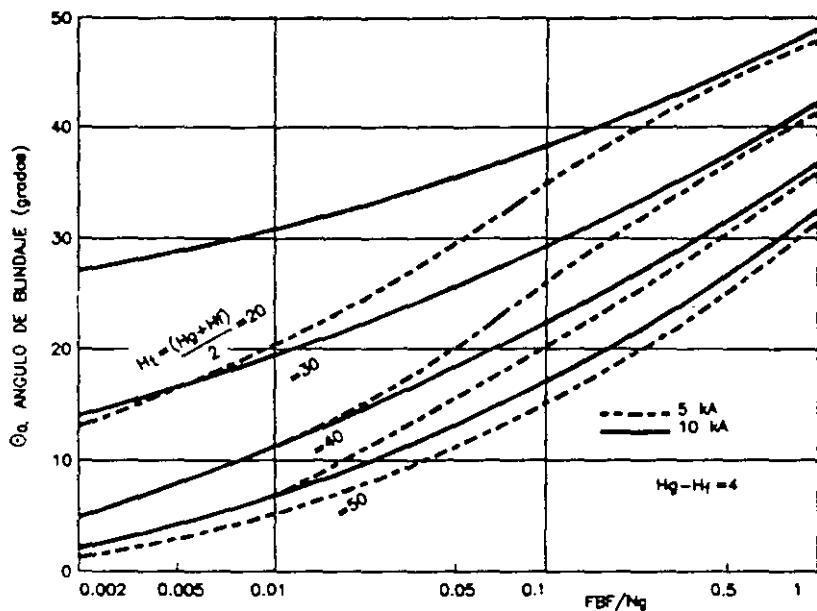


Figura 2.2.- Relación entre valores de diseño de fallas de blindaje que producen flameo/densidad de rayos a tierra (FBF/N_g) y ángulo de blindaje promedio considerando terreno plano.

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 Deller-Garbagnati, quienes proponen la relación entre la altura promedio de los conductores en la torre H_T y el ángulo de blindaje θ_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/km²/año.

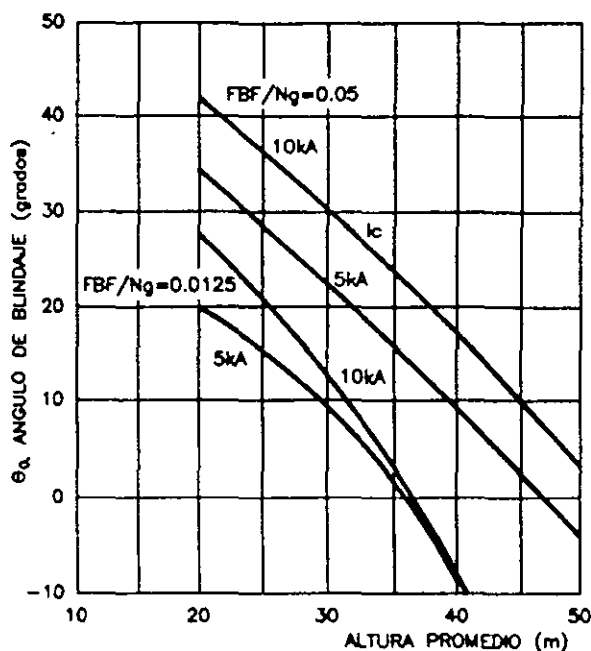


Figura 2.3.- Angulo de blindaje obtenido por el método Deller-Garbagnati.
 FBF = fallas de blindaje que producen flameo,
 N_g = densidad de rayos a tierra

2.3 Indices de Salidas de Líneas 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, válidos 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 (T_d = 25), para diferentes alturas promedio del hilo del guarda y diferentes niveles de aislamiento al impulso 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.

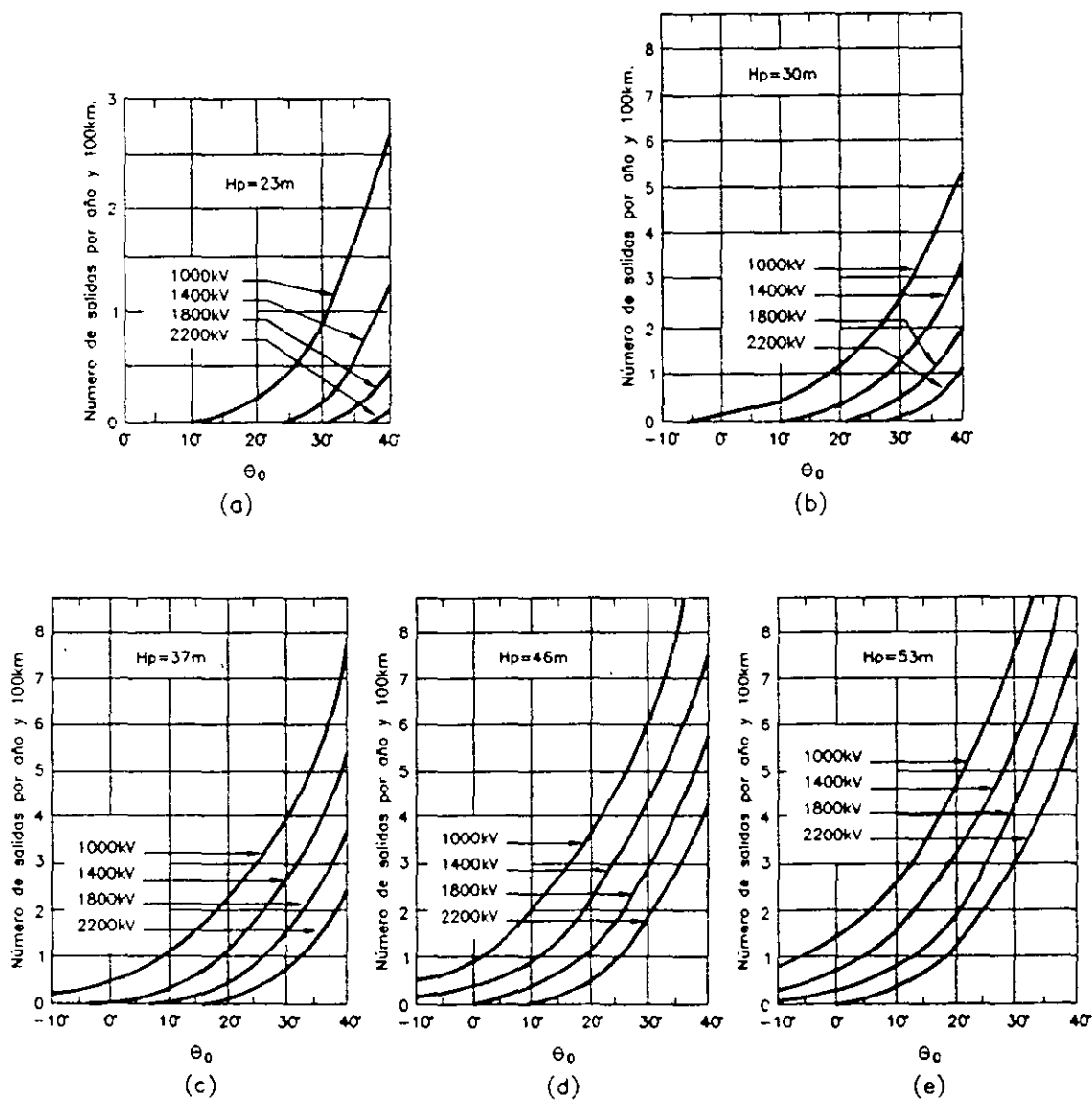
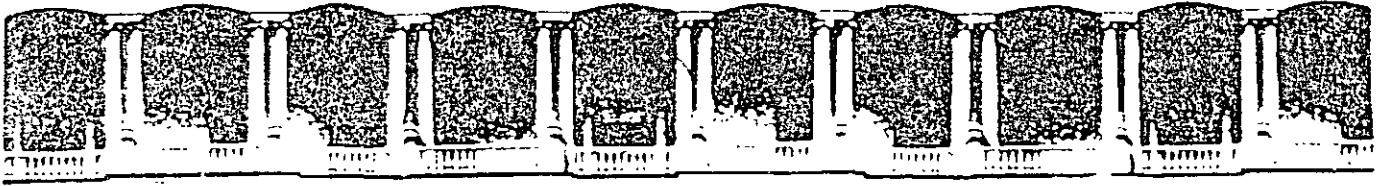


Figura 2.4.- Gráficas del número de salidas en función del ángulo de blindaje.



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV
CA 154

DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

TEMA

RESISTENCIA DE TIERRA

EXPOSITOR: ING. HUGO EQUIHUA TAPIA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003

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 índice de fallas 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 potencial en los aislamientos entre los conductores de tierra y conductores de fase, en diferentes puntos de la línea, 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.

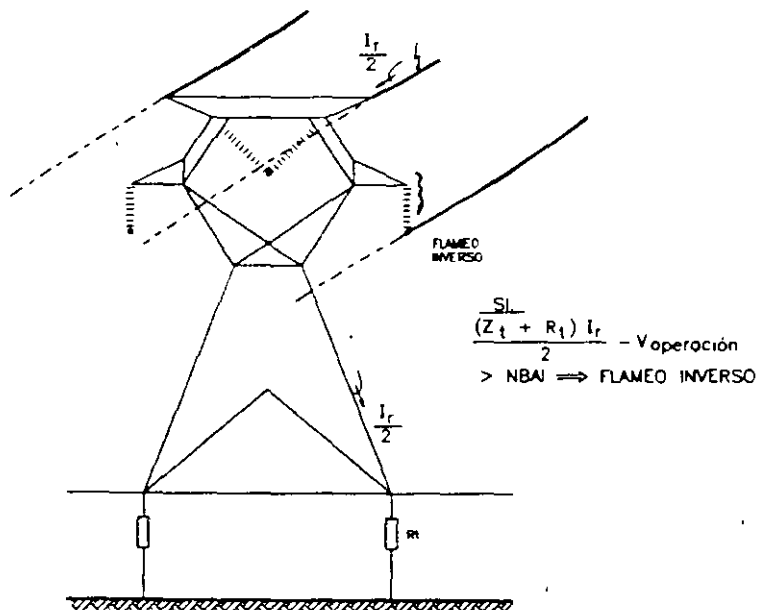


Figura 3.1.- Concepto general de flameos inversos.

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/km²/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.

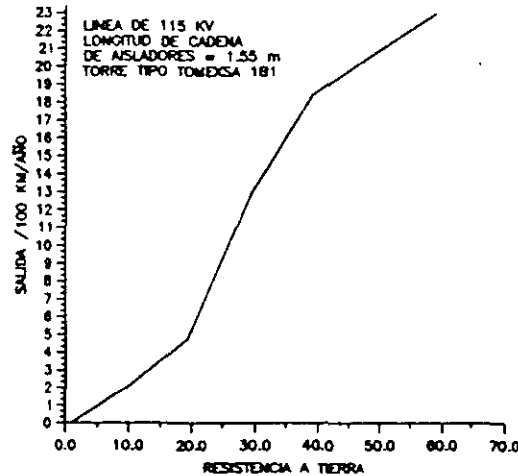


Figura 3.2.- Número de salidas por flameos inversos vs. resistencia de conexión a tierra para una torre de transmisión de 115 kV usada en C.F.E.

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.

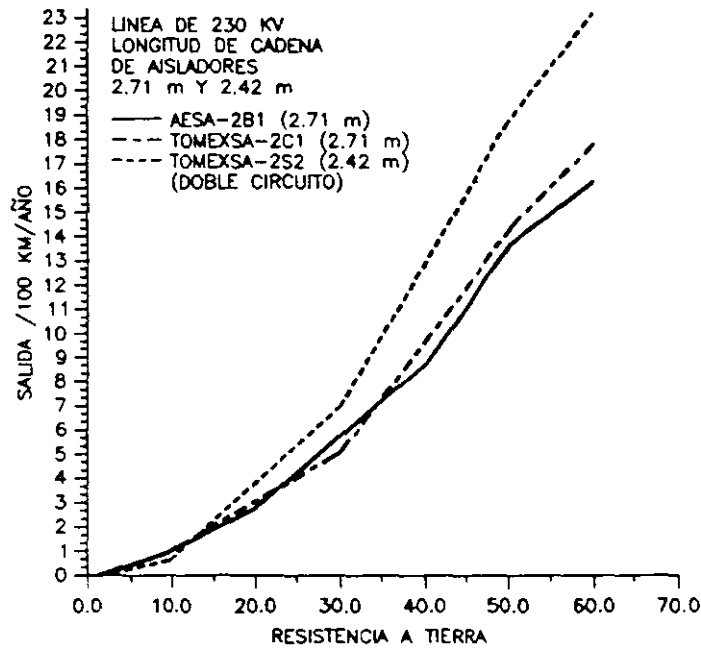


Figura 3.3.- Número de salidas por flameos inversos vs. resistencia de conexión a tierra para torres de transmisión de 230 kV usadas en C.F.E.

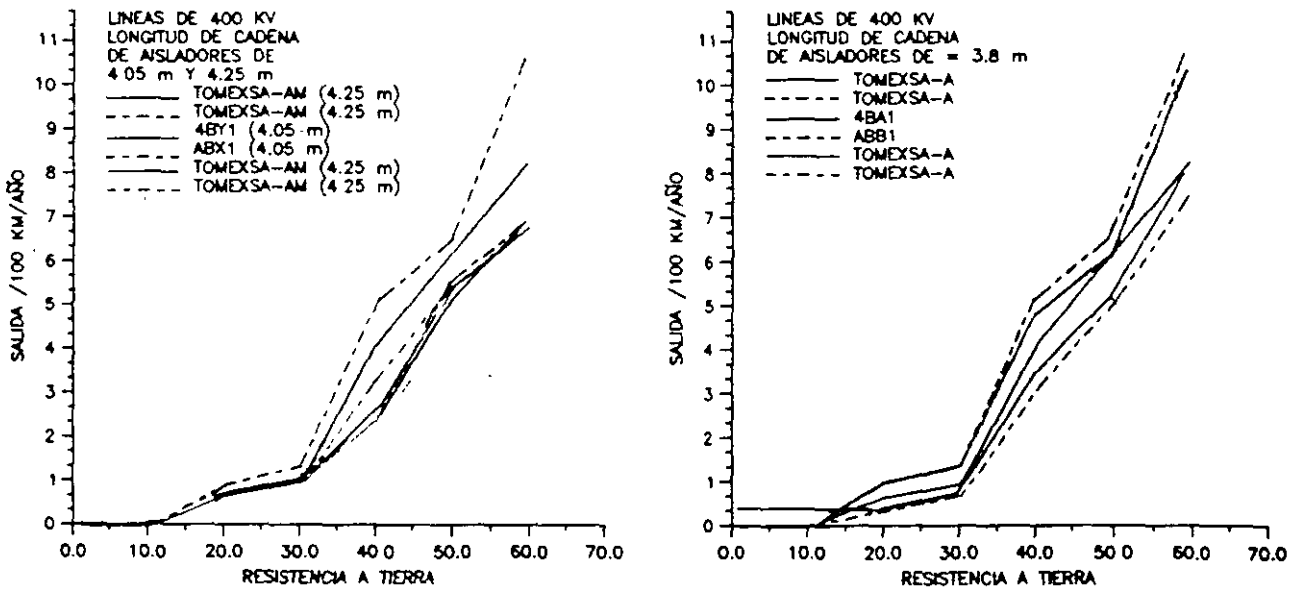


Figura 3.4.- Número de salidas por flameos inversos vs. resistencia de conexión a tierra para torres de transmisión de 400 kV usadas en C.F.E.

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

rápidamente 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 (Ω -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 profundos.- 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 está en el orden de los 30 Ω -m. El hormigón, a su vez está inmerso en el terreno, cuya resistividad puede variar desde 1 hasta 1,000 Ω -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.

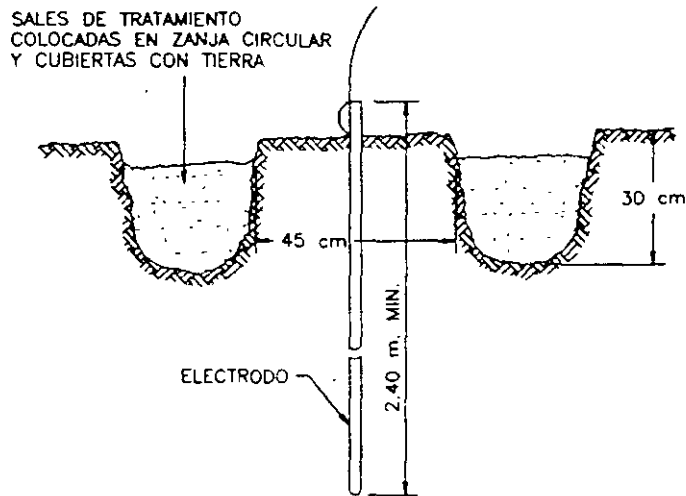


Figura 3.5.- Agregado de sales simples en zanja alrededor del electrodo de tierra.

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 más 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 $200 \Omega\cdot\text{m}$. 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 $1 \mu\text{s}$, 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 $300 \text{ m}/\mu\text{s}$), se tiene que en $1 \mu\text{s}$ la onda viajará 300 m, 6 veces la longitud de la contraantena.

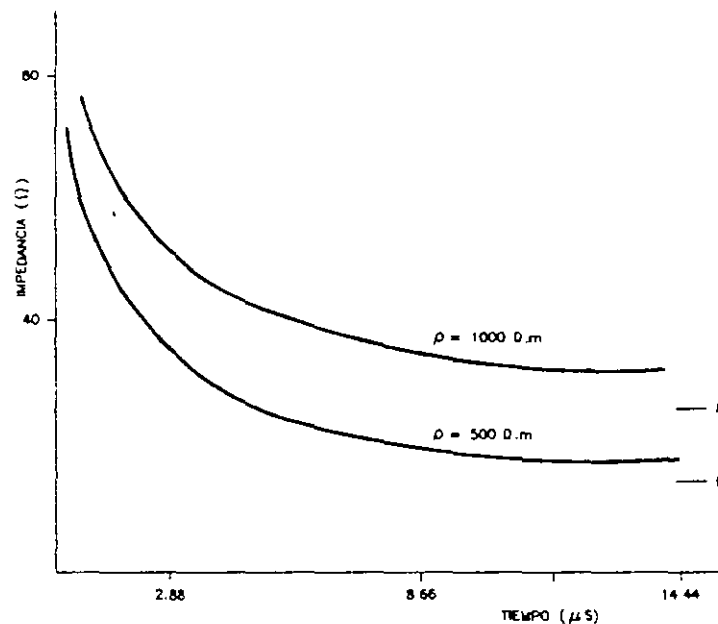


Figura 3.6.- Comportamiento al impulso de la impedancia de contraantenas.

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**.

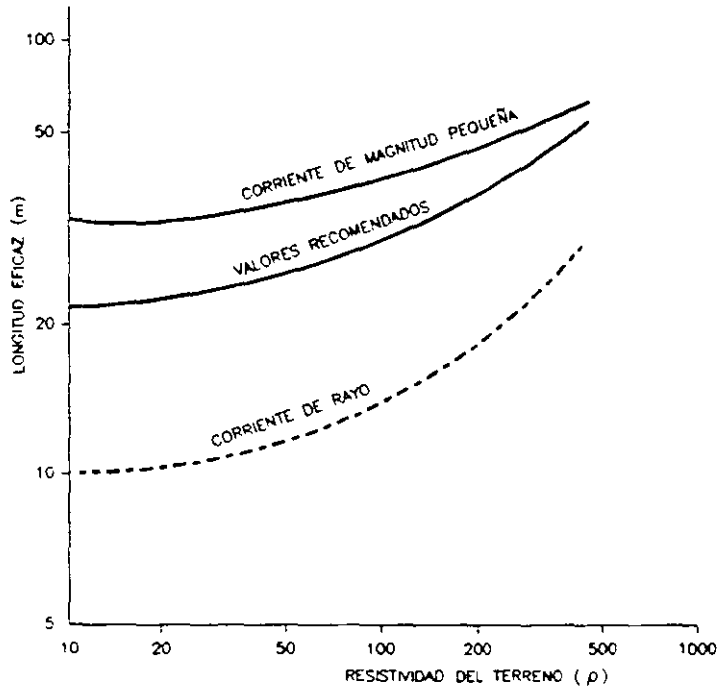


Figura 3.7.- Relación entre la longitud eficaz de contraantenas y resistividad del terreno.

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

| RESISTIVIDAD DEL TERRENO (Ω -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) |

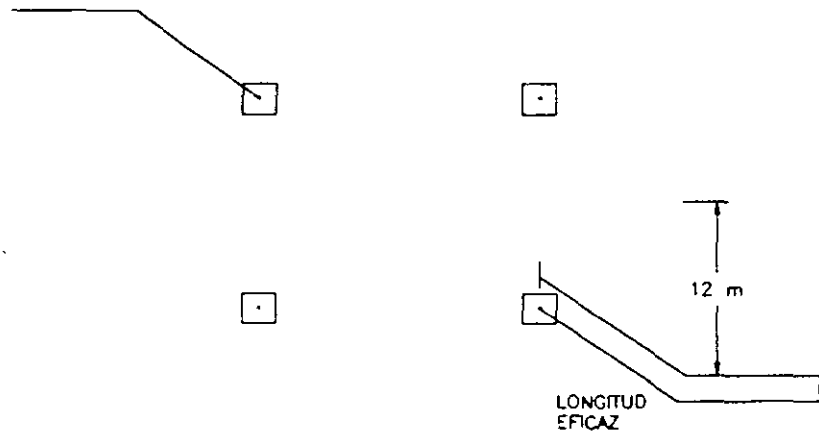


Figura 3.8.- Configuración de dos contraantenas.

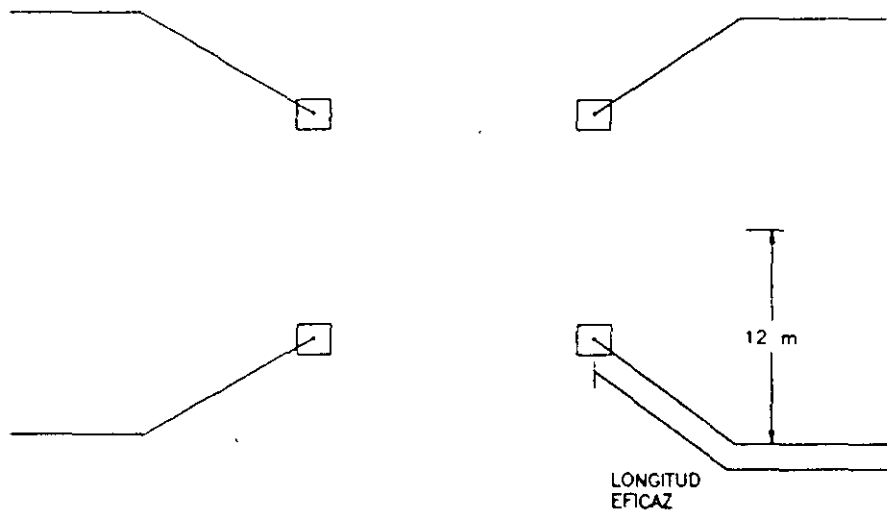
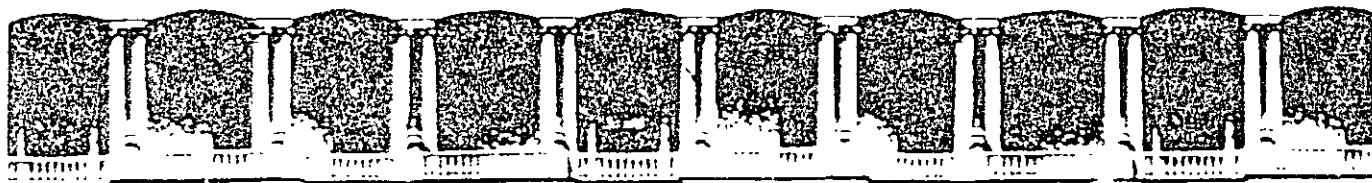


Figura 3.9.- Configuración de cuatro contraantenas.

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 INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV

CA 154

DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

TEMA

DETERMINACIÓN DE LA DISTANCIA
ESPECIFICA DE FUGA DE CADENA DE
AISLADORES EN FUNCION DE LOS TIPOS Y
NIVELES DE CONTAMINACION

EXPOSITOR: ING. HUGO EQUIHUA TAPIA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003

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

- 5.1 Fenómeno de Flameo en Aisladores debido a Contaminación**
- 5.2 Relación entre los Niveles de Contaminación y las Distancias Específicas de Fuga Mínimas Nominales**
 - 5.3 Distancia Especifica de Fuga Minima Nominal en Función del Nivel de Contaminación**
- 5.4 Determinación del Número de Aisladores de una Cadena en Función de la Distancia Especifica de Fuga**
 - 5.5 Distancias Especificas de Fuga con Diferentes Opciones de Aislamiento**
- 5.5 Alternativas para Evitar el Flameo en Aisladores debido a Contaminación**

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.

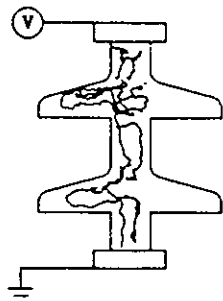
5.2 Relación entre los Niveles de Contaminación y las Distancias Específicas de Fuga Mínimas Nominales

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.

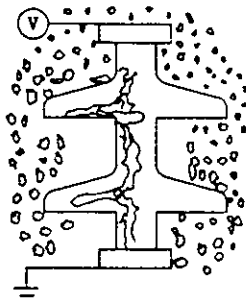
De la **tabla 5.1** es conveniente destacar tres aspectos:

- 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.

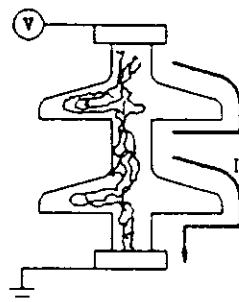


Formación de capa o película contaminante sobre la superficie del aislamiento. La formación de la capa depende de:

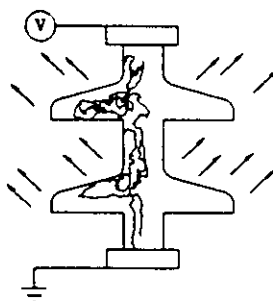
- Tamaño y composición de las partículas
- Fuerzas sobre las partículas
- Acabado superficial del aislamiento
- Propiedades aerodinámicas del aislamiento.



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

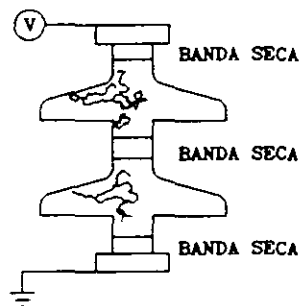


Circulación de corriente de vanos microamperes a través de superficies contaminadas húmedas las cuales actúan como medios electrolíticos.

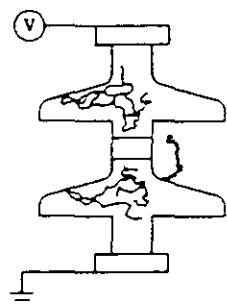


Disipación de energía por efecto Joule (I^2R) por circulación de corriente, se manifiesta con la evaporación de zonas húmedas. Donde la circulación de corriente es mayor la evaporación es mayor.

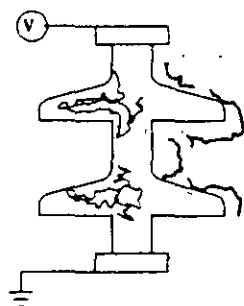
Figura 5.1a.- Procesos de formación de flameo por contaminación de un aislador.



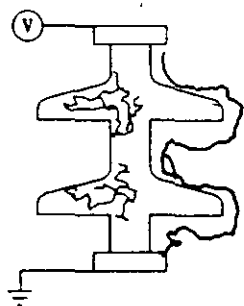
Formación de zonas o bandas secas en donde hubo mayor evaporación de humedad, estas zonas presentan una alta resistencia eléctrica. Se presentan elevados gradientes de voltaje en los extremos de las bandas secas debido a la tensión nominal.



Formación de descargas eléctricas (efluvios) 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"> - Areas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción. - Areas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias. - Areas agrícolas¹. - Areas montañosas. <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 mar².</p> |
| II MEDIA | <ul style="list-style-type: none"> - Areas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con calefacción. - Areas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias. - Areas expuestas a vientos del mar pero no demasiado cerca de la costa (por lo menos varios kilómetros de distancia)². |
| III ALTA | <ul style="list-style-type: none"> - Areas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de equipos de calefacción que producen contaminación. - Areas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos del mar². |
| IV MUY ALTA | <ul style="list-style-type: none"> - Areas de extensión moderada sujetas a polvos conductores y a humos industriales que producen gruesos depósitos de polvos conductores. - 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 - Areas desérticas caracterizadas por grandes periodos sin lluvia, expuestas a vientos muy fuertes que llevan arena y sal y sujetas a condensación regular. |

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.)¹.

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 ²) ASOCIADA DE ACUERDO A IEC- 815 ² | DISTANCIA ESPECIFICA DE FUGA MINIMA NOMINAL ³ (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 ⁴ | > 0.80 ⁵ | 31 | 54 |

¹ En la especificación CFE 52200-02 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 Equivalente 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 calavera y bola 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. Houlgate "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 Específica de Fuga

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

$$D_{fc} = D_{fmn} V_m k$$

donde:

- D_{fc} = Distancia de fuga total de la cadena en mm
- D_{fmn} = 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

$$NA = \frac{D_{fc}}{D_{cat}}$$

donde:

- NA = Número de aisladores de la cadena
- D_{cat} = 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:

$$\begin{aligned} k &= 1 && \text{para } D_m < 300 \\ k &= 1.10 && \text{para } 300 \leq D_m \leq 500 \\ k &= 1.2 && \text{para } D_m > 500 \end{aligned}$$

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 específica 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 | 28 | 7 | 27SVC111 | 29 | |
| | | | | | 28SC111C | 42 | |
| | | | | | 32SPC111 | 56 | |
| | | MEDIA | 35 | 8 | 27SVC111 | 33 | |
| | | | | | 28SC111C | 48 | |
| | | | | | 32SPC111 | 64 | |
| | | ALTA | 43 | 9 | 27SVC111 | 37 | |
| | | | | | 28SC111C | 54 | |
| | | | | | 32SPC111 | 73 | |
| | | MUY ALTA | 54 | | | | |

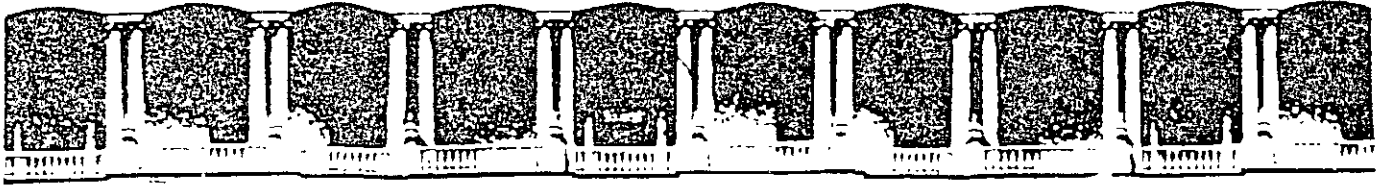
(*) Tipo de aislador abreviado con: las dos primeras cifras indicando el diámetro del aislador en centímetros, S - tipo suspensión, P - porcelana, V - vidrio, N - niebla, C - calavera y bola y los últimos tres dígitos indican la resistencia electromecánica en kilonewtons.

Tabla 5.4.- Distancias específicas 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 específicas 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 |
| | | ALTA | 43 | 24 | 27SVC111 | 29 |
| | | | | | 28SV111C | 43 |
| | | | | | 32SPC111 | 59 |
| | | MUY ALTA | 54 | 25 | 27SVC111 | 30 |
| | | | | | 28SV111C | 46 |
| | | | | | 32SPC111 | 62 |
| | | | | 26 | 27SVC111 | 31 |
| | | | | | 28SV111C | 47 |
| | | | | | 32SPC111 | 64 |



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

**MODULO IV
CA 154**

**DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE
LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**TEMA
DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD DE LA
CADENA DE AISLADORES EN AREAS CON
DETERMINADA DENSIDAD DE RAYOS A
TIERRA**

**EXPOSITOR: ING. HUGO EQUIHUA TAPIA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003**

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 riesgo 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.

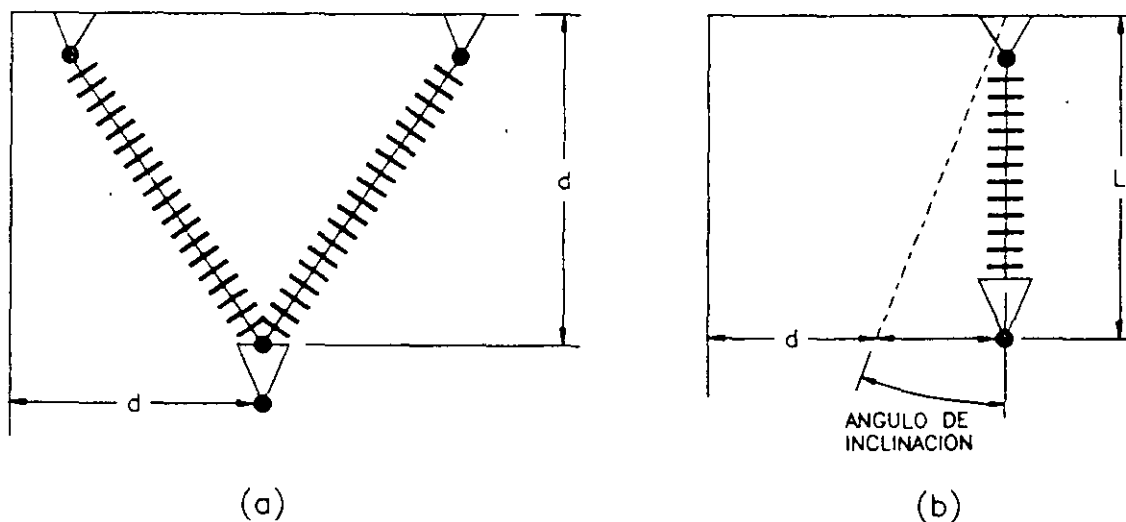


Figura 4.1.- Distancias conductor-apoyo: a) para aisladores de geometría fija y b) de geometría variable

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 kg/m² para conductores de diámetro superior a 16 mm y de 30 kg/m² 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°
- Para líneas de 230 kV : 45°
- Para líneas de 400 kV : 40°

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:

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

donde:

- V_{ag} = 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:

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

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 |
| Varilla-plano | | 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. | 450 550 650 550 | - | 550 650 650 650 | - | 1100 1300 1100 | 1100 1300 |
| 161 | 170 | 650 750 | - | 650 750 | - | 1300 1500 | 1500 |
| 230. | 245 | 650 750 850 950 1050 | - | 750 850 950 1050 1125 | - | 1300 1500 1700 1900 2100 | 1500 1700 1900 2100 2250 |
| 400. | 420. | 1050 1175 1300 1425 | 950 950 1050 | - | 1425 1550 | 2200 ² , 2900 ³ 2600 ² , 3400 ³ | 3100, 3200 3500, 4100 |

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

2 Para configuraciones conductor-estructura

3 Para configuración asimétrica



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

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

**MODULO IV
CA 154**

**DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE
LINEAS DE TRANSMISIÓN**

TEMA
REQUERIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN
DE DUCTOS METALICOS, EN PARALELO Y EN
CRUCES, CON LINEAS DE TRANSMISIÓN DE
115 Kv o MAYORES

EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003

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:

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

Coordinación de Transmisión y Transformación de CFE

Dirección General de Normas

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

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 CFE, relacionados con los requerimientos para la construcción de ductos metálicos, en paralelo y en cruces, con líneas de transmisión de 115 kV o 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 | Ánodo | 1 |
| 4.2 | Cátodo | 1 |
| 4.3 | Claro | 1 |
| 4.4 | Derecho de Vía | 1 |
| 4.5 | Ducto Metálico | 1 |
| 4.6 | Eje del Trazo Topográfico | 1 |
| 4.7 | Electrodo de Referencia | 1 |
| 4.8 | Electrólito | 1 |
| 4.9 | Ión | 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 |

| | | |
|----------|---|----|
| 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 Tuberías de Acero para Conducción de gas Natural y Gas Licuado de Petróleo.

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 Ánodo

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

4.2 Cátodo

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 electrólito 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 (rcm) 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 éstos y tierra o con relación a líneas vecinas.

5 SÍMBOLOS 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

Quando 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 bridas 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

Quando 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.

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 ánodos de sacrificio o por corriente impresa. Los metales más empleados como ánodos 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 ánodos 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 ánodos de sacrificio, la salida de corriente individual de cada ánodo 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 ánodos está colocada muy cerca de la LT, una parte de la corriente de la cama de ánodos 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 deje a la estructura para regresar al suelo (corrientes parásitas).

7 CONDICIONES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

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 (véase 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:

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

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

- Aumentar la separación entre el DM y las patas de las estructuras u otro dispositivo para aterrizar la estructura, como contra-antenas y electrodos de puesta a tierra.
- 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 DM's 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 MΩ/V), conectando una punta al 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 del 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 aterrizararse de acuerdo a la siguiente secuencia de conexión – desconexión, antes de unirse los tramos de los DM's

- a) Debe conectarse al DM una abrazadera para aterrizamiento.
- b) El cable de conexión debe conectarse a la varilla 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 (véase 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 varilla 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 varilla 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 aterrizararse 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 con aquellas que no estén en ésta, 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 accesorios 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 parásitas 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 atmosférica, 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 cumplir 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 realizar 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 INFORMACIÓN

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 aterrizamiento,
 - 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 aterrizamiento, 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. Kouteynikoff.
Study Committee 36 Cigré 1990 Session.

11 CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES

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

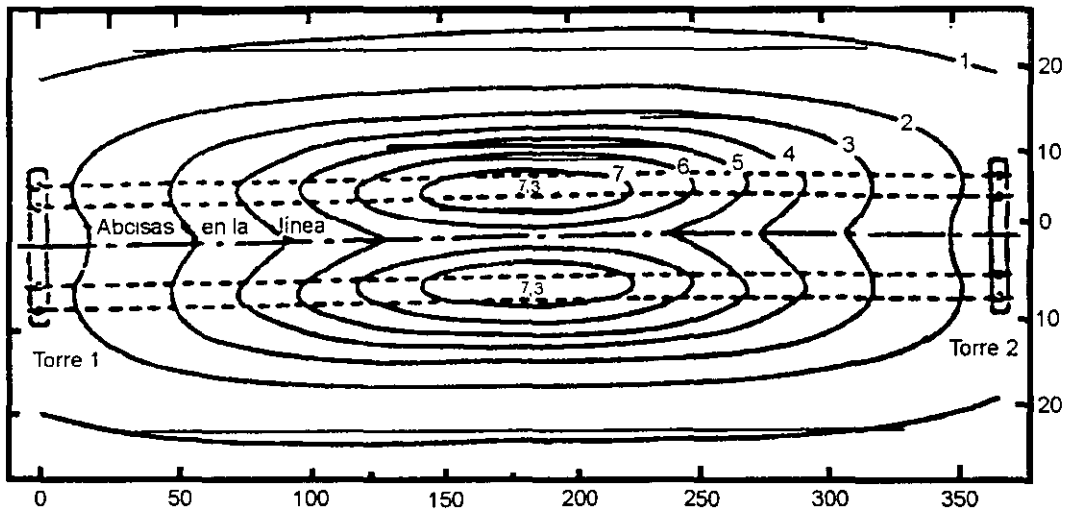
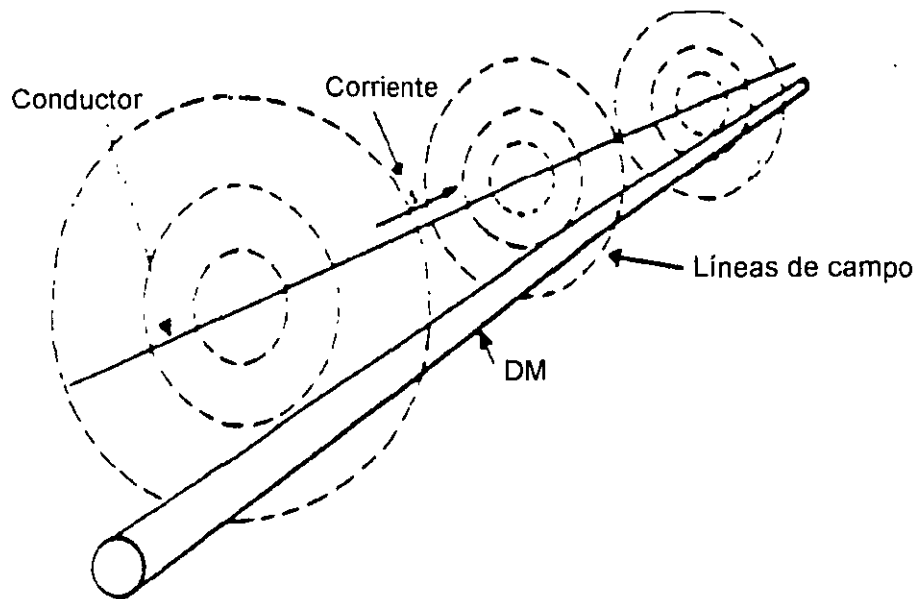


FIGURA 1 - Inducción electromagnética

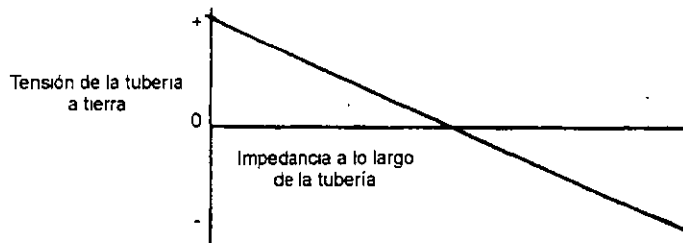
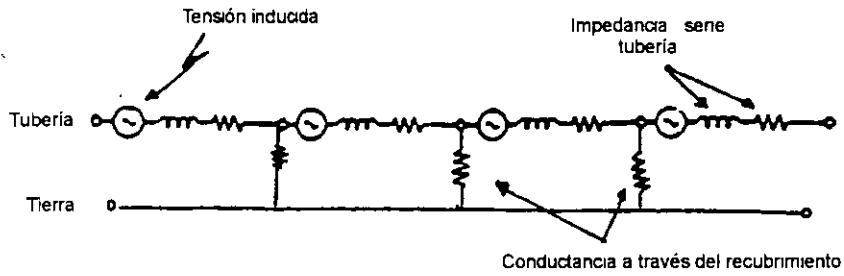


FIGURA 2 - Efecto electromagnético

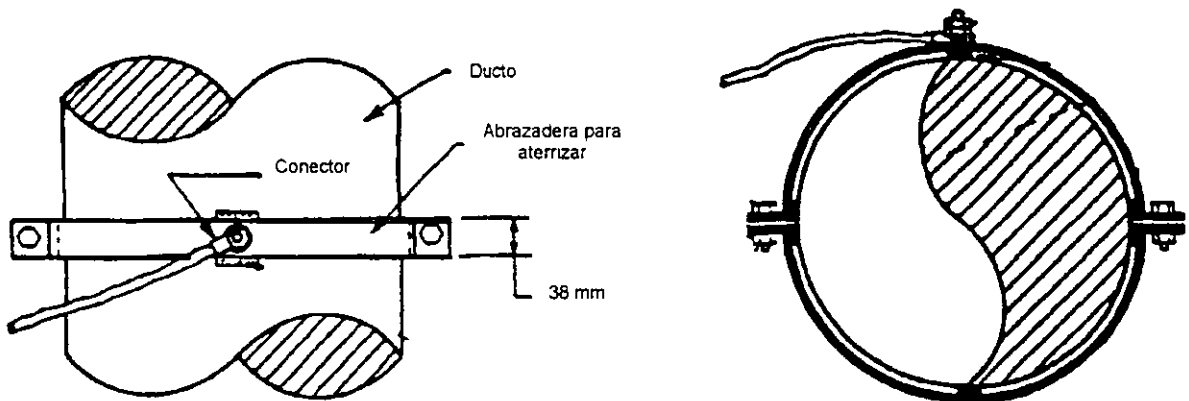


FIGURA 3 - Abrazaderas para aterrizamiento

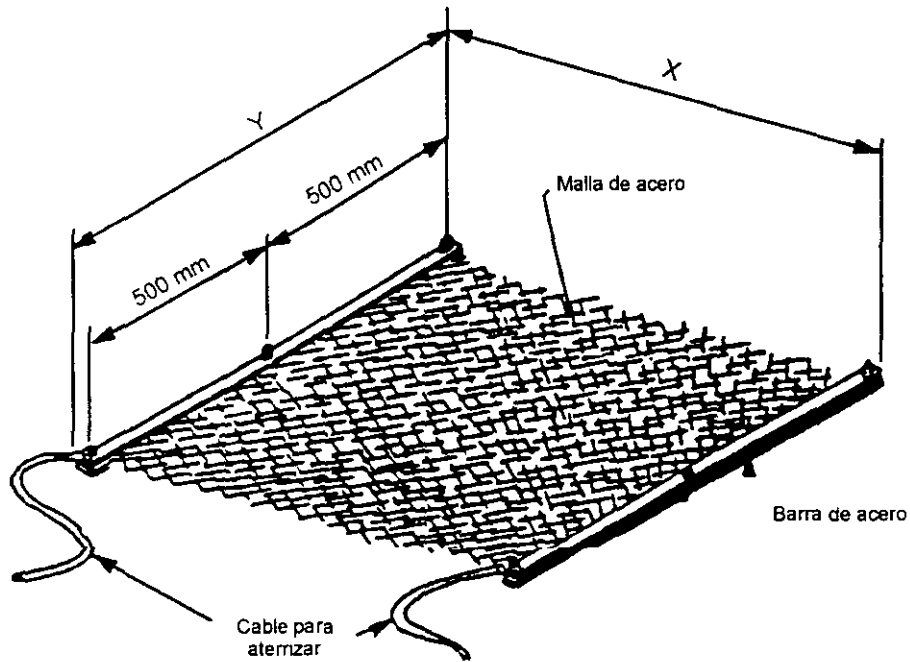


FIGURA 4 - Malla temporal de control de gradiente de potencial eléctrico

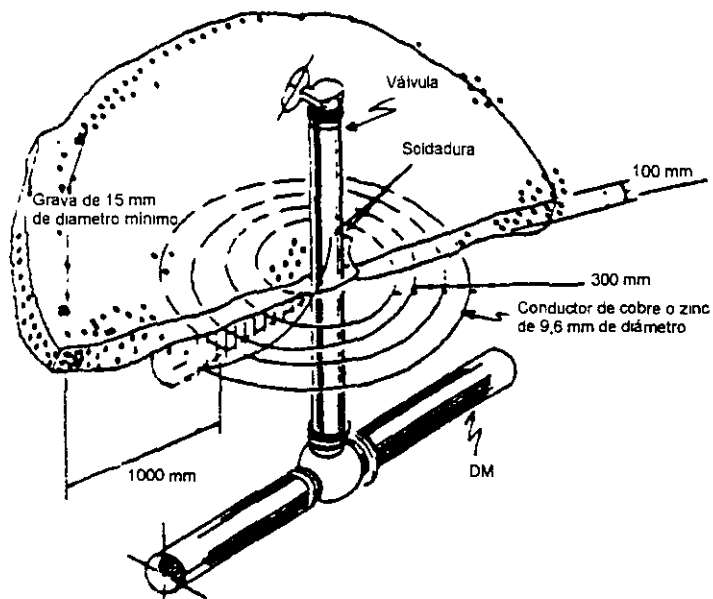


FIGURA 5 - Malla permanente de control de gradiente de potencial eléctrico

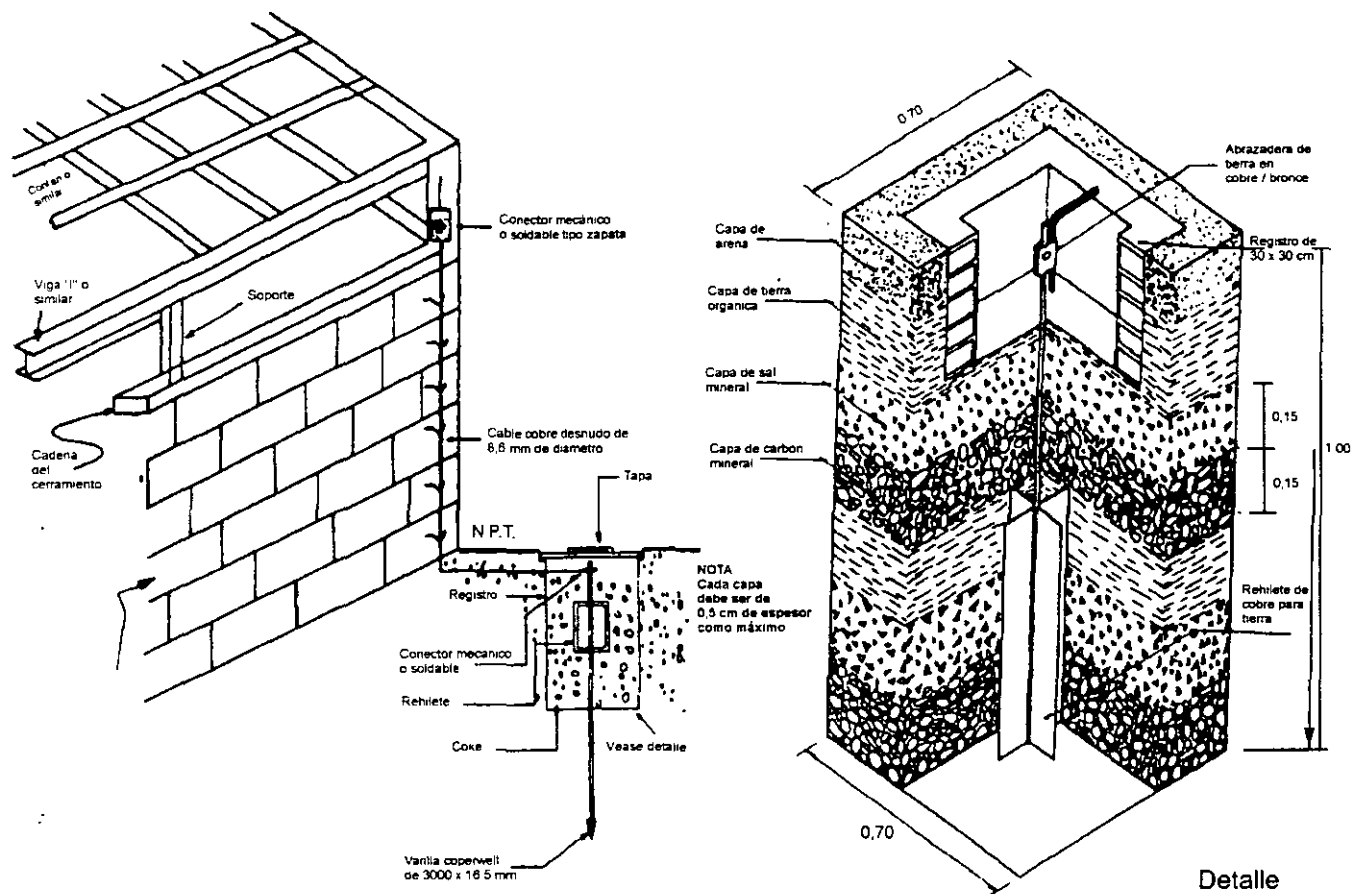


FIGURA 6 – Protección para estaciones de bombeo o caseta de válvulas del DM



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

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

**MODULO IV
CA 154**

**DISEÑO ELECTROMECÁNICO DE
LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**TEMA
CONJUNTOS DE HERRAJES PARA LINEAS DE
TRANSMISIÓN**

**EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERÍA
AGOSTO DEL 2003**

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)

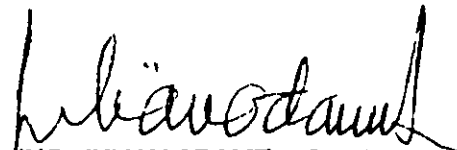
COORDINADORA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

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 esté 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 metodos 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 VI. |
| 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 | "V" | VERTICAL | "V" | | |
| Calavera Horquilla en "Y" corta | 2H1LT-02 | | | | | | |
| Calavera Horquilla en "Y" larga | 2H1LT-17 | | | | | | |
| Calavera Ojo corto | 2C300-15 | | | | | | |
| Grillete 11 | 2G300-84 | | | | | | |
| Grillete 32 | 2G300-84 | | | | | | 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 Largo | 2H1LT-16 | 1 | | | | | |
| Calavera Horquilla "Y" larga | 2H1LT-17 | | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 |

CONJUNTOS DE HERRAJES PARA LINEAS DE TRANSMISION

ESPECIFICACION

CPE 2H1LT-41

4 de 7

TABLA 3 - HERRAJES PARA CABLES CONDUCTORES. USO EN CONJUNTOS Y CANTIDADES ALTERNATIVA "B"

| DESCRIPCION | ESPECIFICACION CFE | SUSPENSION | | | | TENSION | |
|---------------------------------|-----------------------|----------------|-----|-----------------|-----|----------------|-----------------|
| | | UN CONDI/ FASE | | DOS CONDI/ FASE | | UN CONDI/ FASE | DOS CONDI/ FASE |
| | | VERTICAL | "V" | VERTICAL | "V" | | |
| Calavera Horquilla en "Y" corta | 2H1LT-02 | | 2 | 1 | 2 | 1 | |
| Calavera Horquilla en "Y" corta | 2H1LT-02 | | | | | | 2 |
| Calavera Ojo corta | 2C300-15 | 1 | | | | | |
| Grillete 11 | 2G300-84 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | |
| Grillete 32 | 2G300-84 | | | | | | 3 |
| Horquilla Bola | 2H1LT-03 | | | | | | 2 |
| Horquilla Ojo Revirada | 2H1LT-04 | | 1 | 2 | 2 | | |
| Horquilla "Y" Bola | 2H1LT-06 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 |
| Yugo Triangular VI | 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 | 2H1LT-14 | | | | | 1 | |
| Grapa de Tensión 795 | 2H1LT-14 | | | | | 1 | |
| Grapa de Tensión 900 | 2H1LT-14 | | | | | 1 | 2 |
| Grapa de Tensión 1113 | 2H1LT-14 | | | | | 1 | 2 |

CONJUNTOS DE HERRAJES PARA LINEAS DE TRANSMISION

ESPECIFICACION

CFE 2H1LT-41

5 de 7

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 |
|--|----------------------|------------|---------|
| Eslabón para cable de guarda | 2H1LT-19 | 1 | |
| Conjunto de suspensión | 2H1LT-48 2H1LT-50 | 1 | |
| Remate preformado | 2H1LT-21 | | 2 |
| Rozadera | 2H1LT-22 | | 2 |
| Conector a compresión 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

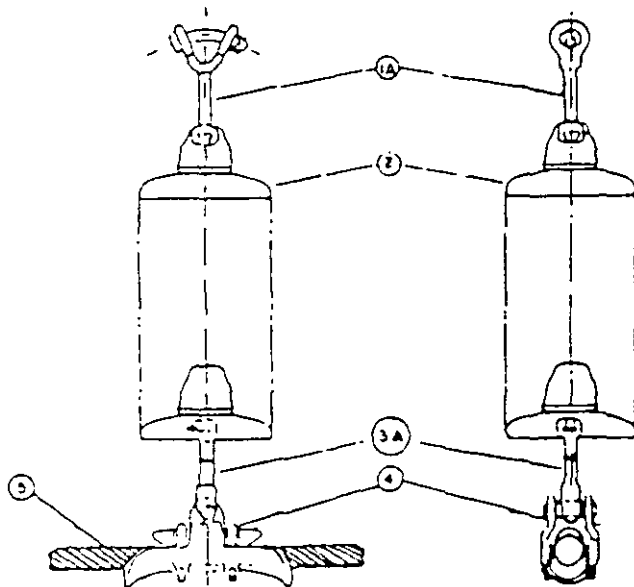
Deben efectuarse todas las pruebas indicadas en las especificaciones CFE 20000-01 CFE 2H1LT-01, CFE2C500-68, en las correspondientes a cada uno de los herrajes que forman parte de los conjuntos y en los procedimientos de la Gerencia de Laboratorio.

CONJUNTO DE SUSPENSION VERTICAL PARA
UN CONDUCTOR POR FASE

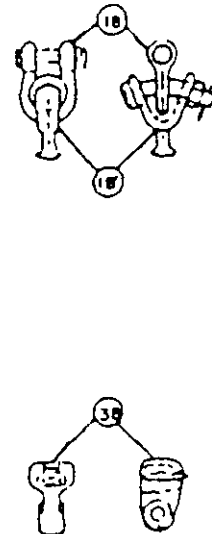
ESPECIFICACION
C.F.E. 2HILT-42

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 | Colavero ojo largo | 1 | Acero forjado o hierro maleable galvanizado | 2 HILT-16 |
| 4 | Grapa de suspension | 1 | Aleación aluminio y silicio | 2 C500-69 |
| 5 | Cable conductor A.C. S.R. | | Se adquiere por separado | |
| 1B | Grillete | 1 | Acero forjado galvanizado | 2 G300-84 |
| 1B' | Horquilla "Y" Bola | 1 | Acero forjado galvanizado | 2 HILT-06 |
| 3B | Colavero ojo | 1 | Acero forjado o hierro maleable galvanizado | 2 C300-15 |

ESPECIFICACION GENERAL :

C.F.E. 20 000-01 Herrajes y Accesorios

C.F.E. 2 HILT - 01 Herrajes para La. de T.

C.F.E. HILT-41 Conjunto de herrajes para La. de T.

CARACTERISTICAS PARTICULARES:

(la CFE las definirá)

Alternativa:

Esfuerzo electromecánico:

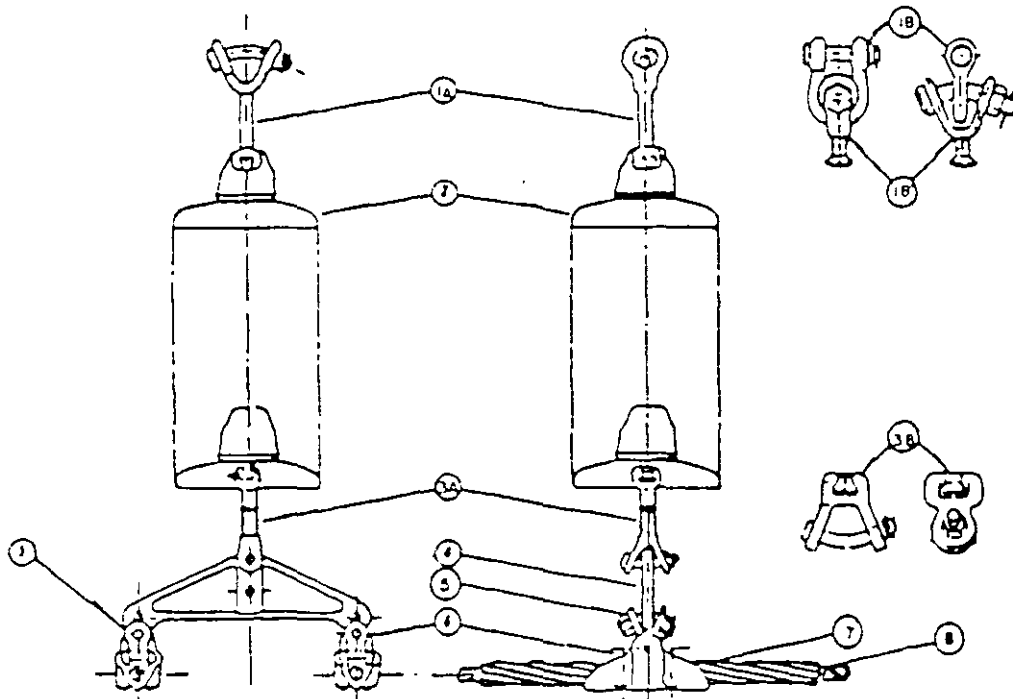
Calibro del conductor:

ABREVIATURAS:

La. de T. Línea de Transmisión

ALTERNATIVA "A"

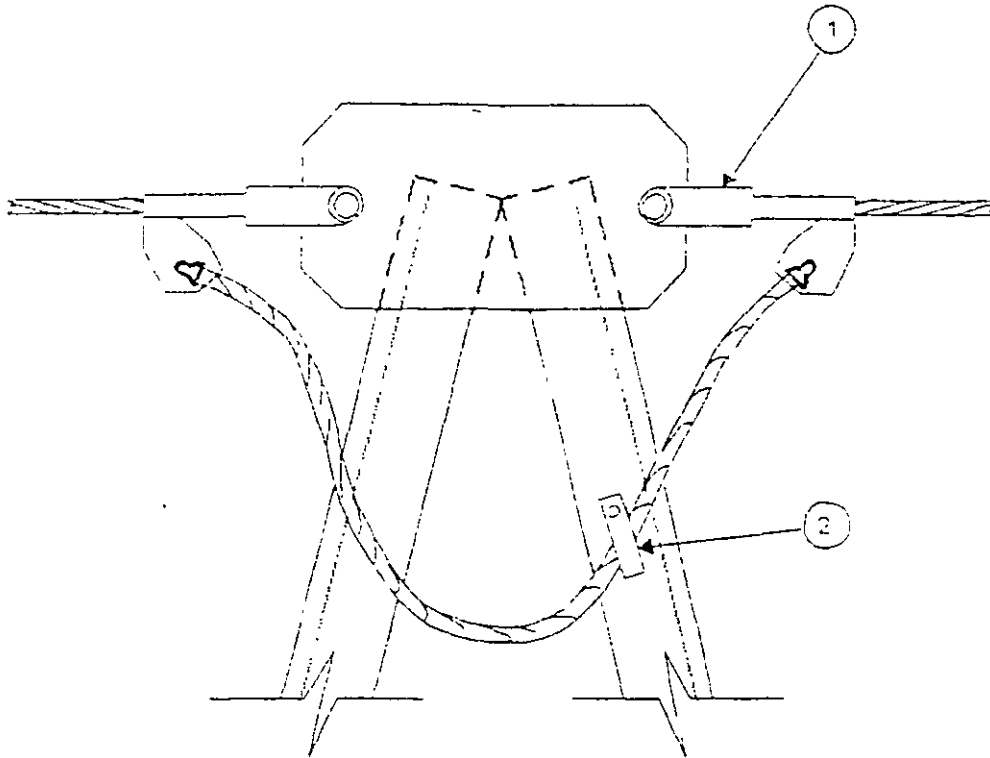
ALTERNATIVA "B"



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 | 2 HILT-17 |
| 4 | Yugo triangular 1 2 | 1 | Acero estructural o hierro maleable galvanizado | 2 HILT- 08 |
| 5 | Horquilla "Y" ojo corto | 2 | Acero forjado galvanizado | 2 HILT-05 |
| 6 | Grapa de suspensión 11B | 2 | Aleación aluminio y silicio | 2 HILT-29 |
| 7 | Varillas protectoras | 2 | Aluminio | 2 HILT-30 |
| 8 | Cable conductor ACSR | | Se adquiere por separado | |
| 1B | Grillete | 1 | Acero forjado galvanizado | 2 G300-84 |
| 1B' | Horquilla "Y" Bolo corta | 1 | Acero forjado galvanizado | 2 HILT- 06 |
| 3B | Calavera horquilla en "Y" corta | 1 | Acero forjado galvanizado o hierro maleable | 2 HILT- 02 |

| | |
|--|---|
| ESPECIFICACION GENERAL: | C.F.E 2000 - 01 Herrajes y accesorios |
| | C.F.E. 2HILT - 01 Herrajes p o r o Ls de T. |
| | C.F.E. 2 HILT- 41 Conjuntos da herrajes para Ls de T. |
| CARACTERISTICAS PARTICULARES: (la CFE las definirá) | Alternativa: |
| | Esfuerzo electromecánico |
| ABREVIATURAS: | Calibra del conductor: |
| | L. a. d. a T. = Líneas de transmisión |



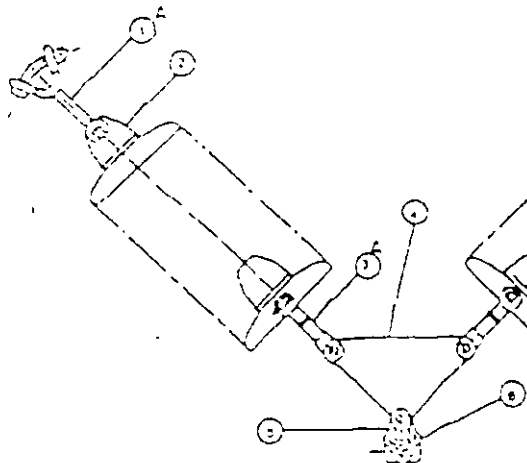
Sin escaia

LISTA DE PARTES Y MATERIALES

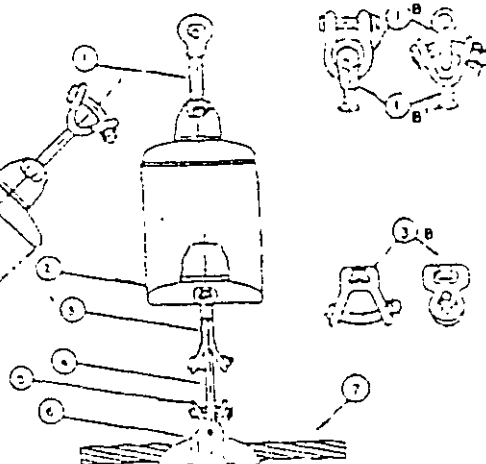
| Parte | Descripción | Cantidad | Material |
|-------|-------------------------|----------|---|
| 1 | Grapa remate compresión | 2 | Aluminio 356-T6 Tubo de acero C-1015 |
| 2 | Grapa de tierra | 1 | Aluminio 355-T6 |

| | | |
|--------------------------------------|---|--|
| Especificaciones generales a cumplir | CFE 2H1LT-01 Herrajes para Líneas de Transmisión | |
| | CFE 2H1LT-41 Conjuntos de Herrajes para Líneas de Transmisión | |
| Pruebas | Esfuerzo electromecánico | |
| | Calibre del conductor | |
| Unidad | Pieza | |
| Empaque | Tipo | Atado (fleje de acero inoxidable o galvanizado o plástico) |
| | Cantidad | 5 piezas |
| Identificación | Logotipo y/o marca del fabricante | |
| | Número de lote y año de fabricación | |

ALTERNATIVA-A'



ALTERNATIVA-B'



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

| PART. | DESCRIPCION | CANT | MATERIAL | ESPECIFICACION |
|-------|---------------------------------|------|--|----------------|
| 1A | Horquilla "Y" Bolo Largo | 2 | Acero forjado galvanizado | 2 H1LT -15 |
| 2 | Aisladores | | se adquiere por separado | |
| 3A | Calavera Horquilla en "Y" Largo | 2 | Acero forjado y hierro maleable galvanizado | 2 H1LT-17 |
| 4 | Bloque Triangular V: | | Acero estructural o hierro forjado galvanizado | 2 H1LT-07 |
| 5 | Horquilla O J o Revirado | | Acero forjado galvanizado | 2 H1LT-04 |
| 6 | Grapa de Suspension | 1 | Aleación aluminio-silicio | 2C500-69 |
| 7 | Cable conductor A C S R | | Se adquiere por separado | |
| 1B | Gniete | 2 | Acero forjado galvanizado | 2G300-84 |
| 1B | Horquilla "Y" Bolo Corta | 2 | Acero forjado galvanizado | 2 H1LT-06 |
| 1 | Calavera Horquilla "Y" Corta | 2 | Acero forjado o hierro maleable galvanizado | 2 H1LT-02 |

ESPECIFICACION GENERAL

C.F.E 20000-01 Herrajes y Accesorios

CF E. 2 H1LT-01 Herrajes poro Ls. de T

CFE 2 H1LT-41 Conjuntos de Herrajes poro Ls de T

CARACTERISTICAS PARTICULARES

Alternativa:

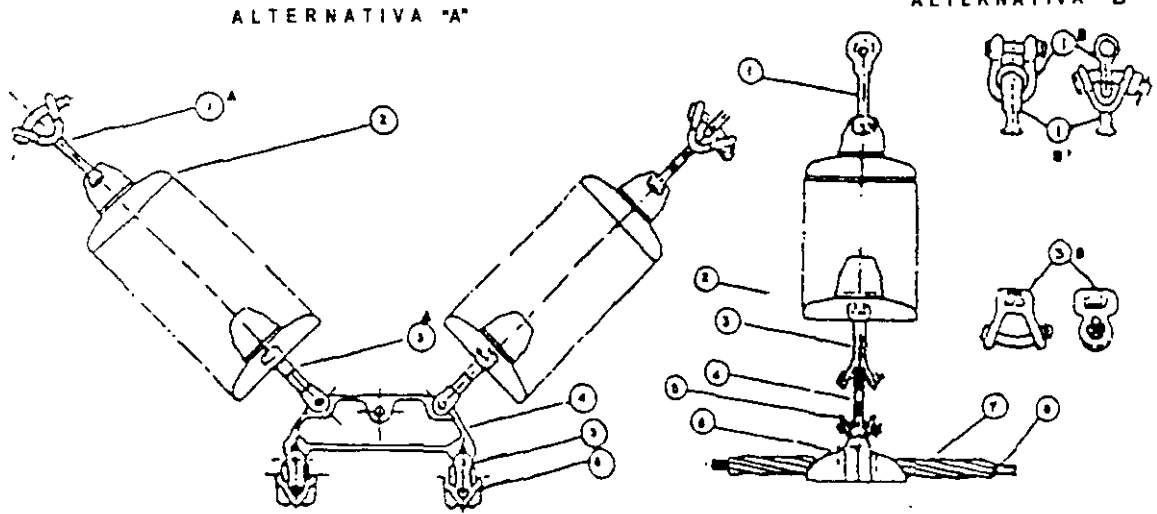
Esfuerzo electromecánico

Calibre del conductor:

(la CFE las definirá)

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 | Calavera Horquilla "Y" Largo | 2 | Acero forjado hierro maleable | 2 H1LT- 17 |
| 4 | Yugo Trapezoidal V2 | 1 | Acero estructural negro maleable galvanizado | 2 H1LT 10 |
| 5 | Horquilla Ojo revirado | 2 | Acero forjado galvanizado | 2 H1LT -04 |
| 6 | Grapa de Suspension 11B | 2 | aleación aluminio- silicio | 2 H1LT -29 |
| 7 | Varillas Protectoras Preformados | 2 | Aluminio | 2 H1LT-30 |
| 6 | Cable Conductor A.C.S.R. | Se adquiere por separado | | |
| 1 B | Grillete | 2 | Acero forjado galvanizado | 2 G300-84 |
| 1 B' | Horquilla "Y" Bola Corta | 2 | Acero forjado galvanizado | 2 H1LT-06 |
| 3B | Calavera Horquilla "Y" Corta | 2 | Acero forjado o hierro maleable galvanizado | 2H1LT-02 |

ESPECIFICACION GENERAL

C.F.E. 2 0 0 0 0 - 0 1 Herrajes y 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

Alternativa:

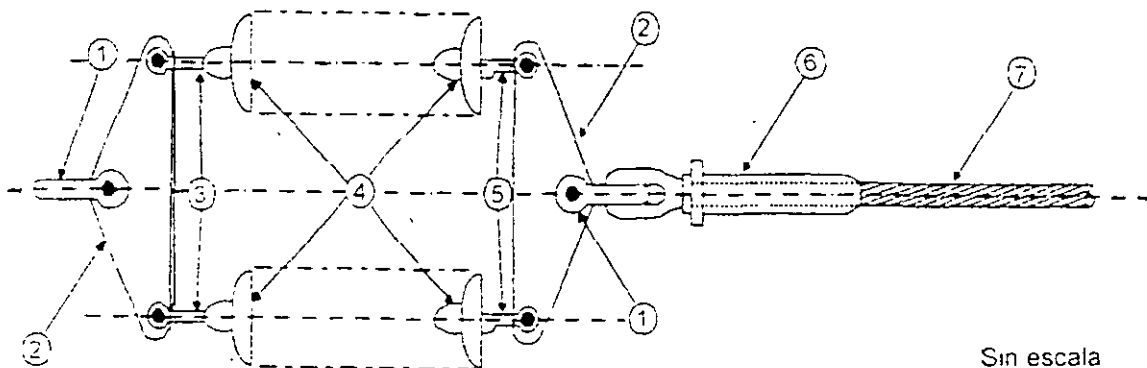
Esfuerzo electromecánico:

Calibre del conductor:

(Ia CFE las definirá

ABREVIATURAS

Ls. de T. = Líneas de Transmisión



Sin escala

LISTA DE PARTES Y MATERIALES

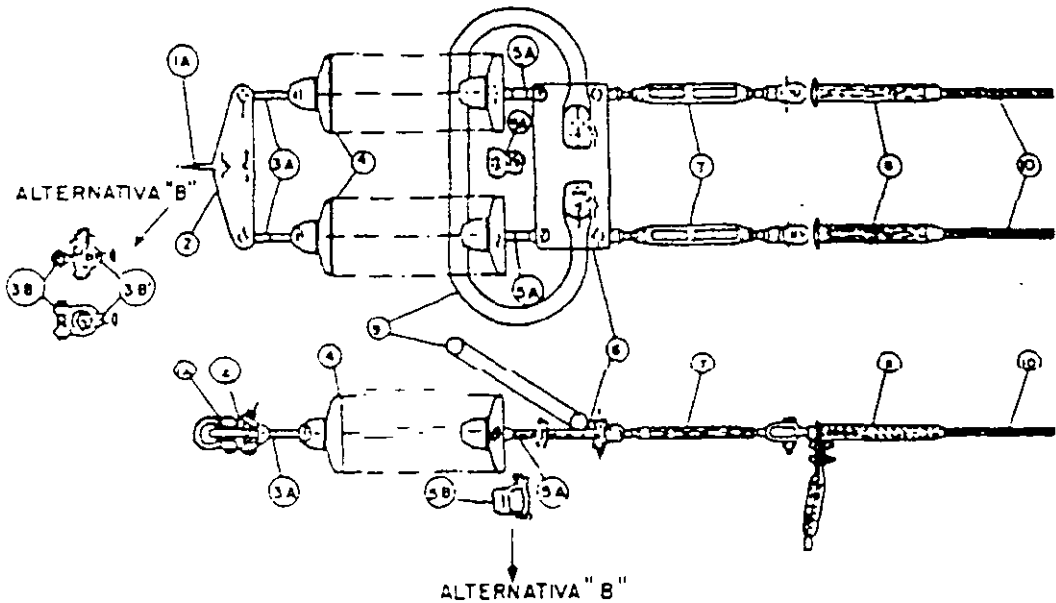
| Parte | Descripcion | Cantidad | Material | Especificación y/o norma (*) |
|-------|-------------------------------|--------------------------|---|------------------------------|
| 1 | Grillete | 2 | Acero forjado galvanizado | CFE 2G300-84 |
| 4 | Aisladores | Se adquiere por separado | | |
| 2 | Yugo triangular T2 | 2 | Acero estructural o hierro maleable galvanizado | CFE 2H1LT-09 NMX-H-074 |
| 3 | Horquilla y bola larga | 2 | Acero forjado galvanizado | CFE 2H1LT-15 |
| 5 | Calavera horquilla y larga | 2 | Acero estructural o hierro maleable galvanizado | CFE 2H1LT-17 NMX-H-074 |
| 6 | Grapa de tensión a compresión | 1 | Cuerpo de aluminio y eslabón de hierro | CFE 2H1LT-14 |
| 7 | cable conductor ACSR | Se adquiere por separado | | |

NOTA: * Se debe utilizar la última edición en vigor.

| | | |
|--------------------------------------|---|--|
| Especificaciones generales a cumplir | CFE 20000-01 Herrajes y Accesorios | |
| | CFE 2H1LT-01 Herrajes para Lineas de Transmisión | |
| | CFE 2H1LT-41 Conjuntos de Herrajes para Lineas de Transmisión | |
| Pruebas | Esfuerzo electromecánico | |
| | Calibre del conductor | |
| Unidad | Pieza | |
| Empaque | Tipo | Atado (fleje de acero inoxidable o galvanizado o plástico) |
| | Cantidad | 5 piezas |
| Identificación | Logotipo y/o marca del fabricante | |
| | Número de lote y año de fabricación | |

ALTERNATIVA "A"

1 de 1



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

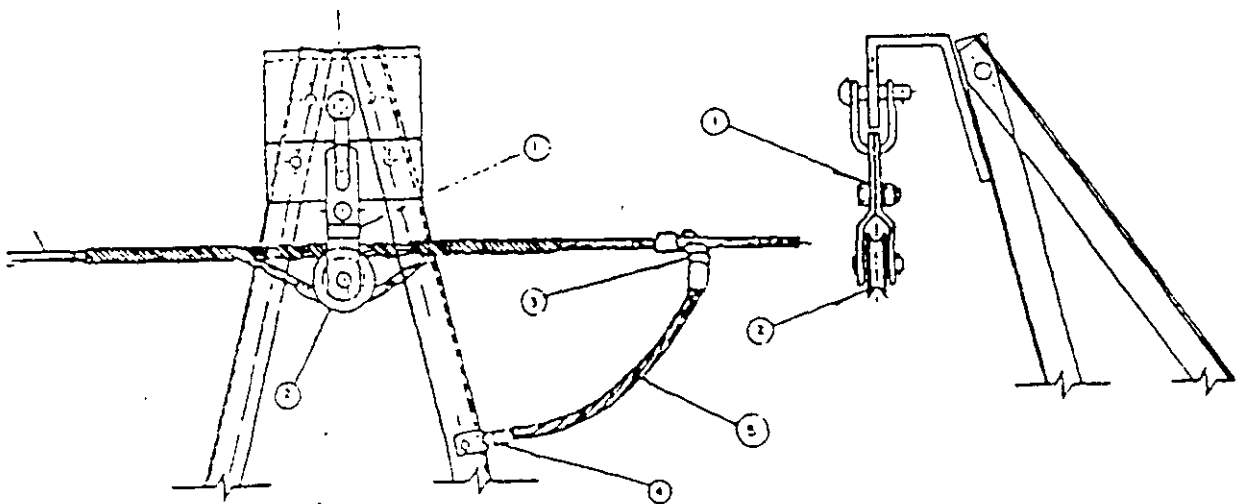
| PART | DESCRIPCION | CANT | MATERIAL | ESPECIFICACION |
|------|--------------------------------|------|---|----------------|
| 1 | Grillete | 1 | Acero forjado galvanizado | 2 G300-84 |
| 2 | Yugo triangular T2 | 1 | Acero estructural o hierro ductil galvanizado | 2 H1LT- 09 |
| 3A | Horquilla "Y" Bolo largo | 2 | Acero forjado galvanizado | 2 H1LT- 15 |
| 4 | Aisladores | | Se adquieren por separado | |
| 5A | Calavera horquilla Y Larga | 2 | Acero forjado galvanizado o hierro maleable | 2 H1LT-47 |
| 6 | Y u g o trapezoidal T2 | 1 | Acero estructural o hierro maleable galvanizado | 2 H1LT- 11 |
| 7 | Tensor | 2 | Acero forjado o hierro maleable galvanizado | 2 H1LT- 12 |
| 8 | Grapa de tensión o comprensión | 2 | Cuerpo: Aluminio Estabon. Acero | 2 H1LT- 14 |
| 9 | Anillo equipotencial | 1 | Aluminio | 2 H1LT-13 |
| 10 | Conductor A.C.S R. | | se adquieren por separado | |
| 3B | Grillete | 2 | Acero forjado galvanizado | 2 G300-84 |
| 3B' | Horquilla Y Bola Corta | 2 | Acero forjado galvanizado | 2 H1LT-06 |
| 5B | Calavera horquilla en Y Corto | 2 | Acero forjado o hierro maleable galvanizado | 2 H1LT-02 |

| | |
|------------------------------|--|
| ESPECIFICACION GENERAL: | C.F.E. 20000 - 01 Herrajes y accesorios |
| | C.F.E. 2 H1LT-01 Herrajes poro Ls. de T. |
| | C.F.E. 2 H1LT- 41 Conjuntos do herrajes para Ls. de T. |
| CARACTERISTICAS PARTICULARES | Alternativa: |
| (la CFE las definir;) | 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. 2H1LT-48

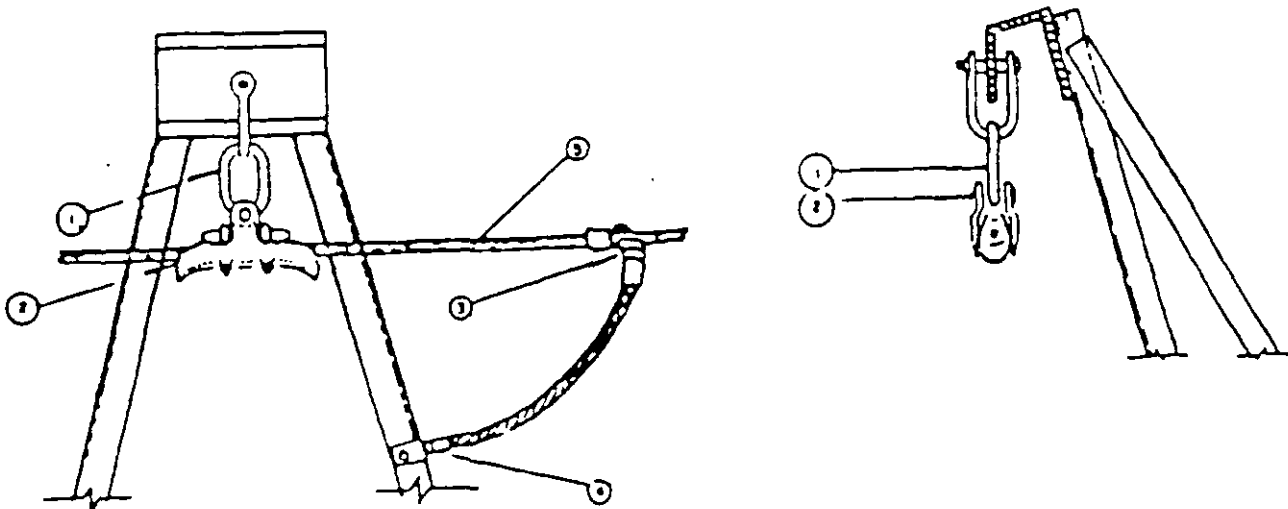
1 de 1



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

| PART. | DESCRIPCION | CANT. | MATERIAL | ESPECIFICACION |
|-------|---|--------------------------|--|----------------|
| 1 | Estabón para Cable de Guarda | 1 | Acero estructural galvanizado | 2 HILT-19 |
| 2 | Juego de Suspensión Tipo Polea | 1 | Acero galvanizado | 2 HILT-20 |
| 3 | Conector o Compresión Cable a Cable | 1 | Lámina de acero galvanizado | 2 HILT-23 |
| 4 | Conector o Compresión de Cable a Soiera | 1 | Aleación 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. 2H1LT- 01 Herrajes para Ls. de T. |
| | C F E 2 H1LT-41 Conjuntos de Herrajes para Ls. de T. |
| CARACTERISTICAS PARTICULARES (la CFE las definirá) | Esuerzo . electromecanico Calibre del conductor: |
| ABREVIATURAS: | Ls. de T.= Lineas de Transmisión |



LISTA DE PARTES Y MATERIALES

| PART. | DESCRIPCION | CANT | MATE RIAL | ESPECIFICACION |
|-------|--|------|---|----------------|
| 1 | Estabon | 1 | Acero forjado galvanizado | 2 H1LT-28 |
| 2 | Grapa de suspensión para cable de guarda | 1 | Aleación aluminio- hierro maleable galvanizado | 2 H1LT-27 |
| 3 | Conector o compresión de cable o cable | 1 | Aleación de aluminio | 2H1LT-23 |
| 4 | Conector o compresión de cable o solera | 1 | Aleación de aluminio o acero galvanizado | 2H1LT-24 |
| 5 | Cable de guarda | | Se adquieren por separado | |

| | |
|---|---|
| ESPECIFICACION GENERAL | C.F.E 2000-01 Herrajes y Accesorios |
| | C.F.E 2 H1LT-01 Herrajes para Ls. de T. |
| | C.F.E 2 H1LT -41 Conjuntos de herrajes poro La. de T. |
| CARACTERISTICAS PARTICULARES (la CFE las definirá) | Esfuerzo electromecánico |
| | Calibre del conductor: |
| ABREVIATURAS | Ls. d o T.* Líneas d e transmisión |

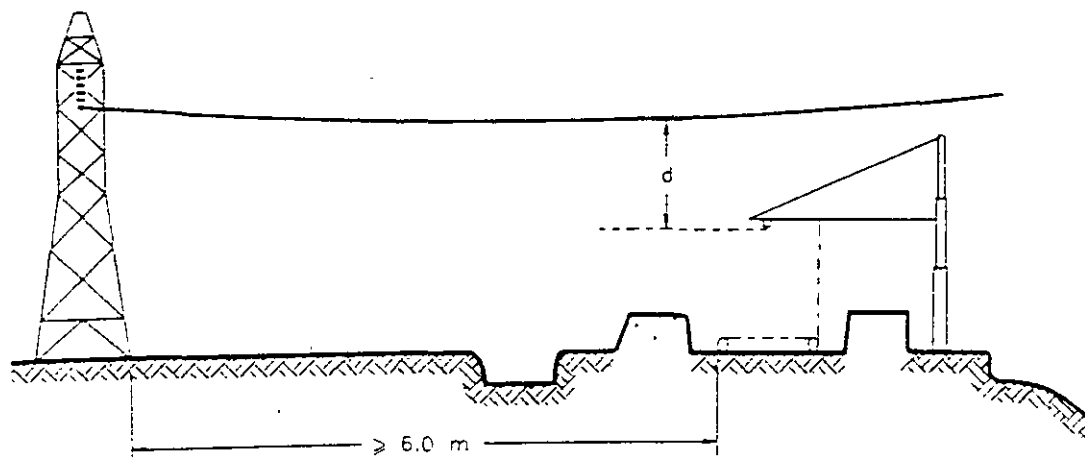


Figura 7.2.- Cruce elevado de una línea de transmisión con una vía de ferrocarril electrificada o tranvía

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:

$$h=7.0-0.005 V$$

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

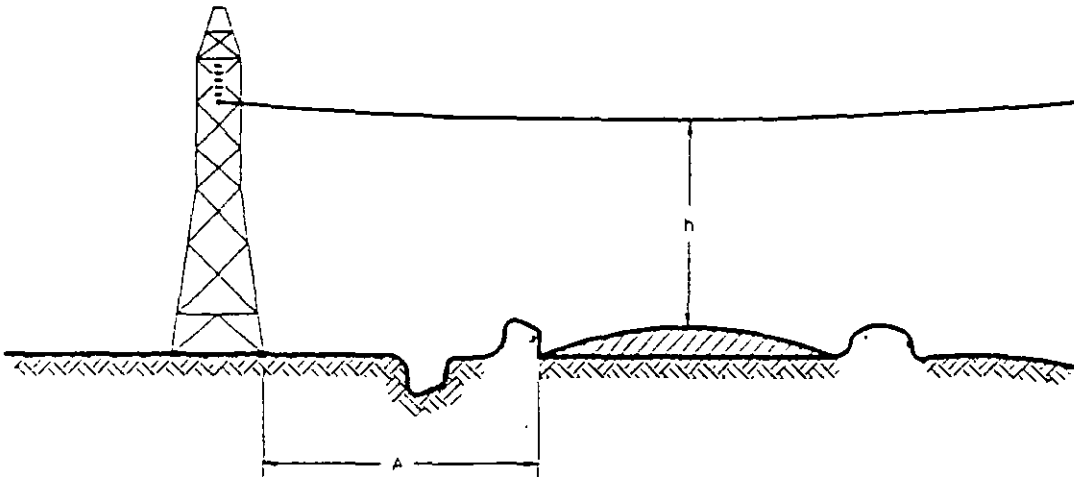


Figura 7.3.- Cruzamiento de una línea de transmisión por una autopista, carretera o calle

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 dada por:

$$d = 3.0 - 0.01 V$$

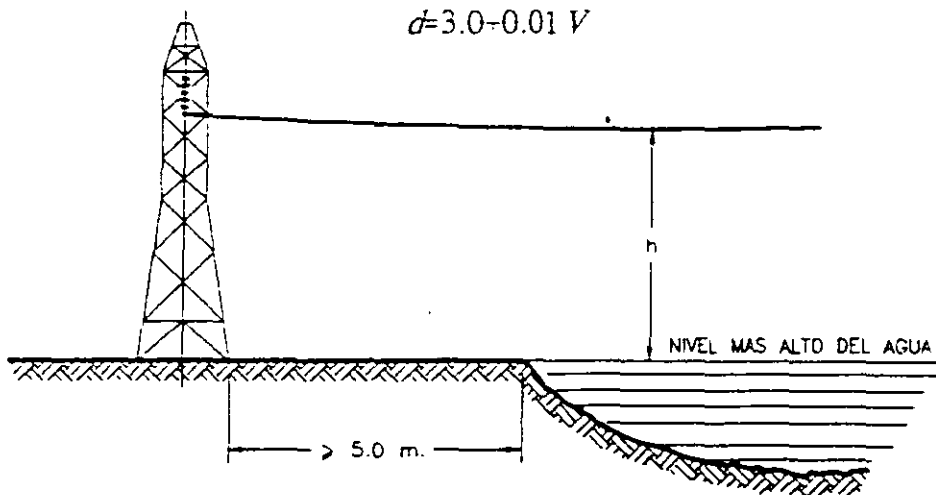


Figura 7.4.- Cruzamiento de una línea de transmisión con un río navegable

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD



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

GUÍA 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:

COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA

COORDINACIÓN DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN

GERENCIA DE ABASTECIMIENTOS

GERENCIA DE LABORATORIO

De acuerdo con lo indicado en el Procedimiento CFE L0000-51 de junio de 1991, se emite la presente **GUÍA PROVISIONAL** para que sea aplicada durante por lo menos un año a partir de la fecha abajo indicada, a fin de probar su efectividad. Todas las observaciones que se deriven de la aplicación de la misma deben enviarse ala Gerencia de Laboratorio, cuyo Departamento de Normalización coordinará la revisión.

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



DR. DANIEL RESÉNDIZ NÚÑEZ
SUBDIRECTOR TÉCNICO

1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN

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 2P000-96-1989

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

CFE L0000-15-1992

Código de Colores.

3 SEÑALIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PARA INSPECCIÓN AÉREA

3.1 Cruzamiento de Líneas de Transmisión

3.1.1 Estructuras

Pintar de color ámbar, 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 8 rojo de acuerdo a la especificación CFE L0000-15 (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 5 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 todos aquellos casos 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 SEÑALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS y CABLES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN LAS PROXIMIDADES DE AEROPUERTOS, RÍOS, 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.

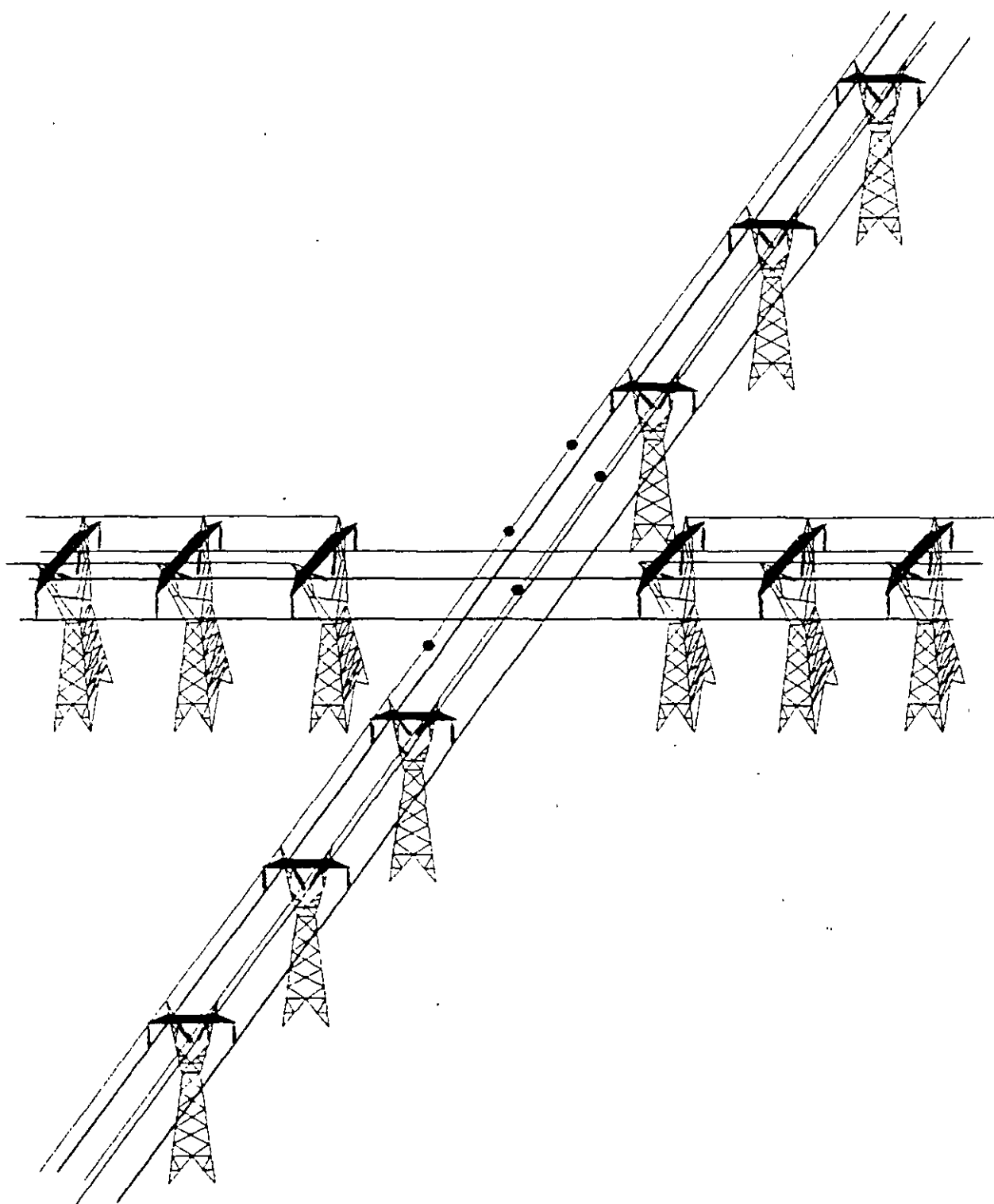


Figura 1- Señalización de estructura en líneas que cruzan.

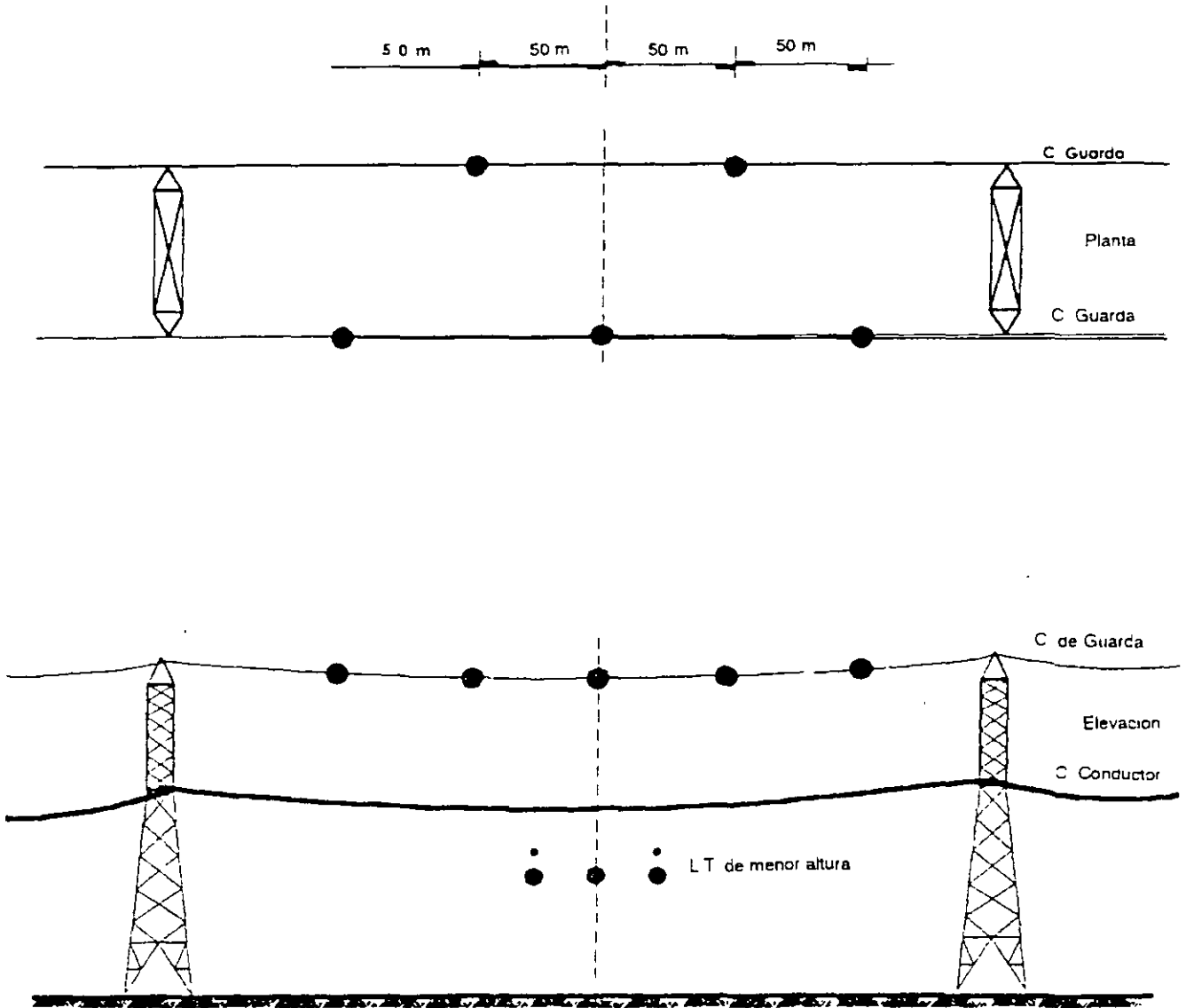


Figura 2- Colocación de boyas en cruzamiento de líneas de transmisión.

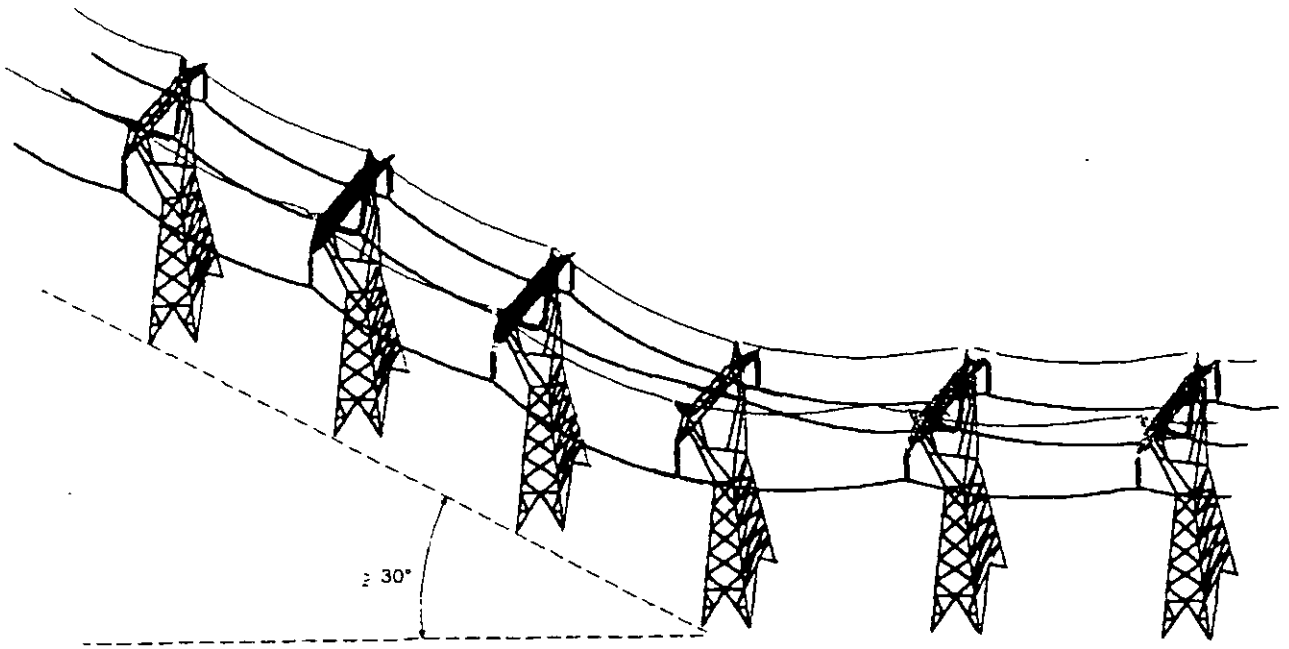
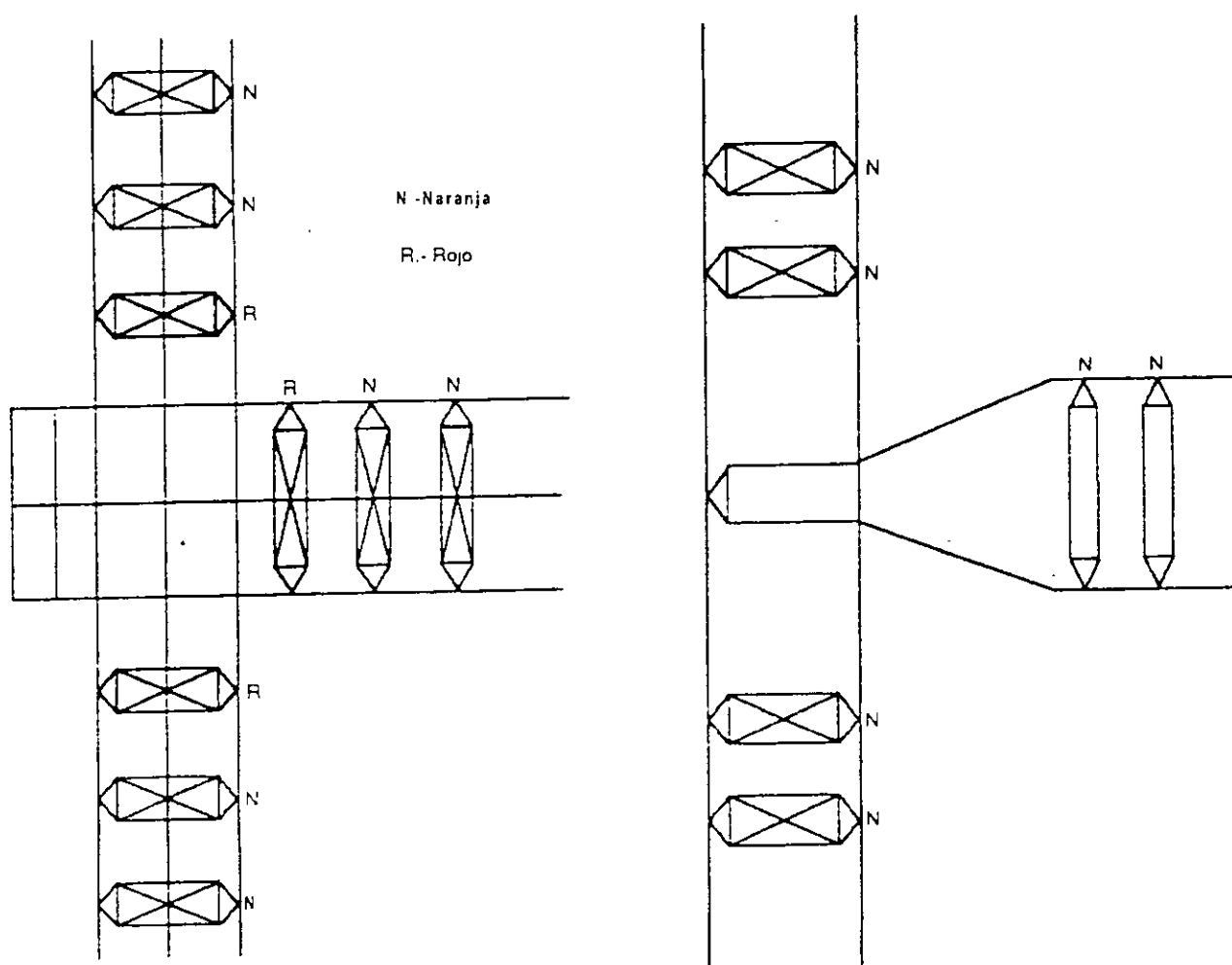


Figura 3- Señalización de estructuras en una deflexión de la línea.



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 el espaciamiento será como se indica en la figura 2.

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

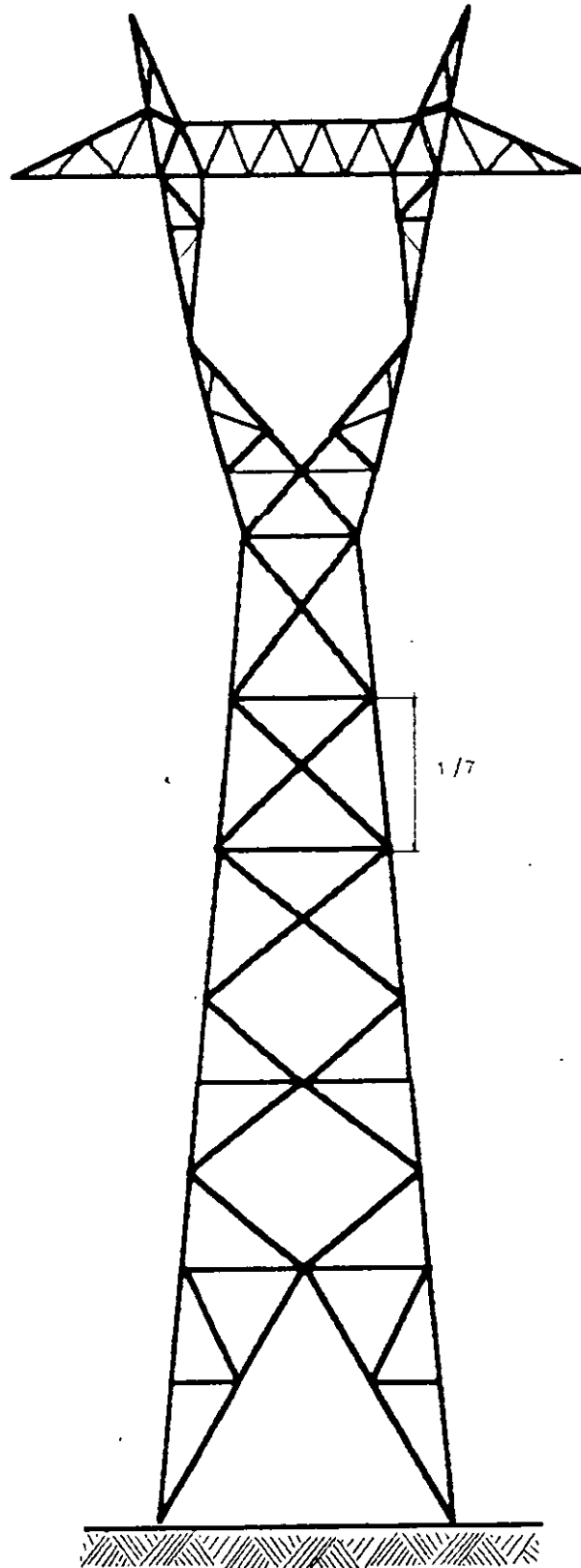


Figura 5- Señalamiento de estructuras en las proximidades de aeropuertos.