

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

PROGRAMA DE COMPUTADORA PARA LA ESTIMACION DE COSTOS Y
DE PARAMETROS ELECTRICOS Y MECANICOS DE LINEAS DE TRANS-
MISION DE 69KV A 230 KV.

PARTE I

Tesis previa a la obtención del
título de Ingeniero en la espe-
cialidad de Ingeniería Eléctrica.

JULIO C. BARRIGA O.

QUITO, A JUNIO DE 1976

CERTIFICACION

Certifico que la presente tesis ha sido realizada
en su totalidad por el Sr. JULIO C. BARRIGA O.



Ing. Alfredo Mena P.
DIRECTOR DE TESIS

A MIS PADRES

A G R A D E C I M I E N T O

A mis Padres, que hicieron posible mi educación.

A la Escuela Politécnica Nacional, por haberme dado una sólida formación profesional.

A los Ingenieros, señores:

Alfredo Mena P., por su dirección de tesis.
Arturo Gajardo, Humberto Sáez y Víctor Orejuela,
asesores.
Ramiro Rodas, Director del Instituto de Computación.

Al señor Juan A. Mena R., por los diagramas y dibujos.

A la señorita María de los Angeles Mena R., por su ayuda en mecanografiar los manuscritos.

Al señor Marco Melo, compañero de tesis.

A todas las personas que de una u otra forma colaboraron en la realización de este trabajo.

A Patricia, mi esposa, la mejor colaboradora de esta tesis, quien conociéndome estudiante supo darme estímulo con su confianza de verme un día profesional.

P R O L O G O

La presente tesis tiene como objetivo principal, presentar un método de análisis de alternativas para anteproyectos de líneas de transmisión a los niveles de tensión que se van a requerir en el país.

El estudio realizado significó calcular en forma detallada las características eléctricas y mecánicas de cada una de las alternativas propuestas, y de igual manera los costos de cada uno de los rubros que inciden en el costo total, que es precisamente el criterio de selección de las alternativas a estudiar.

El proceso de cálculo se efectuó utilizando un programa de computadora desarrollado para este propósito, con lo que se consigue aplicar exactamente los mismos criterios, y en el mismo orden, a todas las alternativas propuestas; además, si se considera la gran cantidad de operaciones a efectuar y lo engorroso de los cálculos, sería prácticamente imposible realizar un estudio de este tipo sin la ayuda del computador digital.

La gran extensión del trabajo desarrollado determinó el que se lo hiciera en dos partes, dando lugar a la presente tesis conjunta. La Primera Parte fue llevada a cabo por JULIO C. BARRIGA O., y la Segunda parte por MARCO V. MELO G. El planteamiento, desarrollo y puesta en marcha del programa de computadora, fue realizado por los autores antes mencionados.

Finalmente, los autores consideran este trabajo como uno preliminar al que habrá que modificar y mejorar conforme se adquiera experiencia en la construcción de líneas de extra alto voltaje y se pueda ajustar más exactamente las expresiones matemáticas y criterios a la realidad de nuestro medio.

A fin de que otras personas puedan continuar con este trabajo, se presentan detalladamente: el proceso seguido en el planteamiento del problema y el programa de computadora, con su respectivo manual de utilización. En éste consta la forma en que está construido el programa, y en los Apéndices los resultados de un ejemplo y el listado del programa.

I N D I C E

C A P I T U L O 1

DETERMINACION DEL DIAMETRO MINIMO POR LIMITACION TERMICA

	Página
1.1 RESUMEN	1
1.2 CRITERIOS DE CALCULO	3
1.3 LA ECUACION DE EQUILIBRIO TERMICO	3
1.3.1 Pérdidas de calor por convección	5
1.3.2 Pérdidas de calor por radiación	8
1.3.3 Calentamiento por radiación solar	9
1.3.4 Calentamiento por efecto Joule	9
1.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES EN LA APLICACION DE LA ECUACION DE EQUILIBRIO TERMICO	11

C A P I T U L O 2

DETERMINACION DEL DIAMETRO MINIMO POR EFECTO CORONA

2.1 RESUMEN	14
2.2 INTRODUCCION	15
2.3 FACTORES QUE INCIDEN EN EL EFECTO CORONA	16
2.4 PRINCIPALES ASPECTOS DEL EFECTO CORONA	
2.4.1 Pérdidas corona	18
2.4.2 Radio interferencia	20
2.5 HAZ DE CONDUCTORES	23
2.6 LIMITACION DEL GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR ..	25

C A P I T U L O . 3

DETERMINACION DEL AISLAMIENTO EN LA ESTRUCTURA

	Página
3.1 RESUMEN	28
3.2 BASES DE DISEÑO	29
3.3 DETERMINACION DEL NUMERO DE AISLADORES	
3.3.1 Aislamiento necesario por efecto de la contaminación atmosférica	
3.3.1.1 Clases de contaminación	31
3.3.1.2 Efecto de la densidad relativa del aire sobre la distancia de fuga unitaria mínima	31
3.3.1.3 Número de aisladores por contaminación	33
3.3.2 Número de aisladores requeridos por sobretensiones de origen atmosférico	
3.3.2.1 Aislamiento necesario frente a sobretensiones de origen atmosférico ...	34
3.3.2.2 Valor de la sobretensión	35
3.3.2.3 Corrección del valor de la sobretensión por humedad y densidad relativa del aire. Grado de seguridad	43
3.3.2.4 Número de aisladores por sobretensiones de origen atmosférico	44
3.3.3 Número de aisladores por sobretensiones de maniobra	
3.3.3.1 Aislamiento necesario frente a sobretensiones de maniobra	46
3.3.3.2 Valor de la sobretensión	47
3.3.3.3 Corrección del valor de la sobretensión de maniobra por densidad relativa del aire, humedad y lluvia	50
3.3.3.4 Efecto de proximidad a la estructura ..	54
3.3.3.5 Influencia de la aplicación de una sobretensión transitoria a varios elementos de aislamiento en paralelo ..	55

	Página
3.3.3.6 Número de aisladores por sobretensiones de maniobra	57
3.4 LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES	60
3.5 DISTANCIAS EN AIRE A LA ESTRUCTURA	
3.5.1 Distancia normal	61
3.5.2 Distancia mínima	62
3.5.2.1 Valor de la sobretensión a frecuencia industrial	63
3.5.2.2 Determinación de la distancia mínima	65

C A P I T U L O 4

CALCULO DE REACTANCIAS Y PERDIDAS

4.1 RESUMEN	66
4.2 CALCULO DE REACTANCIAS	
4.2.1 Simple circuito	68
4.2.1.1 Reactancia inductiva considerando transposición	69
4.2.1.2 Reactancia capacitiva	73
4.2.2 Doble circuito	
4.2.2.1 Reactancia inductiva	74
4.2.2.1.1 Sin transposición de fases	74
4.2.2.1.2 Con transposición de fases	78
4.2.2.2 Reactancia capacitiva	81
4.3 CALCULO DE PERDIDAS	
4.3.1 Pérdidas de potencia activa	81
4.3.2 Pérdidas de energía	83
4.3.3 Pérdidas de potencia reactiva	85
4.3.4 Pérdidas por efecto corona	86

C A P I T U L O 1

DETERMINACION DEL DIAMETRO MINIMO POR LIMITACION TERMICA

C A P I T U L O 1

1.1 RESUMEN

En este capítulo se desea determinar el conductor de diámetro mínimo, de un determinado material, que cumpla con la ecuación de equilibrio térmico.

Para determinar este diámetro, se puede seguir dos procedimientos:

El primero, y el más complicado, es plantear la ecuación de equilibrio en función del diámetro del conductor, expresando la resistencia, el tipo de conductor (número de hilos), etc., como una función del diámetro. Una vez planteada la ecuación de equilibrio térmico, debería resolverse ésta para el diámetro, utilizando, por ejemplo, el método iterativo de Newton Raphson. Se debe anotar para este primer procedimiento, que las relaciones que se necesitan establecer presentan cierto grado de dificultad para generalizarlas; por lo tanto, se requiere de experiencia en este campo para ajustar las expresiones obtenidas a la realidad.

El segundo procedimiento, y el más sencillo, consiste en comprobar si un determinado conductor cumple con la ecuación de equilibrio térmico. Esto se hace introduciendo datos específicos del conductor en cuestión, partiendo de un diámetro aproximado, calculado a priori, para cada material, e incrementando el diámetro de éste, hasta que se cumpla la ecuación de equilibrio térmico.

En las relaciones matemáticas que se plantean en este capítulo se considerarán como datos los siguientes valores:

- a) Velocidad del viento.
- b) Presión barométrica del aire.
- c) Temperatura del aire.
- d) Temperatura del conductor.
- e) Intensidad de la radiación solar.
- f) Emisividad del conductor.
- g) Diámetro del conductor.
- h) Resistencia del conductor a 60 Hz y a una temperatura conocida (25° C).
- i) Coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura.
- j) Potencia máxima a transmitirse.
- k) Número de circuitos.
- l) Número de conductores por fase.
- m) Voltaje nominal de transmisión entre fases.

1.2 CRITERIOS DE CALCULO

Si las intensidades de corriente exceden de ciertos valores, pueden producirse peligrosos calentamientos en los conductores, que sin llegar a fundirlos pueden alterar su conductibilidad y sus propiedades mecánicas, con los consiguientes perjuicios.

Por lo tanto, se debe procurar que estos calentamientos no lleguen a los límites en los cuales se alteran las propiedades eléctricas y mecánicas de los conductores.

Para el caso del aluminio y sus aleaciones se considerará que el límite máximo que puede alcanzar la temperatura del conductor es de 80°C (Ref. 1). Este valor se adopta también para el caso de conductores de otros materiales.

1.3 LA ECUACION DE EQUILIBRIO

El calentamiento que se produce en un conductor se debe al efecto Joule y a la radiación solar, siendo los medios de disipación del calor, la radiación y la convección forzada.

En base a estos factores se establece la siguiente ecuación de equilibrio térmico para el conductor:

$$Q_c + Q_r = Q_s + Q_j \dots\dots\dots (1.1)$$

Donde:

- Q_c : Pérdidas de calor por convección forzada expresada en vatios/centímetro de longitud del conductor.
- Q_r : Pérdidas de calor por radiación, expresada en vatios/centímetro de longitud del conductor.
- Q_s : Calentamiento por efecto de la radiación solar, expresado en vatios/centímetro de longitud del conductor.
- Q_j : Calentamiento por efecto Joule, expresado en vatios/centímetro de longitud del conductor.

En esta ecuación de equilibrio, los términos que intervienen son función de:

- a) La corriente que circula por el conductor.
- b) La resistencia eléctrica del conductor.
- c) La temperatura máxima admisible del conductor.
- d) La emisividad del conductor.
- e) Diámetro del conductor.
- f) La velocidad del viento.
- g) La temperatura del aire.
- h) La intensidad de la radiación solar.
- i) Coeficiente de absorción solar.

Según publicaciones técnicas, el propósito original de esta ecuación fue el de calcular la corriente máxima admisible en base de los demás factores que se consideraban conocidos para un conductor específico.

En el presente estudio, por el contrario, se considerará que la máxima corriente admisible es conocida y que lo que se requiere conocer es el mínimo diámetro del conductor, que satisfaga la ecuación de equilibrio térmico, para cada tipo de material que se analice, asumiendo para esto que los demás factores antes mencionados son conocidos.

En 1949 la "British Electrical and Allied Industries Research Association" publicó fórmulas empíricas para calcular las pérdidas y ganancias de calor por radiación y las pérdidas por convección, para cables y conductores macizos, fórmulas que se presentan a continuación. (Ref. 2).

1.3.1 Pérdidas de calor por convección

a) Convección Natural.

La fórmula que se utiliza es la siguiente:

$$Q_c = 12.0 \times 10^{-4} \times \theta (d^3 \times \theta)^{0.235} \dots\dots\dots (1.2)$$

Donde:

Q_c : Pérdidas por convección natural, expresada en vatios/centímetro de longitud.

θ : Elevación de temperatura del conductor, expresada en grados centígrados.

d : Diámetro del conductor, expresado en centímetros.

b) Convección Forzada

En este caso se toma en cuenta el efecto que produce el viento. La fórmula que se utiliza es la siguiente:

$$Q_c = 13,8 \times 10^{-4} \times \theta (V_{ef} \times d)^{0,448} \dots\dots\dots (1.3)$$

Donde:

Q_c : Pérdidas por convección forzada expresadas en vatios/centímetro de longitud del conductor.

θ : Elevación de temperatura del conductor, expresada en grados centígrados.

d : Diámetro del conductor expresado en centímetros.

V_{ef} : Velocidad efectiva del viento, expresada en centímetros/segundo.

La velocidad efectiva del viento se calcula mediante la siguiente relación:

$$V_{ef} = V \times \delta \dots\dots\dots (1.4)$$

Donde:

V_{ef} : Velocidad efectiva del viento, expresada en centímetros/segundo.

V : Velocidad mínima del viento expresada en centímetros/segundo.

δ : Densidad relativa del aire.

La densidad relativa del aire puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$\delta = 0.383 \frac{P_b}{273 + T_1} \dots\dots\dots (1.5)$$

Donde:

δ : Densidad relativa del aire.

P_b : Presión barométrica del aire, expresada en milímetros de mercurio.

T_1 : Temperatura del aire expresada en grados centígrados.

El reporte inicial de esta compañía, establecía fórmulas distintas para cables y conductores macizos. Experimentos más recientes indican que tanto cables como conductores macizos tienen las mismas pérdidas, recomendándose el uso de las fórmulas anteriores en ambos casos.

1.3.2 Pérdidas de calor por radiación

Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Q_r = \pi \times E_m \times S \times d (T_2^4 - T_1^4) \dots\dots\dots (4.6)$$

Donde:

Q_r : Pérdida de calor por radiación expresada en vatios/centímetro de longitud del conductor.

E_m : Emisividad del conductor.

S : Constante de Stefan-Boltzman, que es igual a 5.7×10^{-12} vatios/centímetro cuadrado.

d : Diámetro del conductor, expresado en centímetros.

T_2 : Temperatura del conductor, expresada en grados Kelvin.

T_1 : Temperatura del aire, expresada en grados Kelvin.

1.3.3 Calentamiento por radiación solar

Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Q_s = \alpha \times S^i \times d \dots\dots\dots (1.7)$$

Donde:

Q_s : Calentamiento por radiación solar expresado en vatios/centímetro de longitud del conductor.

α : Coeficiente de absorción solar.

S^i : Intensidad de la radiación solar, expresada en vatios/centímetro cuadrado.

d : Diámetro del conductor expresado en centímetros.

1.3.4 Calentamiento por efecto Joule

Se determina mediante la siguiente fórmula:

$$Q_j = I^2 \times R \dots\dots\dots (1.8)$$

Donde:

Q_j : Calentamiento por efecto Joule, expresado en vatios/centímetro de longitud del conductor.

I : Máxima intensidad de corriente admisible en el conductor, expresada en amperios.

R : Resistencia del conductor a su temperatura máxima admisible expresada en Ohmios/centímetro de longitud del conductor.

La máxima corriente admisible del conductor se calcula con la siguiente expresión:

$$I = \frac{P_{m\acute{a}x}}{\sqrt{3} \times N_{cf} \times KV} \dots\dots\dots (1.9)$$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima a transmitirse, expresada en Megavoltamperios.

N_{cf} : Número de conductores por fase.

KV : Voltaje nominal de transmisión entre fases, expresado en kilovoltios.

La resistencia del conductor a su temperatura máxima admisible se calcula con la siguiente expresión:

$$R = R_0 [1 + \beta (T_2 - T_1)] \dots\dots\dots (1.10)$$

Donde:

R_o : Resistencia del conductor a 60 Hz y a una temperatura conocida (por ejemplo a 25°C si se utiliza las tablas de características de los conductores del Transmission and Distribution), expresada en Ohmios/centímetro de longitud del conductor.

β : Coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura, expresado en 1/grado.

T_2 : Temperatura máxima admisible del conductor, expresada en grados Kelvin.

T_1 : Temperatura del conductor para una resistencia conocida, expresada en grados Kelvin.

1.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES EN LA APLICACION DE LA ECUACION DE EQUILIBRIO TERMICO

Esta ecuación puede ser universalmente aplicada. Para corriente alterna el valor de la resistencia debe ser el correspondiente a corriente alterna. Sin embargo para cables que no tienen acero se puede utilizar el valor de la resistencia a corriente continua, pero para conductores ACSR, por ejemplo, el valor de la resistencia en corriente alterna puede ser significativamente mayor que el correspondiente en corriente continua.

Los valores de temperatura que se utilizan, son los correspondientes a la zona por la que atraviesa la línea y se encuentran determinados por estudios realizados por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

En lo que se refiere a valores de intensidad de la radiación solar se ha considerado necesario incluir tablas de valores calculados a partir de datos proporcionados por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, con el objeto de tener una idea del valor que se debe utilizar para las distintas zonas del país, y debido a que el calentamiento por radiación solar no ha sido tomado en cuenta en el cálculo de los conductores de líneas de transmisión, razón por la cual no existe información al respecto. (Ver APENDICE-1).

Cuando un conductor ha sido recientemente colocado, está usualmente en perfectas condiciones de brillantez, pero con el transcurso del tiempo se oxida, dependiendo la velocidad de oxidación, de la atmósfera en la que se encuentra. Para el cálculo se considera un factor de emisividad igual a 0.5, que corresponde a conductores en mediano estado de envejecimiento. El coeficiente de absorción solar por razones similares, se toma igual al factor de emisividad o sea igual a 0.5.

Se ha argumentado, que debido a que el conductor alcanza su máxima temperatura de diseño, solamente en pocas ocasiones, ya que se requiere de la coincidencia de todos los factores más severos, y que mantiene esa temperatura únicamente un corto tiempo, se podría usar temperaturas de diseño de 100°C o más.

Teóricamente esto es correcto, pero no se recomienda la operación a temperaturas mayores que 80°C (Ref. 2).

CAPITULO 2

DETERMINACION DEL DIAMETRO MINIMO POR EFECTO CORONA

C A P I T U L O 2

2.1 RESUMEN

En este capítulo se pretende recalcar la influencia que tiene el efecto corona en el comportamiento de una línea de transmisión, los factores que inciden en este fenómeno y la forma de reducirlo.

Lo que se hace es limitar el gradiente superficial del conductor a un valor inferior al gradiente superficial crítico.

En el caso de utilizar un haz de conductores, únicamente se ha previsto el uso de dos conductores por fase.

En las relaciones matemáticas que se plantean se considerarán conocidos los siguientes valores:

- a) Voltaje nominal entre fases.
- b) Diámetro del conductor.
- c) Distancia media geométrica
- d) Factor de superficie del conductor
- e) Densidad relativa del aire

El procedimiento que se sigue para determinar el diámetro mínimo por efecto corona consiste en hacer un chequeo para el conductor en cuestión, a fin de que se cumpla que su gradiente superficial, sea igual o menor al valor límite antes establecido.

2.2 INTRODUCCION

En el diseño de líneas de transmisión de extra alto voltaje, las pérdidas corona y los niveles de radio interferencia que se producen, han llegado a ser cada vez más importantes.

En los últimos años la radiointerferencia se ha convertido en el aspecto que más atención requiere, dentro del efecto corona, y en zonas donde debe ser considerada, puede establecer el límite del diámetro de los conductores, para obtener un funcionamiento aceptable de la línea.

Bajo condiciones anormales de operación en que se presentan sobrevoltajes, el efecto corona puede afectar al comportamiento del sistema. Puede reducir el sobrevoltaje de líneas largas en circuito abierto. Atenuar los sobrevoltajes de origen atmosférico y los de maniobra.

Incrementando el acoplamiento electrostático, entre el cable de guardia y los conductores de fase, el efecto corona; en ocasiones en que se producen descargas atmosféricas, sobre torres o cables de guardia, reduce la tensión a la que está sometida la cadena de aisladores; de esta manera se reduce la probabilidad de contorneo y mejora el funcionamiento del sistema.

Sin embargo, en líneas puestas a tierra a través de un neutralizador de falla a tierra, la corriente en fase producida por las pérdidas corona, puede evitar la extinción del arco durante una falla a tierra de la línea. (Ref. 3).

2.3 FACTORES QUE INCIDEN EN EL EFECTO CORONA

Para un voltaje determinado, el efecto corona depende del diámetro del conductor, de la configuración de la línea, del tipo de conductor, del estado de la superficie del conductor y de las condiciones meteorológicas de la zona por la que atraviesa la línea.

De todos los factores meteorológicos el que más importancia tiene dentro del efecto corona es la lluvia.

La influencia de la presión atmosférica y la temperatura, se considera modificando el valor del voltaje crítico disruptivo del conductor, para lo cual se le corrige por medio de la densidad relativa del aire elevada a un determinado exponente. El valor de este exponente depende del criterio de diseño. Así, en experimentos realizados por una estación en Colorado USA, situada a 3000 mts s.n.m., se determinó que éste debía ser igual a 0.5. Para el estudio de la línea Chapiquiña-Arica (Chile) que atraviesa una zona de 2000 a 3200 mts s.n.m., se consideró este exponente igual a 1.0, debido al desconocimiento que se tenía de las condiciones meteorológicas de la zona. (Ref. 4).

En el presente trabajo se adoptará este exponente igual a $2/3$, que es el valor recomendado por Peterson.

Mientras más se aproxima la superficie de un conductor a un cilindro liso, más alto es el voltaje disruptivo, asumiendo radio constante. Para diámetros iguales, un conductor cableado es usualmente satisfactorio para el 80-85% del voltaje, para el cual es satisfactorio el conductor liso (Ref. 3). Cualquier distorsión en la superficie del conductor, tal como una hebra sobresaliente, rayaduras, etc., acentúan el efecto corona, por lo tanto se deberá tener cuidado en el manejo de conductores

y hacer una verificación de que la superficie de éstos cumplan con los requerimientos establecidos para un buen funcionamiento.

Strigel concluyó que el material del que está hecho el conductor no afecta a su comportamiento frente al efecto corona.

(Ref. 3).

2.4 PRINCIPALES ASPECTOS DEL EFECTO CORONA

2.4.1 Pérdidas coronas

La presencia de la lluvia produce un notable incremento de las pérdidas por efecto corona. Se ha observado que se producen las mismas pérdidas en buen tiempo a voltaje nominal y en mal tiempo al 65% del voltaje nominal.

Se puede ver que no sería económico diseñar una línea de transmisión sin pérdidas por efecto corona.

También se ve la imposibilidad de establecer una relación entre pérdidas por corona con buen tiempo y con mal tiempo, ya que las pérdidas con buen tiempo podrían ser despreciables.

Se han realizado múltiples trabajos para determinar las

pérdidas por efecto corona en conductores, operando a distintos voltajes, trabajos que dieron lugar al desarrollo de diferentes fórmulas de las cuales las principales son las planteadas por: Peek, Carroll-Rockwell y Peterson, para el cálculo de las pérdidas durante buen tiempo.

La fórmula que generalmente se utiliza es la de Peterson, debido a que es adecuada para el cálculo en la importante región de las bajas pérdidas (inferiores a los 5 Kw trifásicos por milla). (Ref. 5).

La fórmula de Peterson ha demostrado ser un indicador real del comportamiento de un conductor frente al efecto corona, para voltajes de hasta 400 KV fase-fase.

Las pérdidas corona se caracterizan por un incremento gradual, al incrementar el voltaje, hasta un punto denominado rodilla de la curva, pérdidas por efecto corona-tensión nominal; por encima del voltaje correspondiente a este punto, el crecimiento de las pérdidas es muy rápido.

El voltaje correspondiente a la rodilla de la curva en

buen tiempo, está generalmente cercano al voltaje crítico disruptivo del conductor.

Una línea de transmisión debería operar a un voltaje muy inferior al voltaje al que se produce un incremento rápido de las pérdidas con buen tiempo; la operación justamente en este voltaje o por encima de él, podría dar como resultado, pérdidas por efecto corona antieconómicas.

Por lo tanto, se deberá hacer un análisis muy cuidadoso del costo anual de la energía y la posible demanda máxima, comparado con la reducción del costo capitalizado de la línea, cuando se considera la operación a un voltaje cercano al que corresponde a la rodilla de la curva de pérdidas por efecto corona con buen tiempo.

2.4.2 Radiointerferencia

La radiointerferencia en función del voltaje, se caracteriza por un gradual incremento, hasta un valor de voltaje ligeramente inferior al voltaje mínimo al que se detectan las pérdidas corona susceptibles de

medición. Para voltajes superiores a este valor, el crecimiento de la radiointerferencia es muy rápido.

Una evaluación de la radiointerferencia, en el diseño de una línea de transmisión, debe considerar, además de su magnitud, los efectos que produce en los distintos servicios de comunicación.

El campo de la radiointerferencia varía en forma inversa a la radiofrecuencia medida, por esta razón los servicios que utilizan bandas de frecuencia altas, como son la televisión, la radiodifusión en frecuencia modulada, relés de microondas, son menos susceptibles a la radiointerferencia.

En cambio, los servicios comunmente afectados son la radiodifusión y recepción en amplitud modulada. (Ref. 3).

Por lo tanto, para el diseño de una línea de transmisión, desde el punto de vista de radiointerferencia, deberá disponerse de información en lo que se refiere a densidad de población en la zona por la que atraviesa la línea, densidad e importancia de los servicios de comunicación que pueden ser afectados, intensidad de la señal

disponible a lo largo de la línea, señal satisfactoria para ciertos niveles de ruido, influencia de los factores meteorológicos sobre la radiointerferencia.

La atenuación lateral de la radiointerferencia de una línea de transmisión, depende de las dimensiones de la línea y es independiente del voltaje. A distancias entre 40 y 150 pies del conductor exterior, la atenuación a 1000 Kc varía de 0.1 a 0.3 db/pie. (Ref. 3).

Tomando en cuenta esta rápida atenuación lateral, se puede considerar la posibilidad de ampliar la faja de los derechos de paso, como medida útil para la protección de los servicios de comunicación.

Para determinar el diámetro mínimo de un conductor o del conductor equivalente, el procedimiento normal sería hacer una comparación entre una línea ya construida, cuyo comportamiento haya sido satisfactorio, y la línea que se está diseñando. (Ref. 6).

Para esto se debe disponer de información sobre el comportamiento de por lo menos una línea, a lo largo de la cual se hayan realizado mediciones de los niveles

de ruido y de la radiointerferencia; sin embargo, existe una alternativa, que consiste en adoptar estos valores de una línea construida en otro país y que tenga características similares a las de la línea en proyecto, en lo que se refiere a características propias de la línea, a características de la zona por la que atraviesa, a densidad de población, e importancia de los sistemas de comunicación afectados.

En el presente trabajo no se establecerá el límite mínimo del diámetro del conductor, frente a la radiointerferencia, dejando abierta la posibilidad de hacerlo posteriormente e incluirlo en esta parte.

2.5 HAZ DE CONDUCTORES

Un haz de conductores está formado por dos o más subconductores y se usa como conductor de fase.

"Ingenieros de la Siemens-Schuckertwerke, llegaron a la conclusión, que el uso del haz de conductores a voltajes inferiores a los 220 KV no es económico, pero que para voltajes iguales o superiores a los 400 KV, son la mejor solución.

Rusks y Rathsman exponen que el incremento en la capacidad de transmisión justifica el uso de un haz de dos conductores en líneas de 220 KV". (Ref. 3).

Este estudio deberá establecer la solución más económica, para un caso determinado, en lo que se refiere al uso de un conductor por fase o dos conductores por fase.

El uso de un haz de conductores presenta ciertas ventajas, las principales son las siguientes:

- a) Un mayor voltaje disruptivo.
- b) Reduce la impedancia característica, y consecuentemente se tiene una mayor capacidad de transmisión.
- c) Se produce un incremento más lento de las pérdidas corona y de la radiointerferencia, al incrementar el voltaje.

Estas ventajas deben compararse con las desventajas que representan, el aumento del costo de la línea y la gran cantidad de potencia, que debería transmitirse por la línea para llegar al punto económico de operación, fijado por las características de un diseño con haz de conductores.

En teoría, existe una separación óptima para los subconductores que forman el haz y está entre ocho y diez veces el diámetro del subconductor, esto produce el mínimo gradiente en la superficie del subconductor y por lo tanto el más alto voltaje disruptivo. (Ref. 5).

Para un haz de dos conductores la separación no es tan crítica y se recomienda utilizar una separación mayor que la óptima, lo que produce básicamente una reducción de la reactancia de la línea, frente a la desventaja de encarecer ligeramente su costo y de reducir su comportamiento frente al efecto corona.

En consecuencia, se adoptará la separación entre subconductores igual a 10 veces el diámetro del subconductor.

2.6 LIMITACION DEL GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR

El gradiente superficial crítico a 760 mm Hg y 25°C es igual a 21.1 KV/cm r.m.s.

Para determinar el diámetro mínimo que debe tener un conductor, para que su comportamiento frente al efecto corona sea aceptable, se puede limitar el gradiente superficial del

001712

del conductor a un valor ligeramente inferior al valor del gradiente superficial crítico, por ejemplo 19.5 KV/cm r.m.s.

Las fórmulas que relacionan el gradiente superficial de un conductor con su diámetro son las siguientes:

a) Para el caso de un conductor por fase

$$g = \frac{1.1 \times KV}{\sqrt{3} \times m \times \delta^{2/3} \times \frac{d}{2} \times \ln \left(\frac{1000 \text{ DMG}}{\frac{d}{2}} \right)} = 1.95 \dots \dots \dots (2.1)$$

Reduciendo esta expresión se obtiene:

$$g = \frac{2.2 \text{ KV}}{\sqrt{3} \times m \times \delta^{2/3} \times d \times \ln \left(\frac{2000 \text{ DMG}}{d} \right)} = 1.95 \dots \dots \dots (2.2)$$

Donde:

g : Gradiente de potencial superficial del conductor, expresado en kilovoltios por milímetro, valor r.m.s.

KV : Voltaje nominal entre fases expresado en kilovoltios.

m : Factor de superficie del conductor (0.84 para conductor cableado, 0.92 para conductores de segmentos).

δ : Densidad relativa del aire.

d : Diámetro del conductor expresado en milímetros.

DMG : Distancia media geométrica expresada en metros.

El factor 1.1 que aparece en la ecuación (2.1) corresponde a considerar un voltaje máximo de servicio igual al 10% superior al nominal.

b) Para el caso de dos conductores por fase

$$g = \frac{1.1 \times KV \left(1 + \frac{d}{2.5}\right)}{\sqrt{3} \times m \times \delta^{4/3} \times d \times \rho_n \left(\frac{1000 \text{ DMG}}{\sqrt{\frac{d}{2}} \times 5}\right)} = 1.95 \dots\dots\dots (2.3)$$

Donde:

Los símbolos de la ecuación (2.3) tienen el mismo significado que los de la ecuación (2.1), debiendo anotarse que "d" en este caso es el diámetro del subconductor.

$$S = 10 \times d \dots\dots\dots (2.4)$$

Donde:

S : Separación entre subconductores expresada en milímetros.

d : Diámetro del subconductor expresado en milímetros.

Finalmente, reduciendo la ecuación (2.3), queda de la siguiente forma:

$$g = \frac{1.155 \text{ KV}}{\sqrt{3} \times m \times \delta^{4/3} \times d \times \rho_n \left(\frac{1000 \times \text{DMG}}{\sqrt{5} \times d}\right)} \dots\dots\dots (2.5)$$

CAPITULO 3

DETERMINACION DEL AISLAMIENTO EN LA ESTRUCTURA

C A P I T U L O 3

3.1 RESUMEN

En el presente capítulo se pretende determinar el aislamiento que requieren las torres de las líneas de transmisión, esto es las distancias en aire a la estructura a la que deben encontrarse los conductores, para un determinado voltaje nominal de transmisión.

También se requiere determinar el número de aisladores de la cadena, que se la considera vertical, ya que es la posición usual de las cadenas en las torres de suspensión; y la longitud total de la cadena de aisladores.

Para la determinación del aislamiento en la estructura se han considerado los siguientes aspectos:

- a) Contaminación.
- b) Sobretensiones de origen atmosférico.
- c) Sobretensiones de maniobra.
- d) Sobretensiones a frecuencia industrial.
- e) Factores meteorológicos y su incidencia en el aislamiento.

En las relaciones matemáticas que se plantean, se consideran datos, los siguientes:

- a) Densidad relativa del aire.
- b) Presión de vapor
- c) Voltaje nominal entre fases, de la línea.
- d) Resistencia de puesta a tierra de la estructura.
- e) Número de conductores por fase.
- f) Constante que representa el grado de seguridad con que se calcula las sobretensiones de origen atmosférico.
- g) Factor de sobretensión de maniobra.
- h) Factor de sobretensión a frecuencia industrial.
- i) Factor de corrección debido al efecto de la lluvia.
- j) Valor del exponente empírico al que está elevada la densidad relativa del aire.
- k) Probabilidad de resistir una sobretensión transitoria de varios elementos en paralelo.
- l) Número de desviaciones normales para los casos de sobretensiones de origen atmosférico, de maniobra y a frecuencia industrial.

3.2 BASES DEL DISEÑO

La distancia entre cada conductor y la estructura de soporte, debe ser tal que no haya peligro de cortocircuito a tierra,

teniendo presente las oscilaciones de la cadena que se producen por acción del viento.

La desviación de la cadena de aisladores, de la vertical, no será en ningún caso inferior a 30° . En condiciones normales la oscilación estará dada por vientos de una intensidad igual al 25% de la intensidad máxima correspondiente a la zona. (Ref. 7).

La distancia a la estructura, en este caso D_{nor} , deberá ser la adecuada para soportar las sobretensiones de maniobra y las de origen atmosférico.

En algunas ocasiones la intensidad del viento será máxima, produciendo una oscilación de la cadena de aisladores en torno a la vertical, oscilación que tendrá como límite 60° .

Debido a que la probabilidad de que se produzcan simultáneamente sobretensiones de origen atmosférico o de maniobra y vientos de intensidad máxima es baja, la distancia a la estructura, en este caso D_{min} , será la adecuada para soportar únicamente las sobretensiones a frecuencia industrial.

La Fig. 3.1 (APENDICE-2, Pág. 1) da una explicación gráfica de los criterios expresados anteriormente. En esta figura L_c es la longitud de la cadena de aisladores, incluyendo los accesorios de suspensión del conductor, α_n es el ángulo que se

produce en condiciones normales y α_m es el ángulo que se produce con intensidad máxima de viento.

3.3 DETERMINACION DEL NUMERO DE AISLADORES

3.3.1 Aislamiento necesario por efecto de la contaminación atmosférica

3.3.1.1 Clases de Contaminación

El mínimo número de aisladores se determina en base a la clase de contaminación que se establezca para una zona determinada. En el país la contaminación es pequeña y por esta razón se tomará una contaminación Clase B, que corresponde a una distancia de fuga de 1.04 plg/KV (Ref. 8) como se indica en la Tabla 3.1 (APENDICE-3, Pág. 1).

El tipo de aislador que generalmente se utiliza para cadenas es el standard (5.75 x 10 plg). Este aislador tiene una distancia de fuga mínima de 11.5 plg. (Ref. 9).

3.3.1.2 Efecto de la Densidad Relativa del Aire sobre la Distancia de Fuga Unitaria Mínima

Las distancias de fuga unitarias que se han recomendado

para un buen funcionamiento del aislamiento frente a la contaminación, han sido determinadas para un valor de densidad relativa del aire igual a uno.

Podría pensarse que siendo la contaminación un efecto superficial sobre el aislador, las variaciones de la densidad relativa del aire no intervendría en el proceso. Sin embargo debido al desconocimiento que existe sobre el asunto es conveniente considerar que una disminución de la densidad relativa del aire implica una mayor distancia de fuga para un mismo grado de contaminación.

Esto puede expresarse de la siguiente forma:

$$D_f = \frac{D_{f0}}{\delta} \dots\dots\dots (3.1)$$

Donde:

D_f : Distancia de fuga unitaria mínima para un determinado valor de densidad relativa del aire expresado en plg/KV.

D_{f0} : Distancia de fuga unitaria mínima para un valor de densidad relativa del aire igual a uno expresado en plg/KV.

δ : Densidad relativa del aire.

3.3.1.3 Número de Aisladores por Contaminación

De lo expuesto anteriormente se puede deducir que el número de aisladores para un mínimo de aislamiento está dado por la siguiente ecuación:

$$N_{ac} = \frac{D_{fo} \times kV}{\sqrt{3} \times d_f \times \delta} \dots\dots\dots (3.2)$$

Donde:

N_{ac} : Número de aisladores requeridos por contaminación atmosférica.

D_{fo} : Distancia de fuga correspondiente a una clase de contaminación, expresada en plg/KV.

kV : Tensión de operación de la línea entre fases, expresada en kilovoltios.

d_f : Distancia de fuga del aislador expresada en plg.

δ : Densidad relativa del aire.

Reemplazando en la ecuación (3.2) los valores establecidos anteriormente se tiene finalmente:

$$N_{ac} = \frac{1.04 \times kV}{11.5 \times \sqrt{3} \times \delta} \dots\dots\dots (3.3)$$

3.3.2 Número de aisladores por sobretensiones de origen atmosférico

3.3.2.1 Aislamiento necesario frente a sobretensiones de origen atmosférico

El criterio básico que se adopta para el diseño del aislamiento frente a descargas atmosféricas consiste en aceptar un determinado número de perturbaciones en la línea, ocasionadas por estas descargas.

Es necesario considerar la experiencia que se tenga sobre el comportamiento de líneas en operación, similares a la línea en diseño, frente a las descargas de origen atmosférico, en zonas aledañas, y seleccionar para cada caso en particular las medidas preventivas y de protección que sean susceptibles de aplicación y que son:

- a) Instalación de cables de guardia.
- b) Eficiente puesta a tierra de las estructuras.
- c) Aumento del aislamiento de las estructuras.
- d) Altura adecuada de las estructuras.
- e) Empleo de reconectores automáticos.

Dependiendo del nivel isocerámico de la zona por la que atraviesa la línea y de la importancia que ésta tenga, puede o no llevar cable o cables de guardia.

Para líneas que atraviesan por zonas de muy bajo nivel isocerámico o que sean de relativa menor importancia no se considera el empleo de cable de guardia. Esto significa que cada descarga que se produzca sobre la línea dará lugar a una falla.

Para líneas que atraviesan por zonas de alto nivel isocerámico o que se consideran importantes, deberá emplearse cable o cables de guardia.

En el país se ha asignado niveles isocerámicos de 30 y 50 para las zonas 1 y 2 respectivamente (Ref. 10) por esta razón se analizará únicamente el caso de líneas de transmisión con cable o cables de guardia.

3.3.2.2 Valor de la Sobretensión

El voltaje que debe ser resistido por el aislamiento de una línea de transmisión, frente a una descarga atmosférica está dado por la siguiente expresión. (Ref. 11).

$$KV_r = K_i \times R \times I_m \dots\dots\dots (3.4)$$

Donde:

KV_r : Valor de voltaje que debe ser resistido por el aislamiento, expresado en kilovoltios.

K_i : Constante, cuyo valor varía entre 0.6 y 1.0, de acuerdo al grado de seguridad con que se haga el cálculo.

R : Resistencia de puesta a tierra de la estructura, expresada en ohmios.

I_m : Intensidad de corriente de la descarga, expresada en kiloamperios.

De la ecuación (3.4) se puede ver que el valor de voltaje que debe resistir el aislamiento de la línea, depende directamente de la resistencia de puesta a tierra de la estructura y de la intensidad de la descarga.

El valor de la resistencia de puesta a tierra de las estructuras es variable a lo largo de toda la línea y depende del tipo de terreno por el que atraviesa, sin embargo se pueden establecer valores máximos aceptables de resistividad para un determinado tipo de terreno. Se ha establecido para la zona 1 valores de resistividad de 10 a 400 ohm-metro, con lo cual fácilmente se pueden obtener valores de resistencia de puesta a tierra de la torre de 5 ohms. Para la zona 2 los valores de resistividad varían en un rango de 1.000 a 10.000 ohms-metro con lo que se puede obtener un valor promedio de resistencia de puesta

a tierra del orden de 10 ohms. (Ref 10).

Para un comportamiento deseado de la línea frente a descargas atmosféricas, el valor de KVr depende directamente del valor de la resistencia de puesta a tierra de las estructuras; se debe tomar en cuenta que en determinados casos el costo de mejorar la puesta a tierra es decir reducir el valor de resistencia de puesta a tierra, hasta un valor fijado, puede ser mayor que el costo de aumentar el aislamiento en la estructura. Por lo tanto existirá un valor máximo de resistencia de puesta a tierra al cual se pueda llegar y que reduzca el costo de la línea, al establecer un equilibrio entre el tipo de terreno y las dimensiones de la estructura.

La intensidad de la descarga tiene un carácter probabilístico. La probabilidad de que se produzca una descarga que exceda al nivel de aislamiento a impulso de la línea, depende del número de perturbaciones anuales que se establezca para 100 Km de línea, debidas a descargas sobre los cables de guardia y estructuras y del número de descargas atmosféricas que caen sobre una longitud de 100 Km de línea por año.

Lo anterior se puede expresar mediante la siguiente relación empírica. (Ref 11).

$$P_2 = \frac{2.9 \times F_2}{N_L} \dots\dots\dots (3.5)$$

Donde:

P_2 : Probabilidad de descargas que exceden al nivel de impulso del aislamiento, expresada en p.u.

F_2 : Número de perturbaciones anuales por 100 Km de línea debidas a descargas sobre las estructuras y cables de guardia.

N_L : Número anual de descargas atmosféricas que caen sobre una longitud de 100 Km.

$$F_2 = F - F_1 \dots\dots\dots (3.6)$$

Donde:

F : Número de perturbaciones anuales por 100 Km de línea.

F_1 : Número de perturbaciones anuales por 100 Km de línea debidas a descargas directas sobre los conductores de fase (es una función de la altura de la torre y del ángulo de apantallamiento de la línea); y se le calcula con la siguiente

expresión.

$$F_L = P_L \times N_L \dots\dots\dots (3.7)$$

Donde:

P_L : probabilidad de que ocurran descargas directas sobre los conductores.

El valor de P_L se establece a partir de curvas experimentales que presentan este valor como una función de la altura de la torre y del ángulo de apantallamiento. (Ver APENDICE-2, Pág. 2).

Se han establecido ángulos de apantallamiento de 30° y 20° para las zonas 1 y 2 respectivamente, con el fin de establecer un valor aproximado al real para P_L , se adoptaron valores medios para las alturas de las torres dependiendo éstos, del nivel del voltaje nominal de transmisión. También se establecieron los valores medios de las flechas de los cables de guardia, para valores de vanos medios, en los distintos niveles de tensión considerados. (Ver APENDICE-3, Pág. 2).

Fue preciso adoptar los valores antes mencionados, ya que para calcularlos sería preciso conocer las distancias

eléctricas en la estructura, flechas de conductores y cables de guardia, etc., que es precisamente lo que se pretende calcular una vez determinado el aislamiento en la estructura.

El número de descargas que caen anualmente sobre una longitud de 100 Km de línea se calcula con la siguiente expresión.

$$N_L = \frac{T(4h + b)}{100} \dots\dots\dots (3.8)$$

Donde:

- T : Nivel isocerámico.
- b : Distancia horizontal entre los conductores o cables de guardia, ubicados en la parte más alta de la estructura, expresada en metros (si se utiliza un solo cable de guardia $b = 0$).

$$h = h_t - 0.66(h_t - h_c) \dots\dots\dots (3.9)$$

Donde:

- h : altura equivalente de los conductores o cables de guardia ubicados en la parte más alta de la estructura, expresada en metros.

h_t : altura, en la estructura, de los conductores o cables de guardia ubicados en la parte más alta de ella, expresada en metros.

h_c : altura, en la mitad del vano, de los conductores o cables de guardia, ubicados en la parte más alta de la estructura, expresada en metros.

El espaciamiento entre cables de guardia se calcula con la siguiente expresión.

$$b = 0.65 \sqrt{f_{cg}} \dots\dots\dots (3.10)$$

Donde:

b : espaciamiento entre cables de guardia.

f_{cg} : flecha del o de los cables de guardia.

Utilizando las ecuaciones (3.5), (3.6), (3.7), (3.8), (3.9) y (3.10), se puede determinar el valor de la probabilidad de ocurrencia de descargas, que exceden el aislamiento a impulso de la línea.

Una vez que se ha estimado la probabilidad de descarga (P2) se puede determinar el valor de la corriente mínima de descarga que provocará F2 perturbaciones anuales

por 100 Km de línea. La Fig. 3.3 (APENDICE-2, Pág. 3) presenta la relación entre la probabilidad de ocurrencia $P_2(\%)$ y la intensidad de la descarga (KA), y puede expresarse de la siguiente forma. (Ref 12).

Desde 96.7% hasta 23% (exclusive) de probabilidad de ocurrencia:

$$I_m = 90.05897877 - 2.245992116(P_2) + 0.02431238613(P_2)^2 - 0.0001053819146(P_2)^3 \dots\dots\dots(3.11)$$

Desde 23% hasta el 0.35% (inclusive) de probabilidad de ocurrencia:

$$I_m = 208.684648 - 25.70621587(P_2) + 1.598403097(P_2)^2 - 0.03394455261(P_2)^3 \dots\dots\dots(3.12)$$

Donde:

P_2 : Probabilidad de ocurrencia de una descarga de determinada intensidad en %.

I_m : Intensidad de corriente de la descarga expresada en kiloamperios.

3.3.2.3 Corrección del valor de la sobretensión por
humedad y densidad relativa del aire. Grado
de seguridad

Una vez que se conoce el valor del voltaje que debe resistir el aislamiento, se deben tomar en cuenta las condiciones meteorológicas y el grado de seguridad de la línea.

El valor corregido de la sobretensión de origen atmosférico queda determinado por la siguiente expresión.

(Ref. 11):

$$KV_{si} = \frac{KV_r \times H}{\delta(1 - 0.02 \times h)} \dots\dots\dots (3.13)$$

Donde:

KV_{si} : Voltaje crítico del aislamiento en seco, expresado en kilovoltios.

H : Factor de humedad.

h : Número de desviaciones normales.

El valor de k debe corresponder a una determinada probabilidad de voltajes resistidos para toda la línea. Se considera que $k = 2.0$ para una probabilidad de resistir del 97.7%; y $k = 3.0$ para una probabilidad de resistir del 99.87%.

Los valores del factor de corrección por humedad para ondas de impulso, se encuentran tabuladas en la Tabla 3.3 (APENDICE-3, Pág. 3). (Ref. 13).

Estos valores se han expresado mediante la siguiente relación. (Ref. 12).

$$H = 1.154004 - 0.010083 (P_{vap}) - 0.000074 (P_{vap})^2 + 0.000005 (P_{vap})^3 \dots\dots\dots (3.14)$$

Donde:

H : Factor de corrección por humedad para ondas de impulso.

P_{vap} : Presión de vapor expresada en mmHg.

Esta relación tiene un error máximo de 0.72% por lo que se le considera aceptablemente aproximada.

3.3.2.4 Número de aisladores por sobretensiones de origen atmosférico

El número de aisladores standard (5.75 x 10 plg) para distintos valores de tensión de impulso con una onda de 1.5 x 40 seg, valor crítico se encuentra tabulado en el catálogo No. 42 de la Ohio Brass Company; se han

escogido los valores correspondientes a una onda negativa ya que para el mismo número de aisladores, el valor de tensión crítico de impulso con onda negativa es menor que el correspondiente a onda positiva.

Estos valores se encuentran tabulados en la Tabla 3.4. (APENDICE-3, Pág. 4).

La relación existente entre el número de aisladores standard (5.75 x 10 plg) y la tensión crítica de impulso se ha puesto en forma de dos polinomios (Ref. 12), con el propósito de ajustar con más exactitud esta relación algébrica a los valores propuestos en la tabla mencionada.

Los polinomios son los siguientes:

Para tensión crítica de impulso de hasta 1.360 KV:

$$N_{asti} = -1.420272 + 1.394199(\gamma) - 0.026890(\gamma)^2 + 0.000974(\gamma)^3 \dots\dots\dots (3.15)$$

Para tensión crítica de impulso de 1.360 KV a 2.640 KV:

$$N_{asti} = 4.430125 + 0.362707(\gamma) + 0.039826(\gamma)^2 - 0.000637(\gamma)^3 \dots\dots\dots (3.16)$$

$$\gamma = \frac{16 Vsi}{100} \dots\dots\dots (3.17)$$

Donde:

N_{asi} : Número mínimo de aisladores requeridos frente a las sobretensiones de origen atmosférico.

KV_{si} : Voltaje crítico del aislamiento en seco, expresado en kilovoltios.

La ecuación (3.15) tiene un error máximo de 3.39% y la ecuación (3.16) un error máximo de 0.35%.

Debido a que el error en el peor de los casos no llega a ser igual a una unidad (un aislador), se aproxima el valor calculado, con estos polinomios, al entero inmediato superior, en el caso de que este valor tenga parte decimal.

3.3.3 Número de aisladores por sobretensiones de maniobra

3.3.3.1 Aislamiento necesario frente a sobretensiones de maniobra

El diseño del aislamiento frente a estas sobretensiones es muy complicado, debido a la gran variedad de éstas, a las condiciones meteorológicas y a las fluctuaciones estadísticas en la capacidad de resistir del propio aislamiento. Las sobretensiones que se producen son de distinta magnitud y tienen diferentes formas de onda.

Las sobretensiones más peligrosas se producen con una probabilidad muy baja de ocurrencia, durante la vida útil de la línea. Por lo tanto lo que se hace es admitir que la línea puede fallar, frente a una determinada sobretensión de este tipo, pero al mismo tiempo se trata de reducir sus efectos mediante el uso de interruptores con reconexiones automáticas, que hacen que las fallas no sean de larga duración.

En resumen se trata de establecer el valor de sobretensión más alto que se pretende deba resistir el aislamiento, para una determinada probabilidad, y para una combinación representativa de las condiciones meteorológicas.

A partir de este valor se proyecta el aislamiento y se considera que si el aislamiento resiste en las condiciones establecidas, se comportará en forma satisfactoria para la gran mayoría de sobretensiones del mismo tipo, que se presenten.

3.3.3.2 Valor de la Sobretensión

El valor y la forma de onda de estas sobretensiones dependen de las características del sistema y de los elementos a él conectados y tiene una distribución probabilística.

Por consiguiente se debe determinar el valor de esta sobretensión y de la forma de onda para cada línea en particular.

El máximo valor de sobretensión depende de la longitud de la línea, de la potencia de cortocircuito, de las constantes del sistema y del tipo de equipos conectados, sin embargo la probabilidad de que se alcance este valor es muy baja, tomando en cuenta que depende del estado del sistema y del instante en que se produce la conexión o desconexión con respecto a la onda sinusoidal de voltaje. Una buena aproximación consiste en aceptar que estas sobretensiones cumplen con la curva de distribución normal de Gauss (Ref. 11) que se muestra en la Fig. 3.4 (APENDICE-2, Pág. 3).

No existe un criterio general sobre que valor de sobretensión se deba adoptar en un determinado sistema, sin antes realizar un estudio en un analizador de transitorios; sin embargo, se puede decir que el valor máximo de sobretensión susceptible de aparecer en el sistema no será superior a 2.5 o 3.0 veces el valor de cresta del voltaje máximo de servicio fase a tierra. En el caso que este valor fuese mayor, se utilizan interruptores con preinserción de resistencias, a fin de reducirlo (Ref. 14).

La forma de onda de estas sobretensiones también tiene un

carácter probabilístico y el número de ellas es prácticamente infinito. Se han normalizado algunas formas de onda y de entre ellas la más representativa es la especificada como 175 x 3.200 seg., ya que se encontró que para esta forma de onda se producía el valor mínimo de la capacidad de resistir de un elemento de aislamiento. (Ref. 8).

El valor de la sobretensión de maniobra puede estimarse como:

$$KVt = \frac{1.10 \times \sqrt{2} \times Kt \times KV}{\sqrt{3}} \dots\dots\dots (3.18)$$

Donde:

KVt : Máxima sobretensión transitoria (de maniobra) valor de cresta fase-tierra. Onda 175 x 3.200 seg., expresado en kilovoltios.

KV : Voltaje nominal de la línea entre fases, expresado en kilovoltios.

Kt : Factor de sobretensión de maniobra.

El factor 1.10 representa considerar un máximo voltaje nominal de operación 10% mayor que el voltaje nominal de operación de la línea.

3.3.3.3 Corrección del valor de la sobretensión de maniobra por densidad relativa del aire, humedad y lluvia.

a) Densidad Relativa del Aire

La capacidad de resistir de un elemento de aislamiento, disminuye al disminuir la densidad del aire, y esto puede ser expresado de la siguiente forma.

$$V_c = V_s \times \delta^n \dots\dots\dots (3.19)$$

Donde:

V_c : Voltaje crítico del aislamiento para determinado valor de δ , expresado en kilovoltios.

V_s : Voltaje crítico del aislamiento para $\delta = 1.0$, expresado en kilovoltios.

δ : Densidad relativa del aire.

n : Exponente empírico.

Se ha encontrado experimentalmente, que el valor de "n" para sobretensiones de maniobra varía de acuerdo a la longitud del espaciamiento en aire o de la cadena de aisladores, según sea el caso, y que es el mismo para ambos casos. (Ref. 15).

A continuación se tabulan valores de "n" en función de la longitud del elemento de aislamiento.

<u>Longitud del Elemento</u> <u>de Aislamiento</u> (metros)	<u>Valor del</u> <u>Exponente</u> "n"
menor que 1.50	1.00
de 1.50 a 2.50	0.90
de 2.50 a 3.00	0.80
mayor que 3.00	0.70

Para líneas de hasta 230 KV, salvo casos especiales, las longitudes del elemento de aislamiento son inferiores a los 1.5 metros y por lo tanto el valor del exponente que se debe considerar es 1.00. (Ref. 11).

b) Humedad

Lo importante es destacar que la humedad es favorable para el aislamiento en aire, debido a que al aumentar el número de moléculas de agua en el aire, aumenta la probabilidad de capturar electrones, evitando así la formación de avalanchas de electrones que inician la descarga.

Esto se puede expresar de la siguiente forma:

$$V_c = \frac{V_s}{H} \dots\dots\dots (3.20)$$

Donde:

V_c : Voltaje crítico del aislamiento para un determinado grado de humedad, expresado en kilovoltios.

V_s : Voltaje crítico del aislamiento en seco, expresado en kilovoltios.

H : Factor de corrección por efecto de la humedad del aire.

El factor de corrección por efecto de la humedad, para tensiones de impulso, ha sido establecido como una función de la presión de vapor.

Estos valores se encuentran tabulados en la Tabla 3.3 (APENDICE 3, Pág. 3) y son los mismos que se utilizaron para el caso de sobretensiones de origen atmosférico.

La expresión que relaciona este factor H con la presión de vapor corresponde a la expresión (3.14).

c) Lluvia

Se ha comprobado experimentalmente que la lluvia disminuye la capacidad de resistir, de un elemento de aislamiento, disminución que se hace mayor al aumentar la intensidad de lluvia.

Esto se puede expresar de la siguiente forma:

$$V_c = V_s \times K_{ll} \dots\dots\dots (3.21)$$

Donde:

V_c : Voltaje crítico del aislamiento bajo lluvia, expresado en kilovoltios.

V_s : Voltaje crítico del aislamiento en seco, expresado en kilovoltios.

K_{ll} : Factor de corrección debido al efecto de la lluvia.

Sin embargo no se han obtenido resultados definitivos a este respecto pudiéndose mencionar, únicamente, valores promedios de varios laboratorios. (Ref. 8).

<i>Elemento de aislamiento</i>	$K_{ll} = \frac{V_c (+)}{V_s (+)}$	$K_{ll} = \frac{V_c (-)}{V_s (+)}$
<i>Distancia en aire</i>	0.98	1.20 ± 0.12
<i>Cadena de aisladores</i>	0.95 ± 0.15	0.97 ± 0.18

3.3.3.4 Efecto de proximidad a la estructura

La capacidad del aislamiento de la estructura de resistir frente a sobretensiones transitorias, está comprendida entre las correspondientes a dos configuraciones típicas: electrodo-electrodo y electrodo-plano.

La Fig. 3.5 (APENDICE-2, Pág. 4) establece la relación que existe entre un voltaje transitorio crítico y el espaciamiento del aislamiento, para distintas relaciones de espaciamiento y distancia al plano de tierra, y para polaridades positivas y negativas. De esta figura se puede concluir lo siguiente:

- a) Existe una gran influencia por la presencia del plano de tierra.
- b) El plano de tierra reduce la capacidad de resistir del aislamiento de la estructura, frente a sobretensiones positivas y la mejora frente a sobretensiones negativas.

Se puede considerar que la estructura está ubicada en un lugar intermedio en la Fig. 3.5; por ejemplo, si se trata de un poste, tenderá a comportarse como lo hace la configuración electrodo-electrodo; en cambio, si se trata de

una estructura ancha y maciza lo hará en la forma en que lo hace la configuración electrodo-plano. Por lo tanto frente a sobretensiones positivas, la capacidad de resistir del aislamiento, será mayor para el poste que para la estructura ancha y maciza.

3.3.3.5 Influencia de la aplicación de una sobretensión transitoria a varios elementos de aislamiento en paralelo

La probabilidad de resistir del aislamiento de una línea frente a una sobretensión transitoria, decrece a medida que aumenta el número de elementos de aislamiento. En el caso de una estructura, ésta se considera como un solo elemento de aislamiento a pesar de estar formada de hecho, por varios; por ejemplo: cadena de aisladores, distancia a la cruceta y distancia al cuerpo de la torre.

Si se conoce que la probabilidad de resistir una sobretensión transitoria, de un aislamiento es P_1 , la probabilidad P_m de que m elementos en paralelo resistan dicha sobretensión es entonces P_1^m (Ref. 11).

Esta probabilidad $P_m = P_1^m$, se relaciona con un factor k , factor que interviene en la fórmula final del valor

de la sobretensión de maniobra, como se indica más adelante.

Para líneas en que se requiere una muy alta seguridad de servicio, se utiliza $P_m = 99.87\%$ (líneas de salida de centrales) y para líneas de menor seguridad de servicio, se utiliza $P_m = 97.7\%$.

A continuación se muestra la relación que existe entre este factor k y el número de estructuras de una línea, para valores de P_m de 97.7% y 99.87% (Ref. 11).

No. de estructuras	1	10	50	100	200	500	1.000
k (para 97.7%)	2.0	2.8	3.3	3.5	3.7	3.9	4.1
k (para 99.87%)	3.0	3.7	4.0	4.2	4.4	4.6	4.8

También se debe tomar en cuenta el valor de la desviación normal de que una sobretensión sea resistida con una determinada probabilidad. Para el valor del 50% o valor de voltaje crítico, la desviación normal está entre el 4% y el 6%, siendo lo usual tomarlo igual al 5%.

Esta relación entre k y el número de estructuras de la líneas se ha pasado a polinomios, que la representan con

una exactitud aceptable.

Para un rango comprendido entre 50 y 1.000 estructuras los polinomios son los siguientes:

a) Para $P_m = 97.7\%$

$$k = 3.457895 + 0.000842 \times N_e \dots\dots\dots(3.22)$$

b) Para $P_m = 99.87\%$

$$k = 4.157895 + 0.000842 \times N_e \dots\dots\dots(3.23)$$

Donde:

P_m : Probabilidad de que varios elementos de aislamiento, en paralelo, resistan una sobretensión de maniobra.

k : Factor relacionado con la probabilidad P_m .

N_e : Número de estructuras de la línea.

3.3.3.6 Número de aisladores por sobretensiones de maniobra

La fórmula final para determinar el valor de la sobretensión de maniobra, tomando en cuenta todos los factores antes mencionados es la siguiente:

$$KV_{stm} = \frac{1.10 \times \sqrt{2} \times Kt \times H \times kV}{\sqrt{3} (1 - 0.05 \times h) \sum^n K_{22}} \dots\dots\dots (3.24)$$

Donde:

KV_{stm} : Sobretensión de maniobra en condiciones meteorológicas normales y en seco, expresada en kilovoltios.

Todos los demás factores se definieron anteriormente.

Una vez determinado el valor de la sobretensión de maniobra, se puede determinar el número de aisladores que se requieren por este concepto.

De curvas experimentadas (Ref. 8), que establecen la relación entre voltaje crítico (valor del 50%) y el número de aisladores standard (5.75 x 10 plg) de la cadena, para valores de sobretensión de maniobra se presenta la Tabla 3.5. A partir de estos valores se obtuvo el siguiente polinomio (Ref. 12), que relaciona el número de aisladores por sobretensiones de maniobra con el valor de dicha sobretensión.

$$N_{stm} = 0.1161 + 0.71422(x) + 0.11022(x)^2 - 0.00222(x)^3 \dots\dots (3.25)$$

$$X = \frac{KV_{stm}}{100} \dots\dots\dots (3.26)$$

Limitando los valores de KV_{stm} , entre 210 y 1800 KV.

Donde:

N_{astm} : Número de aisladores standard, requeridos frente a sobretensiones de maniobra.

El error máximo cometido al calcular el número de aisladores con la expresión (3.25) es del 4% debido a que el error no llega a ser igual a una unidad (un aislador), se aproxima el valor calculado con el polinomio, al entero inmediato superior, en el caso que este valor tenga parte decimal como ocurrirá la mayoría de las veces.

El mínimo número de aisladores calculado por contaminación y los números de aisladores obtenidos frente a sobretensiones de origen atmosférico y frente a sobretensiones de maniobra, se los compara entre sí y se escoge el que resulte mayor; además a este número de aisladores se le aumenta en una unidad como precaución, denominándolos finalmente N_a .

3.4 LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES

La longitud de la cadena está compuesta por la longitud del número de aisladores, más la longitud de los accesorios de acoplamiento y suspensión del conductor.

a) Longitud de los aisladores (L)

$$L = 0.146 \times N_a \dots\dots\dots (3.27)$$

Donde:

L : Longitud de los aisladores expresada en metros.

N_a : Número de aisladores standard (5.75 x 10 plg).

b) Longitud de los accesorios

Experiencias de ingenieros de la Endesa-Chile, recomiendan los siguientes valores:

a) Para un conductor por fase: 0.35 metros.

b) Para dos conductores por fase: 0.55 metros.

Por lo tanto, la longitud total de la cadena de aisladores se determina con la siguiente fórmula:

$$L_c = 0.146 \times N_a + 0.35 + 0.20(N_c - 1) \dots\dots\dots (3.28)$$

Donde:

L_c : Longitud de la cadena de aisladores en metros.

N_{cf} : Número de conductores por fase.

3.5 DISTANCIAS EN AIRE A LA ESTRUCTURA

3.5.1 Distancia Normal

En un diseño preliminar en el que no se tiene determinado con exactitud el valor de la sobretensión, es suficiente considerar la distancia normal a la estructura, tanto en vertical como en horizontal, igual a la distancia de arco de la cadena de aisladores.

Esto debe cumplirse con la cadena inclinada con un ángulo menor o igual a α_n . (Ver Figura 3.1).

Por lo tanto, se tiene que la distancia normal en aire a la estructura está dada por la siguiente fórmula:

$$D_{nor} = 0.146 \times N_a \dots\dots\dots (3.29)$$

Donde:

D_{nor} : Distancia normal en aire, a la estructura, expresada en metros.

N_a : Número de aisladores (5.75 x 10 plg) de la cadena.

3.5.2 Distancia Mínima

Para un ángulo de oscilación de la cadena de 60 grados, la mínima separación a la torre de acero debe ser suficiente para soportar el voltaje de cresta a 60 Hz. (Ref. 8).

Se debe determinar el valor de la sobretensión a frecuencia industrial que puede presentarse. Este valor es función del máximo voltaje de servicio, del coeficiente de elevación dinámica de la tensión y del coeficiente de puesta a tierra.

Para evaluar el coeficiente de elevación dinámica de la tensión, se debe resolver el circuito " π " equivalente de la línea en estudio, lo cual supone conocer los valores de reactancias de la línea.

Igualmente, para evaluar el coeficiente de puesta a tierra, se requiere conocer entre otros datos, los valores de las reactancias de secuencia positiva y secuencia cero de la línea.

De lo anterior se ve que el valor de la sobretensión a frecuencia industrial depende de las distancias en aire a la estructura y entre fases.

Por lo tanto en el presente trabajo se hará una estimación de la sobretensión a frecuencia industrial y en base a ésta, se determinará la distancia en aire.

3.5.2.1 Valor de la sobretensión a frecuencia industrial

El valor del voltaje crítico requerido por el aislamiento bajo condiciones meteorológicas normales está dado por la siguiente fórmula:

$$KV_{fi} = \frac{1.1 \sqrt{2} \times K_{fi} \times H_{fi} \times KV}{\sqrt{3} (1 - 0.02 \times h) \delta^n} \dots\dots\dots (3.30)$$

Donde:

KV_{fi} : Voltaje crítico a frecuencia industrial, en condiciones meteorológicas normales, expresado en kilovoltios.

K_{fi} : Factor de sobretensión a frecuencia industrial, que puede considerarse igual a 1.5 (Ref. 11).

H_{fi} : Factor de corrección por humedad para sobretensiones a frecuencia industrial.

KV : Voltaje nominal de la línea entre fases, expresado en kilovoltios.

δ : Densidad relativa del aire

k : Número de desviaciones normales.

El factor 1.1 corresponde al 10% de incremento en el voltaje nominal de la línea, para obtener la tensión máxima de servicio.

El factor k tiene el mismo significado que en el numeral 3.3.3.5 y corresponde a una determinada probabilidad de voltajes resistidos.

Para sobretensiones a frecuencia industrial se ha encontrado experimentalmente que el valor de la desviación normal es del 2% del valor del voltaje crítico. (Ref. 8).

El valor del exponente n , al que está elevada la densidad relativa del aire se especificó en el numeral 3.3.3.3 y se lo toma igual a uno como se indica en dicho numeral.

El factor de corrección por humedad para sobretensiones a frecuencia industrial se lo determina de la siguiente forma. (Ref. 8).

$$H_{fi} = -0.013123 P_{vap} + 1.2 \dots\dots\dots (3.31)$$

Donde:

H_{fi} : Factor de corrección por humedad para sobretensiones a frecuencia industrial.

P_{vap} : Presión de vapor expresada en mm Hg.

3.5.2.2 Determinación de la distancia mínima.

La distancia mínima a la estructura, para el rango de voltajes considerados, está entre 0.30 y 2.0 metros.

(Réf. 16).

En este intervalo la curva que relaciona voltaje de descarga a 60 Hz (con atmósfera normal) con el espaciamiento en aire, es prácticamente una línea recta que tiene una pendiente de 500 KV/metro. (Fig 3.6., APENDICE-2, Pág. 4).

Por lo tanto la distancia mínima a la estructura está dada por la siguiente fórmula:

$$D_{min} = \frac{KV_{fi}}{500} \dots\dots\dots (3.32)$$

Donde:

D_{min} : Distancia mínima en aire a la estructura, expresada en metros.

CAPITULO 4

CALCULO DE REACTANCIAS Y PERDIDAS

C A P Í T U L O 4

4.1 RESUMEN

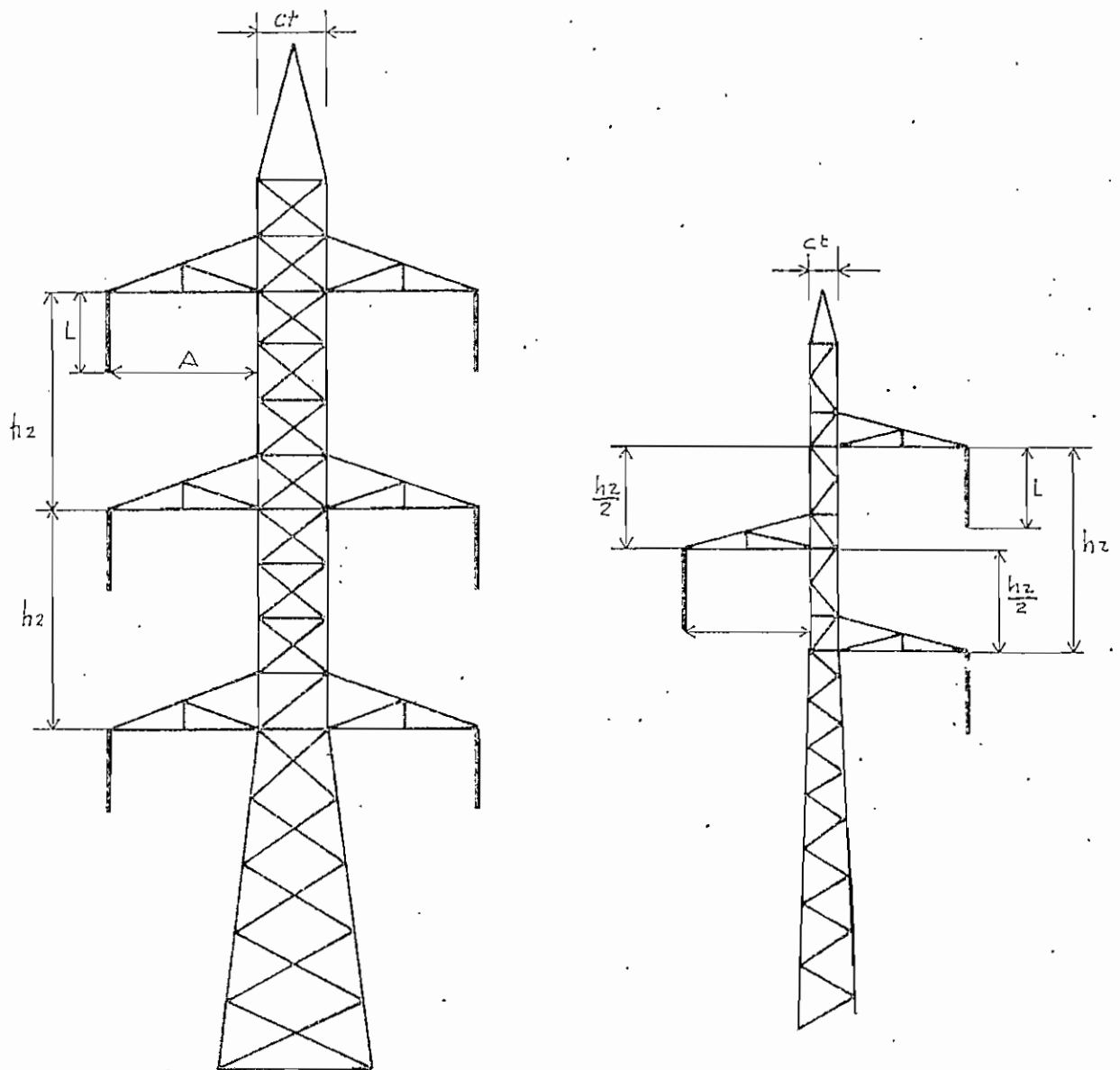
En este capítulo se hace una recopilación de las fórmulas que se utilizan para el cálculo de las reactancias inductivas y capacitivas de una línea de transmisión. Para esto se adopta una disposición típica de conductores para líneas de doble circuito, y una configuración típica para líneas de circuito simple (ver Fig. 4.2).

En líneas de doble circuito se toma en cuenta, si la línea es transpuesta o no; por el contrario en líneas de circuito simple se considera únicamente el caso de línea con transposición de fases, ya que la diferencia con una línea sin transposición de fases no es significativa.

En cada uno de los casos que se plantea, se calcula con uno y con dos conductores por fase.

El GMD y el GMR en cada caso, se ponen en función de las dimensiones de la estructura correspondiente al caso de doble circuito o al caso de circuito simple.

FIG. 4.2 ESTRUCTURAS TÍPICAS DE DOBLE Y SIMPLE CIRCUITO



L : Longitud de la cadena de aisladores.

h_2 : Distancia entre las crucetas de un mismo lado.

A : Voladizo de la cruceta.

ct : Ancho del cuerpo de la torre.

También se calcula en este capítulo las pérdidas que se producen en una línea de transmisión, es decir:

- a) Pérdidas de potencia activa
- b) Pérdidas de energía
- c) Pérdidas de potencia reactiva
- d) Pérdidas por efecto corona

Para calcular las pérdidas de potencia de la línea se ha considerado que la línea transmite año tras año de la misma forma, una potencia promedio que representa las distintas potencias que transmite durante su vida útil.

Para el cálculo de pérdidas de energía, el factor de pérdidas se lo determina de tal manera, que se pueda cambiar la curva de carga del sistema.

Las pérdidas de potencia reactiva se calculan como la diferencia entre la potencia reactiva absorbida por la línea y la potencia reactiva generada por ella.

Las pérdidas causadas por el efecto corona se consideran únicamente en cuanto se refieran a pérdidas de potencia durante mal tiempo. Las pérdidas de potencia durante buen tiempo y las pérdidas de energía se desprecian.

En las relaciones matemáticas que se plantean en este capítulo se consideran datos, los siguientes:

- a) Radio medio geométrico del conductor
- b) Resistencia eléctrica del conductor
- c) Diámetro del conductor
- d) Tensión nominal entre fases
- e) Número de circuitos
- f) Número de conductores por fase
- g) Gradiente de potencial medio en la superficie de los conductores
- h) Intensidad de la lluvia
- i) Curva de carga
- j) Carga máxima
- k) Voladizo de la cruceta de la estructura
- l) Distancia entre las crucetas de un mismo lado de la estructura
- m) Ancho del cuerpo de la estructura

4.2 CALCULO DE REACTANCIAS

4.2.1 Simple circuito

Se considera que la línea tiene transposición de fases, la diferencia del valor de reactancia cuando la línea no

es transpuesta; no es significativa, y para fines prácticos se consideran los valores de las reactancias en las tres fases como iguales (Ref. 17).

4.2.1.1 Reactancia inductiva considerando transposición

La Fig. 4.1 indica la disposición de los conductores para un ciclo de transposición.

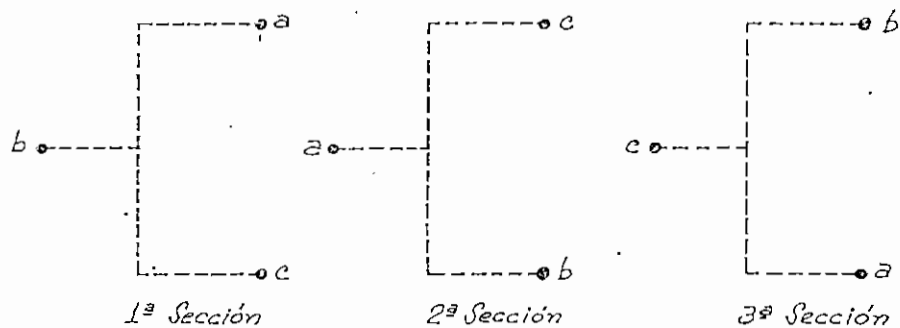


Fig. 4.1 Disposición de conductores en un ciclo de transposición de una línea de simple circuito.

a) Un conductor por fase

La reactancia inductiva de la línea está dada por la siguiente expresión:

$$X_L = X_a + X_d \dots\dots\dots (4.1)$$

Donde:

X_L : Reactancia inductiva de la línea expresada en ohmios por kilómetro.

$$X_a = 0.1736 \lg \frac{l}{GMR} \dots\dots\dots (4.2)$$

$$X_d = 0.1736 \lg GMD \dots\dots\dots (4.3)$$

Donde:

X_a : Componente de la reactancia inductiva de la línea que toma en cuenta las características del conductor, expresada en ohmios por kilómetro.

X_d : Componente de la reactancia inductiva de la línea que toma en cuenta la disposición de los conductores, expresada en ohmios por kilómetro.

GMR : Radio medio geométrico del conductor, expresado en metros.

GMD : Distancia media geométrica de los conductores, expresada en metros.

El GMD se calcula con la siguiente expresión:

$$GMD = \sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca}} \dots\dots\dots (4.4)$$

Donde:

D_{ab} , D_{bc} , D_{ca} son las distancias entre las fases a, b y c respectivamente, expresadas en metros.

En la figura 4.2 se indica algunas de las dimensiones de la estructura y en base a éstas se establece la distancia entre las fases, como sigue:

$$D_{ab} = \sqrt{(2A + Act)^2 + \left(\frac{h_z}{2}\right)^2} \dots\dots\dots (4.5)$$

$$D_{bc} = \sqrt{(2A + Act)^2 + \left(\frac{h_z}{2}\right)^2} \dots\dots\dots (4.6)$$

$$D_{ca} = h_z \dots\dots\dots (4.7)$$

Donde:

A : Voladizo de la cruceta, expresado en metros.

h_z : Distancia entre las crucetas de un mismo lado de la estructura, expresada en metros.

Act : Ancho del cuerpo de la torre, expresado en metros.

b) Dos conductores por fase.

Se utiliza las ecuaciones (4.1), (4.2) y (4.3) tomando en cuenta que el GMR es distinto. Es decir:

$$X_2 = 0.1736 \log \frac{1}{GMR} \dots\dots\dots (4.8)$$

La distancia media geométrica no varía porque en el caso de tomarse un valor medio de estas distancias, básicamente es la misma.

El valor del radio medio geométrico varía sustancialmente y se calcula de la siguiente manera:

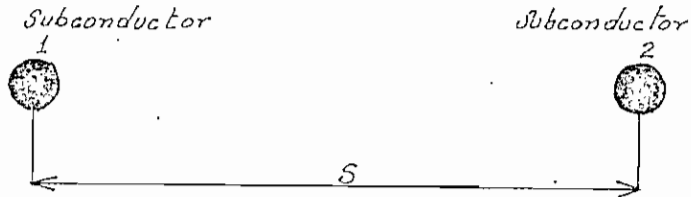


Fig. 4.3 Disposición de los dos subconductores de una fase.

$$GMR = GMR_{eq} = \sqrt[4]{D_{11} \times D_{12} \times D_{21} \times D_{22}} \dots\dots\dots(4.9)$$

Donde:

$$D_{11} = D_{22} = GMR_{conductor}$$

$$D_{12} = D_{21} = S = \text{Separación entre los subconductores en mts.}$$

$$S = 10 \times d$$

Donde: -

d : Diámetro del subconductor expresado en metros.

Finalmente, la expresión del GMR queda de la siguiente manera:

$$GMR = \sqrt{10 d GMR_{conductor}} \dots\dots\dots(4.10)$$

4.2.1.1 Reactancia capacitiva

a) Un conductor por fase

Se utiliza la siguiente expresión (Ref. 18).

$$X_c = X'_a + X''_d \dots\dots\dots (4.11)$$

Donde:

X_c : Reactancia capacitiva de la línea expresada en Megaohmios-kilómetro.

X'_a : Componente de la reactancia capacitiva de la línea que toma en cuenta las características del conductor, expresada en Megaohmios-kilómetro.

X''_d : Componente de la reactancia capacitiva de la línea que toma en cuenta la disposición de los conductores expresada en Megaohmios-kilómetro.

$$X'_a = 0.1099 \ell_g \frac{1}{r_a} \dots\dots\dots (4.12)$$

Donde:

r_a : Radio del conductor expresado en metros.

b) Dos conductores por fase

Se utilizan las ecuaciones (4.11), (4.12) y (4.13) tomando en cuenta que γ_a es distinto. Es decir:

$$X'_a = 0.1099 \log \frac{L}{\gamma_a} \dots\dots\dots (4.14)$$

para calcular γ_a se utiliza la ecuación (4.9), tomando el radio del conductor en lugar de su GMR.

$$\gamma_a = \gamma_{eq} = d \sqrt{5} \dots\dots\dots (4.15)$$

4.2.2 Doble circuito

Se considera que existe acoplamiento entre los circuitos, debido a que ambos están sobre los mismos apoyos.

4.2.2.1 Reactancia inductiva

4.2.2.1.1 Sin transposición de fases

a) Un conductor por fase



Fig. 4.4 Disposición de los conductores en una línea de doble circuito sin transposición.

Se utiliza la siguiente expresión:

$$X_l = X_a + X_d \dots\dots\dots (4.16)$$

$$X_a = 0.1736 \log \frac{L}{GMR} \dots\dots\dots (4.17)$$

$$X_d = 0.1736 \log GMD \dots\dots\dots (4.18)$$

Los términos de estas ecuaciones se definieron anteriormente.

El valor del GMR para este caso se calcula de la siguiente forma:

$$GMR = GMR_{eq} = \sqrt[3]{GMR_{eqA} \times GMR_{eqB} \times GMR_{eqC}} \dots\dots\dots (4.19)$$

Donde:

GMR_{eqA} , GMR_{eqB} y GMR_{eqC} son los radios medios geométricos equivalentes de las fases A, B y C respectivamente y se calculan como se indica a continuación:

$$GMR_{eqA} = \sqrt[4]{GMR_a \times D_{aa'} \times GMR_{a'} \times D_{a'e}} = \sqrt{GMR_{cond.} \times D_{aa'}} \dots (4.20)$$

$$GMR_{eqB} = \sqrt{GMR_{cond.} \times D_{bb'}} \dots\dots\dots (4.21)$$

$$GMR_{eqC} = \sqrt{GMR_{cond.} \times D_{cc'}} \dots\dots\dots (4.22)$$

Las distancias que existen entre los conductores (Fig. 4.4) se las expresa en función de las dimensiones de la estructura (Fig. 4.2), estableciéndose las siguientes relaciones:

$$D_{aa'} = D_{cc'} = \sqrt{(2hz)^2 + (2A + Act)^2} \dots\dots\dots (4.23)$$

$$D_{bb'} = 2A + Act \dots\dots\dots (4.24)$$

Los términos de estas ecuaciones se definieron anteriormente.

El valor del GMD se calcula de la siguiente forma:

$$GMD = GMD_{eq_{DC}} = \sqrt[3]{D_{AB} \times D_{BC} \times D_{CA}} \dots\dots\dots (4.25)$$

$$D_{AB} = \sqrt[4]{D_{ab} \times D_{ab'} \times D_{a'b} \times D_{a'b'}} \dots\dots\dots (4.26)$$

$$D_{BC} = \sqrt[4]{D_{bc} \times D_{bc'} \times D_{b'c} \times D_{b'c'}} \dots\dots\dots (4.27)$$

$$D_{CA} = \sqrt[4]{D_{ca} \times D_{ca'} \times D_{c'a} \times D_{c'a'}} \dots\dots\dots (4.28)$$

Las distancias que existen entre los conductores (Fig. 4.4) se expresan en función de las dimensiones de la estructura (Fig. 4.2) estableciéndose las siguientes relaciones:

$$D_{ab} = D_{a'b'} = D_{bc} = D_{b'c'} = h_2 \dots\dots\dots (4.29)$$

$$D_{ab'} = D_{a'b} = D_{bc'} = D_{b'c} = \sqrt{(2A + Act)^2 + (h_2)^2} \dots\dots\dots (4.30)$$

$$D_{ca} = D_{c'a'} = 2h_2 \dots\dots\dots (4.31)$$

$$D_{ca'} = D_{c'a} = 2A + Act \dots\dots\dots (4.32)$$

b) Dos conductores por fase

Se utiliza las ecuaciones (4.16), (4.17) y (4.18) tomando en cuenta que el GMR es distinto. Es decir,

$$X_a = 0.1736 \lg \frac{L}{GMR} \dots\dots\dots (4.33)$$

En las ecuaciones (4.20), (4.21) y (4.22) el valor del GMR del conductor se calcula de la siguiente manera

$$GMR_{conductor} = GMR_{conductor\ equivalente} = \sqrt{10 \times d \times GMR_{conductor}^2} \dots\dots\dots (4.34)$$

Donde:

$GMR_{conductor}$: Radio medio geométrico del subconductor.

4.2.2.1.2 Con transposición de fases

La Fig. 4.5 enseña un ciclo de transposición de una línea de doble circuito, a partir de la cual se establecen las fórmulas para calcular la reactancia.

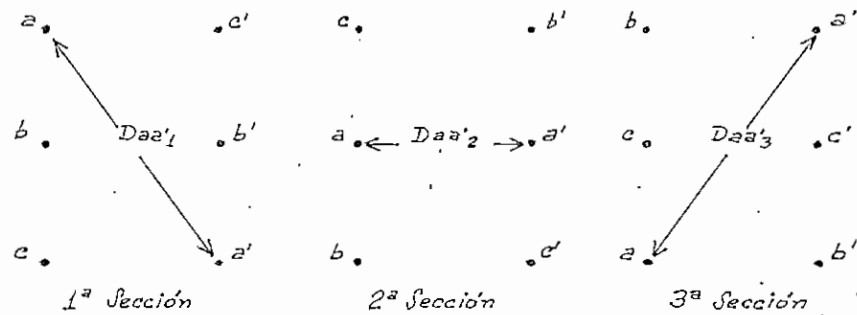


Fig. 4.5 Un ciclo de transposición de una línea de doble circuito.

a) Un conductor por fase

El valor de la reactancia inductiva se calcula con la siguiente expresión:

$$X_L = X_a + X_d \dots\dots\dots (4.35)$$

$$X_a = 0.1736 \log \frac{1}{GMR} \dots\dots\dots (4.36)$$

$$X_d = 0.1736 \log GMD \dots\dots\dots (4.37)$$

El valor del GMR se calcula de la siguiente forma:

$$GMR = GMR_{eq DC} = \sqrt[3]{GMR_{A1} \times GMR_{A2} \times GMR_{A3}} \dots\dots (4.38)$$

Donde los GMR_{A1} , GMR_{A2} y GMR_{A3} son los radios medios geométricos de una de las fases (en este caso de la fase a) en la primera, segunda y tercera sección del ciclo de transposición y se los calcula de la siguiente forma:

$$GMR_{A1} = \sqrt{GMR_{conductor} \times D_{aa'1}} \dots\dots\dots (4.39)$$

$$GMR_{A2} = \sqrt{GMR_{conductor} \times D_{aa'2}} \dots\dots\dots (4.40)$$

$$GMR_{A3} = \sqrt{GMR_{conductor} \times D_{aa'3}} \dots\dots\dots (4.41)$$

Donde:

Las distancias $D_{aa'1}$, $D_{aa'2}$ y $D_{aa'3}$ son las distancias entre el conductor de un circuito y el conductor de otro circuito de una misma fase (en este caso de la fase a) en las tres secciones del ciclo de transposición respectivamente. Estas distancias están indicadas en la Fig. 4.5 y se las expresa en metros.

Las distancias que existen entre los conductores (Fig. 4.5) se expresan en función de las dimensiones de la estructura (Fig. 4.2), estableciéndose las siguientes relaciones:

$$D_{aa'1} = D_{aa'3} = \sqrt{(2h_2)^2 + (2A + A_{ct})^2} \dots\dots\dots (4.42)$$

$$D_{aa'2} = 2A + A_{ct} \dots\dots\dots (4.43)$$

El valor del GMD se calcula con las ecuaciones (4.25) a (4.32) es decir de igual manera que en el caso sin transposición de fases.

b) Dos conductores por fase

Se utiliza las ecuaciones (4.35), (4.36) y (4.37) tomando en cuenta que el GMR es distinto. Es decir:

$$X_a = 0.1736 \log \frac{L}{GMR} \dots\dots\dots (4.44)$$

El GMR se calcula utilizando la ecuación (4.38).

En las ecuaciones (4.39), (4.40) y (4.41) el GMRconductor se reemplaza por el siguiente valor:

$$GMR_{conductor} = \sqrt{10 \times d \times GMR_{subconductor}} \dots\dots\dots (4.45)$$

4.2.2.2 Reactancia capacitiva

Las ecuaciones que se utilizan para el cálculo de la reactancia capacitiva son las mismas que en el caso del simple circuito, es decir (4.11), (4.12) y (4.13), debiendo emplearse para cada caso del doble circuito, especificado anteriormente, los correspondientes GMD y radio del conductor o radio equivalente.

4.3. CALCULO DE PERDIDAS

4.3.1 Pérdidas de potencia activa

Para el cálculo de las pérdidas de potencia activa de una línea de transmisión, se debería considerar los siguientes puntos:

- a) Vida útil de la línea
- b) Proyección de la demanda de la región que va a servir la línea.
- c) Curva de carga de la región servida, en condiciones normales de servicio.
- d) Creación de centros de consumo que incidan bruscamente en la curva de carga de la región servida.

Se procedería a dividir la vida útil de la línea en períodos cortos de tiempo, por ejemplo un año, se tomaría en cuenta

los puntos antes mencionados y se calcularía las pérdidas de potencia activa para cada uno de estos períodos.

Otro procedimiento consistiría en avaluar un valor medio de potencia transmitida durante la vida útil de la línea y considerar que la línea transmite de igual forma todo el tiempo.

La dificultad que presentan los dos métodos antes mencionados, obligó a suponer, para el cálculo de pérdidas de potencia activa, que la línea transmite todo el tiempo la potencia nominal de diseño.

Esta consideración es suficiente, primero porque el presente trabajo pretende establecer valores aproximados únicamente, y segundo porque los otros dos métodos también son aproximados, ya que podrían no cumplirse la proyección de la demanda o la creación de grandes centros de consumo en el tiempo previsto.

La corriente por fase puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$I = \frac{10^3 \times P}{\sqrt{3} \times KV \times N_{cir} \times N_{cf}} \dots\dots\dots (4.46)$$

Donde:

I : Corriente media por fase expresada en amperios.

P : Potencia nominal de diseño, expresada en Mega Volt-amperios.

kV : Tensión nominal entre fases expresada en kilovoltios

N_{cir} : Número de circuitos.

La pérdida de potencia activa se calcula con la siguiente expresión:

$$P_p = 3 \times 10^{-3} \times R \times I^2 \times N_{cir} \times N_{cf} \dots\dots\dots (4.47)$$

Donde:

P_p : Pérdida de potencia activa, expresada en kilowatts por kilómetro.

R : Resistencia de cada conductor expresada en ohmios por kilómetro.

N_{cir} : Número de circuitos

N_{cf} : Número de conductores por fase.

4.3.2 Pérdidas de energía

La energía anual perdida se calcula con la siguiente expresión:

$$P_e = 8760 \times P_p \times F_p \dots\dots\dots (4.48)$$

Donde:

P_e : Energía anual perdida, expresada en kilowatts hora por kilómetro.

P_p : Pérdida anual de potencia activa, expresada en kilowatts por kilómetro.

F_p : Factor de pérdidas.

El factor 8760 corresponde al número de horas que tiene cada año.

El factor de pérdidas se calcula con la siguiente expresión (Ref. 19).

$$F_p = \frac{\sum_{n=1}^{24} Y_n^2}{24 \times Y_{m\acute{a}x}^2} \dots\dots\dots (4.49)$$

Donde:

F_p : Factor de pérdidas.

Y_n : Valor de la carga en un período igual a una hora, expresado en kilowatts, en KVA, en porcentaje o en tanto por uno.

$Y_{m\acute{a}x}$: Valor pico de la carga, expresado en kilowatts, en KVA, en porcentaje o en tanto por uno.

El factor 24 corresponde al número de horas que tiene el día.

También se puede calcular el factor de pérdidas como una función del factor de carga, estableciéndose expresiones empíricas para cada tipo de curva de carga, sin embargo el método descrito anteriormente es más exacto y más general, ya que se tiene la opción de cambiar la curva de carga.

4.3.3 Pérdidas de potencia reactiva

Se utiliza la convención de que un reactor absorbe potencia reactiva y de que un condensador genera potencia reactiva, bajo la suposición de que en un sistema existe siempre déficit de capacidad instalada en condensadores.

Las pérdidas de potencia reactiva se calculan como la diferencia entre la potencia absorbida por la línea y la generada en ella, es decir:

$$P_{pr} = 0.003 \left(I^2 \times X_L - \frac{KV^2}{3 \times C} \right) N_{cir} \times N_{cf} \dots\dots\dots (4.50)$$

Donde:

P_{pr} : Pérdida de potencia reactiva expresada en kilovol-amperios reactivos por kilómetro.

I : Corriente de fase, expresada en amperios.

X_l : Reactancia inductiva de la línea, expresada en ohmios por kilómetro.

KV : Tensión nominal entre fases expresada en kilovoltios.

X_c : Reactancia capacitiva de la línea expresada en Megaohmios-kilómetro.

N_{cf} : Número de conductores por fase

N_{cir} : Número de circuitos.

4.3.4 Pérdidas por efecto corona

Se consideran únicamente las pérdidas de potencia en mal tiempo, ya que las pérdidas de potencia en buen tiempo, si bien ocurren en forma continuada, son despreciables en comparación con las otras pérdidas.

Por razones similares se desprecia las pérdidas de energía en buen tiempo y las que se producen en mal tiempo ocurren en períodos cortos de tiempo, que no pesan significativamente en el costo de pérdidas.

Las pérdidas de potencia por efecto corona en mal tiempo se calculan de la siguiente forma (Ref. 8).

$$P_{pc} = \frac{KV \times J \times r^2 \times f_m (1 + K \times R_n) n \times g^m}{1.609 \times \sqrt{3}} \dots\dots\dots (4.51)$$

Donde:

- P_{pc} : Pérdidas de potencia por efecto corona en mal tiempo expresada en kilowatts por kilómetro de las 3 fases.
- kV : Tensión nominal entre fases expresada en kilovoltios.
- J : Constante que se tomará igual a 7.04×10^{-10} (Ref. 8)
- r : Radio del conductor expresado en centímetros.
- n : Número total de conductores.
- m : Exponente que aproximadamente es igual a 5.
- g : Gradiente de potencial medio en la superficie de los conductores, expresado en kilovoltios por centímetro (valor de cresta).
- k : Coeficiente que es igual a 10 cuando la intensidad de la lluvia se expresa en milímetros por hora.
- R_n : Intensidad de la lluvia expresada en milímetros por hora.

El número total de conductores se puede calcular con la siguiente expresión:

$$n = 3 \times N_{cf} \times N_{cir} \dots\dots\dots (4.52)$$

Donde:

N_{cf} : Número de conductores por fase.

N_{cir} : Número de circuitos.

El gradiente de potencial medio, en la superficie de los conductores se calcula con las ecuaciones (2.2) y (2.5) del capítulo 2.

Reemplazando en la ecuación (4.51) la ecuación (4.52) y reduciendo las unidades de las magnitudes utilizadas, a las unidades en que han sido calculadas, la expresión de las pérdidas por efecto corona en mal tiempo queda de la siguiente manera:

$$P_{pc} = 0.000001071747 \times kV \times d_c^2 \times N_{cir} \times N_{cf} \times g^5 \times R_m (1 + 10 R_n) \dots (4.53)$$

Donde:

P_{pc} : Pérdidas de potencia en las tres fases, por efecto corona durante mal tiempo, expresadas en kilovatios por kilómetro de línea.

kV : Tensión nominal entre fases, expresada en kilovoltios.

d_c : Diámetro del conductor expresado en milímetros.

N_{cir} : Número de circuitos.

N_{af} : Número de conductores por fase.

g : Gradiente superficial del conductor expresado en kilovoltios por milímetro, valor r.m.s.

R_n : Intensidad de la lluvia expresada en milímetros por hora.

REGISTROS DE RADIACION SOLAR GLOBAL Y CALCULO DE LA INTENSIDAD DE LA RADIACION SOLAR

Para la determinación de la intensidad de la radiación solar se procedió de la siguiente manera:

- a) Se recopilaron datos de radiación solar global y heliofanía de todas las estaciones meteorológicas que toman estos dos registros y de todos los años que existen.
- b) Se promediaron los valores máximos de radiación solar global diaria y los valores de heliofanía diaria, en cada año.
- c) Se obtuvo la intensidad de la radiación solar, dividiendo el valor promedio anual de los máximos de radiación solar global diaria, para el valor promedio anual diario de heliofanía.

Los valores de radiación solar global diaria están expresados en gramos-calorías por centímetro cuadrado.

Los valores de heliofanía están expresados en horas de brillo del sol al día, valores que se expresan en las tablas en minutos.

Por lo tanto la intensidad de la radiación solar quedó expresada en gramos-caloría por minuto y por centímetro cuadrado.

La "Meteorología" de J. M. Lorente contiene la siguiente relación:

$$\frac{1 \text{ milivatio}}{\text{cm}^2} = 0.01432 \frac{\text{Cal. gr.}}{\text{min. cm}^2}$$

Utilizando esta relación se expresó finalmente la intensidad de la radiación solar en milivattios por centímetro cuadrado.

Una vez realizadas estas operaciones se encontró que los valores de intensidad de radiación solar, correspondientes a estaciones de la costa, eran sumamente altos con relación a los valores de la estación Izobamba - Santa Catalina ubicada a más de 3000 mts, s.n.m. y en las cercanías de Quito.

Este hecho contradictorio, ya que la intensidad de la radiación solar debe ser mayor a mayor altura, puede explicarse por la gran parte del tiempo que permanece nublada la región costera. Por lo tanto las horas de brillo del sol registradas, no estarán en relación directa con los valores de radiación solar global.

Para superar esta dificultad se debería tomar un factor de corrección, factor que es desconocido. Lo que se hizo es aceptar como más confiables los valores obtenidos en la estación Izobamba - Santa Catalina y utilizar para las otras estaciones meteorológicas la heliofanía de esta estación, para los años correspondientes.

Con este procedimiento se encontró que los valores de intensidad de la radiación solar son del mismo orden que los valores publicados por la BICC, para distintas latitudes.

Finalmente a partir de estos resultados podría adoptarse para la región interandina (Zona 2) un valor de intensidad de la radiación solar igual a 115 milivatios por centímetro cuadrado, y para la región costera (Zona 1) un valor igual a 95 milivatios por centímetro cuadrado.

T A B L A 1.1

REGISTROS DE RADIACION SOLAR GLOBAL Y CALCULO DE LA INTENSIDAD DE LA RADIACION SOLAR

Estación: Izobamba - Santa Catalina
 Longitud: 78° 33' W.
 Latitud: 00° 22' S.
 Elevación: 3058 mts s.n.m.
 Provincia: Pichincha
 Lugar: Hacienda Santa Catalina (INIAP)

Año	<u>Radiación Solar Global Diaria</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{cm}^2}$)	<u>Heliofanía Diaria</u> (minutos)	<u>Intensidad de la Radiación Solar</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{min. cm}^2}$)	<u>Intensidad de la Radiación Solar</u> ($\frac{\text{milivatios}}{\text{cm}^2}$)
1963	522.24	328.2	1.5912	111.12
1964	509.65	335.4	1.5195	106.11
1965	481.76	298.8	1.6123	112.59
1966	523.83	306.0	1.7118	119.54
1967	500.73	312.6	1.6017	111.85
1968	526.85	324.0	1.6220	113.55
1969	538.48	313.2	1.7193	120.06
1970	520.20	312.0	1.6673	116.43
1971	526.80	304.8	1.7283	120.69

El promedio de la intensidad de la radiación solar registrado en estos años (TABLA-1.1) es:

$$114.66 \frac{\text{mvatios}}{\text{cm}^2}$$

T A B L A 1.2

REGISTROS DE RADIACION SOLAR GLOBAL Y CALCULO DE LA INTENSIDAD DE LA RADIACION SOLAR

Estación: Portoviejo
 Longitud: 80° 26' W.
 Latitud: 01° 04' S.
 Elevación: 44 mts. s.n.m.
 Provincia: Manabí
 Lugar: Universidad Técnica de Manabí

Año	<u>Radiación Solar</u> <u>Global Diaria</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{cm}^2}$)	<u>Heliofanía</u> <u>Diaria</u> (minutos)	<u>Intensidad de la</u> <u>Radiación Solar</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{min.cm}^2}$)	<u>Intensidad de la</u> <u>Radiación Solar</u> ($\frac{\text{milivatios}}{\text{cm}^2}$)
1964	430.30	335.4	1.2829	89.59
1965	431.00	298.8	1.4424	100.73
1966	441.24	306.0	1.4419	100.70
1967	462.78	312.6	1.4804	103.38
1968	483.12	324.0	1.4911	104.13
1969	456.94	313.2	1.4589	101.88
1970	488.10	312.0	1.5644	109.25
1971	490.20	304.8	1.6082	112.31

El promedio de la intensidad de la radiación solar registrado en estos años (TABLA-1.2) es:

$$102.75 \frac{\text{mvatios}}{\text{cm}^2}$$

T A B L A 1.3

REGISTROS DE LA RADIACION SOLAR GLOBAL Y CALCULO DE LA INTENSIDAD DE LA RADIACION SOLAR

Estación: Milagro
 Longitud: 79° 36' W.
 Latitud: 02° 09' S.
 Elevación: 13 mts s.n.m.
 Provincia: Guayas
 Lugar: Ingenio Valdez

Año	<u>Radiación Solar Global Diaria</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{cm}^2}$)	<u>Heliofanía Diaria</u> (minutos)	<u>Intensidad de la Radiación Solar</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{min.cm}^2}$)	<u>Intensidad de la Radiación Solar</u> ($\frac{\text{milivatios}}{\text{cm}^2}$)
1970	400.00	312.0	1.2820	89.53
1971	381.59	304.8	1.2519	87.43

El promedio de la intensidad de la radiación solar registrado en estos años (TABLA-1.3) es:

$$88.48 \frac{\text{mvatios}}{\text{cm}^2}$$

T A B L A 1.4

REGISTROS DE LA RADIACION SOLAR GLOBAL Y CALCULO DE LA INTENSIDAD DE LA RADIACION SOLAR

Estación: Puyo
 Longitud: 77° 54' W.
 Latitud: 01° 35' S.
 Elevación: 950 mts s.n.m.
 Provincia: Pastaza
 Lugar: Hacienda Indillana

Año	<u>Radiación Solar</u> <u>Global Diaria</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{cm}^2}$)	<u>Heliofanía</u> <u>Diaria</u> (minutos)	<u>Intensidad de la</u> <u>Radiación Solar</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{min.cm}^2}$)	<u>Intensidad de la</u> <u>Radiación Solar</u> ($\frac{\text{milivatios}}{\text{cm}^2}$)
1965	433.47	298.8	1.4507	101.30
1966	449.94	306.0	1.4704	102.68
1967	397.80	312.6	1.2726	88.87
1968	407.40	324.0	1.2574	87.80
1969	391.85	313.2	1.2511	87.37
1970	392.00	312.0	1.2564	87.74
1971	360.30	304.8	1.1820	82.55

El promedio de la intensidad de la radiación solar registrado en estos años (TABLA-1.4) es:

$$91.19 \frac{\text{mvatios}}{\text{cm}^2}$$

T A B L A 1.5

REGISTROS DE RADIACION SOLAR GLOBAL Y CALCULO DE LA INTENSIDAD DE LA RADIACION SOLAR

Estación: La Clementina
 Longitud: 79° 21' W.
 Latitud: 01° 40' S.
 Elevación: 20 mts s.n.m.
 Provincia: Los Ríos
 Lugar: Hacienda La Clementina

T A B L A 1.5 (cont.)

Año	<u>Radiación Solar</u> <u>Global Diaria</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{cm}^2}$)	<u>Heliofanía</u> <u>Diaria</u> (minutos)	<u>Intensidad de la</u> <u>Radiación Solar</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{min.cm}^2}$)	<u>Intensidad de la</u> <u>Radiación Solar</u> ($\frac{\text{milivatios}}{\text{cm}^2}$)
1966	386.38	306.0	1.2626	88.18
1967	428.68	312.6	1.3713	95.76
1968	413.40	324.0	1.2759	89.10
1969	432.80	313.2	1.3819	96.50
1970	409.20	312.0	1.3115	91.59
1971	409.31	304.8	1.3428	93.78

El promedio de la intensidad de la radiación solar registrado en estos años (TABLA-1.5) es:

$$92.49 \frac{\text{mivatios}}{\text{cm}^2}$$

T A B L A 1.6

REGISTROS DE RADIACION SOLAR GLOBAL Y CALCULO DE LA INTENSIDAD DE LA RADIACION SOLAR

Estación: Pichilingue
 Longitud: 79° 29' W.
 Latitud: 01° 06' S.
 Elevación: 73 mts s.n.m.
 Provincia: Los Ríos
 Lugar: Hacienda Pichilingue (INIAP)

T A B L A 1.6 (cont.)

Año	<u>Radiación Solar</u> <u>Global Diaria</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{cm}^2}$)	<u>Heliofaño</u> <u>Diaria</u> (minutos)	<u>Intensidad de la</u> <u>Radiación Solar</u> ($\frac{\text{gr. cal.}}{\text{min.cm}^2}$)	<u>Intensidad de la</u> <u>Radiación Solar</u> ($\frac{\text{milivatios}}{\text{cm}^2}$)
1964	400.14	335.4	1.1930	83.31
1965	422.28	298.8	1.4133	98.69
1966	398.46	306.0	1.3021	90.93
1967	430.50	312.6	1.3772	96.17
1968	434.40	324.0	1.3407	93.63
1969	430.28	313.2	1.3738	95.94
1970	413.30	312.0	1.3247	92.50
1971	414.73	304.8	1.3606	95.02

El promedio de la intensidad de la radiación solar registrado en estos años (TABLA-1.6) es:

$$93.27 \frac{\text{mvatios}}{\text{cm}^2}$$

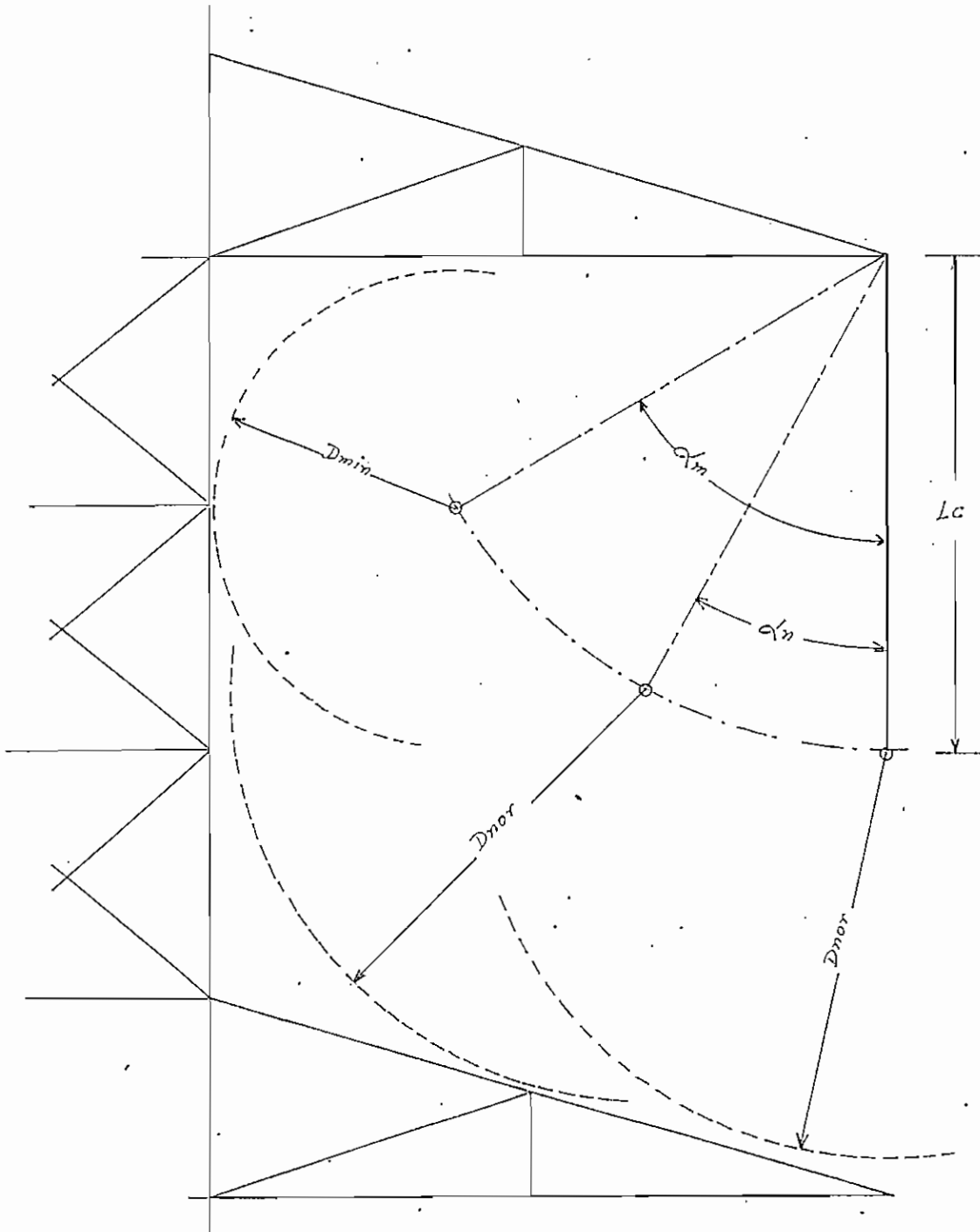


FIG. 3.1 DISTANCIAS EN AIRE EN LA ESTRUCTURA

- L_c : Longitud de la cadena de aisladores.
- α_n : Angulo de desviación de la cadena para un porcentaje de la máxima velocidad del viento.
- α_m : Angulo de desviación de la cadena para máxima velocidad del viento.
- D_{nor} : Mínima distancia para sobretensiones transitorias.
- D_{min} : Mínima distancia para sobretensiones a frecuencia industrial.

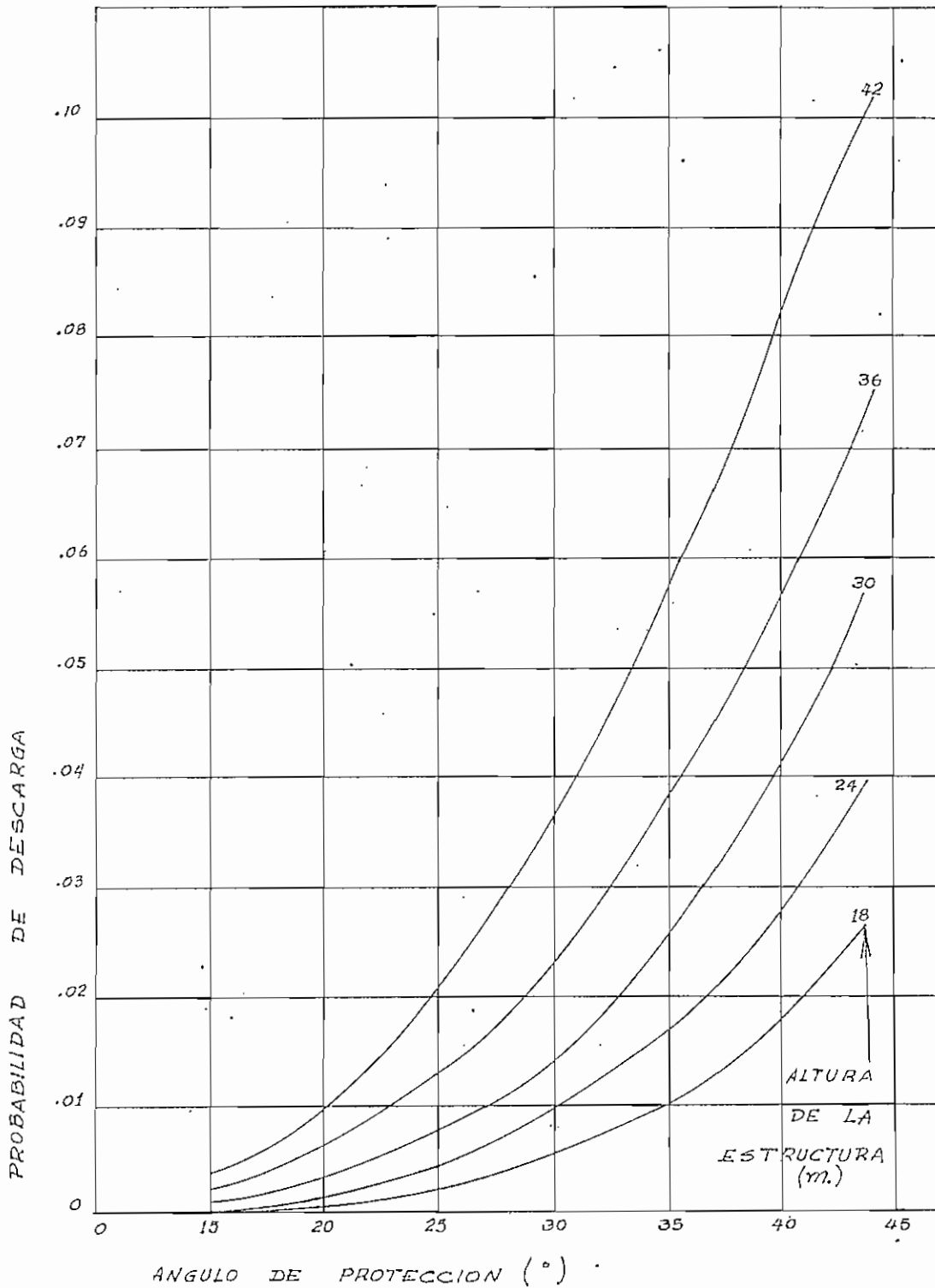
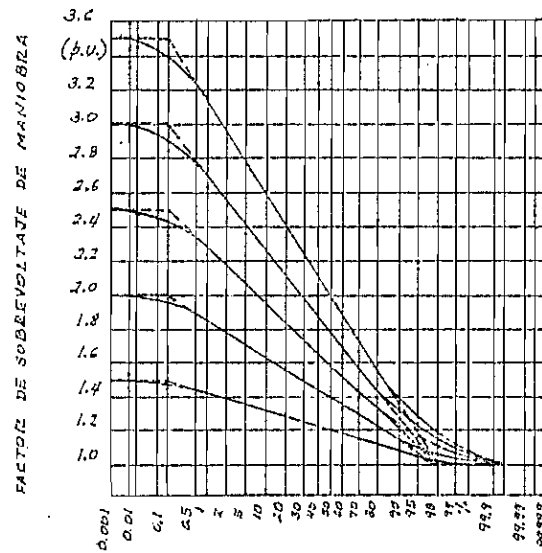
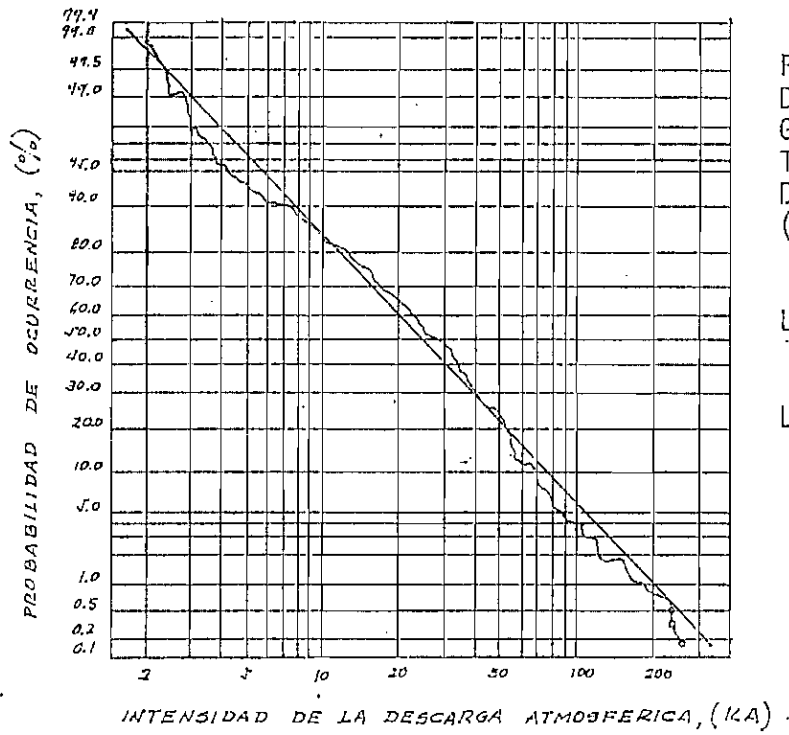


FIGURA 3.2 PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE DESCARGAS DIRECTAS SOBRE LOS CONDUCTORES, EN FUNCION DE LA ALTURA DE LA ESTRUCTURA Y DEL ANGULO DE APANTALLAMIENTO.



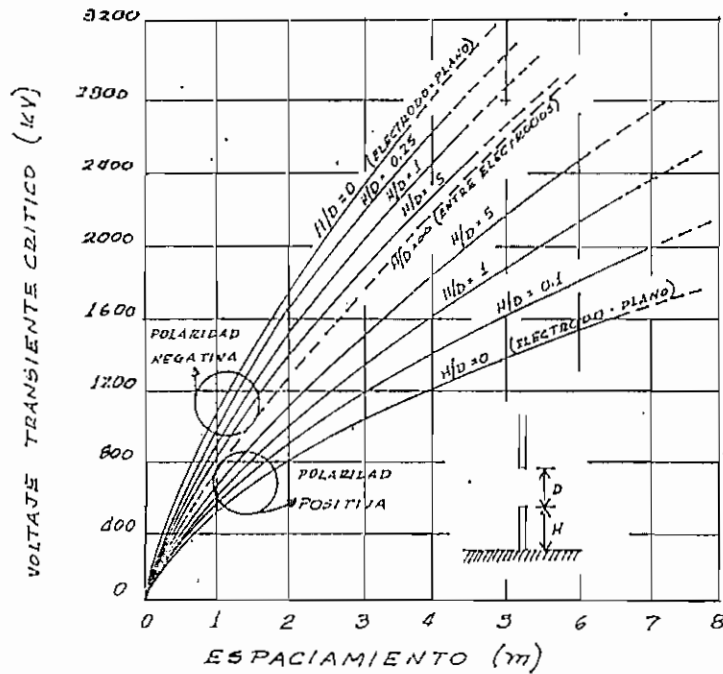


FIG. 3.5 CURVAS DE VOLTAJES TRANSITORIOS CRITICOS PARA DISTINTOS TIPOS DE ESPACIAMIENTOS PARA FRENTE DE ONDA DE 100 μ seg A 200 μ seg.

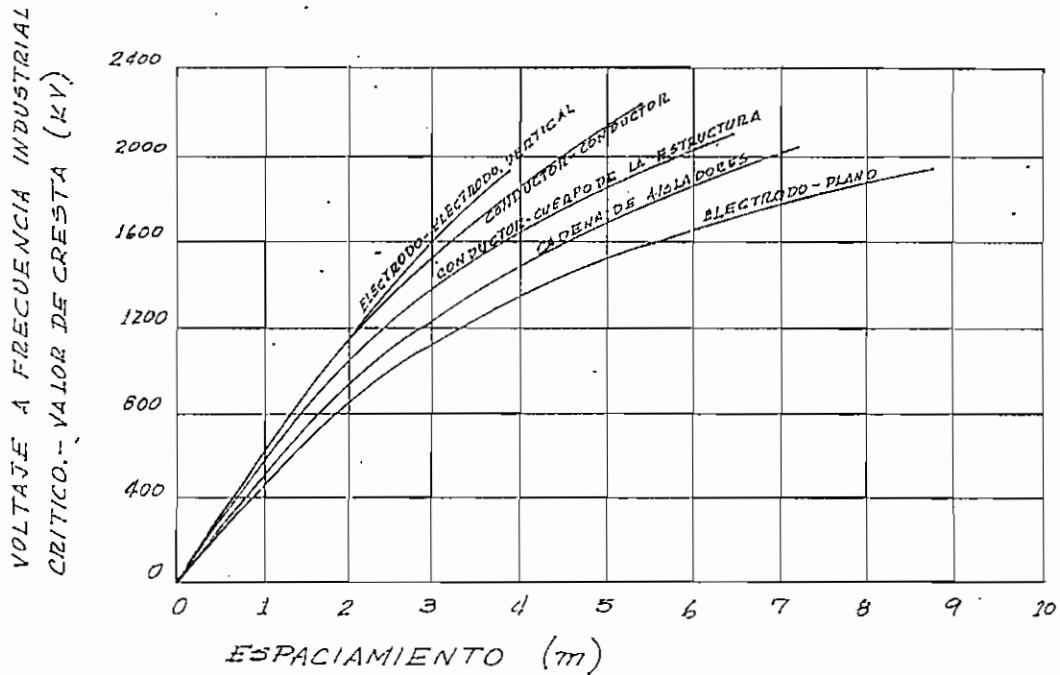


FIG. 3.6 CURVAS DE VOLTAJE A FRECUENCIA INDUSTRIAL CRITICOS, PARA CADENAS DE AISLADORES Y DISTINTOS TIPOS DE ESPACIAMIENTOS.

T A B L A 3.1

DISEÑO DEL AISLAMIENTO PARA LINEAS DE EXTRA ALTO VOLTAJE PARA VARIAS
CONDICIONES DE CONTAMINACION

Posición de la cadena: vertical
Tipo de aisladores: 5.75 x 10 plg.

C O N T A M I N A C I O N		Distancia de fuga
Clase	Tipo	(KV/plg.)
A	Atmósfera limpia, regiones rurales y forestadas. No existe contaminación industrial	1.00
B	Ligera contaminación atmosférica. Suburbios. Grandes regiones industriales. Vías férreas, con lluvias frecuentes	1.04
C	Contaminación moderada, conteniendo sales solubles hasta un 5%. Hornos. Polvo de plantas metalúrgicas, ceniza, polvo de fertilizante en pequeñas cantidades	1.31
D	Fuerte contaminación, contenido 15% o más de sales solubles, polvo de aluminio y plantas químicas, plantas de cemento, polvo de fertilizante en grandes cantidades, ceniza con alto contenido de sales o azufre	1.74
E	Precipitación salina, regiones costeras..	2.11

T A B L A 3.2

VALORES MEDIOS DE ALTURAS DE ESTRUCTURAS Y DE FLECHAS DE CABLES DE GUARDIA EN FUNCION DEL VOLTAJE NOMINAL DE TRANSMISION

Voltaje Nominal de Transmisión (KV)	Altura Media de la Estructura* (m)	Valor Medio de la Flecha del Cable de Guardia* (m)
69	20	3.0
138	35	5.0
230	45	9.0

* Los valores medios de la altura de la estructura y de las flechas del cable de guardia, corresponden aproximadamente al vano económico en cada uno de los tres casos presentados.

T A B L A . 3.3

FACTOR DE CORRECCION POR HUMEDAD PARA TENSIONES DE IMPULSO SEGUN LAS
NORMAS ASA STANDARD C29.1 - 1961

<u>Presion de Vapor</u> (mm Hg)	<u>Factor de Corrección</u> <u>por Humedad</u>
0	1.152
2.54	1.132
5.08	1.100
7.62	1.074
10.16	1.050
12.70	1.024
15.24	1.000
17.18	0.980
20.32	0.960
22.86	0.942
25.40	0.930
27.94	0.917

T A B L A 3.4

NUMERO DE AISLADORES (5.75 x 10 plg) PARA TENSIONES DE IMPULSO. ONDA NEGATIVA

Valor Crítico de Tensión de Impulso (KV)	Número de Aisladores (5.75 x 10 plg)	Valor Crítico de Tensión de Impulso (KV)	Número de Aisladores (5.75 x 10 plg.)
255	2	1530	17
345	3	1615	18
415	4	1700	19
495	5	1785	20
585	6	1870	21
670	7	1955	22
760	8	2040	23
845	9	2130	24
930	10	2250	25
1015	11	2300	26
1105	12	2380	27
1190	13	2470	28
1275	14	2555	29
1360	15	2640	30
1440	16		

T A B L A 3.5

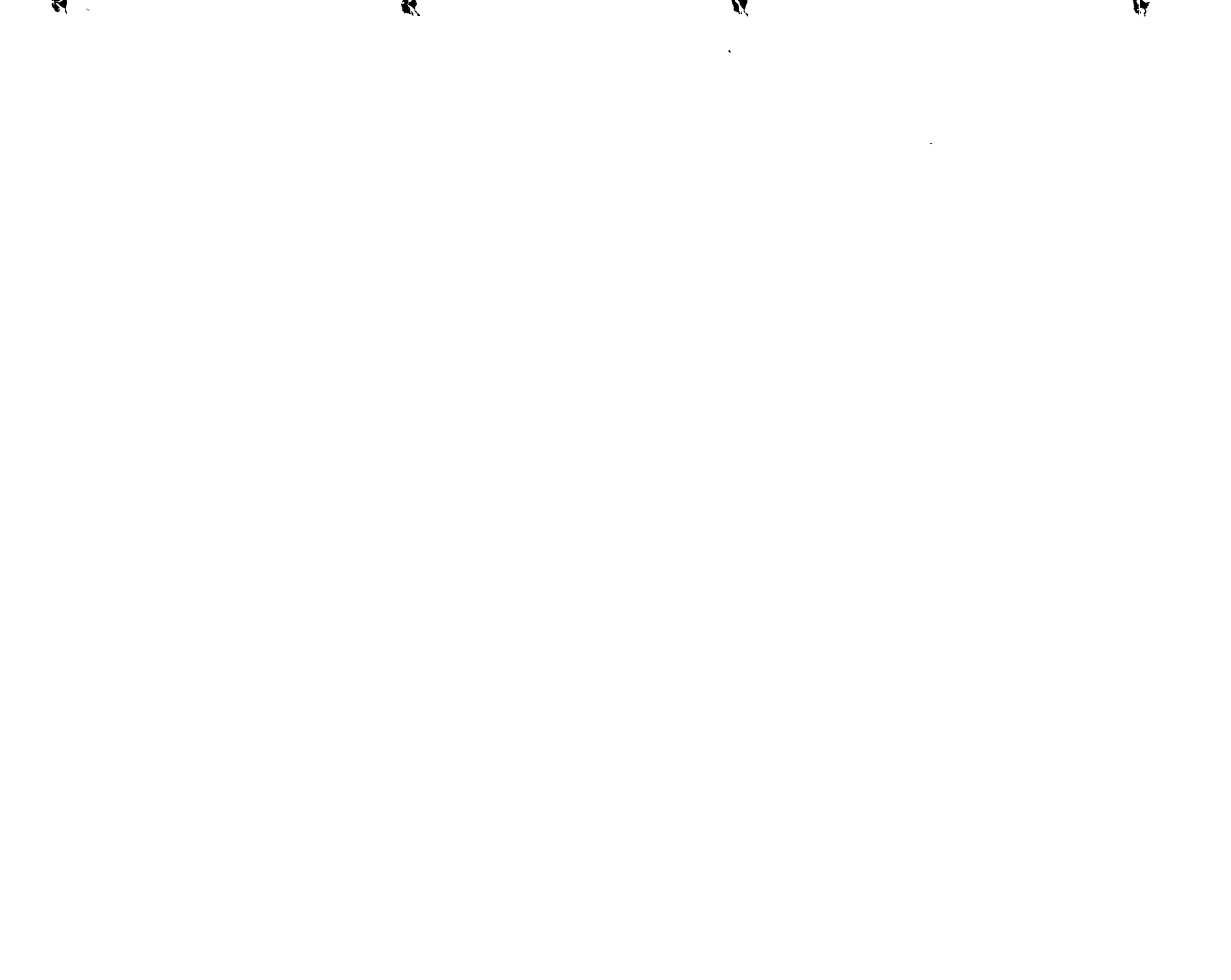
NUMERO DE AISLADORES STANDARD (5.75 x 10 plg) PARA DIFERENTES VALORES DE SOBRETENSION DE MANIOBRA, DISTANCIA A LA ESTRUCTURA IGUAL A LA DISTANCIA DE ARCO DE LA CADENA CON HUMEDAD. POLARIDAD POSITIVA. ONDA 175 x 3200 seg.

<u>Sobretensión de Maniobra</u> <u>Probabilidad del 50%</u> <u>de Descarga</u>	<u>Número de Aisladores</u> <u>(5.75 x 10 plg.)</u>	<u>Sobretensión de Maniobra</u> <u>Probabilidad del 50%</u> <u>de Descarga</u>	<u>Número de Aisladores</u> <u>(5.75 x 10 plg.)</u>
210	2	1130	19
285	3	1170	20
350	4	1220	21
420	5	1250	22
500	6	1290	23
550	7	1335	24
600	8	1370	25
655	9	1400	26
720	10	1450	27
760	11	1495	28
820	12	1540	29
860	13	1580	30
920	14	1625	31
955	15	1660	32
990	16	1685	33
1040	17	1735	34
1075	18	1770	35
		1800	36

B I B L I O G R A F I A

- Ref. 1 Instalaciones Eléctricas Generales. Enciclopedia CEAC de Electricidad. 1973.
- Ref. 2 British Insulated Caledon's Cables Ltda. OVERHEAD CONDUCTOR DESIGN, Wire Mill Division 1967.
- Ref. 3 Electrical Transmission and Distribution Reference Book. CENTRAL STATION ENGINEERS OF THE WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. East Pittsburg, Pennsylvania, U.S.A. Fourth Edition 1964.
- Ref. 4 Influencia de la altitud de las instalaciones en el efecto corona de los conductores. ENDESA-CHILE IETL No. 008 Santiago 3 - Octubre 1968.
- Ref. 5 El efecto corona y su relación con factores atmosféricos y físicos. Ing. Patricio Orbe G. Tesis de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito 1972.
- Ref. 6 Normas de proyecto en el diseño de líneas de transmisión. Conferencia dictada por Arturo Gajardo. Ingeniero Electricista, asesor de INECEL. Escuela Politécnica Nacional. Quito 9 de Mayo de 1975.
- Ref. 7 Código eléctrico ecuatoriano. CIEPI-INECEL. 1973. Quito, Ecuador.
- Ref. 8 EHV Transmission Line Reference Book. Edison Electric Institute. 1968. New York, N. Y., U.S.A.
- Ref. 9 NGK Insulators Catalog number 65, NGK Insulators LDD. MIZUHO NAGOYA, JAPAN.
- Ref. 10 Selection and Coordination of the insulation National Interconnected System. INECEL-IECO-CP. Quito 1974.
- Ref. 11 Curso de Líneas de Transmisión para Profesionales. Publicaciones Técnicas, ENDESA. Octubre 1974. Tema No. 4. Determinación de la aislación en la estructura de líneas de transmisión. Relator: Arturo Gajardo Varela.

- Ref. 12 Programa para computadora de escritorio. Hewlet Packard. Regresión cúbica de dos variables. Manual Estadístico No. 10.
- Ref. 13 Normas ASA STANDARD C29.1. 1961.
- Ref. 14 Poligrafiados de Líneas de Transmisión. Facultad de Ingeniería Eléctrica, Departamento de Potencia. Escuela Politécnica Nacional. Quito 1974 - 1975.
- Ref. 15 Efecto de la densidad relativa del aire en el aislamiento de una línea de transmisión. Philips IEEE Transactions, Vol. PAS-86, 1967.
- Ref. 16 Estudio de un Programa de Computación para determinar Parámetros Básicos en el Anteproyecto de Líneas de Transmisión. Jaime González V. ENDESA-CHILE.
- Ref. 17 Curso de Sistemas de Transmisión dictado por el Ing. Honorato Placencia. Escuela Politécnica Nacional. Quito 1973 - 1974.
- Ref. 18 Redes Eléctricas. Jacinto Viqueira Landa. Segunda Parte. Representaciones y Servicios de Ingeniería S. A. México, D. F. 1968.
- Ref. 19 Distribution Systems. Electric Utility Engineers of the Westinghouse Electric Corporation. East Pittsburgh, Pennsylvania. First Edition, 1965.



PROGRAMA DE COMPUTADORA PARA LA ESTIMACION DE COSTOS
Y PARAMETROS ELECTRICOS Y MECANICOS DE LINEAS DE
TRANSMISION DE 69 KV A 230 KV

PARTE II

TESIS PREVIA A LA OBTENCION
DEL TITULO DE "INGENIERO ELECTRICO"
ESPECIALIZACION "POTENCIA"
DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

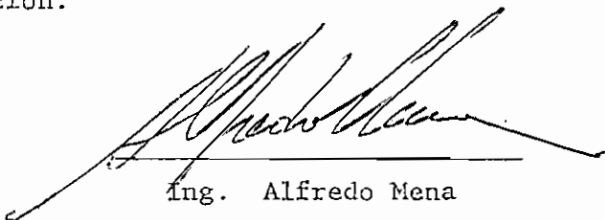
PROGRAMA DE COMPUTADORA PARA LA ESTIMACION DE COSTOS
Y PARAMETROS ELECTRICOS Y MECANICOS DE LINEAS DE
TRANSMISION DE 69 KV A 230 KV

PARTE II

MARCO V. MELO G.

Quito, Junio 1976

Certifico que la presente Tesis fue elaborada por el Señor Marco V. Melo G., bajo mi dirección.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Alfredo Mena', written over a horizontal line.

Ing. Alfredo Mena
DIRECTOR DE TESIS

A MIS PADRES

A MIS HERMANAS

A MI ESPOSA

A MI HIJO

A G R A D E C I M I E N T O

Un agradecimiento muy especial a las siguientes entidades y personas:

Escuela Politécnica Nacional

Señores Ingenieros:

Alfredo Mena, Director de Tesis

Arturo Gajardo, Humberto Sáez, Asesores

Víctor Orejuela, Jorge Santillán, Asesores

Ramiro Rodas, Director del Instituto de Computación

Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL)

Señor Julio Barriga, compañero de Tesis

Y a todas las personas que, de una u otra forma, colaboraron en la realización de este trabajo.

PROLOGO

La presente tesis tiene como objetivo principal, presentar un método de análisis de alternativas para anteproyectos de líneas de transmisión a los niveles de tensión que se van a requerir en el país.

El estudio realizado significó calcular en forma detallada las características eléctricas y mecánicas de cada una de las alternativas propuestas y, de igual manera, los costos de cada uno de los rubros que inciden en el costo total que es, precisamente, el criterio de selección de las alternativas a estudiar.

El proceso de cálculo se efectuó utilizando un programa de computadora desarrollado para este propósito, con lo que se consigue aplicar exactamente los mismos criterios, y en el mismo orden a todas las alternativas propuestas; además si se considera la gran cantidad de operaciones a efectuar y lo engorroso de los cálculos, sería prácticamente imposible realizar un estudio de este tipo sin la ayuda del computador digital.

La gran extensión del trabajo desarrollado determinó el que se lo hiciera en dos partes, dando lugar a la presente tesis conjunta.

La Primera Parte fue llevada a cabo por Julio C. Barriga O. y la Segunda Parte por Marco V. Melo G.

El planteamiento, desarrollo y puesta en marcha del programa de computadora, fue realizado por los autores antes mencionados.

Finalmente los autores consideran este trabajo como un preliminar

al que habrá que modificar y mejorar conforme se adquiera expe
riencia en la construcción de líneas de extra alto voltaje y se
pueda ajustar más exactamente las expresiones matemáticas y críte
rios a la realidad de nuestro medio.

A fin de que otras personas puedan continuar este trabajo, se pre
sentan detalladamente, el proceso seguido en el planteamiento del
problema y el programa de computadora, con su respectivo manual
de utilización, en el que consta la forma en que está construido
el programa, y en los apéndices los resultados de un ejemplo y el
listado del programa.

INDICE GENERAL

INDICE GENERAL

	<u>PAGINA</u>
PROLOGO	VI
CAPITULO 1 CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR	1
1.1 Resumen	2
1.2 Criterios de cálculo	3
1.3 Ecuación de cambio de estado	4
1.4 Condiciones de instalación de los conductores	10
1.5 Hipótesis de cálculo	11
1.5.1 Tensión de estado normal de los conductores y cables de guardia.	11
1.5.2 Tensión máxima de los conductores y cables de guardia.	13
1.6 Cálculo de la flecha de los conductores y cables de guardia.	14
1.6.1 Flecha máxima final de los conductores	15
1.6.2 Flecha final de estado normal de los cables de guardia.	18
CAPITULO 2 DIMENSIONES DE LAS ESTRUCTURAS	19
2.1 Resumen	20
2.2 Criterios de cálculo	21
2.2.1 Conceptos de Vano de Viento y de Vano de Peso	21
2.2.2 Cálculo del ángulo de desviación de la cadena de aisladores.	23
2.3 Dimensionamiento de la estructura	24
2.3.1 Voladizo de las crucetas	24
2.3.2 Distancia entre fases	25

	<u>PAGINA</u>	
2.3.3	Distancia vertical entre fases	26
2.3.4	Distancia horizontal entre cables de guardia	27
2.3.5	Distancias mínimas del conductor al suelo	27
2.3.6	Altura de la cruceta más baja al suelo	28
2.3.7	Altura del cable de guardia	29
2.3.8	Ancho de la estructura	31
2.3.9	Altura total de la estructura	31
CAPITULO 3 CALCULO DEL PESO APROXIMADO DE LAS ESTRUCTURAS DE SUSPENSION		32
3.1	Resumen	33
3.2	Criterios de cálculo	34
3.2.1	Fórmula de Ryle	34
3.2.2	Fórmula de Peterson	35
3.2.3	Fórmula de la Bonneville Power Administration	36
3.3	Aplicación de la Fórmula de La Bonneville Power Ad ministration	38
3.3.1	Cálculo de la carga vertical total	38
3.3.2	Cálculo de la carga transversal total	42
3.3.3	Cálculo de la carga longitudinal total	46
3.3.4	Cálculo de la altura del centro de gravedad de las cargas.	49
CAPITULO 4 CALCULO DEL VOLUMEN DE FUNDACIONES		52
4.1	Resumen	53
4.2	Particularidades e importancia del estudio de las fundaciones	53
4.3	Criterios de cálculo	54

	<u>PAGINA</u>	
4.4	Determinación del esfuerzo de arrancamiento	55
4.4.1	Cálculo del momento total máximo en la base de la torre debido a la acción de las cargas <u>transver</u> sales y longitudinales.	55
4.4.2	Cálculo del esfuerzo de arrancamiento	57
4.5	Cálculo de los volúmenes de hormigón, excavación y relleno por estructura.	58
4.5.1	Cálculo de los volúmenes de hormigón, excavación y relleno, por kilómetro de línea.	61
CAPITULO 5 CALCULO DE COSTOS POR KILOMETRO DE LINEA		62
5.1	Resumen	63
5.2	Costo de conductores y cables de guardia por kilómetro de línea.	64
5.3	Costo de aisladores y accesorios por kilómetro de línea.	65
5.3.1	Costo de aisladores por kilómetro de línea	65
5.3.2	Costo de accesorios por kilómetro de línea	66
5.4	Costo de estructuras por kilómetro de línea	71
5.5	Costo de construcción por kilómetro de línea	72
5.5.1	Roce y despeje de la faja de servidumbre.	72
5.5.2	Preparación del tendido.	73
5.5.3	Tendido y templado de conductores y cables de guardia.	73
5.5.4	Erección y montaje de estructuras.	74
5.5.5	Engrampado.	75
5.5.6	Replanteo en el terreno de la ubicación de <u>estruc</u> turas.	76

	<u>PAGINA</u>
5.5.7 Ejecución de fundaciones.	76
5.5.8 Número medio total de hombres-día estimados para la construcción por kilómetro de línea	78
5.5.9 Costo de jornales.	78
5.5.10 Costo de administración, equipamiento y campamentos.	79
5.5.11 Costo total de construcción.	82
5.6 Costo de pérdidas de transmisión	82
5.6.1 Costo de pérdidas de potencia activa por kilómetro de línea.	83
5.6.2 Costo de pérdidas de potencia reactiva.	84
5.6.3 Costo de pérdidas de energía por kilómetro de línea.	85
5.7 Costo de los derechos de paso por kilómetro de línea.	86
5.8 Costo de estudios y proyecto por kilómetro de línea.	86
5.9 Costo total por kilómetro de línea.	87
APENDICE	88
BIBLIOGRAFIA	105

INDICE DEL APENDICE

INDICE DEL APENDICE

			<u>PAGINA</u>
Tabla	1.2.1	Porcentaje de la Tensión de Rotura que debe aplicarse para prevenir los efectos de la vibración en los conductores.	89
Figura	1.3.1	Curva formada por un conductor tendido entre dos estructuras de soporte de una línea de transmisión.	89
Figura	2.1.1	Estructura de Suspensión para Simple Circuito, con un cable de guardia.	90
Figura	2.1.2	Estructura de Suspensión para Doble Circuito, con un cable de guardia.	90
Figura	2.1.3	Estructura de Suspensión para Simple Circuito, con dos cables de guardia.	91
Figura	2.1.4	Estructura de Suspensión para Doble Circuito, con dos cables de guardia.	91
Figura	2.2.1	Perfil de una línea de transmisión en el que se muestran los vanos de peso y los vanos de viento de las estructuras.	92
Figura	2.4.1	Voladizo de las Cruceñas de una Estructura de Suspensión.	92
Tabla	2.3.1	Factores que se utilizarán para determinar los vanos de viento, los vanos de peso y los vanos máximos para estructuras de suspensión en función del vano normal.	93
Figura	2.5.1	Distancia Vertical entre Fases	94
Tabla	2.6.1	Distancias mínimas del conductor al suelo en función del voltaje de transmisión.	94

			<u>PAGINA</u>
Figura	2.7.1	Altura de la cruceta más baja al suelo	95
Figura	2.8.1	Altura del cable de guardia.	96
Figura	2.8.2	Altura del cable de guardia.	96
Figura	2.8.3	Altura del cable de guardia.	97
Figura	2.8.4	Altura del cable de guardia.	97
Figura	2.9.1	Ancho de la Estructura de Suspensión	98
Figura	2.10.1	Altura total de la Estructura de Suspensión, para simple circuito	98
Figura	2.10.2	Altura total de la Estructura de Suspensión, para doble circuito.	99
Figura	3.4.1	Dimensiones básicas de las estructuras de Simple Circuito.	100
Figura	3.4.1	Dimensiones básicas de las estructuras de Doble Circuito.	101
Figura	4.3.1	Fundaciones para terreno normal	102
Figura	4.3.1	Fundaciones para terreno inundado	103
Figura	4.4.1	Esfuerzo de arrancamiento para un pie de la torre.	104

C A P I T U L O 1

CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR

C A P I T U L O 1

CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR

1.1 RESUMEN

En el presente capítulo se trata de obtener las tensiones mecánicas y las flechas de los conductores y de los cables de guardia, de una línea de transmisión aérea, utilizando básicamente la ecuación de cambio de estado que se resolverá por el método iterativo de Newton Raphson, para las distintas solicitaciones de viento y temperatura, que se tengan en las diferentes hipótesis de cálculo.

Los valores de las flechas y de las tensiones mecánicas calculadas servirán para la posterior determinación de las dimensiones y peso aproximado de las estructuras de suspensión que se usarán en este estudio.

Se considerarán como datos para la resolución de las distintas ecuaciones empleadas en este capítulo, los siguientes:

- Tensión de rotura de los conductores y cables de guardia.
- Peso por unidad de longitud de los conductores y cables de guardia.
- Diámetro exterior de los conductores y cables de guardia.
- Sección transversal de los conductores y cables de guardia.
- Coeficiente de dilatación lineal y módulo de elasticidad final de los conductores y cables de guardia.

- Presiones de viento sobre los conductores y cables de guardia.
- Temperaturas ambiente: máximas, mínimas y normales.
- Vanos normales utilizados.
- Número de circuitos de la línea.

1.2 CRITERIOS DE CALCULO

Desde el punto de vista económico resulta conveniente hacer que los conductores trabajen a la máxima tensión mecánica permisible. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que para evitar que se produzcan daños en el conductor por vibraciones mecánicas debidas a la acción del viento, no es recomendable sobrepasar de ciertos límites de tensión mecánica en el conductor.

El Código Eléctrico Ecuatoriano, editado en 1973, establece los siguientes límites: la máxima tensión mecánica inicial admisible, en casos de eventualidad, no debe sobrepasar del 45% de su tensión de rotura, para cables de acero de 7 hilos; del 37% de su tensión de rotura para cables de aluminio de 7 a 19 hilos y del 33% de su tensión de rotura para cables de AGSR de 6/1 a 26 /7 hilos (Ref.1).

En el presente trabajo, luego de analizar estudios más recientes hechos por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), se considera que la máxima tensión mecánica inicial admisible para todos los conductores no debe sobrepasar del 50% de su tensión de rotura, lo que está de acuerdo con lo especificado por las Normas de Proyecto para Líneas de 138KV del Sistema Nacional de Transmisión, elaboradas por la mencionada institución en 1975 (Ref.2).

Por otro lado, si una línea de transmisión sufre lateralmente la acción del viento se producen balanceos transversales que en determinados casos, producen también vibraciones verticales de los conductores. Los requerimientos de seguridad mecánica especifican que en las condiciones más frecuentes de viento y temperatura, no se debe sobrepasar de un cierto porcentaje de la tensión de rotura del conductor, para evitar las vibraciones. La tabla 1.2.1 (Apéndice) muestra estos porcentajes para conductores de cobre, aluminio, ACSR y Aldrey, que son aplicables a conductores que no tienen ninguna protección contra las vibraciones (Ref. 3).

Experiencias realizadas en Chile demuestran que utilizando amortiguadores de vibración en los conductores se logra limitar los porcentajes indicados en la tabla 1.2.1, para el estado normal (viento y temperatura más usuales), a un 33% para el cobre y a un 20% para el ACSR, aluminio y sus aleaciones (Ref. 3).

Considerando, además, que en las antes mencionadas Normas para Proyecto de Líneas de Transmisión de 138 KV, elaboradas por INECEL, se especifica que la tensión de estado normal final no debe exceder del 20% de su tensión de rotura para conductores de ACSR, aluminio y sus aleaciones y del 17% de su tensión de rotura para cables de guardia, en el presente estudio se adoptan estos límites siempre y cuando se empleen amortiguadores y grapas de suspensión basculantes en los conductores (Ref. 4).

1.3 ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO

La ecuación de cambio de estado permite establecer relaciones -

entre las distintas condiciones de estado (viento y temperatura) que se presentan en las zonas por las cuales atraviesa la línea de transmisión, con las tensiones mecánicas a las que se halla sujeto el conductor bajo esas condiciones.

Normalmente la deducción de la ecuación de cambio de estado se la hace a partir de la ecuación de la catenaria, que corresponde a la curva formada por un conductor tendido entre dos estructuras de soporte de una línea de transmisión, como puede verse en la Fig.1.3.1 (Apéndice). En el presente estudio, esa deducción se la realizará utilizando la ecuación de la parábola - en lugar de la de la catenaria, por considerarla lo suficiente mente exacta para nuestros fines.

La expresión que permite calcular la longitud de un arco de parábola, es la que se indica a continuación:

$$Lop = \frac{Ln^3 \times W^2}{24 \epsilon^2} + Ln \dots\dots\dots (1.1)$$

donde:

Lop : Longitud del arco de parábola, en m.

Ln : Vano normal, en m.

W : Peso aparente del conductor o del cable de guardia - por unidad de longitud y por unidad de sección transversal, en kg/m/mm².

ε : Tensión del conductor o del cable de guardia, en kg/mm².

El peso aparente del conductor o del cable de guardia (W), se lo calcula mediante las siguientes ecuaciones:

$$W = \frac{P}{S} \dots\dots\dots(1.2)$$

$$P = \sqrt{Pc^2 + (d \times Qv \times 10^{-3})^2} \dots\dots\dots(1.3)$$

donde:

- P : Peso aparente del conductor o del cable de guardia por unidad de longitud, en kg/m.
- S : Sección transversal del conductor o del cable de guardia, en mm². Se considera como dato.
- Pc : Peso del conductor o del cable de guardia por unidad de longitud, en kg/m.
- Qv : Presión del viento sobre el conductor o el cable de guardia, en kg/m². Se considera como dato.
- d : Diámetro exterior del conductor o del cable de guardia, en mm.

Debido a que las tensiones mecánicas de los conductores y cables de guardia deben ser calculadas para condiciones de estado normal (viento y temperatura más usuales) y para condiciones de estado diferentes de las normales (vientos fuertes, temperaturas máximas o mínimas), en las ecuaciones que se desarrollan a continuación se empleará el subíndice 1 para indicar condiciones de estado normal y el subíndice 2 para indicar condiciones de esta-

do diferentes de las normales.

El peso aparente del conductor o del cable de guardia en las condiciones de estado normal (W_1 , en Kg/m/mm²), se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$W_1 = \sqrt{\frac{P_C^2 + (d \times Q_{v1} \times 10^{-3})^2}{S}} \dots\dots\dots(1.5)$$

y, en las condiciones diferentes de las normales (W_2 , en Kg/m/mm²):

$$W_2 = \sqrt{\frac{P_C^2 + (d \times Q_{v2} \times 10^{-3})^2}{S}} \dots\dots\dots(1.6)$$

La longitud del arco de parábola para las condiciones de estado normal (Lop_1 , en m), aplicando la ecuación (1.1), es:

$$Lop_1 = \frac{\ln^3 \times W_1^2}{24 \times \epsilon_1^2} + \ln \dots\dots\dots(1.7)$$

y, para condiciones diferentes de las normales (Lop_2 , en m):

$$Lop_2 = \ln + \frac{\ln^3 \times W_2^2}{24 \times \epsilon_2^2} \dots\dots\dots(1.8)$$

De las ecuaciones (1.7) y (1.8) se tiene que la variación de longitud ΔL ($\Delta L = Lop_2 - Lop_1$), en metros, correspondiente a una variación de tensión de ϵ_1 a ϵ_2 , es igual a:

$$\Delta L = \frac{Ln^3}{24} \left[\begin{array}{c} W_2^2 \\ \epsilon_2^2 \end{array} - \begin{array}{c} W_1^2 \\ \epsilon_1^2 \end{array} \right] \dots\dots\dots(1.9)$$

Por otro lado se conoce que esta variación de longitud ΔL , es igual a:

$$\Delta L = L_{op1} \times \gamma (t_2 - t_1) + \frac{L_{op1}}{E} (\epsilon_2 - \epsilon_1) \dots\dots\dots(1.10)$$

donde:

- γ : Coeficiente de dilatación lineal del conductor o del cable de guardia, en $1/^\circ$ centígrados.
- t : Temperatura del conductor o del cable de guardia, en $^\circ$ centígrados.
- E : Módulo de elasticidad del conductor o del cable de guardia, en kg/mm^2 .

Igualando las ecuaciones (1.9) y (1.10) se obtiene:

$$\frac{Ln^3}{24} \left[\begin{array}{c} W_2^2 \\ \epsilon_2^2 \end{array} - \begin{array}{c} W_1^2 \\ \epsilon_1^2 \end{array} \right] = L_{op1} \times (t_2 - t_1) \times \gamma + \frac{L_{op1}}{E} (\epsilon_2 - \epsilon_1) \dots\dots(1.11)$$

Asumiendo que $\text{Lop}_1 = \text{Ln}$ y dividiendo el primer miembro de la ecuación (1.11) por Ln y el segundo miembro por Lop_1 , la ecuación (1.11) queda:

$$\frac{\text{Ln}^2 \times W_2^2}{24 \times \zeta_2^2} - \frac{\zeta_2}{E} = \gamma \times (t_2 - t_1) + \frac{\text{Ln}^2 \times W_1^2}{24 \times \zeta_1^2} - \frac{\zeta_1}{E} \dots\dots(1.12)$$

La ecuación (1.12) puede también ser expresada como se indica a continuación:

$$K_1 \times T_2^3 + K_2 \times T_2^2 - K_3 = 0 \dots\dots\dots(1.13)$$

donde:

$$K_1 = \frac{1}{E}$$

$$K_2 = \gamma \times (t_2 - t_1) + \frac{\text{Ln}^2 \times W_1^2}{24 \times \zeta_1^2} - \frac{\zeta_1}{E}$$

$$K_3 = \frac{\text{Ln}^2 \times W_2^2}{24}$$

Las ecuaciones (1.12) y (1.13) son dos formas de expresión de la ecuación de cambio de estado, que se resolverá para obtener

las tensiones mecánicas de los conductores y cables de guardia, en las condiciones de estado normal y en condiciones de estado diferentes de las normales (Ref. 5).

1.4 CONDICIONES DE INSTALACION DE LOS CONDUCTORES

Los conductores después de ser instalados sufren un proceso de alargamiento plástico ("creep") que determina que el cálculo de sus tensiones y flechas deba realizarse para condiciones mecánicas iniciales y finales.

Las flechas y tensiones iniciales serán las calculadas considerando las características mecánicas resultantes de la fabricación del conductor, garantizadas por el fabricante.

Las flechas y tensiones finales serán calculadas considerando - que el conductor ha sufrido la más desfavorable de las siguientes condiciones, después de ser instalado con tensión inicial:

- a. 10 años a temperatura media sin sobrecarga de viento.
- b. Aplicación de la máxima tensión de servicio del conductor durante dos horas.
(Ref. 4).

Las flechas y tensiones mecánicas iniciales se utilizan especialmente para la elaboración de tablas y cuadros de tendido de conductores. Debido a que el objeto del presente estudio no es el de elaborar dichas tablas sino más bien calcular las flechas y tensiones mecánicas finales que permitan dimensionar las estructuras de suspensión que se emplearán a lo largo de la línea,

y obtener su peso aproximado, únicamente se calcularán estas últimas.

1.5 HIPOTESIS DE CALCULO

En el presente estudio se divide al territorio nacional, para la aplicación de las distintas hipótesis de cálculo, en las siguientes zonas:

Zona 1: Corresponde a la parte baja del territorio, comprendida entre el océano y las faldas de la cordillera, hasta una altura de 1000 m sobre el nivel del mar.

Zona 2: Corresponde básicamente a la meseta andina y comprende terrenos ubicados desde 1000 m hasta 3500 m sobre el nivel del mar con una altura predominante de 2500 m.
(Ref. 4)

1.5.1 TENSION DE ESTADO NORMAL DE LOS CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA

Se establecen las siguientes hipótesis:

Zona 1:

HIPOTESIS 1 (Tensión inicial)

A la temperatura de 25°C sin viento (estado normal), la tensión inicial de los conductores a base de aluminio, no debe exceder del 25% de la tensión de rotura garantida.

zada por el fabricante y la tensión inicial de los cables de guardia, no debe exceder del 20% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante (Ref. 4).

HIPOTESIS 2 (Tensión final)

A la temperatura de 25°C sin viento (estado normal), la tensión final de los conductores a base de aluminio, no debe exceder del 20% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante, y la tensión final de los cables de guardia, no debe exceder del 17% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante (Ref. 4).

Zona 2:

HIPOTESIS 1 (Tensión inicial)

A la temperatura de 12°C sin viento (estado normal), la tensión inicial de los conductores a base de aluminio, no debe exceder del 25% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante y la tensión inicial de los cables de guardia, no debe exceder del 20% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante (Ref. 4).

HIPOTESIS 2 (Tensión final)

A la temperatura de 12°C sin viento (estado normal), la tensión final de los conductores a base de aluminio, no debe exceder del 20% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante y la tensión final de los cables de guardia, no debe exceder del 17% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante (Ref. 4).

1.5.2 TENSION MAXIMA DE LOS CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA

Se establecen las siguientes hipótesis:

Zona 1:

HIPOTESIS 3 (Tensión inicial)

A la temperatura de 5°C, sin viento, la tensión inicial de los conductores y cables de guardia, para el punto más alto de fijación, no debe exceder del 50% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante (Ref. 4).

HIPOTESIS 4(Tensión inicial)

A la temperatura de 18°C y con una velocidad de viento de 90 km/h, la tensión inicial de los conductores y cables de guardia, para el punto más alto de fijación, no debe exceder del 50% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante (Ref. 4).

Zona 2:

HIPOTESIS 3 (tensión inicial)

A la temperatura de -5°C, sin viento, la tensión inicial de los conductores y cables de guardia, para el punto más alto de fijación, no debe exceder del 50% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante (Ref. 4).

HIPOTESIS 4 (Tensión inicial)

A la temperatura de 5°C y con una velocidad de viento de

90 km/h, la tensión inicial de los conductores y cables de guardia, para el punto más alto de fijación, no debe exceder del 50% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante (Ref. 4).

Se asume que el viento de 90 km/h produce una presión efectiva sobre la superficie diametral de los conductores y de los cables de guardia de 39 kg/m^2 .

Se considerará como valor inicial de la tensión máxima el que resulte mayor de los calculados según las hipótesis 3 y 4, indicadas anteriormente (Ref. 4).

Para el cálculo de la tensión máxima final se tomarán en cuenta las condiciones de viento y temperatura señaladas en las hipótesis 3 y 4 considerándose los siguientes límites:

La tensión máxima final de los conductores no debe exceder del 33% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante y la tensión máxima final de los cables de guardia no debe exceder del 30% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante.

(Ref. 2)

1.6 CALCULO DE LA FLECHA DE LOS CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA

La flecha de los conductores y cables de guardia se calcula mediante la ecuación:

$$f = \frac{L_n^2 \times W}{8 \times T} \dots\dots\dots(1.14)$$

donde:

- f : Flecha del conductor o del cable de guardia, en m.
 - L_n : Vano normal, en m.
 - W : Peso aparente del conductor o del cable de guardia, en kg/m/mm².
 - T : Tensión del conductor por unidad de sección transversal, en kg/mm².
- (Ref. 5)

1.6.1 FLECHA MAXIMA FINAL DE LOS CONDUCTORES

Se considerarán dos condiciones que determinan las correspondientes flechas máximas de los conductores:

- Transmisión de la potencia nominal máxima de la línea.
- Transmisión de la potencia de emergencia de la línea, para el caso de Líneas de doble circuito.

Para la transmisión de la potencia nominal máxima de la línea, la flecha máxima de los conductores será la máxima

yor de las calculadas según las siguientes hipótesis:

Zona 1

HIPOTESIS 5

A la temperatura de 60°C sin viento.

Zona 2

HIPOTESIS 5

A la temperatura de 45°C sin viento.

Zona 1

HIPOTESIS 6

A la temperatura t_1 sin viento.

Zona 2

HIPOTESIS 6

A la temperatura t_2 sin viento.

Las temperaturas t_1 y t_2 corresponden a las calculadas para el conductor considerando la transmisión de la potencia nominal máxima de la línea, un viento de 0.61 m/seg (2 ft/seg), efecto del sol, emisividad de 0.5, la cota máxima de la línea y las siguientes temperaturas ambiente:

Zona 1
25° C

Zona 2
12° C

(Ref. 4)

Las temperaturas t_1 y t_2 serán calculadas mediante la ecuación de Equilibrio Térmico, desarrollada en el Capítulo I "Determinación del Diámetro Mínimo por Limitación Térmica", de la Tesis de Grado del Señor Julio Barriga. (Escuela Politécnica Nacional, 1976).

Para la condición de transmisión de la potencia de emergencia de la línea, se considerará que el conductor alcanza su máxima temperatura admisible y la flecha se -calculará según la siguiente hipótesis:

Zona 1 y Zona 2

HIPOTESIS 7

A la temperatura de 80°C sin viento.

La temperatura de 80°C se adopta debido a que es la máxima temperatura que puede soportar un conductor sin sufrir alteraciones, producidas por el excesivo calentamiento, en sus propiedades eléctricas o mecánicas (Ref. 6).

1.6.2 FLECHA FINAL DE ESTADO NORMAL DE LOS CABLES DE GUARDIA

El valor de la flecha final de los cables de guardia deberá ser inferior al 90% de la flecha inicial de los conductores y se calculará según la siguiente hipótesis:

Zona 1

HIPOTESIS 8

A la temperatura de 25°C sin viento (estado normal).

Zona 2

HIPOTESIS 8

A la temperatura de 12°C sin viento (estado normal).

(Ref. 4)

C A P I T U L O 2

DIMENSIONES DE LAS ESTRUCTURAS

C A P I T U L O 2

DIMENSIONES DE LAS ESTRUCTURAS

2.1 RESUMEN

El objetivo que se persigue en este capítulo es dimensionar las estructuras de suspensión que se utilizarán en el presente estudio, para posteriormente hacer una estimación del peso de las mismas. El dimensionamiento se lo hace, básicamente, siguiendo normas que ya han sido establecidas con relación a este tópico por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL).

Únicamente se considerarán estructuras de suspensión del tipo indicado en las figuras 2.1.1, 2.1.2, 2.1.3 y 2.1.4 (Apéndice).

Como datos para la resolución de las diferentes ecuaciones que se usan a lo largo del capítulo, tenemos los siguientes:

- Diámetro exterior del conductor.
- Peso del conductor por unidad de longitud.
- Presión máxima del viento sobre el conductor.
- Relación de vano de viento a vano de peso.
- Distancia normal de los conductores a la estructura.
- Distancia mínima de los conductores a la estructura.
- Longitud de la cadena de aisladores y sus accesorios.
- Flechas de los conductores y cables de guardia.
- Voltaje de la línea.
- Distancias mínimas del conductor al suelo.
- Angulo de apantallamiento de los cables de guardia.
- Ancho del cuerpo de la torre a la altura de las crucetas.

2.2 CRITERIOS DE CALCULO

La acción horizontal del viento transversal a una línea de transmisión aérea, hace que las cadenas de aisladores se desvíen, formando ángulos con relación a su posición vertical original.

En vista de que el ángulo de desviación de las cadenas de aisladores es un factor fundamental en lo que se refiere a la determinación del voladizo de las crucetas de las estructuras de suspensión de una línea de transmisión aérea, se realizará previamente un breve análisis de la forma en que dicho ángulo puede ser determinado.

2.2.1 CONCEPTOS DE VANO DE VIENTO Y VANO DE PESO

La Fig. 2.2.1 (Apéndice) ilustra el perfil de una línea de transmisión y muestra la catenaria del conductor en relación a las estructuras de soporte y al suelo. Se indican, además, los correspondientes vanos de viento y vanos de peso de las distintas estructuras, cuyas definiciones se dan a continuación:

VANO DE VIENTO (L_v)

Es la longitud de vano que hay que considerar para determinar el esfuerzo que debido a la acción del viento sobre los conductores, transmiten éstos al apoyo. Dicha longitud queda determinada por la distancia horizontal que resulta de la semisuma de los vanos contiguos a la estructura de soporte (Ref.5).

VANO DE PESO (L_p)

Es la longitud del vano que hay que considerar para determinar la acción del peso que los conductores transmiten a la estructura de soporte. Dicha longitud viene expresada por la distancia horizontal que exista entre los puntos más bajos de las catenarias de los vanos adyacentes a la estructura de soporte (Ref.5).

La relación que existe entre el vano de viento y el vano de peso de una estructura dada es función de la topografía del terreno por el que atraviesa la línea de transmisión. Así, como puede observarse en la Fig.2.2.1, cuando una estructura se encuentra ubicada a mayor altura que otra, el vano de peso de la estructura más baja es menor que el de la estructura más alta; además, se puede notar que existe diferencia entre los vanos de viento de las diferentes estructuras (Ref.7).

En el presente estudio se asume que para distintos tipos de terreno los factores que relacionan los vanos de viento y los vanos de peso de las estructuras con el vano normal (L_n), considerado como dato, son los indicados en la tabla 2.3.1 (Apéndice) (Ref.8).

Los factores se escogerán de acuerdo al tipo de terreno y, en el caso del vano de viento, al valor del coeficiente K_{rc} dado por la siguiente expresión:

$$K_{rc} = \frac{d_c}{P_c} \dots \dots \dots (2.1)$$

donde:

Krc : Coeficiente que depende del conductor utilizado.

Si Krc < 24 Conductor Pesado

Si Krc > 24 Conductor Liviano

dc : Diámetro exterior del conductor, en mm.

Pc : Peso del conductor por unidad de longitud, en Kg/m:
(Ref.8)

2.2.2 CALCULO DEL ANGULO DE DESVIACION DE LA CADENA DE AISLADORES (α)

El ángulo máximo de desviación de la cadena de aisladores se calculará a partir de la siguiente ecuación:

$$\alpha_m = \arctg \left(\frac{dc \times Q_{vm} \times 10^{-3}}{Pc} \times Ka \right) \dots\dots\dots(2.2)$$

donde:

α_m : Angulo máximo de desviación de la cadena de aisladores, en grados.

dc : Diámetro exterior del conductor, en mm.

Q_{vm} : Presión máxima del viento sobre el conductor, en Kg/m². Se considera como dato.

Pc : Peso por unidad de longitud del conductor, en Kg/m.

Ka : Relación de vano de viento a vano de peso (Lv/Lp).
(Ref.9)

En el presente trabajo se asume que el ángulo máximo de desviación de la cadena no será en ningún caso mayor que 60°; lo que está de acuerdo con lo establecido por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), en sus normas para diseño de líneas de transmisión (Ref.10).

El ángulo de desviación normal de la cadena de aisladores (α_n), es decir, el formado por la cadena con relación a la vertical cuando se tienen condiciones de viento y temperatura normales, se calculará a partir de la ecuación:

$$\alpha_n = \arctg \left(\frac{dc \times Q_{vn} \times 10^{-3}}{P_c} \times K_a \right) \dots\dots\dots(2.3)$$

donde:

α_n : Angulo de desviación normal de la cadena de aisladores, en grados.

Q_{vn} : Presión normal del viento sobre el conductor, en Kg/m². Se considera como dato.

(Ref.9)

2.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA ESTRUCTURA

2.3.1 VOLADIZO DE LAS CRUCETAS (A)

El voladizo de las crucetas, como puede verse en la Fig. 2.4.1 (Apéndice), será la mayor de las siguientes distancias:

$$A_1 = L_c \times \text{sen } \alpha_n + D_{nor} + K_b \dots\dots\dots(2.4)$$

$$A_2 = L_c \times \text{sen } \alpha_m + D_{mf} + K_b \dots\dots\dots(2.5)$$

donde:

- A : Voladizo de la cruceta, en m.
- D_{nor} : Distancia normal de los conductores a la estructura, en m.
- D_{mín} : Distancia mínima de los conductores a la estructura, en m.
- L_c : Longitud de la cadena de aisladores con sus accesorios correspondientes, en m.
- K_b : Variable que toma en cuenta las irregularidades de la estructura y la mitad de la separación entre subconductores, en el caso en que se utilicen dos conductores por fase. Se considera como dato.

2.3.2 DISTANCIA ENTRE FASES (DF)

La distancia entre conductores, debe ser tal que no exista riesgo de cortocircuito entre fases, teniendo presente las oscilaciones debidas a la acción del viento sobre los conductores.

La distancia mínima admisible entre fases en el centro del vano se deberá calcular de acuerdo a la siguiente expresión:

$$DF = Kfx \sqrt{f_c + L_c} + \frac{KV}{150} \times K_d \dots\dots\dots (2.6)$$

donde:

- Df : Distancia mínima entre conductores, en m.
- Kf : 0.75 para separación vertical.
- Kf : 0.65 para separación horizontal.
- fc : Flecha final del conductor, en m., para la condición de transmisión de la potencia nominal máxima de la línea (definida en el numeral 1.6.1 del capítulo anterior), correspondiente al vano máximo hacia cualquier lado de cada tipo de estructura. Los factores que relacionan el vano normal (Ln) con el vano máximo (Lm), para estructuras de suspensión, son los indicados en la tabla 2.3.1 (Apéndice).
- KV : Tensión nominal de transmisión entre fases, en KV.
- Kd : Constante que considera el efecto de la variación de la densidad del aire debido a la altura sobre el nivel del mar. Se considera como dato.
(Ref. 4)

2.3.3 DISTANCIA VERTICAL ENTRE FASES (h_2)

La distancia vertical entre fases, como puede verse en la Fig. 2.5.1 (Apéndice), está dada por:

$$h_2 = Lc + Dnor + 0.1 \dots\dots\dots(2.7)$$

donde:

- h_2 : Distancia vertical entre fases, en m.

Se agregan 0.1 m. para tomar en cuenta las dimensiones de la cruceta inferior y la protección metálica (peineta) para impedir que se posen los pájaros sobre las crucetas, en el caso en que se utilice.

La separación entre fases será la distancia que resulte mayor de la comparación entre la distancia entre fases D_f y la distancia vertical entre fases h_2 .

2.3.4 DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE CABLES DE GUARDIA (b)

La distancia mínima admisible en el centro del vano se deberá calcular de acuerdo a la siguiente expresión:

$$b = 0.65 \times \sqrt{fcg} \dots\dots\dots(2.8)$$

donde:

b : Separación horizontal entre cables de guardia, en m.

fcg : Flecha final del cable de guardia, en metros, correspondiente al vano máximo hacia cualquier lado de cada tipo de estructura. Esta flecha se calculará para una temperatura de 45°C en la Zona 1 y 30°C en la Zona 2.

(Ref.4)

2.3.5 DISTANCIAS MINIMAS DEL CONDUCTOR AL SUELO (h_0)

Las distancias mínimas del conductor al suelo serán las que se indican en la tabla 2.6.1 (Apéndice).

En dicha tabla, en la condición 1, las distancias mínimas se deberán verificar considerando la flecha máxima final correspondiente a la condición de transmisión de la potencia nominal máxima de la línea (definida en el numeral 1.6.1 del capítulo anterior, hipótesis 5 y 6) y para desviación de los conductores por efecto del viento en ángulos comprendidos entre 0° y 10°

En la condición 2 estas distancias mínimas se deberán verificar considerando la flecha máxima final correspondiente a la condición de transmisión de la potencia de emergencia de la línea (definida en el numeral 1.6.1 del capítulo anterior, hipótesis 7).

(Ref.4)

2.3.6 ALTURA DE LA CRUCETA MAS BAJA AL SUELO (h_1)

La altura de la cruceta más baja al suelo, como puede verse en la Fig.2.7.1 (Apéndice), será igual a:

$$h_1 = Lc + f_{cm} + h_0 \quad \dots \dots \dots (2.9)$$

donde:

h_1 : Altura de la cruceta más baja al suelo, en m.

h_0 : Distancia mínima del conductor al suelo, en m.

Se escogerá la distancia que resulte mayor de las calculadas con las condiciones 1 y 2 del numeral anterior.

fcm : Flecha máxima final del conductor, en m. Se tomará la flecha que resulte mayor de las calculadas a base de las hipótesis 5, 6 y 7 del numeral 1.6.1 del capítulo anterior.

2.3.7 ALTURA DEL CABLE DE GUARDIA (h_3)

El ángulo protector o de apantallamiento (β), es decir el formado con la vertical por la recta que une el cable de guardia y el conductor exterior, debe ser tal que la protección que brinda el cable de guardia contra las descargas atmosféricas, sea efectiva.

La altura del cable de guardia (h_3) en función del ángulo de apantallamiento (β); como puede verse en las figuras 2.8.1, 2.8.2, 2.8.3 y 2.8.4 (Apéndice), estará dada por las siguientes expresiones:

- Para estructuras de simple o doble circuito, con un conductor por fase y un cable de guardia:

$$h_3 = \frac{A + \frac{Act}{2}}{\text{tg } \beta} - Lc \text{ (Fig.2.8.1) } \dots\dots\dots(2.10.1)$$

- Para estructuras de simple o doble circuito, con dos conductores por fase y un cable de guardia:

$$h_3 = \frac{A + \frac{Act}{2} + \frac{Y}{2}}{\text{tg } \beta} - Lc \text{ (Fig. 2.8.2) } \dots\dots(2.10.2)$$

- Para estructuras de simple o doble circuito, con un conductor por fase y dos cables de guardia:

$$h_3 = \frac{A + \frac{Act}{2} - \frac{b}{2}}{\text{tg } \beta} - Lc \quad (\text{Fig. 2.8.3}) \dots\dots\dots(2.10.3)$$

- Para estructuras de simple o doble circuito, con dos conductores por fase y dos cables de guardia:

$$h_3 = \frac{A + \frac{Act}{2} - \frac{b}{2} + \frac{Y}{2}}{\text{tg } \beta} - Lc \quad (\text{Fig. 2.8.4}) \dots\dots\dots(2.10.4)$$

En las ecuaciones anteriores se tiene lo siguiente:

- h_3 : Altura del cable de guardia, en m.
- A : Voladizo de la cruceta, en m.
- Act : Ancho del cuerpo de la torre a la altura de las crucetas, en m. Se considera como dato.
- b : Separación horizontal entre cables de guardia, en m.
- Y : Separación entre los subconductores de fase, en m.
- β : Angulo de apantallamiento, en grados.

En el presente estudio se asume que el ángulo de apantallamiento para la Zona 1 será de 30°; utilizándose un solo cable de guardia y para la Zona 2, de 20°; utilizándose dos cables de guardia.

(Ref.11)

2.3.8 ANCHO DE LA TORRE (A_t)

El ancho de la torre, como puede verse en la Fig. 2.9.1 (Apéndice), estará dado por la siguiente ecuación:

$$A_t = 2 \times A + A_{ct} \dots\dots\dots(2.11)$$

donde:

A_t : Ancho de la torre, en m.

Si la distancia calculada con esta ecuación resulta menor que la calculada con la ecuación 2.6 , (Distancia - entre fases D_f), se escogerá esta última.

2.3.9 ALTURA TOTAL DE LA ESTRUCTURA (h_t)

La altura total de la estructura para simple circuito, como puede verse en la Fig. 2.10.1 (Apéndice), se la calcula mediante la ecuación:

$$h_t = h_1 + h_2 + h_3 \dots\dots\dots(2.12.1)$$

La altura total de la estructura para doble circuito, como puede verse en la Fig. 2.10.2 (Apéndice), se la calcula mediante la ecuación:

$$h_t = h_1 + 2h_2 + h_3 \dots\dots\dots(2.12.1)$$

En las ecuaciones anteriores h_t es la altura total de la estructura, en m.

C A P I T U L O 3

CALCULO DEL PESO APROXIMADO DE LAS ESTRUCTURAS DE SUSPENSION

C A P I T U L O 3 .

CALCULO DEL PESO APROXIMADO DE LAS ESTRUCTURAS DE SUSPENSION

3.1 RESUMEN

En el presente capítulo se trata de obtener el peso aproximado de las estructuras de suspensión, que se utilizan en una línea de transmisión aérea, por medio de fórmulas empíricas que han sido desarrolladas para estimar ese peso.

Se debe anotar que no es el objetivo de este capítulo dar normas sobre el diseño mismo de las estructuras, ni calcular en forma exacta el peso de éstas, pues se considera que para el presente trabajo es suficiente con tener una idea del peso aproximado de las torres para realizar la evaluación económica posterior de las mismas (cálculo de costos).

La estimación del peso de las estructuras se la realiza por medio de la fórmula de la Bonneville Power Administration.

Los datos que se tienen para el desarrollo matemático de las diferentes expresiones usadas en este capítulo son los que se indican a continuación:

- Vano de peso máximo
- Peso por unidad de longitud de conductores y cables de guardia.
- Diámetro exterior de conductores y cables de guardia.

- Número de circuitos, número de conductores por fase y número total de cables de guardia.
- Peso de aisladores, accesorios de fijación usados para la suspensión o anclaje de los conductores y para la sujeción de los cables de guardia, amortiguadores y pesos adicionales.
- Vanos de viento
- Presiones de viento sobre conductores, cables de guardia y estructuras.
- Area de las estructuras sometida a la acción del viento.
- Dimensiones básicas de la estructura.

3.2 CRITERIOS DE CALCULO

En un estudio generalizado, la estimación del peso de las torres o estructuras de suspensión de una línea de transmisión es la parte más imprecisa y difícil de realizar.

Para resolver el problema lo que se hace frecuentemente es estimar el peso de las estructuras utilizando fórmulas empíricas que han sido desarrolladas para el efecto. Las fórmulas más conocidas y de mayor aplicación son: la fórmula de Ryle, la fórmula de Peterson y la fórmula de la Bonneville Power Administration - (BPA).

3.2.1 FORMULA DE RYLE

La fórmula de Ryle es una fórmula empírica que ha sido desarrollada partiendo de consideraciones teóricas, pero - principalmente de datos prácticos y permite calcular, en forma aproximada, el peso de cualquier torre o estructura de suspensión de una línea de transmisión, en función de su altura y del máximo momento de vuelco, producido por

las cargas transversales, en la base de la torre. Su expresión es:

$$W_e = K \cdot H_t \cdot \sqrt{M}$$

donde:

W_e : Peso aproximado de la estructura de suspensión, en Kg.

K : Coeficiente de Ryle, cuyo rango de variación máximo está entre 0.0014 y 0.0029. Es una constante que depende del tipo y forma de la torre, del tipo y número de conductores y de la tensión nominal de transmisión.

H_t : Altura total de la torre sobre el terreno, en m.

M : Momento de vuelco total en la base de la torre, producido por las cargas transversales debidas a la acción del viento sobre los conductores y cables de guardia, en Kg/m.

(Ref.12)

3.2.2. FORMULA DE PETERSON

La fórmula de Peterson es una fórmula empírica que establece una relación entre el peso de la estructura, su altura y las tensiones a las que están sometidos los conductores.

Es particularmente útil cuando se trata de hacer los ajustes necesarios en el peso de la torre y por lo tanto en su

costo, al producirse variaciones en los elementos de diseño de la línea de transmisión. Su expresión es la siguiente:

$$W_e = C \cdot H_e \cdot \sqrt[3]{P^2}$$

donde:

W_e : Peso aproximado de la estructura de suspensión, en Lbs.

C : Constante empírica que varía entre 0.25 a 0.35 para líneas de 110 a 330 KV.

H_e : Altura equivalente de la torre, en ft. Es la altura sobre el terreno a la cual la resultante P , bajo máxima carga y condiciones de rotura de conductores, produce el momento máximo total en la base de la torre.

P : Resultante de la combinación de las cargas máximas transversales y longitudinales, en Lbs., bajo máxima carga y condiciones de rotura de conductores.

(Ref.13)

3.2.3 FORMULA DE LA BONNEVILLE POWER ADMINISTRATION (BPA)

Es una fórmula que permite calcular en forma aproximada el peso de las estructuras de suspensión de una línea de transmisión aérea en base de sus dimensiones y de las cargas longitudinales, transversales y verticales a las que

está sometida la torre. Su expresión es:

$$W_e = C \cdot K_p \cdot h \cdot (T^{2/3} + V^{1/2} + L^{2/3}) \dots \dots \dots (3.1)$$

donde:

- W_e : Peso aproximado de la estructura de suspensión, en Lbs.
- C : Constante cuyo valor es 0.08 para torres de sus pensión y 0.12 para torres de anclaje.
- h : Altura sobre el suelo del centro de gravedad de las cargas de los conductores, en ft.
- T : Carga transversal total de los conductores y ca bles de guardia, en Lbs.
- V : Carga vertical total de los conductores y cables de guardia, en Lbs.
- L : Carga longitudinal de los conductores y cables de guardia, en Lbs.
- K_p : Variable que depende de la separación entre fases y que se la calcula de la siguiente manera:

$$K_p = \sqrt{1.44 + \frac{B^2}{400}} \quad \text{Para torres de suspensión....} \dots \dots \dots (3.2)$$

$$K_p = \sqrt{2.89 + \frac{B^2}{1260}} \quad \text{Para torres de anclaje}$$

En las expresiones anteriores B es el brazo de torque máximo para cargas longitudinales, es decir, la distancia entre el centro de la estructura y la punta de la cruceta, en pies.

(Ref.14)

En el presente estudio se ha seleccionado la fórmula de la Bonneville Power Administration que es la que se utiliza en el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) en su programa para la determinación del conductor y vano económicos. Además, la fórmula de la BPA emplea una constante cuyo valor está perfectamente definido, mientras que en las fórmulas de Ryle y Peterson se requiere conocer los valores de las constantes partiendo de datos que se obtienen de proyectos de líneas de transmisión ya realizados, en los cuales se utilizan estructuras de características similares, datos que no se pueden conseguir en nuestro medio.

3.3 APLICACION DE LA FORMULA DE LA BPA

3.3.1 CALCULO DE LA CARGA VERTICAL TOTAL (V)

La carga vertical total estará dada por:

- El peso de los conductores, aisladores, accesorios, amortiguadores, pesos adicionales, etc., aplicado en los puntos de suspensión o anclaje de las fases.
- El peso de los cables de guardia con sus accesorios de fijación y protección aplicado en los puntos de sujeción de éstos.
- Un peso de 150 Kg. correspondiente a un operario, con

su respectivo equipo, ubicado en cualquier punto de la estructura.

Se deben, además, considerar sobrecargas verticales que consistirán en cargas verticales iguales al peso del conductor por fase aplicadas en los puntos de suspensión o anclaje de la fase, o igual al peso del cable de guardia aplicado en el punto de sujeción de éste. Estas sobrecargas se considerarán aplicadas a la estructura actuando de la siguiente manera:

- En estructuras de doble circuito:

a.1 Sobre dos conductores cualesquiera.

a.2 Sobre un conductor y un cable de guardia cualesquiera.

a.3 Sobre dos cables de guardia en el caso en que exista más de uno.

- En estructuras para simple circuito:

b.1 Sobre un conductor cualquiera y un cable de guardia.

(Ref.4)

La carga vertical a la que estará sometida la estructura, de acuerdo con lo anterior, puede ser calculada mediante las siguientes expresiones:

- Estructuras de doble circuito:

Alternativa a.1:

$$V = 2.20 (L_p \times P_c \times N_c + L_p \times P_{cg} \times N_{cg}) + 2.20 \times 2.0 \times L_p \times P_c + 2.2 \times 150 + Kpaa$$

$$V = 2.20 \times L_p \left[(N_c + 2) P_c + P_{cg} \times N_{cg} \right] + 330 + Kpaa$$

(libras)(3.3)

Alternativa a.2:

$$V = 2.20 (L_p \times P_c \times N_c + L_p \times P_{cg} \times N_{cg}) + 2.20 (L_p \times P_c + L_p \times P_{cg}) + 330 + Kpaa$$

$$V = 2.20 \times L_p \left[(N_c + 1) P_c + (N_{cg} + 1) P_{cg} \right] + 330 + Kpaa$$

(libras)(3.3)

Alternativa a.3:

$$V = 2.20 (L_p \times P_c \times N_c + L_p \times P_{cg} \times N_{cg}) + 2.20 \times 2.0 \times L_p \times P_{cg} + 2.2 \times 150 + Kpaa$$

$$V = 2.20 \times L_p \left[P_c \times N_c + (N_{cg} + 2) P_{cg} \right] + 330 + Kpaa$$

(libras)(3.3)

- Estructuras para simple circuito:

Alternativa b.1.1:

$$V = 2.20 (L_p \times P_c \times N_c + L_p \times P_{cg} \times N_{cg}) + 2.20 \times 1.0 \\ \times L_p \times P_c + 2.2 \times 150 + K_{paa}$$

$$V = 2.20 \times L_p \left[(N_c + 1) P_c + P_{cg} \times N_{cg} \right] + 330 + K_{paa} \\ \text{(libras) (3.3)}$$

Alternativa b.1.2:

$$V = 2.20 (L_p \times P_c \times N_c + L_p \times P_{cg} \times N_{cg}) + 2.20 \times 1.0 \\ \times L_p \times P_{cg} + 2.2 \times 150 + K_{paa}.$$

$$V = 2.20 \times L_p \left[P_c \times N_c + (N_{cg} + 1) P_{cg} \right] + 330 + \\ K_{paa} \text{ (libras) (3.3)}$$

Expresiones en las cuales:

V : Carga vertical total, en Lbs.

L_p : Vano de peso máximo que se considere, en m.

P_c : .. Peso por unidad de longitud de los conductores de fase, en Kg/m.

N_c : Número total de conductores de fase.

P_{cg} : Peso por unidad de longitud de los cables de guardia, en Kg/m.

N_{cg} : Número total de cables de guardia.

K_{paa} : Peso de aisladores, accesorios, pesos adicionales, amortiguadores, etc., usados en los puntos de suspensión o anclaje de los conductores y peso de los accesorios de fijación y de protección usados para la sujeción de los cables de guardia, en Lbs. Se considera como dato.

3.3.2 CALCULO DE LA CARGA TRANSVERSAL TOTAL (T)

Se considera que las cargas transversales sobre la estructura provienen de dos factores: la acción del viento sobre los conductores, la estructura y los aisladores y de los cambios en la dirección de la línea.

Las presiones de viento que se adoptan en el presente estudio son:

- Conductores y cables de guardia (sobre su superficie diametral): 39 Kg/m^2 .
- Estructuras metálicas hechas de reticulado de perfiles (sobre superficie directamente atacada) : 80 Kg/m^2 .
- Aisladores (sobre la superficie diametral del cilindro envolvente) : 50 Kg/m^2 .

Se supondrá el viento actuando a 0° , 45° y 90° con respecto al eje de la línea o a la normal de la bisectriz del ángulo de la línea. La presión efectiva Q_0 (Kg/m^2) se calculará según:

$$Q = Q_0 \times \cos \xi \dots\dots\dots(3.4)$$

Expresión en la cual Q es la presión efectiva del viento, en Kg/m² y ξ es el ángulo entre la dirección del viento y la normal a la superficie afectada, en grados.

La carga debida a la presión Q se considerará normal a la superficie afectada y actuando en su centro de gravedad en el caso de la estructura, aisladores y demás accesorios y normal al plano vertical que contiene el vano, actuando en el punto de suspensión o anclaje de los conductores y en el punto de sujeción de los cables de guardia respectivamente. (Ref. 4)

Se asume que en cualquier estructura la línea tiene un ángulo mínimo de desviación de 1° y máximo de 15°. En el presente estudio se adopta que las tensiones iniciales - de servicio de los conductores y cables de guardia son iguales en vanos adyacentes, con lo cual la tensión transversal debida al efecto del ángulo de desviación de la línea puede calcularse según:

$$T_a = 2 \times T_s \times \sin \frac{\alpha}{2} \dots\dots\dots(3.5)$$

donde:

T_a : Tensión transversal resultante debida al efecto del ángulo de desviación de la línea, en Kg.

T_s : Tensión inicial de servicio de los conductores o cables de guardia, en Kg.

Z : Angulo de desviación de la línea, en grados.

Esta tensión resultante se aplicará en los puntos de suspensión o anclaje de los conductores de fase y en los puntos de sujeción de los cables de guardia.

La carga transversal total a la que estará sujeta la estructura se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T = 2.20 \left[10^{-3} (L_v \times D_c \times N_c \times Q_c + L_v \times D_{cg} \times N_{cg} \times Q_{cg}) + T_{ac} \times N_c + T_{acg} \times N_{cg} \right] + K_{TT} \dots\dots\dots(3.6)$$

$$T = 2.20 \left[(L_v \times D_c \times Q_c \times 10^{-3} + T_{ac}) N_c + (L_v \times D_{cg} \times Q_{cg} \times 10^{-3} + T_{acg}) N_{cg} \right] + K_{TT} \dots\dots\dots(3.6)$$

donde:

T : Tensión transversal total, en Lbs.

L_v : Vano de viento, en m.

Q_c : Presión efectiva del viento sobre los conductores de fase, en Kg/m^2 .

D_c : Diámetro exterior del conductor de fase, en mm.

- T_{ac} : Tensión transversal resultante debida al efecto del ángulo de desviación de la línea sobre los conductores de fase, en Kg.
- Q_{cg} : Presión efectiva del viento sobre los cables de guardia, en Kg/m^2 .
- D_{cg} : Diámetro exterior de los cables de guardia, en mm.
- T_{acg} : Tensión transversal resultante debida al efecto del ángulo de desviación de la línea sobre los cables de guardia, en Kg/m^2 .
- K_{TT} : Carga transversal total resultante de la acción del viento sobre la estructura, cadenas de aisladores y demás dispositivos utilizados, en Lbs., que se calcula según:

$$K_{TT} = Q_e \times S_e + Q_a \times S_a$$

$$K_{TT} = Q_e \times S_e + Q_a \times dca \times Lc \times 10^{-3} \dots\dots(3.7)$$

Donde:

- S_e : Area transversal de la estructura sometida a la acción del viento, en m^2 . Se considera como dato.
- Q_e : Presión efectiva del viento sobre la estructura, en Kg/m^2 .
- Q_a : Presión efectiva del viento sobre las cadenas de aisladores, en Kg/m^2 .

L_c : Longitud de la cadena de aisladores, en m.

dca : Diámetro exterior de la cadena de aisladores, en mm. Se considera como dato.

3.3.3 CALCULO DE LA CARGA LONGITUDINAL TOTAL (L)

Como ya se aclaró en el numeral anterior, consideraremos que las tensiones longitudinales de los conductores y cables de guardia son iguales en los vanos adyacentes, por lo cual la carga longitudinal total que se ejerce sobre la estructura estará dada solamente por la sobrecarga longitudinal que se produce por efecto de conductores o cables de guardia cortados en un vano adyacente a la estructura.

Esta carga longitudinal consistirá en fuerzas horizontales, en la dirección del vano, aplicadas en los puntos de suspensión o anclaje de los conductores de fase y en los puntos de sujeción de los cables de guardia respectivamente.

En estructuras de suspensión, para el cálculo de esta carga, se debe tomar en cuenta la tensión mecánica normal final de los conductores y cables de guardia.

Se deben analizar las siguientes alternativas de corte de conductores y cables de guardia:

- En estructuras de doble circuito:

- c.1 Cortadura de uno o dos cables de guardia (si existe más de uno)
- c.2 Cortadura del conductor de una o dos fases cualquiera.
- c.3 Cortadura del conductor de una fase y la de un cable de guardia simultáneamente y en cualquier combinación (Ref.4).

- En estructuras para simple circuito:

- d.1 Cortadura del conductor de una fase cualquiera
- d.2 Cortadura de un cable de guardia cualquiera.

De todas las alternativas anteriores se debe escoger la más desfavorable.

La carga longitudinal total sobre la estructura se obtendrá aplicando las siguientes expresiones:

- Estructuras de doble circuito:

Alternativa c.1:

$$L = 2.20 \times N_{cg} \times T_{mnfcg} \dots\dots\dots(3.8)$$

Alternativa c.2:

$$L = 2.20 \times 2.0 \times T_{mnfc}$$

$$L = 4.4 \times T_{mnfc} \dots\dots\dots(3.8)$$

Alternativa c.3:

$$L = 2.20 (T_{mnfcg} + T_{mnfc}) \dots\dots\dots (3.8)$$

- Estructuras para simple circuito:

Alternativa d.1:

$$L = 2.20 \times T_{mnfc} \dots\dots\dots (3.8)$$

Alternativa d.2:

$$L = 2.20 \times T_{mnfcg} \dots\dots\dots (3.8)$$

En las expresiones anteriores se tiene que:

L : Carga longitudinal total, en Lbs.

T_{mnfc} : Tensión mecánica normal final de los conductores de fase, en Kg.

T_{mnfcg} : Tensión mecánica normal final de los cables de guardia, en Kg.

Para el cálculo del peso de la estructura se escogerá la carga longitudinal que resulte mayor al aplicar las diferentes alternativas antes citadas.

3.3.4 CALCULO DE LA ALTURA DEL CENTRO DE GRAVEDAD DE LAS CARGAS (h)

Para el cálculo de la altura, h , únicamente se considerarán las cargas transversales actuando sobre la estructura debido a que al ser el objetivo de este capítulo el obtener en forma aproximada el peso de las estructuras de suspensión, no es indispensable el considerar las cargas longitudinales.

En la Fig. 3.4.1 se indican las dimensiones básicas de las estructuras que se utilizarán en este estudio.

El momento total en la base de la estructura debido a la acción de las cargas transversales se obtiene mediante las siguientes expresiones:

- Para estructuras de doble circuito:

$$M_t = 2.0 \times 3.0 (h_1 + h_2) T_c + (h_1 + 2h_2 + Lc + h_3) N_{cg} \times T_{cg} + 2.0 \times 3.0 (h_1 + h_2 + \frac{Lc}{2}) T_{ais} + h_4 \times T_e$$

$$M_t = 6.0 (h_1 + h_2) T_c + (h_1 + 2h_2 + Lc + h_3) N_{cg} \times T_{cg} + 6.0 (h_1 + h_2 + \frac{Lc}{2}) T_{ais} + h_4 \times T_e \dots (3.9)$$

- Para estructuras de simple circuito:

$$M_t = 3.0 (h_1 + \frac{h_2}{2}) T_c + (h_1 + h_2 + Lc + h_3) N_{cg} \times T_{cg} + 3.0 (h_1 + \frac{Lc}{2} + \frac{h_2}{2}) T_{ais} + h_4 \times T_e \dots (3.9)$$

En las expresiones anteriores se tiene que:

M_t : Momento total en la base de la torre debido a la acción de las cargas transversales, en Lbs-m.

T_c : Tensión transversal total sobre uno de los conductores de fase, en Lbs. y que se la calcula según:

$$T_c = 2.20 (L_v \times D_c \times Q_c \times 10^{-3} + T_{ac}) \quad (3.10)$$

T_{cg} : Tensión transversal total sobre uno de los cables de guardia, en Lbs. y que se calcula según:

$$T_{cg} = 2.20 (L_v \times D_{cg} \times Q_{cg} \times 10^{-3} + T_{acg}) \dots\dots\dots(3.11)$$

T_{ais} : Tensión transversal debida a la acción del viento sobre una de las cadenas de aisladores, en Lbs.

T_e : Tensión transversal debida a la acción del viento sobre la estructura, en Lbs.

h_4 : Altura del centro de gravedad de la estructura, en m.

Se considera como dato.

Una vez conocidos el momento total M_t y la carga transversal total T , la altura h se obtiene aplicando la siguiente relación:

$$h = 3.28 \frac{M_t}{T} \quad (\text{pies}) \quad \dots\dots\dots(3.12)$$

Siendo h la altura del centro de gravedad de las cargas, en ft.

Reemplazando los valores de: V, T, L, h y K_p , en la fórmula (3.1) se obtendrá el peso aproximado de las estructuras de suspensión, considerando que para este caso la constante C tiene un valor igual a 0.08.

C A P I T U L O 4

CALCULO DEL VOLUMEN DE FUNDACIONES

C A P I T U L O 4

CALCULO DEL VOLUMEN DE FUNDACIONES

4.1 RESUMEN

El objetivo que se persigue en este capítulo es determinar en forma aproximada los volúmenes de hormigón, de excavación y de relleno, necesarios para la construcción de las fundaciones de torres metálicas utilizadas en líneas de transmisión.

Se considerarán como datos para la resolución de las distintas ecuaciones empleadas en este capítulo los siguientes:

- Momento máximo en la base de la torre debido a la acción de las cargas transversales.
- Altura de la cruceta más baja al suelo.
- Distancia vertical entre fases.
- Altura del cable de guardia.
- Longitud de la cadena de aisladores.
- Tensión mecánica final de estado normal de conductores y cables de guardia.
- Ancho de la torre en la base.
- Proporción de las estructuras que se encuentran en terreno inundado, por kilómetro de línea.

4.2 PARTICULARIDADES E IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DE LAS FUNDACIONES

La fundación de una torre para una línea de transmisión, conside

rada aisladamente, es una obra de pequeña importancia, pero si consideramos que será utilizada cientos o millares de veces a lo largo de la línea, pasa a ser una obra de gran importancia.

La particularidad de estas fundaciones es que van a estar sujetas a esfuerzos de compresión y a esfuerzos de arrancamiento, correspondiendo normalmente, el 80% de los esfuerzos máximos sobre la fundación a esfuerzos accidentales debidos a la acción del viento y a la rotura de conductores.

Con el fin de que las fundaciones resistan en forma adecuada los esfuerzos a que están sometidas se deben tomar factores de seguridad adecuados. Usualmente se consideran factores de seguridad de 1.5 a 2.0 en relación a arrancamiento, para los esfuerzos considerados normales, correspondiendo 1.2 o más para los esfuerzos considerados excepcionales (Ref.15).

4.3 CRITERIOS DE CALCULO

Con el fin de simplificar los cálculos, en el presente estudio, las fundaciones se dimensionarán únicamente en base al esfuerzo de arrancamiento. Se utilizarán fundaciones de hormigón armado con vástago y zapata de diseño similar a los de la Normalización de la Electricité de France, que se muestran en la Fig.4.3.1 (A péndice

En esta figura se presentan varios diseños de fundaciones para dos clases de terreno (normal e inundado), con una serie de datos que permiten, mediante un programa de computadora, calcular los volúmenes de hormigón y de excavación para cada pie de la torre.

4.4 DETERMINACION DEL ESFUERZO DE ARRANCAMIENTO

4.4.1 CALCULO DEL MOMENTO MAXIMO EN LA BASE DE LA TORRE DEBIDO A LA ACCION DE LAS CARGAS TRANSVERSALES Y LONGITUDINALES.

El momento total máximo en la base de la torre debido a la acción de las cargas transversales y longitudinales, aplicadas sobre la estructura, es igual a:

$$M_{tmb} = M_t + M_L \dots\dots\dots(4.1)$$

donde:

M_{tmb} : Momento total máximo en la base de la torre debido a la acción de las cargas transversales y longitudinales, en lb-m.

M_t : Momento máximo en la base de la torre debido a la acción de las cargas transversales, en lb-m.
Corresponde al calculado mediante la ecuación (3.9) desarrollada en el capítulo anterior.

M_L : Momento máximo en la base de la torre debido a la acción de las cargas longitudinales, en lb-m.

El momento máximo M_L será calculado para las siguientes alternativas:

- Para estructuras de doble circuito:
Alternativa f.1:

$$M_L = (h_1 + 2h_2 + h_3) \times 2.20 \times Ncg \times Tmnfcg \dots\dots(4.2)$$

Alternativa f.2:

$$M_L = (h_1 + 2h_2 - Lc) \times 4.40 \times Tmnfc \dots\dots\dots(4.2)$$

Alternativa f.3:

$$M_L = 2.20 \left[(h_1 + 2h_2 + h_3) Tmnfcg + (h_1 + 2h_2 - Lc) \right] Tmnfc \dots\dots\dots(4.2)$$

- Para estructuras de simple circuito:

Alternativa f.4:

$$M_L = (h_1 + h_2 + h_3) \cdot Tmnfcg \times 2.20 \dots\dots\dots(4.2)$$

Alternativa f.5:

$$M_L = (h_1 + h_2 - Lc) \times 2.20 \times Tmnfc \dots\dots\dots(4.2)$$

En las expresiones anteriores se tiene que:

h_1 : Distancia de la cruceta más baja al suelo, en m.

h_2 : Distancia vertical entre fases, en m.

h_3 : Altura del cable de guardia, en m.

L_c : Longitud de la cadena de aisladores, en m.

T_{mfc} : Tensión mecánica final de estado normal de los conductores, en Kg.

T_{mfcg} : Tensión mecánica final de estado normal de los cables de guardia, en Kg.

Estas alternativas corresponden a las indicadas para la determinación de las cargas longitudinales en el numeral 3.3:3 del capítulo anterior.

Para el cálculo del momento total máximo en la base de la estructura (M_{tmb}) se escogerá el momento máximo M_L que resulte mayor de los calculados, según las alternativas señaladas anteriormente, para el caso de doble y simple circuito.

4.4.2 CALCULO DEL ESFUERZO DE ARRANCAMIENTO

Como puede observarse en la Fig.4.4.1 (Apéndice) ,el momento total máximo debido a la acción de las cargas transversales y longitudinales (M_{tmb}) en función del esfuerzo de arrancamiento, para un pie cualquiera de la estructura es igual a:

$$Mtmb = F_1 \times Anes \times Ea \dots\dots\dots(4.3)$$

donde:

F_1 : Factor de seguridad con relación a arrancamiento que se asume igual a 2.0.

Anes : Ancho de la estructura en la base, en m. Se considera como dato.

Ea : Esfuerzo de arrancamiento, en Lb.

Despejando de la ecuación (4.3) el esfuerzo de arrancamiento Ea y realizando la reducción de unidades necesaria para expresarlo en toneladas, se llega a la siguiente ecuación:

$$Ea = \frac{10^{-3} \times Mtmb}{4.4 \times Anes} \dots\dots\dots(4.4)$$

Ecuación en la cual Mtmb está expresado en Lb-m, Anes en m. y Ea en ton.

4.5 CALCULO DE LOS VOLUMENES DE HORMIGON, EXCAVACION Y RELLENO POR ESTRUCTURA.

Una vez determinado el esfuerzo de arrancamiento Ea , con los da

tos que se tienen en las tablas 1 y 2 de la Fig.4.3.1 (Apéndice se pueden obtener, con ayuda de un programa de computadora, las ecuaciones que se dan a continuación y que se utilizarán para dimensionar las fundaciones (Ref.16).

- Para terreno normal.

a. Para $E_a < 45$ Ton.:

$$V_{horn} = 21.207407 - 2.56242 \times E_a + 0.110714 \times E_a^2 - 0.001437 \times E_a^3 \dots\dots\dots(4.5)$$

b. Para $E_a > 45$ Ton.:

$$V_{horn} = 4.339096 - 0.125654 \times E_a + 0.004444 \times E_a^2 - 0.000016 \times E_a^3 \dots\dots\dots(4.6)$$

a. Para $E_a > 45$ Ton.:

$$V_{excn} = 23.42534 - 2.794937 \times E_a + 0.132719 \times E_a^2 - 0.001723 \times E_a^3 \dots\dots\dots(4.7)$$

b. Para $E_a < 45$ Ton.:

$$V_{excn} = -0.315607 + 0.196312 \times E_a + 0.005519 \times E_a^2 - 0.000014 \times E_a^3 \dots\dots\dots(4.8)$$

- Para terreno inundado.

a. Para $Ea < 41.2$ Ton.:

$$V_{\text{hori}} = 26.15182 - 2.444333 \times Ea + 0.099149 \times Ea^2 - 0.00109 \times Ea^3 \dots\dots\dots (4.9)$$

b. Para $Ea > 41.2$ Ton.:

$$V_{\text{hori}} = -8.877455 + 0.721302 \times Ea - 0.00194 \times Ea^2 + 0.000005 \times Ea^3 \dots\dots\dots (4.10)$$

a. Para $Ea < 41.2$ Ton.:

$$V_{\text{exci}} = -16.719561 + 2.978549 \times Ea - 0.045891 \times Ea^2 + 0.000538 \times Ea^3 \dots\dots\dots (4.11)$$

b. Para $Ea > 41.2$ Ton.:

$$V_{\text{exci}} = -42.74641 + 2.865119 \times Ea - 0.006987 \times Ea^2 + 0.000014 \times Ea^3 \dots\dots\dots (4.12)$$

En las expresiones anteriores se tiene que:

V_{hor} : Volumen de hormigón por estructura, en m^3 .

V_{exc} : Volumen de excavación por estructura, en m^3 .

El volumen de relleno (V_{rel} , en m^3) por estructura se calcula

mediante la siguiente ecuación:

$$V_{rel} = V_{exc} - V_{hor} \dots\dots\dots (4.13)$$

4.5.1 CALCULO DE LOS VOLUMENES DE HORMIGON, EXCAVACION Y RE
LLENO POR KILOMETRO DE LINEA.

Los volúmenes por kilómetro de línea se calculan apli
cando las ecuaciones:

$$V_{thor} = \frac{1000}{Ln} \left[(1 - a) V_{horn} + (a) V_{hori} \right] \dots\dots\dots (4.14)$$

$$V_{texc} = \frac{1000}{Ln} \left[(1 - a) V_{excn} + (a) V_{exci} \right] \dots\dots\dots (4.15)$$

$$V_{trel} = \frac{1000}{Ln} \left[(1 - a) V_{reln} + (a) V_{reli} \right] \dots\dots\dots (4.16)$$

donde:

V_{thor} : Volumen de hormigón por kilómetro de línea, en m^3

V_{texc} : Volumen de excavación por kilómetro de línea, en m^3 .

V_{trel} : Volumen de relleno por kilómetro de línea, en m^3 .

a : Proporción de estructuras que se encuentran en
rreno inundado, por kilómetro de línea, en p.u.

C A P I T U L O 5

CALCULO DE COSTOS POR KILOMETRO DE LINEA

C A P I T U L O 5

CALCULO DE COSTOS POR KILOMETRO DE LINEA

5.1 RESUMEN

El objetivo del presente capítulo es determinar en forma aproximada los costos por kilómetro de línea aplicando, básicamente, fórmulas empíricas que han sido desarrolladas por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), para el efecto.

Además de los costos propios de los diferentes materiales utilizados, se considerarán los costos debidos a pérdidas que se producen por el manejo y transporte de dichos materiales, para lo cual se emplearán porcentajes adecuados de su costo total.

Como datos para la resolución de las distintas fórmulas que se usan en este capítulo, tenemos los siguientes:

- Costo unitario de conductores y cables de guardia.
- Peso unitario de conductores y cables de guardia.
- Costo de aisladores y accesorios; número de aisladores por cadena y número de cadenas usadas.
- Costo de estructuras y peso de las mismas.
- Costo de jornales, de administración, intereses del capital durante la construcción y costo de obligaciones sociales.
- Proporción de estructuras de anclaje con relación al número total de estructuras por kilómetro de línea.
- Exceso de peso de la estructura de anclaje con relación al pe

so de la estructura de suspensión, expresado como un coeficiente.

- Ancho de la faja de servidumbre.
- Altura total de la estructura.
- Avance de la construcción.
- Vida útil de la línea
- Pérdidas de energía, de potencia activa y reactiva.
- Costos unitarios del KWH, del KW y del KVAR

5.2 COSTO DE CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA POR KILOMETRO DE LINEA.

El costo de conductores y cables de guardia por kilómetro de línea se calculará con un exceso del 2%, para tomar en cuenta las pérdidas que se producen debido a despuntes y empalmes de conductores y cables de guardia, durante la construcción de la línea.

(Ref. 10)

Estos costos se determinarán aplicando las ecuaciones que se indican a continuación.

a. Costo de conductores por kilómetro de línea:

$$C_c = 1.02 \times 3 \times N_{c1r} \times N_{c1f} \times C_{uc}$$

$$C_c = 3.06 \times N_{c1r} \times N_{c1f} \times C_{uc} \dots\dots\dots(5.1)$$

donde:

Cc : Costo de los conductores por kilómetro, en \$/Km.

Ncir : Número de circuitos.

Ncf : Número de conductores por fase.

Cuc : Costo unitario del conductor, en \$/Km.

b. Costo de cables de guardia por kilómetro de línea:

$$Ccg = 1.02 \times Ncg \times Cuc \dots\dots\dots(5.2)$$

donde:

Cc : Costo de los cables de guardia por kilómetro, en \$/Km.

Ncg : Número de cables de guardia

Cucg : Costo unitario de los cables de guardia, en \$/Km.

5.3 COSTO DE AISLADORES Y ACCESORIOS POR KILOMETRO DE LINEA

5.3.1. COSTO DE AISLADORES

Se considerará que todos los aisladores de la línea tendrán el mismo costo unitario, pero se aumentará un 5% en el costo total por kilómetro de los aisladores, para tomar en cuenta las pérdidas durante el transporte y montaje de los mismos.

Además, se debe señalar que las estructuras de anclaje tienen el doble de cadenas de aisladores que las de sus pensión y que cada cadena tiene un aislador más, en el caso de la estructura de anclaje. (Ref. 10)

El costo de los aisladores por kilómetro de línea se calculará mediante la siguiente ecuación:

$$C_{ais} = 1.05 \times 3 \times \frac{1000}{L_n} \times N_{cir} \left[N_a + (N_a + 2.0) N_{eac} \right] C_{uai}$$

$$C_{ais} = \frac{3150}{L_n} \times N_{cir} \left[N_a + (N_a + 2.0) N_{eac} \right] C_{uai} \dots (5.3)$$

donde:

C_{ais} : Costo por kilómetro de los aisladores, en \$/Km.

L_n : Vano normal, en m.

N_a : Número de aisladores por cadena.

N_{eac} : Proporción de estructuras de anclaje, con relación al número total de estructuras por kilómetro de línea, en p.u.

C_{uai} : Costo unitario de cada aislador, en \$.

5.3.2 COSTO DE ACCESORIOS POR KILOMETRO DE LINEA

Para calcular el costo de los accesorios por kilómetro de

línea, previamente se determinarán los costos de los accesorios por estructura de suspensión y por estructura de anclaje.

a. Costo de accesorios por estructura de suspensión.

Los accesorios que normalmente se utilizan son los que se detallan a continuación:

<u>DENOMINACION</u>	<u>CANTIDAD</u>
1. Accesorios para cadena de suspen sión normal.....	1/conductor
2. Varilla de armar para conductor.	1/conductor
3. Amortiguadores de vibración.....	1/conductor
4. Accesorios para fijación de <u>ca</u> ble de guardia.....	1/cable de guardia
5. Varillas de armar para cable de guardia.....	1/cable de guardia
6. Conector para conexión de cable a perfil plano,.....	1/cable de guardia
7. Varillas de Copperweld:.....	3/estructura
8. Uniones por fusión.....	3/estructura
9. Metros de cable de cobre N°2AWG.	8.4/estructura

Asumiendo que el costo de los accesorios para cadena de suspensión normal, en el caso de emplear dos conductores por fase, es 2.5 veces mayor que cuando se emplea un conductor por fase, el costo total de los accesorios por estructura de suspensión se calculará mediante la ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Caes} = 3 \times \text{Ncir} \times \text{Ncf} \left[\left(1.5 - \frac{0.5}{\text{Ncf}} \right) \text{Cuas} + \text{Cuva} + \right. \\ \left. \text{Cuav} \right] + (\text{Cuag} + \text{Cuvg} + \text{Cucp}) \text{Ncg} + 3(\text{Cuvc} + \\ \text{Cuuf} + 2.4 \times \text{Cucc} \times 10^{-3}) \dots\dots\dots(5.4) \end{aligned}$$

donde:

Caes : Costo de los accesorios por estructura de suspensión, en \$/estructura.

Cuas : Costo unitario de los accesorios para cadena de suspensión normal, en \$.

Cuva : Costo unitario de las varillas de armar para conductor, en \$.

Cuav : Costo unitario de los amortiguadores de vibración, en \$.

Cuag : Costo unitario de los accesorios para fijación del cable de guardia, en \$.

Cuvg : Costo unitario de las varillas de armar para cable de guardia, en \$.

Cucp : Costo unitario de los conectores para conexión de cable de guardia a perfil plano, en \$.

Cuvc : Costo unitario de las varillas de Copperweld, en \$.

Cuuf : Costo unitario de las uniones por fusión, en \$.

Cucc: Costo unitario del cable de cobre N°2AWG, en
\$/Km.

(Ref. 10)

b. Costo de los accesorios por estructura de anclaje.

Los accesorios usados normalmente son los que se deta
llan a continuación:

<u>DENOMINACION</u>	<u>CANTIDAD</u>
1. Accesorios para cadenas de re tención normales.....	2/conductor
2. Conector de ranuras paralelas para conductor.....	1/conductor
3. Accesorios para fijación de cable de guardia.....	2/cable de guardia
4. Conector de ranuras paralelas para cable de guardia.....	1/cable de guardia
5. Conector para conexión de dos cables a perfil plano.....	1/cable de guardia
6. Varillas de Copperweld.....	3/estructura
7. Uniones por fusión.....	3/estructura
8. Metros de cable de cobre N° - 2 AWG.....	8.4/estructura

Asumiendo que el costo de los accesorios para cadena
de retención normal, en el caso de emplear dos conduc
tores por fase, es 5.0 veces mayor que cuando se em
plea un conductor por fase, el costo total de los ac
cesorios por estructura de anclaje se calculará me
diante la ecuación:

$$\begin{aligned} Caea = & 3 \times Ncir \times Ncf \left[\left(3 - \frac{1}{Ncf} \right) Cuaa + Cucr \right] + (2.0 \\ & \times Cuga + Cuco + Cuap) Ncg + 3(Cuvc + Cuuf + 2.4 \\ & \times Cucc \times 10^{-3}) \dots\dots\dots (5.5) \end{aligned}$$

donde:

- Caea : Costo de los accesorios por estructura de anclaje, en \$/estructura.
- Cuaa : Costo unitario de los accesorios para cadena de retención normal, en \$.
- Cucr : Costo unitario del conector de ranuras paralelas para conductor, en \$.
- Cuga : Costo unitario de los accesorios para fijación del cable de guardia en retención, en \$.
- Cuco : Costo unitario del conector de ranuras paralelas para cables de guardia, en \$.
- Cuap : Costo unitario del conector para conexión de dos cables a perfil plano, en \$.

(Ref. 10)

El costo de los accesorios por kilómetro de línea se de terminará aplicando la ecuación:

$$Cacc = \frac{1000}{Ln} \left[(1 - Neac) Caes + Neac \times Caea \right] \dots\dots\dots (5.6)$$

donde:

Cacc : Costo total de los accesorios por kilómetro, en \$/Km.

5.4 COSTO DE ESTRUCTURAS POR KILOMETRO DE LINEA

Asumiendo que el peso de las estructuras de anclaje es mayor que el de las estructuras de suspensión (We), el peso total de las estructuras por kilómetro de línea, se calculará aplicando la siguiente ecuación:

$$Petk = \frac{1000}{Ln} \times We \left[1 + Neac \times Peac \right] \dots\dots\dots(5.7)$$

donde:

Petk : Peso total de las estructuras por kilómetro, en Kg.

We : Peso estimado de las estructuras de suspensión, obtenido en el Capítulo 3.

Peac : Coeficiente cuyo valor es igual al exceso de peso de la estructura de anclaje, con relación al peso de la estructura de suspensión, en p.u. Se considera como dato.

El costo de las estructuras por kilómetro se calcula mediante la ecuación:

$$Cest = Petk \times Cuep \dots\dots\dots(5.8)$$

donde:

Cest : Costo total de las estructuras por kilómetro, en \$/Km.

Cuep : Costo por kilogramo de peso de la estructura, en \$/Kg.

5.5 COSTO DE CONSTRUCCION POR KILOMETRO DE LINEA

Los costos de construcción se calcularán, básicamente, mediante fórmulas empíricas que han sido desarrolladas, para el efecto, por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL).

Las distintas faenas de construcción y el número medio de hom bres-día estimados para cada una de ellas, se detallan a continuación.

5.5.1 ROCE Y DESPEJE DE LA FAJA DE SERVIDUMBRE

Comprende el roce de la faja de servidumbre y el arreglo de caminos y senderos para tránsito de equipos de tendi do de conductores. Se estima un hombre-día (hd) por me tro de ancho de la faja de servidumbre y por kilómetro.

El número medio de hombres-día para roce y despeje se calculará mediante la ecuación:

$$HD_{Dryd} = A_n f \dots\dots\dots (5.9)$$

donde:

HDryd: Número medio de hombres-día para roce y despeje de la faja de servidumbre, en hd/Km.

Anf : Ancho de la faja de servidumbre, en m.
(Ref.17)

5.5.2 PREPARACION DEL TENDIDO

Consiste en la instalación de cadenas de aisladores y poleas en cada estructura y la instalación a mano de cables y cuerdas piloto para el arrastre del conductor. El número medio de hombres-día estimado para la preparación del tendido se calculará según la ecuación:

$$HD_{pt} = \frac{1000}{L_n} \times H_t \dots\dots\dots(5.10)$$

donde:

HD_{pt} : Número medio de hombres-día para preparación del tendido, en hd/km.

H_t : Altura total de la estructura de suspensión, en m.
(Ref.17)

5.5.3 TENDIDO Y TEMPLADO DE CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA

Consiste en la instalación de conductores pasándolos so

bre poleas ubicadas en cada punto de suspensión, por medio de un cable de acero, manteniendo una tensión mecánica constante por medio de equipos especiales de tracción y frenado. Además se considera la ejecución de uniones, traslado de equipo y templado final de los conductores y cables de guardia.

El número medio de hombres-día estimado para tendido y templado de conductores y cables de guardia, se calcula según:

$$HD_{tyt} = 40 \times \left[0.25 + N_{cir} \times N_{cf} \left(0.6 + 0.4 \times \frac{S_c}{382} \right) + \frac{N_{cg}}{3} \right] \dots\dots\dots (5.11)$$

donde:

HD_{tyt}: Número medio de hombres-día para tendido y templado, en hd/km.

S_c : Sección transversal del conductor, en mm².
-(Ref.17)

5.5.4 ERECCION Y MONTAJE DE LAS ESTRUCTURAS

Comprende el montaje de las estructuras metálicas pieza por pieza. Se considera un rendimiento de un hombre-día por cada 100 kg de peso de la estructura.

El número medio de hombres-día estimado para erección y montaje de las estructuras, tomando en cuenta las dificultades que se presentan en el montaje de estructuras

que sobrepasan de cierta altura, se calcula según:

$$HD_{eym} = \frac{Petk}{100} \times \frac{Ht}{30.5} \dots\dots\dots(5.12)$$

donde:

HD_{eym}: Número medio de hombres-día para erección y montaje de las estructuras, en hd/km.

(Ref.17)

5.5.5 ENGRAMPADO

Consiste en la fijación de los conductores y cables de guardia, retiro de poleas e instalación de amortiguadores de vibración en los conductores.

Se considera un rendimiento de 2.2 hombres-día por punto de suspensión del conductor y de 2.0 hombres-día por punto de fijación del cable de guardia.

El número medio de hombres-día estimado para engrampado se calcula según:

$$HDe = 2.0 \times \frac{1000}{Ln} \times (3 \times 1.1 \times N_{cir} + N_{cg}) \dots\dots\dots(5.13)$$

donde:

HDe : Número medio de hombres-día para engramapado, en
hd/km.

(Ref. 17)

5.5.6 REPLANTEO EN EL TERRENO DE LA UBICACION DE ESTRUCTURAS

Consiste en la reubicación de estructuras en el terreno y en la ejecución de caminos laterales de acceso.

Se considera un rendimiento de 17 hombres-día por estructura, incluyendo el uso de equipos para la construcción de los caminos laterales de acceso.

El número medio de hombres-día para replanteo se calcula según:

$$HDrp = 17 \times \frac{1000}{Ln} \dots\dots\dots (5.14)$$

donde:

HDrp : Número medio de hombres-día para replanteo, en
hd/km.

(Ref. 17)

5.5.7 EJECUCION DE FUNDACIONES

Las distintas faenas a realizarse y el rendimiento medio.

en hombres-día estimado para cada una, son las que se detallan a continuación:

- a. Enfierradura, incluyendo el material (hierro redondo), un rendimiento medio de 4 hombres-día por metro cúbico de hormigón.
- b. Hormigonado, incluyendo cemento y agregados, un rendimiento medio de 5 hombres-día por metro cúbico de hormigón.
- c. Moldajes, incluyendo materiales, un rendimiento medio de 1.35 hombres-día por metro cúbico de hormigón.
- d. Excavación un rendimiento medio de 1 hombre-día por metro cúbico de excavación.
- e. Rellenos compactados un rendimiento medio de 0.5 hombres-día por metro cúbico de relleno.

El número medio de hombres-día para la ejecución de las fundaciones, en base a los rendimientos señalados anteriormente, se calculará según:

$$H_{Def} = 10.35 \times V_{thor} + V_{texc} + 0.5 \times V_{trel} \dots\dots(5.15)$$

donde:

H_{Def} : Número medio de hombres-día para la ejecución de las fundaciones, en hd/km.

Vthor: Volumen de hormigón por kilómetro, en m³.

Vtexc: Volumen de excavación por kilómetro, en m³.

Vtrell: Volumen de relleno por kilómetro, en m³.

(Ref.2)

5.5.8 NUMERO MEDIO TOTAL DE HOMBRES-DIA ESTIMADOS PARA LA CONSTRUCCION POR KILOMETRO DE LINEA.

El número medio total de hombres-día estimados para la construcción (HDtc, en hd/km), en base de los hombres - día estimados para cada faena, se calculará mediante la ecuación:

$$HDtc = HDryd + HDpt + HDtyt + HDeym + HDe + HDRp + HDef$$

.....(5.16)

5.5.9 COSTO DE JORNALES

El costo de jornales por kilómetro de línea se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Cjorn = HDtc \times Chd.....(5.17)$$

donde:

Cjorn : Costo de jornales por kilómetro de línea, en \$/Km.

Chd : Costo del hombre día incluyendo jornal, seguro social y bonificaciones, en \$/hd.

5.5.10 COSTO DE ADMINISTRACION EQUIPAMIENTO Y CAMPAMENTOS

En vista de la dificultad de conseguir información, por la inexperiencia del país en la construcción de líneas de transmisión, estos costos se calculan utilizando fórmulas que han sido desarrolladas por Ingenieros de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) de Chile. Además, se considera que para los fines que se persiguen en el presente estudio estas fórmulas permiten obtener una buena aproximación de dichos costos.

a) COSTO DE ADMINISTRACION

El plazo de construcción de una línea de transmisión puede ser calculado como:

$$P = \frac{1}{K_{cm}} \dots \dots \dots (5.18)$$

donde:

P : Plazo para construir un kilómetro de línea, en meses.

K_{cm} : Avance de la construcción, en Km/mes.

El número medio de obreros ocupados en la construcción, suponiendo que se trabajen veinte y cinco días

por mes, es:

$$Nm = \frac{HDtc}{25 \times P} \dots\dots\dots(5.19)$$

donde:

Nm : Número medio de obreros ocupados en la construcción de un kilómetro de línea.

Además, se supone que se emplea un supervisor por cada ocho obreros y que el salario de cada supervisor es tres veces mayor que el del obrero, con lo cual el costo de administración puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$Cadm = \frac{3 \times Chd \times Nm}{8} \dots\dots\dots(5.20)$$

donde:

Cadm : Costo de administración por kilómetro de línea, en \$/Km.

(Ref. 9)

b) COSTO DE EQUIPAMIENTO

En este rubro se considera el equipamiento de los obreros y la depreciación que sufren los equipos de construcción. Se asume una cifra global igual al 50% del costo de jornales. Por lo tanto, el costo de e

equipamiento se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_{eq} = 0.5 \times C_{jorn} \dots\dots\dots(5.21)$$

donde:

C_{eq} : Costo de equipamiento por kilómetro de línea,
en \$/Km.

(Ref. 9)

c) COSTO DE CAMPAMENTOS

En este rubro se toman en cuenta los costos que ocasiona la construcción de campamentos y bodegas que debe efectuarse, tanto para el almacenamiento de materiales y equipos, así como para la vivienda de obreros y supervisores.

El costo de campamentos, se asume como una cifra global igual al 12% del costo de jornales, es decir, puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$C_{camp} = 0.12 \times C_{jorn} \dots\dots\dots(5.22)$$

donde:

C_{camp} : Costo de campamentos por kilómetro de línea,
en \$/Km.

(Ref. 9)

5.5.11 COSTO TOTAL DE CONSTRUCCION

El costo total de construcción por kilómetro de línea es la suma de los costos indicados anteriormente y se lo calcula mediante la siguiente ecuación:

$$C_{tc} = C_{jorn} + C_{adm} + C_{eq} + C_{camp} \dots\dots\dots(5.23)$$

donde:

C_{tc} : Costo total de construcción por kilómetro de línea, en \$/Km.

5.6 COSTO DE PERDIDAS DE TRANSMISION

Los costos originados por las pérdidas, tanto de potencia como de energía, se calculan en base a los costos del KW, del KVAR y del KWH, que se consideran como datos.

Debido a que estos costos se producen durante la operación de la línea, es necesario llevarlos a su valor presente en el momento en que la línea inicia su operación, para poder comparar distintas alternativas con un mismo criterio.

Considerando que los costos por pérdidas de una línea, son una inversión, su valor presente total a lo largo de la vida útil de la línea, puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$V_p = \frac{C [(1 + T_{in})^{vu} - 1]}{T_{in} (1 + T_{in})^{vu}} \dots\dots\dots(5.24)$$

donde:

- Vp : Valor presente total de las pérdidas, en \$.
- C : Costo total de las pérdidas anuales, en \$.
- Tin : Tasa de interés, en tanto por uno.
- vu : Vida útil de la línea, en años.

5.6.1 COSTO DE PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA POR KILOMETRO DE LINEA.

Las pérdidas totales de potencia activa pueden ser calculadas como:

$$P_{tpa} = P_{ej} + P_{ec} \dots\dots\dots(5.25)$$

donde:

- Ptpa : Pérdidas totales de potencia activa, en Kw/Km.
- Pej : Pérdidas de potencia activa por efecto Joule, en Kw/Km.
- Pec : Pérdidas de potencia activa por efecto Corona, en Kw/Km.

El costo de las pérdidas de potencia activa es igual al producto de las pérdidas totales de potencia activa por el costo del Kw, que se considera como dato, y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_{Ptpa} = C_{kw} \times P_{tpa} \dots\dots\dots(5.26)$$

donde:

CPtpa: Costo de las pérdidas de potencia activa por k_i lómetro de línea, en \$/Km.

Ckw : Costo del Kw, en \$.

El valor presente de este costo Vpcppa (\$/Km) es:

$$Vpcppa = \frac{CPtpa \left[(1 + Tin)^{vu} - 1 \right]}{Tin \cdot (1 + Tin)^{vu}} \dots\dots\dots (5.27)$$

(Ref.9)

5.6.2 COSTO DE PERDIDAS DE POTENCIA REACTIVA

El costo anual por kilómetro de línea de las pérdidas de potencia reactiva se calcula como el producto de las pérdidas anuales de potencia reactiva por el costo del Kvar, es decir:

$$CPpr = Ckvar \times Ppr \dots\dots\dots (5.28)$$

donde:

CPpr : Costo anual de las pérdidas de potencia reactiva por kilómetro de línea, en \$/Km.

Ppr. : Pérdidas anuales de potencia reactiva, en Kvar/
Km.

Ckvar: Costo del Kvar, en \$. Se considera como dato.

El valor presente de este costo es:

$$V_{pcpr} = \frac{CP_{pr} [(1 + Tin)^{t_{po}} - 1]}{Tin (1 + Tin)^{t_{po}}} \dots\dots\dots (5.29)$$

donde:

V_{pcpr} : Valor presente del costo anual de las pérdidas de potencia reactiva por kilómetro de línea, en \$/Km.

t_{po} : Tiempo en el que se realiza la inversión necesaria para compensar las pérdidas o la ganancia de potencia reactiva de la línea, mediante el uso de reactores o de capacitores, en años. Se considera como dato.

(Ref.9)

5.6.3 COSTO DE PERDIDAS DE ENERGIA POR KILOMETRO DE LINEA

El costo anual de las pérdidas de energía por kilómetro de línea se calcula como el producto de las pérdidas anuales de energía, por kilómetro de línea, por el costo del Kwh, es decir:

$$C_{pe} = C_{kwh} \times P_e \dots\dots\dots (5.30)$$

donde:

C_{pe} : Costo anual de las pérdidas de energía por kilómetro de línea, en \$/Km.

C_{kwh} : Costo del Kwh, en \$. Se considera como dato.

P_e : Pérdidas anuales de energía por kilómetro de línea en Kwh/km.

El valor presente de este costo V_{pcpe} (\$/Km) es:

$$V_{pcpe} = \frac{C_{Pe} [(1 + T_{in})^{v_u} - 1]}{T_{in} (1 + T_{in})^{v_u}} \dots \dots \dots (5.31)$$

(Ref. 9)

5.7 COSTO DE LOS DERECHOS DE PASO POR KILOMETRO DE LINEA

Según la Ley de Electrificación del Ecuador expedida en 1974 no se paga por derechos de paso, siempre y cuando la faja considerada no exceda del 10% de la superficie de la propiedad por la cual atraviesa la línea de transmisión; por otro lado, el costo por este concepto es muy reducido en comparación con el costo total de la línea.

Por estas razones, en el presente estudio no se tomará en cuenta este costo.

5.8 COSTO DE ESTUDIOS Y PROYECTO POR KILOMETRO DE LINEA

Este costo puede descomponerse en dos partes:

- a. Levantamiento topográfico necesario para la elaboración de planos de planta y perfiles, así como para la ubicación de estructuras. Se estima su costo en treinta veces el costo de un hombre-día, por kilómetro de línea.
- b. Estudios topográficos adicionales en lo que se refiere a perfil paralelo y perfiles transversales, considerándose además,

la elaboración de especificaciones. Este costo se estima como el 15% del costo total de materiales.

El costo de estudios y proyecto se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_{eyp} = 0.15 \cdot C_{tmat} + 30 \cdot C_{hd} \dots\dots\dots(5.32)$$

donde:

C_{eyp} = Costo de estudios y proyecto por kilómetro de línea, en \$/Km.

C_{tmat} = Costo total de materiales por kilómetro de línea, en \$/Km.

(Re.F. 9)

5.9 COSTO TOTAL POR KILOMETRO DE LINEA

El costo total por kilómetro de línea se lo obtiene como la suma de los valores presentes de los costos calculados en los numerales anteriores, valores presentes que se determinarán para el momento de puesta en operación de la línea.

APENDICE

TABLA 1.2.1

PORCENTAJE DE LA TENSION DE ROTURA QUE DEBE APLICARSE PARA PREVENIR
LOS EFECTOS DE LA VIBRACION EN LOS CONDUCTORES

<u>Material del Conductor</u>	<u>Porcentaje de la Tensión de Rotura (%)</u>
Cobre	26
ACSR	18
Aluminio	17
Aldrey	18

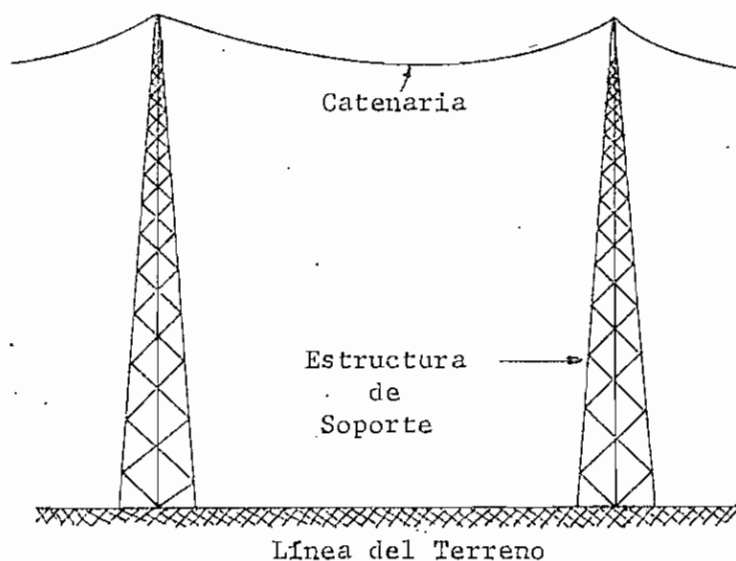


Fig. 1.3.1 Curva formada por un conductor tendido entre dos estructuras de soporte de una línea de transmisión.

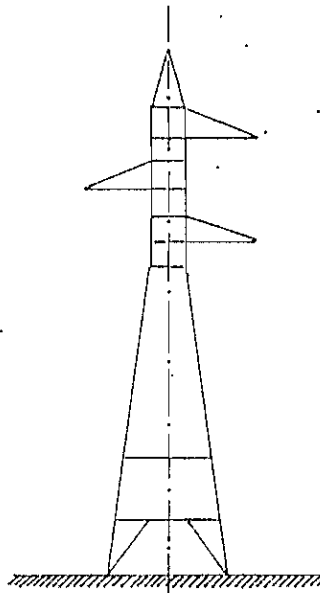


Fig. 2.1.1 Estructura de Suspensión para Simple Circuito, con un cable de guardia.

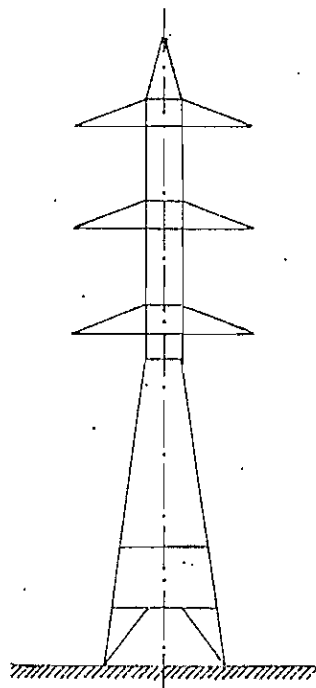


Fig. 2.1.2 Estructura de Suspensión para Doble Circuito, con un cable de guardia.

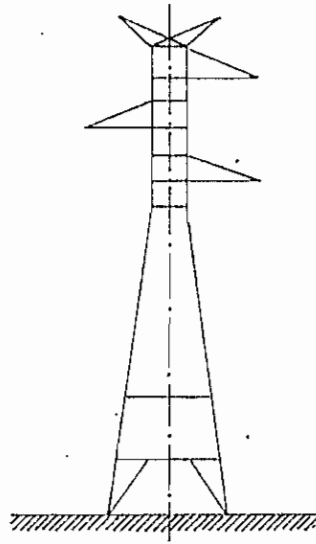


Fig. 2.1.3 Estructura de Suspensión para Simple Circuito, con dos cables de guardia.

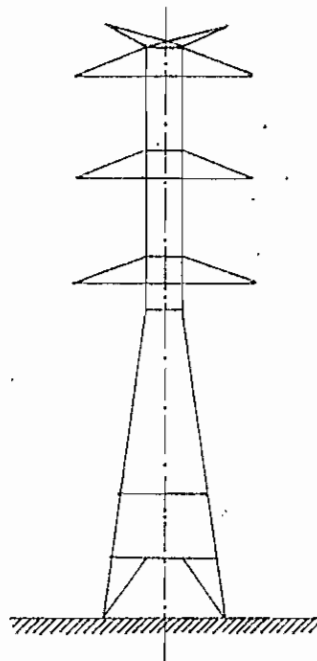


Fig. 2.1.4 Estructura de Suspensión para Doble Circuito, con dos cables de guardia.

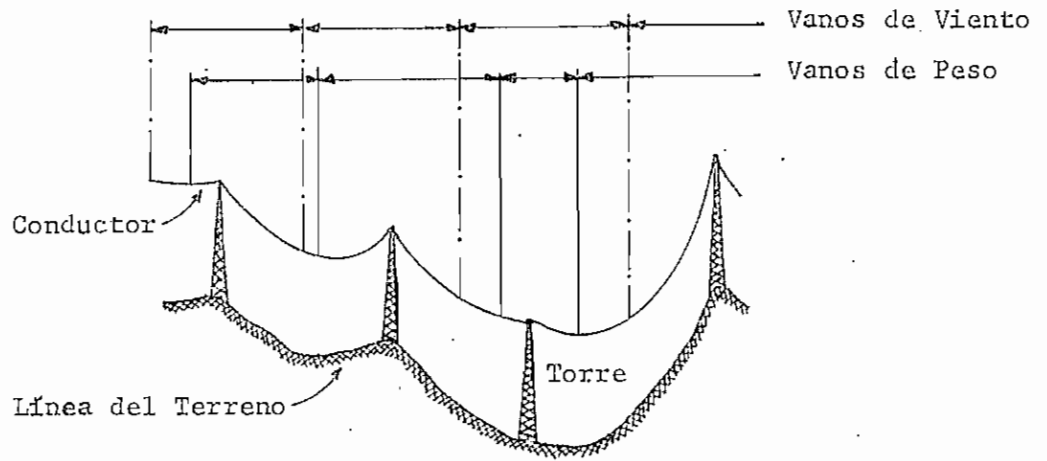


Fig. 2.2.1 Perfil de una línea de transmisión en el que se muestran los vanos de peso y los vanos de viento de las estructuras.

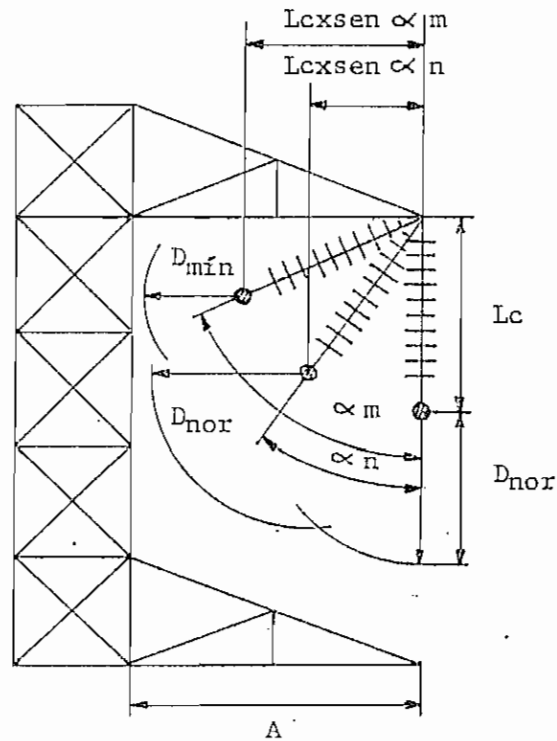


Fig. 2.4.1 Voladizo de las Crucetas de una Estructura de Suspensión

TABLA 2.3.1

FACTORES QUE SE UTILIZARAN PARA DETERMINAR LOS VANOS DE VIENTO, LOS VANOS DE PESO Y LOS VANOS MAXIMOS PARA ESTRUCTURAS DE SUSPENSION EN FUNCION DEL VANO NORMAL

Factores	Terreno Plano		Terreno Accidentado	
	Vano Normal Ln		Vano Normal Ln	
	Ln < 300 m.	Ln > 300 m	Ln < 300 m	Ln > 300 m
Fv para conductores livianos.	1.5	1.3	1.8	1.6
Fv para conductores pesados.	1.25	1.15	1.4	1.3
Fp para cualquier tipo de conductor	1.5 a 1.6	1.6 a 2.0	1.7 a 2.0	2.0 a 2.5
Fm para cualquier tipo de conductor	1.25 a 1.3	1.3 a 1.5	1.5a 1.75	1.75a 2.5

En la tabla anterior se tiene lo siguiente:

Fv : Factor por el que se debe multiplicar el vano normal Ln para obtener el correspondiente vano de viento Lv.

Fp : Factor por el que se debe multiplicar el vano normal Ln para obtener el correspondiente vano de peso Lp.

Fm : Factor por el que se debe multiplicar el vano normal Ln para obtener el correspondiente vano máximo Lm.

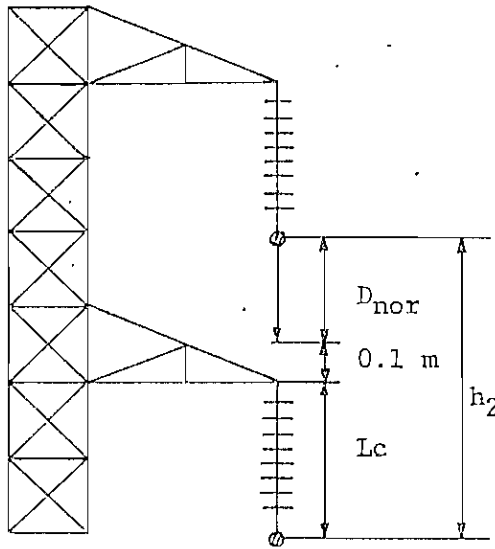


Fig. 2.5.1 Distancia Vertical entre Fases.

TABLA 2.6.1

DISTANCIAS MINIMAS DEL CONDUCTOR AL SUELO EN FUNCION DEL VOLTAJE DE TRANSMISION

<u>Voltaje de</u> <u>la Línea (KV)</u>	<u>Distancia mínima del conductor al suelo h_o (m)</u>	
	<u>Zona 1 y Zona 2</u>	
	<u>Condición 1</u>	<u>Condición 2</u>
69	6.10	5.0
138	6.80	5.5
230	7.50	6.0

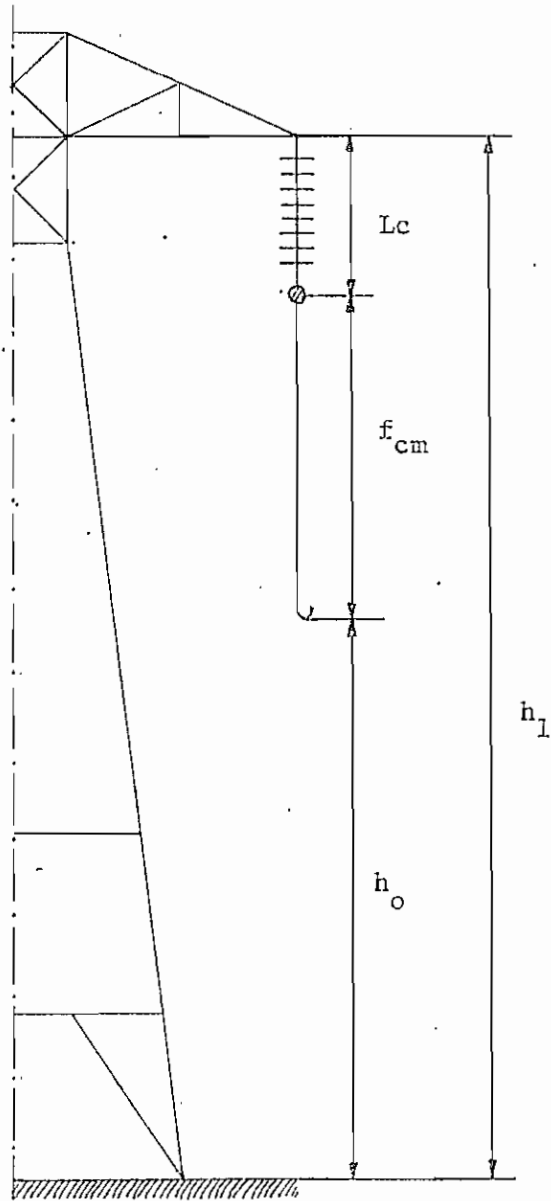


Fig. 2.7.1 Altura de la cruceta más baja al suelo.

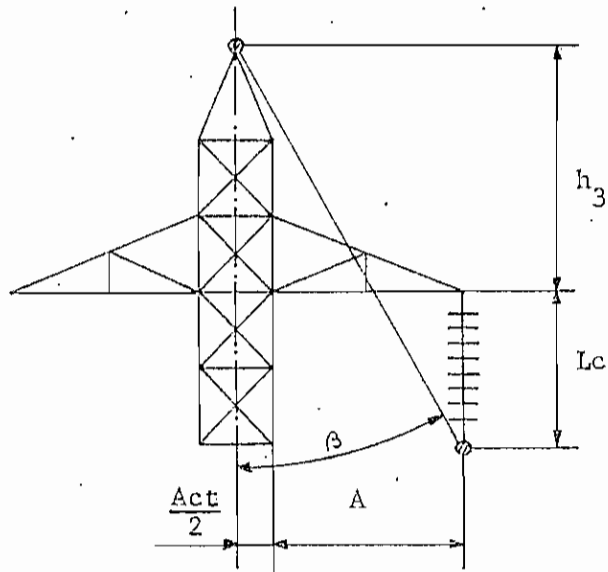


Fig. 2.8.1 Altura del cable de guardia.

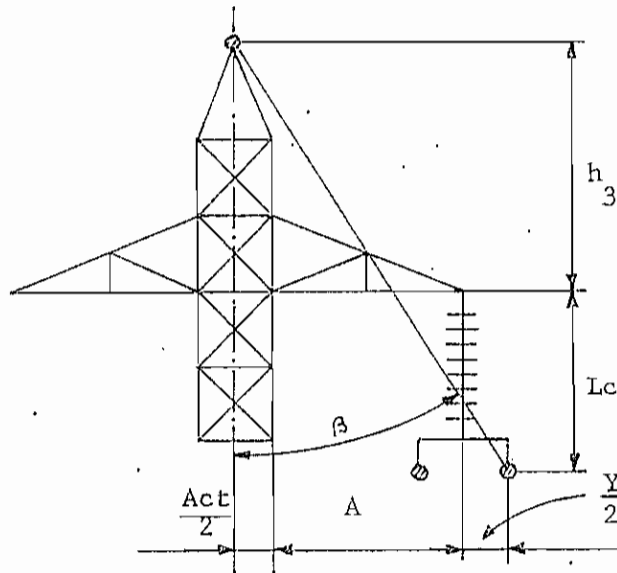


Fig. 2.8.2 Altura del cable de guardia.

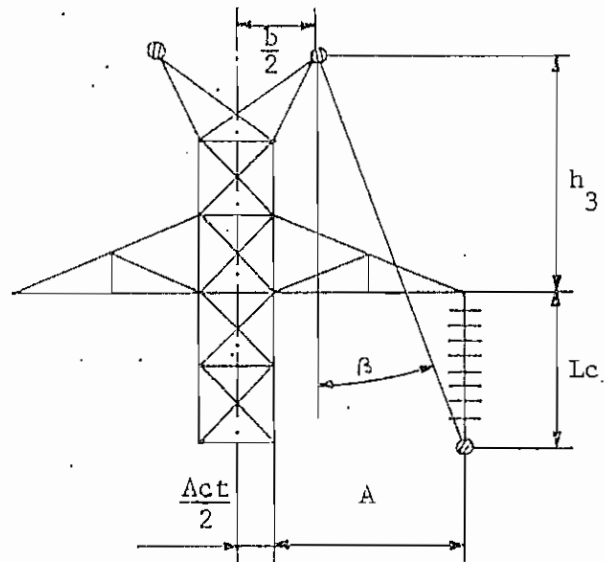


Fig. 2.8.3 Altura del cable de guardia.

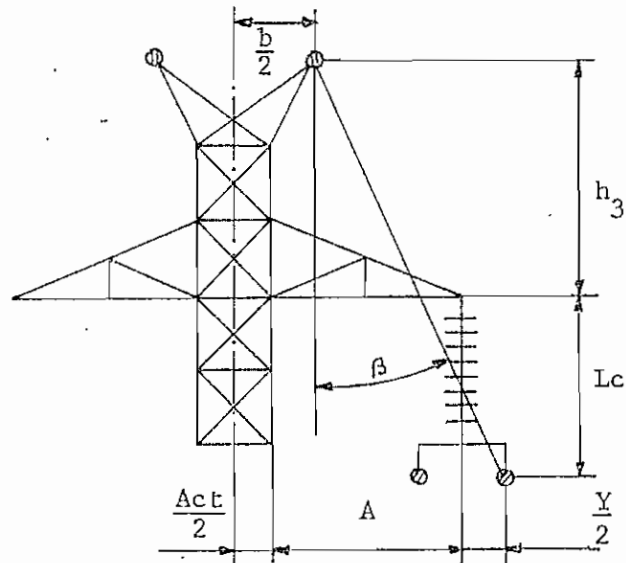


Fig. 2.8.4 Altura del cable de guardia.

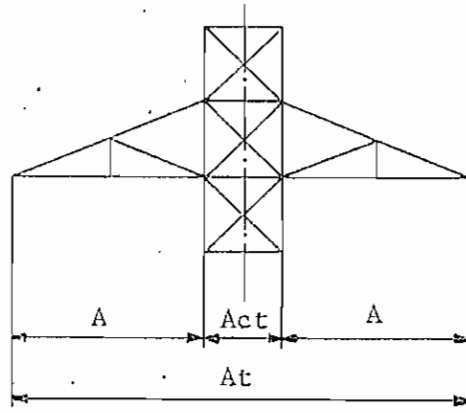


Fig. 2.9.1 Ancho de la Estructura de Suspensión.

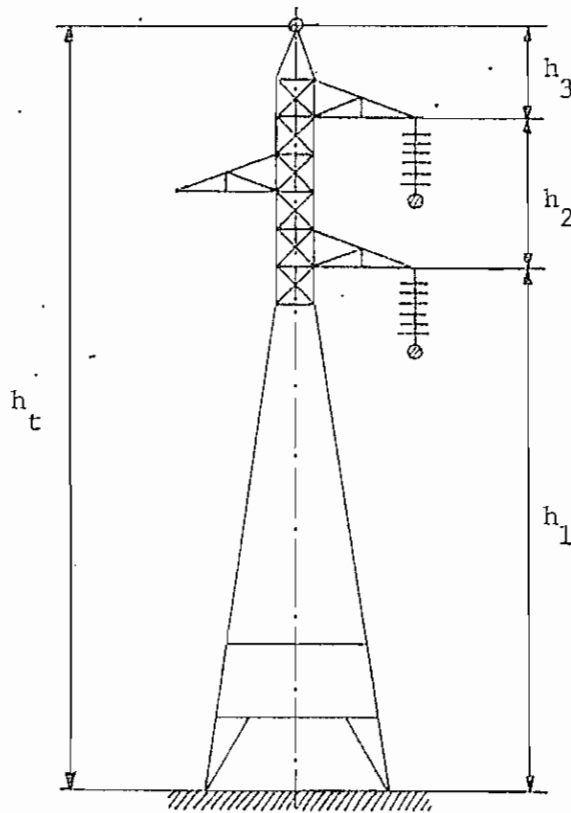


Fig. 2.10.1 Altura total de la Estructura de Suspensión, para simple circuito.

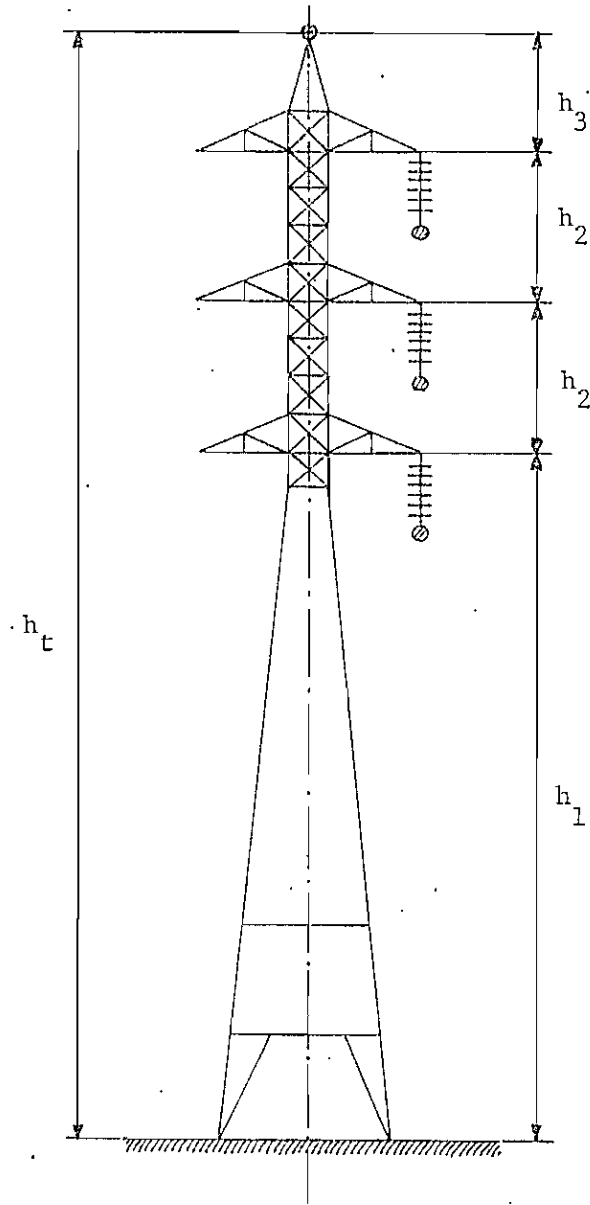


Fig. 2.10.2 Altura total de la Estructura de Suspensión, para doble circuito.

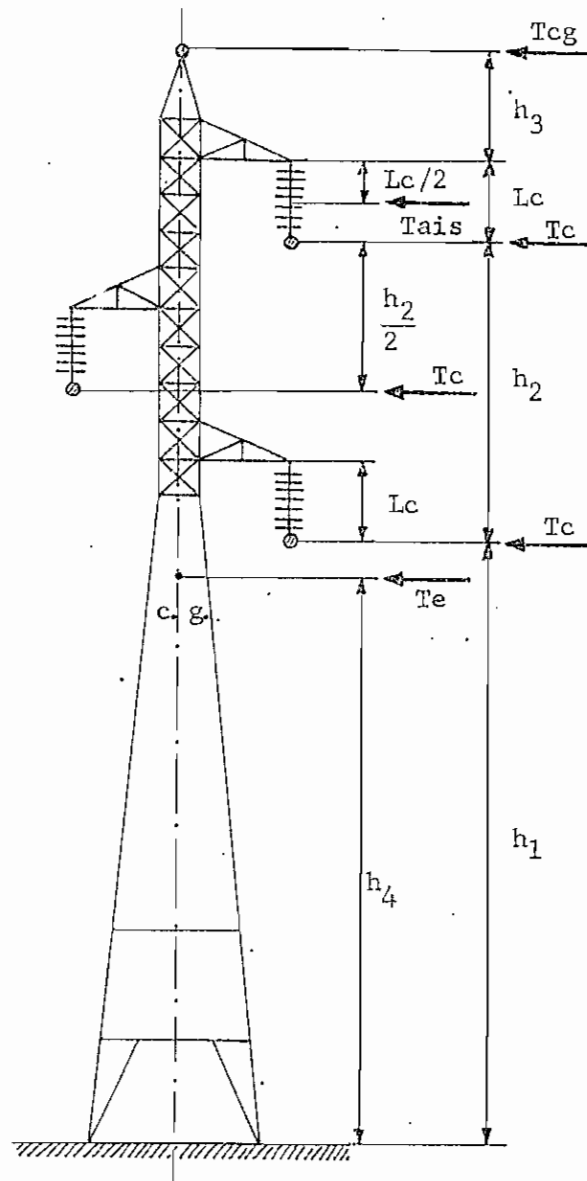


Fig. 3.4.1 Dimensiones básicas de las estructuras de Simple Circuito.

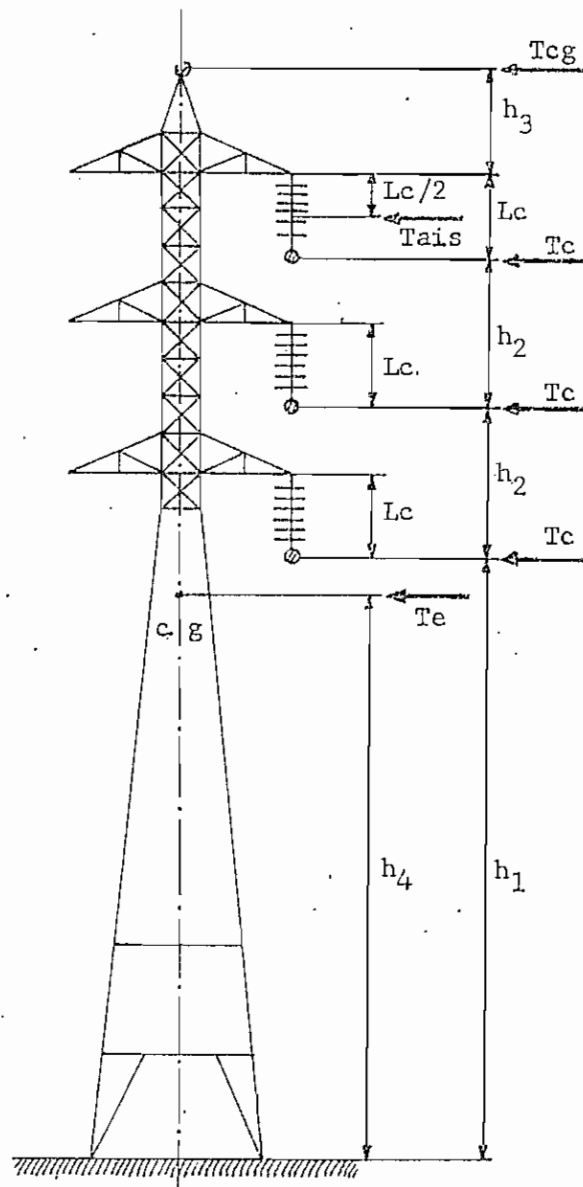


Fig. 3.4.1 Dimensiones básicas de las estructuras de Doble Circuito.

FONDATIONS

PYLONES CORNIERE

MASSIFS DE FONDATIONS EN TERRAIN NORMAL (angle de soulèvement des terres 30°)

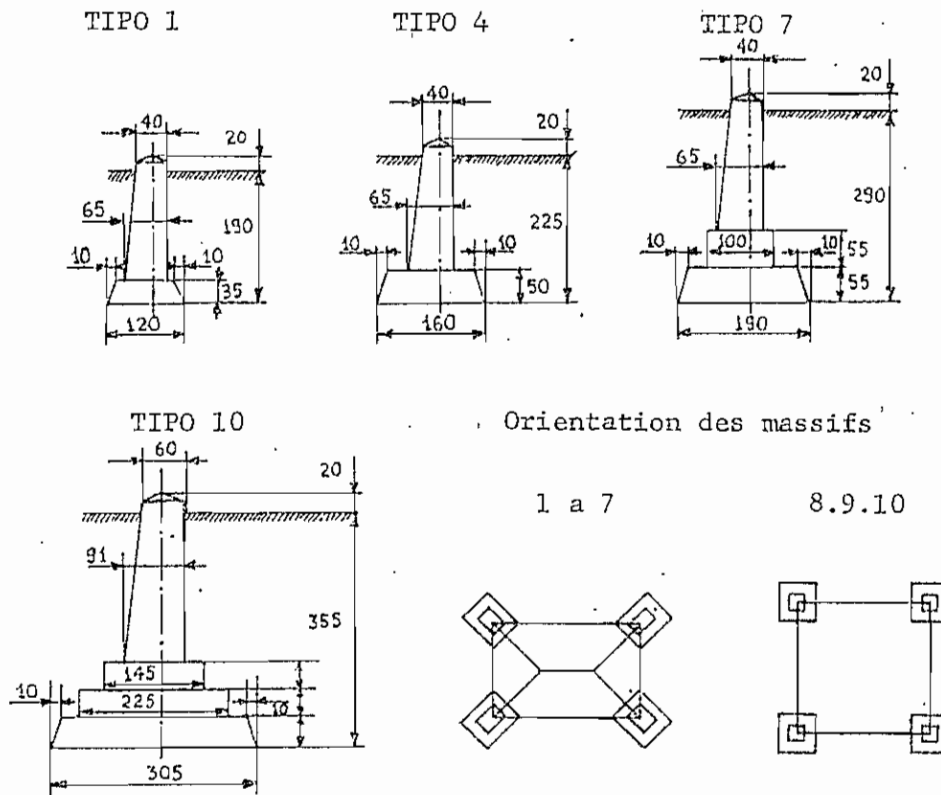


TABLA N° 1

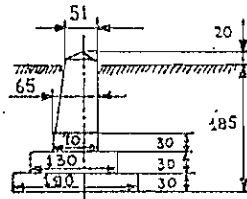
Volume des Fondations par pylone en m ³									
Type de massif	1	3	4	5	6	7	8	9	10
Fouille	15.6	23.7	26.6	36.5	45.0	60.7	84.7	115.0	161.0
Béton	2.72	3.53	4.33	5.28	6.37	9.36	16.37	24.93	34.46
Poids stabilisant en tonnes	5.58	8.79	10.55	14.42	18.64	28.32	47.96	73.96	116.5

Fig. 4.3.1 Fundaciones para terreno normal.

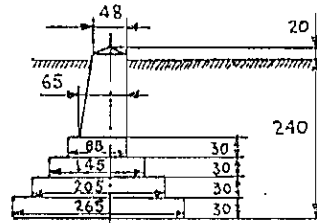
FONDTATIONS
PYLONES CORNIERE

MASSIFS DE FONDTATIONS EN TERRAIN IMMERGE (angle de soulèvement des terres 20°)

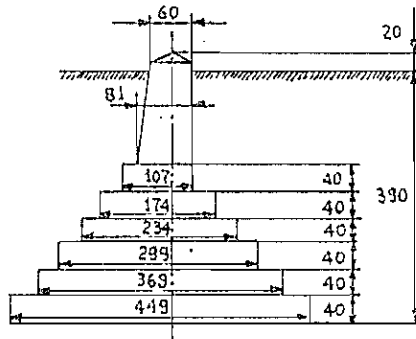
TIPO 1i



TIPO 6i



TIPO 11i



Orientation des massifs

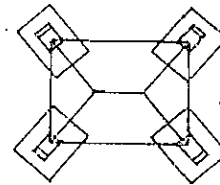


TABLA N° 2

Volume des Fondations par pylone en m ³											
Type de massif	1i	2i	3i	4i	5i	6i	7i	8i	9i	10i	11i
Fouille	18.8	23.0	25.5	31.8	34.8	41.2	52.3	73.1	98.0	123.0	172.0
Béton	7.9	9.2	10.2	13.7	15.2	18.1	23.8	35.7	47.9	59.8	83.4
Poids stabilisant en tonnes	26.7	33.6	38.8	48.7	54.1	67.4	87.5	127.9	196.7	223	315.2

Fig. 4.3.1 Fundaciones para terreno inundado.

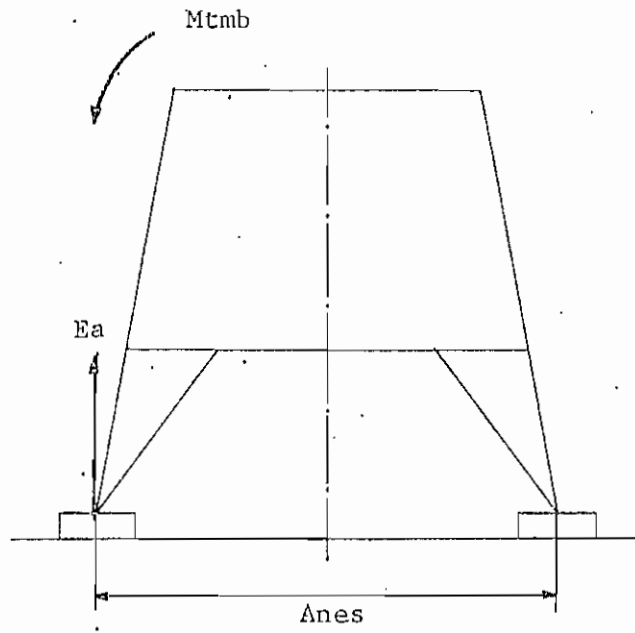


Fig. 4.4.1 Esfuerzo de arrancamiento para un pie de la torre.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

- Ref. 1 Código Eléctrico Ecuatoriano, 1973
- Ref. 2 Ing. Arturo Gajardo V., Asesor de la División de Diseño, Departamento de Ingeniería Eléctrica del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL).
- Ref. 3 Publicaciones de la CIGRE, 1967, Comité del Grupo 23.
- Ref. 4 Normas de Proyecto para Líneas de 138 KV del Sistema Nacional de Transmisión, INECEL, 1975.
- Ref. 5 Líneas de Transporte de Energía, Luis María Checa, 1973.
- Ref. 6 Instalaciones Eléctricas Generales, Enciclopedia CEAC de Electricidad, 1973.
- Ref. 7 Electric Transmission Tower Design, Matthew Marjerrison, Journal of de Power Division, 1965
- Ref. 8 Apuntes del Ing. Jorge Santillán, División de Diseño, Departamento de Ingeniería Eléctrica del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL).
- Ref. 9 Tesis de Grado, Jaime González V., Chile, 1970
- Ref. 10 Consultas en el Departamento de Ingeniería Eléctrica, División de Diseño Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL.
- Ref. 11 Selection and Coordination of the Insulation, National Interconnected System, INECEL-IECO-CP, 1974.
- Ref. 12 P. J. Ryle, Steel Tower Economics, 1946
- Ref. 13 W. S. Peterson, A Formula For Estimating Tower Weights and its Aplication to the Economies of Transmission Line Design.
- Ref. 14 Matthew Marjerrison, Electric Transmission Tower Design, Journal of the Power Division, May 1968.
- Ref. 15 Fundaciones para torres de Líneas de Transmisión, Ing. La

dislao Paladino, Themag Engenharia, 1973.

- Ref. 16 Programa para computadora de escritorio. Hewlet Packard.
Regresión Cúbica de Dos Variables. Manual Estadístico Nº
10.
- Ref. 17 Consultas al Ing. Juan Saavedra, Asesor del Departamento
de Ingeniería Eléctrica, Instituto Ecuatoriano de Electri
ficación, INECEL.