

01129
9



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

"CALCULO DE PERDIDAS POR EFECTO CORONA EN UNA
LINEA DE TRANSMISION DE ALTA TENSION".

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO ELECTRICO - ELECTRONICO

P R E S E N T A :
BARRERA RAMIREZ | JUAN CARLOS



DIRECTOR DE TESIS: ING ARTURO MORALES COLLANTES.

CIUDAD UNIVERSITARIA

ABRIL, 2003

A

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**"LO QUE MAS APRECIO DE LO QUE ME HA DADO LA UNIVERSIDAD ES
EL ALMA MATER, ESE CONCEPTO ESPIRITUAL QUE NO TIENE TIEMPO NI
ESPACIO, PERO QUE COMPARTIMOS QUIENES HEMOS TENIDO EL
PRIVILEGIO DE SER PARTE DE ELLA"**

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la
UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el
contenido de mi trabajo recopilacional.

NOMBRE: Juan Carlos
Bautista Ramírez

FECHA: 5/Mar/2003

FIRMA: [Firma manuscrita]

INTRODUCCIÓN

Debido a la cada vez mayor demanda de energía eléctrica en los sistemas, los niveles de voltaje en las líneas de transmisión han aumentado considerablemente hasta alcanzar voltajes conocidos como EHV (extra alto voltaje).

Actualmente, el máximo nivel de voltaje de transmisión en México es de 400 Kv. Por otra parte, los centros de generación por lo general se encuentran alejados de los centros de consumo, por lo cual el transporte de energía se realiza a través de grandes distancias, ocasionando que las líneas de transmisión atraviesen por regiones con condiciones climáticas severas.

Puesto que las pérdidas por el efecto corona, en una línea de transmisión, dependen fuertemente del nivel de voltaje y de las condiciones climatológicas a que esta expuesta, se puede ver la importancia que tiene el cálculo de las pérdidas por efecto corona en el diseño óptimo de una línea de transmisión.

En la actualidad los métodos más conocidos para el cálculo de perdidas corona han sido desarrollados en Estados Unidos (Proyecto EHV) y Francia.

En México no se cuenta con estudios propios al respecto, por lo cual la intención de este trabajo es el desarrollo de un método de cálculo de perdidas basado en las investigaciones mencionadas anteriormente.

Intención que se tuvo que abandonar debido, entre otras cuestiones, a la falta de un registro de las condiciones meteorológicas en el país, que es necesario para la implementación de un modelo climatológico aceptable y a la carencia de información de campo.

Con la información reunida se logro establecer y desarrollar una secuencia de pasos necesarios para el cálculo de las perdidas.

Espero que lo aquí expuesto sea de utilidad para futuros trabajos en los cuales se cuente con mayor información al respecto.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

C

OBJETIVO:

“Definir y desarrollar un método de evaluación para cuantificar las pérdidas debidas al efecto corona, así como las expresiones que se requieren para el estudio de este fenómeno y los factores que contribuyen en su aparición”.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

1.- Conceptos Generales	
Ionización	1
Ionización en el aire.....	2
Ionización en los gases.....	3
Ionización en el vacío	
Campo magnético.....	4
Campo eléctrico constante (corriente directa)	
Campo eléctrico variable (corriente alterna).....	6
Intensidad de campo eléctrico.....	7
Radio medio geométrico.....	10
Distancia media geométrica.....	14
Altura media geométrica.....	16

CAPITULO I

EFECTO CORONA

1.1 ¿Qué es el efecto corona?.....	21
1.2 Aparición del efecto corona	
1.3 Mecanismo del efecto corona en corriente directa.....	22
1.4 Mecanismo del efecto corona en corriente alterna.....	23
1.5 Importancia del estudio del efecto corona.....	24
1.6 Aspecto del efecto corona en líneas energizadas en corriente directa y en corriente alterna.....	25

CAPITULO II

FACTORES QUE CONTRIBUYEN EN LA APARICION DEL EFECTO CORONA

2.1 Tensión crítica disruptiva.....	27
2.2 Radio del conductor.....	28
2.3 Separación entre conductores	
2.4 Factor de forma y superficie del conductor.....	29
2.5 Influencia de la temperatura y presión barométrica.....	30

2.6	Altura media geométrica de los conductores sobre el nivel del piso.....	35
2.7	Partículas cercanas al conductor	
2.8	Efecto del agua en el conductor	36

CAPITULO III

DEFINICIÓN Y DESARROLLO DE LAS EXPRESIONES QUE SE REQUIEREN PARA EL ESTUDIO DEL EFECTO CORONA

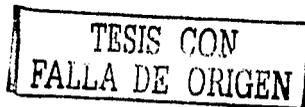
3.1	Gradiente critico disruptivo.....	39
3.2	Desarrollo de la expresión del gradiente critico disruptivo	
3.3	Desarrollo de la expresión de la Tensión critica disruptiva.....	43
3.4	Coficiente de seguridad.....	49

CAPITULO IV

MÉTODO DE CÁLCULO

4.1	Introducción.....	52
4.2	Método de la configuración básica	
4.3	Desarrollo y resultados para el circuito simple.....	56
4.4	Rango de variación de parámetros.....	57
4.5	graficas.....	58
4.6	Consideraciones sobre los conductores de tierra	
4.7	Valores del gradiente para las configuraciones básicas.....	59
4.8	Procedimiento de cálculo para circuito simple	
4.10	Desarrollo y resultados para circuito doble.....	66
4.11	rango de variación de parámetros.....	69
4.12	Graficas de referencia.....	70
4.13	Consideraciones sobre los conductores de tierra	
4.14	Valores del gradiente para las configuraciones básicas.....	71
4.15	Procedimiento de cálculo en circuito doble.....	72

CAPITULO V



F

PLANTEAMIENTO DE UN MÉTODO DE EVALUACIÓN

5.1	Desarrollo de la formula general de evaluación.....	81
5.2	Selección de áreas climatológicas.....	84
5.3	Selección de un diseño representativo para la configuración básica.....	86
5.4	Ajustes debidos a cambios en las variables de cálculo.....	87
5.5	Diferencia en la geometría y en el voltaje	
5.6	Ajuste de las perdidas para las diferencias climatológicas dentro de un clima dado.....	90
5.7	Procedimiento para el cálculo probabilistico de las perdidas corona.....	97
5.8	Determinación de la región climática.....	98
5.9	Determinar un diseño cercano a la configuración básica.....	99
5.10	Determinar los gradientes promedio por fase	
5.11	Calcular los Factores de corrección para los cambios en la geometría y en el voltaje.....	100
5.12	Factor correctivo para la precipitación pluvial	
5.13	Calculo del promedio anual de perdidas por efecto corona.....	101
5.14	Probabilidades de otras pérdidas.....	102
	Anexos(graficas).....	103
	Conclusiones.....	131
	Bibliografía.....	132

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CONCEPTOS GENERALES

a) IONIZACIÓN

De acuerdo con la teoría moderna que nos explica la estructura atómica de la materia, cada átomo está compuesto de un núcleo, alrededor del cual giran los electrones, este átomo tiene ciertas características eléctricas que nos muestra que el núcleo está cargado positivamente y los electrones cargados negativamente. Generalmente el átomo no manifiesta esta propiedad eléctrica y se dice que es eléctricamente neutro, sin embargo, esto no significa ausencia de energía eléctrica en el mismo, sino que la carga positiva es igual a la carga negativa, dando lugar a un equilibrio.

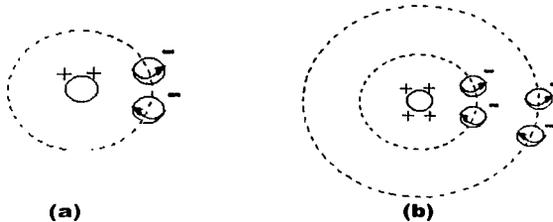


Fig.1 ESQUEMA DE LA ESTRUCTURA DE UN ATOMO.

(a) átomo de Helio. (b) átomo de Berilio

Decimos que un átomo eléctricamente neutro manifiesta una carga negativa o positiva cuando pierde o gana uno o varios electrones, el átomo entonces, se convierte en un ion, y al proceso de transformación de un átomo a un ion se le llama ionización.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Ahora bien, si por algún medio un cuerpo comienza a ceder electrones, la carga positiva del mismo se manifiesta, por lo que decimos que el cuerpo se carga o ioniza positivamente, pero si el cuerpo recibe electrones dando lugar a un exceso de estos, el cuerpo se carga o ioniza negativamente.

A manera de ejemplo se indica este fenómeno para algunos elementos en la siguiente tabla.

Átomo	No. De electrones (carga -)	No. De protones (carga +)	Carga átomo	Propiedad eléctrica
H	1	1		Neutro
He	2	2		Neutro
Li	4	3	-1	Negativo
Be	5	4	-1	negativo
C	5	6	1	Positivo

Tabla 1. Descripción de las características eléctricas de algunos átomos.

b) IONIZACIÓN EN EL AIRE

En condiciones ideales el aire atmosférico tiene todos sus átomos neutros, pero en la realidad esto no sucede por el hecho de que un pequeño número de electrones e iones están siempre presentes en el aire debido a los rayos cósmicos, rayos ultravioleta, radioactividad del suelo, calentamiento de algunos materiales a temperaturas muy elevadas (estos desprenden electrones de sus átomos e ionizan el aire), descargas eléctricas, etc. Los cuales

contribuyen para que el aire se convierta en un medio semiconductor.

C) IONIZACIÓN EN LOS GASES

El paso de la corriente eléctrica a través de los gases presenta una similitud con el fenómeno de la electrólisis, razón por la cual se atribuye a la presencia de iones que pueden ser de ambos signos, provenientes de la acción de diversos agentes externos ionizantes.

Los gases contribuyen un excelente aislador eléctrico como se ha demostrado experimentalmente sin embargo, como se ha mencionado, los gases bajo la acción de agentes externos tales como determinadas radiaciones (rayos luminosos, rayos x, rayos ultravioleta, rayos procedentes de los cuerpos radiactivos), presencia de cuerpos incandescentes, de altas temperaturas, reacciones químicas, burbujeo en el seno de ciertos líquidos, etc. se hacen conductores y adquieren la propiedad de descargar las partículas electrizadas.

d) IONIZACIÓN EN EL VACIO

En el vacío no existen portadores de carga, en estas condiciones es necesario proporcionar estos portadores para que pueda existir ionización, hay varios métodos para emitir portadores tales como:

El método de emisión termoiónica el cual consiste en un calentamiento del cátodo que suministra energía a los átomos de dicho cátodo aumentándoles su energía convirtiéndolos en electrones libres que son atraídos por el ánodo que esta

polarizado positivamente (caso de las válvulas termoiónicas o tubos de vacío).

Este fenómeno sucede debido a la presencia de un campo eléctrico presente entre los electrodos en el vacío que están polarizados uno negativamente (cátodo) y otro positivamente (ánodo).

e) CAMPO MAGNÉTICO

Otro método es el de la emisión por efecto de campo (campo magnético) el cual aumenta también la energía de los electrones produciéndoles un movimiento circular, que se aprovecha entre otros dispositivos en el espectrógrafo de masas, en los ciclotrones, Betatrón, etc.

f) CAMPO ELÉCTRICO CONSTANTE (CORRIENTE DIRECTA)

Puede producirse un campo eléctrico constante, por ejemplo, entre dos superficies planas paralelas y separadas una distancia d , como se muestra en la figura 2.

Si se aplica una tensión V entre las placas se establecerá un campo eléctrico uniforme y normal a las placas **A y **B**.**

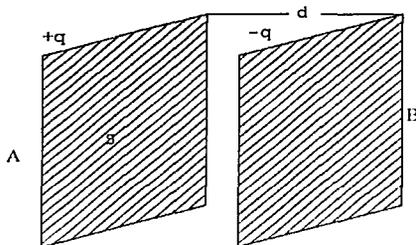
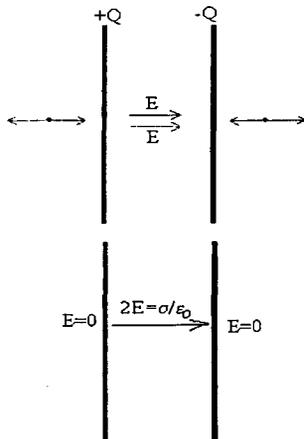


Fig. 2 Campo creado por dos placas planas cargadas con cargas iguales y opuestas.



Supondremos que las placas son infinitamente grandes o bien, que la separación entre las placas es pequeña comparada con sus dimensiones.

En la figura, se muestra el campo producido por cada una de las placas a la izquierda y el campo resultante a la derecha.

En un condensador formado por dos placas iguales de área S , separadas una distancia d , pequeña en comparación con las dimensiones de las placas. El campo se cancela en la región del espacio situado fuera de las placas, y se suma en el espacio situado entre las placas. Por tanto, solamente existe campo entre las placas, siendo despreciable fuera de las mismas.

Fig. 3 Campo eléctrico constante originado por un potencial V constante

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

g) CAMPO ELÉCTRICO VARIABLE (CORRIENTE ALTERNA)

Un campo eléctrico variable produce un campo magnético, las fuentes de radiación electromagnética son cargas eléctricas aceleradas, es decir que cambian con el tiempo su velocidad de movimiento.

Las ondas radiadas consisten en campos eléctricos y magnéticos oscilatorios que están en ángulo recto (perpendiculares) entre sí y también son perpendiculares (ángulo recto) a la dirección de propagación de la onda, esto significa que las ondas electromagnéticas son por naturaleza transversales.

Ahora bien ¿qué son esos campos que mencionamos? Los físicos crearon un concepto para explicar la acción o influencia que se puede ejercer a distancia sobre alguna partícula de referencia, sin que exista contacto real. Por ejemplo todos sabemos que cualquier cuerpo que esté en el aire sufre una atracción hacia la tierra que lo hace caer si no está sujeto a algo, ¿por qué cae? decimos que por la acción de una fuerza.

Esa fuerza la produce algo externo al cuerpo en cuestión, se dice entonces que en el punto, posición o lugar en el espacio donde el cuerpo se encuentra, existe un campo gravitatorio y a este se le define como la relación entre la fuerza que se ejerce sobre una partícula de referencia y su masa. $G = F/m$

De la misma forma se dice que una partícula de referencia, en este caso es una partícula que tiene una carga eléctrica "q" se encuentra influenciada por un campo eléctrico cuando sobre ella se ejerce una fuerza; el campo eléctrico está dado como en el caso anterior por la relación entre la fuerza que dicha carga de referencia experimenta y el valor de la carga, este campo como en el caso anterior, también esta originado externamente a la carga de referencia. Siguiendo con una explicación análoga, un campo magnético en un punto del espacio, es una zona donde una partícula de referencia, en este caso una carga "q" que se mueve a una cierta velocidad "v" experimenta sobre ella una fuerza, tal que el campo magnético quedara definido así: $B = F / q.v$

Vemos entonces que en todos los casos un campo es algo que existe por definición para explicar la fuerza que actúa sobre una partícula de referencia cuando está situada en un punto del espacio. En todos los casos la intensidad del campo disminuye a medida que aumenta la distancia entre la partícula de referencia y la fuente que origina el campo.

Un físico de renombre James Clerk Maxwell demostró que las amplitudes de los campos eléctricos y magnéticos de una onda electromagnética están relacionados.

h) INTENSIDAD DE CAMPO ELÉCTRICO

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El campo eléctrico posee, en cada uno de sus puntos, una propiedad vectorial conocida como intensidad de campo eléctrico y que se representa con la letra E que le permite producir una fuerza sobre cualquier carga eléctrica.

La representación matemática del campo eléctrico en función de la fuerza y la carga esta dada por la siguiente expresión:

$$E = \frac{F}{q} \left[\frac{N}{C} \right] \dots\dots\dots 1$$

La intensidad del campo eléctrico E se mide por el gradiente de potencial, que es la variación del potencial con respecto a la distancia y sus expresiones matemáticas son las siguientes:

$$E = - \frac{dV}{ds} \dots\dots\dots 1.2$$

$$\nabla S = \frac{dV}{dS} \dots\dots\dots 1.3$$

$$\nabla S = \frac{\partial V}{\partial x} \mathbf{i} + \frac{\partial V}{\partial y} \mathbf{j} + \frac{\partial V}{\partial z} \mathbf{k} \dots\dots\dots 1.4$$

$$\mathbf{E} = - \frac{\partial V}{\partial x} \mathbf{i} - \frac{\partial V}{\partial y} \mathbf{j} - \frac{\partial V}{\partial z} \mathbf{k} \dots\dots\dots 1.5$$

El campo eléctrico que nos interesa es aquel que esta de acuerdo con el criterio de superficies equipotenciales, ya que nuestro estudio estará enfocado al campo eléctrico entre conductores, los cuales consideraremos perfectamente circulares.

Una superficie equipotencial es aquella que pasa por todos los puntos que están a un mismo potencial como se muestra en la siguiente figura.

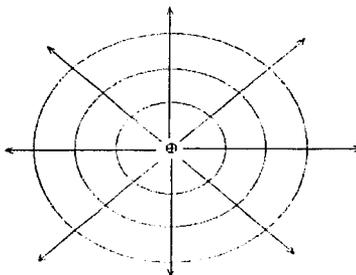


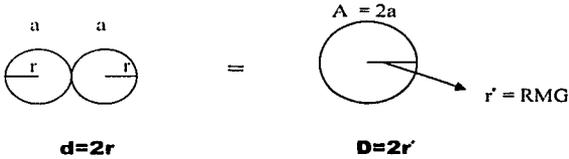
Fig. 4 Superficie equipotencial (campo eléctrico con líneas de fuerza salientes).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

g) RADIO MEDIO GEOMÉTRICO

Este concepto se aplica a cables de uno o varios conductores por fase, si se trata de un conductor por fase, el radio medio geométrico (RGM) de dicho conductor es un radio ficticio de un alambre de sección circular cuya área es igual al área total conductora del cable considerado.

En un cable de dos hilos el RMG vale:



$$2 \left[\frac{\pi d^2}{4} \right] = A = \frac{\pi D^2}{4} \dots\dots\dots 2-1$$

$$2r^2 = r'^2$$

$$r' = 1.41 r \dots\dots\dots 2-2$$

Para un cable de tres hilos el RMG vale:



$$\frac{3\pi 4r^2}{4} = \frac{\pi 4r'^2}{4}$$

$$3r^2 = r'^2$$

$$r' = 1.732r \dots\dots\dots 2-2A$$

Generalizando:

$$\text{RMG} = \sqrt{n} r \dots\dots\dots 2-3$$

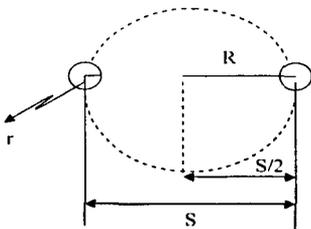
Siendo n el número de hilos y r el radio de un alambre que forman el cable, siempre que todos los hilos sean de igual sección y todos los conductores (cosa que no sucede en los cables con alma de acero).

Si se trata de varios cables por fase el RMG se va a referir a un valor que combina el número de cables(n), el radio(r) de dichos cables, y el radio de un cilindro longitudinal y simétrico a los mismos que pasa por el centro de ellos(R) y cuyo valor esta dado por la siguiente expresión.

$$RMG = n \cdot nr^{n-1} \dots\dots\dots 2-4$$

En nuestra búsqueda de información se analiza el efecto corona en líneas de extra alta tensión, se ha encontrado que para disminuir tal efecto a un valor aceptable se requiere cuando menos de dos cables por fase. Esto nos lleva a presentar las siguientes distribuciones.

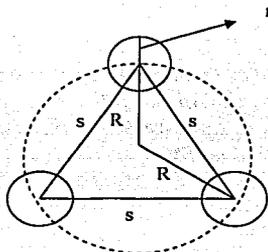
Para dos conductores por fase su radio "R" vale:



$$"R" = \frac{S}{2} \dots\dots\dots 2-5$$

En el cual S es la separación entre centros de conductores.

Para tres cables por fase su radio " R " vale :



De la ley de los senos

$$\frac{S}{\text{Sen } 120^\circ} = \frac{R}{\text{Sen } 120^\circ}$$

$$R = \frac{S}{\text{Sen } 120^\circ} \text{ sen } 30^\circ$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$R = \frac{S}{3} \dots\dots\dots 2-6$$

h) DISTANCIA MEDIA GEOMÉTRICA

La distancia media geométrica es un concepto matemático muy útil en el cálculo del gradiente crítico disruptivo y de la tensión crítica disruptiva.

Por definición de distancia media geométrica de un conductor a un grupo de otros conductores es la media geométrica de las distancias desde el conductor en cuestión a cada uno de los demás y esta expresada matemáticamente por la siguiente expresión.

$$DMG = \sqrt[n]{D_1 \cdot D_2 \cdot D_3 \cdot D_4 \cdot \dots \cdot D_n} \dots\dots\dots 2-7$$

Cálculo de la distancia media geométrica entre fases.

Se tiene que :

$$DMG = \sqrt[3]{d_{AB} \cdot d_{BC} \cdot d_{AC}} \quad \dots\dots\dots 2-8$$

Es la expresión para el cálculo de la distancia media geométrica de una línea trifásica con un conductor por fase.

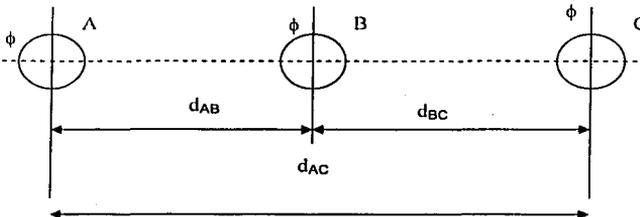


Fig. 5 Circuito trifásico con un conductor por fase.

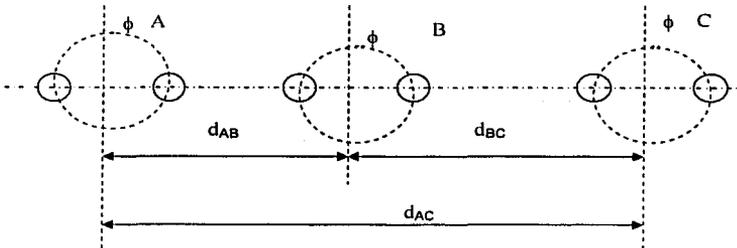


Fig. 6 Circuito trifásico con dos conductores por fase

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Para fines prácticos cuando se diseñan líneas de transmisión con arreglos de n conductores por fase colocados simétricamente, se consideran las distancias a centros de fase respectivamente.

Donde:

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{d_{AB} \cdot d_{BC} \cdot d_{AC}} \dots\dots\dots 2-9$$

Pudiéndose apreciar que es la misma expresión que nos calcula la distancia media geométrica, de líneas de transmisión con un conductor por fase.

i) ALTURA MEDIA GEOMÉTRICA (HMG).

La altura media geométrica al igual que la distancia media geométrica es un concepto matemático en la cuantificación del efecto corona.

Por definición la altura media geométrica de un conductor es la medida geométrica de las alturas desde el piso (h_1, h_2, \dots, h_n) a cada cable.

Su expresión matemática es la siguiente:

$$\text{HMG} = \sqrt[n]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3 \cdot \dots \cdot h_n} \dots\dots\dots 2.10$$

En vista de que en una línea se presenta una gran cantidad de alturas diferentes debidas a que los conductores no siempre se encuentran en un mismo plano, a que el terreno no es uniforme y a la inherente catenaria de dichos conductores, se obtiene la media geométrica de todas las alturas mediante la siguiente expresión, que nos da la altura media geométrica deseada:

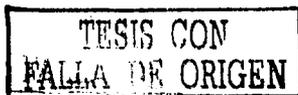
$$\text{HMG} = \sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3} \dots\dots\dots 2.11$$

Donde h_1 , h_2 y h_3 son las alturas de los tres conductores respectivamente tratándose de líneas con un conductor por fase.

En el caso de n conductores por fase colocados simétricamente, h_1 , h_2 , y h_3 serán las alturas de los centros de los n conductores que estén formando el arreglo de cada fase.

Cada altura se calcula con la siguiente expresión:

$$h = h_s - 0.70 F \dots\dots\dots 2.12$$



Donde

h_s = Altura de los conductores en el punto de soporte (Fig. 2-b)

F = Flecha del conductor (Fig. 2-b)

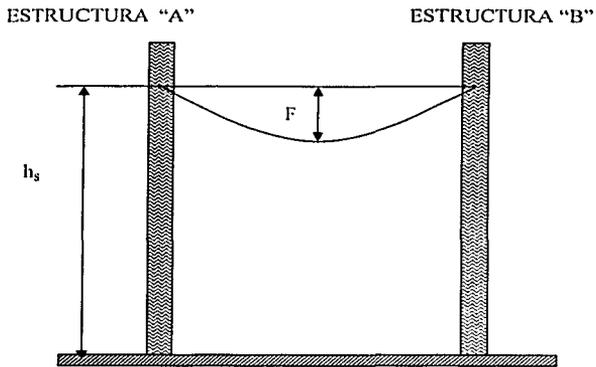


Fig. 2-b. Perfil entre dos estructuras mostrando h_s y F .

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

J) TENSIONES NORMALIZADAS

Tomando como referencia la publicación (IEEE TRANSMISSION LINES "SPECTRUM" 44,1969) los rangos de las extra alta tensiones utilizadas en la transmisión de energía eléctrica son los siguientes:

400Kv.

500Kv.

750Kv.

1000Kv.

1300Kv.

1500Kv.

Por lo que nuestro estudio se limitara a estos rangos de tensiones.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CAPITULO I

“EFECTO CORONA”

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

EFFECTO CORONA

¿QUÉ ES EL EFECTO CORONA?

- a) El efecto corona es un fenómeno extremadamente complejo y el cual se define como la ionización del aire que rodea al conductor o conductores cuando estos se encuentran energizados.**

- b) Dicho efecto se manifiesta de una manera audible como un zumbido y visualmente como un resplandor fosforescente y de color violeta.**

b) APARICIÓN DEL EFECTO CORONA

En general cuando se somete un conductor de una línea de transmisión a una alta tensión, el campo eléctrico en la superficie de ese conductor aparece y se puede llegar a un punto en el cual se sobrepasa el gradiente crítico disruptivo del aire esto quiere decir, la intensidad de campo eléctrico en que las propiedades dieléctricas del aire se pierden y por lo tanto este empieza a comportarse como un conductor de partículas ionizadas.

Las normas ASA definen la rigidez dieléctrica como el máximo gradiente de potencial que un aislante es capaz de soportar sin que se produzca una descarga disruptiva, en el cual la descarga disruptiva no es más que una corriente eléctrica que se presenta en los dieléctricos que están sometidos a la acción de un campo eléctrico, debido a que las fuerzas coercitivas de los átomos del dieléctrico, son menores que las fuerzas que tratan de mover los electrones en dirección opuesta a la intensidad del campo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A continuación se presentan algunos valores de rigidez dieléctrica obtenidos experimentalmente para algunas sustancias.

SUBSTANCIA	RIGIDEZ DIELECTRICA KV /cm
Aire	30
Aceite	300
Baquelita	250
Caucho	210
ebonita	200
Mica	2000
Papel	400
Vidrio	300
Parafina	400
Porcelana	300

Fig. 2 - A rigidez dieléctrica de algunas sustancias

c) MECANISMO DEL EFECTO CORONA EN CORRIENTE DIRECTA

El mecanismo del efecto corona en el conductor con polaridad positiva consiste en la atracción de electrones hacia la superficie del conductor y repulsión de cargas positivas.

Muchos electrones, antes de llegar a la superficie del conductor pueden ser capturados por las cargas o iones positivos formando átomos o bien pueden producir colisiones en átomos desprendiendo a su vez electrones.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

En el conductor polarizado negativamente sucede lo contrario es decir son atraídas las cargas o iones positivos hacia la superficie del conductor y repelidos los electrones.

Durante el movimiento de las partículas se producirán también colisiones similares a las del conductor polarizado positivamente como se indico antes.

Este flujo y reflujo de cargas positivas y negativas puede ser tan intenso entre lo dos conductores que pueden hacer conductor el aire propiciando un arco eléctrico.

d) MECANISMO DEL EFECTO CORONA EN CORRIENTE ALTERNA

El mecanismo del efecto corona en corriente alterna es similar al mecanismo en corriente directa haciendo notar que la polaridad en el conductor en cada punto del mismo esta variando instantáneamente de cero máximo positivo a cero máximo negativo y cero de acuerdo con la onda senoidal de la corriente alterna, como consecuencia, el flujo y reflujo de iones y electrones se sucederá en cada punto del conductor, dependiendo de que en un instante dado dicho punto este polarizado positiva o negativamente aumentando o disminuyendo la ionización según el valor instantáneo del voltaje con el cual esta energizado en un momento considerado.

El conocimiento que se tiene hasta el momento del efecto corona en las líneas de transmisión es aun incompleto siendo objeto de estudios y experimentos por parte de numerosos investigadores, probablemente los mayores adelantos en el conocimiento del efecto corona son debidos a los trabajos de F.W PEEK Jr. El cual realizo un sin numero de experimentos relacionados con las altas tensiones en la compañía General Electric.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Ninguna de las expresiones que actualmente se utilizan para el cálculo de la tensión crítica disruptiva , gradiente critico disruptivo, perdidas por efecto corona, etc. son exactas y por lo tanto solo pueden esperarse resultados aproximados, siendo aconsejable efectuar pruebas al tratar de adoptar nuevas tensiones (extra altas) en líneas de transmisión.

e) IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DEL EFECTO CORONA.

La importancia del estudio de dicho efecto en altas tensiones radica en los siguientes puntos:

- a) El efecto corona en líneas de transmisión representa una pérdida continua de potencia, que en líneas largas y de extra alta tensión pueden llegar a valores substanciales por lo que deberá mantenerse tan bajo como se justifique económicamente.**

- b) Al producirse Efecto Corona en líneas de transmisión o subestaciones se forman sustancias químicas tales como Óxidos de Nitrógeno, en presencia de humedad ácido nítrico y ozono, dichas sustancias causan un deterioro en los materiales aislantes por efecto químico y si llega a presentarse chisporroteo eflúvios la destrucción de la superficie del conductor es todavía mayor.**

- c) La ionización propicia los eflúvios (aunque no sean visibles) los cuales producen ondas electromagnéticas amortiguadas de alta frecuencia que se disipan transversalmente al conductor provocando perturbaciones de radio y televisión alrededor (fenómeno conocido como Radio interferencia).**

f) ASPECTO DEL EFECTO CORONA EN LÍNEAS ENERGIZADAS EN CORRIENTE DIRECTA Y EN CORRIENTE ALTERNA.

Para el caso de corriente directa :

El conductor que se polariza positivamente, al llegar a cierto valor de tensión aplicada, presenta la apariencia de un revestimiento uniforme de luz de color violeta sobre toda la superficie de dicho conductor, tanto mas intensa, cuanto mas elevada es la tensión.

En cambio el conductor que se polariza negativamente presenta eflúvios en forma de penachos de color rojizo espaciados uniformemente, cuya separación entre penacho y penacho se va reduciendo a medida que aumenta la tensión.

Para el caso de corriente alterna, el efecto corona se manifiesta en forma similar al de corriente directa solo que dependerá de la polaridad del medio ciclo de la alternación para que se manifieste en una u otra forma.

Esto puede ser observado mediante un Estroboscopio.

La intensidad del Efecto Corona se incrementara cuando la tensión aplicada a la línea también se incremente.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CAPITULO II

**“FACTORES QUE CONTRIBUYEN A LA
APARICIÓN DEL EFECTO CORONA”**

Para analizar los factores que contribuyen en la aparición del Efecto Corona, estableceremos el significado de algunos términos o conceptos:

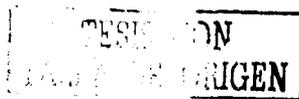
Tensión crítica Disruptiva: El valor eficaz de la tensión al neutro para el cual se inicia el Efecto Corona en la superficie de un conductor (o conjunto de conductores) se llama tensión crítica disruptiva.

Dichos factores son:

- 1.- Radio del conductor (r).**
- 2.- Separación entre conductores de una misma o diferente fase (RMG y DMG respectivamente).**
- 3.- Forma y superficie del conductor (m_1 y m_2).**
- 4.- Temperatura (t) y presión barométrica (b) que nos da la densidad del aire**
- 5.- Altura media de los conductores sobre el nivel del piso (HMG).**

A partir de la ecuación obtenida por J.W. Peek que tomo en cuenta todos estos factores como lo mencionaremos posteriormente, se han seguido haciendo estudios mas profundos sobre el tema, que han logrado obtener expresiones matemáticas mas exactas cuyo refinamiento a permitido lograr resultados mas apegados a la realidad sobre todo al presentarse la necesidad de utilizar muy altas tensiones.

Por tal razón, nuestro estudio se circunscribirá a la ecuación 2-34 que veremos mas adelante.



2-2 RADIO DEL CONDUCTOR

El radio del conductor puede ser real o ficticio (también equivalente) y sabemos que el voltaje crítico disruptivo es función directa de dicho radio.

Al efectuar el cálculo de regulación de una línea se obtiene un área determinada a la que le corresponde naturalmente un radio que le llamaremos real y que económicamente es el más adecuado.

Este radio en líneas de extra alta tensión resulta insuficiente para limitar a valores aceptables el Voltaje Crítico Disruptivo, se requiere aumentar considerablemente el radio del mismo conductor lo cual daría conductores económicamente inadmisibles.

Para resolver este problema, se ha encontrado que podemos instalar dos o mas conductores por fase, dispuestos simétricamente, cuya área total será la misma del conductor que nos da la regulación óptima antes obtenida y logrando con ello un conductor ficticio cuya superficie ocuparía un cilindro que pasara por el centro de los dos o mas conductores seleccionados nuevamente y cuyo radio (R) sería el de dicho cilindro al que le llamaremos Radio Ficticio o Equivalente.

2-3 SEPERACIÓN ENTRE CONDUCTORES (DMG)

Un aumento de la distancia entre fases también aumenta la tensión crítica disruptiva, pero únicamente en proporción al logaritmo decimal de la distancia media geométrica entre fases, por lo tanto la separación de las fases influye en una mínima proporción en la aparición del efecto corona.

2-4 FACTOR DE FORMA Y SUPERFICIE DEL CONDUCTOR (m)

Este factor se refiere a la forma y superficie del conductor, los conductores de las líneas de transmisión están generalmente constituidos por cables formados por varios hilos enrollados helicoidalmente y por lo tanto nos presentan rugosidades en su superficie, además los conductores no están perfectamente limpios y al ser manejados, especialmente durante la instalación de la línea de transmisión, estos se raspan en cierto grado, tales irregularidades de la superficie hacen que la intensidad de campo no sea absolutamente uniforme y contribuyan al Efecto Corona.

Para cuantificar el efecto de rugosidad (m) en los conductores se han establecido dos coeficientes de forma (m_1) y el coeficiente de superficie (m_2).

Se ha encontrado que el producto de ambos nos da el factor de rugosidad (m).

1.- Valores del coeficiente de forma m_1

$m_1 = 1.0$ Para una sección perfectamente circular.

$m_1 = 0.85$ Para un cable con 6 hilos en la capa exterior.

$m_1 = 0.9$ Para un cable con 12 a 30 hilos en la capa exterior.

2.- Valores del coeficiente de superficie m_2

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$m_2 = 0.9$ Para cables limpios o envejecidos

$m_2 = 0.8$ Para cables nuevos

$m_2 = 0.7$ Para cables sucios o engrasados

$m_2 = 0.5$ a 0.3 Para cables recubiertos de gotas de agua

En la tabla 2-B mostramos el factor de rugosidad del cable, que nos muestra todas las combinaciones posibles de los coeficientes de forma (m_1) y coeficientes de superficie (m_2), además en la tabla 2-c se muestran las características de los cables ACSR o ACSR/AW que actualmente se utilizan en líneas de transmisión de extra alta tensión, por resultar mas económico sin que por ello limite la utilización de conductores de otros materiales como el cobre o el Cooper Well en todas sus variantes.

2-5 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA Y PRESIÓN BAROMÉTRICA.

Las condiciones atmosféricas influyen considerablemente en el valor del gradiente crítico disruptivo, este varia en proporción directa a la presión atmosférica y en proporción inversa a la temperatura.

Estos dos factores se combinan para formar el factor de densidad del aire (δ) y cuya forma de expresarse matemáticamente es la siguiente.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$\delta = \frac{3.92 b}{273 t} \dots\dots\dots 2.1$$

donde:

b = Presión barométrica en cm. de columna de mercurio.

t = Temperatura ambiente en grados centígrados.

δ = Factor de densidad del aire (adimensional).

$$m = m_1 (m_2)$$

Características del cable	Coefficiente de forma (m_1)	Coefficiente de superficie (m_2)	Factor de rugosidad (m)
Sección perfectamente circular, cables limpios.	1	0.9	0.9
Sección perfectamente circular, cables nuevos.	1	0.8	0.8
Sección perfectamente circular, cables sucios.	1	0.7	0.7
Sección perfectamente circular, cables recubiertos con gotas de agua.	1	0.5	0.5
Cables con 6 hilos en capa exterior, cables limpios.	0.85	0.9	0.765
Cables con 6 hilos en capa exterior, cables nuevos.	0.85	0.8	0.68
Cables con 6 hilos en capa exterior, cables sucios.	0.85	0.7	0.595
Cables con 6 hilos en capa exterior, cables recubiertos con agua.	0.85	0.5	0.425
Cables con 12 a 30 hilos capa exterior, cables limpios.	0.90	0.9	0.81
Cables con 12 a 30 hilos capa exterior, cables nuevos.	0.90	0.8	0.72
Cables con 12 a 30 hilos capa exterior, cables sucios.	0.90	0.7	0.63
Cables con 12 a 30 hilos capa exterior, cables recubiertos c/agua.	0.90	0.5	0.45

Tabla 2-B Factor de rugosidad del cable para diferentes formas y superficies del cable.

Códigos de los conductores ACSR	Códigos de los conductores ACSR/AW	CALIBRE DEL CONDUCTOR	NUMERO DE HILOS	DIAMETRO EXTERIOR	RADIO EXTERIOR
PALABRA CODICE	PALABRA CODICE	MCM	AL/ACERO	mm.	cm.
FINCH	FINCH/AW	1113.5	54/19	32.84	1.642
GRACKLE	GRACKLE/AW	1192.5	54/19	33.86	1.693
PREASANT	PREASANT/AW	1272.0	54/19	35.10	1.755
MARTIN	MARTIN/AW	1351.5	54/19	36.17	1.8085
PLOVER	PLOVER/AW	1431.0	54/19	37.21	1.8605
PARROT	PARROT/AW	1510.5	54/19	38.25	1.9125
FALCON	FALCON/AW	1590.0	54/19	39.24	1.962
CHUKAR	CHUKAR/AW	1780.0	84/19	40.69	2.0345
BLUEBIRD	BLUEBIRD/AW	2156.0	84/19	42.70	2.135
KIWI	KIWI/AW	2167.0	72/7	44.12	2.206
JOREE	JOREE/AW	2515.0	76/19	47.75	2.3875

Tabla 2-C Algunas características de los cables seleccionados en este estudio, de cables ACSR y ACSR/AW.

ALTITUD m.s.n.m.	t b	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45
		0	76	1.132	1.111	1.091	1.071	1.052	1.034	1.016	1.000	0.983	0.967
610	70.1	1.044	1.025	1.006	0.911	0.970	0.954	0.937	0.922	0.906	0.892	0.877	0.864
1220	65	0.970	0.950	0.930	0.920	0.900	0.880	0.870	0.860	0.840	0.830	0.810	0.800
1830	60.2	0.897	0.880	0.864	0.848	0.833	0.819	0.805	0.791	0.778	0.766	0.753	0.742
2440	55.9	0.833	0.817	0.802	0.788	0.774	0.760	0.747	0.735	0.723	0.711	0.700	0.689
3050	51.8	0.772	0.757	0.743	0.730	0.717	0.705	0.693	0.681	0.670	0.659	0.648	0.638
3660	48	0.715	0.702	0.689	0.676	0.664	0.653	0.642	0.631	0.620	0.618	0.601	0.591

Tabla 2-E Factor de densidad del aire (δ) a diferentes presiones y diferentes temperaturas.

b= Presión barométrica en cm. de mercurio (Hg).

t= Temperatura en grados centígrados.

2.6 ALTURA MEDIA GEOMÉTRICA DE LOS CONDUCTORES SOBRE EL NIVEL DEL PISO (HMG).

En forma similar a la DMG, se obtiene la HMG de los conductores de la línea, pero las dimensiones de la altura se toman con relación al piso considerado horizontalmente.

La tensión crítica disruptiva se afecta ligeramente ya que esta en función del logaritmo decimal de la altura media geométrica. Tanto la DMG como la HMG influyen en el valor final de la tensión crítica disruptiva en vista de que la capacitancia de la línea se ve afectada cuando se varía la separación entre conductores y entre éstos y tierra.

2.7. PARTICULAS CERCANAS AL CONDUCTOR

Las partículas cercanas al conductor ocasionan descargas en las líneas de transmisión, estas descargas pueden ocurrir cuando pequeñas partículas (copos de nieve, gotas de agua, partículas de polvo) pasan cerca del conductor y se inicia una descarga del conductor a la partícula. Usualmente la descarga empieza antes de que la partícula toque realmente al conductor, la partícula que se aproxima causa una distorsión local del campo. Por inducción, aparece una distribución bipolar de cargas en los lados de la partícula, esta carga aumenta el valor del campo e inicia la descarga.

En el instante en que la partícula toca el conductor, la partícula asume la misma polaridad que el conductor y puesto que cargas iguales se repelen, la partícula rápidamente se aleja de la región de mayor intensidad de campo.

La observación de que un copo de nieve golpea mas frecuentemente a un conductor no energizado que a un energizado confirma la hipótesis anterior.

2.8. EFECTO DEL AGUA EN EL CONDUCTOR

El agua en forma de lluvia o llovizna, cuando cae sobre un conductor viejo forma pequeñas gotas en la superficie superior, después de un corto periodo el agua corre hacia abajo formando una capa alrededor del conductor eliminando muchas gotas menores en la parte superior y dejando suspendidas otras en la parte inferior.

Con el tiempo, el agua se acumula, las gotas que aparecen en la parte inferior caen debido a la gravedad, esta condición es predominante en conductores limpios y viejos, pero el estado de la superficie puede influir en este comportamiento.

Generalmente pueden existir dos condiciones extremas respecto al grado de humedad en un conductor, una permite al agua extenderse uniformemente alrededor del mismo (hidrofilica) y la otra (hidrofobica) acumularse en pequeñas gotas similares al agua en una superficie encerada.

La condición hidrofobica aumenta la tensión superficial entre el agua y el conductor, mientras que el régimen hidrofilito la hace decrecer.

Las fuerzas eléctricas pueden algunas veces vencer la tensión superficial y entonces romperse en diminutas gotas.

Boulet y Jakubeczyk encontraron que esta disrupción ocurre cuando:

$$c \geq 0.447 \sqrt{(s / r)}$$

c = gradiente de superficie del conductor (Kv/cm).

s = tensión superficial del agua (Dinas / cm).

r = radio de la gota (cm).

**El punto de conducción por una gota deformada es una
significante fuente de ruido, estas gotas se congregan en la parte
inferior de los conductores y corren a través y a lo largo de los
hilos del conductor.**

CAPITULO III

**“DEFINICIÓN Y DESARROLLO DE LAS
EXPRESIONES QUE SE REQUIEREN PARA
EL ESTUDIO DEL EFECTO CORONA”.**

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

a) GRADIENTE CRÍTICO DISRUPTIVO

El gradiente crítico disruptivo es aquel valor del campo eléctrico, en el que se rompe la rigidez dieléctrica del aislamiento, en nuestro caso el aislamiento que rodea los cables es el aire.

J.W. Peek encontró que la rigidez del aire se rompe cuando el campo alcanza un valor de $g_0 = 30 \text{ Kv. / cm}$. Con una onda de voltaje senoidal, considerando un conductor energizado al nivel del mar y a $25 \text{ }^\circ\text{C}$. de temperatura.

La expresión matemática del gradiente de potencial es:

$$g_0 = 30 \text{ Kv / cm} \dots\dots\dots 2-16$$

DESARROLLO DE LA EXPRESIÓN DEL GRADIENTE CRÍTICO DISRUPTIVO.

Posteriormente hizo una corrección a la expresión 2-16 en la forma siguiente:

$$g_0 = (30) \left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{r}} \right) \dots\dots\dots 2-17$$

De esta expresión vemos que la rigidez dieléctrica del aire se reduce a medida que se energiza un conductor de mayor radio (r) que otro de menor radio(r).

En la estación experimental de energía eléctrica de Chevilly, Francia, se efectuaron experimentos sobre cables de radio desde 0.7 cm. hasta 2.5 cm. y en condiciones atmosféricas de temperatura de 25 °C. y presión atmosférica de 760 mm Hg.

Habiéndose obtenido la expresión siguiente:

$$g_0 = 30 (1 - 0.07 r) \dots\dots\dots 2-18$$

También se encontró que la densidad del aire (δ) afecta al gradiente, en la cual influye la presión barométrica en cm. Hg.) y la temperatura del aire(°C) que rodea al conductor.

$$\delta = \frac{3.92 b}{273 + t} \dots\dots\dots 2-1$$

La expresión así corregida es la siguiente:

$$g_0 = 30 \delta \left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{\delta r}} \right) \dots\dots\dots 2-19$$

Por otra parte Peterson propone que la expresión del gradiente obtenida en Francia, debe ser corregida por el valor de δ , quedando la siguiente expresión. 2/3

$$g_0 = g_0 \delta^{2/3} \dots\dots\dots 2-20$$

Finalmente en estudios sobre el Efecto Corona se ha encontrado que la rugosidad del conductor (m), que involucra el factor de superficie (m_1) y el factor de forma (m_2) afectan el gradiente crítico mencionado anteriormente, cuya expresión final, que toma en cuenta los estudios previos es la siguiente:

$$g_0 = 30 m \delta^{2/3} (1 - 0.07 r) \dots\dots\dots 2-21$$

Esta expresión es válida para un conductor por fase, para un haz de n conductores por fase el gradiente crítico está dado por la siguiente expresión :

$$g_0 = 30 m \delta^{2/3} (1 - 0.07 r) \left(1 - \frac{(n-1)r}{R}\right) \dots\dots 2-22$$

DESARROLLO DE LA EXPRESIÓN DE LA TENSIÓN CRÍTICA DISRUPTIVA.

Partiremos del caso de una línea de transmisión aérea monofásica de dos conductores.

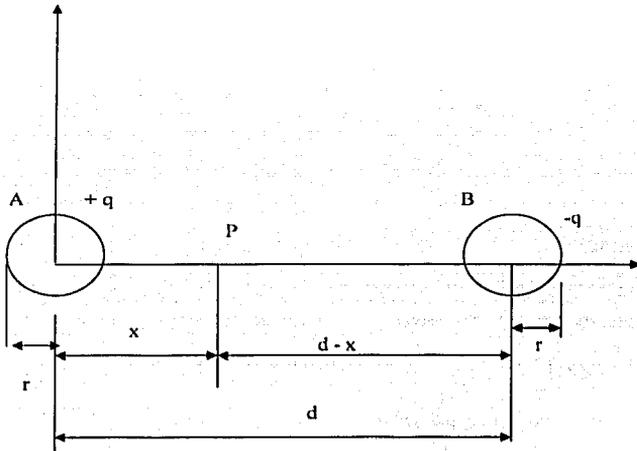


Fig. 2-k Línea de Transmisión con dos conductores.

Se vio que el gradiente de potencial o intensidad de campo eléctrico en un punto p entre los dos conductores es :

$$-\frac{dV}{dx} = E = \frac{D}{K\epsilon_0} \quad (36\pi) 10^9 \frac{q}{2\pi x} + \frac{q}{2\pi(d-x)} =$$

$$= (18)(10^9) \left(\frac{q}{x} + \frac{q}{d-x} \right) \dots\dots\dots 2-23$$

En la cual:

q esta en Coulombs y D esta en Coulombs / m^2

d y x están en cm.

$D = (q/(2\pi \cdot 1))$ Es la densidad de flujo eléctrico.

$K =$ Es la constante dieléctrica del aire que es 1.

$\epsilon_0 = (1/(36\pi 10^9))$ Capacidad específica de inducción.

Es máximo para $x=r$ o sea cuando P es un punto de la superficie del conductor y esta dado por la siguiente expresión:

$$g = 18(10^9) q \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{d-r} \right) \text{ [Kv/cm] } \dots\dots\dots 2-24$$

El término $(1 / d - r)$ es mucho menor que $(1/r)$ y se puede despreciar por lo tanto tenemos:

$$g = 18 (10^9) q \left(\frac{1}{r} \right) \text{ [v/cm] } \dots\dots\dots 2-25$$

La expresión anterior la aplicamos para calcular el gradiente de potencial en la superficie del conductor de una línea trifásica. Se ve que la diferencia de potencial entre dos conductores debida a las cargas $+q$ y $-q$ esta dada por la expresión 2-26.

$$V = 36 (10^9) q \text{ Ln } (d/r) \text{ [V] } \dots\dots\dots 2-26$$

Y el voltaje al neutro queda:

$$V_n = 18 (10^9) q \text{ Ln } (d/r) \text{ [V] } \dots\dots\dots 2-27$$

La expresión anterior también se puede aplicar a una línea trifásica sustituyendo d por la distancia media geométrica entre los tres conductores.

Por lo tanto:

$$V_n = 18 (10^9) q \ln (DMG / r) \text{ [V]} \dots\dots\dots 2-28$$

Despejando el valor de q en la expresión 2-25 se obtiene el gradiente de potencial en la superficie del conductor.

$$q = \frac{g r}{18 \cdot (10^9)} \dots\dots\dots 2-29$$

Sustituyendo esta expresión del voltaje al neutro 2-28 tenemos que:

$$V_n = g r \ln (DMG / r) \text{ [V]} \dots\dots\dots 2-30$$

Si el gradiente de potencial en la superficie del conductor alcanza el valor del gradiente crítico.

$$g_0 = 30 m \delta^{2/3} (1-0.07 r) \text{ [Kv / cm]} \dots\dots\dots 2-21$$

El voltaje al neutro correspondiente se llama voltaje crítico disruptivo y se expresa como:

$$V_0 = 30 m \delta^{2/3} (1-0.07 r) r \text{ Ln (DMG/r) [Kv]} \dots\dots\dots 2-31$$

Recordando que : Ln = 2.3025 Log₁₀ A2-32

$$V_0 = 69.078 m \delta^{2/3} (1-0.07 r) r \text{ Log}_{10} (DMG/r) \dots\dots\dots 2-33$$

Que es la expresión final para el cálculo de la tensión crítica disruptiva, cuando se tiene un sistema trifásico de un conductor por fase.

Si se trata de un conjunto de n conductores de radio r colocados simétricamente sobre un circulo de radio R la tensión crítica disruptiva viene dada por la siguiente expresión:

$$V_0 = 69.078 m \delta^{2/3} (1 - 0.07 r) \left(1 - \frac{(n-1)r}{R}\right) n r$$

$$\bullet \text{Log}_{10} \frac{DMG}{RMG} \bullet \frac{2 HGM}{\sqrt{4 (HMG)^2 + (DMG)^2}} \quad |Kv| \quad \dots\dots\dots 2-34$$

Donde:

m = factor de rugosidad

δ = densidad del aire

r = radio del conductor

n= número de conductores por fase

R = radio equivalente o ficticio del haz de conductores por fase.

DMG= distancia media geométrica

RMG= radio medio geométrico

HMG= altura media geométrica

V_0 = Tensión crítica disruptiva

g_0 = gradiente crítico disruptivo (ec. 2-22).

Como puede verse al analizar la expresión de la tensión crítica disruptiva, la manera mas eficaz de aumentar el valor de esta es aumentando el radio de los conductores o el número de los conductores por fase.

Un aumento de la distancia entre fases (DMG) y de la altura (HMG) también aumenta la tensión crítica disruptiva pero únicamente en proporción al logaritmo de dichos valores como se ve en la ecuación 2-34.

COEFICIENTE DE SEGURIDAD:

El coeficiente resultante de dividir la tensión crítica disruptiva (V_0) entre la tensión nominal de la línea al neutro (V), es lo que se denomina Coeficiente de Seguridad (C.S.)

$$\text{C.S.} = \frac{V_0}{V} \dots\dots\dots 2-35$$

Para el buen diseño de una línea de transmisión (no exista Efecto Corona) la condición ideal sería que dicho coeficiente fuera mayor o igual a uno.

Sin embargo en la practica se ha visto que puede permitirse que la inevitable presencia del Efecto Corona en líneas de extra alta tensión que se traduce en pérdidas de energía y produce Radio Interferencia puede ser cuantificada y aceptada siempre que las pérdidas no rebasen 0.621 [Kw /Km] equivalente a 1 [Kw / milla] cosa que analizo Peterson.

CAPITULO IV

“MÉTODO DE CALCULO”

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN

El conocimiento del campo eléctrico, en la superficie del conductor de una línea de transmisión, es necesario para poder evaluar el fenómeno de descarga corona, las pérdidas por efecto corona y la radio interferencia asociadas a las líneas de transmisión EHV.

Para llegar a conocer estos gradientes se han desarrollado varios métodos. Todos estos métodos, incluyendo el de este capítulo, están basados en el uso de una matriz de coeficientes de potencial que relacionan el voltaje y la carga sobre un conjunto de conductores.

Debido a que el cálculo es complejo, en la mayoría de las evaluaciones del gradiente para líneas EHV se emplean las computadoras digitales con el fin de obtener una mayor exactitud y velocidad en los cálculos, sin embargo durante el proyecto EHV cuando se tocó este problema se desarrolló un método gráfico exacto que puede ser fácilmente usado para calcular el gradiente en la superficie del conductor sin recurrir a la computación digital. Este procedimiento es llamado el método de la configuración básica y se plantea en este capítulo.

2.- MÉTODO DE LA CONFIGURACIÓN BÁSICA.

Para el desarrollo de este método , se seleccionó una configuración básica para una línea EHV con respecto a las dimensiones del diámetro del conductor, altura y espaciamiento entre las fases para un voltaje particular (345, 500 y 735 KV) y

fue seleccionado un número fijo de conductores por fase (1, 2, 3 o 4).

Las diferentes topologías de estas configuraciones son presentadas en la figura 2.1 para cada una de estas configuraciones se calcularon los gradientes por fase mediante un análisis por computadora.

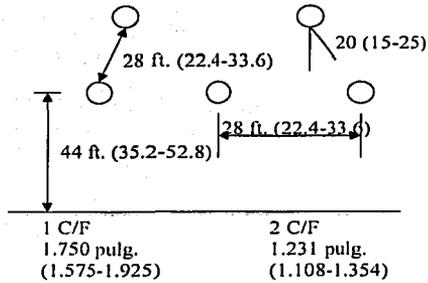
Dichos gradientes se presentan en la tabla 2.1 los cuales tienen unidades de Kilovolts pico por centímetro (KVp / cm).

Al final de este capítulo se proporcionan las gráficas que presentan los factores multiplicativos para las variaciones del diámetro, espaciamento entre fases y altitud con respecto a la configuración básica.

Los gradientes en la superficie del conductor son encontrados multiplicando estos factores por los gradientes de la configuración básica para la fase central y externa, presentados en la tabla 2.1.

también son incluidos los factores debidos a los conductores a tierra, lo cual generaliza los resultados de este estudio y hace innecesario repetir los cálculos del gradiente para el rango cubierto por las variaciones en los parámetros de la línea.

345 Kv. 1 y 2 conductores por fase



500 Kv

1, 2, 3 y 4 conductores por fase.

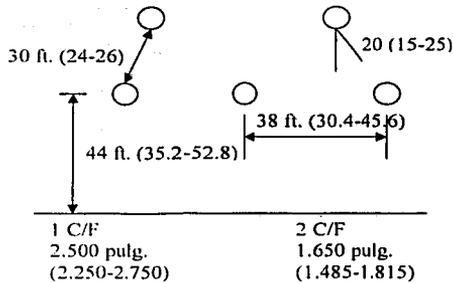
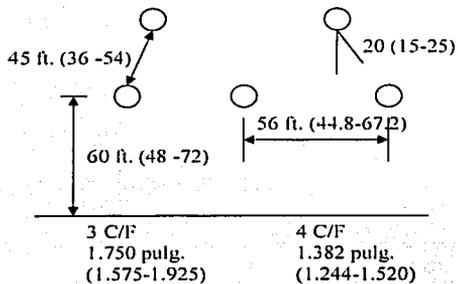


Fig. 2.1 Geometría de la configuración básica - Circuito Simple Horizontal.

Los valores en paréntesis indican el rango de variación.

735 Kv
3 y 4 conductores por fase.



**Continuación Fig. 2.1 Geometría de la configuración básica -
 Circuito Simple Horizontal.**

El uso de un sistema simple de multiplicadores ocasiona un error con relación a un cálculo exacto del gradiente, tomando en cuenta que los voltajes del conductor usualmente varían entre un rango de al menos 3.0%, podemos decir que un error máximo de alrededor del 0.6% puede ser aceptable.

Un análisis de error aplicado a este método, usando los límites del sistema escogido para diámetro, altura y espaciamento entre fase indicó que el error máximo encontrado fue de 0.6 %.

CONDUCTORES POR FASE	345 KV		500 KV		735 KV	
	Externo KVp/cm	Central KVp/cm	Externo KVp/cm	Central KVp/cm	Externo KVp/cm	Central KVp/cm
1	20.577	21.811	21.397	22.370		
2	18.738	20.178	19.976	21.105		
3			20.538	21.822	19.099	20.175
4			21.417	22.876	19.286	20.455

Tabla 2.1 Gradientes para la configuración básica.

3.- CIRCUITO SIMPLE

DESARROLLO Y RESULTADOS

a.- Rango de variación de los parámetros

Los rangos de variación de los parámetros cubiertos por las gráficas con relación a la configuración básica son:

Configuración.....Circuito simple horizontal

Variación del diámetro del conductor.....10%

Variación de la altura del conductor*20%

Variación del espaciamiento entre fases.....20%

Número de cables de guarda.....2 o mas

Distancia directa de los conductores de tierra a las fases exteriores.....20%

Los valores de los voltajes nominales y número de conductores por fase que se utilizaron en el cálculo de los gradientes están dados en la siguiente tabla:

Conductores por fase	345 KV	500 KV	735 KV
1	X	X	
2	X	X	
3		X	X
4		X	X

Tablas 2.2 Clasificación de voltajes.

*** La altura usada, es la altura mínima, mas 1/3 de la flecha.**

b.- Gráficas.

Para la obtención de las gráficas debidas a cada uno de los factores multiplicativos se hizo un análisis por computadora.

Estas curvas son presentadas esencialmente en tres grupos (representando uno, dos, tres y cuatro conductores por fase) en las figuras indicadas en la tabla 2.3.

Los factores tomados de estas gráficas deberán ser leídos hasta el cuarto decimal para mantener la exactitud de la estimación final.

Conductores por fase	Figuras
1	2.1 a 2.6
2	2.1, 2.6 a 2.11, 2.18
3 y 4	2.1, 2.6 a 2.12, 2.18

Tabla 2.3 Localización de las gráficas

c.- Consideraciones sobre los conductores de Tierra.

Todos los valores de las configuraciones básicas, dados en la tabla 2.1 fueron calculados usando las distancias directas a las fases externas presentadas en la figura 2.1 con un ángulo de guarda * de 20 grados.

El factor multiplicativo debido al conductor de tierra, F_{CG} , presentado en la figura 2.6 esta basado en la distancia directa a

las fases externas. Puesto que F_{ca} representa una pequeña corrección, la distancia vertical entre los conductores de tierra y los conductores de fase también pueden ser usados.

Las curvas en la figura 2.6 pueden ser usadas para ángulos de guarda entre 15 y 25 grados.

Usando estas curvas para ángulos mayores el error se incrementa, llegando a hacer casi el 0.3 % para 30 grados.

El diámetro de los conductores de tierra no tiene un efecto significativo sobre el gradiente del conductor.

En la figura 2.6 se incluye una tabla que representa los factores usados para líneas que no tienen conductores de tierra.

* Es el ángulo que forman la recta que une el cable de guarda con la fase externa correspondiente, con la vertical del mismo.

D.- Valores del gradiente para las configuraciones básicas.

Los valores de los gradientes en cada fase para las configuraciones básicas, se dan en la tabla 2.1.

Notar que KVP es el voltaje de pico.

4.- PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA CIRCUITO SIMPLE.

CIRCUITO SIMPLE

Este método para determinar gradientes puede ser ilustrado mejor mediante el siguiente ejemplo:

Voltaje.....	525 [KV]
Conductores por Fase.....	4
Diámetro del Conductor.....	0.858 pulgadas
Espaciamiento entre fases.....	35 pies
Altura del conductor.....	45 pies
Distancia de los conductores de tierra a la fase Exterior.....	26.5 pies
Angulo de guarda.....	24 grados

De la figura 2.1 vemos que la configuración básica usada es de 500 KV y cuatro conductores por fase.

Todas las cantidades anteriores son puestas en valores de por unidad con respecto a la configuración básica, excepto para el ángulo de guarda el cual esta dentro de los límites de la configuración básica y , por lo tanto, no necesita atención especial.

La tabla 2.4 presenta estos valores en por unidad junto con los otros factores del gradiente obtenidos de las gráficas.

	Valores Por unidad	Símbolo	Factor externo	Factor central	Obtenido de:
Voltaje	1.0500	F_V	1.0500	1.0500	Direct. Propor.
Diámetro	0.9533	F_D	1.0455	1.0455	Fig. 2.12
Espaciamiento	0.921	F_E	1.0129	1.0129	Fig. 2.14
Altura	1.023	F_E	0.9985	0.9995	Fig. 2.15
Cables de guarda	0.883	F_{CG}	1.0035	0.9990	Fig. 2.6

Tabla 2.4 Factores del gradiente para el ejemplo ilustrativo.

Como mencionamos previamente, los factores del gradiente son leídos hasta el cuarto decimal, pero los valores en por unidad de los cuales son obtenidos, no necesariamente en todos los casos son dados con tal precisión.

Esto es debido a que la relación de cambio del factor del gradiente respecto a la altura o a la distancia del conductor de tierra, es pequeña comparada con los cambios en el diámetro del conductor.

De la tabla 2.1 obtenemos:

Los valores del gradiente para la configuración básica para la fase externa (E_o) y la fase central (E_c) :

$$E_o = 21.417 \text{ [KVp / cm.]}$$

$$E_c = 22.876 \text{ [KVp / cm.]}$$

Ahora, tomando los diferentes factores de las gráficas, los valores estimados del gradiente para la fase externa (E_o) y central (E_c) son :

$$E_o = F_v \cdot F_D \cdot F_E \cdot F_H \cdot F_{CG} \cdot E_o = 23.862 \text{ [KVp / cm]}$$

$$E_c = F_v \cdot F_D \cdot F_E \cdot F_H \cdot F_{CG} \cdot F_c = 25.599 \text{ [KVp / cm]}$$

El gradiente promedio para cada conductor de la fase central es, con buena exactitud igual al gradiente promedio de la fase central obtenido anteriormente.

Si se requiere calcular los gradientes promedio de cada conductor para las fases exteriores, estos puede ser obtenidos mediante la figura 2.17 (las figuras 2.11 y 2.16 son aplicadas para dos y tres conductores por fase respectivamente).

En dicha figura vemos que cada conductor tiene asociado un factor de acuerdo a su posición en el arreglo de la fase y su gradiente será igual al producto de dicho factor por el gradiente promedio de la fase.

La siguiente tabla nos proporciona los gradientes promedio en cada conductor:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Conductor número *	E_c *	KVp / cm.
1	0.9855	23.515
2	0.9878	23.571
3	1.0122	24.153
4	1.0145	24.208

• Ver Fig. 2.17

Tabla 2.5. Gradientes para los diferentes conductores.

Si se desea conocer el gradiente en algún punto de la periferia de cada conductor, se utilizara la ecuación apropiada de la figura 2.18 junto con el gradiente promedio individual del conductor. Frecuentemente, y en especial para casos donde se tiene clima húmedo, es deseable conocer los valores del gradiente en varios puntos específicos de la periferia del conductor.

Las fórmulas de la figura 2.18 nos proporcionan esta información.

Las soluciones gráficas de estas fórmulas para algunos puntos específicos son presentadas en la figura 2.19 y 2.20 la pequeña tabla a la cabeza de cada gráfica presenta el rango completo, la ordenada es el multiplicador periférico y para la abscisa fue conveniente usar el diámetro del conductor en pulgadas, en lugar de la notación en por unidad usada anteriormente.

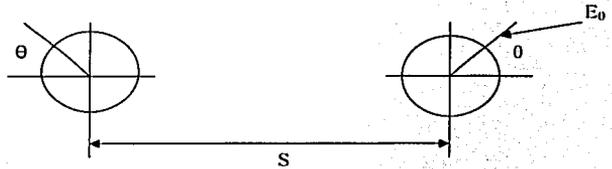
Para ilustrar el uso de estas curvas, supongamos que tenemos una configuración de tres conductores por fase y se desea determinar el gradiente del conductor en la parte inferior del conductor, que es donde se acumulan las gotas de agua y tendremos una concentración mayor del gradiente.

Consideramos que los conductores tienen un diámetro de 1.4 pulg. Para el conductor que se encuentra en la parte superior derecha de la fig. 2.18 b tenemos que $\theta = 240$ grados.

Y de la grafica 2.20

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

a) Dos conductores por fase.



$$E_0 = E_{AV} \left[1 + \frac{2R}{S} \cos \theta \right]$$

b) 3 conductores por fase.

$$E_0 = \left[E_{AV} \left(1 + \sqrt{3} \frac{2R}{S} \right) \right] \cos \theta$$

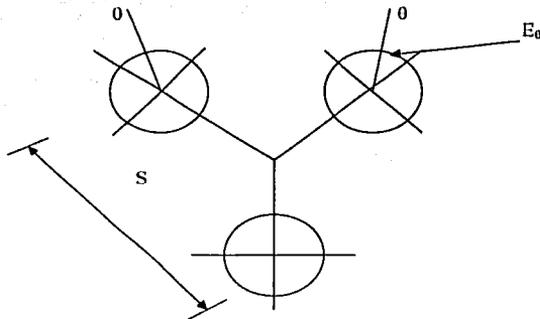
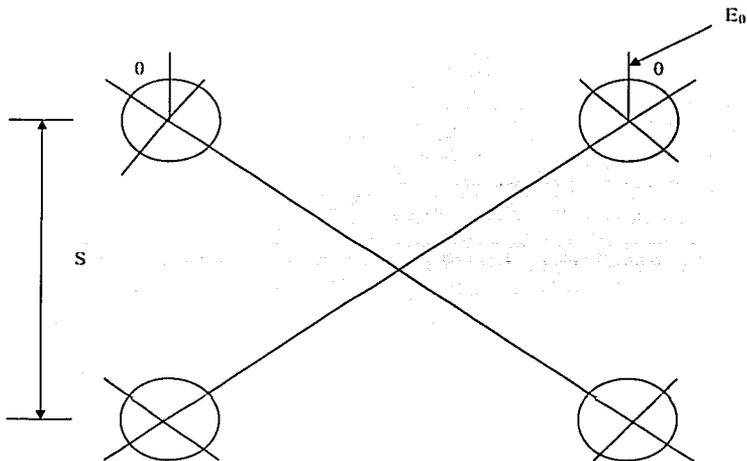


Fig. 2.18 Distribución del gradiente en la periferia del conductor (valido para los circuitos simple y doble).

c) 4 conductores por fase.

$$E_0 = E_{AV} \left[1 + \frac{3}{\sqrt{2}} \frac{2R}{S} \cos \theta \right]$$



Donde: **R** es el radio del conductor
S es el espaciamento entre fases.

Continuación Fig. 2.18 Distribución del gradiente en la periferia del conductor (valido para los circuitos simple y doble).

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

El multiplicador periférico = 0.933

El conductor superior izquierdo tendrá el mismo multiplicador.

Y para el conductor inferior

$\theta = 0$ grados.

Y de la grafica 2.19

El multiplicador periférico es = 1.135

Entonces el valor del gradiente en este punto, será igual al producto del gradiente individual del conductor por el multiplicador periférico.

5.- CIRCUITO DOBLE

DESARROLLO Y RESULTADOS

El método de la configuración básica para un circuito doble, es en principio el mismo que para el circuito simple, excepto que son necesarias algunas variables geométricas adicionales y además el espaciamiento entre fases de ambos circuitos influye en los gradientes de cada conductor.

En la fig. 2.21 tenemos la configuración básica para la condición de circuito doble.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Los grupos de conductores para las fases superiores, media e inferior pueden ser posicionados separadamente, ambos horizontal y verticalmente, y los conductores de tierra son colocados sobre los conductores de la fase superior.

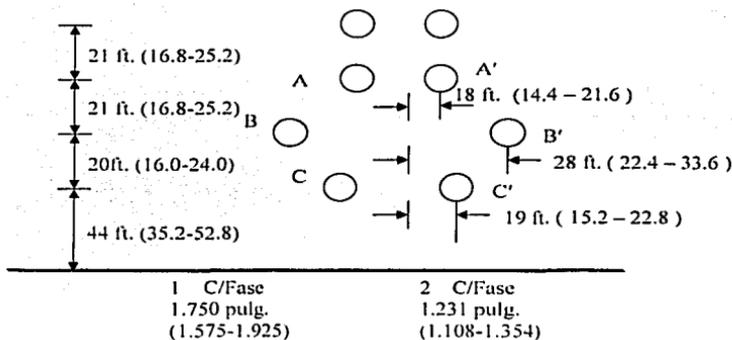
Las fases son designadas como A, B, C y A', B' y C' en orden descendente a cada lado de la torre y esta designación es variante a la distribución de fases que estemos tratando.

Las distribuciones de fase son indicadas en los dibujos siguientes y solo dos de las seis posibles disposiciones son tratadas en este capítulo.

La primera es la llamada configuración básica de reactancia alta (RA) y se indica como :

A	A'
B	B'
C	C'

345Kv
1 y 2 conductores por fase.



500 Kv
2 y 4 conductores por fase

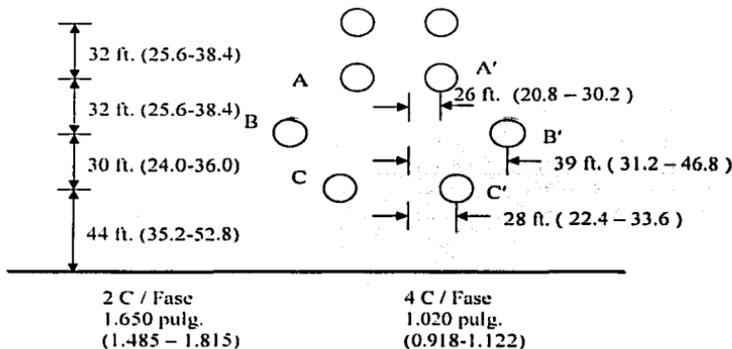


Fig. 2.21 Geometría para la configuración básica de circuito doble.
(Los valores entre paréntesis indican el rango de variación).

Y el segundo arreglo es de reactancia baja (RB), y se indica como:

A	C`
B	B`
C	A`

a.- Los rangos de variación de los parámetros cubiertos por las gráficas y tablas, con respecto a la configuración básica son:

Configuración.....Circuito doble, vertical.
Variación del diámetro del conductor.....10%
Variación de la altura de la fase inferior.....20%
Altura de las fases intermedias sobre
Las fases inferiores.....20%
Altura de las fases superiores sobre
Las fases intermedias.....20%
Distancias horizontales de todas las
fases al centro de las líneas.....20%
Número de cables de guarda.....2

Los valores de los voltajes nominales y número de conductores por fase tratados en este estudio, están dados en la siguiente tabla:

Conductores por fase	345 KV	500 KV
1	*	
2	*	*
4		*

Tabla 2.6. Clasificación de voltajes.

b.- Gráficas de referencia

Las gráficas de los factores multiplicativos fueron obtenidas mediante programas de computadora dando los valores exactos de los gradientes.

Las curvas que representan los valores multiplicativos para el diámetro del conductor (Figuras 2.2, 2.3, 2.7, 2.8, 2.12 y 2.13), son esencialmente las mismas para los circuitos simple y doble.

c.- Consideraciones sobre los conductores de tierra.

El efecto de los conductores de tierra en el gradiente de los conductores es presentado en la figura 2.31 y solamente las fases superiores son afectadas.

d.- Valores del gradiente para las configuraciones básicas.
Circuito doble.

Las diferentes geometrías de las líneas básicas son dadas en la figura 2.21.

Las dimensiones presentadas son valores típicos que encontramos actualmente y son de gran utilidad práctica.

Las dimensiones dadas son recomendaciones para estos voltajes y sirven como puntos de referencia para el desarrollo de este método.

Conductores por fase	A y A' 345 KV	B y B' 345 KV	C y C' 345 KV	A y A' 500 KV	A y A' 500 KV	C y C' 500 KV
1	20.475	22.518	21.006			
2	18.614	21.053	19.188	18.942	21.483	20.411
4				17.961	20.827	19.518

Tabla 2.7 Gradientes para la configuración Alta Reactancia.

Conductores por fase	A y A' 345 KV	B y B' 345 KV	C y C' 345 KV	A y A' 500 KV	B y B' 500 KV	C y C' 500 KV
1	22.043	22.518	22.061			
2	20.390	21.054	20.424	20.899	21.481	21.249
4				20.068	20.823	20.476

Tabla 2.8. Gradientes para configuración de Baja Reactancia.

Los gradientes que se presentan en las tablas 2.7 y 2.8, están dados en unidades de [KVp / cm.]

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

6.- PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA CIRCUITO DOBLE.

Los pasos que se siguen para el cálculo del gradiente del circuito doble pueden ser ilustrados mediante el siguiente ejemplo:

Supongamos que tenemos una línea con las siguientes características:

Voltaje.....	550 Kv.
Configuración.....	Baja Reactancia
Conductores por fase.....	2
Diámetro del conductor.....	1.602 pulg.
Separación horizontal de A y C' al centro de la línea.....	24 pies
Separación horizontal de B y B' al centro de la línea.....	35 pies
Separación horizontal de C y A' al centro de la línea.....	27 pies
Separación vertical entre la fase A y los cables de guarda.....	30 pies
Separación vertical entre las fases A y B.....	28 pies
Separación vertical entre las fases B y C.....	28 pies
Altura de la fase inferior C y tierra.....	50 pies

De la fig. 2.21 tenemos que la configuración básica usada es de 500 Kv. y dos conductores por fase.

Todas las cantidades anteriores son puestas primero en valores de por unidad con respecto a la configuración básica.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La tabla 2.9 presenta estos valores junto con los factores del gradiente obtenidos de las gráficas.

FACTORES

	Valores por unidad	Símbolo	Fases A y C'	Fases B y B'	Fases C y A'	Obtenido de:
Voltaje	1.1000	F _V	1.1000	1.1000	1.1000	Directo
Diámetro	0.9709	F _D	1.0265	1.0265	1.0265	Fig. 2.7
L _{AC'}	0.923	F _{AC'}	1.0042	0.9970	1.0000	Fig. 2.22
L _{BB'}	0.897	F _{BB'}	1.0076	1.0073	1.0076	Fig. 2.23
L _{CA'}	0.964	F _{CA'}	1.0000	0.9985	1.0010	Fig. 2.24
H _{A-CG}	0.938	F _{A-CG}	1.0015	1.0000	1.0000	Fig. 2.31
H _{AB}	0.875	F _{AB}	1.0160	1.0138	0.9992	Fig. 2.28
H _{BC}	0.876	F _{BC}	0.9987	1.0171	1.0171	Fig. 2.29
H _{C-T}	1.136	F _{C-T}	1.0003	1.0003	0.9964	Fig. 2.30

Tabla 2.9. Factores del gradiente para el ejemplo ilustrativo.

Si por ejemplo queremos obtener el gradiente de las fases A y C', estos dos gradientes serán iguales, denotándolo por E₁.

Tenemos que :

$$E_1 = F_V \times F_D \times F_{A'} \times F_{BB'} \times F_{C'} \times F_{A-CG} \times F_{AB} \times F_{BC} \times F_{C-T} \times E_1$$

Donde E_1 es el gradiente para la configuración básica .
Usando todos los factores para las fases A - C' de la tabla 2.9 y el $E_1 = 20.899$ [KVp / cm] (de la tabla 2.8), el resultado obtenido es :

$$E_1 = E_A = E_C = 24.271 \text{ [KVp / cm]}$$

De manera similar los otros gradientes son:

$$E_2 = E_B = E_{B'} = 25.087 \text{ [KVp / cm]}$$

$$E_3 = E_C = E_A = 24.505 \text{ [KVp / cm]}$$

Hasta este punto hemos calculado los gradientes promedio por fase de la línea.

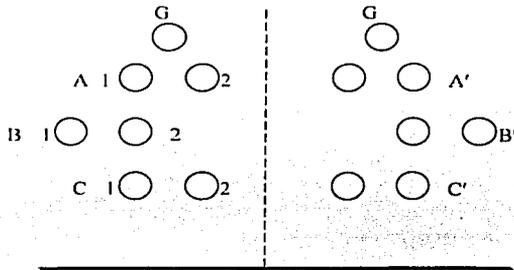
Los factores del gradiente para cada conductor para el caso que tengamos varios conductores por fase, esta dados en la figura 2.32 pero solamente para la configuración básica.

Estos factores cambian un poco cuando la geometría de la configuración básica cambia.

Sin embargo, los valores de los multiplicadores para la configuración básica dados en la figura 2.32 son una buena aproximación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

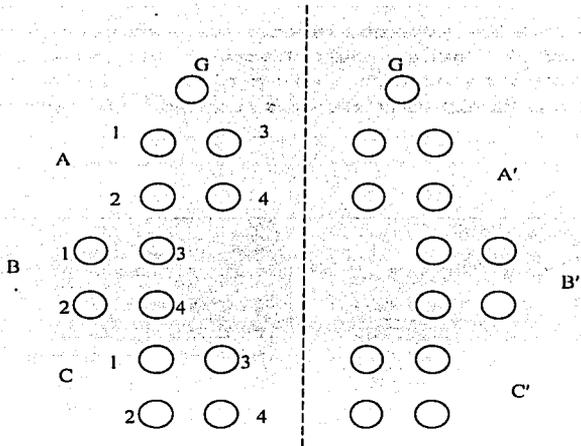
2 Conductores por fase 345 y 500 Kv.



fase	Cond.	factores multiplicativos	
		SB	LR
A y A'	1	1.008	1.000
	2	0.992	1.000
B y B'	1	0.992	0.993
	2	0.993	1.007
C y C'	1	1.008	1.001
	2	0.992	0.999

Fig. 2.32 Factores para calcular los gradientes individuales (Circuito doble).

4 CONDUCTORES POR FASE 500 Kv.



Fases	Cond.	Factores multiplicativos	
		SB	LR
A y A'	1	0.994	0.988
	2	1.029	1.010
	3	0.971	0.990
	4	1.006	1.012
B y B'	1	0.991	0.990
	2	0.992	0.993
	3	1.006	1.007
	4	1.009	1.010
C y C'	1	1.024	1.013
	2	0.995	0.990
	3	1.005	1.010
	4	0.976	0.987

Fig. 2.32 Factores para calcular los gradientes individuales (Circuito doble).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Usando la fig. 2.32 podemos obtener los gradientes promedio para cada conductor multiplicando el factor F_c que le corresponde a cada conductor de acuerdo a su posición en la fase por el gradiente promedio (E_p) de la fase, los resultados se presentan en la tabla 2.10.

Fase	Número de Conductor	F_c	E_p [KVp / cm]	E [KVp / cm]
A y A'	1	1.0000	24.271	24.271
	2	1.0000	24.271	24.271
B y B'	1	0.993	25.087	24.911
	2	1.007	25.087	25.263
C y C'	1	1.001	24.505	24.530
	2	0.999	24.505	24.480

Tabla 2.10. Gradiente para cada conductor.

Si se desea conocer el campo eléctrico en la periferia de cada conductor, entonces se utilizara la ecuación apropiada de la fig. 2.18 junto con el gradiente individual del conductor.

- Ver fig. 2.32.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

“CAPITULO V”

**“UNA APROXIMACIÓN AL CÁLCULO DE LAS PERDIDAS
CORONA”.**

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.- PLANTEAMIENTO DE UN MÉTODO DE EVALUACIÓN.

Teniendo en cuenta que las pérdidas por efecto corona en una línea de transmisión EHV, son un fenómeno estadístico y raramente la pérdida en un intervalo de tiempo será igual, excepto quizá en buen tiempo, pero si solamente se calcularan las pérdidas para buen tiempo, el resultado sería de poca utilidad para realizar las evaluaciones económicas acerca del comportamiento del efecto corona.

Por otra parte, las pérdidas en mal tiempo tienen un rango de variación muy amplio, el cual depende fuertemente de las condiciones climatológicas, llegando a tener en ocasiones, una pérdida del orden de cientos de kilowatts por kilómetro.

Así, debido a que las pérdidas en mal tiempo dependen de las condiciones del clima y este a su vez es un fenómeno probabilístico, dichas pérdidas no pueden ser separadas de una probabilidad de ocurrencia.

El problema comienza desde el planteamiento de un sistema adecuado para el cálculo de pérdidas el cual nos permita presentar en una forma estadística, los resultados obtenidos de tal manera que un diseñador pueda hacer las evaluaciones necesarias que le permitan valorar las diferentes alternativas para sus propias líneas, en su propia localidad.

Los únicos datos disponibles a los diseñadores, referentes a las pérdidas por efecto corona, en cantidades suficientes de tal forma que les permitan desarrollar evaluaciones estadísticas, son los datos obtenidos del proyecto EHV.

Estos datos fueron obtenidos en el clima templado del oeste de Massachussets, para un rango de voltaje de operación entre fases, desde los 300 hasta los 750 Kv; Pero estos datos serán una mala representación de los datos que se pudieran obtener, por ejemplo, en Arizona.

Y no serían de mucha utilidad, a menos que se encontrara algún medio para hacer una traslación de tales datos, de manera que nos sirvieran como base para el cálculo de las pérdidas, en otras regiones climáticas.

Primeramente, fue impracticable transportar el proyecto a todas las diferentes áreas climáticas de los EE.UU. para estudiar los efectos sobre las pérdidas en cada una de ellas.

Igualmente es completamente imposible transportar todos los climas al proyecto EHV para estudiar las variaciones estadísticas que presentan las pérdidas corona debidas al clima.

Sin embargo para salvar tal obstáculo se encontró que el único sitio donde podían interactuar tales partes era en una computadora, para tal efecto se desarrolló la descripción de los diferentes climas en una forma digital, de tal manera que se registro su comportamiento en los últimos 15 años.

Estas descripciones se desarrollaron en base a datos proporcionados por la oficina climatológica de los EE.UU.

Que fueron recabados por mas de 300 estaciones climatologicas distribuidas por todo el pais.

Esto resolvió el problema puesto que por otra parte no es difícil suministrarle a la computadora, las descripciones de las configuraciones de las líneas diseñadas, al igual que los grupos de relaciones que describen los parámetros de interés para las diferentes condiciones eléctricas y meteorológicas.

Estas relaciones son el producto de continuas y detalladas investigaciones llevadas a cabo en el proyecto EHV.

Por lo tanto, el problema entero se reduce al de simular dentro de una computadora el comportamiento que tendría una línea determinada en cualquier área climatológica y presentar estadísticamente el comportamiento del efecto corona.

Para las diferentes condiciones de operación los resultados son curvas probabilísticas de pérdidas que proveerán al diseñador con la información necesaria para hacer la evaluación de las pérdidas debidas al efecto corona.

El procedimiento, paso por paso, para desarrollar estas curvas, esta dado en el diagrama de bloques de la fig. 3.1.

a) DESARROLLO DE LA FORMULA GENERAL DE EVALUACIÓN.

Para líneas de transmisión de 500 Kv o más, la pérdida corona en mal tiempo pueden exceder de los 500 Kilowatts por milla. Esto puede crear una carga de energía apreciable y alterar los requerimientos de reserva. La presencia de agua, hielo o nieve en los conductores da lugar a una serie de puntos en los cuales se forma el efecto corona.

El agua tiende a acumularse en la parte inferior de los conductores, lo que origina que el campo eléctrico se deforme dando lugar a una fuente de efecto corona.

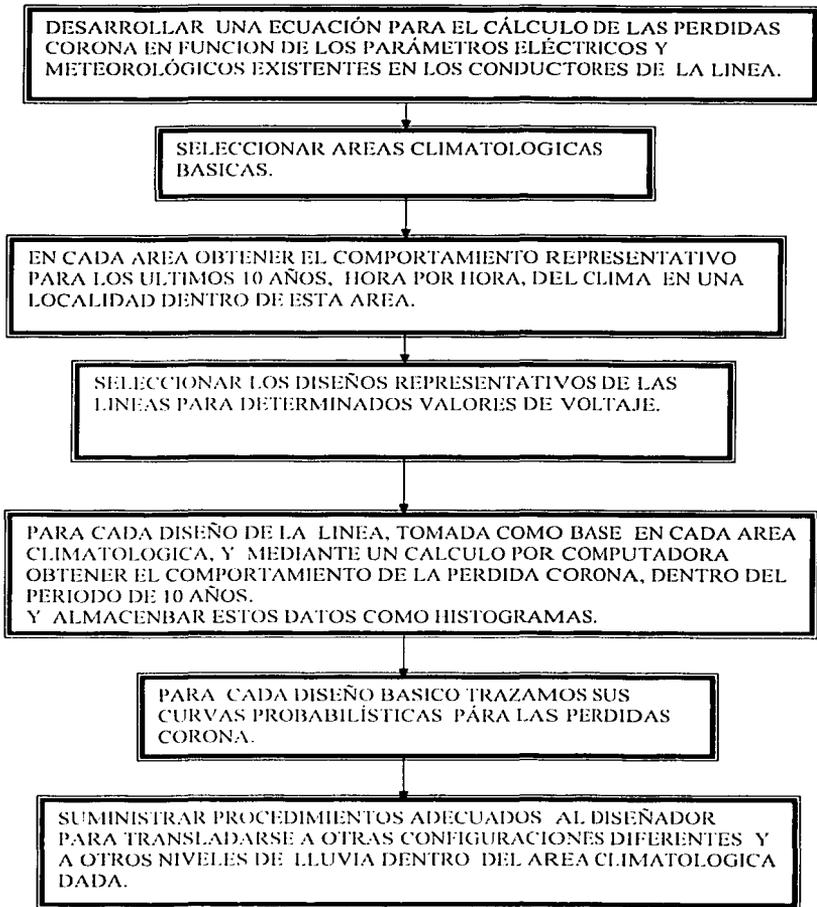


Fig. 3-1 Pasos lógicos a seguir, para el desarrollo de las curvas para la evaluación de la pérdida corona para líneas situadas en diferentes climas.

Las pérdidas corona para mal tiempo fueron estudiadas extensivamente en el proyecto EHV, en donde se hicieron mediciones de las pérdidas en líneas simples de corta longitud para varias relaciones de lluvia y diversos valores de gradiente de superficie. Las pruebas para líneas cortas no tienen gran validez pero si nos permiten conocer como varían las pérdidas cuando cambian los diferentes parámetros.

Las pruebas indicaron que las pérdidas corona en lluvia son:

- 1.- Proporcionales al logaritmo de la intensidad de lluvia.
- 2.- Proporcionales al número de conductores por fase.
- 3.- Proporcional al producto de voltaje y gradiente, en la parte inferior del conductor, elevado a la quinta potencia debido a que la parte inferior del conductor retiene la mayor cantidad de agua y experimenta la mayor concentración de corona.

Basándose en estos resultados se desarrollo una ecuación Para las pérdidas corona en mal tiempo la cual es:

$$P_{MT} = \left[\frac{V}{\sqrt{3}} J r^2 \ln (1 + KR) \right] \sum_1^n (E^m) \dots\dots 3-1$$

Donde:

P_{MT} = Pérdidas en mal tiempo en Kw. trifásico por milla.

V= voltaje entre fases en Kv.

J= Constante.

r= radio del conductor (cm).

n= número total de conductores (número de conductores por fase x 3).

E= gradiente en la parte inferior de cada conductor.

m = exponente 5.

K = coeficiente climatológico.

10 si R esta en milímetros por hora.

254 si R esta en pulgadas por hora.

R = intensidad de lluvia.

Para determinar el gradiente (E) en la parte inferior de cada conductor nos referimos al capítulo 2.

El valor de la constante de pérdida J, se encontró que es aproximadamente 5.35×10^{-10} para líneas de 500 y 700 Kv. Y 7.04×10^{-10} para líneas de 400 Kv.

El símbolo $\sum_1^n (E^m)$ significa que cada uno de los n conductores debe ser tratado en forma individual, es decir determinar el gradiente en la parte inferior de cada uno, elevarlo a la quinta potencia y sumar los resultados.

b.- SELECCIÓN DE ÁREAS CLIMATOLÓGICAS

Después de que las ecuaciones para la evaluación de las pérdidas corona, en buen y mal tiempo, han sido determinadas, el segundo paso que se representa en la figura 3.1 requiere de las descripciones de los diferentes climas del país, y en base a ciertas similitudes dividir el territorio en diferentes áreas climatológicas.

Los datos proporcionados por cada estación climatológica deberán incluir (para cada hora de cada día de los últimos 10 o

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

más años), la temperatura de bulbo húmedo y bulbo seco, temperatura del punto de rocío, presión barométrica, velocidad y dirección del viento, relación y tipo de precipitación pluvial, hora del día y todas las otras variables necesarias para conformar un modelo climatológico aceptable.

La variación estadística, en el tiempo de los datos climatológicos debe ser convertida, por la computadora a una distribución en función de la distancia a lo largo de toda la línea para cada hora del día.

Las estaciones climatológicas solo registran las condiciones del clima en un punto fijo, pero para nuestro propósito necesitamos definir las condiciones climatológicas a lo largo de toda la línea, la cual puede extenderse en ocasiones a varios cientos de kilómetros.

Obviamente los dos conceptos no son iguales, para hacer la conversión, las variaciones en el tiempo y las variaciones en función de la distancia fueron tratadas como equivalentes.

El viento y la precipitación pluvial fueron tratadas como un fenómeno frontal y las observaciones en un punto se proyectaron a lo largo de la línea de transmisión como si ellos tuvieran un movimiento de frentes climatológicos.

Para los datos se supuso un desplazamiento general del oeste al este de 20 millas por hora, que es comparable al movimiento normal también del oeste al este de las masas de aire en los Estados Unidos. En otras palabras, la precipitación pluvial que ocurre a una cierta hora, se supone que también sucederá a 20 millas hacia el este pero una hora después.

Tal modelo climatológico obviamente no es exacto, pero parece ser el mejor que ha sido ideado con los datos disponibles, ya que es mas realista que el de suponer a lo largo de toda la línea existirá la misma condición climatológica (particularmente la precipitación pluvial).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

c.- SELECCIÓN DE UN DISEÑO REPRESENTATIVO PARA UNA CONFIGURACIÓN BÁSICA.

El paso 4 de la figura 3.1 requiere de la selección de un diseño típico (o al menos representativo) de una línea de transmisión, para ser usado con los modelos climatológicos de las diferentes áreas. Para el cálculo de las pérdidas corona, no es necesario calcular individualmente el comportamiento de todas las configuraciones de las líneas que se desean diseñar.

Una vez que se ha establecido el comportamiento de una línea típica, las otras pueden ser evaluadas multiplicando, las pérdidas obtenidas para la línea básica, por factores correctivos debidos a los cambios climatológicos y a la configuración geométrica. Por lo tanto, se tienen que seleccionar configuraciones de líneas que se tomaren como base en el cálculo, debiéndose de definir claramente sus parámetros tales como:

- 1.- Voltaje de operación.
- 2.- conductores por fase.
- 3.- Espaciamiento horizontal entre conductores de fase.
- 4.- Diámetro del conductor.
- 5.- Espaciamiento entre fase.
- 6.- Altura promedio de fase a tierra.
- 7.- Número de cables de guarda.
- 8.- Orientación de la línea.



9.- Longitud de la línea.

10.- Localización de la línea.

2.- AJUSTES DEBIDOS A LOS CAMBIOS EN LAS VARIABLES DE CÁLCULO.

Es reconocido que la línea actual, usualmente no tendrá el mismo diseño físico que el de la línea que ha sido tomada como base, al igual que el clima actual en la vecindad de la línea diferirá del clima que se tenga como dato en el modelo climatológico.

Las pérdidas corona son función del clima y de la geometría del arreglo de los conductores, y para relacionar las pérdidas de la línea que se ha tomado como base, con las pérdidas de la línea que se desea diseñar, se requiere el uso de factores de corrección apropiados.

Los factores de corrección han sido preparados en base a los datos disponibles de las variaciones climatológicas y haciendo un análisis de las variables que intervienen en la ecuación para el cálculo de pérdidas debidas al efecto corona.

a) DIFERENCIA EN LA GEOMETRÍA Y EN EL VOLTAJE.

Cuando tenemos una línea con una configuración determinada, en una región con una frecuencia de precipitación pluvial dada y queremos calcular sus pérdidas debidas al efecto corona estas serán determinadas mediante la manipulación de las siguientes variables:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El gradiente en la parte inferior de los conductores, el radio de los conductores, el número de conductores y el voltaje de operación entre fases.

Rescribiendo la ecuación 3 -1 que nos sirve de base para el cálculo de las pérdidas en mal tiempo, tendremos:

$$P_a = \left[V r^2 \left(\sum_1^n E^m \right) \right] \frac{1}{\sqrt{3}} \ln (1 + KR)$$

Donde hemos establecido que P_a es una pérdida adicional, debida al mal tiempo y que sumada a la pérdida en buen tiempo no dará la pérdida corona total de la línea.

De acuerdo a la ecuación 3-1 podemos establecer una relación de pérdidas adicionales entre líneas de diferente geometría y voltaje, de la siguiente manera:

$$\frac{P_{a2}}{P_{a1}} = \frac{V_2 r_2^2 \left(\sum_1^{n1} E^m \right) \frac{1}{\sqrt{3}} \ln (1 + KR)}{V_1 r_1^2 \left(\sum_1^{n1} E^m \right) \frac{1}{\sqrt{3}} \ln (1 + KR)} \quad \dots 3.2$$

Puesto que el término $\frac{1}{\sqrt{3}} \ln (1 + KR)$ depende de la constante J y de las constantes meteorológicas, la relación de pérdidas se reduce a :

$$\frac{P_{a2}}{P_{a1}} = \frac{V_2 r^2_2 (\sum_1^{n2} E^m)}{V_1 r^2_1 (\sum_1^{n1} E^m)} \dots\dots\dots 3-3$$

$$P_{a2} = \frac{V_2 r^2_2 (\sum_1^{n2} E^m)}{V_1 r^2_1 (\sum_1^{n1} E^m)} P_{a1}$$

$$P_{a2} = \frac{V_2 r^2_2 (\sum_1^{n2} E^m)}{Ks} P_{a1}$$

Si tomamos la línea 1 como la configuración básica de línea, el factor Ks se puede tabular de acuerdo a los valores de los parámetros para cada configuración básica; esto será de utilidad para cuando calculemos las pérdidas corona.

La pérdida total (P_2) para la configuración que deseamos calcular sus pérdidas, será la pérdida para buen tiempo de dicha configuración, mas su pérdida adicional.

$$P_2 = P_{BT2} + P_{a2} = P_{BT2} + \frac{V_2 r^2_2 (\sum_1^{n2} E^m)}{Ks} P_{a1} \dots\dots\dots 3-4$$

$$P_2 = P_{BT2} + K_2 P_{a1}$$

El termino K_2 es el factor de corrección debido a cambios en la geometría y el voltaje de la línea y junto con el termino K_s permitirán que las pérdidas de la línea básica sean relacionadas con otras líneas de diferente voltaje y configuración geométrica.

Los valores del gradiente son obtenidos usando la información del capítulo 4.

De esta forma todos los términos que intervienen en la evaluación de la ecuación 3.4 están disponibles al diseñador.

b.- AJUSTE DE LAS PÉRDIDAS PARA LAS DIFERENCIAS CLIMATOLÓGICAS DENTRO DE UN CLIMA DADO.

La principal diferencia climatológica que se presenta, es la diferencia en la frecuencia y razón de precipitación pluvial. Usando como dato las diferentes frecuencias de precipitación pluvial que existen en todo el país, podemos utilizar el siguiente procedimiento para estimar la influencia de los cambios en la precipitación pluvial en las pérdidas corona.

En la fig. 3.2 se presenta una curva representativa, en donde se representa la pérdida corona promedio en función del tiempo. Las pérdidas corona promedio para cualquier intervalo de tiempo Δt son:

$$P = P_{BT} + P_{MT}$$

Donde: P es la pérdida total en el tiempo Δt .

P_{MT} son las pérdidas en mal tiempo.

P_{BT} son las pérdidas en buen tiempo.

Si N_T es el número total de observaciones en el tiempo Δt entonces la pérdida promedio (P) es :

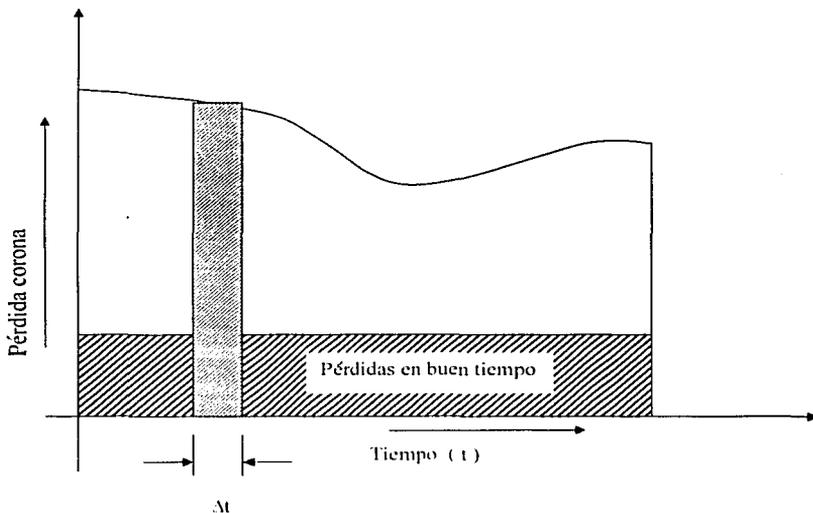


Fig. 3.2 Pérdida corona anual para una línea típica.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$\bar{P} = \frac{P_{BT}}{N_T} + \frac{P_{MT}}{N_T} \dots\dots\dots 3-6$$

Esto puede ser simplificado, tomando en cuenta el hecho de que las pérdidas en buen tiempo aparecerán durante todo el tiempo de existencia de la línea y sumándole las pérdidas para mal tiempo nos dará la perdida total.

Desarrollando las ecuaciones anteriores en función de las observaciones para buen y mal tiempo tendremos:

$$P_{MT} = N_M \bar{P}_{MT} = N_M (\bar{P}_a \bar{P}_{BT}) \dots\dots\dots 3-7$$

$$P_{BT} = N_B \bar{P}_{BT} = (N_T - N_M) (\bar{P}_{BT}) \dots\dots\dots 3-8$$

Donde:

N_M es el número de observaciones en mal tiempo para un tiempo t .

N_B es el número de observaciones para buen tiempo en un tiempo t .

N_T Es el número de observaciones total del clima en un tiempo t.

\bar{P}_{BT} Pérdida promedio para buen tiempo.

\bar{P}_{MT} Pérdida promedio para mal tiempo.

\bar{P}_a Pérdida adicional promedio.

Sustituyendo esto en la ecuación 3.6 tenemos que :

$$\bar{P} = \frac{N_B (\bar{P}_a + \bar{P}_{BT})}{N_T} + \frac{(N_T - N_B) \bar{P}_{BT}}{N_T} \dots\dots\dots 3-9$$

$$\bar{P} = \bar{P}_{BT} + \frac{N_B}{N_T} \bar{P}_a$$

La relación $\left(\frac{N_B}{N_T} \right)$ es una aproximación muy cercana de

la relación de frecuencia de precipitación pluvial días por año. Esto proporcionara el factor de corrección para la estimación de las perdidas corona promedio en una localidad de diferente

frecuencia de precipitación pluvial a la que se tiene en la configuración básica.

Por lo que podemos escribir :

$$\bar{P}_2 = \bar{P}_{BT2} + \frac{F_2}{F_1} \bar{P}a_1 = \bar{P}_{BT2} + \phi \bar{P}a_1 \dots\dots\dots 3-10$$

Donde :

F₂ Es la frecuencia de precipitación pluvial en la localidad 2.

F₁ Es la frecuencia de precipitación pluvial en la localidad 1.

P_{BT2} Es la pérdida corona para buen tiempo en la localidad 2.

Pa₁ Es la pérdida corona adicional debida al mal tiempo en la localidad 1.

φ Factor de corrección debido a la frecuencia de precipitación pluvial.

Para obtener los valores de las perdidas para los diferentes niveles de probabilidad de frecuencia de precipitación pluvial más complejo debido a que la distribución de las pérdidas no es gaussiana y ésta varía de acuerdo a la estación del año.

A continuación se describe un método para hacer el ajuste de la probabilidad de la pérdida en una localidad estándar respecto a una localidad de diferente frecuencia de precipitación pluvial.

Para hacer el ajuste de las pérdidas debido a los cambios en la frecuencia de precipitación pluvial es de interés conocer la pérdida adicional resultante para mal tiempo.

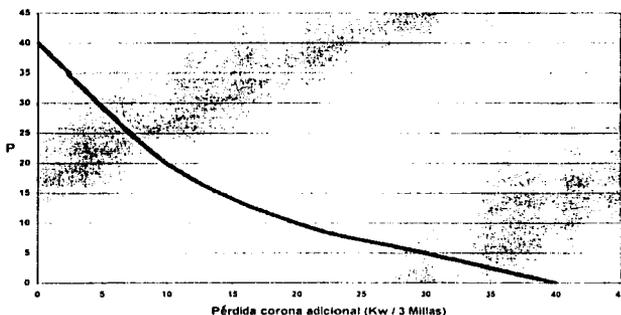
Restando las pérdidas para buen tiempo de la pérdida total, resultara una curva de probabilidad para la pérdida adicional como se presenta en la figura 3.3.

Para cada frecuencia de precipitación en la localidad básica se obtiene una curva de este tipo.

El valor de la ordenada de esta nueva curva es la probabilidad de ocurrencia de la frecuencia de precipitación y en la abscisa tenemos la potencia adicional.

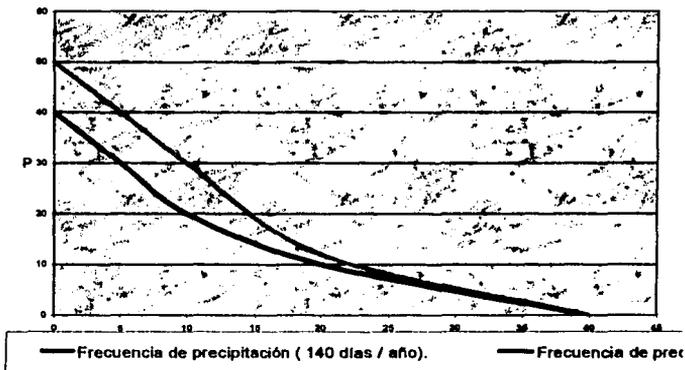
Si la línea en diseño esta localizada en un área de diferente frecuencia de precipitación pluvial, el nuevo valor de la ordenada variara directamente proporcional a las dos frecuencias de precipitación pluvial (\emptyset).

Fig. 3.3 Curva probabilística de la pérdida adicional



TESIS CON
FECHA DE ORIGEN

Fig. 3-4.- Comparación de la pérdida corona adicional para diferentes frecuencias de precipitación.



Para ilustrar el uso de estas curvas, la curva de la fig. 3.3 que fue obtenida para una línea determinada, en una localidad con frecuencia de precipitación de 140 días por año; en la fig. 3.4 la comparamos con la curva obtenida para la misma línea pero para una frecuencia de precipitación de 175 días por año.

Haciendo una comparación en la figura 3.4, se presenta que en la curva estándar para una probabilidad del 12 %, la pérdida es de 15 Kw. Por milla y una probabilidad del 12 % en la curva de la localidad 2 tenemos que la pérdida es la misma.

Es conveniente usar estos datos directamente para calcular las pérdidas para otra frecuencia de precipitación pluvial sin necesidad de redibujar la curva como fue hecho en la fig. 3.4.

Para hacer esto, el diseñador entrara a la curva estándar con una probabilidad igual al nivel requerido, multiplicarle por la razón inversa de frecuencias de precipitación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Por ejemplo, para un nivel de probabilidad del 15% en la localidad 2 tenemos:

$$P_2 = P_1 \emptyset$$

$$15\% = P_1 \emptyset$$

$$P_1 = (15\% / \emptyset) = 15\% \frac{N_{F1}}{N_{F2}} = (140 / 175) (15\%)$$

$$P_1 = 12\%.$$

O sea que, para calcular las perdidas de una localidad 2 que tiene una probabilidad del 15% primero calculamos su probabilidad equivalente en la configuración básica, la cual es 12% y con este valor entramos a la curva básica y encontramos su pérdida, que es 15 Kw. Por milla.

3.- PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO PROBABILISTICO DE LAS PERDIDAS CORONA

Ya que se han definido las reglas a seguir, los procedimientos para estimar la perdida corona son relativamente simples.

Para calcular las pérdidas corona de una línea determinada, antes de todo debemos de tener bien definidos todos sus parámetros físicos y de operación.

Como ya se dijo, tales parámetros son:

- 1.- Voltaje de operación.**
- 2.- Número de conductores por fase.**
- 3.- Diámetro del conductor.**
- 4.- Espaciamiento entre fases.**
- 5.- Altura de los conductores.**
- 6.- Altura de los cables de guarda a conductores de fase.**
- 7.- Longitud y**
- 8.- Localización de la línea.**

Ya que se tiene definida la línea, procedemos a evaluar su pérdida corona de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Paso 1.**

DETERMINACIÓN DE LA REGIÓN CLIMÁTICA.

Ya que se tiene definida la línea, hay que situarla en alguna de las regiones climáticas en que esta dividido el país.

Lo anterior implica que para calcular las pérdidas de esta línea se utilizarán las curvas probabilísticas para esta región.

b) Paso 2.

ENCONTRAR UN DISEÑO CERCANO A LA CONFIGURACIÓN BÁSICA.

Como ya se vio en el capítulo anterior, existen diferentes configuraciones tomadas como básicas para distintos valores de voltaje.

Entonces de acuerdo a los valores de los parámetros de la línea en estudio, podemos seleccionar la configuración básica óptima.

Aquí ya se ve más clara la intención del procedimiento, escogemos una configuración básica y calculamos sus pérdidas, ya con esto, para evaluar las pérdidas de la línea actual solo multiplicamos las pérdidas obtenidas para la configuración básica por los factores de corrección.

c.- Paso 3.

DETERMINAR LOS GRADIENTES PROMEDIO POR FASE.

Para calcular los gradientes promedio por fase de la línea, utilizamos el procedimiento desarrollado en el capítulo 4. De acuerdo a la ecuación 3-1, tenemos que elevar estos gradientes a la quinta potencia y sumarlos.

c) Paso 4.

CALCULAR LOS FACTORES DE CORRECCIÓN PARA LOS CAMBIOS EN LA GEOMETRÍA Y EN EL VOLTAJE.

Este factor de corrección, que se obtuvo anteriormente, está dado por la siguiente ecuación:

$$K_2 = \frac{V_2 r_2 (\sum^{n_2} E_2^5)}{K_s}$$

En la cual vemos que su denominador lo podemos obtener fácilmente con los datos de la línea y el resultado del paso 3. El factor K_s está dado por:

$$K_s = V_1 r_1^2 (\sum^{n_1} E_1^5)$$

Y como se ve, solamente es función de los datos de la configuración básica, por lo cual, se ve la conveniencia de tener tabulado K_s para cada diseño básico de línea.

e.- Paso 5.

DETERMINAR EL FACTOR CORRECTIVO PARA LA PRECIPITACIÓN PLUVIAL.

El factor de corrección de la frecuencia de precipitación pluvial es la relación de precipitaciones entre la línea actual y la línea estándar, dicha relación es la siguiente:

$$\phi = \frac{\text{Precipitación actual}}{\text{Precipitación estándar}} = \frac{N_2}{N_1}$$

f.- Paso 6.

CALCULAR EL PROMEDIO ANUAL DE PERDIDA CORONA.

Las pérdidas para cualquier nivel de probabilidad de frecuencia de precipitación pluvial, o las pérdidas promedio, pueden ser calculadas usando las ecuaciones previamente descritas mas el valor proporcionado en las curvas de pérdida adicional de la configuración básica.

El procedimiento es el siguiente:

- 1) Entramos a la curva estándar para el clima y tiempo del año de interés, para este ejemplo usamos la curva de pérdidas anuales para la zona climática correspondiente.**
- 2) Para calcular las pérdidas promedio, primero obtenemos la pérdida promedio adicional estándar $\bar{P}_{a,1}$.**

Esta pérdida es corregida por los factores debidos a los cambios en la geometría, en el voltaje y la precipitación pluvial.

Relacionando las ecuaciones 3-4 y 3-10 obtenemos que:

$$\bar{P}_2 = \bar{P}_{BT2} + K_2 \phi \bar{P}_{a1}$$

g.- Paso 7.

PROBABILIDAD DE OTRAS PÉRDIDAS.

Las pérdidas para otros niveles probabilísticos serán dependientes del factor de corrección geometría - voltaje y del factor de corrección de precipitación inverso (1/φ)

El procedimiento es:

1.-Ajustar el nivel probabilístico requerido para la relación inversa de precipitación:

$$P_1 = P_2 \frac{1}{\phi}$$

2.- Entrar en la curva estándar para este nivel probabilístico P₁ y obtener la perdida adicional estándar, la cual debe ser corregida por el factor geometría - voltaje usando la ecuación 3-4.

$$\bar{P}_2 = \bar{P}_{BT2} + K_2 \bar{P}_{a1}$$

Todo el procedimiento anterior lo podemos aplicar a cualquier línea, localizada en cualquier parte del país.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

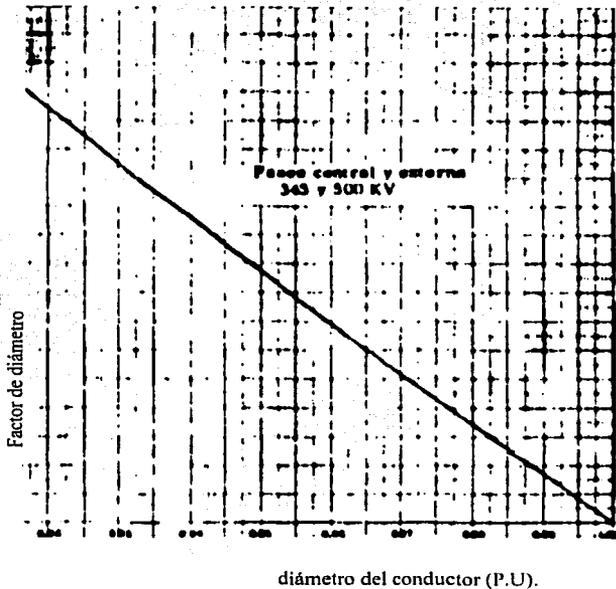


Fig. 2.2. Efecto del diámetro, un conductor por fase, diámetros menores que uno en por unidad (circuito sencillo y doble).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

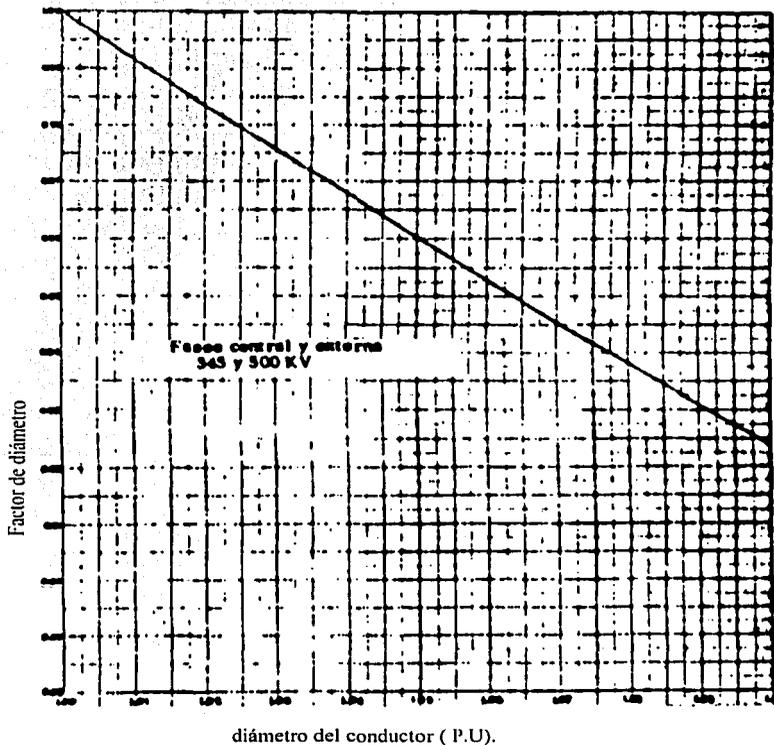


Fig.2.3 Efecto del diámetro, un conductor por fase, diámetros mayores que en uno por unidad (circuito sencillo y doble).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

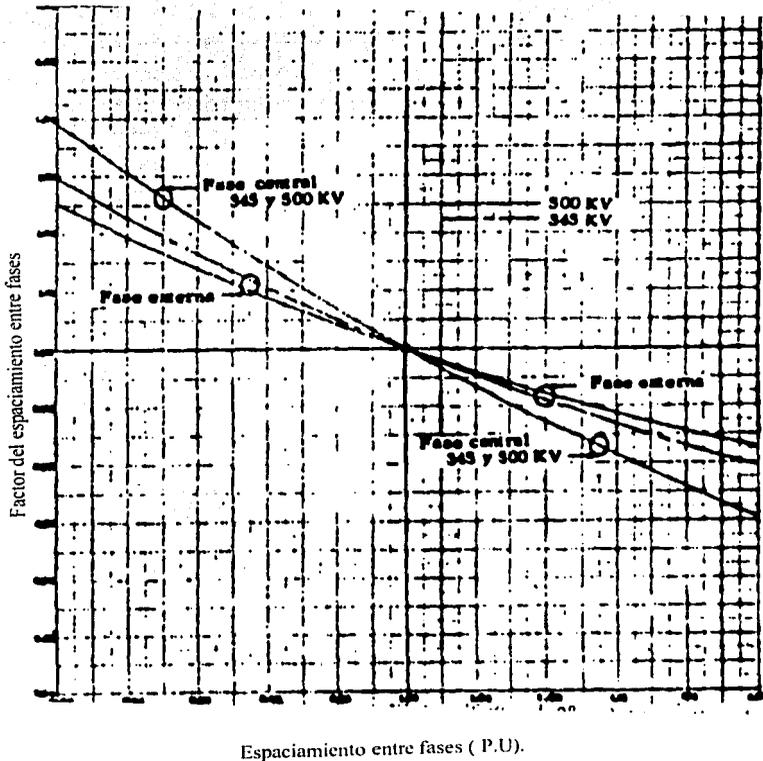


Fig. 2.4 Efecto del espaciamiento entre fases, un conductor por fase (circuito simple).

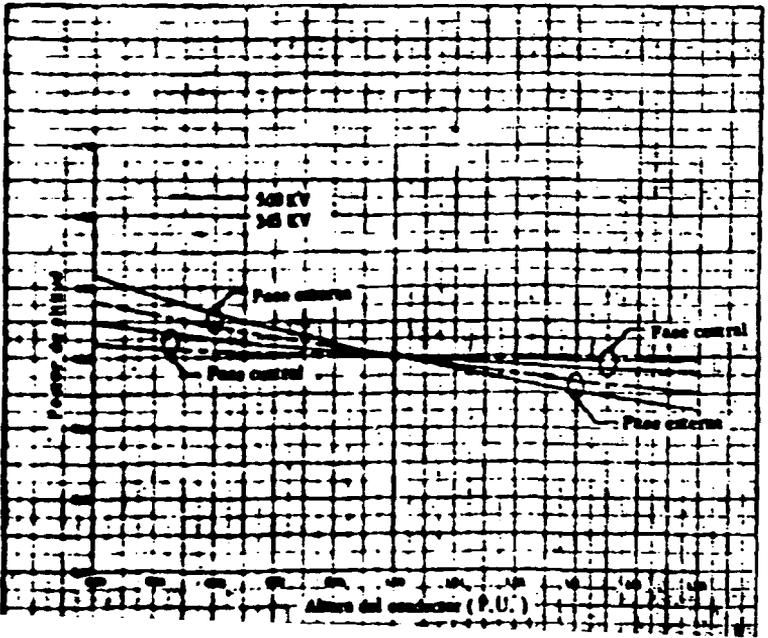


Fig 2.5 Efecto de la altura del conductor, un conductor por fase (circuito simple).

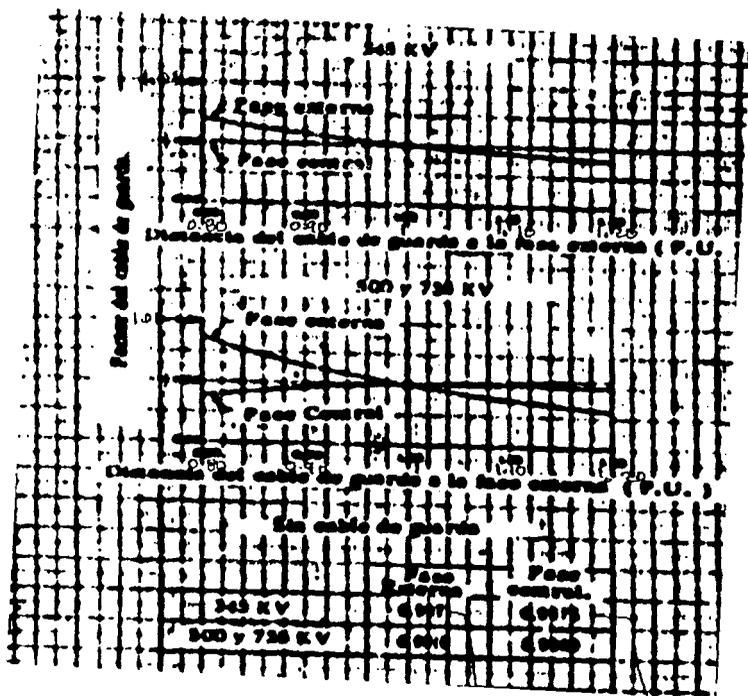
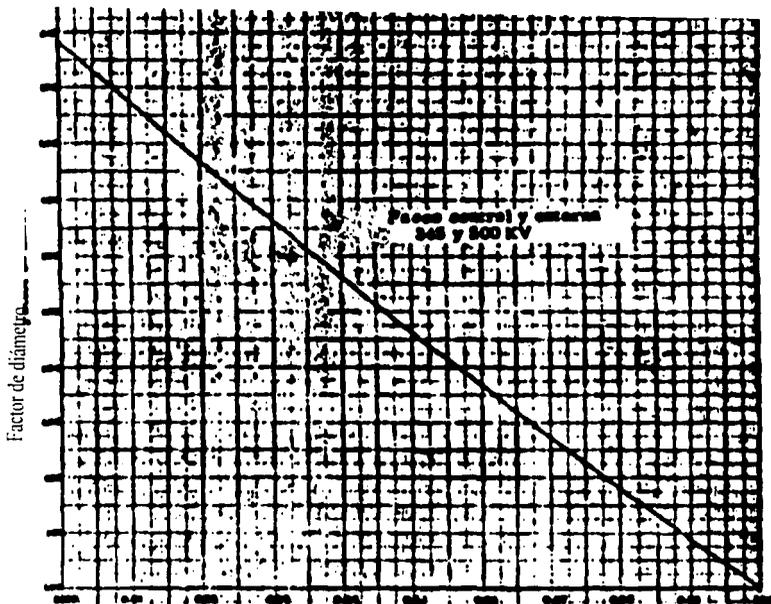


Fig. 2.6 Efecto de los cables de guarda (circuito simple).

TESIS CON
 FALLA DE TIPO
 ENCIEN



Diámetro del conductor (P.U).

Fig. 2.7 Efecto del diámetro, dos conductores por fase, diámetros menores que uno en por unidad (circuito simple y doble).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

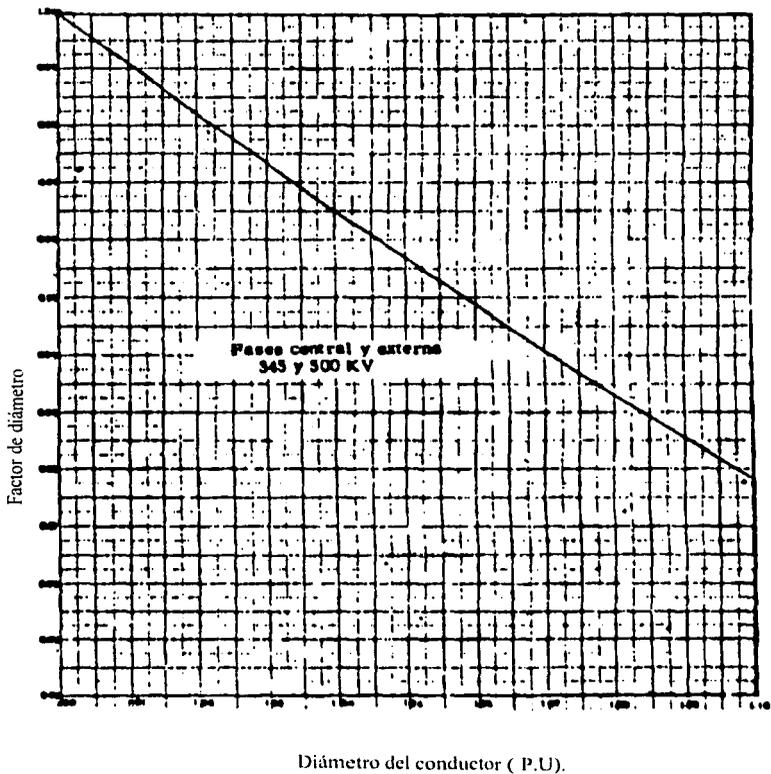


Fig. 2.8 Efecto del diámetro , dos conductores por fase, diámetros mayores que uno en por unidad (circuito simple y doble).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

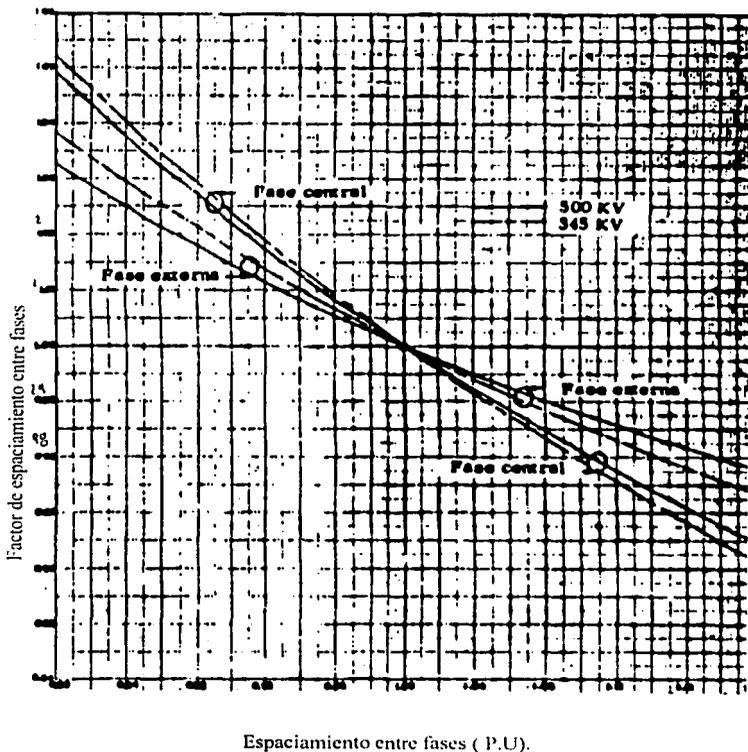


Fig. 2.9 Efecto del espaciamento entre fases, dos conductores por fase (circuito simple).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

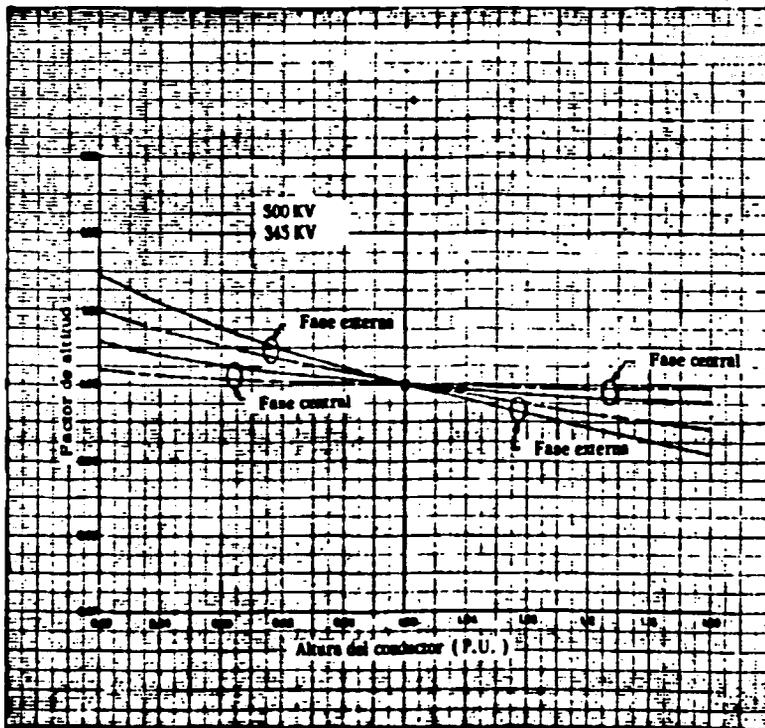


Fig. 2.10 Efecto de la altura del conductor, dos conductores por fase (circuito simple).

TESIS CON
FALTA DE ORIGEN

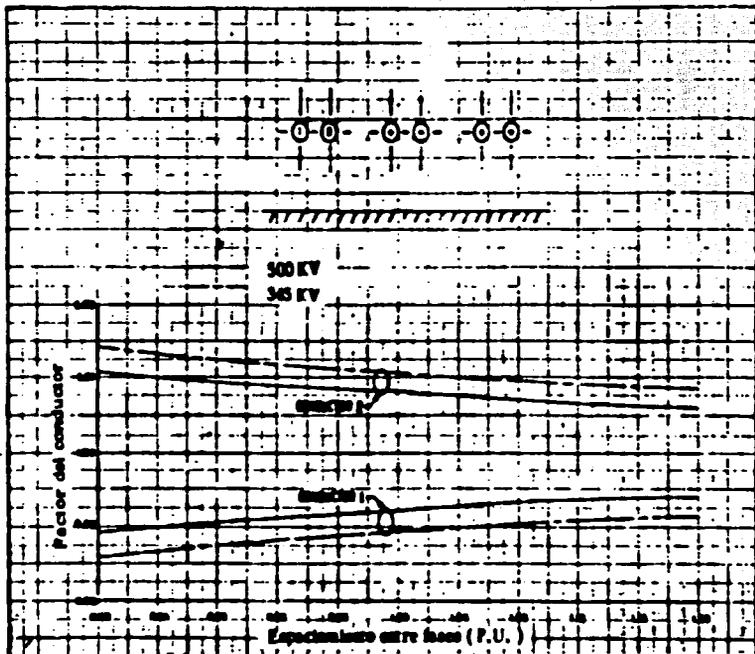


Fig. 2.11 Distribución del gradiente en las fases externas, dos conductores por fase (circuito simple).

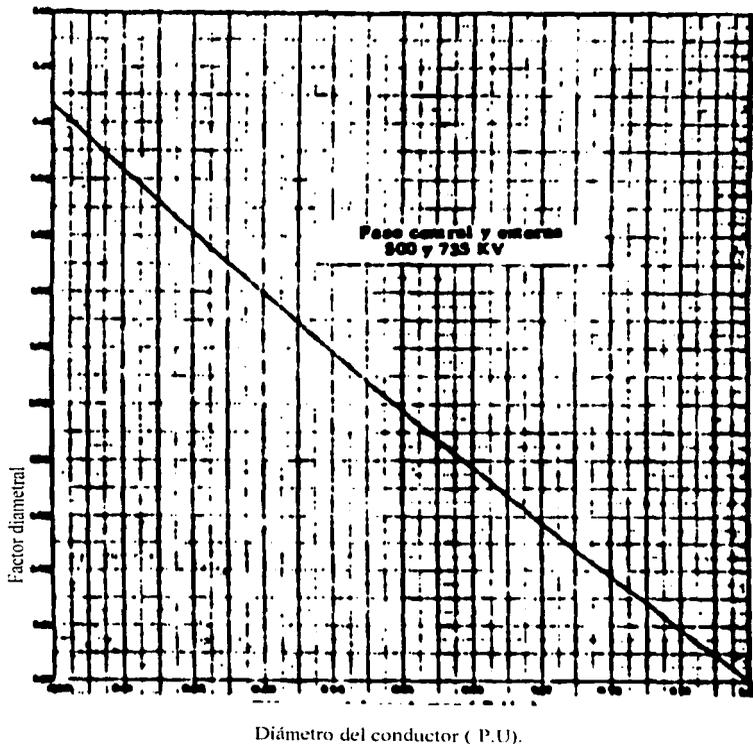


Fig 2.12 Efecto del diámetro, tres o cuatro conductores por fase, diámetros menores que uno en por unidad (circuito simple y doble).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

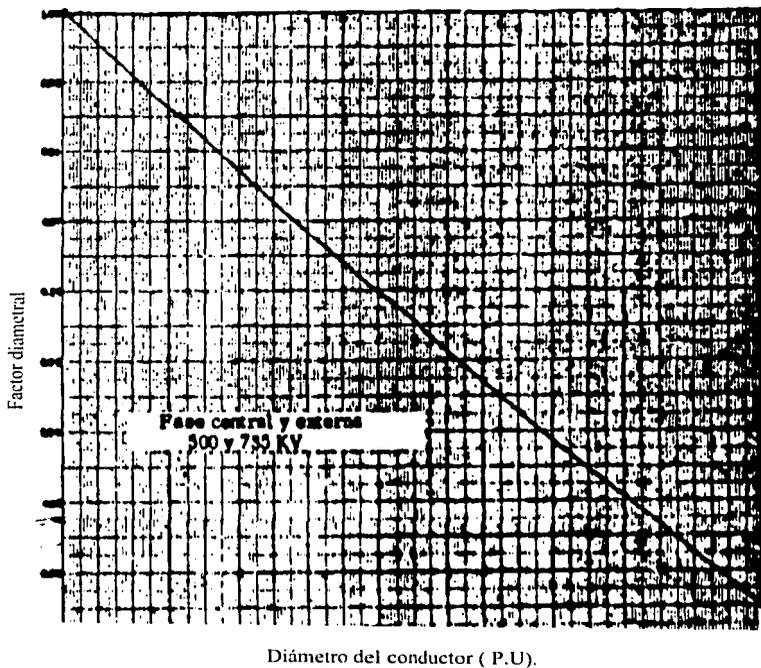


Fig. 2.13 Efecto del diámetro, tres y cuatro conductores por fase, diámetros mayores que en uno por unidad (circuito simple y doble).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

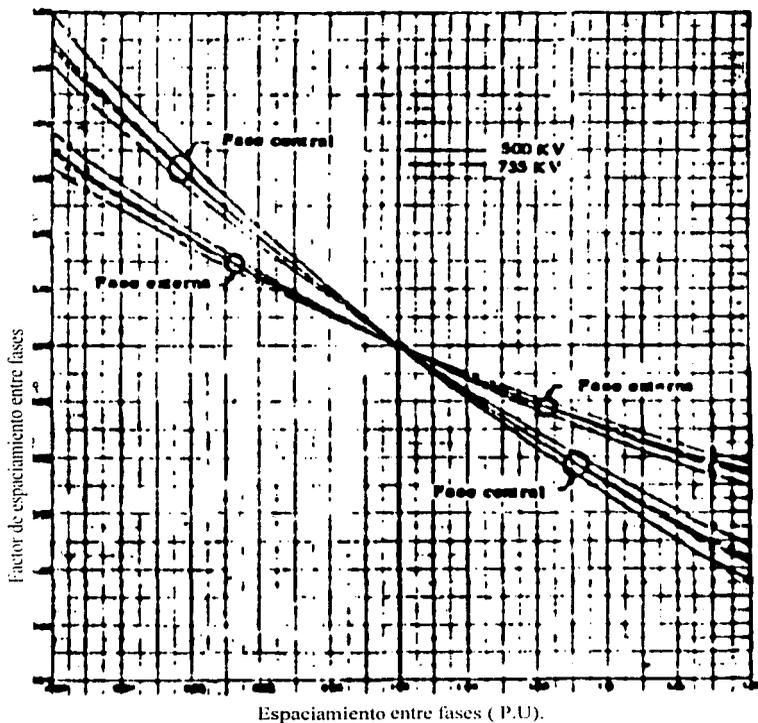


Fig. 2.14 Efecto del espaciamiento entre fases, tres y cuatro conductores por fase (circuito simple).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

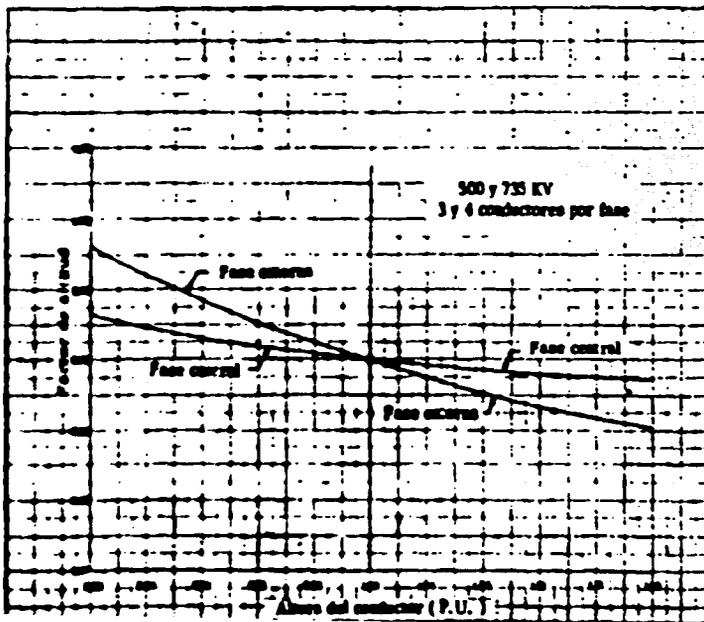


Fig. 2.15 Efecto de la altura del conductor, tres y cuatro conductores por fase (circuito simple).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

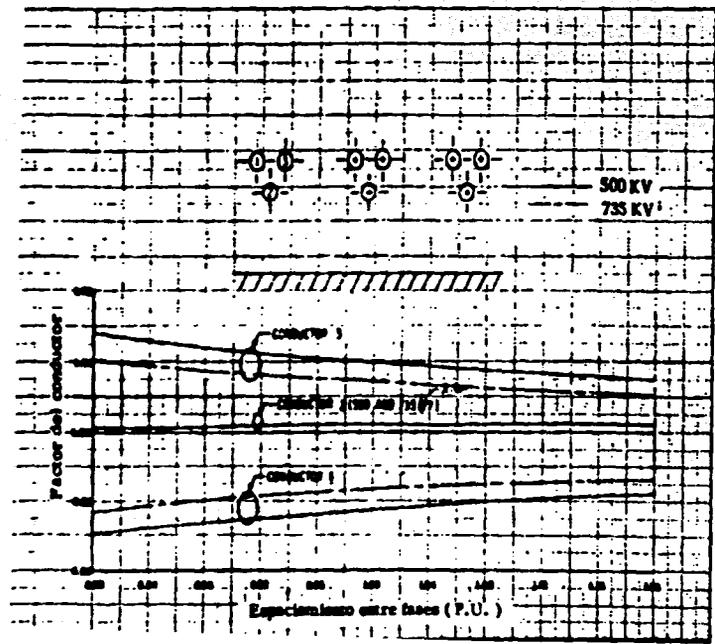


Fig 2.16 Distribución del gradiente en las fases externas, tres conductores por fase (circuito simple).

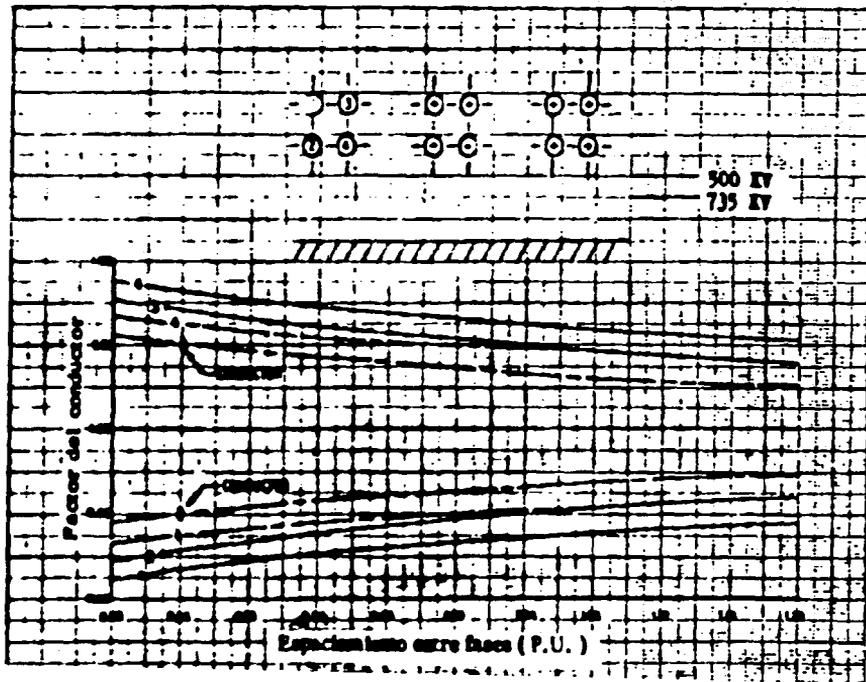


Fig 2.17 Distribución del gradiente en las fases externas,
cuatro conductores por fase (circuito simple).

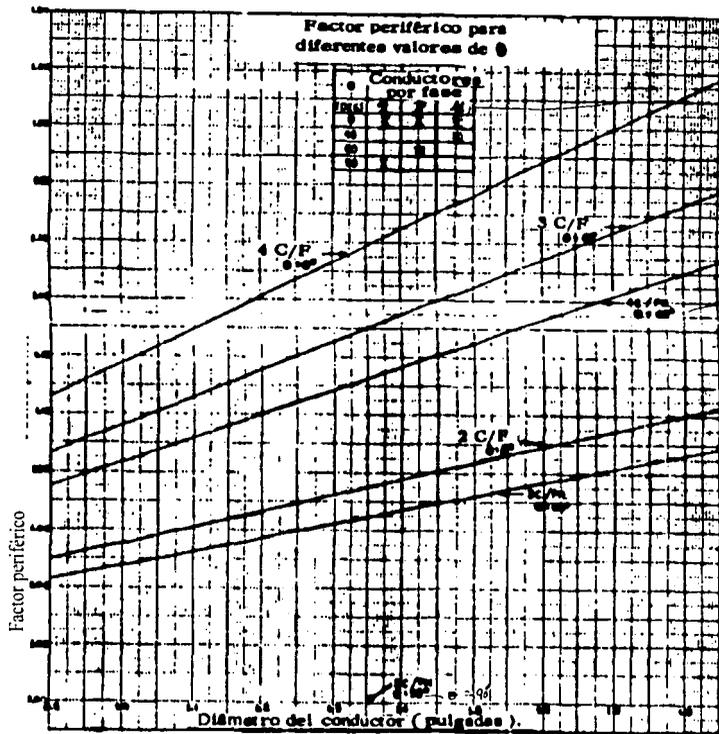


Fig. 2.19 Factores de gradiente periférico para varios valores de $\theta \leq 90^\circ$ (circuito simple y doble).

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

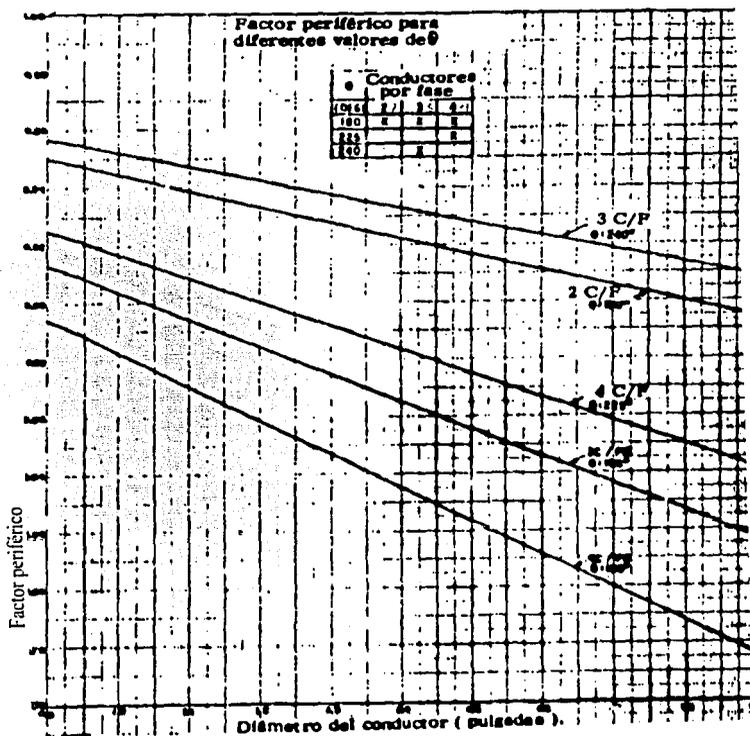


Fig 2.20 Factores de gradiente periférico para varios valores de $\theta \geq 90^\circ$ (circuito simple y doble).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESTS CON
 FALLA DE ORIGEN

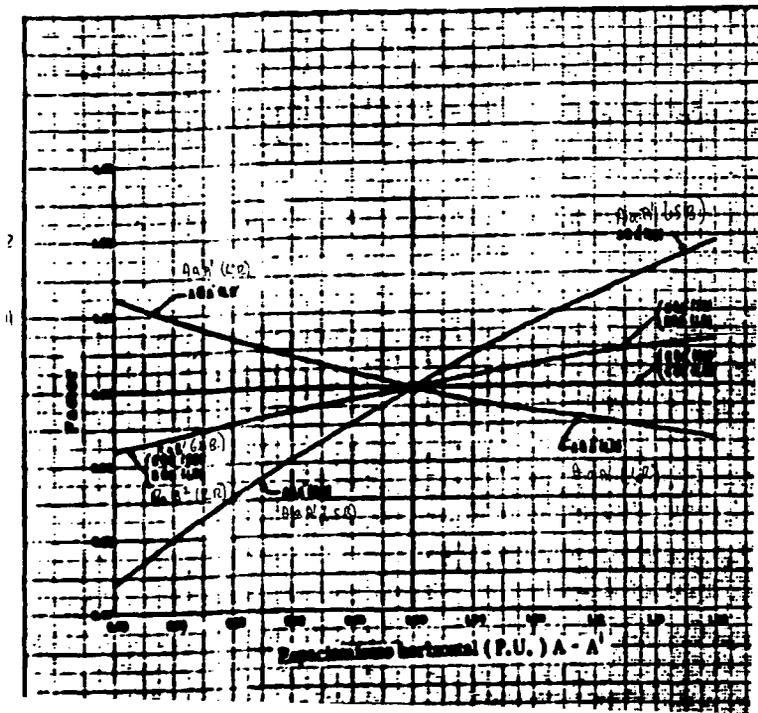


Fig2.22 Efecto de la separación de los conductores A - A' (circuito doble).

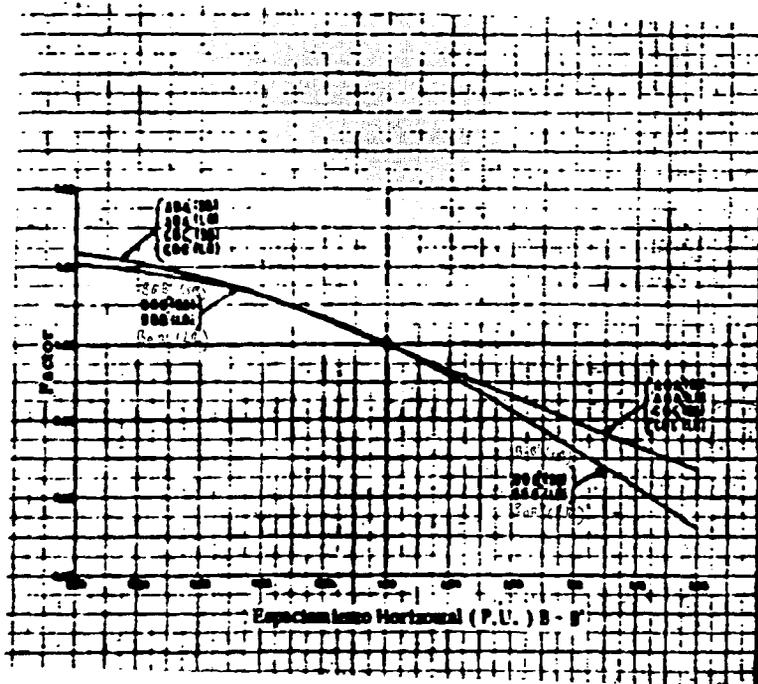


Fig. 2.23 Efecto de la separación de los conductores B - B' (circuito doble).

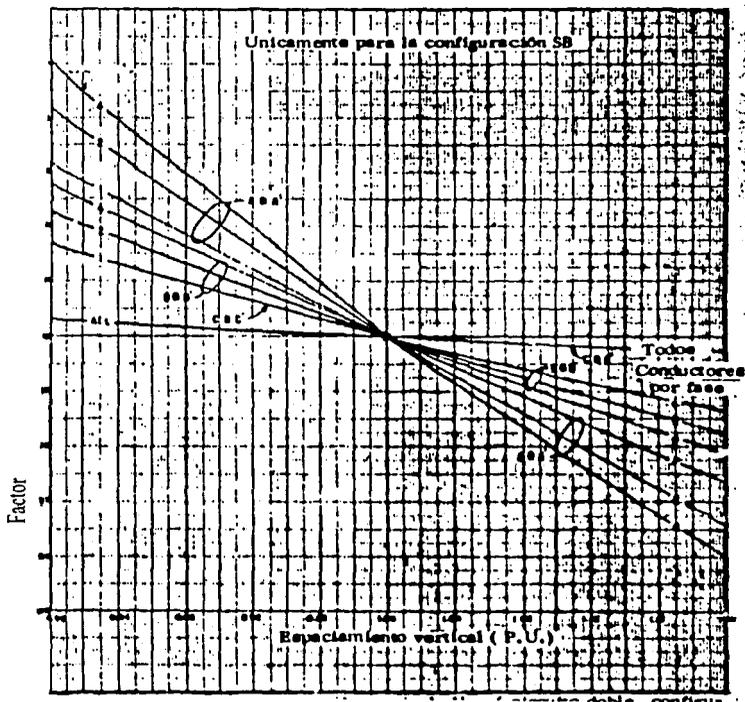


Fig. 2.25 Efecto de la separación vertical H_{AB} (circuito doble, configuración Super Bundle).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

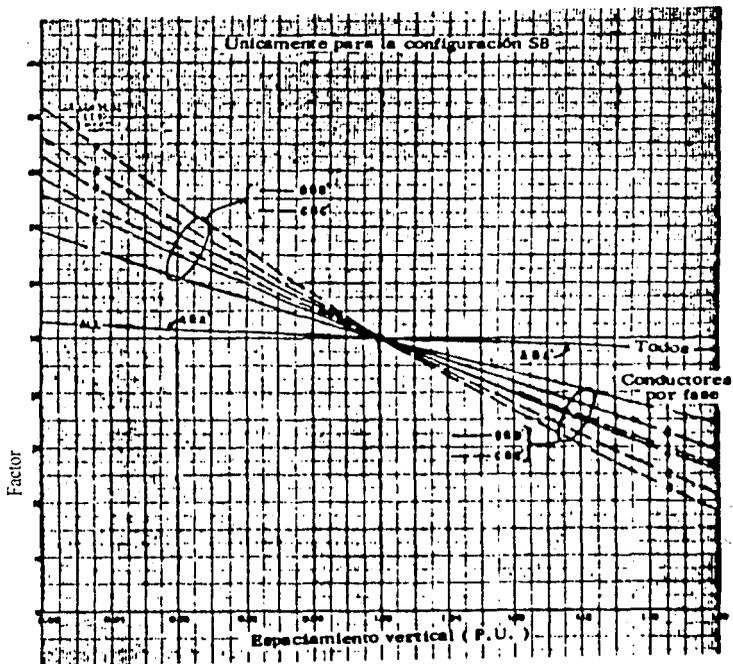


Fig. 2.26 Efecto de la separación vertical H_{BC} (circuito doble, configuración super bundle).

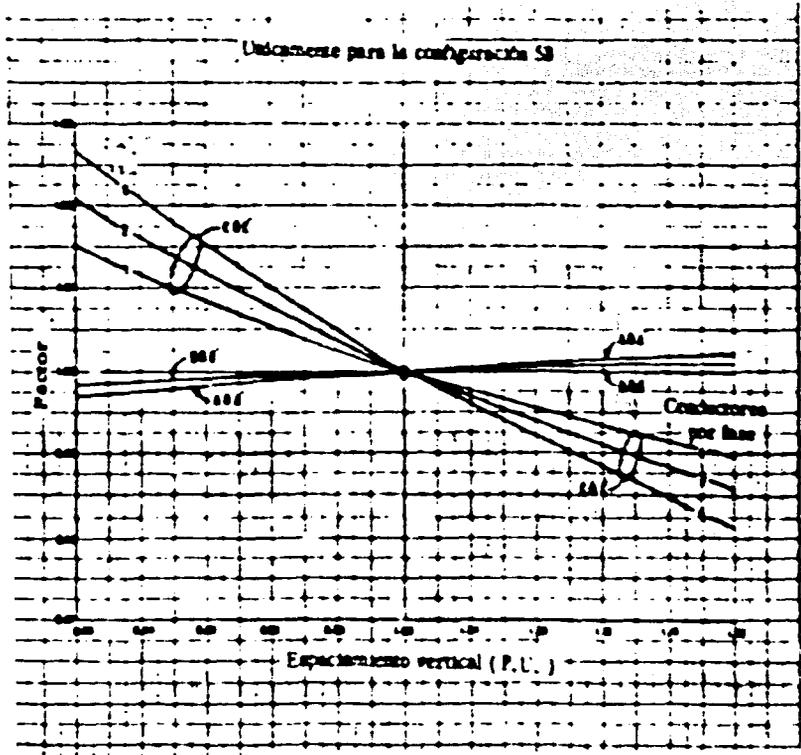


Fig. 2.27 Efecto de la separación vertical a tierra H_{CG} (circuito doble configuración super bundle).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

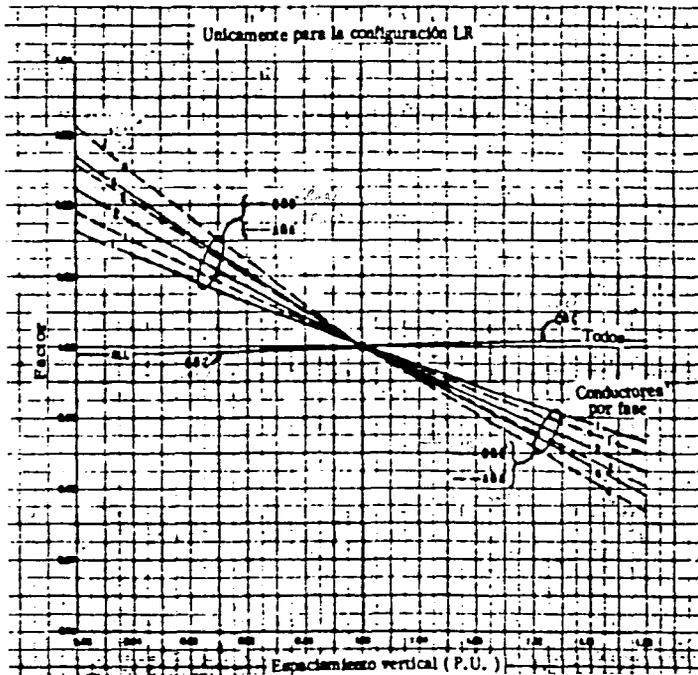


Fig. 2.28 Efecto de la separación vertical H_{AB} (circuito doble, configuración de baja reactancia).

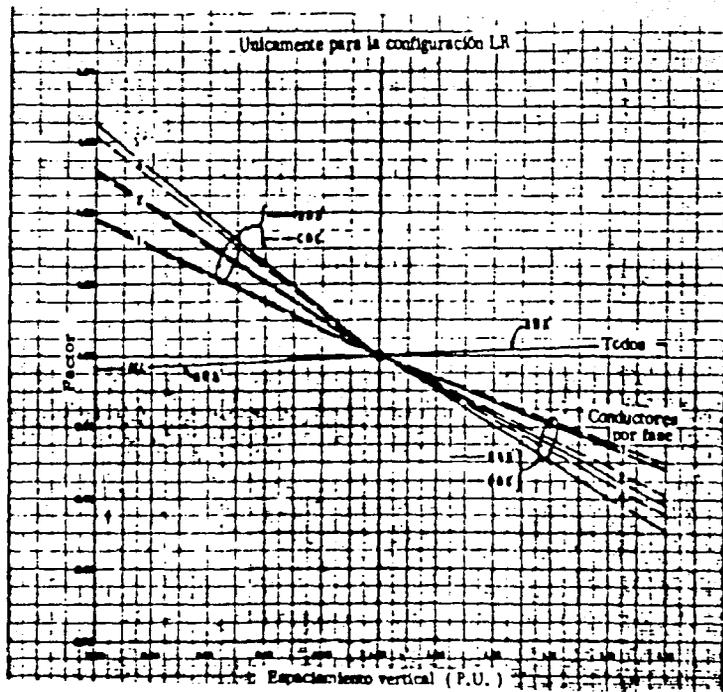


Fig. 2.29 Efecto de la separación vertical H_{bc} (circuito doble, configuración de baja reactancia).

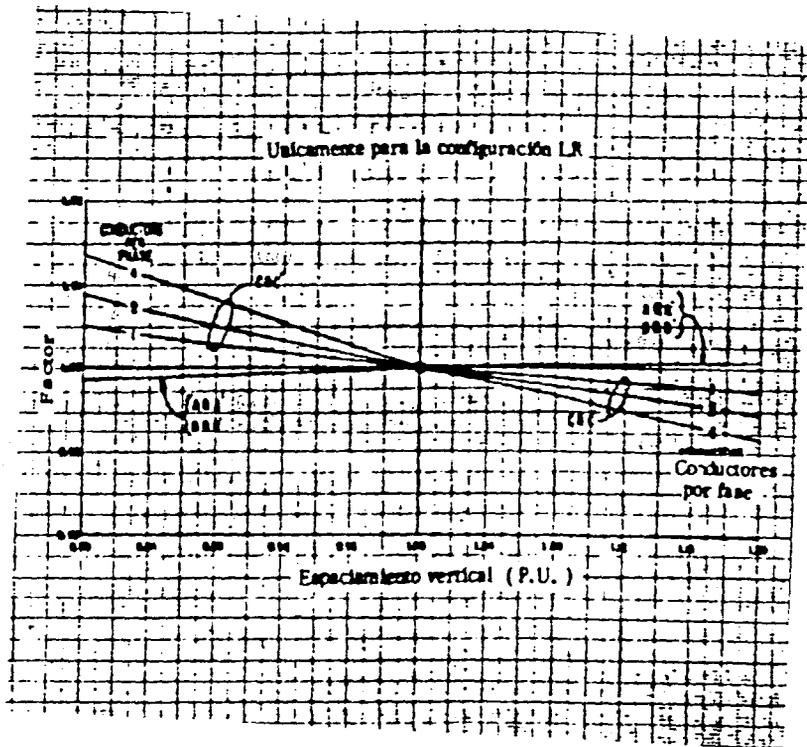


Fig. 2.30 Efecto de la separación vertical H_{CG} (circuito doble, configuración de baja reactancia).

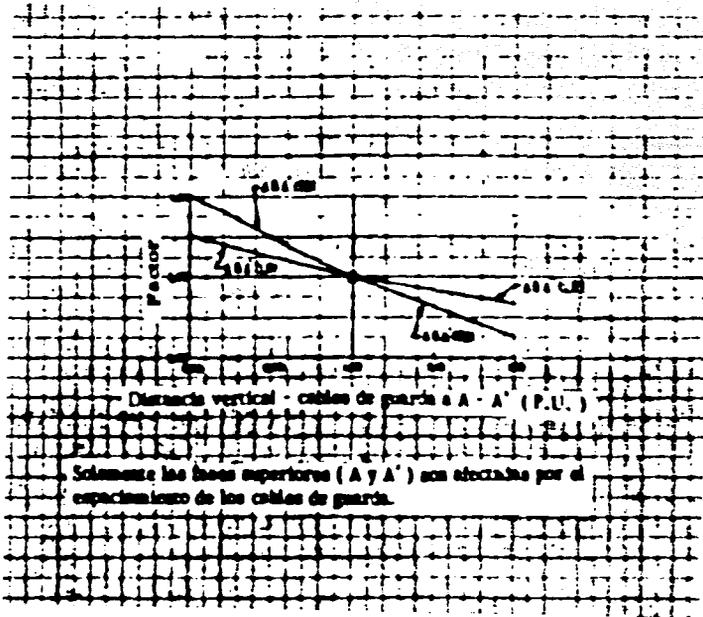


Fig. 2.31 Efecto de la separación vertical entre los cables de guarda y las fases superiores (circuito doble).

CONCLUSIONES

El estudio del efecto corona en líneas de transmisión de alta tensión es muy complejo, pero su estudio se vuelve relativamente simple si se cuenta con los datos estadísticos necesarios para poder cuantificar las pérdidas a lo largo del tiempo.

Por tal razón en este trabajo se trato de recopilar la información que existe sobre este tema, es decir los datos estadísticos, los estudios realizados acerca de este tema, a si como desarrollar un método de evaluación con el cual se pretende que el diseñador de una línea de transición le sea mas fácil llevar a cabo su tarea.

Espero que lo que aquí se expone sirva a los futuros Ingenieros y/o técnicos y que algún día se tome como base para futuros trabajos relacionados con el tema de las pérdidas de energía eléctrica las cuales ocurren en los momentos en que se esta transportando dicho recurso.

Los resultados obtenidos después de aplicar el método que aquí se desarrolla tomando en cuenta las características de la línea de transmisión, a si como también las condiciones climáticas nos arroja un resultado muy confiable el cual puede tomarse muy en cuenta, con esto se cumple ampliamente el objetivo de este trabajo.

Finalmente agradezco a todas las personas que intervinieron de una u otra manera en la realización de este trabajo, de manera muy especial a mis padres Isaura y Luciano por su apoyo incondicional.

GRACIAS

**EL ESFUERZO QUE REALIZAMOS A LO LARGO DE LA VIDA NUNCA
ES SUFICIENTE.**

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- EHV Transmisión Line Corona Effects.
IEEE Tutorial Course.**
- 2.- Transmission Line Reference Book 345 Kv and Above, second Edition, EPRI, Electric Power Research Institute, 3412 Hillview, Palo Alto California, 1987.**
- 3.- EHV Transmisión Line Referente Book
EPRI**
- 4.- Electrical Power Transmisión
J. Zaborsky. The Ronald Press Co.**
- 5.- Voltage Gradients on High Votage Transmission Lines
G.E. Adams, AIEE Transactions, April 1955.**
- 6.- Bundled ConductorVoltage Gradient Calculations
J. Reichman, AIEE Transactions
August 1959.**
- 7.- Recherches dans le Domaine de L' Effer de Couronne a
Electricite de France.**