

2ej. 130

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA



CALCULO DE PERDIDAS POR EFECTO
CORONA EN LINEAS DE TRANSMISION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N

ENRIQUE RUIZ GONZALEZ
VICTOR MANUEL SEVILLA ALCARAZ

México, D. F.

1979



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.

INDICE

CAPITULO I

	Pág.
1. - Fenómeno Corona	1
a. - Generalidades sobre el efecto corona.	
b. - El proceso de descarga en gases.	
c. - El proceso de avalancha de Townsend.	
2. - Transmisión de energía eléctrica.	9
a. - El efecto corona en líneas de transmisión.	
b. - Tipos de descargas en conductores.	
c. - Pérdidas por efecto corona.	
d. - Importancia de la evaluación de pérdidas corona.	
3. - Variables que influyen el proceso corona.	19
a. - Gradiente de superficie.	
b. - Efecto de la superficie y de las condiciones atmosféricas, en buen tiempo.	
c. - Partículas cercanas al conductor.	
d. - Efecto del agua en el conductor.	
e. - Densidad del aire, la humedad y el viento.	
f. - Condiciones de la superficie del conductor.	

CAPITULO II

1. - Introducción.	27
2. - Método de la configuración básica.	28
3. - Desarrollo y resultados - Circuito Simple.	31
a. - Rango de los parámetros.	
b. - Gráficas	
c. - Consideraciones sobre los conductores de tierra.	
d. - Valores del gradiente para las configuraciones básicas.	
4. - Procedimiento de cálculo - Circuito Simple.	34
5. - Desarrollo y resultados - Circuito Doble.	40
a. - Rango de los parámetros.	

- b. - Gráficas.
- c. - Consideraciones sobre los conductores de tierra.
- d. - Valores del gradiente para las configuraciones básicas.

6. - Procedimiento de cálculo - Circuito Doble.

CAPITULO III

- 1. - Planteamiento de un método de evaluación. 78
 - a. - Desarrollo de la fórmula general.
 - b. - Selección de áreas climatológicas.
 - c. - Selección de un diseño representativo para una configuración básica.
- 2. - Ajustes debidos a cambios en las variables del cálculo. 87
 - a. - Diferencia en la geometría y en el voltaje.
 - b. - Diferencia climatológica.
- 3. - Procedimiento para el cálculo probabilístico de las pérdidas corona. 98
 - a. - Determinación de la región climática.
 - b. - Determinar un diseño cercano a la configuración - básica.
 - c. - Cálculo del gradiente promedio por fase.
 - d. - Cálculo de los factores de corrección geometría-voltaje.
 - e. - Cálculo del factor correctivo para la precipitación pluvial.
 - f. - Cálculo del promedio anual de pérdidas corona.
 - g. - Probabilidad de otras pérdidas.

CAPITULO IV

- 1. - Introducción. 103
- 2. - Descripción del programa. 107
- 3. - Listado del programa y resultados. 114

INTRODUCCION

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

En la actualidad, los métodos más conocidos para el cálculo de pérdidas 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 primaria de este trabajo era el desarrollo de un método de cálculo de pérdidas corona 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, necesario para la implementación de un modelo climatológico aceptable y a la carencia de información de campo.

Con la información reunida se logró establecer y desarrollar una secuencia de pasos necesarios para el cálculo de las pérdidas, y de las investigaciones realizadas en Francia se elaboró un programa de computadora , el cual fué procesado con los datos de una línea real.

En el capítulo I se hace una descripción del fenómeno corona, su impor---tancia y las variables que influyen en el proceso. En el capítulo II se de---sarrolló un método para el cálculo del gradiente de cualquier configuración de línea, en base al método de la configuración básica. El capítulo III pre---senta una aproximación al cálculo de pérdidas corona, y el capítulo IV des---cribe el programa usado para este cálculo, al final se da un listado del pro---grama y los resultados obtenidos.

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

Agradecemos la colaboración del Ffs. Fidel Camarena y del Ing. Raul Ve---láquez por los comentarios y bibliografía aportada para la elaboración de esta tesis y a la Srta. Luz A. Chávez por su colaboración en el meca---nografiado del trabajo.

CAPITULO I

1. - FENOMENO CORONA

a. - Generalidades sobre el efecto corona.

Las descargas corona se forman en la superficie de un conductor de una línea de transmisión, cuando la intensidad del campo eléctrico, E , en la superficie del mismo excede el voltaje de ruptura del aire. Aún cuando tengamos un campo uniforme entre dos placas paralelas, teniendo como dieléctrico al aire, existen una gran cantidad de condiciones que controlan este voltaje de ruptura.

Algunas de estas condiciones son: La presión del aire, material del conductor, presencia de vapor de agua, fotoionización incidente y el tipo de voltaje aplicado. En un campo no uniforme alrededor de un conductor, la divergencia del campo ejerce una influencia adicional, y una partícula contaminante de alguna clase, usualmente llega a ser el punto fuente de la descarga. Para entender el comportamiento del efecto corona en las líneas de transmisión EHV *, no se requiere de unos antecedentes extensos en la teoría de descargas en gases. Pero una familiaridad con el fenómeno, ayuda a entender la terminología y los efectos para cada tipo de descarga. Por lo anterior, en la primera parte de este capítulo, revisa-

* EHV significa Extra Alto Voltaje.

remos brevemente los conceptos principales.

b. - El proceso de descarga en gases.

Las descargas eléctricas normalmente se inician debidas a un campo eléctrico que acelera los electrones libres a través del gas. Cuando estos electrones adquieren la suficiente energía del campo eléctrico, pueden producir nuevos iones por colisiones con otros átomos. A consecuencia del choque, el átomo se divide en un ión positivo y un electrón; este último a su vez puede causar uno o más iones, y así la producción de electrones aumenta hasta hacer autosuficiente la descarga (ver fig. 1).

Este proceso es llamado ionización por impacto de electrones. Los electrones que empiezan el proceso de ionización, frecuentemente son creados por fotoionización, o sea que un fotón proveniente de alguna fuente distante proporciona a un átomo la energía suficiente para que se rompa y así se convierta en un electrón y en un ión positivo. Luego este electrón es acelerado por el campo eléctrico.

Durante la aceleración, los electrones chocan con los átomos de nitrógeno, oxígeno y otros gases presentes. La mayoría de esas colisiones son elásticas, de cierta manera como las colisiones entre las bolas de billar. El electrón pierde sólo una parte de su energía cinética en cada colisión. Ocasionalmente, un electrón puede chocar con un átomo lo suficientemente fuerte como para excitarlo, si esto ocurre, el átomo cambia a un estado de energía más alto, con lo que el estado orbital de uno o más electrones cam

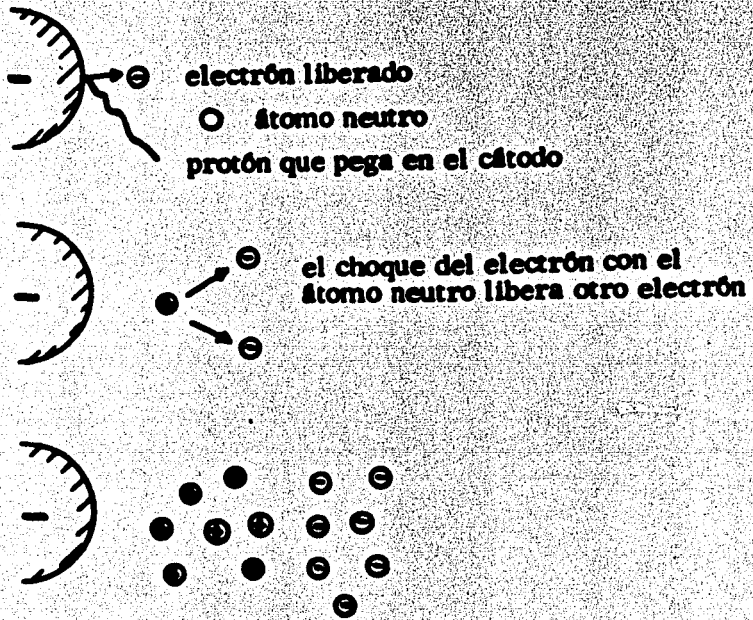


Fig. 1.1 - Inicio de una avalancha de electrones.

bia. Más tarde, el átomo excitado puede retornar a su estado natural, radiando este exceso de energía en forma de luz, calor y ruido de radio.

También es posible que el electrón choque con un ión positivo convirtiéndolo en un átomo neutro. Este proceso es llamado "recombinación radiante".

Mientras los electrones son transportados a través de un gas, por el campo eléctrico, el proceso básico de ionización es el siguiente:

(1)



donde: A átomo

A^+ ión positivo

e electrón

Después de que un electrón choca, otro electrón es liberado. Cada uno de éstos, puede entonces liberar dos o más electrones. Así, la reacción en cadena, provoca que la cantidad de electrones se incremente rápidamente. Townsend, en sus experimentos de descargas en gases, describe el número de electrones producido por un electrón simple, viajando una distancia de un centímetro, en un campo uniforme, mediante un coeficiente. Este coeficiente es conocido como "primer coeficiente de ionización de Townsend". Entonces la corriente de descarga en este proceso de avalancha es:

(2)

$$I = I_0 e^{\alpha d}$$

- donde: I corriente de descarga
 I_0 corriente inicial
 α primer coeficiente de ionización Townsend
d distancia del claro (gap) o dist. recorrida

El coeficiente α cambia de acuerdo con la intensidad del campo, la presión del gas y otras condiciones que influyen en la producción de pares de electrones. Afortunadamente, para la ingeniería eléctrica, no cada colisión crea un electrón adicional. De aquí que el concepto de sección transversal de colisión llegue a ser tan importante, tanto como la eficiencia de ionización y los potenciales de ionización. Cada clase de átomo tiene una cierta sección transversal efectiva, en centímetros cuadrados.

Esta sección transversal es tan pequeña (aprox. 8×10^{-16} cm² para ni trógeno), que pocos átomos son golpeados por un electrón, durante su corto período de aceleración. Un electrón viajando a través de un gas a una presión de 1 mm de Hg. y una temperatura de 0° C, hace solamente de 10 a 100 colisiones por cada centímetro de viaje. Cuando la presión se incrementa, aumenta el número de átomos por centímetro cúbico y aumenta la probabilidad de colisión.

Al número de iones formados por un electrón durante un solo centímetro de recorrido, se le conoce como la eficiencia de ionización. Es necesario un cierto potencial mínimo de energía de los electrones libres, medido en -- electro-volts, antes de que cualquier ionización ocurra completamente.

A este potencial, llamado potencial de ionización, la probabilidad de ionización es cero; al aumentar la energía del electrón sobre el potencial de ionización, la probabilidad de que ésta ocurra, crece rápidamente.

Con cada colisión el electrón pierde una cierta cantidad pequeña de energía por Recombinación y Difusión.

Durante la recombinación, un átomo neutro captura el electrón y éste radia la energía sobrante. En el aire, un electrón puede tener 2×10^5 colisiones antes de ser capturado. Algunas moléculas tienen una gran habilidad para capturar electrones ionizantes e inhiben el proceso de avalancha. Una vez que un átomo captura un electrón, forma un ión negativo que es una partícula pesada y relativamente inmóvil; ésta impide la ionización del gas, excepto bajo condiciones de muy alta energía. El proceso de difusión actúa continuamente; el proceso se lleva a cabo cuando los electrones de una región de alta concentración se mueven hacia las de baja concentración.

c. - El proceso de avalancha de Townsend.

Cuando un campo eléctrico se aplica a una región en el aire, los electrones y los iones se desplazan hacia el electrodo de polaridad opuesta, creando una corriente tenue que representa la conductividad natural del aire. Si el campo aumenta arriba de 15 KV/cm. *, la corriente crece rápidamente, por dos razones: Primero, por el previamente discutido proceso de ioniza-

* Ver Ref. 2

ción el cual produce nuevos electrones en el gas, y segundo, porque los iones positivos y fotones que bombardean al cátodo, liberan nuevos electrones.

Esta liberación de electrones del cátodo, representa un proceso secundario, mientras que la ionización normal por colisión en el gas, representa un proceso primario. La corriente en el claro considerado, para altas intensidades de campo uniforme y cuando el voltaje de ruptura del gas aún no es excedido, está dada por la siguiente fórmula:

$$I = I_0 \frac{e^{\alpha d}}{1 - \gamma(e^{\alpha d} - 1)} \quad (3)$$

donde: I corriente en el claro considerado

I_0 corriente en el gas, debido a fuentes ajenas

d distancia del claro

α primer coeficiente de ionización Townsend (proceso primario)

γ segundo coeficiente de ionización Townsend (proceso secundario)

El numerador de (3) es simplemente (2), y el denominador contiene aquellos procesos secundarios que también contribuyen a la corriente.

Los valores $e^{\alpha d}$ y γ varían cerca de un valor medio por dos razones:

- a) la probabilidad estadística determina si la ionización sigue un cierto tipo de colisión entre electrones y átomos del gas en el claro considerado;
- b) la emisión de electrones del cátodo es un fenómeno probabilístico.

Las descargas son además, influenciadas por otras variaciones estadísticas, tales como las condiciones meteorológicas.

2. - TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

a. - El efecto corona en líneas de transmisión.

El aire es un buen aislante, pero no perfecto. Las imperfecciones son causadas por el hecho de que un número de iones y electrones están siempre presentes en el aire, como resultado de varios efectos tales como la radiación ultravioleta del sol, los rayos cósmicos, etc.

Si el aire está sujeto a un campo eléctrico uniforme con una intensidad menor de 3000KV/m^* (por ejemplo, el campo eléctrico entre dos planos -- conductores paralelos muy largos), los iones y electrones presentes, serán puestos en movimiento por la intensidad del campo y ellos mantendrán una corriente pequeña entre los planos; pero esta corriente es tan pequeña que es considerada cero para la mayoría de los propósitos prácticos. Sin embargo, el fenómeno cambia radicalmente cuando la intensidad del campo -- eléctrico alcanza aproximadamente 3000KV/m . A este valor los iones acumulan bastante energía, entre dos colisiones con moléculas neutras (en la trayectoria libre), habilitándolos para desprender un electrón por colisión dejando un electrón y un ión positivo atrás.

Entonces estos dos son acelerados por el campo ionizado a las moléculas adicionales del aire, resultando una avalancha de iones (efecto Townsend).

Si el campo es uniforme, como fué supuesto, las condiciones necesarias pa

* Ver. Ref. 5

ra producir tales avalanchas, son alcanzadas simultáneamente en cualquier lugar del claro; consecuentemente ocurrirá una ruptura eléctrica, la que dará lugar a un arco entre los dos electrodos.

Pero el campo eléctrico, en la vecindad de un conductor cilíndrico, no es uniforme, teniendo su valor de pico justamente en la superficie del conductor, decayendo su intensidad rápidamente en proporción inversa a la distancia del centro del conductor.

Para el caso de un conductor cilíndrico, un incremento gradual del voltaje causará que la intensidad crítica del campo, $K_{CR} \approx 3000KV/m.$, sea alcanzada primero, justo en la superficie del conductor y, por supuesto, la intensidad del campo debe exceder K_{CR} en una capa alrededor del conductor al menos tan grueso como un promedio de la trayectoria libre, antes que la ionización pueda empezar. Aún si tal capa de intensidad de campo eléctrico es establecida, la ionización estará restringida a esta capa, puesto que fuera de esta capa, los electrones no están acelerados lo suficiente, entre dos colisiones, para ganar suficiente energía y asegurar una ionización adicional, chocando con una molécula al final de la trayectoria libre; consecuentemente, en contraste al caso del campo uniforme, no resultará -- una ruptura completa del claro, pero una región de sustancial ionización persistirá alrededor del conductor.

Esta ionización será acompañada por un fenómeno luminoso, alrededor del conductor, de aquí el nombre de corona. Los iones producidos por la corona resultan en cargas espaciales, las cuales están siendo movidas por el -

campo.

La energía requerida para este movimiento, es tomada del conductor, consecuentemente, desde el punto de vista de la línea de transmisión, esto -- constituye una pérdida, la así llamada pérdida corona.

b. - Tipos de descargas en conductores.

Proceso de efecto corona negativo. - Trichel hizo los primeros estudios del proceso corona en un campo negativo no uniforme. En un punto de discontinuidad observó un tipo de efecto corona negativo que consistía en una se-cuencia de pulsos de baja amplitud, cuyo rango de frecuencia depende de lo agudo del punto de discontinuidad. Tanto el rango de frecuencia (0.2 a 7.5×10^4 pulsos/seg.) como la amplitud de la corriente aumentan al au-mentar el voltaje. Visualmente las descargas observadas por Trichel apa-recen como un brillo débil y contínuo, por lo que no es posible establecer a simple vista cada pulsación.

El disparo de cada descarga tal vez sea debido al impacto de un ión positi-vo; este impacto produce un electrón secundario, el cual se aleja del con-ductor porque el campo negativo lo repele. Como este proceso es repetiti-vo, se forma una nube de electrones que son disparados por el proceso -- Townsend, estos electrones son empujados fuera del campo quedando atrás los iones positivos.

Los iones positivos reunidos alrededor del punto de discontinuidad, van re-duciendo la intensidad del campo hasta que el campo negativo lentamente - los va barriendo hacia el cátodo. Los iones negativos se mueven hacia el -

ánodo, y el campo se empieza a incrementar de nuevo, continuando hasta que el proceso se repite. La energía requerida para este proceso aparece como pérdida por efecto corona.

En los conductores de una línea de transmisión, los pulsos de Trichel normalmente se forman en pequeñas discontinuidades tales como puntos de materia orgánica e inorgánica (polvo, hojas, telarañas, abrasión de conductores, etc.).

Mientras más alto sea el voltaje, mayor es la emisión de ruido de radiofrecuencia, estos transitorios de baja amplitud (pulsos de 1 mA con duración de 25 a 50 nS) radían energía en el proceso de recombinación y alguna de esta energía aparece en el espectro de radiofrecuencia.

La velocidad con que los iones negativos y positivos son eliminados del espacio de ionización, determina el rango de frecuencia de los pulsos.

En pequeños conductores con intensidades de campo grandes, debido al efecto corona negativo aparece un tipo de brillo que no es pulsante y no emite ruido de radio.

El efecto corona aparece en las líneas durante sobrevoltajes por varias razones:

- a) El efecto corona aparece durante los disturbios por maniobras de interruptores, propagación de rayos o por mal tiempo.
- b) El efecto corona aparece momentáneamente al estar cambiando del medio ciclo negativo al positivo. Aquí los iones negativos que son empujados hacia la superficie del conductor, ceden energía cuando entran en contac-

to con el conductor. Una fuerte concentración de iones negativos alrededor de un pequeño conductor, impide la formación de fajas de brillo en el siguiente medio ciclo positivo, esta imposibilidad aumenta la rigidez dieléctrica de esa región.

Las formas más drásticas de efecto corona negativo, son las violentas flamas que ocurren en conductores sobrecargados con voltajes mayores al de ruptura.

Proceso de efecto corona positivo. - Las descargas por efecto corona positivo en un conductor de una línea de transmisión toman dos formas distintas:

a) Un brillo contínuo.

b) Pequeños destellos eléctricos repentinos.

Se puede atribuir la mayor parte del ruido de radiofrecuencia a la segunda, pero las pérdidas por efecto corona son consecuencia de ambas.

Jakubezyk y Boulet estudiaron ambos tipos y encontraron que el brillo contínuo aparece como un brillo púrpura adherido al conductor en regiones de gran tensión. Este brillo púrpura es llamado ultra-corona.

El brillo contínuo ocurre porque las descargas negativas crean una nube de iones negativos en el medio ciclo anterior alrededor del conductor en las regiones de gran tensión. Cuando el campo cambia a positivo, estos iones refuerzan el campo y se mueven hacia la superficie; cuando los iones tocan la superficie son neutralizados y radfan los sobrantes de energía en forma -

de luz, creando así el brillo ultra-corona.

Los iones no llegan en gran cantidad por proceso avalancha, por lo que no se tiene un disturbio repentino de corriente ni hay ruido de radiofrecuencia. Las flamas observadas en el efecto corona positivo en conductores, son creadas por proceso avalancha. Cuando se tiene un campo lo suficiente intenso, la ionización se hace presente por el choque de electrones con átomos liberando otros electrones, los cuales al igual que los primeros son empujados hacia el conductor positivo. Los átomos ahora convertidos en iones positivos actúan como una extensión del conductor positivo. La distorsión posterior y el aumento del gradiente local hacen posible una mayor ionización.

Las flamas que se están incrementando se propagan rápidamente ayudadas por una intensa fotoionización; finalmente las flamas dejan de crecer cuando el gradiente en la punta cae y no puede mantener la ionización. Las ineficiencias de la ionización y la divergencia del campo influyen en esta caída del gradiente. El proceso se detiene y el campo positivo dispersa los iones positivos lo que permite que el proceso pueda repetirse.

Al romperse la corona positiva, la corriente causada por la afluencia interna de electrones provocan ruido de radio en las líneas de transmisión. La corriente generada por este proceso excede una o dos veces la magnitud (1 a 50 mA) de los pulsos de polaridad negativa de Trichel.

Cuando los iones positivos se concentran en una región remota de la superficie del conductor, eliminan el campo entre el conductor y la nube de io-

nes, y entonces los electrones que se están moviendo dentro de este campo de baja intensidad son atrapados por átomos, formando así iones negativos los cuales son atraídos lentamente hacia la superficie del conductor; - cuando se acercan a la superficie, crean localmente un campo eléctrico alto, con lo que la ionización entre la superficie y los iones negativos se lleva a cabo.

Estas descargas son relativamente estables, no pulsantes y no hay ruido de radiofrecuencia; esta pérdida por efecto corona es importante durante los disturbios por operación de interruptores.

c. - Pérdidas por efecto corona.

Como ya lo hemos discutido previamente, las pérdidas corona, en conductores de líneas de transmisión, ocurren cuando el gradiente de voltaje en la vecindad inmediata de la superficie del conductor, excede la ruptura dieléctrica del aire, generándose calor, luz, ruido audible y radio interferencia. Y puesto que todas estas manifestaciones de energía liberada, deben de ser suministradas por la estación de potencia, dicha liberación de energía se considera como una pérdida para el sistema.

Esta pérdida de energía y sus consecuencias económicas han estado sujetas a estudio en la mayoría de los proyectos de investigación de EHV, iniciados en años recientes, obteniéndose de ello muchos datos útiles para el laboratorio y la práctica, tendientes a formular relaciones que determinen las pérdidas corona en función de los varios parámetros que intervienen en

el proceso.

Aún así, todavía no ha sido posible pronosticar, con algún grado de seguridad las características de las pérdidas corona que estas líneas pueden presentar, o el aspecto económico de las diferentes elecciones de conductores para compensar estas pérdidas.

Los resultados de estos estudios, comprenden grandes cantidades de datos estadísticos sobre las pérdidas corona, como función de la geometría de los conductores, gradientes, voltajes y las condiciones meteorológicas a las cuales las líneas están expuestas.

Ha sido encontrado, por ejemplo, que las pérdidas corona, para una línea EHV, pueden fluctuar desde unos pocos kilowatts por milla, en buen tiempo, como a varios cientos de kilowatts por milla bajo lluvia o nieve; el promedio de las pérdidas corona, se encontró que era solamente una pequeña porción de las pérdidas $I^2 R$, pero se comprobó que el pico de pérdidas tiene una influencia significativa, puesto que se deberá de proporcionar una generación mayor para satisfacer este pico de energía adicional.

Por lo tanto, la probabilidad de coincidencia del pico de pérdidas corona, con el pico de carga requerida por el sistema, necesita ser claramente definida para tener un diseño óptimo de la línea.

En el proyecto EHV, se analizaron las pérdidas corona, en líneas EHV, sobre una base probabilística, para los diferentes diseños estándar de líneas en las diferentes regiones climáticas de los E.U., obteniendo unas curvas y procedimientos por medio de los cuales un diseñador puede determinar los

valores más probables de pérdidas corona, tanto el máximo esperado como el promedio anual, para cualquier tipo de línea, en cualquier localización geográfica.

Estos pasos son preliminares al diseño óptimo de la línea, aunque hay que tener presente que la consideración de pérdidas corona, no tiene un impacto apreciable en la selección del tamaño óptimo del conductor.

d. - Importancia de la evaluación de las pérdidas corona.

Como previamente discutimos, los niveles de pérdidas corona de una línea de transmisión tienen una dispersión muy grande. Los niveles varían sobre un amplio rango, dependiendo de las condiciones del tiempo.

La relación entre los valores máximo y mínimo, pueden ser del orden de 100 ó más. Una descripción práctica estadística de las pérdidas corona, es dada por una curva de frecuencia, pueden ser derivados los parámetros de importancia económica, que son: (1) el promedio anual de pérdidas y (2) las pérdidas máximas. Estos dos valores tienen diferente importancia económica. El impacto económico del promedio anual de pérdidas es medido en términos del combustible adicional consumido, sobre el suministro a largo plazo de esta pérdida, en tanto que, la importancia de la pérdida máxima, es determinada por cuanto a la capacidad de generación adicional requerida, para suministrar la potencia consumida. Esta última consideración se realiza en el caso de que la pérdida corona máxima ocurra en el tiempo de máxima carga de la línea de transmisión.

Desgraciadamente, ninguno de los dos parámetros de interés, el promedio anual o la pérdida máxima, son directamente accesibles, de los resultados obtenidos de las pruebas en líneas cortas, operadas por cortos períodos, puesto que se requieren mediciones estadísticas extensivas. Además, la localización de una línea de prueba, difícilmente podría representar todas las posibles localizaciones de las líneas de transmisión, por tal motivo, en el proyecto EHV se desarrolló un modelo climatológico estadístico de tal forma que fuera representativo de todas las áreas climatológicas de los E.U. (la discusión acerca del modelo climatológico así como sobre el planteamiento del procedimiento de cálculo, se desarrollará en el capítulo 3).

3. - VARIABLES QUE INFLUYEN LOS PROCESOS CORONA

a. - Gradiente de superficie.

La relación básica que describe la iniciación de corona en conductores, de líneas de transmisión, es la ley de Peek:

$$E = 30.0 \delta m \left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{\delta r}} \right) \quad (4)$$

donde: E gradiente de superficie, en KV/cm

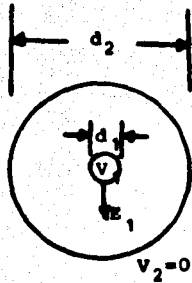
r radio del conductor, en cm.

δ densidad relativa del aire.

m factor determinado por la geometría de las capas que constituyen el conductor.

En un conductor liso, m, tiene un valor unitario, de otra manera, siempre será menor que uno. Esto es, una avalancha toma lugar solo cuando el gradiente es grande sobre una distancia suficiente. Así, los alambres pequeños, en comparación con los grandes, requieren de un gradiente mayor para empezar el efecto corona. La figura (2), da algunas fórmulas de gradiente (y capacitancias) para varias geometrías clásicas de conductores.

A mayor gradiente del conductor, las descargas aparecen sin irregularidades en la superficie y forman grandes "plumas" en lugar de luminosidad.



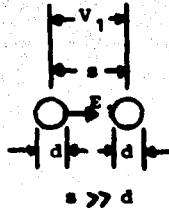
cilindro concéntrico

$$E_1 = \frac{2 V_1}{d_1 \ln\left(\frac{d_2}{d_1}\right)}$$

$$C = \frac{55.6 \times 10^{-12}}{\ln\left(\frac{d_2}{d_1}\right)}$$

$$E_0 = 31m \delta \left(1 + \frac{0.436}{\sqrt{\delta d_1}}\right)$$

$$V_0 = E_0 \left(\frac{d_2}{2}\right) \ln\left(\frac{d_2}{d_1}\right)$$



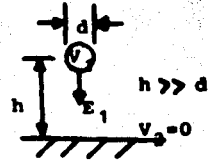
conductores paralelos

$$E_1 = \frac{V_1}{d \ln\left(\frac{2s}{d}\right)}$$

$$C = \frac{27.8 \times 10^{-12}}{\ln\left(\frac{2s}{d}\right)}$$

$$E_0 = 30m \delta \left(1 + \frac{0.426}{\sqrt{\delta d}}\right) \text{ KV/cm}$$

$$V_0 = E_0 (d) \ln\left(\frac{2s}{d}\right)$$



conductor a plano

$$E_1 = \frac{2V_1}{d \ln\left(\frac{4h}{d}\right)}$$

$$C = \frac{55.6 \times 10^{-12}}{\ln\left(\frac{4h}{d}\right)} \text{ F/m}$$

$$V_0 = E_0 \left(\frac{d}{2}\right) \ln\left(\frac{4h}{d}\right)$$

E_0 Gradiente crítico KV/cm.
 V_0 Voltaje de inicio de corona en KV
 m Factor de rugosidad ($0 < m \leq 1$)
 δ Densidad relativa del aire
 d_1 Diámetro del conductor
 Dimensiones en cm.

Fig. 1.2- Relaciones básicas de gradientes, capacitancias y gradientes críticos de iniciación de efecto corona.

b. - Efecto de la superficie y de las condiciones atmosféricas, en buen tiempo.

En 1956, F.W. Warburton de New England Power Co. y H.H. Newell del Worcester Polytechnical Institute, descubrieron que no era una imperfección en los conductores ACSR, tal como una mella en los conductores, como generalmente se supone, sino las substancias que lleva el aire, tales como insectos, polvo, telarañas, vegetación, pedazos de hojas, excremento de aves y otros materiales no metálicos, los cuales producen las pérdidas corona en buen tiempo, en líneas EHV. Desde entonces, aparecieron varias publicaciones reportando las investigaciones sobre las fuentes corona no metálicas, en los conductores, y confirmando la existencia de tales fuentes en líneas de transmisión.

Cuando se tiene cuidado en no maltratar el conductor durante su tendido, rara vez se encuentran fuentes corona después de cerca de un año de uso, excepto en proyecciones no metálicas en el conductor.

Muchos datos para líneas EHV han sido recolectados y analizados para poder evaluar la dependencia del número de fuentes, debidas a partículas transportadas por el aire.

c. - Partículas 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 con-

ductor y se inicia una descarga del conductor a la partícula. Usualmente la descarga empieza antes de que la partícula toque realmente el 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 al 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 más frecuentemente a un conductor no energizado que a un energizado, confirma la hipótesis anterior.

d. - 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 y 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 (hidrofflica), y la otra (hidrofóbica), acumularse en pequeñas gotas similares al agua en una superficie encerada. La condición hidrofóbica, aumenta la tensión superficial entre el agua y el conductor, mientras que el régimen hidrofflico 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 disrrupción ocurre cuando:

(5)

$$E \geq 0.447 \sqrt{s/r}$$

donde: E gradiente de superficie del conductor enKV/cm.

s tensión superficial del agua, en dinas/cm.

r radio de la gota, en cm.

El punto de conducción por una gota deformada es una significativa 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.

e. - Densidad del aire, la humedad y el viento.

Las condiciones atmosféricas tales como la densidad del aire, la humedad y el viento, influyen de varias formas en la generación del efecto corona.

La densidad relativa del aire, influye el gradiente de inicio del efecto corona, como presentamos en la ecuación de Peek:

$$E = 30 \delta m \left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{\delta r}} \right) \text{ KV/cm.}$$

donde: δ densidad relativa del aire

m rugosidad

r radio

Un incremento en la densidad relativa del aire y en la humedad, corresponden a niveles menores de efecto corona. Las condiciones atmosféricas - también influyen las propiedades de las fuentes de corona. En efecto, estas fuentes son más activas cuando están secas.

La presencia de viento, incrementa la actividad de los "streamers" positivos, porque la carga espacial producida en el ciclo negativo, es barrida. Esta carga espacial, sin viento, podría reducir el gradiente de superficie en la fuente e inhibir la formación de "streamers" positivos.

En apariencia, el ruido de radio decrece con un incremento de la humedad hasta que se forman gotas de agua en la superficie del conductor, en cuyo caso, ocurrirá un aumento considerable en la actividad del efecto corona.

f. - Condiciones de la superficie del conductor.

Un conductor de línea de transmisión, recientemente tendido, usualmente tendrá muchas irregularidades en la superficie, las cuales bajan el factor

de rugosidad, y el voltaje de línea umbral del efecto corona.

Puesto que una línea de transmisión, por lo general, es diseñada económicamente para estar cerca al umbral del efecto corona, en uso normal, un conductor recientemente tendido, tendrá mayores pérdidas corona y ruido audible.

Las cargas libres resultantes del efecto corona, causan, en las irregularidades de la superficie, un bombardeo local de iones, que puede hacer desaparecer los puntos agudos en la superficie del conductor, y apresurar el removimiento de telarañas, excrementos de aves y otras fuentes de corona.

En el proyecto EHV se discutieron los factores de superficie del conductor y se estableció que las pérdidas corona decrecen con el tiempo, apareciendo involucrados dos periodos: Un periodo largo, el cual es atribuido a efectos climatológicos, y un periodo corto, debido a las condiciones de superficie. Un incremento temporal de las pérdidas corona ocurre durante los primeros 15 a 20 minutos *, cuando una línea es energizada de nuevo, después de haber estado desenergizada por unos pocos días.

Un hecho interesante es que el cobre tiene una mayor característica de envejecimiento que el aluminio, por ejemplo, durante los primeros seis meses, ocurre una mayor reducción para las pérdidas en el cobre, que para el aluminio aunque el cobre tiene mayores valores iniciales que el aluminio.

* Ver Ref. 3

De fotografías tomadas de gotas de lluvia en conductores viejos, se apreciaba que estos poseen una naturaleza hidrofílica, mientras que los nuevos son definitivamente hidrofóbicos.

Por lo anterior se dice que, un conductor viejo, que ha sido usado por varios años, presenta menos pérdidas corona, menos ruido audible, menos ruido de radio y tendrá menos puntos donde se presenten descargas intensas. Haciendo un ejemplo comparativo de un conductor nuevo y otro viejo, se puede observar que en los conductores viejos, las gotas de agua resbalan, mientras que en los conductores nuevos tienen más gotas de agua en la superficie.

El efecto de envejecimiento puede ser hecho artificialmente por una abrasión con arena de la superficie u otros medios para remover la grasa de la superficie, la cual crea la condición hidrofóbica.

Una descarga corona, en una gota de agua, es en general acompañada de un ligero resplandor en la parte inferior del conductor.

CAPITULO II

1. - INTRODUCCION

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, la pérdida por efecto corona, y la radio interferencia (RI) 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. - METODO DE LA CONFIGURACION BASICA

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 espaciamento entre las fases para un voltaje particular (345, 500 y 375 KV) y fué seleccionado un número fijo de conductores por fase (1, 2, 3 ó 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.

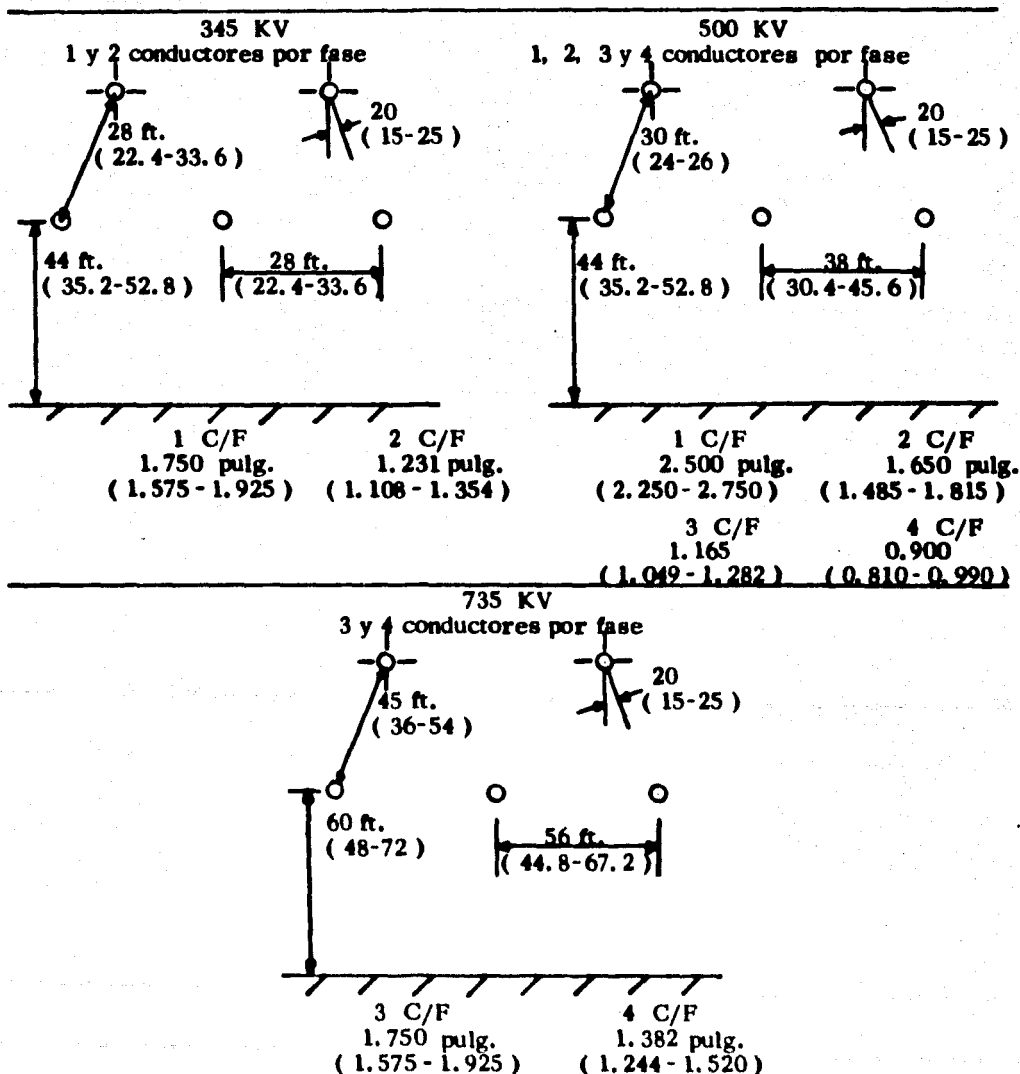
Los gradientes en la superficie del conductor son encontrados, multiplicando estos factores por los gradientes de la configuración básica para las fases central y externa, presentados en la tabla 2.1.

También son incluidos los factores debidos a los conductores de 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.

El uso de un sistema simple de multiplicadores ocasiona algo de error con

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

Los valores en paréntesis indican el rango de variación.



relación a un cálculo exacto de gradiente, tomando en cuenta que los voltajes del conductor usualmente varían entre un rango de al menos 3.0 por ciento, podemos decir que un error máximo de alrededor del 0.6 por ciento 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 fué de 0.6 por ciento.

TABLA 2.1 .- Gradientes para la configuración básica.

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	20.176
4			21.417	22.876	19.286	20.455

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 más
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:

TABLA 2.2 .- Clasificación de Voltajes.

Conductores por fase	345	K V 500	735
1	x	x	
2	x	x	
3		x	x
4		x	x

* La altura usada, es la altura mínima, más 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 computacional.

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.

TABLA 2.3 .- Localización de las Gráficas.

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

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, está basado en la distancia directa a las fases externas. Puesto que F_{CG} re-

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

presenta una pequeña corrección, la distancia vertical entre los conductores de tierra y los conductores de fase también podría ser usada.

Las curvas en la figura 2.6 pueden ser usadas para ángulos de guarda entre los 15 y los 25 grados. Usando estas curvas para ángulos mayores el error se incrementa, llegando a hacer casi el 0.3 por ciento para 30 grados. El diámetro de los conductores de tierra no tiene un efecto significativo sobre el gradiente del conductor.

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

d. - Valores para las configuraciones básicas.

Los valores de los gradientes en cada fase para las configuraciones básicas, son dados en la Tabla 2.1.

Notar que KVp es el voltaje de pico.

4. - PROCEDIMIENTO DE CALCULO - 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 está 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.

TABLA 2.4 .- Factores del Gradiente para el Ejemplo Ilustrativo.

	Valores Por Unidad	Símbolo	Factores		Obtenido de:
			Externo	Central	
VOLTAJE	1.0500	F_V	1.0500	1.0500	Direct. Propor.
DIAMETRO	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_H	0.9985	0.9995	Fig. 2.15
CABLES DE GUARDA	0.883	F_{CG}	1.0035	0.9990	Fig. 2.6

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:

$$E_o = F_V \times F_D \times F_E \times F_H \times F_{CG} \times E_o' = 23.862 \text{ KVp/cm.}$$

$$E_c = F_V \times F_D \times F_E \times F_H \times F_{CG} \times E_c' = 25.599 \text{ KVp/cm.}$$

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 pueden 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 (F_c) 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 estos gradientes promedio en cada conductor:

TABLA 2.5 .- Gradientes para los diferentes conductores.

Conductor Número*	F_c *	En 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

Si se desea conocer el gradiente en algún punto de la periferia de cada conductor, se utilizará 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 en la fig. 2. 18 pueden proporcionar esta información.

Las soluciones gráficas de estas fórmulas para algunos puntos específicos, son presentadas en la fig. 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 fué conveniente usar el diámetro del conductor en pulgadas en vez de la anotación 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.

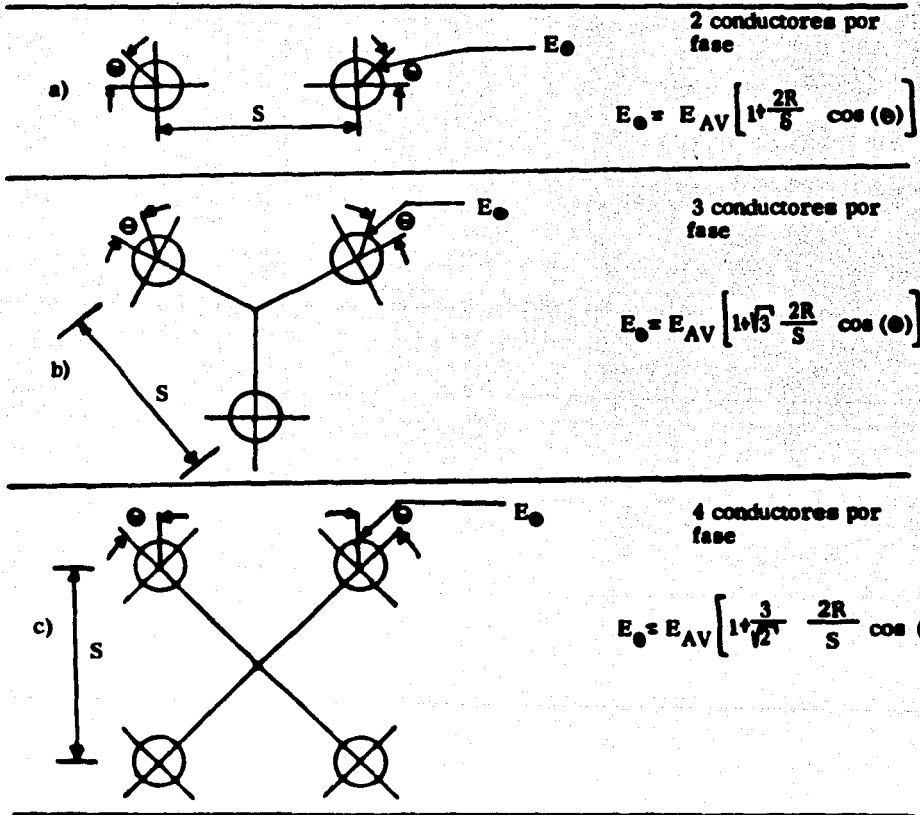
Para el conductor que se encuentra en la parte superior derecha de la fig. 2. 18 b. tenemos que:

$$\theta = 240 \text{ grados}$$

y de la fig. 2. 20

Fig. 2.18 - Distribución del gradiente en la periferia del conductor

(Válido para los circuitos simple y doble).



Donde: R Radio del conductor
S Espaciamiento entre fases

el multiplicador periférico = 0.933

El conductor superior izquierdo tendrá el mismo multiplicador.

Y para el conductor inferior

$$\Theta = 0 \text{ grados}$$

y de la fig. 2.19

el multiplicador periférico = 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.

La fig. 2. 21 presenta la configuración básica para la condición de circuito doble.

Los grupos de conductores para las fases superior, 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 descendiente a cada lado de la torre y esta designación es invariante a la distribución de fases que estemos tratando.

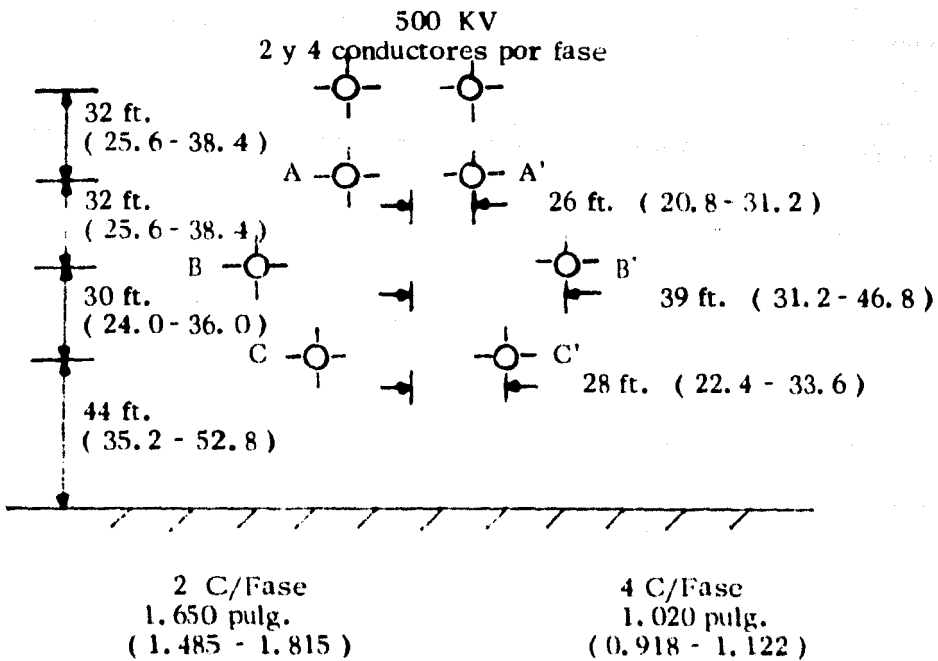
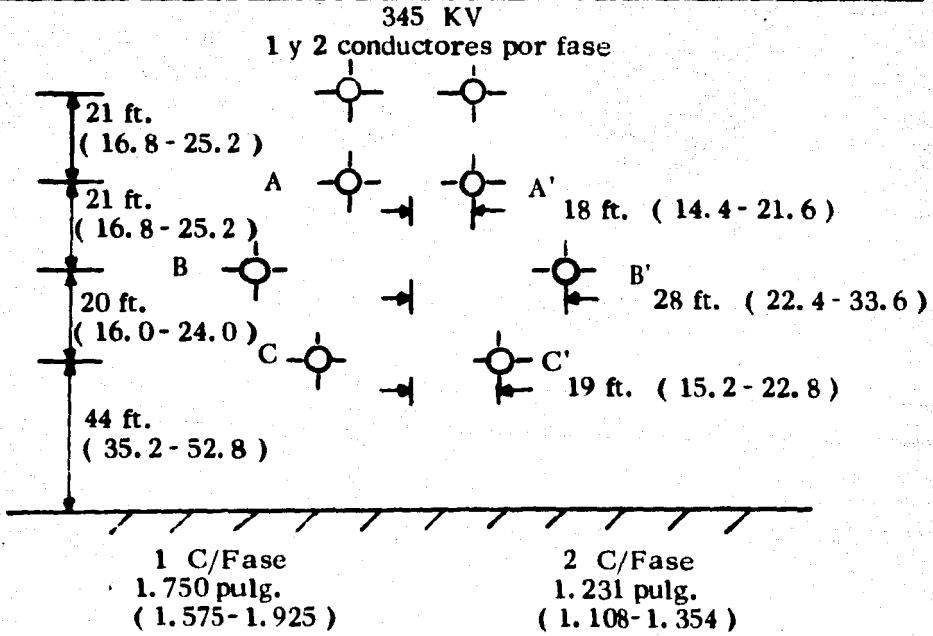
Las distribuciones de fase son indicadas en los dibujos siguientes, y sólo dos de las seis posibles disposiciones son tratadas en este capítulo.

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

A	A'
B	B'
C	C'

Fig. 2.21 - Geometría para la configuración básica de circuito doble.

(Los valores en 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, <u>ver</u> tical.
Variación del diámetro del conductor -----	10 %
Variación de la altura de la fase interior ---	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 la línea -----	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:

TABLA 2.6 .- Clasificación de Voltajes.

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

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 presentan los factores 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 fig. 2.31 y solamente las fases superiores son afectadas.

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

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

TABLA 2.7 .- Gradientes para la configuración Alta Reactancia.

Conductores por Fase	345 KV			500 KV		
	A y A'	B y B'	C y C'	A y A'	B y B'	C y C'
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 2.8 .- Gradientes para configuración de Baja Reactancia.

Conductores por Fase	345 KV			500 KV		
	A y A'	B y B'	C y C'	A y A'	B y B'	C y C'
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

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

6. - PROCEDIMIENTO DE CALCULO

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.

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

TABLA 2.9 .- Factores del gradiente para el ejemplo ilustrativo.

F A C T O R E S

	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

Si por ejemplo queremos obtener el gradiente de las fases A y C', estos dos gradientes serán iguales, denotándolo por E_1 .

Tenemos que

$$E_1 = F_V \times F_D \times F_{A'} \times F_{BB'} \times F_{C'} \times F_{A-CG} \times F_{AB} \times F_{BC} \times F_{CT} \times E_1'$$

donde E_1' es el gradiente para la configuración básica.

Usando todos los factores para las fases A-C' de la table 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 una manera similar los otros gradientes son:

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

$$E_3 = E_C = E_{A'} = 24.505 \text{ KVp/cm.}$$

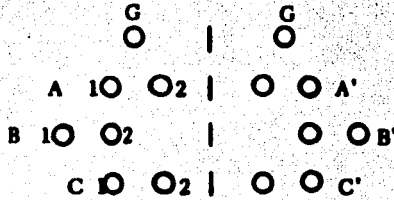
Hasta este punto hemos calculado los gradientes promedio por fase de la línea.

Los factores del gradiente para cada conductor para el caso en que tengamos varios conductores por fase, están dados en la fig. 2.32, pero solamente para las configuraciones básica.

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

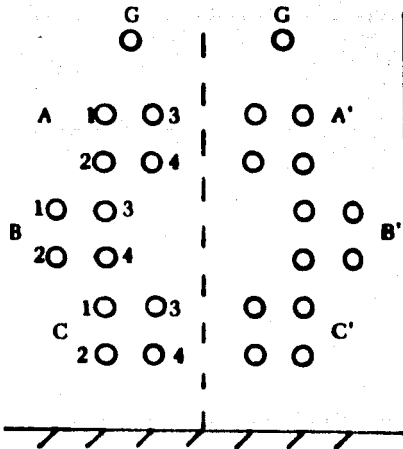
Sin embargo, los valores de los multiplicadores para la configuración básica dados en la fig. 2.32. son una muy buena aproximación.

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

4 Conductores por fase
500 KV



Fase	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	1.008	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).

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 .

TABLA 2.10 .- Gradiente para cada conductor.

Fase	Conductor Número	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

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

* Ver fig. 2.32

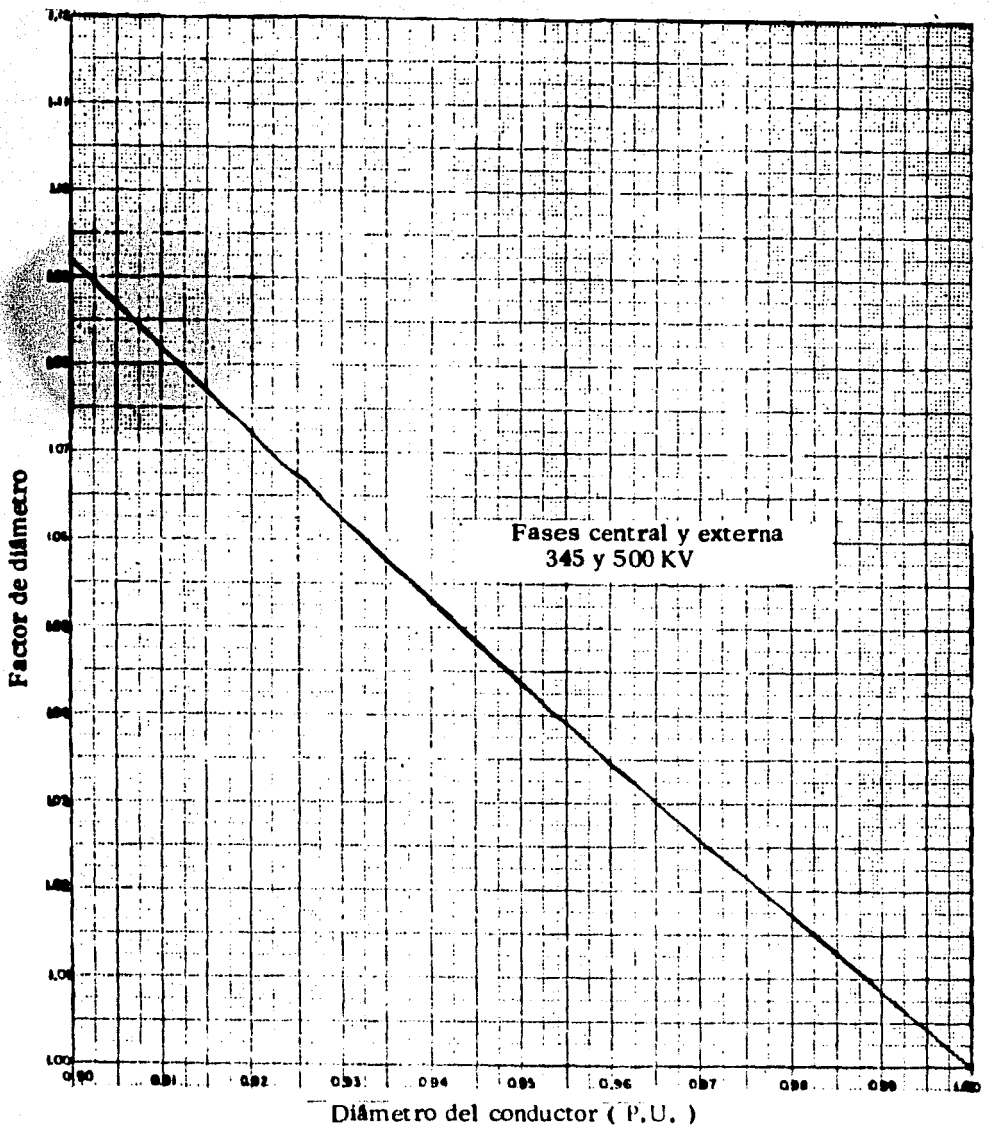


Fig. 2.2. - Efecto del diámetro, un conductor por fase, diámetros menores que uno en por unidad (circuito sencillo y doble).

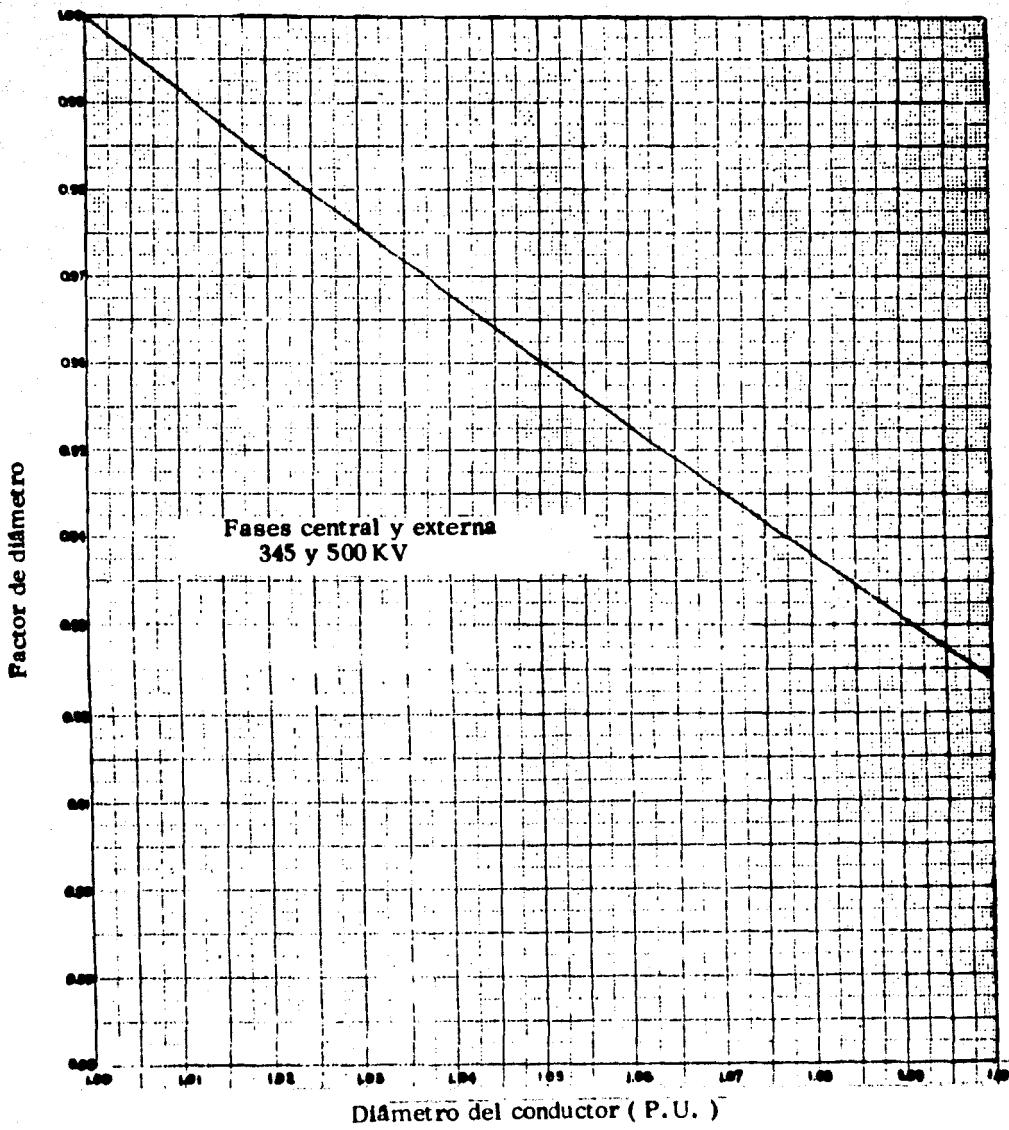


Fig. 2.3. - Efecto del diámetro, un conductor por fase, diámetros mayores que en uno por unidad (circuito sencillo y doble).

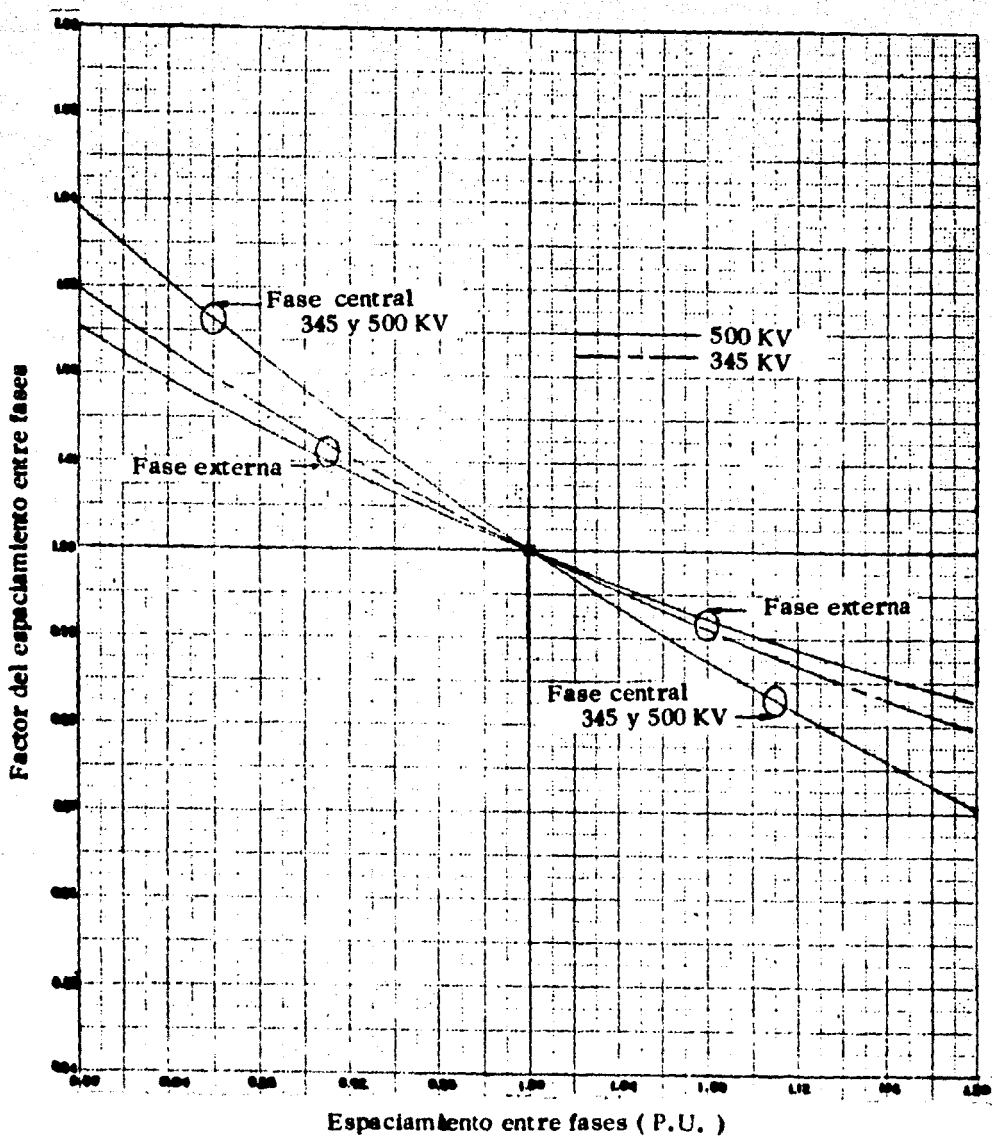


Fig. 2.4. - Efecto del espaciamento entre fases, un conductor por fase (circuito simple).

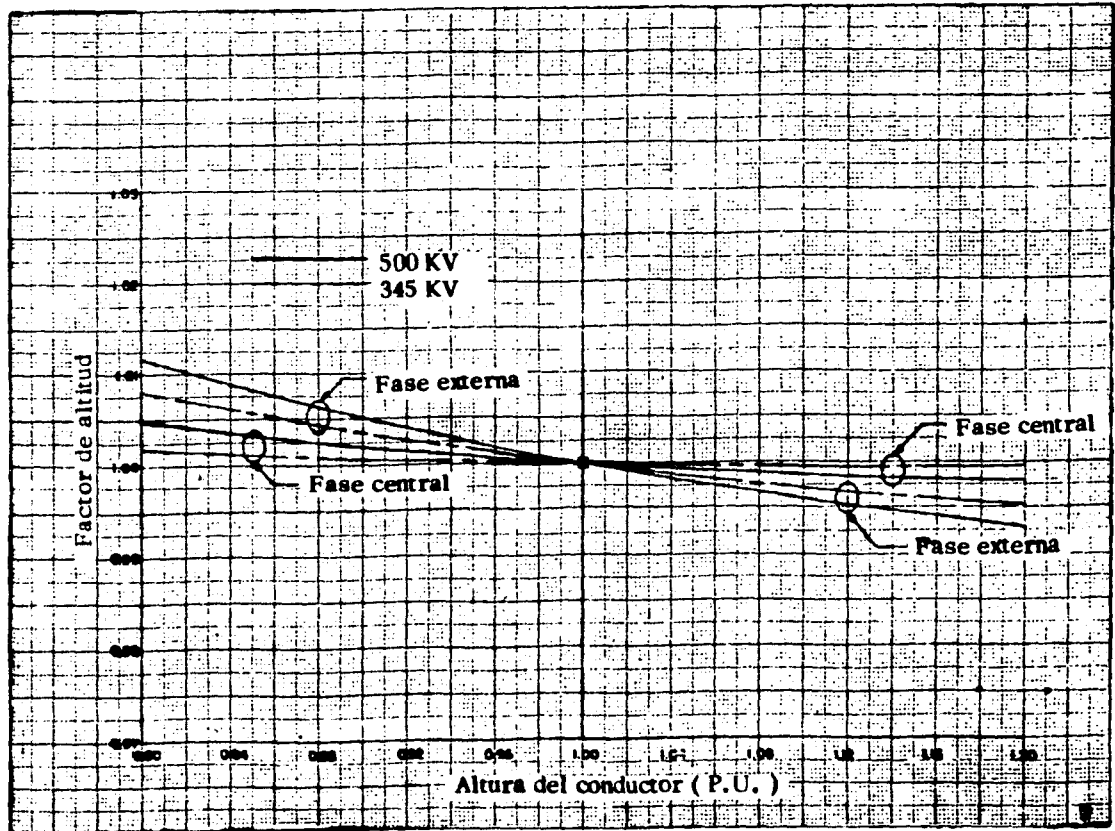


Fig. 2.5. - Efecto de la altura del conductor, un conductor por fase (circuit simple).

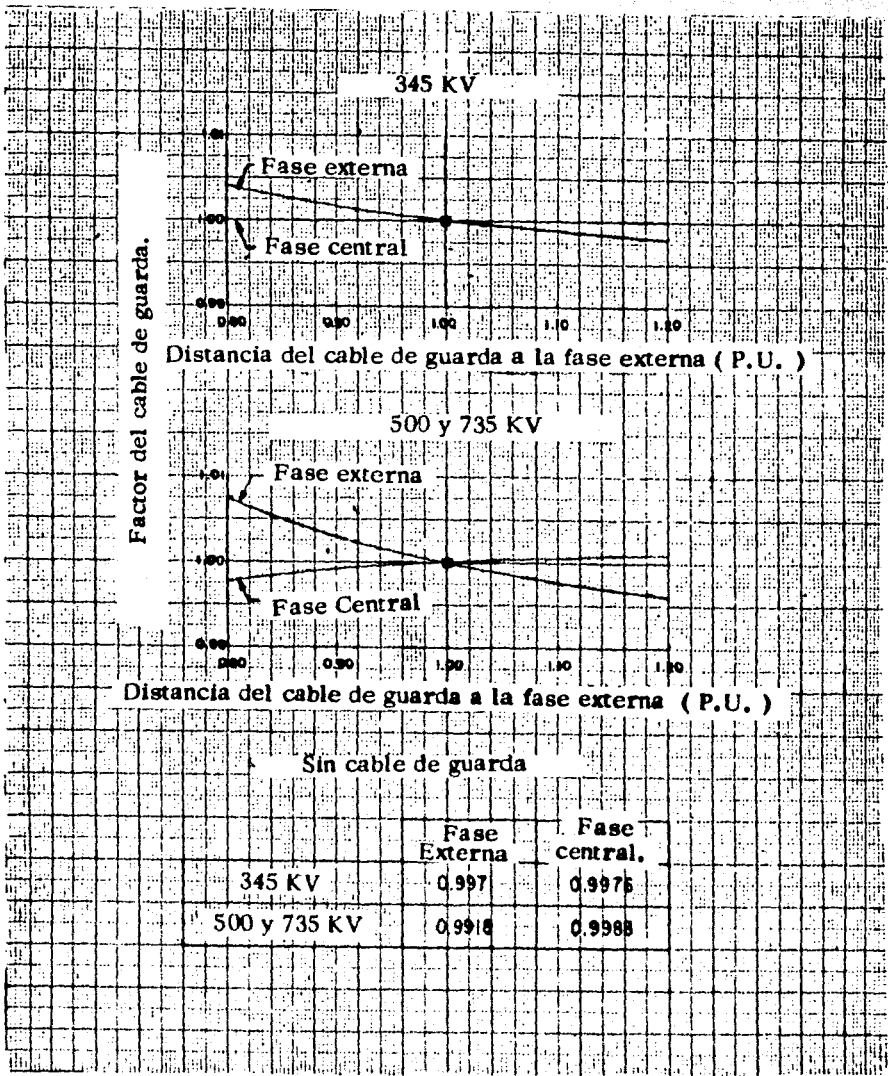


Fig. 2.6. - Efecto de los cables de guarda (circuito simple).

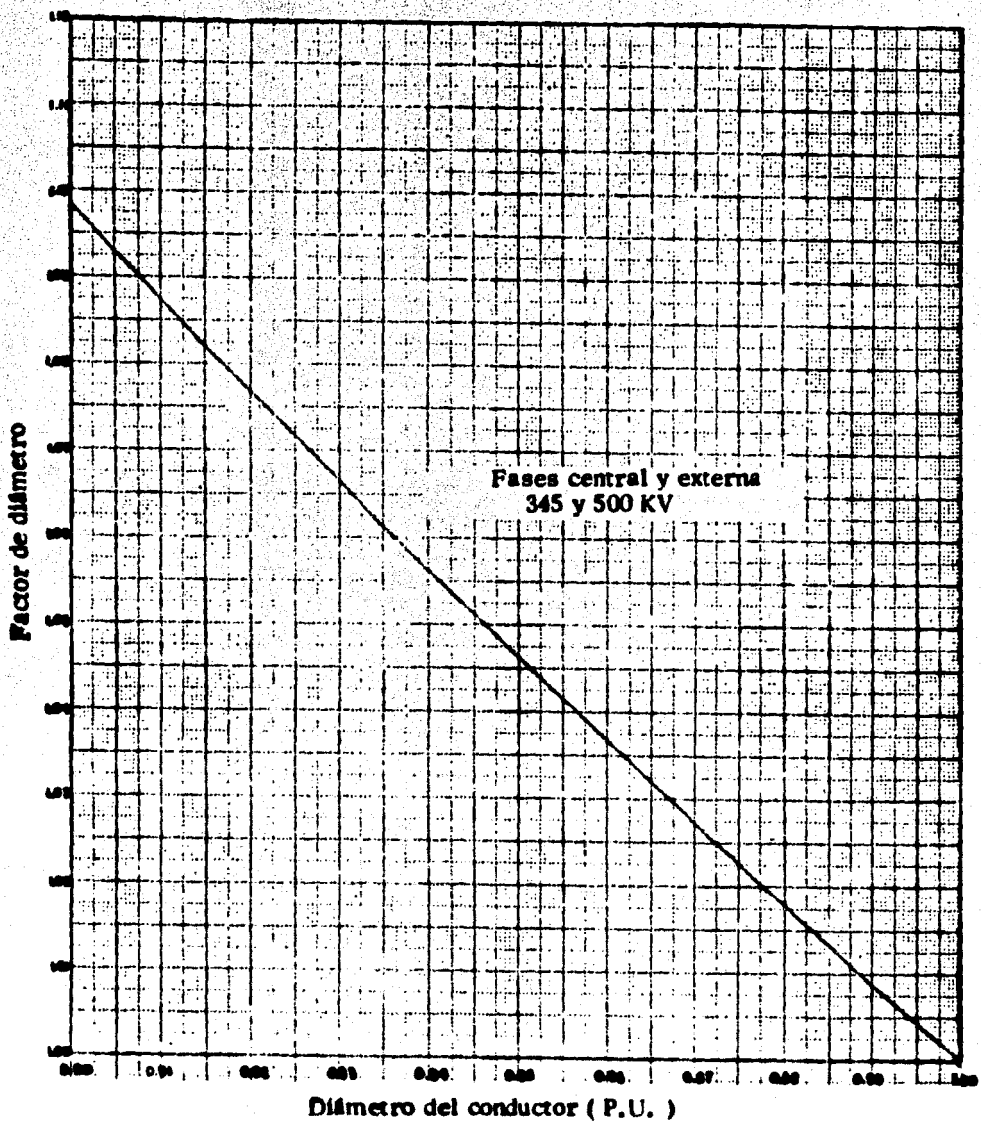


Fig. 2.7. - Efecto del diámetro, dos conductores por fase, diámetros menores que uno en por unidad (circuito simple y doble).

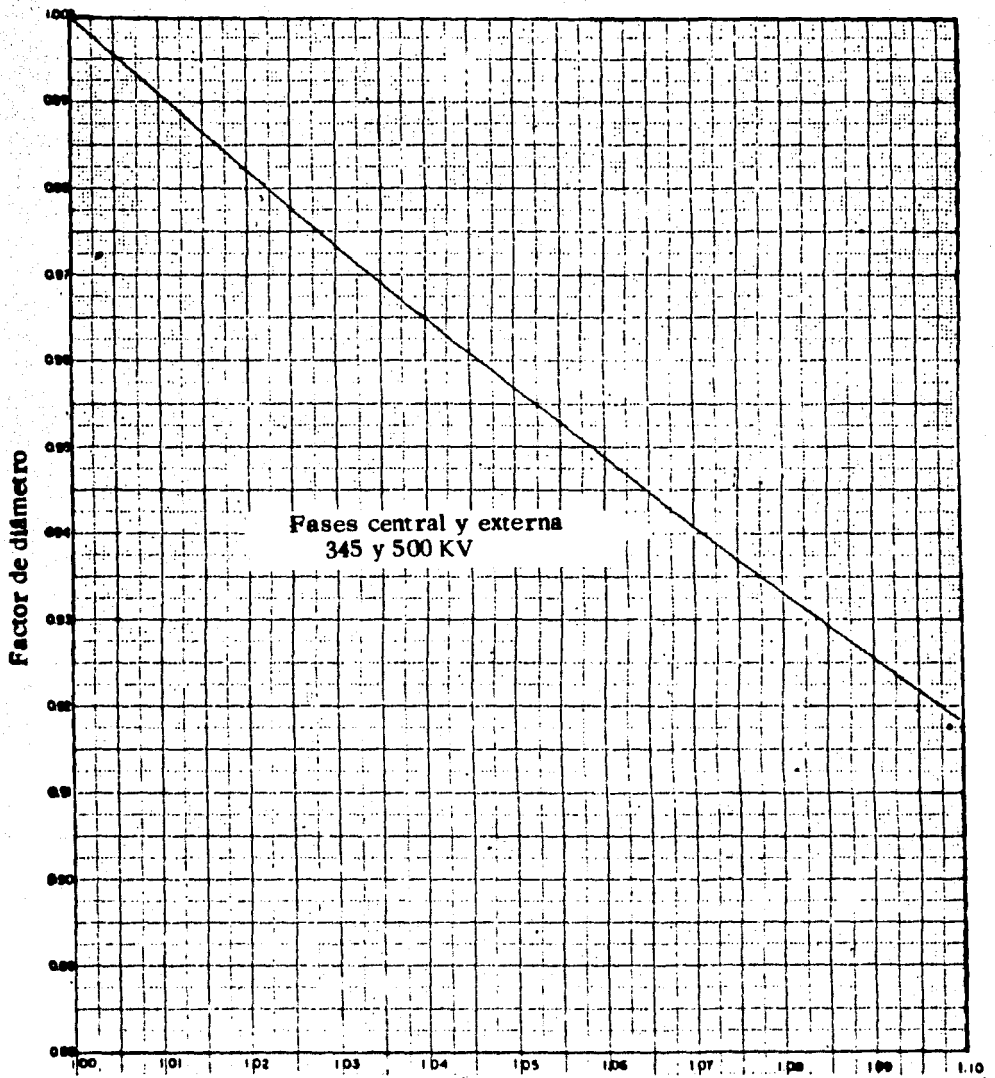


Fig. 2. 8. - Efecto del diámetro, dos conductores por fase, diámetros mayores que uno en por unidad (circuito simple y doble).

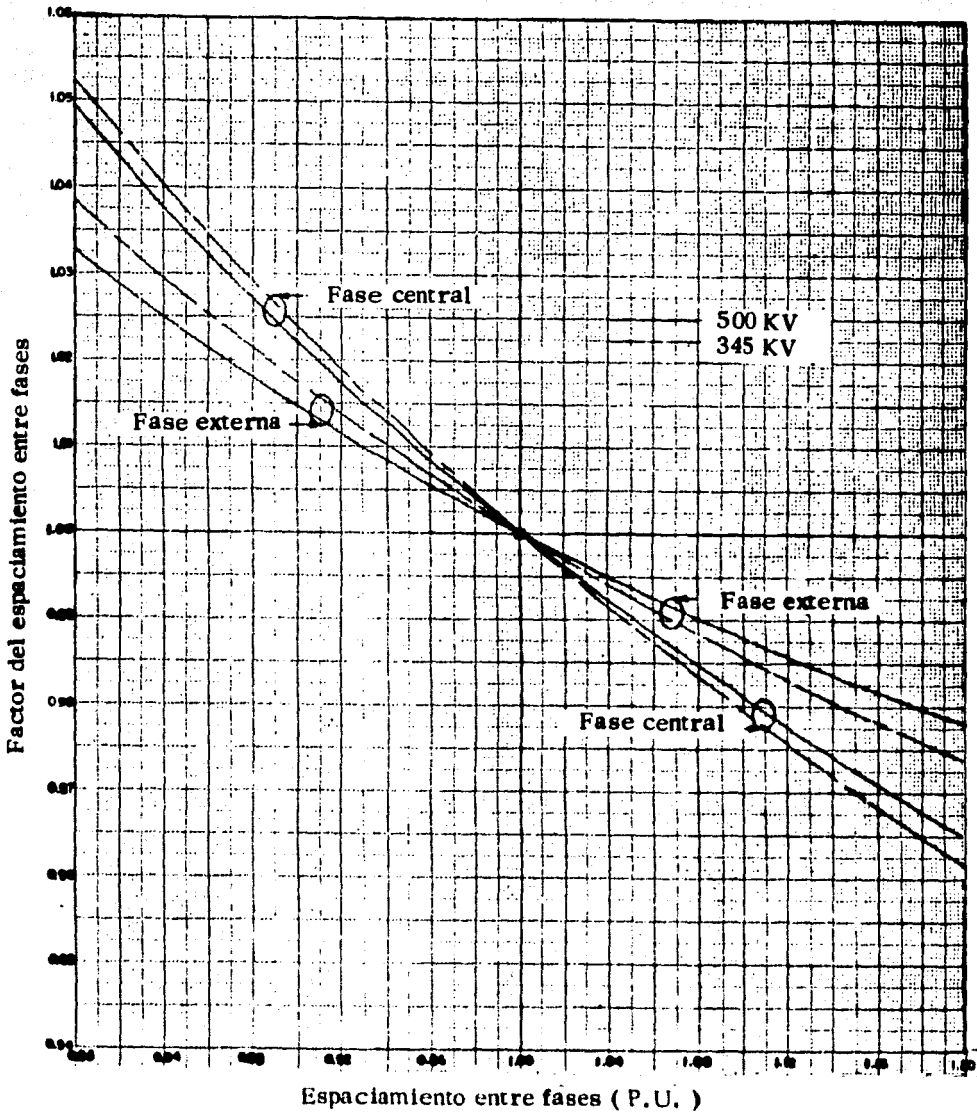


Fig. 2.9. - Efecto del espaciamento entre fases, dos conductores por fase (circuito simple).

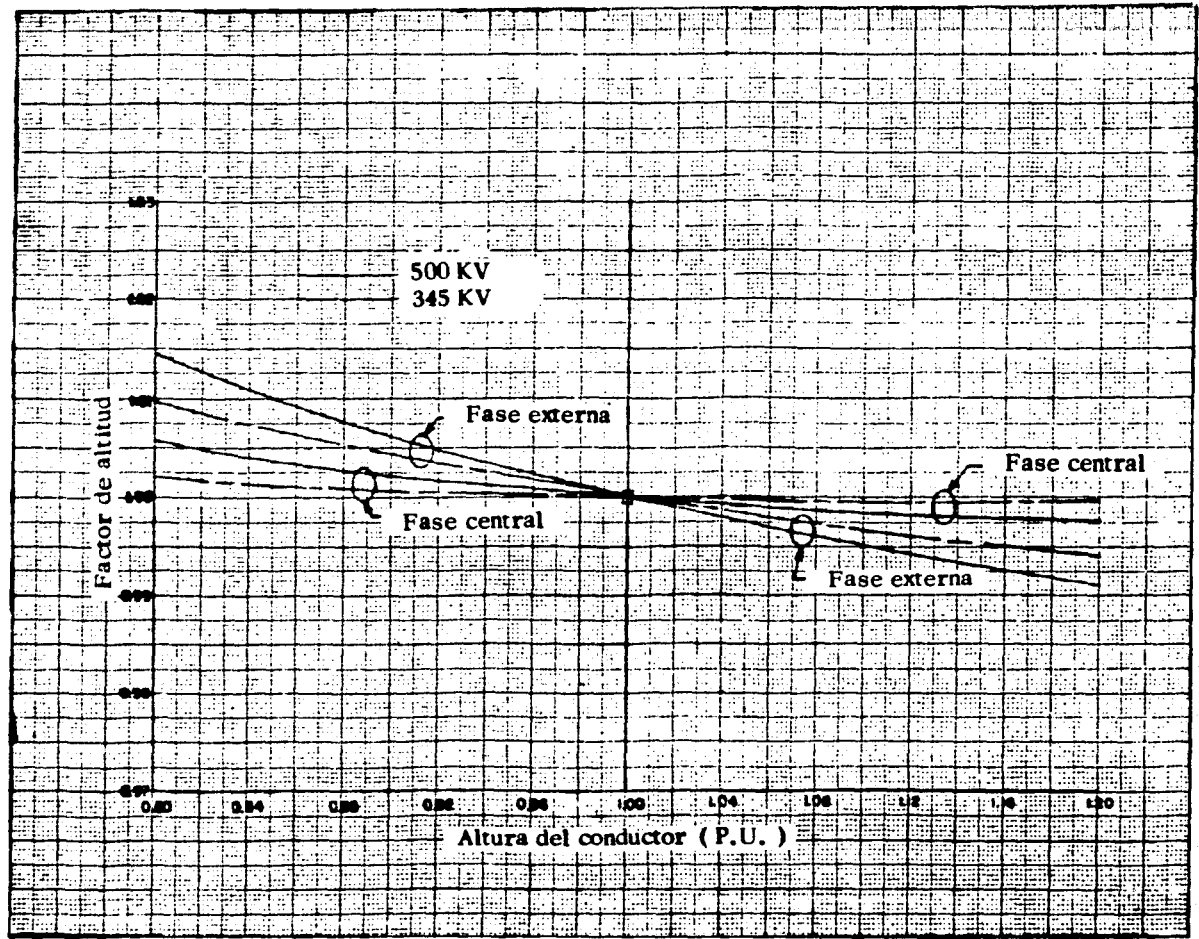


Fig. 2.10. -Efecto de la altura del conductor, dos conductores por fase (circuito simple).

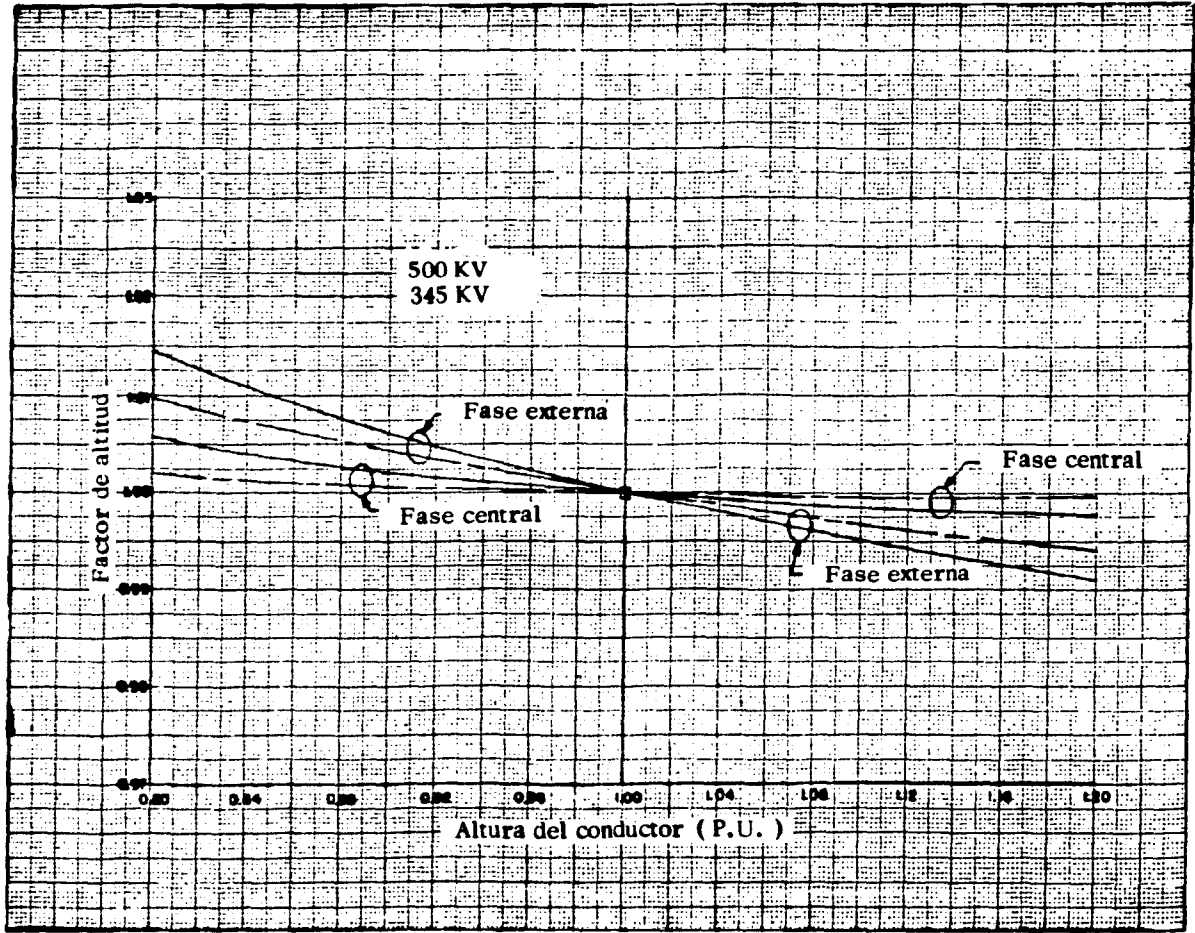


Fig. 2.10. -Efecto de la altura del conductor, dos conductores por fase (circuito simple).

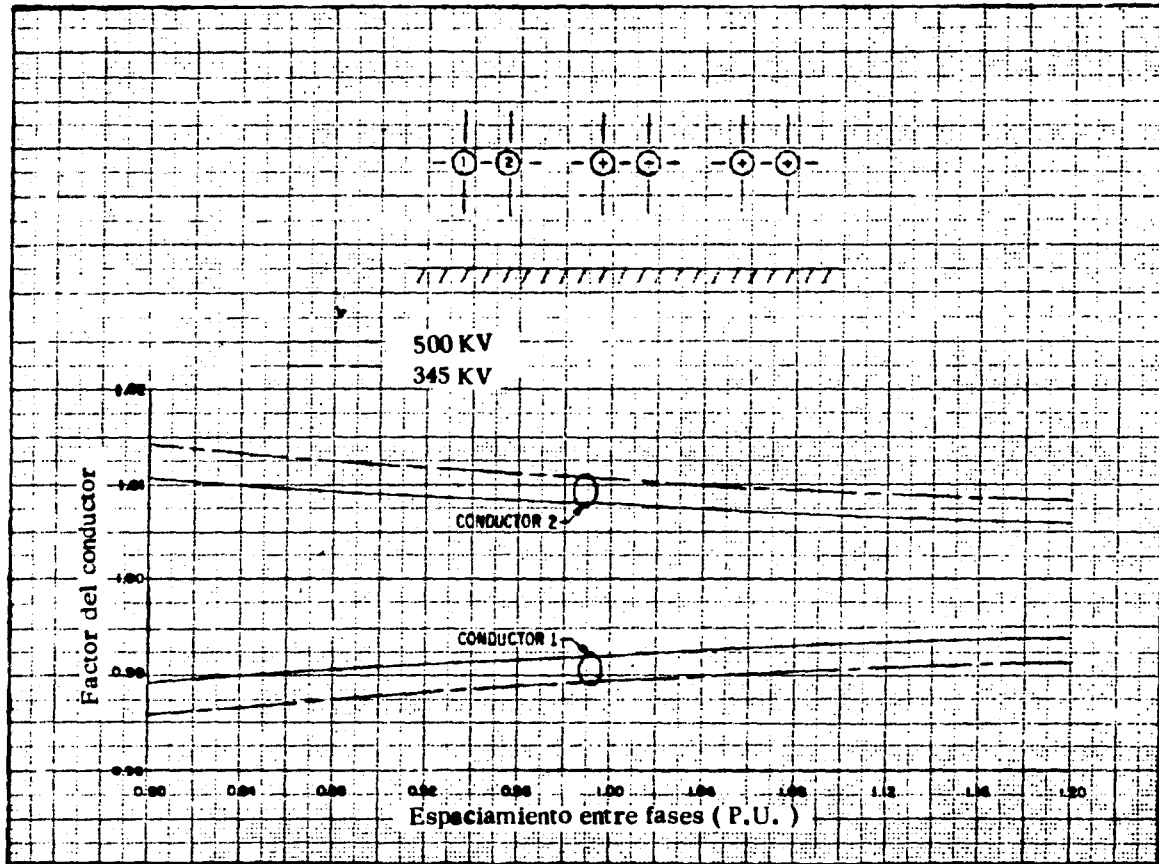


Fig. 2. 11. - Distribución del gradiente en las fases externas, dos conductores por fase (circuito simple).

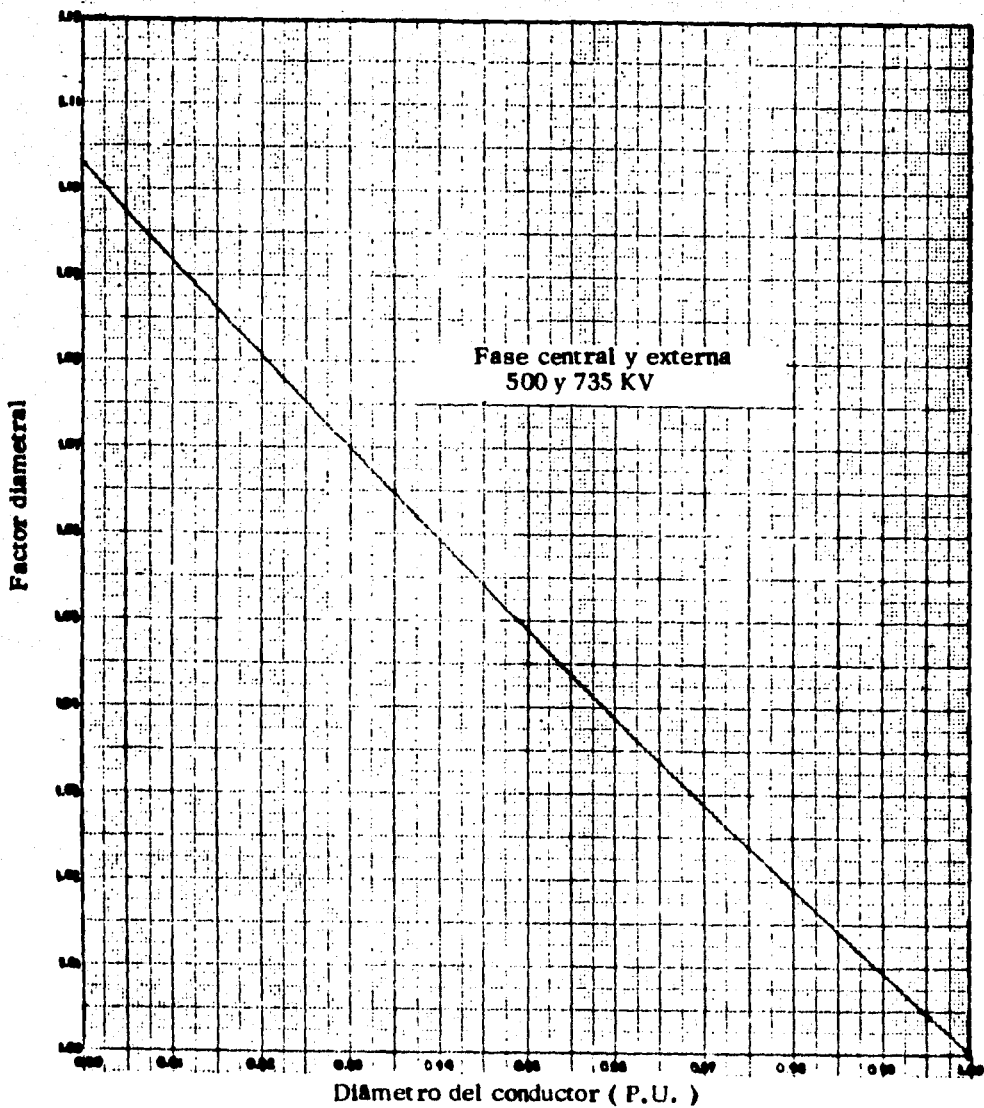


Fig. 2.12. - Efecto del diámetro, tres y cuatro conductores por fase, diámetros menores que uno en por unidad (circuito simple y doble).

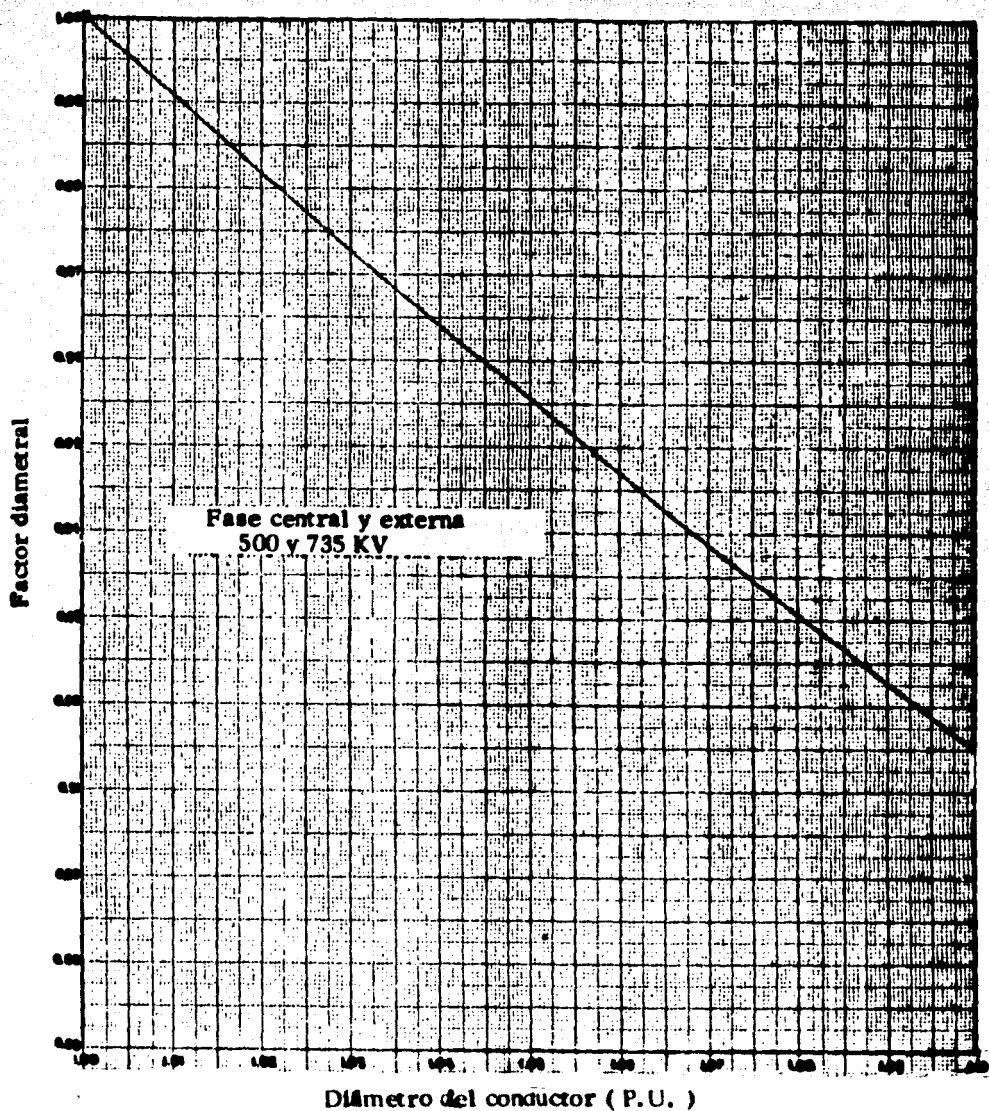


Fig. 2.13. -Efecto del diámetro, tres y cuatro conductores por fase, diámetros mayores que en uno por unidad (circuito simple y doble).

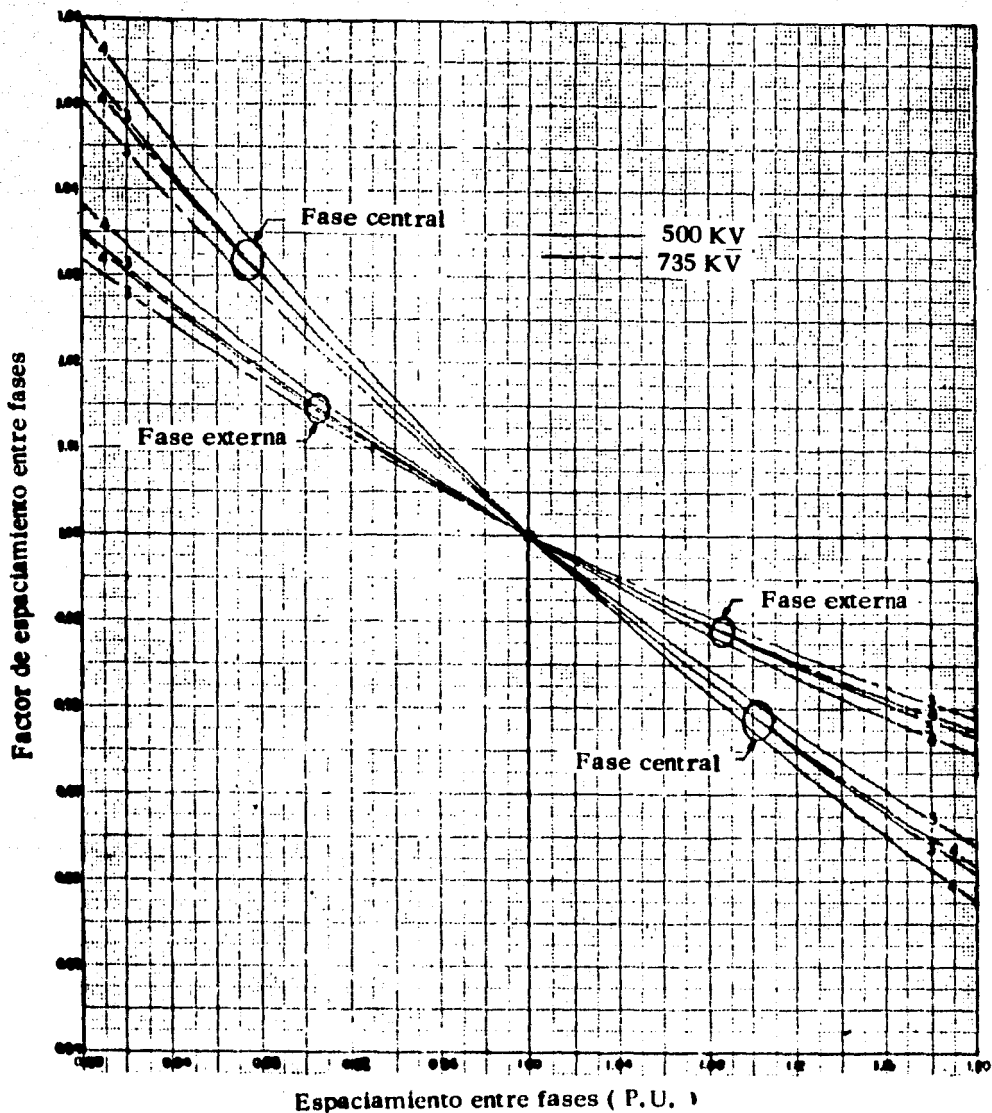


Fig. 2.14. -Efecto del espaciamento entre fases, tres y cuatro conductores por fase (circuito simple).

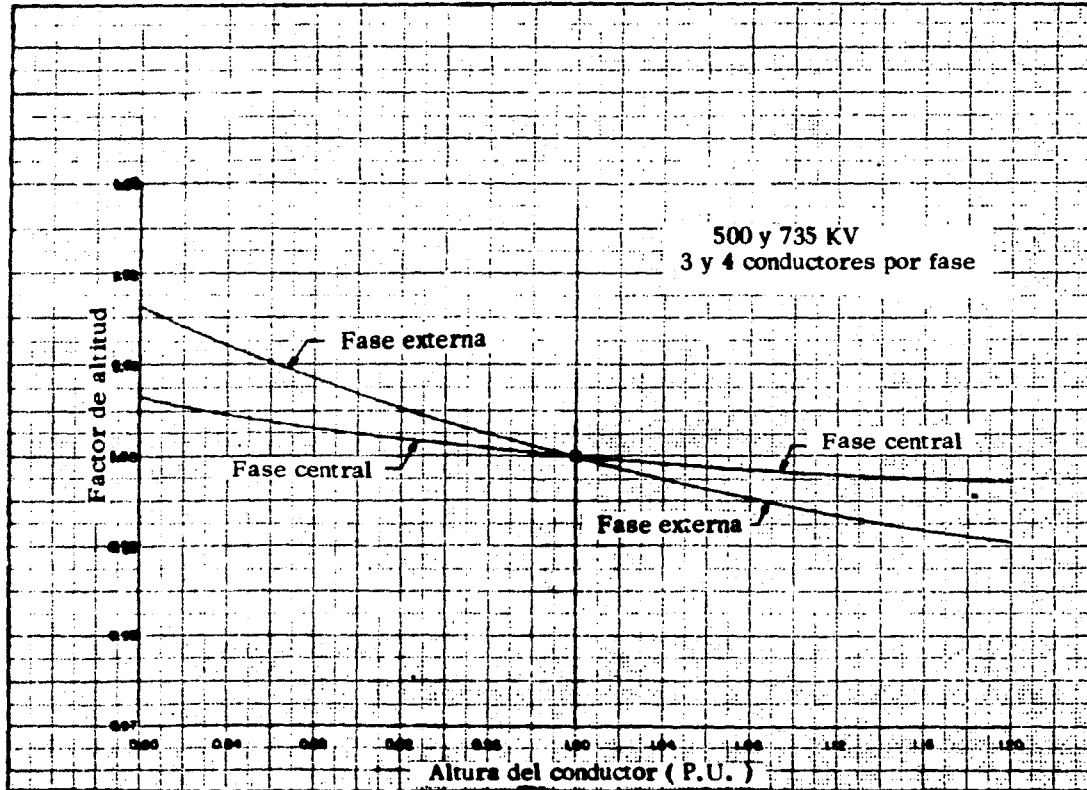


Fig. 2. 15. - Efecto de la altura del conductor, tres y cuatro conductores por fase (circuito simple).

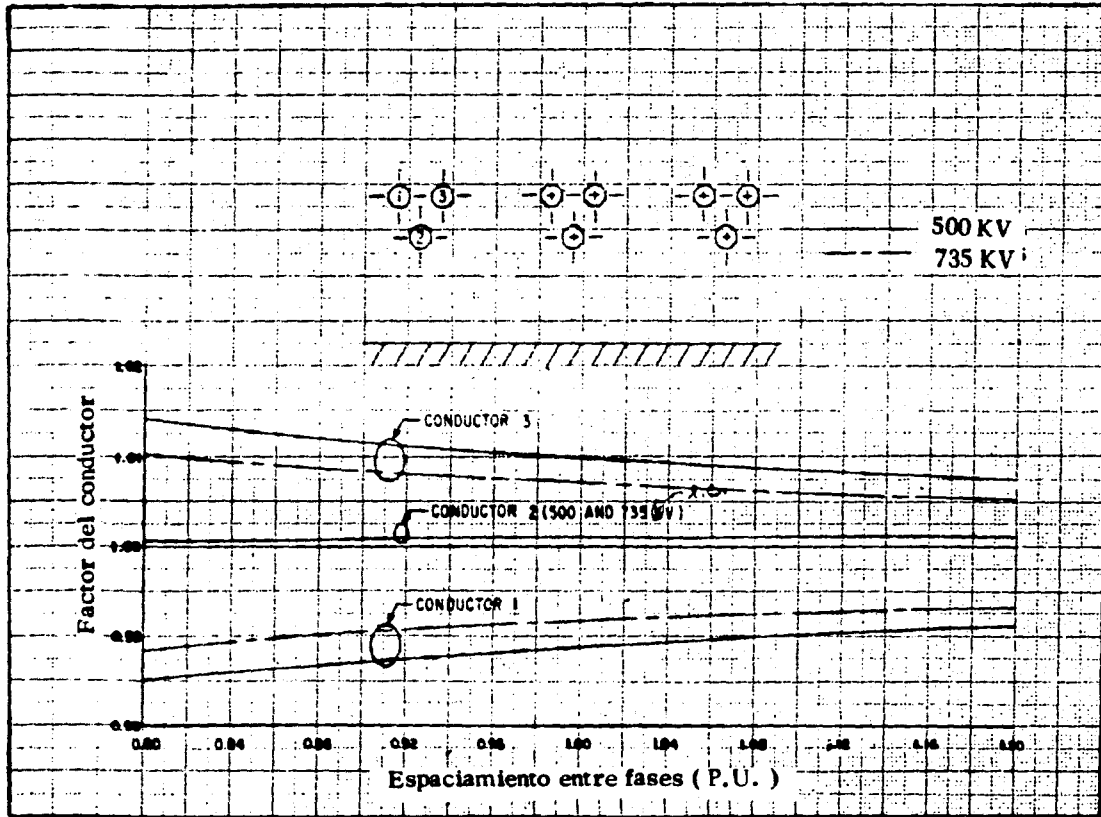


Fig. 2. 16. -Distribución del gradiente en las fases externas, tres conductores por fase (circuito simple).

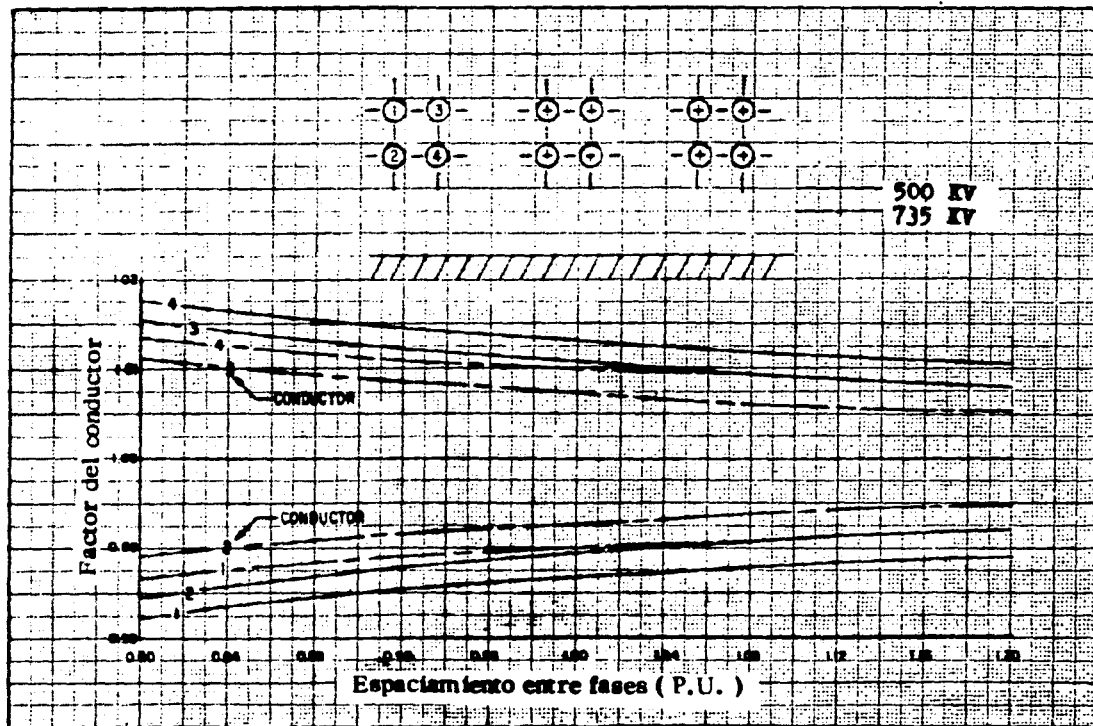


Fig. 2. 17. -Distribución del gradiente en las fases externas, cuatro conductores por fase (circuito simple).

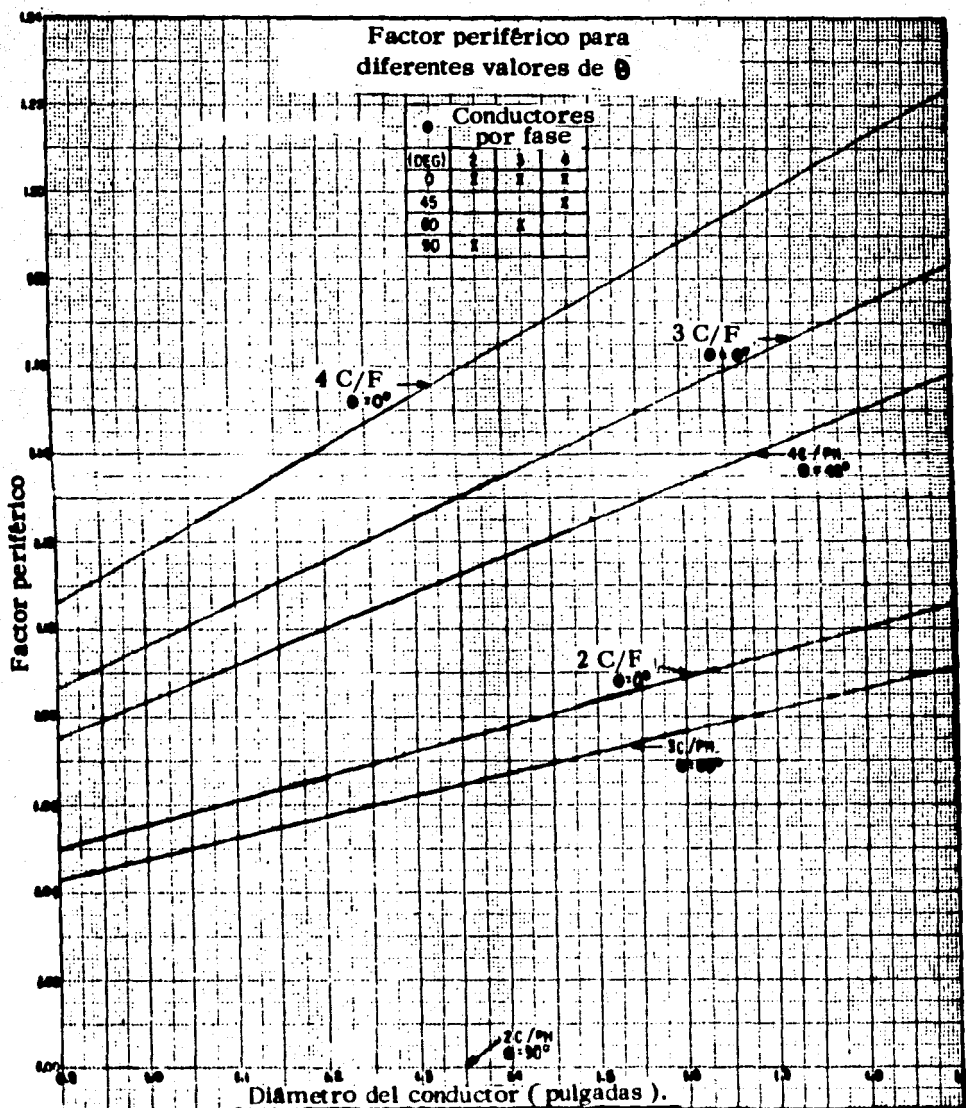


Fig. 2. 19. - Factores de gradiente periférico para varios valores de θ $\leq 90^\circ$ (circuito simple y doble).

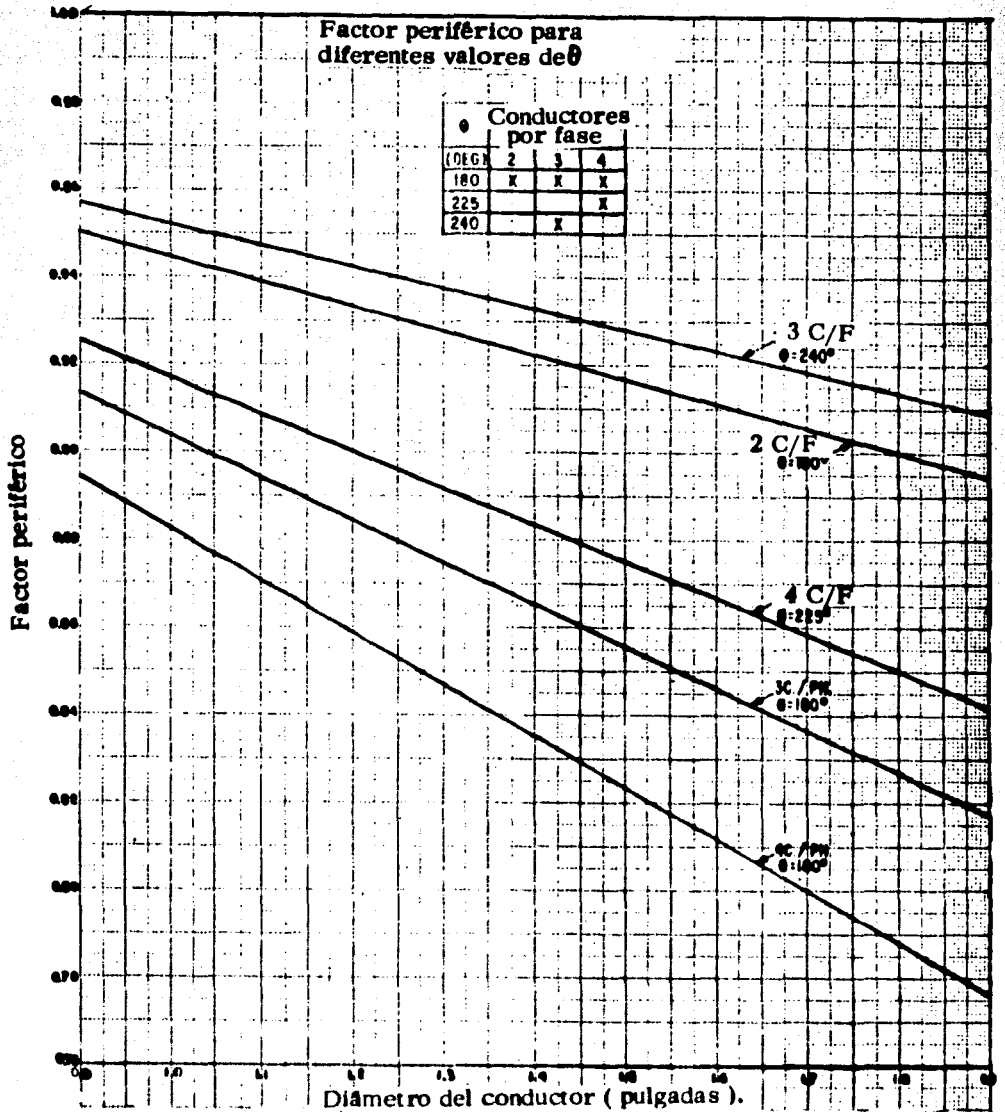


Fig. 2. 20. - Factores de gradiente periférico para varios valores de θ \rightarrow 90° (circuito simple y doble).

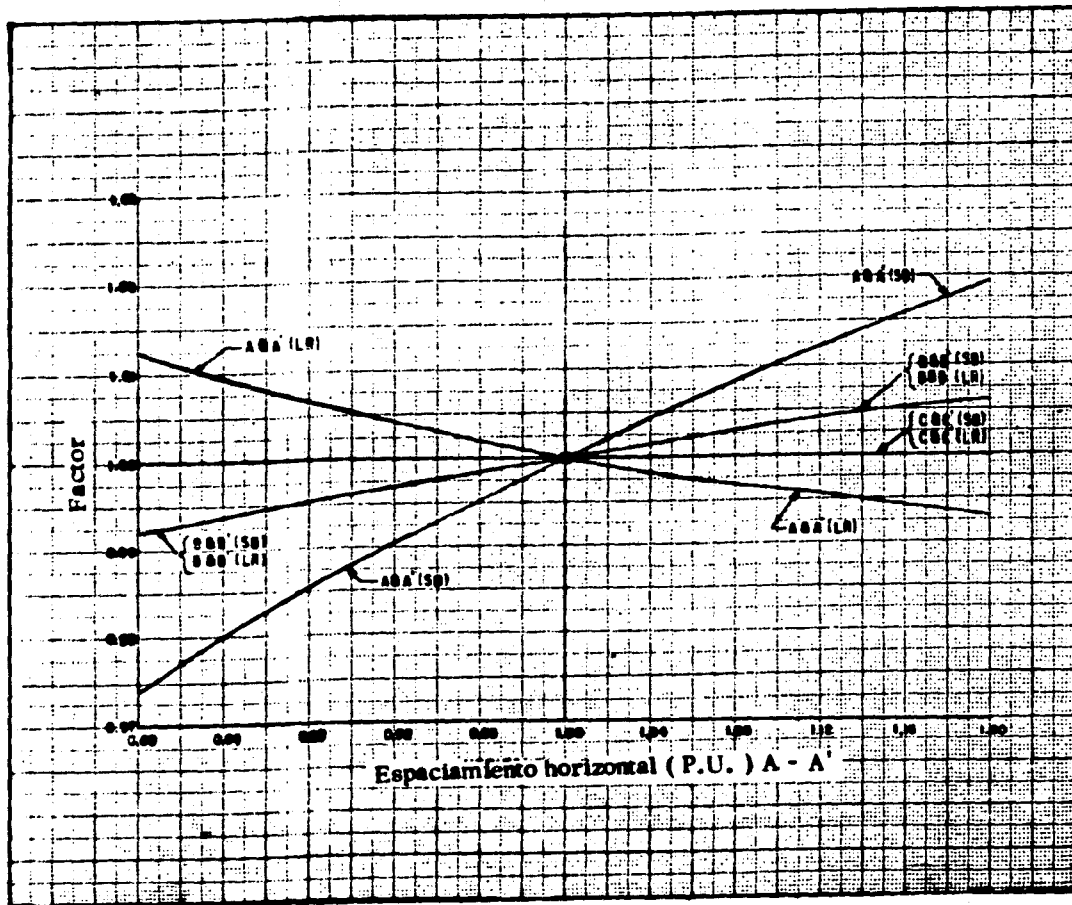


Fig. 2.22. - Efecto de la separación de los conductores A - A' (circuito doble).

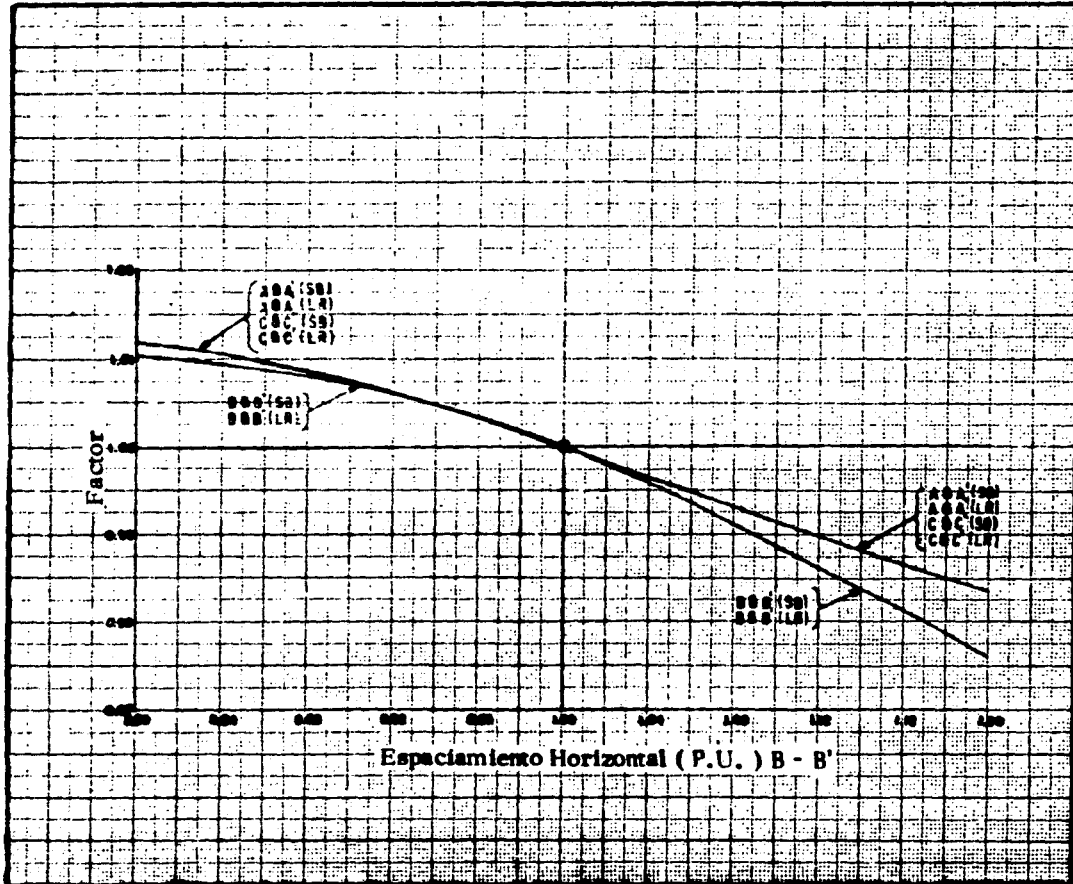


Fig. 2. 23. - Efecto de la separación de los conductores B - B' (circuito doble).

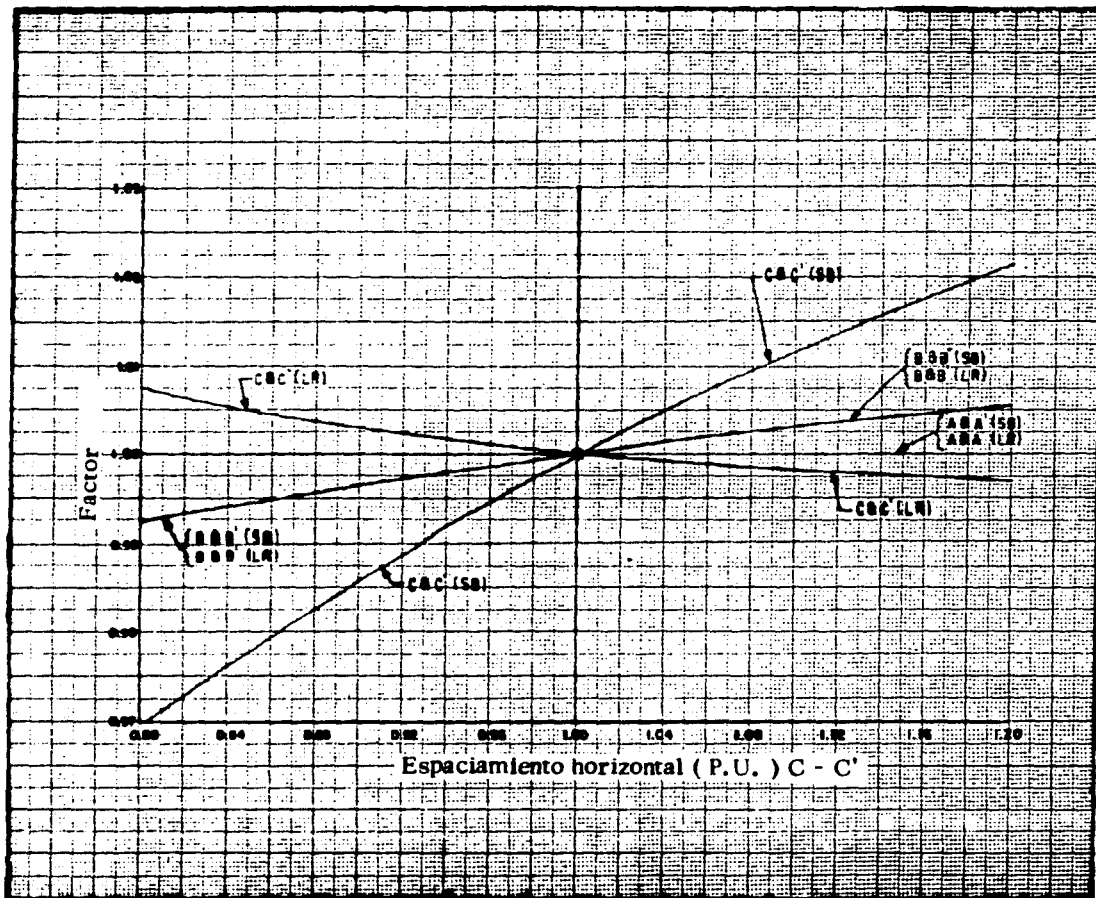


Fig. 2.24.- Efecto de la separación de los conductores C - C' (circuito doble).

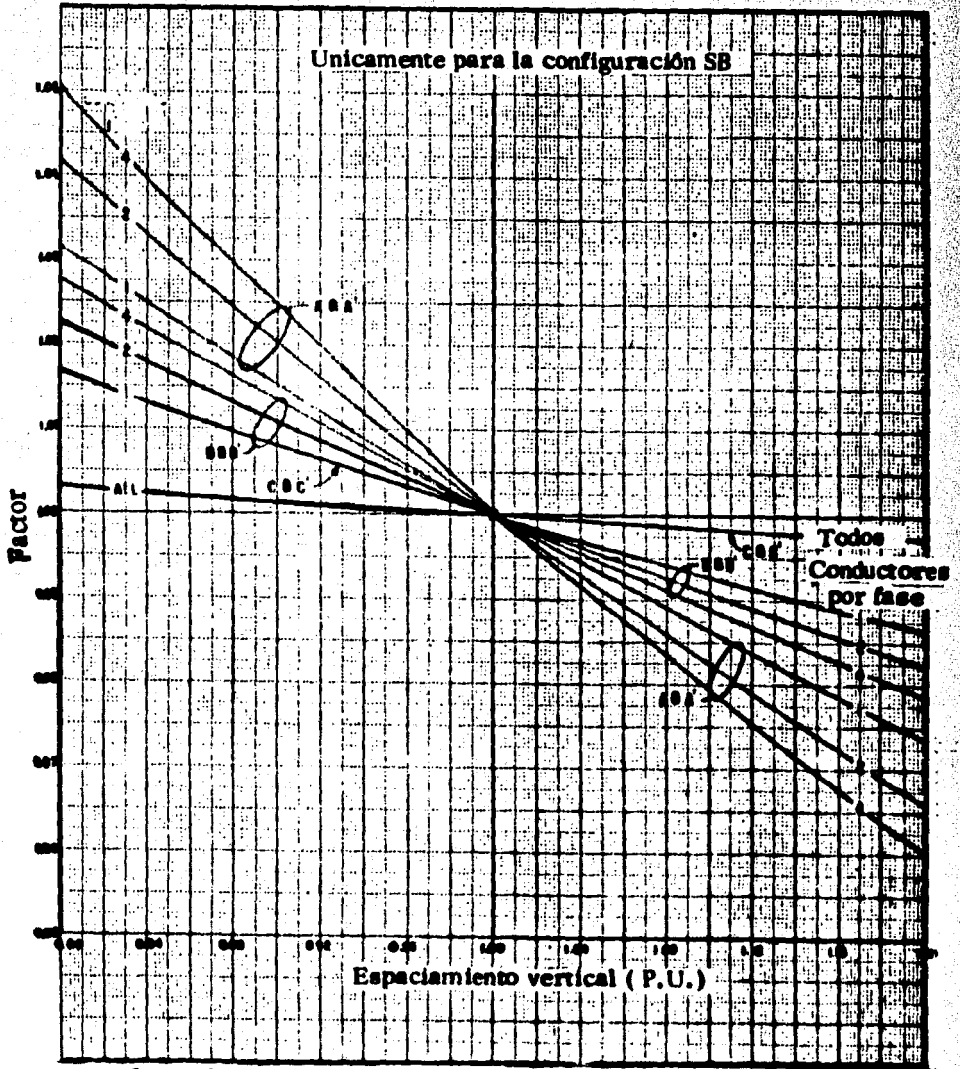


Fig. 2.25. - Efecto de la separación vertical, H_{AB} (circuito doble, configuración Super Bundle).

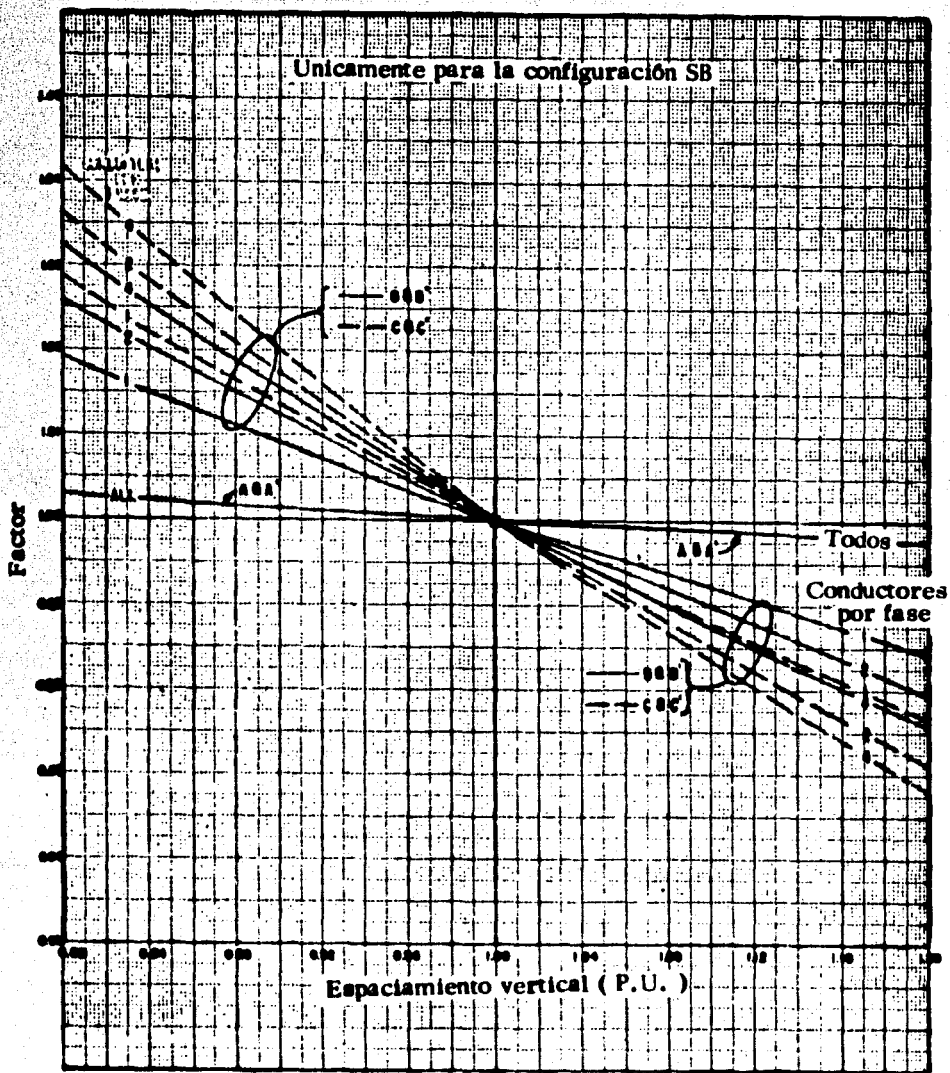


Fig. 2. 26. - Efecto de la separación vertical, H_{BC} (circuito doble, configuración super bundle).

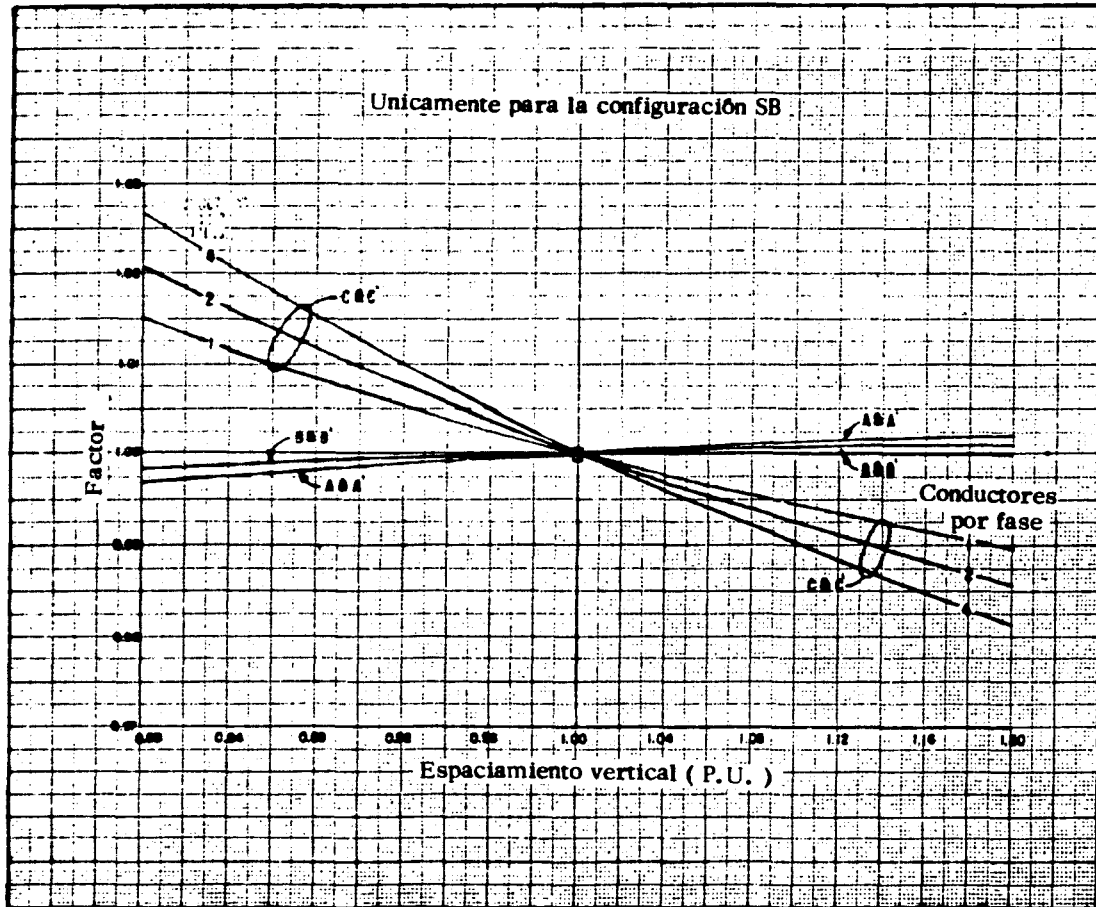


Fig. 2. 27. - Efecto de la separación vertical a tierra, H_{CG} (circuito doble, configuración super bundle).

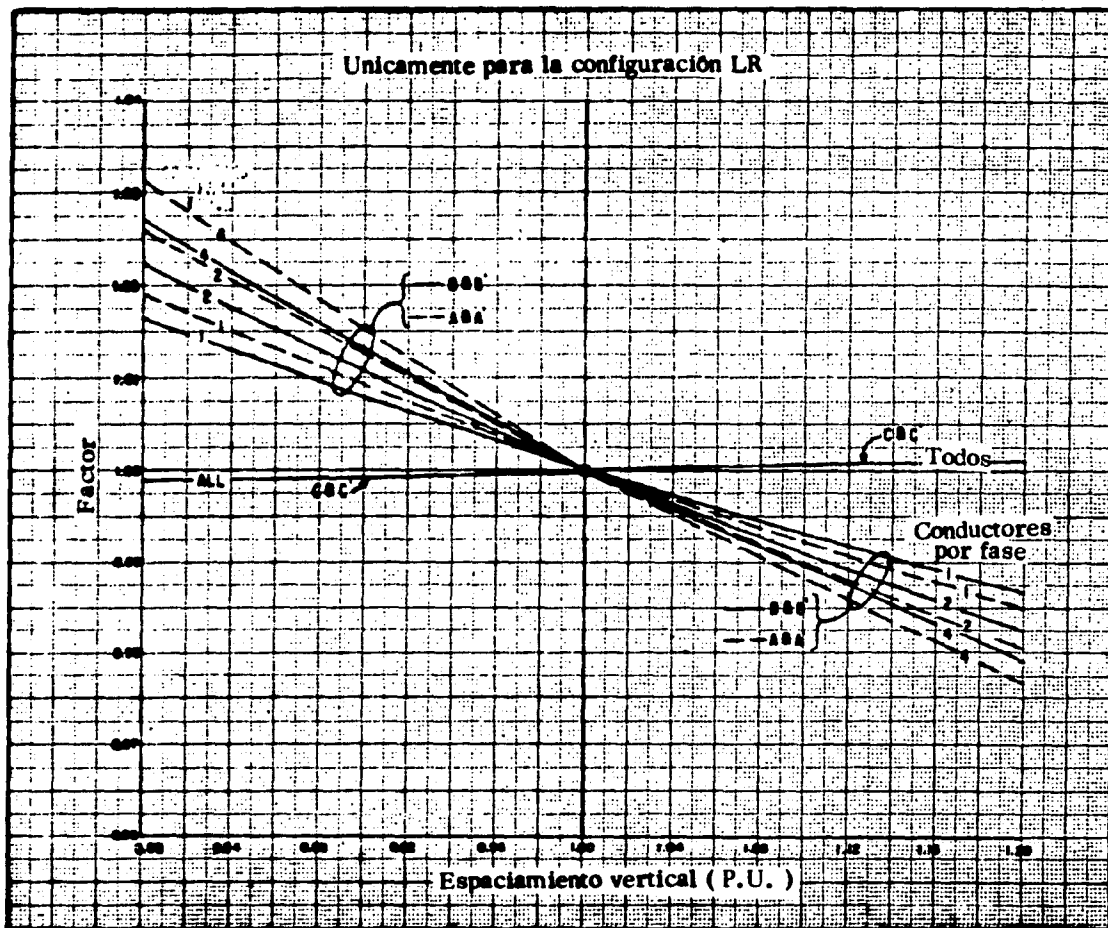


Fig. 2.28. - Efecto de la separación vertical H_{AB} (circuito doble , configuración de baja reactancia).

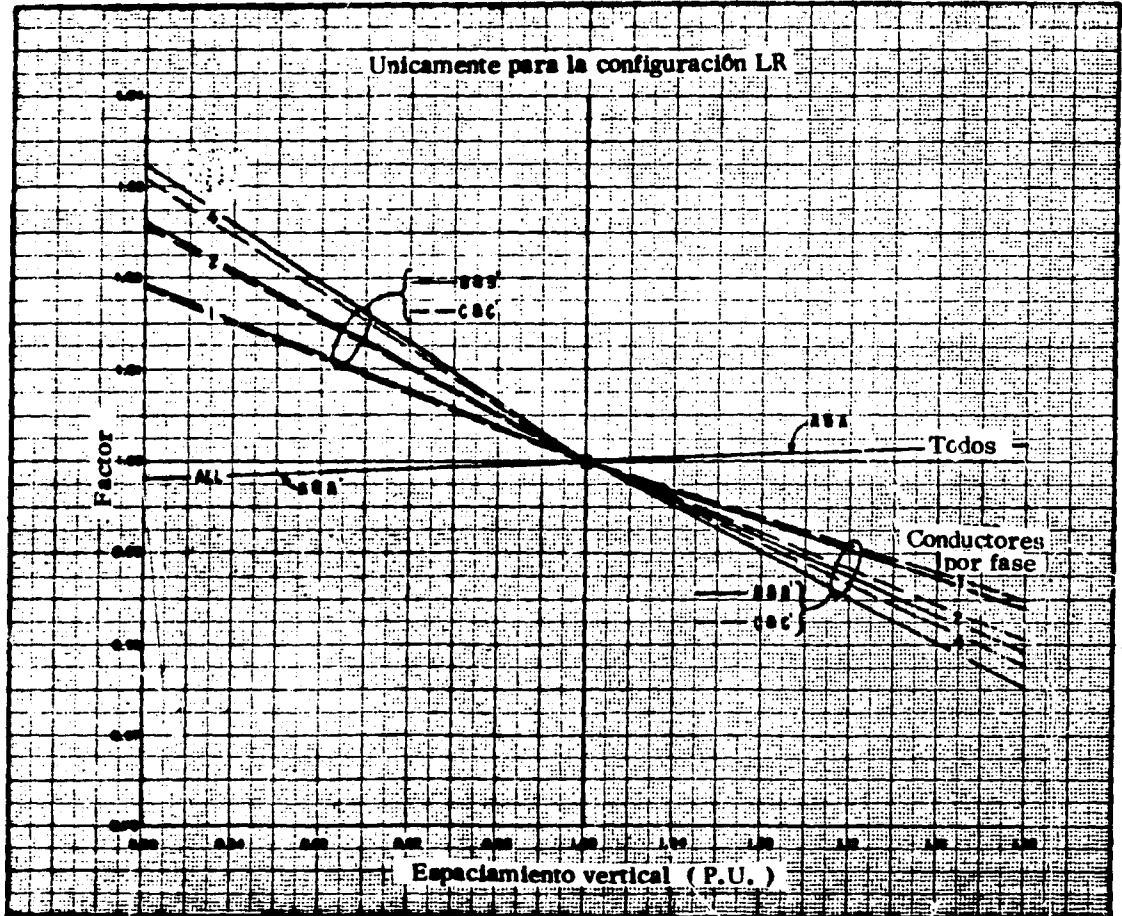


Fig. 2. 29. -Efecto de la separación vertical, H_{BC} (circuito doble, configuración de baja reactancia).

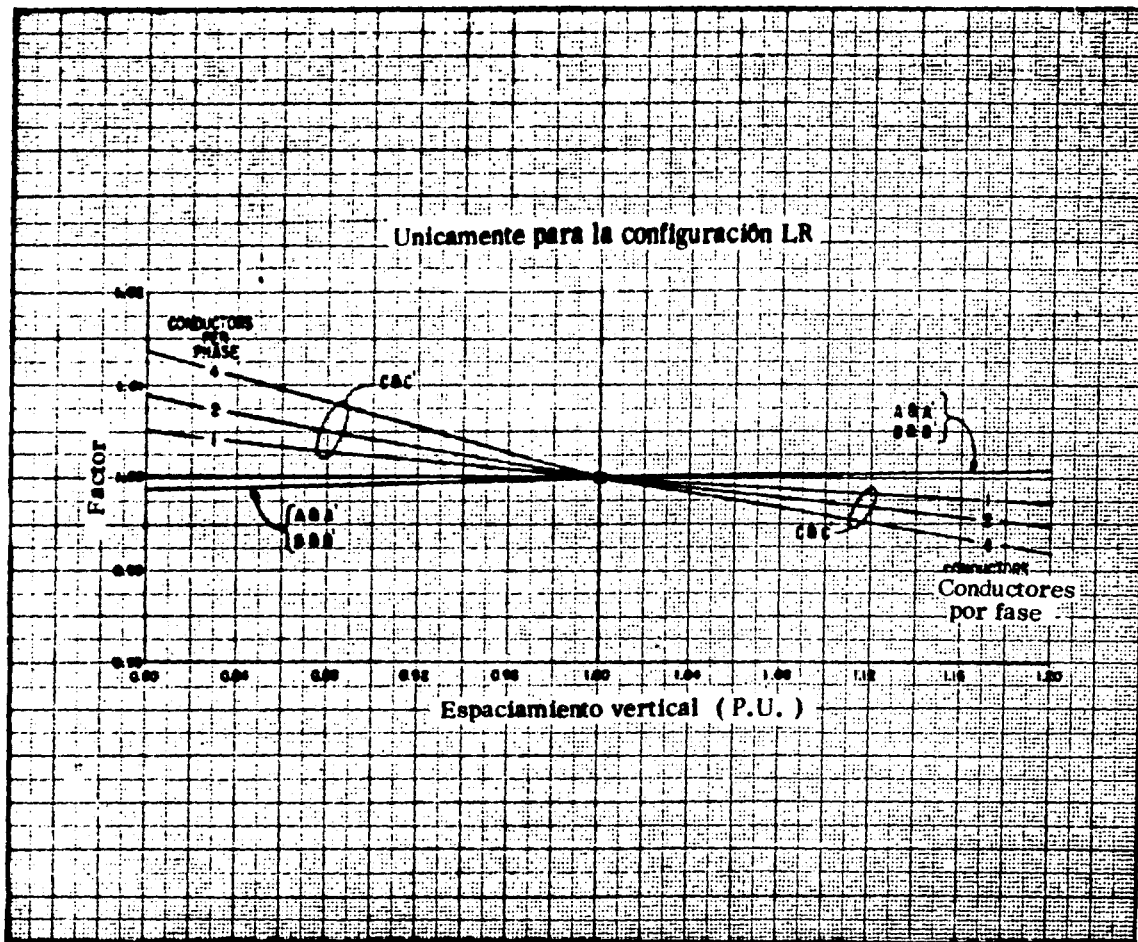


Fig. 2. 30 - Efecto de la separación vertical, H_{CG} (circuito doble, configuración de baja reactancia).

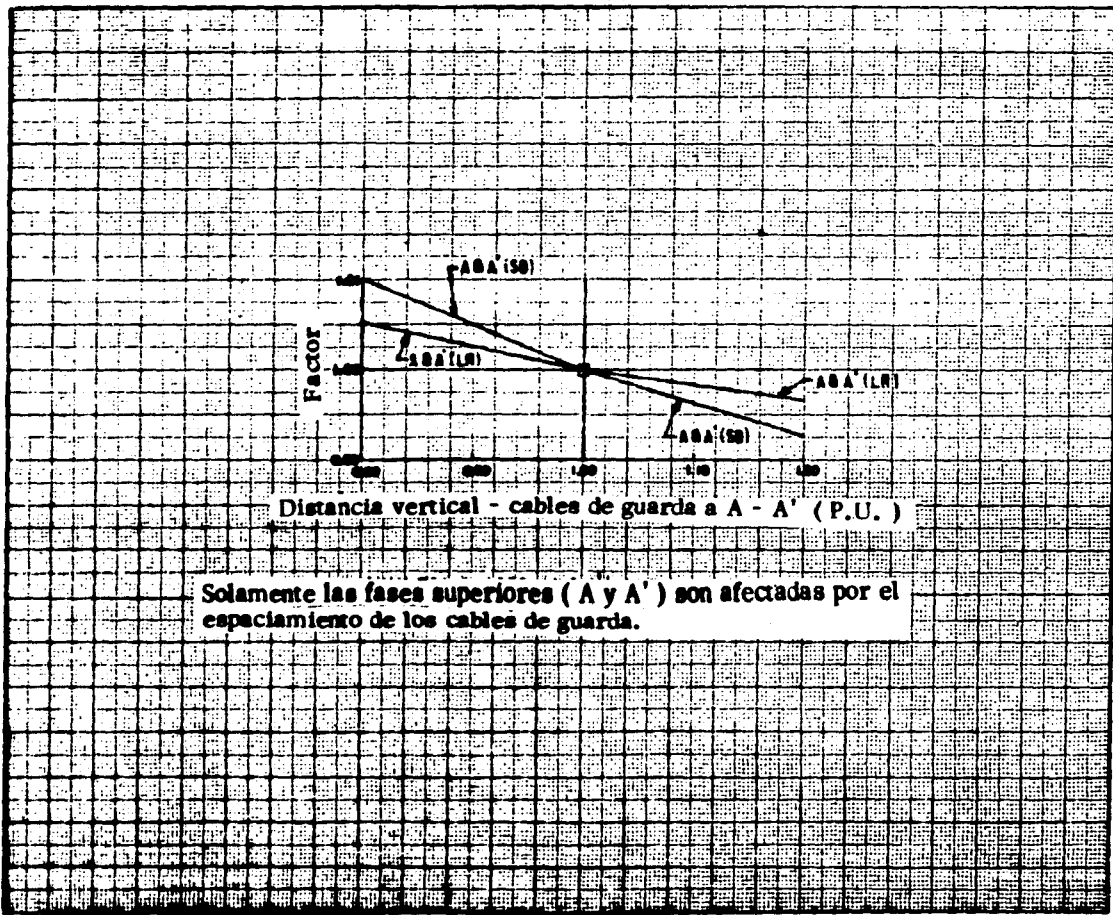


Fig. 2.31. - Efecto de la separación vertical entre los cables de guarda y las fases superiores (circuito doble).

CAPITULO III

UNA APROXIMACION AL CALCULO DE LAS PERDIDAS CORONA

1. - PLANTEAMIENTO DE UN METODO DE EVALUACION

Teniendo en cuenta que las pérdidas por efecto corona, en una línea de transmisión EHV, son un fenómeno estadístico, y raramente la pérdida medida 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 éste 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 lo-

calidad.

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 Massachusetts, para un rango de voltaje de operación, entre fases, desde los 380 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, fué completamente impráctico transportar el proyecto a todas las diferentes áreas climáticas de los E.U. 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 registró su comportamiento en los últimos 15 años. Estas descripciones se desarrollaron en base a datos proporcionados por la oficina climatológica de los E.U., que fueron recabados por más de 300 estaciones climatológicas distribuidas por

todo el país.

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 climática 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, está dado en el diagrama de bloques de la fig. 3.1.

a. - Desarrollo de la fórmula general de evaluación.

Para líneas de transmisión de 500 KV más, las pérdidas 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 cam

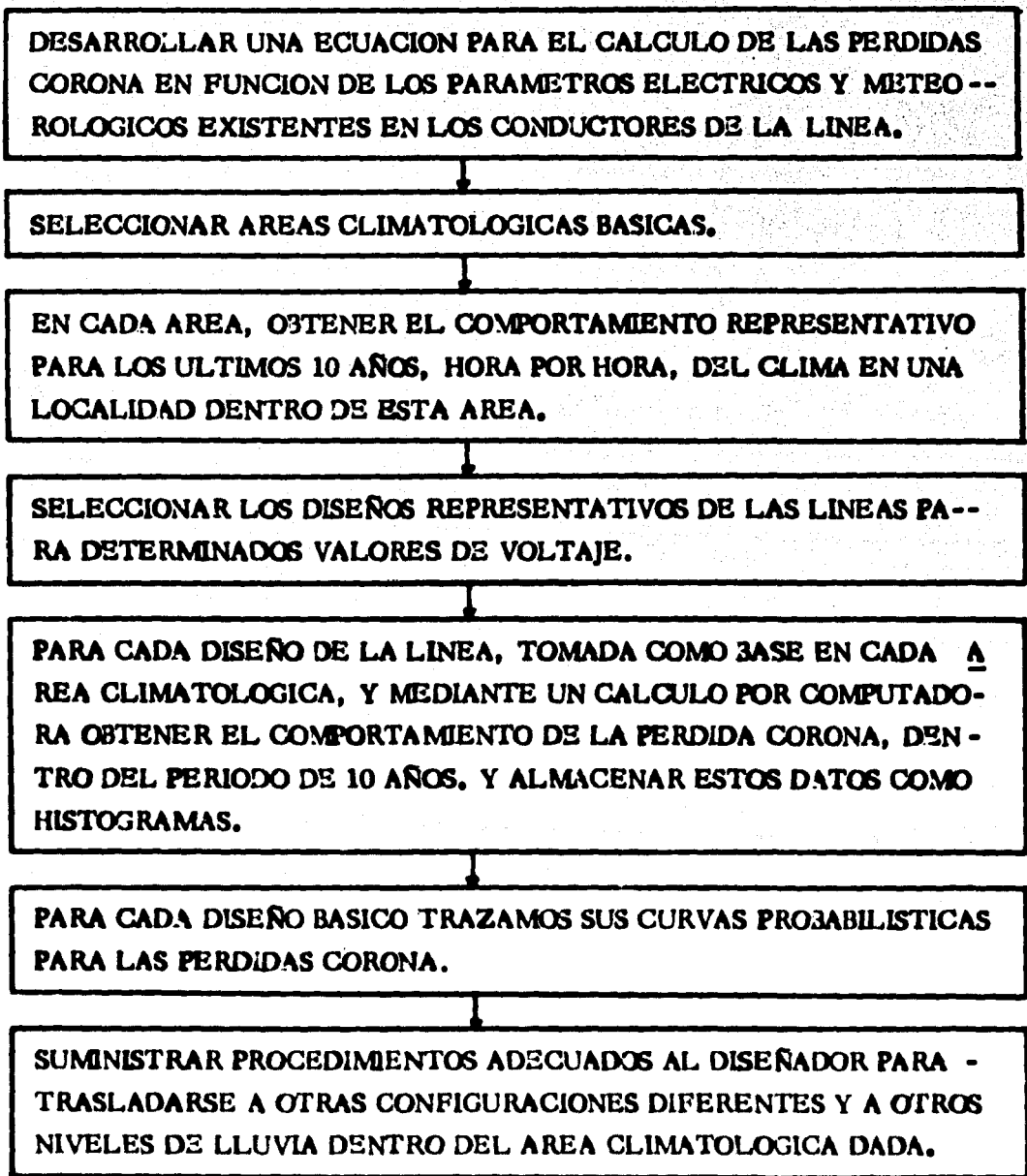


Fig. 3-1 .- Pasos lógicos a seguir, para el desarrollo de las curvas para la evaluación de las pérdidas corona para líneas situadas en diferentes climas.

po eléctrico se deforme dando lugar a una fuente de efecto corona.

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 gradientes de superficie. Las pruebas para líneas cortas no tienen gran validez, pero sí nos permiten conocer cómo varían las -- pérdidas cuando cambian los diferentes parámetros. Las pruebas indica ron 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 in ferior 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 desarrolló una ecuación para las pér-- didas corona en mal tiempo, la cual es:

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

donde: P_{MT} pérdidas en mal tiempo, en kilowatts trifá sicos por milla.

V voltaje entre fases, kilovolts.

J constante

r radio del conductor, cm.

n número total de conductores (número de con
ductores por fase x 3)

E gradiente en la parte inferior de cada conduc
tor, KVp/cm.

m exponente 5

K coeficiente climatológico

10 si R está en milímetros por hora

254 si R está en pulgadas por hora

R intensidad de lluvia.

Para **determinar** el gradiente, E, en la parte inferior de cada conductor, hacemos uso del capítulo 2. El valor de la constante de pérdida J, se en
contró que era aproximadamente 5.35×10^{-10} para líneas de 500 y 700 KV, y 7.04×10^{-10} para líneas de 400 KV. El símbolo $\sum^n (E^m)$ signi-
fica que cada uno de los ⁿ conductores debe de ser tratado en forma indi
vidual, o sea, determinar el gradiente en la parte inferior de cada uno, -
evarlo 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 re-
presenta en la fig. 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 ó 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 sólo 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 E.U. 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 más realista que el de suponer a lo largo de toda la línea existirá la misma condición climatológica (particularmente la precipitación pluvial).

c. - Selección de un diseño representativo para una configuración básica.

El paso 4 de la fig. 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 comporta -- miento 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 climatológi -- cos y a la configuración geométrica. Por lo tanto, se tienen que seleccio -- nar configuraciones de líneas que se tomarán 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 fases**
- 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 DEL CALCULO

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.

La pérdida corona es una 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, éstas serán determinadas mediante la manipulación de las siguientes variables: 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.

Reescribiendo la ecuación 3-1, que nos sirve de base para el cálculo de las

pérdidas en mal tiempo, tendremos:

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

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:

$$\frac{P_{a_2}}{P_{a_1}} = \frac{\left(V_2 r_2^2 \left(\sum_1^{n_1} E^m \right) \right) \frac{J}{\sqrt{3}} \ln (1 + KR)}{\left(V_1 r_1^2 \left(\sum_1^{n_1} E^m \right) \right) \frac{J}{\sqrt{3}} \ln (1 + KR)} \quad (3-2)$$

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

$$\frac{P_{a_2}}{P_{a_1}} = \frac{V_2 r_2^2 \left(\sum_1^{n_2} E^m \right)}{V_1 r_1^2 \left(\sum_1^{n_1} E^m \right)} \quad (3-3)$$

$$P_{a_2} = \frac{V_2 r_2^2 \left(\sum_1^{n_2} E^m \right)}{V_1 r_1^2 \left(\sum_1^{n_1} E^m \right)} P_{a_1}$$

$$P_{a_2} = \frac{V_2 r_2^2 \left(\sum_1^{n_2} E^m \right)}{K_s} P_{a_1}$$

Si tomamos la línea 1 como la configuración básica de línea, el factor K_s lo podemos tabular de acuerdo a los valores de los parámetros para cada configuración básica; ésto 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, más su pérdida adicional.

(3 - 4)

$$P_2 = P_{BT_2} + P_{a_2} = P_{BT_2} + \frac{V_2 r_2^2 \left(\sum_1^{n_2} E^m \right)}{K_s} P_{a_1}$$

$$P_2 = P_{BT_2} + K_2 P_{a_1}$$

El término K_2 es el factor de corrección debido a cambios en la geometría y el voltaje de la línea y junto con el término 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 2. 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 datos las diferentes frecuencias de precipitación pluvial que existen en todo el país, podemos utilizar el siguiente procedimiento para estimar la influencia de los cambios de la precipitación pluvial en la pérdida corona.

En la fig. 3.2 se presenta una curva representativa, en donde tenemos graficada 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} pérdidas en mal tiempo

P_{BT} pérdidas en buen tiempo

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

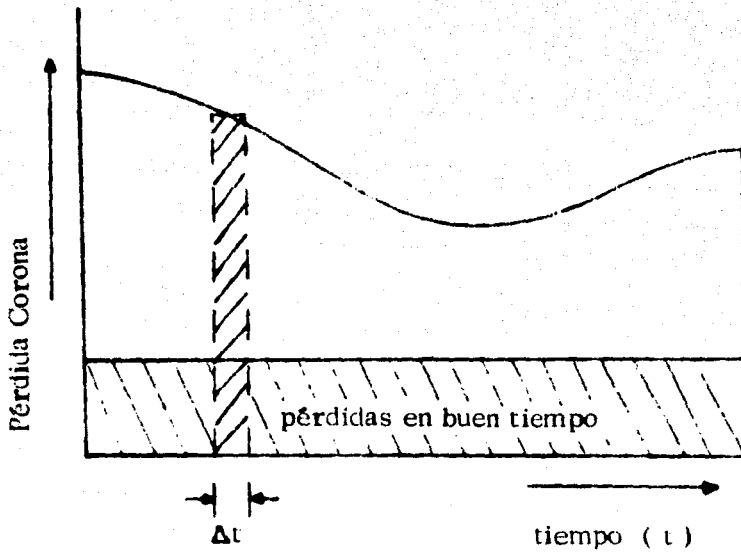


Fig. 3.2 - Pérdida corona anual para una línea típica.

(3 - 6)

$$P = \frac{P_{BT}}{N_T} + \frac{P_{MT}}{N_T}$$

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

(3 - 7)

$$P_{MT} = N_M P_{MT} = N_M (P_a P_{BT})$$

(3 - 8)

$$P_{BT} = N_B P_{BT} = (N_T - N_M) (P_{BT})$$

- donde: N_M Número de observaciones en mal tiempo para un tiempo t
- N_B Número de observaciones para buen tiempo en un tiempo t
- N_T Número de observaciones total del clima en un tiempo t
- P_{BT} Pérdida promedio para buen tiempo
- P_{MT} Pérdida promedio para mal tiempo

F_a Pérdida adicional promedio

Sustituyendo esto en la ecuación 3.6 tenemos que:

$$F = \frac{N_B (F_a + F_{BT})}{N_T} + \frac{(N_T - N_M) F_{BT}}{N_T} \quad (3-9)$$

$$F = \bar{F}_{BT} + \frac{N_B}{N_T} F_a$$

La relación $(\frac{N_B}{N_T})$ es una aproximación muy cercana de la relación de frecuencia de precipitación pluvial días por año. Esto proporcionará el factor de corrección para la estimación de las pérdidas 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:

$$F_2 = F_{BT_2} + \frac{F_2}{F_1} F_{a_1} = F_{BT_2} + \phi F_{a_1} \quad (3-10)$$

donde: F_2 Frecuencia de precipitación pluvial en la localidad 2

F_1 Frecuencia de precipitación pluvial en la localidad 1

F_{BT_2} Pérdida corona para buen tiempo en la localidad 2.

- Pa_1 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 pérdidas 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, resultará una curva de probabilidad para la pérdida adicional como se presenta en la fig. 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 está localizada en un área de diferente frecuencia de precipitación pluvial, el nuevo valor de la ordenada varia--

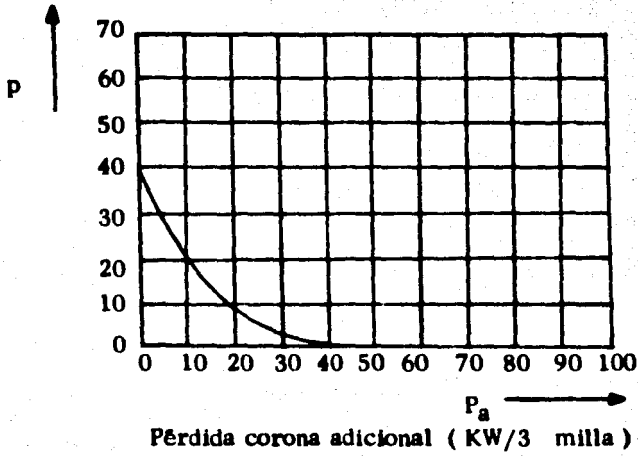


Fig. 4.3 - Curva probabilística de la pérdida adicional.

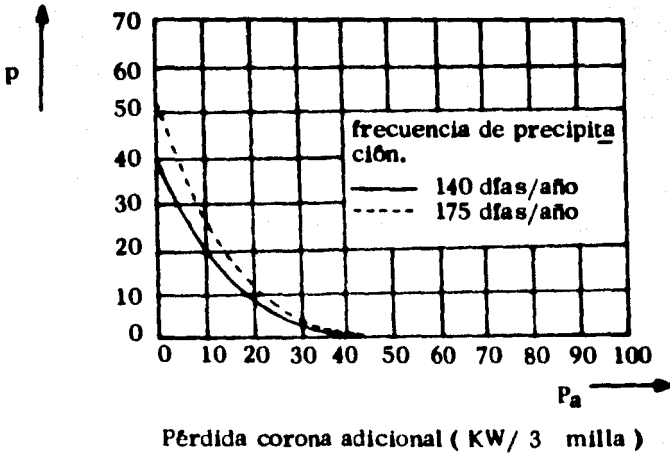


Fig. 4.4 - Comparación de la pérdida corona adicional para diferente frecuencia de precipitación.

rá directamente en proporción a las dos frecuencias de precipitación plu-
vial (ϕ).

Para ilustrar el uso de estas curvas, la curva de la fig. 3.3, que fué -
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 preci-
pitación de 175 días por año (curva punteada).

Haciendo una comparación en la fig. 3.4, se presenta que en la curva
estándar para una probabilidad del 12%, la pérdida es de 15 KW por -
millia y para una probabilidad del 15% en la curva de la localidad 2, te-
nemos que la pérdida es la misma.

Es conveniente usar estos datos directamente para calcular las pérdi-
das para otra frecuencia de precipitación pluvial sin necesidad de redi-
bujar la curva como fué hecho en la fig. 3.4. Para hacer esto, el dise-
ñador entrará a la curva estándar con una probabilidad igual al nivel re-
querido multiplicado por la razón inversa de frecuencias de precipitación.
Por ejemplo, para un nivel de probabilidad del 15% en la localidad 2 te-
nemos:

$$P_2 = P_1 \phi$$

$$15\% = P_1 \phi$$

$$P_1 = \frac{15\%}{\phi} = 15\% \frac{N_{F_1}}{N_{F_2}} = \frac{140}{175} (15\%)$$

$$P_1 = 12\%$$

O sea que, para calcular las pérdidas en 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 CALCULO PROBABILISTICO DE LAS PERDIDAS CORONA

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

Para calcular las pérdidas corona de una línea determinada, antes que todo debemos de tener bien definidos todos sus parámetros físicos y de operación. Como ya se dijo, tales parámetros son: voltaje de operación, número de conductores por fase, diámetro del conductor, espaciamentos entre fases, altura de los conductores, altura de los cables de guarda a conductores de fase, longitud y localización de la línea. Ya que tenemos definida la línea, procedemos a evaluar sus pérdidas corona de acuerdo al siguiente procedimiento:

a. - Paso 1. - Determinación de la región climática.

Ya que tenemos definida la línea, hay que situarla en alguna de las regiones climáticas en que está 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 sólo multiplicamos las pérdidas obtenidas para la configuración básica por los factores de corrección.

c. - Fase 3. - Determinar los gradientes promedio por fase.

Para calcular los gradientes promedio por fase de la línea, utilizamos el procedimiento desarrollado en el capítulo 2.

De acuerdo a la ecuación 3-1, tenemos que elevar estos gradientes a la quinta potencia y sumarlos, lo cual sólo es una operación matemática sencilla.

d. - 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:

$$K_2 = \frac{V_2 r_2 \left(\sum_1^{n_2} E_2^5 \right)}{K_8}$$

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_8 está dado por:

$$K_s = V_1 r_1^2 \left(\sum_1^{n_2} E_1^5 \right)$$

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 pérdidas 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 más el valor proporcionado en las curvas de pérdida adicional de la configuración básica. El procedimiento es como sigue:

(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 zo-

na climática correspondiente.

(2) Para calcular las pérdidas promedio, primero obtenemos la pérdida promedio adicional estándar F_{a1} . Esta pérdida es corregida por los factores debidos a los cambios en la geometría, en el voltaje y la precipitación pluvial. Combinando las ecuaciones 3-4 y 3-10 obtenemos que:

$$F_2 = F_{BT_2} + K_2 \phi F_{a1}$$

g. - Paso 7. - Probabilidades 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, $1/\phi$. El procedimiento es:

(1) Ajustar el nivel probabilístico requerido por la relación inversa de precipitación:

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

(2) Entrar en la curva estándar para este nivel probabilístico (P_1) y obtener la pérdida adicional estándar, la cual debe ser corregida por el factor geometría-voltaje usando la ecuación 3-4.

$$F_2 = F_{BT_2} + K_2 F_{a1}$$

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

CAPITULO IV

1. - INTRODUCCION

El propósito de este programa es el cálculo de las pérdidas corona, en buen y mal tiempo (lluvia), en una línea de transmisión. Está basado en las investigaciones llevadas a cabo en el centro experimental de "Les Renardieres ", de la Electricite de France.

Antes de entrar en detalle al programa, consideremos algunos aspectos teóricos del mismo.

Las pérdidas por efecto corona resultan de dos fenómenos físicos claramente distinguibles: la ionización del aire alrededor de los conductores y el movimiento de las cargas resultantes. La energía requerida para la ionización es despreciable, comparada con la energía disipada por las pérdidas corona. Así que, el cálculo de las pérdidas se reduce al cálculo de las cargas emitidas y su movimiento alrededor de los conductores.

Existe un proceso de auto-regulación tal que el campo no puede exceder el valor crítico, si esto ocurre, inmediatamente son emitidas nuevas cargas espaciales para reducirlo. A esto se le llama " Estado de Pérdidas Generalizadas ". Por lo tanto, la generación de las cargas no está determinada por las características de las fuentes individuales de iones, sino que está controlada por las fluctuaciones en la densidad de cargas espaciales.

Considerando la complejidad del fenómeno real, y para llegar a una formulación matemática, se hacen las siguientes simplificaciones:

1. - El gradiente de los conductores nunca puede exceder el valor crítico.

2. - El valor crítico, E_0 , es idealizado y definido por la relación:

$$E_0 = m E_c$$

donde: E_c gradiente crítico de Peek

m coeficiente de rugosidad ($0 < m < 1$)

3. - Las cargas espaciales consisten de iones positivos y negativos, que obedecen la ley de movimiento viscoso.

$$\bar{V} = \mu \cdot \bar{E}$$

donde: \bar{V} Velocidad media de las cargas

\bar{E} Campo eléctrico

μ Movilidad $\sim 1.5 \times 10^{-4}$ m/seg. por V/m
 1.8×10^{-4} m/seg. por V/m

4. - Estos mecanismos ocurren en una configuración geométrica coaxial: el conductor es colocado en un cilindro concéntrico de potencial cero. El radio de este cilindro está definido por la capacitancia que tendría el conductor en su disposición real. Esta estructura hace posible dar la respuesta al problema del efecto de la capacitancia del conductor en las pérdidas por efecto corona.

De tal manera que, para examinar las pérdidas en conductor, éste tiene que ser reemplazado en el modelo, por un conductor equivalente. Bajo la suposición de que, el gradiente de superficie de este conductor ficticio llega a su valor crítico, al mismo voltaje del gradiente medio del conductor actual.

En base a esto es posible calcular la emisión de cargas y las pérdidas corona, para cualquier agrupación de conductores, como una función del coeficiente de superficie de sus conductores, a partir del instante en que es excedido el gradiente crítico. Esto nos lleva a la familia de curvas de la fig. 4.1, que representan las pérdidas como una función del voltaje, teniendo como parámetro el coeficiente de superficie.

Existe una relación, a un gradiente dado, entre las pérdidas y la intensidad de lluvia. Despreciando las pérdidas pequeñas, ésta puede ser transformada en una relación única entre el coeficiente de superficie, m , y la intensidad de lluvia.

Este coeficiente, m , es independiente del gradiente de operación y de la geometría de la configuración usada. Entonces, es posible calcular las pérdidas corona, bajo lluvia, de las más diversas configuraciones, en un gran rango de voltajes.

Para esto, utilizamos las gráficas de las figuras 4.2 y 4.3, junto con la fórmula de gradiente reducido, que nos muestran:

- Las pérdidas reducidas, $P_n = f (E / E_c, m)$, teniendo como

parámetro a m que varía desde 0.4 hasta 0.1 (fig. 4.2)

- Las curvas que relacionan el coeficiente de superficie con la intensidad de lluvia (fig. 4.3)

- La fórmula para el coeficiente reducido es:

$$K = \frac{f}{50} (nr\beta)^2 \frac{\log \frac{R}{r_e} \log \frac{\xi}{r_e}}{\log \frac{R}{\xi}}$$

tal que; f Frecuencia

n Número de conductores por fase

r Radio de los subconductores

r_e Radio del cilindro equivalente de las fases

R Radio del cilindro equivalente de potencial cero

$$\beta = 1 + \frac{0.3}{\sqrt{r}}$$

$$E_c = 21.2 \beta \text{ (KVrms/cm)}$$

$$\xi = 18\sqrt{r} \text{ para un solo conductor}$$

$$18\sqrt{nr(4)} \text{ para agrupamientos}$$

de tal manera que las pérdidas serán:

$$P^I = P_n (K) \text{ W/m}$$

2. - DESCRIPCION

El programa está elaborado en Fortran, la corrida se efectuó en la computadora Burroughs B-6700 del Centro de Servicios de Cómputo de la UNAM.

Las salidas que proporciona son las siguientes:

a) Los datos de entrada que se proporcionan para cada corrida, esto es necesario para asegurarnos que la máquina recibió la información correctamente.

b) La configuración de la línea en estudio, acompañada de los parámetros básicos de la misma.

c) Algunos valores de constantes de la línea (matriz de capacitancias y gradientes promedio).

d) Pérdidas corona promedio en buen tiempo.

• Ver figura 4.4

e) Valores de los factores que determinan el coeficiente de pérdidas reducidas, así como el mismo coeficiente.

f) Pérdidas corona en mal tiempo para una intensidad de lluvia dada, y para diferentes coeficientes de rugosidad de los conductores en condiciones normales de trabajo.

• Ver figura 4.5

Pérdidas
(W / m)

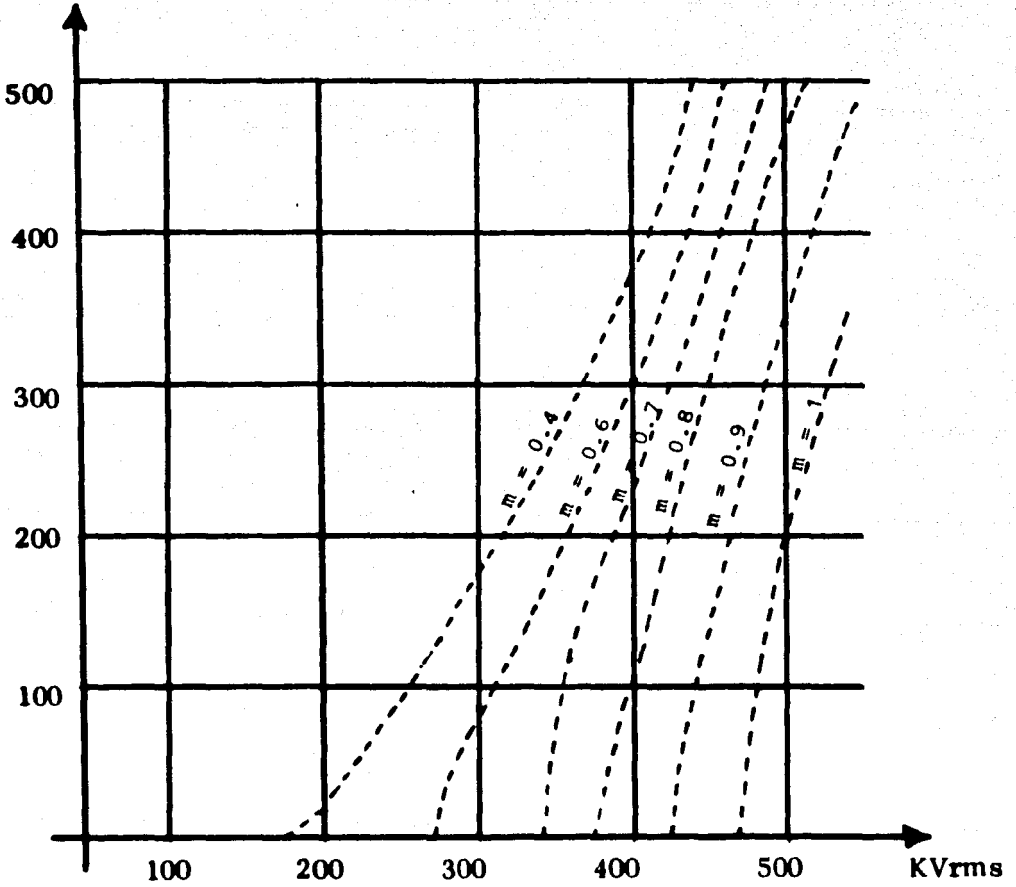


Figura 4.1

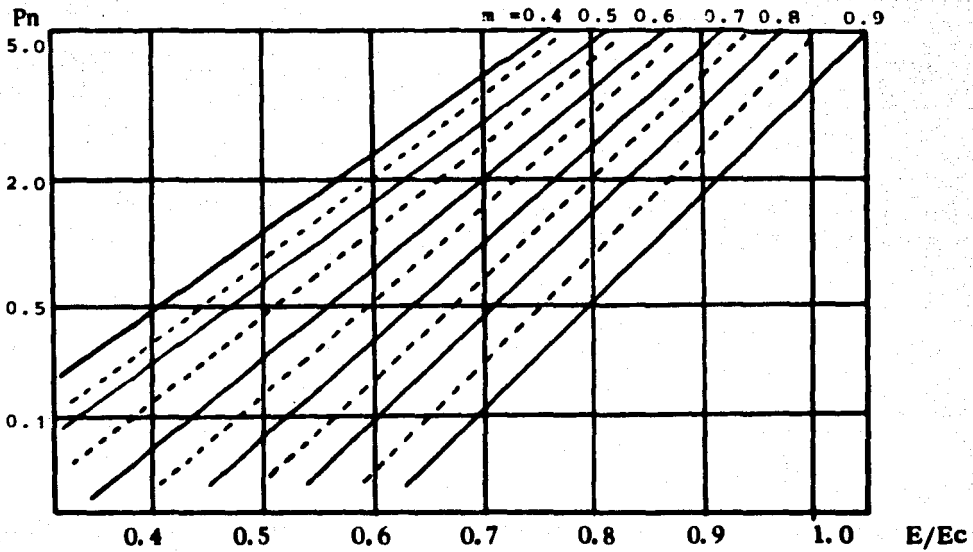


Figura 4.2

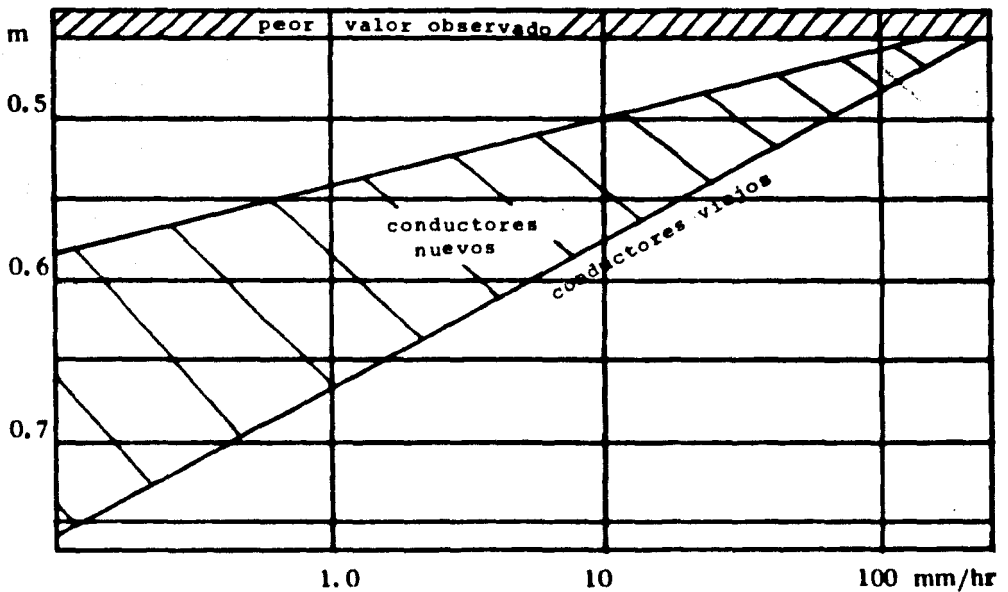


Figura 4.3

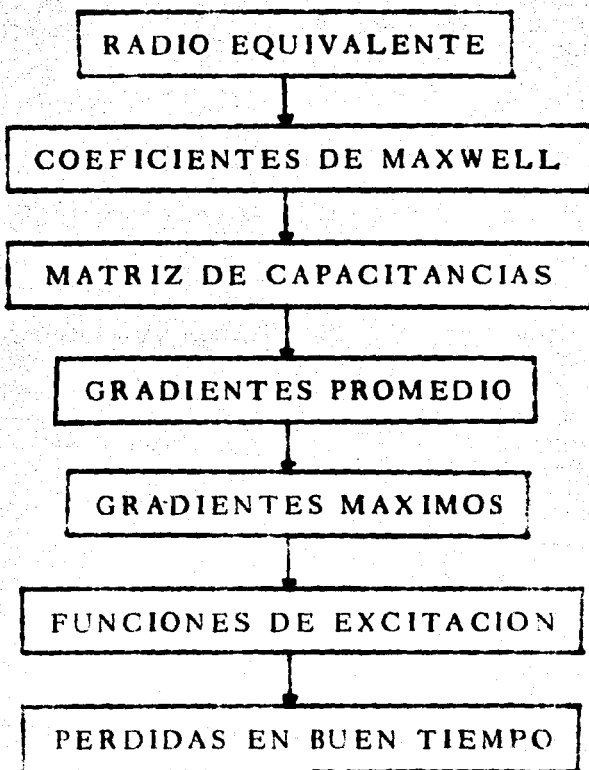


Figura 4.4

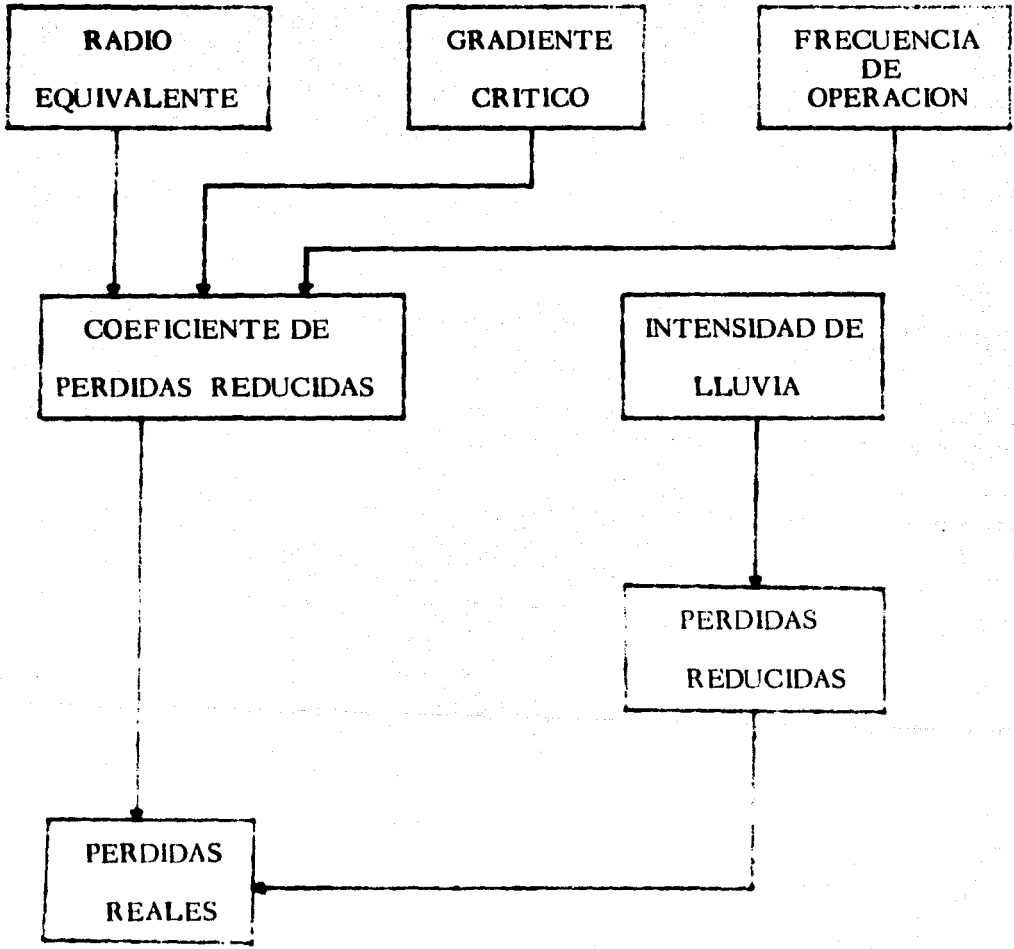


Figura 4.5

Los parámetros necesarios para efectuar una corrida se proporcionan a través de seis o siete tarjetas perforadas, el número depende del caso por estudiar; se requieren seis tarjetas para circuito simple y siete tarjetas para circuito doble.

La estructura de las mismas se indica a continuación:

Datos de la línea:

1. - READ (5, /) NCFA, RFA, RCON, V

NCFA Número de conductores

RFA Radio de la fase

RCON Radio del conductor

V Voltaje de operación

2. - READ (5, /) FR, RL, RCG, ACG

FR Frecuencia de operación

RL Intensidad de lluvia

RCG Radio del cable de guarda

ACG Altura del cable de guarda

3. - READ (5, /) IC

IC Número de circuitos

4. - READ (5, /) RESIS, HRA, DEN, VV

RESIS Resistividad

HRA Humedad relativa del aire
DEN Densidad relativa del aire
VV Velocidad del viento

5. - READ (5, /) SCG, SFCG

SCG Separación entre los cables de guarda

SFCG Separación entre fases y cables de guarda

6. - READ (5, /)(A (L, J), J 1, N)

A (L, J) Coordenadas de los centros de las fases

- Dependiendo de si es circuito sencillo o doble, se leerán una o dos tarjetas de coordenadas.

Finalmente se proporciona el listado del programa, subrutinas y archivos de datos usados, y los resultados de una corrida.

El programa fué corrido con los datos de la línea No. 941 del Sistema Occidental de Acatlán a Manzanillo, con una longitud de 184.0 Kms., y a un voltaje de operación de 400 KV.

L

```
100 FILE 5(KIND=DISK,FILETYPE=7)
200 FILE 6(MAXRECSIZE=22)
300 FILE 01(FILETYPE=7,TITLE="ICHI",KIND=DISK)
400 FILE 02(FILETYPE=7,TITLE="NI",KIND=DISK)
500 FILE 03(FILETYPE=7,TITLE="SAN",KIND=DISK)
600 FILE 04(FILETYPE=7,TITLE="SHI",KIND=DISK)
700 FILE 12(FILETYPE=7,TITLE="GO",KIND=DISK)
800 FILE 13(FILETYPE=7,TITLE="ROKU",KIND=DISK)
900 FILE 07(FILETYPE=7,TITLE="NANA",KIND=DISK)
1000 FILE 08(FILETYPE=7,TITLE="HACHI",KIND=DISK)
1100 FILE 09(FILETYPE=7,TITLE="KYU",KIND=DISK)
1200 FILE 10(FILETYPE=7,TITLE="JUJ",KIND=DISK)
1300 FILE 11(FILETYPE=7,TITLE="JUICHI",KIND=DISK)
1400 $SET AUTOBIND
1500 $BIND =FROM*SERVICIO/IMSL/=
1600 X
1700 *****
1800 *****
1900 ***** PERDIDAS CORONA *****
2000 *****
2100 *****
2200 X
2300 DIMENSION C(6,6),F(3),PH(6,6),Q(6),PINT(12,5)
2400 DIMENSION B(8),A(6,2),GP(6),WKAREA(18)
2500 REAL NCFA
2600 X
2700 X LECTURA DE DATOS.
2800 X
2900 READ(5,/,END=372)NCFA,RFA,RCON,U
3000 372 READ(5,/,END=373)FR,RL,RCB,ACG
3100 373 READ(5,/,END=374)IC
3200 374 READ(5,/,END=375)RESIS,HRA,DEN,VV,RES
3300 375 READ(5,/,END=378)SCG,SFCG
3400 378 CONTINUE
```



```

7400 WRITE (6,465)
7500 465 FORMAT(///,10X,'COORDENADAS DE LOS CENTROS DE CADA FASE',/,10X)
7600 DO 408 I=1,N10
7700 408 WRITE(6,445)(A(I,J),J=1,2)
7800 WRITE (6,701)
7900 701 FORMAT(///,10X,' CONFIGURACION Y CARACTERISTICAS DE LA LINEA ')
8000 WRITE(6,702)RCG,RCON,NCFA,RFA,A(1,2),DFA,ACG,V,SCG
8100 *RESET FREE
8200 702 FORMAT(2(/,10X,'RADIO DEL CABLE DE GUARDA = ',F10.5,' M ',
8300 1/,10X,'RADIO DEL CONDUCTOR DE FASE = ',F10.5,' M ',/,10X,
8400 2'NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE = ',F9.4,/,10X,
8500 3'SEPARACION DE LOS CONDUCTORES EN EL HAZ = ',F10.6,' M',/,10X,
8600 4'ALTURA PROMEDIO DE LAS FASES = ',F10.5,' M',/,10X,
8700 5 'SEPARACION ENTRE FASES = ',F10.5,' M',/,10X,
8800 6'ALTURA PROMEDIO DEL CABLE DE GUARDA = ',F10.5,' M ',/,10X,
8900 7'TENSION NOMINAL DE LA LINEA = ',F10.6,' KV',/,10X,
9000 8'SEPARACION DE LOS CABLES DE GUARDA = ',F10.5,' M',////////)
9100 WRITE(6,703)SCG,SFCG,DFA,A(1,2)
9200 703 FORMAT(1H,48X,'+-----',F4.1,'-----+',/,49X,1H0,14X,
9300 11H0,14X,1H+,/
9400 179X,1H.,/,76X,F6.2,/,79X,1H.,/,79X,1H.,/,42X,
9500 22H00,13X,2H00,13X,2H00,5X,1H+,16X,/,79X,1H.,/,57X,
9600 3'+-----',F4.1,'-----+',6X,1H.,/,79X,1H.,/,79X,1H.,/,79X,
9700 41H.,/,76X,F5.1,/,79X,1H.,/,79X,1H.,/,79X,
9800 51H.,/,79X,1H.,/,79X,1H.,/,79X,1H.,/,79X,1H.,/,79X,
9900 61H.,/,79X,1H.,/,79X,1H.,/,30X,
10000 7'XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX',/,44X,
10100 8'DIMENSIONES EN METROS',/)
10200 DATA PINT/0.0185,20.5,24.5,28.7,32.0,35.1,37.6,40.0,41.7,43.7,
10300 144.8,45.4,0.020,20.5,24.5,28.5,31.7,34.5,36.8,38.9,40.7,41.6,
10400 242.8,43.7,0.022,20.5,24.5,28.1,31.1,33.8,36.0,37.8,39.1,40.3,41.0,
10500 341.6,0.024,20.5,24.4,27.8,30.6,32.9,34.7,36.0,37.1,38.0,38.4,
10600 438.7,0.026,20.5,24.3,26.5,29.3,31.2,32.7,33.6,34.2,34.7,34.9,
10700 535.0/
10800 *SET FREE
10900 X
11000 X El vector B contiene los valores de correccion que se aplican
11100 X a la funcion de excitacion para tomar en cuenta el numero de
11200 X conductores que forman el haz de una fase.

```



```

15200 773 CONTINUE
15300 DO 2 I=1,N10
15400 X
15500 % Calculo del gradiente promedio por fase (Kv/cm).
15600 X
15700 GP(I)=(1./NCFA)*G(I)*K/(RCON*100.)
15800 X
15900 % Calculo del gradiente maximo por fase (Kv/cm).
16000 X
16100 GMAX=GP(I)*(1.+(NCFA-1.)*(RCON/RFA))
16200 G=GMAX
16300 X
16400 % Calculo de la funcion de excitacion.
16500 X
16600 IF(G.LE.15.) GO TO 3
16700 IF(RCON-0.0270)4,4,6
16800 4 GO TO 101
16900 3 F(I)=155.*ALOG10(G/11.1)
17000 GO TO 5
17100 101 CALL INTER(RCON,G,PINT,F1)
17200 IF(F1)7,7,12
17300 12 F(I)=F1
17400 5 F(I)=F(I)+(11.5+2.*ALOG10(NCFA))*RCON*100.-B(NCFA)-3.
17500 F(I)=F(I)/10.0
17600 2 CONTINUE
17700 WRITE(6,440)
17800 440 FORMAT(////,15X,'VECTOR DE GRADIENTES PROMEDIO POR FASE' ,/)
17900 WRITE(6,445)(GP(I),I=1,N10)
18000 445 FORMAT(15X,6(2X,1PE12.4))
18100 X
18200 % Correcciones meteorologicas.
18300 % Correccion por densidad relativa del aire.
18400 X
18500 RES=RES+42.85*(DEN-1.)
18600 X
18700 % Correccion por humedad relativa del aire.
18800 X
18900 RES=RES-(HRA/20.-2.5)
19000 X

```

```

19100 % Correccion por velocidad del viento.
19200 %
19300 *RESET FREE
19400 RES=RES-(.066+2.44*UV-0.79*UV*UV+0.12*VV**3-0.008*VV**4+
19500 10.00021*VV**5)
19600 *SET FREE
19700 *RESET FREE
19800 RES=RES-(4.97-7.28*0.5-8.16*0.5*0.5+6.74*0.5**3-
19900 11.97*0.5**4+0.2*0.5**5)
20000 RES=RES-(5.92-0.11*100.+0.67E-3*100.**2-0.19E-5*100.**3+
20100 10.24E-8*100.**4-0.10E-11*100.**5)
20200 *SET FREE
20300 DO 18 II=1,3
20400 18 F(II)=F(II)-RES
20500 GO TO 8
20600 6 WRITE(6,200)RCON
20700 200 FORMAT(20X,' EL VALOR DE ',F5.2,' NO ESTA EN GRAFICAS')
20800 GO TO 7
20900 8 CONTINUE
21000 %
21100 % PERDIDAS CORONA EN BUEN TIEMPO
21200 %
21300 % UUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUUU
21400 PCBT=10.0**((F(1)-20.0)/20.)
21500 PCBT=PCBT+10.0**((F(2)-20.)/20.)
21600 PCBT=PCBT+10.0**((F(3)-20.0)/20.0)
21700 WRITE(6,3134)PCBT
21800 *RESET FREE
21900 3134 FORMAT(///// ,25X,'PERDIDAS CORONA EN BUEN TIEMPO',///,
22000 120X,'PERDIDAS TRIFASICAS = ',E15.4,3X,'KW/KM',///)
22100 *SET FREE
22200 CALL CALCOR(REQ,C,NCFA,RCON,GP,FR,RL)
22300 7 CALL EXIT
22400 END
22500 %
22600 % SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
22700 %
22800 SUBROUTINE CALCOR(REQ,C,NCFA,RCON,GP,F,RL)
22900 %

```

```

23000 X Calculo de las perdidas por efecto Corona.
23100 X Perdidas Corona en mal tiempo (lluvia).
23200 X PC = Perdidas Corona trifasicas en Watts/metro.
23300 X EME(1) = Coeficiente de estado de la superficie del conductor
23400 X cuando este es nuevo.
23500 X EME(2) = COEFICIENTE CUANDO EL CONDUCTOR TIENE ALREDE-
23600 X DOR DE UN AÑO.
23700 X EME(3) = Coeficiente para conductores con mas de dos años de uso.
23800 X
23900 $RESET FREE
24000 DIMENSION C(6,6),GP(6),EME(3),PM1(3),PM2(3),PM3(3),PM1(3),
24100 1PN2(3),PN3(3),AD(7),CAEF(3),CAREL(3),Y(3)
24200 $SET FREE
24300 DIMENSION PM11(3),PM22(3),PM33(3)
24400 REAL NCFA
24500 CE=(C(1,1)+C(2,2)+C(3,3))/3.0
24600 X
24700 X RC = Radio del cilindro conectado a tierra que tiene la misma
24800 X capacitancia que la linea.
24900 X
25000 RC=100.*REQ#2.71828**((5.56E-11/CE)
25100 IF(NCFA-1)8,7,8
25200 7 RO=18.0*SQRT(RCON#100.)
25300 GO TO 333
25400 8 RO=18.0*SQRT(RCON#100.*NCFA+4.0)
25500 333 BE=(1.+3/SQRT(RCON#100.))
25600 X
25700 X CA = Coeficiente a multiplicarse por las perdidas reducidas.
25800 X
25900 $RESET FREE
26000 CA=F/50.*(RCON#100.*NCFA#BE)**2*ALOG10(RC/(REQ#100.))$ALOG10
26100 1(RO/(REQ#100.))/ALOG10(RC/RO)
26200 $SET FREE
26300 X
26400 X Calculo de las perdidas reducidas a partir del gradiente
26500 X y de los estados de los conductores (razones de lluvia).
26600 X
26700 DO 71 I=1,3
26800 71 CAEF(I)=GP(I)

```

```

26900 EC=21.2*BE
27000 WRITE(6,1313)RC,DE,CA,EC
27100 *RESET FREE
27200 1313 FORMAT(///,15X,
27300 1'PARAMETROS PARA LA DETERMINACION DE LAS PERDIDAS CORONA',/,
27400 129X,'BAJO CONDICIONES DE LLUVIA',///,
27500 210X,' RADIO DEL CILINDRO DE POTENCIAL CERO = ',F15.5,
27700 4//,10X,' FACTOR DE PEEK =',
27800 4F10.3//,10X,' COEFICIENTE DE LAS PERDIDAS REDUCIDAS = ',
27900 5F10.3//,10X,' GRADIENTE CRITICO DE PEEK = ',F10.3)
28000 *SET FREE
28100 DO 72 I=1,3
28200 72 CAREL(I)=CAEF(I)/EC
28300 KONT=0
28400 EME(1)=0.54066*RL**(-0.0337674)
28500 EME(2)=0.405422*RL**(-0.0511548)
28600 EME(3)=0.668976*RL**(-0.066691)
28700 DO 102 I=1,3
28800 XXM=0.4
28900 IF(EME(I)-XXM)103,105,119
29000 103 WRITE(6,104)RL
29100 104 FORMAT(///,20X,'ERROR, M MENOR QUE 0.4 PARA RL = ',F7.3,/)
29200 GO TO 120
29300 105 READ(01,/,END=361)(AD)
29400 361 REWIND 01
29500 *RESET FREE
29600 116 PH1(I)=AD(1)+AD(2)*CAREL(1)+AD(3)*CAREL(1)**2+AD(4)*CAREL(1)**3+
29700 1AD(5)*CAREL(1)**4+AD(6)*CAREL(1)**5+AD(7)*CAREL(1)**6
29800 PH2(I)=AD(1)+AD(2)*CAREL(2)+AD(3)*CAREL(2)**2+AD(4)*CAREL(2)**3+
29900 1AD(5)*CAREL(2)**4+AD(6)*CAREL(2)**5+AD(7)*CAREL(2)**6
30000 PH3(I)=AD(1)+AD(2)*CAREL(3)+AD(3)*CAREL(3)**2+AD(4)*CAREL(3)**3+
30100 1AD(5)*CAREL(3)**4+AD(6)*CAREL(3)**5+AD(7)*CAREL(3)**6
30200 *SET FREE
30300 IF (KONT-1)102,117,118
30400 117 KONT=2
30500 XX1=PH1(I)
30600 XX2=PH2(I)
30700 XX3=PH3(I)
30800 X1=XXM

```


30900 IF(EME(I).LT.0.45)GO TO 105
31000 IF(EME(I).LT.0.50)GO TO 211
31100 IF(EME(I).LT.0.55)GO TO 214
31200 IF(EME(I).LT.0.60)GO TO 17
31300 IF(EME(I).LT.0.65)GO TO 20
31400 IF(EME(I).LT.0.70)GO TO 23
31500 IF(EME(I).LT.0.75)GO TO 26
31600 IF(EME(I).LT.0.80)GO TO 29
31700 IF(EME(I).LT.0.85)GO TO 32
31800 GO TO 35
31900 118 X2=XXM-0.05
32000 PP=(EME(I)-X1)/(X2-X1)
32100 PM11(I)=(PM1(I)-XX1)*PP+XX1
32200 PM22(I)=(PM2(I)-XX2)*PP+XX2
32300 PM33(I)=(PM3(I)-XX3)*PP+XX3
32400 GO TO 102
32500 119 XXM=XXM+0.05
32600 IF(EME(I)-XXM)210,211,212
32700 210 KONT=1
32800 211 READ(02,/,END=362)(AD)
32900 362 REWIND 02
33000 GO TO 116
33100 212 XXM=XXM+0.05
33200 IF(EME(I)-XXM)213,214,215
33300 213 KONT=1
33400 214 READ(03,/,END=363)(AD)
33500 363 REWIND 03
33600 GO TO 116
33700 215 XXM=XXM+0.05
33800 IF(EME(I)-XXM)16,17,18
33900 16 KONT=1
34000 17 READ(04,/,END=364)(AD)
34100 364 REWIND 04
34200 GO TO 116
34300 18 XXM=XXM+0.05
34400 IF(EME(I)-XXM)19,20,21
34500 19 KONT=1
34600 20 READ(12,/,END=365)(AD)
34700 365 REWIND 12

```
34800 GO TO 116
34900 21 XXM=XXM+0.05
35000 IF(EME(I)-XXM)22,23,24
35100 22 KONT=1
35200 23 READ(13,/,END=366)(AD)
35300 366 REWIND 13
35400 GO TO 116
35500 24 XXM=XXM+0.05
35600 IF(EME(I)-XXM)25,26,27
35700 25 KONT=1
35800 26 READ(07,/,END=367)(AD)
35900 367 REWIND 07
36000 GO TO 116
36100 27 XXM=XXM+0.05
36200 IF(EME(I)-XXM)28,29,30
36300 28 KONT=1
36400 29 READ(08,/,END=368)(AD)
36500 368 REWIND 08
36600 GO TO 116
36700 30 XXM=XXM+0.05
36800 IF(EME(I)-XXM)31,32,33
36900 31 KONT=1
37000 32 READ(09,/,END=369)(AD)
37100 369 REWIND 09
37200 GO TO 116
37300 33 XXM=XXM+0.05
37400 IF(EME(I)-XXM)34,35,36
37500 34 KONT=1
37600 35 READ(10,/,END=370)(AD)
37700 370 REWIND 10
37800 GO TO 116
37900 36 XXM=XXM+0.05
38000 IF(EME(I)-XXM)37,38,39
38100 37 KONT=1
38200 38 READ(11,/,END=371)(AD)
38300 371 REWIND 11
38400 GO TO 116
38500 39 WRITE(6,40)RL
38600 40 FORMAT(//,20X,'ERROR, M MAYOR QUE 0.9 PARA RL= ',F7.3,//)
```



```
42600 X Calculo de la matriz de coeficientes de Maxwell.
42700 X
42800 DIMENSION A(6,2),P(6,6)
42900 REAL K
43000 K=0.17980E 11
43100 DO 1 I=1,N
43200 SII=(2.0*A(I,2)/REQ)
43300 P(I,I)=K*SALOG(SII)
43400 DO 2 J=1,N
43500 IF(J-I)3,2,3
43600 $RESET FREE
43700 3    SIJ=(SQRT((A(I,1)-A(J,1))**2+(A(I,2)+A(J,2))**2)/
43800     1SQRT((A(I,1)-A(J,1))**2+(A(I,2)-A(J,2))**2))
43900 $SET FREE
44000 P(I,J)=K*SALOG(SIJ)
44100 2 CONTINUE
44200 1 CONTINUE
44300 RETURN
44400 END
44500 X
44600 X SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
44700 X
44800 SUBROUTINE INTER(P,G,A,F1)
44900 X
45000 X Determinacion de la funcion de excitacion.
45100 X
45200 DIMENSION A(12,5)
45300 IF(P.GT.0.0185)GO TO 1
45400 DO 2 I=1,11
45500 IF(G.LT.14+I)GO TO 3
45600 2 CONTINUE
45700 GO TO 8
45800 3 I1=1
45900 I2=I+1
46000 F1=A(I1,1)+(A(I2,1)-A(I1,1))*G-(I3+I))
46100 RETURN
46200 1 DO 4 I=1,5
46300 IF(ABS(P-A(1,I)).LE.0.001)GO TO 5
46400 4 CONTINUE
```

```
46500 5 DO 6 J=1,11
46600 IF(G.LT.I4+J)GO TO 7
46700 6 CONTINUE
46800 8 WRITE(6,30)
46900 30 FORMAT(10X,'ERROR EN GRADIENTE ')
47000 GO TO 9
47100 7 I1=J
47200 I2=J+1
47300 F1=A(I1,I)+(A(I2,I)-A(I1,I))*(G-(I3+J))
47400 9 RETURN
47500 END
```

•

L
DA/CFE
#FILE (SMB1)DA/CFE ON PACK
100 2.0.225.0.01599.400.0
200 60.0.43.2.0.00377.24.91
300 1
400 100.0.50.0.1.0.0.0.17.0
500 14.4.9.2
600 0.22.15.7.10.92.15.7.21.62.15.7
•

RIFILE FILES(TITLE=DA/CFE)
@RUNNING 9965

DATOS DE ENTRADA

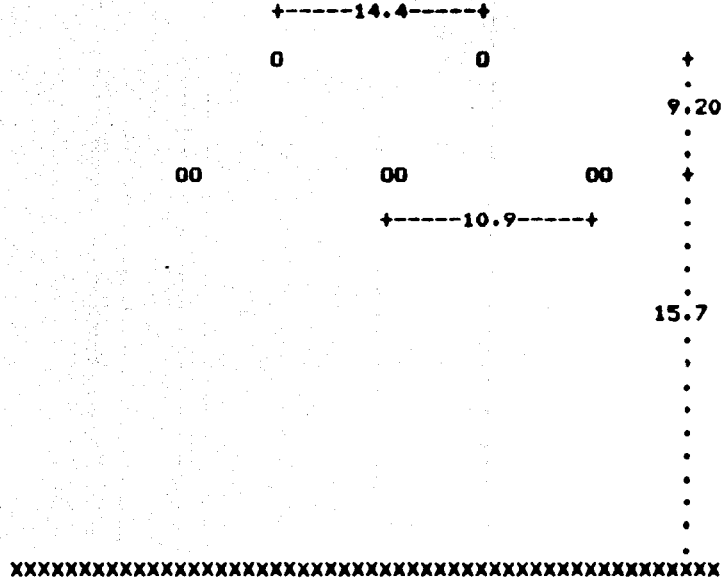
NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE = 2.00000
RADIO DE LA FASE = 0.22500 M
RADIO DEL CONDUCTOR = 0.01599 M
TENSION NOMINAL DE LA LINEA = 400.00000 KV
FRECUENCIA NOMINAL DE OPERACION = 60.00000 HZ
INTENSIDAD DE LLUVIA = 43.20000 MM/HR
RESISTIVIDAD DEL TERRENO = 100.00000 OHM/METRO
HUMEDAD RELATIVA DEL AIRE = 50.00000 POR CIENTO
DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE = 1.00000 P. U.
VELOCIDAD DEL VIENTO = 0.00000 MILLAS/HORA

COORDENADAS DE LOS CENTROS DE CADA FASE

2.2000E-01	1.5700E+01
1.0920E+01	1.5700E+01
2.1620E+01	1.5700E+01

CONFIGURACION Y CARACTERISTICAS DE LA LINEA

RADIO DEL CABLE DE GUARDA = 0.00377 M
RADIO DEL CONDUCTOR DE FASE = 0.01599 M
NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE = 2.0000
SEPARACION DE LOS CONDUCTORES EN EL HAZ = 0.225000 M
ALTURA PROMEDIO DE LAS FASES = 15.70000 M
SEPARACION ENTRE FASES = 10.92000 M
ALTURA PROMEDIO DEL CABLE DE GUARDA = 24.91000 M
TENSION NOMINAL DE LA LINEA = 400.000000 KV
SEPARACION DE LOS CABLES DE GUARDA = 14.40000 M



DIMENSIONES EN METROS

MATRIZ DE CAPACITANCIAS (Q)

9.8004E-12	-1.7574E-12	-6.1526E-13
-1.7574E-12	1.0077E-11	-1.7574E-12
-6.1526E-13	-1.7574E-12	9.8004E-12

VECTOR DE GRADIENTES PROMEDIO POR FASE

1.4323E+01	1.5366E+01	1.4323E+01
------------	------------	------------

PERDIDAS CORONA EN BUEN TIEMPO

PERDIDAS TRIFASICAS = .2763E+01 KW/KM

**PARAMETROS PARA LA DETERMINACION DE LAS PERDIDAS CORONA
BAJO CONDICIONES DE LLUVIA**

RADIO DEL CILINDRO DE POTENCIAL CERO = 2341.17780

FACTOR DE PEEK = 1.237

COEFICIENTE DE LAS PERDIDAS REDUCIDAS = 20.550

GRADIENTE CRITICO DE PEEK = 26.230

CUANDO LA RAZON DE LLUVIA PROMEDIO ES 43.2000 MM/HR

PARA CONDUCTORES NUEVOS. M = 0.4761

LAS PERDIDAS CORONA TRIFASICAS PROMEDIO SERAN 69.7874 KW/KM

PARA CONDUCTORES ENTRE UN AÑO Y DOS AÑOS. M = 0.4993

LAS PERDIDAS CORONA TRIFASICAS PROMEDIO SERAN 65.0196 KW/KM

PARA CONDUCTORES VIEJOS (DE MAS DE DOS AÑOS DE USO). M = 0.5204

LAS PERDIDAS CORONA TRIFASICAS PROMEDIO SERAN 58.0540 KW/KM

ØET=3:04.7 PT=2.0 IO=0.9

BIBLIOGRAFIA

1. - **EHV Transmission Line Corona Effects.**
IEEE Tutorial Course.
2. - **Transmission Line Reference Book 345 KV and Above.**
EPRI.
3. - **EHV Transmission Line Reference Book.**
EPRI.
4. - **Fundamentals of Gaseous Ionization and Plasma Electronics.**
E. Nasser. New York: John Wiley & Sons , 1971.
5. - **Electrical Power Transmission.**
J. Zaborsky, The Ronald Press Co.
6. - **'Electrical Coronas, Their Basic Physical Mechanisms'.**
L.B. Loeb, University of California Press 1965.
7. - **Analysis of Power Faulted Systems .**
P. Anderson, The Iowa State University Press.

8. - Relative Surface Voltage Gradients of Grouped Conductors.

M. Temoshok, AIEE Transactions, Vol. 67, 1948.

9. - Voltage Gradients on High Voltage Transmission Lines .

G.E. Adams, AIEE Transactions, April 1955.

10. - Bundled Conductor Voltage Gradient Calculations .

J. Reichman, AIEE Transactions, August 1959.

**11. - Predetermination of Corona Losses Under Rain: Influence .
of Rain Intensity and Utilization of a Universal Chart**

J.J. Clade, C.H. Gary, IEEE Transactions, July/August 1970.

**12. - Results of Studies on Corona Effects Undertaken at the Experi-
mental Station at " Les Renardieres " .**

J. Cladé, C. Gary, M. Moreau.

**13. - Recherches dans le Domaine de L'Effet de Couronne à Electri-
cité de France.**

C. Gary, M. Moreau. R.G.E., Tome 83, No. 4, Avril 1974.

14. -Predetermination of Corona Losses Under Rain: Experimental Interpreting and Checking of a Method to Calculate Corona - - Losses.

J. Clade, C. Gary. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. pas - 89, No. 5/6 , May/June 1970.

15. -Predetermination of the Radio-Interference Level of High Voltage Transmission Lines. Part I. Predetermination of the Excitation Function.

M. Moreau, C. Gary. IEEE Transactions Paper, 71 TP 666-PWR, August 1971.