



T
621.394
B271
Part I
C.2

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Imw-8574

"Determinación de Características Técnicas para el Plan Nacional de Electrificación Rural del Litoral Ecuatoriano"

TESIS DE GRADO

Liliana O
15/12/2017

Previa a la Obtención del Título de
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

POR:

Carlos Eduardo Barredo Heinert

GUAYAQUIL - ECUADOR

AGOSTO 1979

Tomo I

26/09/15

LIBRERIA

6 SEP 2018

Liliana O.



Escuela Superior Politécnica del Litoral

13/11/2015



"DETERMINACION DE CARACTERISTICAS TECNICAS PARA EL PLAN NACIONAL DE
ELECTRIFICACION RURAL DEL LITORAL ECUATORIANO"

Juan Pareda

DIRECTOR DE TESIS

E. Pareda

AUTOR

AGRADECIMIENTO :

A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL,
lugar donde recibí los principales conocimientos para
la práctica de una profesión útil a mi país.

A LOS INGS. MANUEL NUÑEZ Y JUAN SAAVEDRA, que
contribuyeron con su acertada dirección a la realiza-
ción del presente trabajo.

A LOS PROFESORES, ESTUDIANTES Y EMPLEADOS, que
colaboraron de una forma u otra a mi formación.

DEDICATORIA :

AL PUEBLO DE MI PAIS: Hacía quien deben revertir los frutos de la educación.

A MIS PADRES : Que me inculcaron los principios fundamentales de comportamiento.

A MI MUJER Y A MIS HIJOS: Que me proporcionan el cariño, tan necesario en el tránsito de la vida.

...

DECLARACION EXPRESA :

DECLARO QUE : Hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta Tesis, son de mi exclusiva responsabilidad, y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).

INDICE

	<u>PAGS.</u>
1. INTRODUCCION	1-
2. DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS EXISTENTES	6
3. PARAMETROS FUNDAMENTALES	18
3.1. Regulación de Voltaje	19
3.2. Protección	44
3.3. Capacidades de líneas y transformadores	74
3.4. Confiabilidad de Servicio	107
4. PRIMARIO DE DISTRIBUCION	118
4.1. Estructura	122
4.2. Conductores	203
4.3. Regulación	209
5. TRANSFORMACION	247
5.1. Clases de Servicio	248
5.2. Localización	259
5.3. Protección	261
6. SECUNDARIO DE DISTRIBUCION	269
6.1. Estructuras	269
6.2. Conductores	278
6.3. Regulación	289
6.4. Protección	293

	PAGS.
7. SERVICIO A USUARIOS	295
7.1. Clases de Servicio	295
7.2. Conductores	298
7.3. Protección	303
7.4. Medición	305
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	313
ANEXOS	320
BIBLIOGRAFIA	

CAPITULO N° 1

INTRODUCCION

En nuestro país, el Ecuador, existen vastos recursos que no son aprovechados eficazmente, faltando la infraestructura que permita explotarlos. Uno de los aspectos fundamentales de esta infraestructura es la electrificación, en particular la rural, que tiene como objetivos principales los siguientes:

- a) Facilitar la industrialización de los productos cerca del sitio de producción, disminuyendo los costos de transporte, pérdidas, etc.
- b) Promover la producción agrícola y minera mediante el uso de la energía eléctrica para el servicio de bombas eléctricas, máquinas extractores, etc.
- c) Mejorar el nivel de vida en el campo con la introducción de la energía eléctrica en el hogar, para iluminación, refrigeración, etc., lo cual reduciría las diferencias entre ciudad y campo, disminuyendo la migración a las ciudades.

La realización de un plan de electrificación, deberá contem

plar necesariamente dos aspectos, el de los costos y el de la confiabilidad. Una reducción sustancial en los costos permitirá lograr una mejor extensión del plan, incorporando más sectores y a su vez, una mejor confiabilidad estimula la utilización de la -energía eléctrica en sustitución de motores diesel, turbinas, etc.

En el plan de electrificación, estos dos aspectos deben ser analizados con sumo cuidado, ya que una reducción excesiva de los costos puede traer consigo una disminución de la confiabilidad, y a la inversa, el lograr una gran confiabilidad incrementa en gran medida los costos.

Con respecto a las líneas para transmisión y distribución de energía eléctrica en el país, tenemos tres clases:

- a) Líneas del sistema nacional interconectado, que operan en 230KV o 138 KV y transmiten energía en grandes bloques desde los principales puntos de generación hasta las subestaciones propias -del sistema.
- b) Líneas principales de los diferentes sistemas regionales, que operan en 69 KV; 34.5 KV; 13.8 KV, cumplen una doble función, como líneas de subtransmisión, enviando energía a poblaciones medianas (generalmente cantones o parroquias importantes) y

como primarios de distribución (las de 34.5 KV y 13.8 KV) entregando energía a los usuarios ubicados a lo largo de la línea.

- c) Líneas de electrificación rural, que operan fundamentalmente como primarios de distribución, en 13.8 KV, para suministrar energía a los usuarios alejados de las principales vías de comunicación.

El presente trabajo está dirigido a determinar las características generales de los sistemas de electrificación rural, incluyendo las líneas de distribución primarias, transformadores, secundarios de distribución y el servicio a los abonados.

La determinación de estas características deberán facilitar el diseño de un sistema de electrificación rural, proporcionando normas y criterios aplicables a las condiciones de la zona costera del Ecuador; evidentemente, en cada sistema existen problemas específicos que deberán ser analizados en forma particular. El presente trabajo sólo determinará las características generales.

Los problemas de operación del sistema rural dependerán en gran medida del sistema regional que les suministre energía, por lo cual será necesario conocer las condiciones del sistema regio

nal respectivo.

El trabajo realizado, consta de los siguientes puntos:

1. Una breve descripción de los criterios utilizados, lo cual será de utilidad para el análisis del sistema rural.
2. Determinación de los parámetros fundamentales, bajo los cuales deberán determinarse las características de cada una de las partes del sistema rural.
3. Características de construcción y operación del primario de distribución, de la transformación requerida, del secundario de distribución y del servicio a los abonados.
4. Un manual en el que se encuentran resumidas las características determinadas, y los costos para el sistema rural.

Se ha partido de las condiciones de servicio que deben tener los abonados, considerando la necesidad de mantener los costos en el menor nivel posible; en base a esto, hemos determinado condiciones que deben cumplir cada parte del sistema y las características del sistema para cumplir estas condiciones.

Para lograr la mayor reducción de costos, se han analizado

particularmente los rubros de mayor incidencia, buscando la optimización del conductor y la selección de un poste económico.

CAPITULO N° 2

DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS EXISTENTES.-

Con respecto a la electrificación rural, debemos considerar que su desarrollo requiere una etapa previa, que es el de la adecuación de los sistemas regionales, que contempla dos aspectos - principales:

- a) Dotar el sistema regional de la capacidad suficiente para suministro de energía, lo cual se realiza incrementando su capacidad de generación o suministrándole energía de otro sistema mayor.

Al respecto se puede observar, que pese a algunas deficiencias en los equipos de generación, la mayoría de los sistemas regionales poseen actualmente cierta capacidad propia que les permite suministrar la energía requerida por el sistema; además, se están construyendo las líneas que permitirán recibir energía - de sistemas mayores.

- b) Construcción de las líneas principales de los sistemas regionales, etapa que se ha realizado en lo fundamental en todos los sistemas habiéndose logrado la integración de la mayoría de las cabeceras cantonales y parroquias principales al sistema -

regional.

Podemos afirmar entonces, que se ha cumplido en lo fundamental la etapa previa requerida, y se está iniciando la electrificación rural propiamente dicha, habiendo sistemas regionales que tienen un avance mayor que otros al respecto, y de los cuales se pueden tomar ciertas experiencias.

Siendo aún poco lo que se ha avanzado en electrificación rural, al tratar sobre las características de los sistemas existentes, nos estaremos refiriendo principalmente a las líneas principales del sistema y a las redes de distribución, servicio de abonados, etc., que se derivan de ellos.

Para la descripción de los sistemas existentes, lo hemos dividido en:

- a) Primario de distribución.
- b) Transformación
- c) Secundario de distribución
- d) Servicio de abonados



BIBLIOTECA

2.1. PRIMARIO DE DISTRIBUCION.-

2.1.1. Estructuras:

a) Postes: Se ha utilizado principalmente postes de hormigón de 11 mts., siendo escasa la experiencia con postes de madera, con estos últimos, sin embargo, se han podido apreciar buenos resultados en ciertas zonas, como la península de Santa Elena, - que no poseen mayor humedad; en las zonas bajas como Boliche, Daule, Babahoyo, se han presentado problemas debidos principalmente a la acción de hongos en la base del poste.

b) Crucetas: Se han utilizado principalmente crucetas de madera, con resultados muy variados; se ha registrado en muchos casos un deterioro muy rápido de las crucetas, que han debido ser sustituidas en 2 o 3 años, sin embargo el problema se ha debido a fallas en el tratamiento de las crucetas, habiéndose obtenido, para las mismas áreas, buenos resultados al cambiar de proveedor.

En ciertos lugares se han utilizado crucetas de hierro galvanizados, habiéndose presentado muchos problemas de aislamiento, por lo cual actualmente

se están desechando.

c) Aisladores: Se han utilizado aisladores de porcelana de fabricación extranjera, habiéndose presentado problemas con el tipo pin 55-4 en las zonas cercanas al mar, siendo sustituido por el pin 55-5 y 55-6.

d) Herrajes: Al respecto, se utilizan herrajes de fabricación nacional, habiéndose presentado problemas con la calidad de la galvanización, que se han venido superando a medida que aumenta la experiencia de las fabricantes al respecto.

2.1.2. Conductor: Se ha generalizado el uso del conductor ACSR, en una gama de calibres variables desde el # 4 AWG hasta el # 4/0 AWG; se han presentado problemas de corrosión en las áreas cercanas al mar, donde se ha debido utilizar conductor de aleación de aluminio 5005, e incluso, en ciertos lugares vecinos a las playas, se ha utilizado conductor de cobre forrado.

2.1.3. Regulación: Las normas sobre regulación dependen de

cada sistema; generalmente se ha determinado una caída máxima de voltaje de 7 % desde la barra de generación o subestación.

En la mayor parte de los casos se tienen porcentajes de regulación menores, generalmente hasta el 5 %, sin embargo para efectos de calcular la máxima caída de tensión en el primario de distribución rural, se considera la caída máxima de 7 % para la línea de alimentación del sistema regional.

2.1.4. Protecciones: La protección de sobrecorrientes se realiza generalmente con fusibles, teniéndose en la central de generación o en la subestación reconectadores (reclosers) en la mayor parte de los casos. Para sobrevoltajes, se usan pararrayos de 10 KV.

2.2. TRANSFORMACION.-

Se utilizan fundamentalmente transformadores monofásicos con una relación de voltaje 7.620/240-120 V, y con una regulación de $\pm 5\%$. A pesar que en la generación (o subestación) el sistema opera a 7.960 V entre fase y tierra (sistema de 13.8 KV entre lí

neas), se utiliza un voltaje nominal de 7.620 ya que es muy común que el transformador reciba un voltaje disminuído; en caso que el transformador reciba realmente los 7.960 V. se utiliza el "tap" de regulación para evitar el sobrevoltaje en el lado de baja tensión.

Normalmente cada circuito en secundario está alimentado por un transformador de este tipo, aunque en ciertas zonas de la red donde existen servicios trifásicos, se instala otro transformador, en conexión Y abierta en el primario y delta abierta en secundario.

Para los servicios trifásicos de mayor magnitud, tales como piladoras, aserríos, se usan 2 clases de transformación, la de transformadores trifásicos, generalmente en conexión T-T, 13.2 KV/208-120V, y bancos de 3 transformadores monofásicos en delta cerrada.

Por lo general, los transformadores son autoprotégidos, a excepción de los que operan en delta cerrada, disponiendo de un disyuntor (breaker) en el lado de baja tensión y un fusible incorporado en el lado de alta; además, poseen pararrayos para 10 KV. Los transformadores convencionales se los protege con fusibles en el lado de alta tensión, teniendo además, los de servicio para un

abonado, un disyuntor general en el lado de baja tensión.

2.3. SECUNDARIO DE DISTRIBUCION.-

2.3.1. Estructuras: La mayor parte de las redes de secundario de distribución han sido construídas con postes de hormigón de 9 mts. de altura, utilizando bastidores de 3,4 y 5 vías para colocación de aisladores rollos en disposición vertical.

En ciertos lugares se han utilizado postes de madera obteniéndose buenos resultados en zonas cercanas al mar, y en general, donde no se tiene un terreno excesivamente húmedo; en lugares donde se acumula excesiva cantidad de agua, se ha producido un deterioro rápido de la base del poste.

2.3.2. Conductor: Se ha generalizado el uso del conductor de aluminio puro EC-H19, excepto en zonas cercanas al mar donde se ha utilizado conductor de aleación de aluminio 5005, que resiste mejor la corrosión debido al ambiente salino; en ciertos lugares, se ha utilizado incluso conductor de cobre forrado.

Actualmente, la mayoría de las redes de secundario se construyen con 3 conductores (sistema 240 voltios, 3 hilos), ya que para alumbrado público se extiende el uso de fotocélulas para cada lámpara, eliminándose el uso del hilo piloto, muy utilizado hasta hace pocos años.

Se tiene sin embargo muchos sistemas con 4 hilos, ya sea por constituir el cuarto hilo un piloto para alumbrado público, o para trifásico en ciertas partes de la red.

2.3.3. Regulación: Con respecto a la caída del voltaje en el secundario no se tienen normas definidas para todos los sistemas; generalmente la magnitud del voltaje permitido en el secundario depende en gran parte de las características del área servida; se puede señalar que el voltaje mínimo permitido varía de 100 a 108 voltios, lo que implica una caída de voltaje acumulada en primario, transformador y secundario de 10 % hasta 16,6 %.

2.3.4. Protección: Generalmente se protege de fallas en el



abonado mediante fusibles colocados a la salida de los medidores.

En ciertos lugares se instalan fusibles adicionales en la acometida. La protección contra fallas en la acometida, o en el secundario de distribución, se la hace con el disyuntor del transformador cuando éste es auto protegido, o con el fusible de alta tensión en los convencionales.

2.4. SERVICIO A USUARIO.-

En el servicio a usuarios, haremos una distinción entre los que reciben energía de un sistema de baja tensión común con otros abonados (secundario común), y los que tienen transformadores para uso exclusivo del abonado.

2.4.1. Servicio a abonado con secundario común:

- a) Servicio 120 V. 2 hilos, es el más común, para abonados de escasa capacidad generalmente se utiliza una acometida duplex de aluminio 2 x 6 AWG e incluso, en ciertos lugares, 2x8 AWG. Utilizan medidores de 120 V, 2 hilos, generalmente de 30 amperios;

se tienen uno o dos bipolares, con fusibles de plomo para protección de las instalaciones interiores.

b) Servicio 240, 3 hilos; lo utilizan usuarios de mayor importancia, generalmente comerciales, alimentados por acometidas triplex de aluminio 3 x 4 AWG. Los medidores son de 240 V de 2 ó 3 hilos y con una capacidad de 30 a 60 amperios. Se protegen con fusibles en el lado de caja del medidor.

c) Servicio 240 voltios, trifásico, 4 hilos, para uso de talleres, vulcanizadoras, etc. En ciertos casos se suministra servicio 208 voltios trifásicos, cuando los transformadores son con conexión Y en baja tensión.

Se utilizan acometidas cuadriplex, 4 x 4 AWG y 4 x 2 AWG de aluminio. Los medidores son trifásicos, de 30 a 60 amperios, y se protegen con fusibles en el lado de carga del medidor.

2.4.2. Servicio a usuarios desde el primario:

a) Servicio residencial: Para abonados que se encuentran fuera de los centros poblados, y que utilizan transformadores de 3,5,10 y 15 KVA para su consumo,

el servicio es 240 voltios, 3 hilos con iguales características a la ya señaladas para este usuario.

Eventualmente, se requiere la construcción de acometidas primarias, derivadas de la línea de 13.8 KV al término de las cuales se ponen los transformadores.

- b) Servicio Industrial: Para piladoras, aserríos, fábricas, etc., generalmente, requieren la construcción de una acometida primaria en 13.8 KV; para cargas hasta de 150 KVA suelen utilizarse transformadores montados en el poste.

Cuando las cargas trifásicas no son muy elevadas se utiliza fundamentalmente el sistema Y abierto en el lado de alta tensión y delta abierto en el lado de baja tensión, con dos transformadores monofásicos. También suelen utilizarse transformadores trifásicos con un voltaje secundario 208/120 V.

Para cargas superiores a 150 KVA, se utilizan subestaciones, generalmente con 3 transformadores monofásicos convencionales en delta cerrada, ofrecien-

do 240/120 voltios en el secundario.

La medición para cargas inferiores a 300 KVA se la realiza en baja tensión, con transformadores de corriente con secundario de 5 amp. utilizándose medidores trifásicos de 5 a 10 amperics.

Para cargas mayores de 300 KVA, se efectúa la medición en el lado de alta, con transformadores de corriente y de potencial.

Los transformadores se protegen con disyuntores - (Breakers) tripolares; los conductores de baja tensión desde los transformadores al disyuntor general son generalmente de cobre debido a su mayor capacidad de conducción.

CAPITULO N° 3

PARAMETROS FUNDAMENTALES.-

Para los efectos de este trabajo, definiremos como primarios de distribución rural a las líneas que operan con un voltaje de 13.800 voltios entre fases, que se derivan de las líneas denominadas de subtransmisión, propias de cada sistema regional y que transportan energía para su utilización en centros poblados a nivel de cantones o parroquias que por su desarrollo deben considerarse a igual nivel que un cantón.

Como ejemplo, tenemos el área de la provincia de Los Rios, líneas de subtransmisión como Babahoyo-Puebloviejo-Ventanas y ciertas derivaciones de relativa importancia como la de San Juan-Vinces, Babahoyo-Baba, etc. Los ramales que se deriven de estas líneas para servir a recintos, parroquias pequeñas, caseríos o abonados particulares, tales como haciendas, piladoras, aserrios, etc. serán considerados rurales.

Los parámetros fundamentales del sistema, en base a los cuales se analizan cada una de las partes del mismo, son los siguientes

tes:

- a) Porcentajes de caída máxima de voltaje
- b) Protecciones
- c) Capacidades de transporte de energía en líneas, subestaciones, etc.
- d) Normas de continuidad de servicios.

3.1. REGULACION DE VOLTAJE.-

El porcentaje de caída de voltaje máxima permisible, depende en gran parte del tipo de consumo, por ejemplo, una lámpara incandescente soporta sin mayores problemas variaciones de voltaje del orden $\pm 15\%$, afectándose tan sólo en su rendimiento lumínico y su tiempo de vida; los equipos electrónicos son muchos más sensibles a dichas variaciones.

Por tal motivo, y teniendo en cuenta las características de los consumidores en el área rural, se ha determinado que para el funcionamiento satisfactorio de sus equipos, no deberá tolerarse un porcentaje de caída mayor que 12% , tomando como referencia un voltaje secundario 240 voltios; evidentemente este límite es aplicable para el tipo de consumo residencial menos sofisticado; para

usuarios especiales que poseen equipos electrónicos más delicados o una gran cantidad de motores, como puede suceder en ciertas granjas experimentales, deberá exigirse un porcentaje menor.

Debemos considerar también que en el inicio de los ramales del servicio rural, el voltaje no será necesariamente 1.00 pu por lo cual debemos partir de los límites impuestos al sistema regional.

El sistema regional entrega la energía al sistema rural con una variación máxima de voltaje desde 1.05 pu hasta 0.93 pu; éste margen no podrá ser excedido, ya que afectaría en forma extremadamente grave a los sistemas rurales, en los cuales el control de la regulación de voltaje es mucho más difícil que en el sistema regional por las siguientes razones:

- a) Mayores dificultades de acceso debido a distancias, malos caminos, etc.
- b) Menor tamaño de los subproyectos que hace muy costosos métodos de regulación mejor aplicables en sistemas mayores.

Cualquier modificación en los límites del sistema regional,-

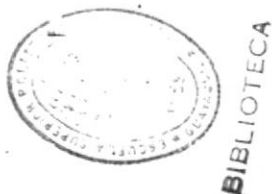
podrá introducir variaciones en los límites impuestos al sistema rural, de tal forma que una disminución del margen en el sistema regional permitirá un aumento en el margen del sistema rural y viceversa.

Para la determinación de las caídas de voltajes permisibles, en cada sección, debe considerarse el tipo de alimentación a los usuarios.

- a) Alimentación a usuarios con secundario común.
- b) Alimentación a usuarios desde el principio de distribución.
(13.800 V).

3.1.1. Alimentación a usuarios con secundario común :

Usuarios con secundarios común, son aquellos que reciben la energía eléctrica de una red de distribución 240/120 V, con un transformador para varios usuarios.



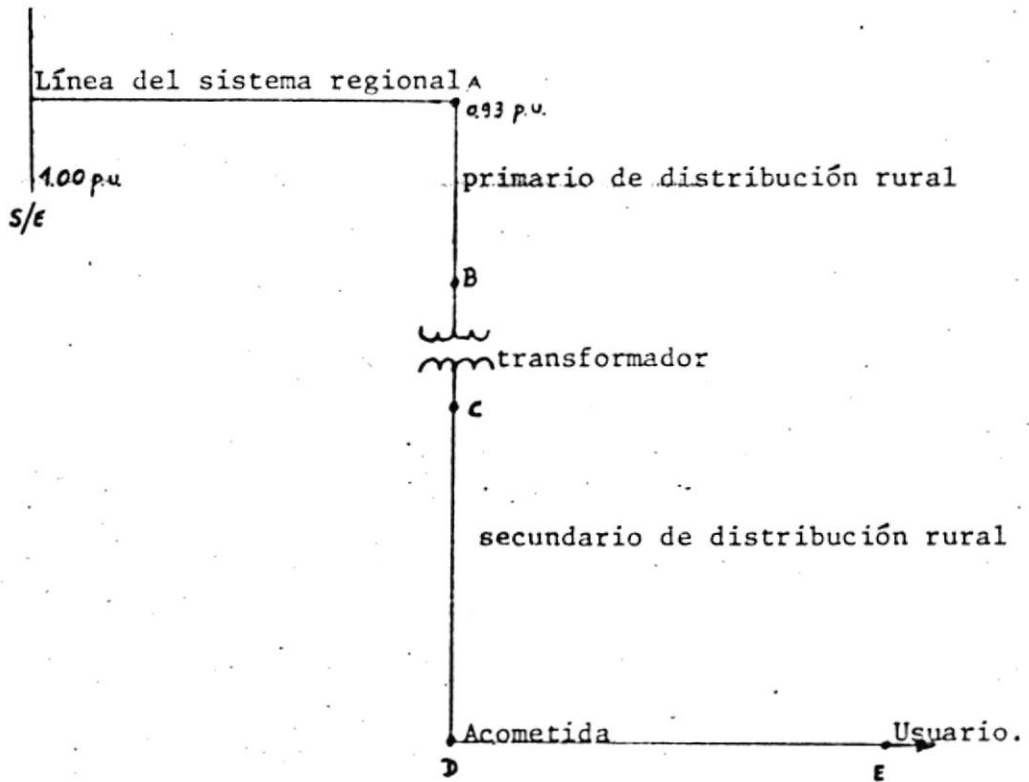


Gráfico N° 3-1

Si partimos del hecho que el sistema regional puede entregar nos la energía en el punto A, a un voltaje igual a 0.93 pu (-7%), y que el voltaje mínimo para el abonado es 0.88 (-12%), tenemos que la suma de los porcentajes de caída en los diferentes tramos

es:

$$\% A-B + \% B-C + \% C-D + \% D-E = -5 \% (3-1)$$

El determinar el porcentaje permisible en cada sección es una cuestión eminentemente práctica, ya que la infinidad de posibles configuraciones impide una determinación matemática.

El método utilizado es de tanteo, asumiendo determinados porcentajes de caída máxima en cada tramo y verificando si es una solución satisfactoria.

Para la determinación de las caídas de voltaje en los conductores se ha utilizado los datos de la tabla 8-9; capítulo 8.

3.1.1.1. Caída en el transformador:

Partimos en primer lugar del porcentaje de caída en el transformador, ya que es el dato menos variable si estamos asumiendo una situación de carga máxima (máxima caída de voltaje) y consideramos los transformadores utilizados hasta el momento.

La caída del voltaje en el transformador se determina a partir de la siguiente fórmula:

$$\% \text{ caída de voltaje} = \frac{\text{KVA carga}}{\text{KVA nominal}} (\% R \cos \phi + \% X \text{Sen } \phi)$$

Donde: %R = Resistencia del transformador (porcentaje)

%X = Reactancia del transformador (porcentaje)

ϕ = Angulo del factor de potencia (arcos FP)

Para el cálculo de la caída de voltaje en el transformador hemos utilizado los datos de resistencia y reactancia de "Transmission and distribution". Westinghouse Electric Co. 4^o Edición.

Considerando una carga del 110 % de la potencia nominal, tenemos que para transformadores monofásicos o colocados en bancos trifásicos, el porcentaje de caída varía desde 3,04 % para los de 3 KVA, hasta 2.35 % para los de 50 KVA. Estos valores se han calculado para un factor de potencia igual a 0.9.

Consideramos por lo tanto, que el porcentaje de caída puede ser de 3 %.

En el cuadro siguiente, se muestrax los voltajes en primario para obtener 1 pu en el secundario, en voltios y en porcentaje del valor nominal del sistema, que es 13.800 voltios entre fases, es decir 7967 voltios entre fase y tierra.

TABLA 3-1

"TAP"	MONOFASICOS	TRIFASICOS	PORCENTAJE DEL VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA (13.800).
+5%	8001 V.	13.860V	100,43
0	7620 V.	13.200V	95,65
-5%	7239 V.	12.540V	90,87

Podemos apreciar, que con los "Taps" el transformador puede compensar una variación de voltaje en el primario, entre +0,43 %, hasta -9,13%, es decir - que hemos perdido capacidad para regular sobre voltajes, pero hemos aumentado la capacidad para bajos voltajes; la razón está en que es muy raro que el sistema entregue un voltaje superior al nominal, siendo frecuente el caso inverso.

Para condiciones de máxima carga y para caída máxi

xima de voltaje, con el "Tap " en la posición de máxima regulación el efecto del transformador en lo que se refiere a la caída de voltaje será el siguiente:

- % de aumento debido a suministros de 13.800 V	
y "Taps" en máxima posición	+ 9.13 %
- % de caída en el embobinado	- 3
	<hr/>
Efecto total:	+ 6.13 %

$$\% B-C = + 6.13 \%$$

Reemplazando este valor en (3-1) tenemos:

$$\% A-B + \% C-D + \% D-E = - 11,13 \% \quad (3-2)$$

3.1.1.2. Caída en la Acometida:

A continuación determinamos el porcentaje máximo - permisible en la acometida, teniendo en cuenta que las necesidades de normalización de materiales exigen una poca variación en los conductores de acometidas; además al ser de uso familiar y teniendo la carga en el extremo y no distribuída, su cálculo - es más sencillo que el de líneas de distribución.

Utilizando el método de tanteo para posterior com-

probación asumimos un porcentaje de caída máxima de voltaje de 2.63 % comprobándolo para las acometidas comunes de 120 V, 2 hilos y 240/120V, tres hilos.

a) Servicio 120V, 2 hilos:

La acometida utilizada para este servicio es, generalmente de aluminio, 2x6 AWG, que proporciona una capacidad de conducción de 75 amps, con lo cual se satisfacen por lo general los requerimientos de los abonados de esta clase de servicios.

$$\% \Delta V = \frac{1000 \times \text{KVA}}{120^2} \times 2 \left[R \cos \phi + X \sin \phi \right] \frac{L}{1000} \times 100$$

$$R = 2.39 \quad \Omega / \text{Kmt}$$

$$X = 0.39 \quad \Omega / \text{Kmt}$$

$$\phi = \text{Arc cos } 0.9 \text{ (valor asumido como típico residencial).}$$

L = Longitud de la acometida en metros.

$$\% \Delta V = 3,2 \times 10^{-2} \text{ KVA} \times L$$

$$\text{para } \% \Delta V = 2.63$$

$$\text{KVA} \times L = \frac{2.63}{3.2} \times 10^2 = 82 \text{ KVA} - \text{mts.}$$

Capacidad de conducción de aluminio 2 x 6; 82 KVA mts. Esto nos permite en acometidas de 30 metros, transportar 2,7 KVA; para viviendas pequeñas a una distancia de 150 mts. de la red permitiría transportar 0,54 KVA.

b) Servicio 240/120V, 3 hilos:

Un servicio que requiere 240 V, tendrá normalmente una carga bastante mayor que la del servicio a 120 V, por la cual es común el uso de la acometida de aluminio 3 x 4 AWG, con una capacidad de 125 Amps.

$$\% \Delta V = \frac{1000 \text{ KVA}}{120 \times 240} \times (R \cos \phi + X \text{Sen } \phi) \times \frac{1}{1000} \times 100$$

$$R = 1.51 \text{ } \Omega / \text{Kmt}$$

$$X = 0.374 \text{ } \Omega / \text{Kmt.}$$

$\phi = \arcs 0.9$ (valor asumido, típico para consumos residenciales).

L = Longitud de la acometida en metros

$$\% \Delta V = 0,528 \times 10^2 \text{ KVA} \times L.$$

$$\% \Delta V = 2,63$$

$$\text{KVA} - L = 497 \text{ KVA} - \text{mts.}$$

Esto nos permite en una acometida de 25 mts, servir una carga de 20 KVA; para acometidas de 50 mts, la carga permisible será de 10 KVA.

Consideramos que con esta norma tenemos un amplio rango de servicio a usuarios rurales con características especiales de carga y/o distancia deberán tener una acometida especial, calculada para el caso específico.

$$\% D-E = -2.63 \%$$

Reemplazando este valor en (3-2) tenemos:

$$\% A-B + \% C-D = -8,5\% (3-3)$$

3.1.1.3. Caída de voltaje en el primario de Distribución:

La máxima caída de voltaje permisible será considerada desde el inicio del ramal primario de distribución rural hasta el último transformador de distribución o en general, hasta el último punto del primario de distribución, debiendo considerarse las acometidas de 13.800 voltios por separado.

Cuando no se posee una información exacta sobre la distribución de las cargas en una alimentadora, la

carga total deberá multiplicarse por un factor de distribución y por la longitud total de la alimentadora.

La deducción del factor de distribución se la encontrará en el Anexo 1; por lo general este valor será 0.7.

Se han considerado dos formas de suministro de energía:

- a) Servicio monofásico, dos hilos
- b) Servicio de tres fases, cuatro hilos

a) Servicio monofásico: aplicamos la siguiente fórmula:

$$\% \Delta V=2 \times \frac{KVA}{10KV^2} \frac{L-t}{L-t} [R \cos\theta + X \sin\theta] \times L$$

$$\% \Delta V=6 \times \frac{KVA}{10KV^2} \frac{L-L}{L-L} [R \cos\theta + X \sin\theta] \times L$$

Siendo: KVA = Carga en el extremo del primario

R = Resistencia del conductor (Ω /Km)

X = Reactancia del conductor (Ω /Km)

θ = Angulo del factor de potencia

L = Longitud de la línea en kilómetro.

El factor 2 se lo aplica por considerar la caída en el neutro del orden igual a la caída en la línea; esto es porque la resistencia y la reactancia del conductor del neutro es en la práctica mucho menor que el de la tierra, por lo cual, el efecto de esta resistencia en paralelo es muy pequeño, sin embargo, en área donde las distancias entre las puestas a tierra sea pequeña y exista una alta continuidad deberá considerarse una reducción.

Para un nivel de voltaje de 7960 voltios, entre fase y tierra con una caída de 4,5 % hemos obtenido un cuadro de valores de KVA-KM, es decir un producto máximo de carga por distancia que puede transmitirse.

De acuerdo con la tabla que apreciamos a continuación, con una caída de voltaje de 4,5 % para líneas de 15 Km. y un factor de distribución de

0,7 podemos alimentar cargas de 88 KVA con # 4 ACSR, hasta cargas de 266 KVA con # 4/0 ACSR

TABLA 3-2

CAPACIDAD DE CONDUCCION SISTEMA 13.8KV(L-L) 1Ø

<u>Conductor</u>	<u>KVA - KM</u>
# 4 ACSR	963
# 2 ACSR	1276
# 2/0 ACSR	2101
# 4/0 ACSR	2801

Estos valores, considerando que son para cargas monofásicas, que por sus características no son muy elevadas, resultan bastante satisfactorias.

b) Servicio Trifásico:

El porcentaje de caída de voltaje en un sistema trifásico balanceado se lo encuentra con la siguiente fórmula:

$$\% \Delta V = \frac{KW}{10KV^2_{L-L} \cos\theta} (R \cos\theta + X \text{ Sen}\theta) \times L$$

Esto significa que para líneas de igual calibre y demás características, el porcentaje de caída

de voltaje en líneas trifásicas es seis veces -
menor que en líneas monofásicas.

TABLA 3-3

CAPACIDADES DE CONDUCCION 13.8 KV_{L-L} 3Ø
% ΔV = 4.5%.

<u>Conductor</u>	<u>KVA - KM</u>
# 4 ACSR	5600
# 2 ACSR	7652
# 2/0 ACSR	12604
# 4/0 ACSR	16805

Observemos que con líneas de 15 kilometros para caídas máximas de 4,5 % con un factor de distribución de 0.7 se puede alimentar cargas de 533 KVA, con # 4 ACSR, hasta cargas de 1600 KVA con # 4/0 ACSR; teniendo en cuenta que las cargas - mayores estarán usualmente cercanas a las líneas troncales del sistema regional, podemos concluir que los resultados son bastante satisfactorios.

$$\% A-B = - 4,5\%$$

Reemplazando en (3-3):

$$\% C-D = - 4\% (3-4)$$

3.1.1.4. Caída en el Secundario de Distribución:

Se ha analizado la capacidad de conducción que nos permita en el secundario una caída de voltaje de 4%, esta capacidad se da en KVA-Mts. por ser esto un dato de diseño que es fácilmente encontrado a partir de una situación determinada.

Hemos considerado dos clases de circuitos secundarios a un factor de potencia 0.9.

a) 120V, 1Ø, 2 hilos b) 240/120 V, 1Ø, 3 hilos

a) Sistema 120 V, 1Ø, 2 hilos:

La fórmula aplicada es:

$$\% V = 2 \times \frac{1000 \text{KVA} \times L \times 100}{120^2} \frac{R \cos\theta + X \text{ Sen}\theta}{1000}$$

$$\% V = 1.38 \times 10^{-2} \times \text{KVA} \times L \times 0.9R + 0.44X$$

L está dado en metros ; R y X en /Km.

TABLA 3-4

CAPACIDADES DE CONDUCCION 1Ø, 120V-2 hilos, fp= 0.9

<u>CONDUCTOR</u>	<u>KVA - METROS</u>
# 4 Alum.	183
# 2 Alum.	273
# 1/0 Alum.	396

Este cuadro nos demuestra una muy pobre capacidad de transporte, lo cual era de esperar teniendo un sistema de 120V, 2 hilos; esto será aplicable a prolongaciones de muy pequeñas cargas,

b) Sistema 240/120V, Monofásicos, 3 hilos:

La fórmula aplicada es:

$$\% \Delta V = 1000 \frac{\text{KVA}}{2} \times L \times \frac{100}{120^2} \times \frac{R \cos\theta + X \text{ Sen}\theta}{1000}$$

$$\% \Delta V = 0.347 \times 10^{-2} \times \text{KVA} \times L$$

La capacidad de conducción es cuatro veces mayor que en el sistema monofásico 120V, 2 hilos, por lo cual, la tabla de conducción es la siguiente:

TABLA 3-5

CAPACIDAD DE CONDUCCION 120/240 V - 1Ø-3 HILOS

<u>Conductor</u>	<u>KVA-METROS</u>
# 4 Alum.	732
# 2 Alum.	1092
# 1/0 Alum.	1584

Asumiendo $f_d = 0.4$, tenemos una capacidad de conducción de 26,4 KVA en un circuito de 150 metros lo cual es bastante satisfactorio.

3.1.2. Alimentación a usuarios desde el primario:

Son los usuarios que por la magnitud de la carga o por encontrarse aislados de otros usuarios deben recibir energía eléctrica con un transformador para su uso exclusivo; generalmente se trata de instalaciones industriales como piladoras, aserríos, etc.

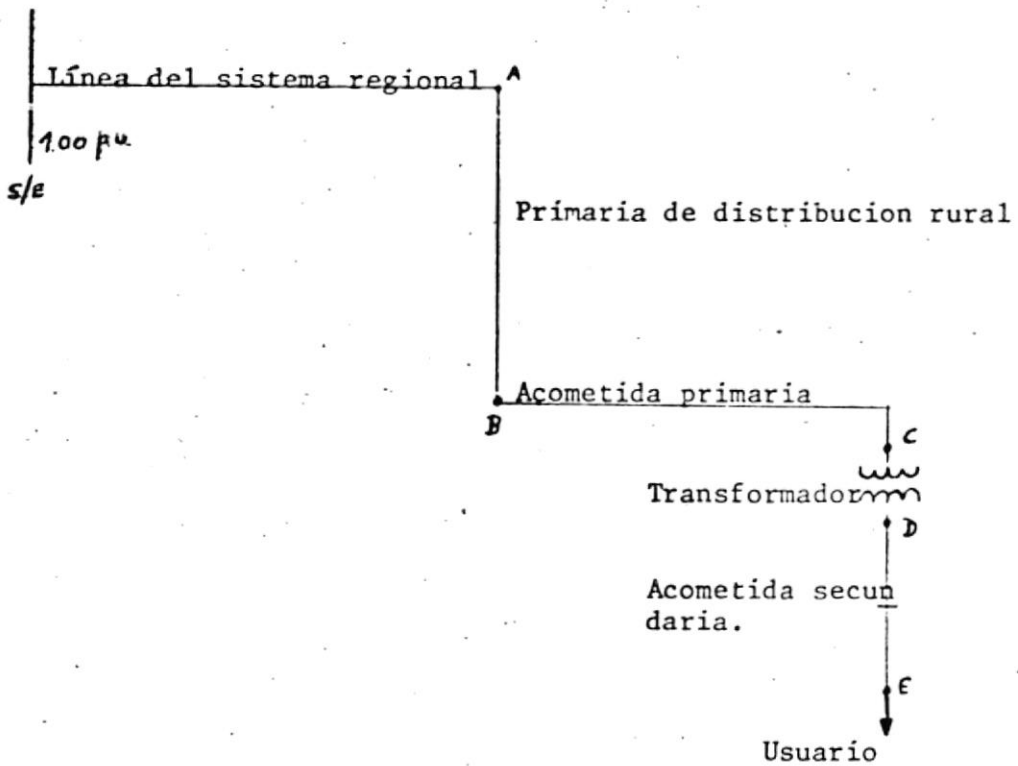


Gráfico 3-2

Partiendo del hecho que la caída de voltaje máxima del sistema regional sea 7 % y tomando como porcentaje máximo de caída permisible hasta el abonado, el 12 %, tenemos una situación igual al caso anterior:

$$\%_{A-B} + \%_{B-C} + \%_{C-D} + \%_{D-E} = -5\% \quad (3-5)$$

3.1.2.1. Caída en el Primario de Distribución Rural:

Este límite deberá ser igual al impuesto para el caso de alimentación a usuarios desde el secundario, ya que dicho primario es común y se ha considerado hasta el punto de inicio de la acometida primaria.

$$\%_{A-B} = -4,5 \%$$

Tenemos por lo tanto:

$$\%_{B-C} + \%_{C-D} + \%_{D-E} = -0.5 \% \quad (3-6)$$

3.1.2.2. Caída en el Transformador:

La caída de voltaje en el transformador es del mismo orden que en el caso de servicio común a los abonados, en el cual debido a la relación de transformación y a la utilización del

"tap" logramos un beneficio de 6.13%.

Reemplazando este valor en (3-6) tenemos:

$$\%_{B-C} + \%_{D-E} = - 6,63 \% \quad (3-7)$$

3.1.2.3. Caída de Voltaje en la Acometida secundaria:

En el caso de usuarios servidos en forma exclusiva con transformadores, debemos considerar que la distancia de la acometida es relativamente reducida, ya que se tratará de ubicar el transformador cercano al panel de distribución, por lo cual podemos asumir una distancia de 25 metros, como longitud de acometida;

a) Sistema 120/240 V, 1Ø, 3 hilos

b) Sistema 240 V, 3Ø, 4 hilos

a) Sistema 120/240 V, 1Ø, 3 hilos, 25 mts. de

Acometida:

$$\% \Delta V = \frac{1000 \text{ KVA}}{120 \times 240} \times \frac{(R \cos \phi + X \text{ Sen} \phi)}{1000} \times 25 \times 100$$



$$\% \Delta V = 8,675 \times 10^{-2} \text{ KVA} (R \cos \phi + X \text{ Sen} \phi)$$

R y X en $\Omega/\text{Km.}$

L en metros.

Con el método de tanteo, asumimos un voltaje máximo de caída de voltaje de 1.63 %; considerando un factor de potencia de 0,9 y obtenemos las siguientes capacidades de conducción:

TABLA 3-6

<u>Conductor</u>	<u>KVA</u>
# 2 Alum.	15.66
# 1/0 Cu.	36.4

b) Sistema 240 V, 3 ϕ , 4 hilos:

Este es un sistema muy común para cargas industriales; consideramos cargas balanceadas y despreciamos la caída de voltaje en el neutro, ya que la proporción entre la carga trifásica y la monofásica es bastante alta.

$$\% \Delta V = \frac{1000 \text{ KVA}}{3 \cdot 240^2} (R \cos \phi + X \text{ Sen } \phi) \times \frac{30}{1000} \times 100$$

$$\% \Delta V = 3 \times 10^{-2} \text{ KVA} (R \cos \phi + X \text{ Sen } \phi)$$

Para un factor de potencia de 0.85 y una caída de 1.63%, obtenemos las siguientes - capacidades de conducción:

TABLA 3-7

<u>Conductor</u>	<u>KVA</u>
# 2/0 Cu.	239
250 MCM Cu.	266

Estos valores son superiores a la capacidad térmica de conducción, lo cual implica que nunca se rebasará el porcentaje de caída indicada.

$$\%_{D-E} = - 1.63 \%$$

Reemplazando este valor en (3-7) tenemos:

$$\%_{B-C} = -5 \% \quad (3-8)$$

3.1.2.4. Caída de voltaje en la Acometida de Alta Tensión;

Para calcular la capacidad de transporte, utilizamos las fórmulas ya deducidas para el cálculo de primarios de distribución; el porcentaje de caída permisible es de 5 % y sólo se han considerado conductores #4, #2 y # 2/0 ACSR, ya que las cargas para abonados individuales se cubren ampliamente con estos conductores.

Los resultados los apreciamos en la tabla siguiente:

TABLA 3-8

CAPACIDADES DE CONDUCCION -1Ø -fp=0.8- % Δ V=5%

<u>Conductor</u>	<u>KW - KM</u>
# 4 ACSR	826
# 2 ACSR	1080
# 2/0ACSR	1625

CAPACIDADES DE CONDUCCION -3 ϕ -fp=0.8- % Δ V= 5%

<u>Conductor</u>	<u>KW - KM</u>
# 4 ACSR	4956
# 2 ACSR	6480
# 2/0 ACSR	9750

Estas capacidades nos permiten rangos de transporte de 55 KW monofásicos hasta 650 KW trifásicos en 15 kilómetros, con lo cual se puede cubrir prácticamente todas las cargas de este tipo en el área rural.

3.1.3. Resumen de caída de voltaje permisible en cada sección:

DATOS: Máxima caída permisible hasta el usuario: 12%

Máxima caída en las líneas del sistema regional:

7 %

Transformadores 7.620-13200 Y/240V, con "Tap" de \pm 5 %.

Voltaje nominal del sistema 13.800 V.

a) Servicio desde el Secundario:

<u>TRAMO CONSIDERADO</u>	<u>CAIDAS DE VOLTAJE MAXIMAS</u>
Primario de Distribución	4.5 %
Transformador de Distribución	3 %
Secundario de Distribución	4 %
Acometida Secundaria	4.63%
<hr/>	
TOTAL:	14.13%

b) Servicio desde el Primario:

<u>TRAMO CONSIDERADO</u>	<u>CAIDAS DE VOLTAJE MAXIMAS</u>
Primario de Distribución	4.5 %
Acometida Primaria	5 %
Transformador	3 %
Acometida Secundaria	1.63%
<hr/>	
TOTAL:	14.13%

Como ya se analizó en la sección 1.1.1.1., el efecto del "Tap" en el transformador, y del suministro de un sistema a 13.800 V, a un equipo de 13.200 Voltios, compensará un máximo de 9.13 % a la caída de voltaje en las diferentes secciones; de esta forma, la caída neta en el

sistema rural será 5 %.

CONDICION EXTREMA

Caída Neta en sistema rural: 5 %

Caída en sistema regional: 7 %

Caída total al abonado: 12 %

3.2. PROTECCION.-

Al hablar de protección de un sistema de distribución rural, debemos determinar los diferentes tipos de fallas que podemos encontrar, de acuerdo con esto las protecciones las dividiremos en dos clases:

- a) Protección de sobrecorrientes, debidas principalmente a fallas en las líneas o sobrecargas.
- b) Protección de sobrevoltajes, debidos principalmente a fallas en el sistema, condiciones atmosféricas o condiciones transientes.

3.2.1. Protección de sobrecorrientes:

En todo sistema de protección, los criterios fundamentales son:

- a) Limitar el número de consumidores afectados
- b) Limitar la duración de la falla
- c) Ubicar la falla producida
- d) Tener el menor número de fallas en un determinado período.

Debemos considerar dos clases de fallas: Temporales y Permanentes.

Los equipos de protección son por lo general comunes - para ambos tipos de fallas, o están relacionadas de tal manera en su coordinación, que debemos analizarlos en forma conjunta.

3.2.1.1. Primario de Distribución Rural:

La necesidad de aislar cualquier falla en el sistema primario de distribución rural, de tal forma que no afecta al resto del sistema regional, obliga a que todos los ramales para distribución rural posean una protección en el punto de enlace al sistema regional.

Por otro lado, el hecho de que en un sistema

En el gráfico mostrado, el reanectador 1, cubre las áreas correspondientes a los proyectos de electrificación rural 1 y 2 y parcialmente el 3; el reanectador 2 cubrirá las áreas de los proyectos 3, 4 y 5.

Estos reanectadores pertenecen al sistema regional, que determinará sus tamaños y ubicación y deberán operar las tres fases del sistema impidiendo que un servicio trifásico que de alimentado con dos fases.

En general, la protección de los ramales y subramales se efectuará por medio de fusibles que deberán ser coordinados por el sistema regional con el equipo de reanectadores propios.

En el caso de primarios que poseen cargas de importancia y que se encuentran alejados de un centro de operaciones del sistema regional, deberá considerarse el uso de seccionalizadores cuando dicha área está cubierta por un re

conector del sistema regional; cuando los reconectores del sistema regional no cubran algún ramal del sistema rural, deberá protegerse con reconectores.

3.2.1.2. Transformadores de Distribución:

Debemos distinguir dos clases de transformadores:

- a) Convencionales
- b) Autoprotegidos

Los transformadores convencionales deberán ir protegidos en el lado de la alta tensión con fusibles, que cumplen doble función de protección contra falla interna del transformador y falla en el secundario; esto deberá ser utilizado en bancos de transformadores con delta cerrado en el secundario que no permiten el uso de transformadores autoprotegidos.

Los transformadores autoprotegidos poseen un fusible en el interior del equipo, para pro

tección contra falla interna, además de un disyuntor (breaker) en el secundario que lo protege de falla en el sistema secundario de distribución.

3.2.1.3. Secundario de Distribución:

El secundario de distribución está protegido por el disyuntor del transformador en el caso de transformadores autoprotegidos o por el fusible en el lado de alta tensión en el caso de transformadores convencionales.

3.2.1.4. Acometidas en el Secundario de Distribución:

En el punto de entrega del servicio a cada abonado, deberá haber una protección que impida el que fallas en las instalaciones particulares afectan a los demás abonados, para las áreas rurales esta protección deberá ser reconectable cuando se haya solucionado la falla.

El motivo fundamental es el evitar que estos

abonados procedan por sus propios medios a realizar cambios o sustitución de fusibles, lo cual es un peligro para los propios abonados.

3.2.1.5. Acometidas en el Primario:

En general las acometidas desde el primario de distribución deberán tener fusibles para protección y seccionamiento.

3.2.1.6. Esquema de las protecciones en el Sistema Rural:

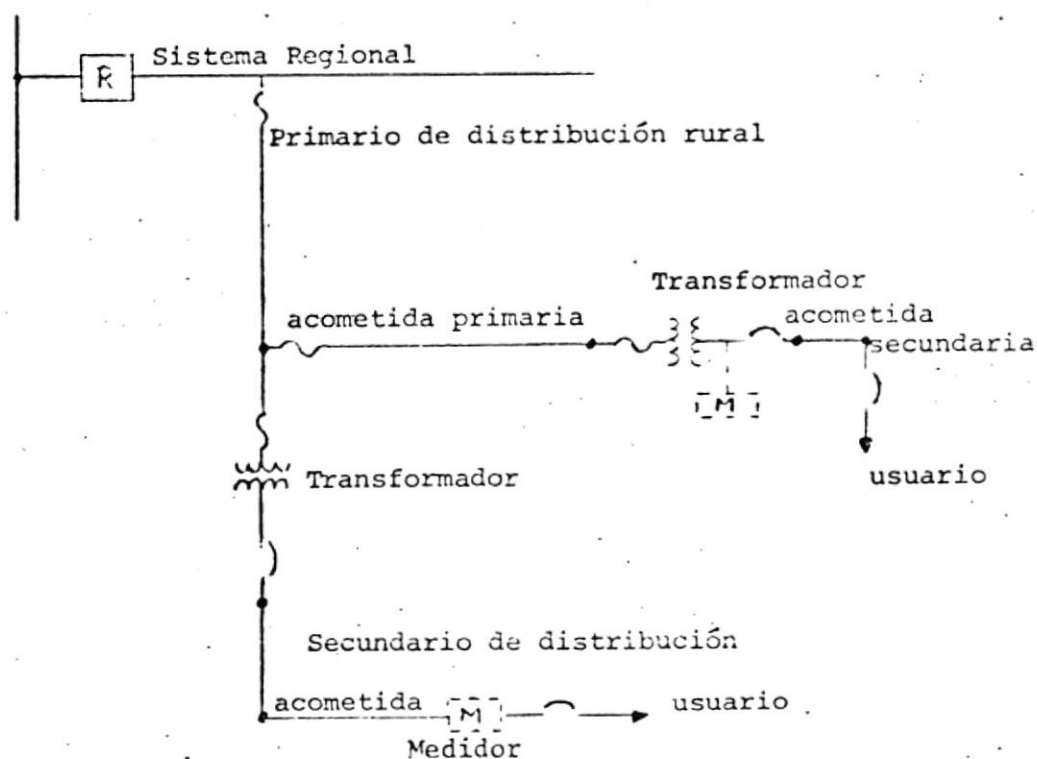


GRAFICO 3-4

3.2.2. Protección de sobrevoltajes:

Las fallas de sobrevoltajes pueden ser de tres tipos - principalmente:

- a) Fallas en el sistema
- b) Condiciones transientes
- c) Condiciones atmosféricas

Los problemas principalmente son los causados por descargas atmosféricas.

3.2.2.1. Número de descargas atmosféricas en la línea:

El número de descargas atmosféricas por año en una longitud de línea determinada es función del nivel isoceráunico y de la conformación de la línea.

Siendo N: número de descargas atmosféricas
por milla cuadrada

I_1 : nivel isoceráunico

$N: KI_1$

El valor de K es variable entre 0,25 y 0,5 hemos tomado el valor máximo para un mayor margen de seguridad.

$N = 0,5 I_1$ descargas/milla cuadrada

N puede darse también en descargas/kilómetros cuadrados.

$N = 0,5 I_1 \times \frac{1}{1,609^2}$ descargas/kilómetros cuadrados (3-9)

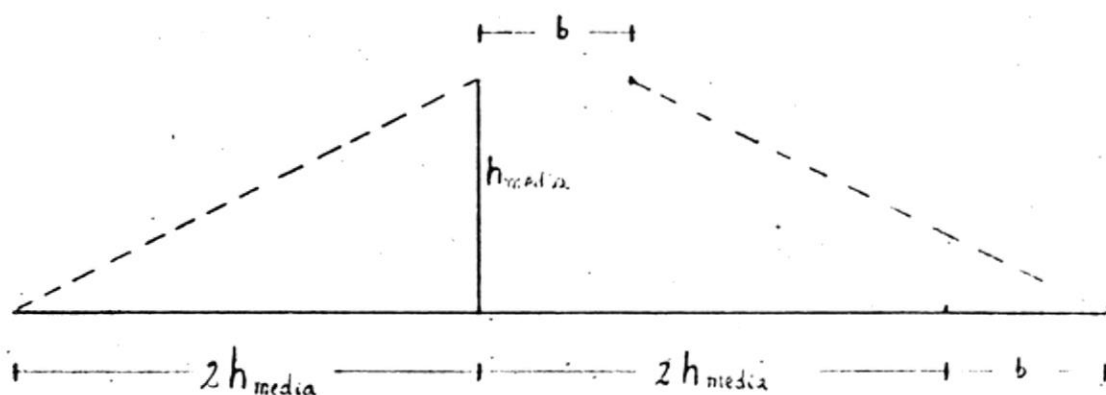
Para encontrar el número de descargas en la línea, se ha supuesto que la línea cubre un área igual a cuatro veces la altura media más la separación de los conductores.

Llamando h: altura del poste (mts.)

hmv: altura en el medio vano (mts.)

h medio: $h - \frac{2}{3} (h - hmv)$ (mts.)

b : distancia entre conductores extremos (mts.)



El ancho de la faja de terreno cubierto por la línea será:

$$A = 4xh_{\text{medio}} + b \text{ (mts.)}$$

$$A = 4\left[h - \frac{2}{3}(h - h_{mv})\right] + b \text{ (mts.)}$$

Para una longitud de 100 kilómetros, la superficie cubierta será:

$$S = 100x \frac{4\left[h - \frac{2}{3}(h - h_{mv})\right] + b}{1000} \times \text{Kmt}^2 \quad (3-10)$$

El número de descargas en la línea, en una longitud de 100 Kmts. será:

$$N_L = \frac{0,5 I_L}{1,609} \times 100 \times \frac{4 (h - 2/3 (h - hmv)) + b}{1000}$$

$$N_L = 0.193 I_L = \frac{4 h - 2/3(h-hmv) + 6}{10} \quad (3.11)$$

En las líneas de distribución a 13,8 Kv., la altura de los postes es alrededor de 11 mts. con 1,8 mts. de enterramiento; hemos asumido una altura de 9 mts. para el conductor en el poste.

$$h = 9 \text{ mts.}$$

La flecha para una relación T/W = 1500, y un vano de 100 mts., será:

$$D = \frac{100^2}{12.000} = 0,83 \text{ mts.}$$

$$h - hmv = D = 0,83 \text{ mts.}$$

Para una cruceta el espaciamento entre los conductores extremos será 1,8 mts.

$$b = 1,8 \text{ mts.}$$

$$N_L = 0,193 I_L \times \frac{4(9-2/3 \times 0,83) + 1.8}{10}$$

$$N_L = 0.687 I_L \quad (3-12)$$

El número de descargas en la línea se reducen por la llamada protección natural, principalmente árboles o edificios altos que impiden - que algunas descargas caigan en la línea.

En nuestro caso, las zonas que presentan problemas de descargas poseen a menudo cierta - protección natural; esto es inexistente en - áreas como la península de Santa Elena, pero en esta zona el problema de descargas atmosféricas es muy pequeño.

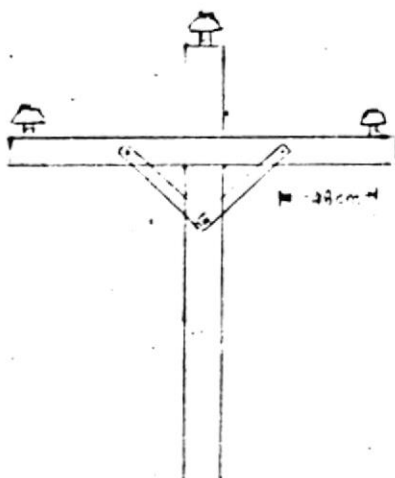
Hemos asumido un 10 % de protección natural, la cual modifica el valor de N_L .

$$N_L = 0,9 \times 0,687 I_L = 0,618 I_L \quad (3-13)$$

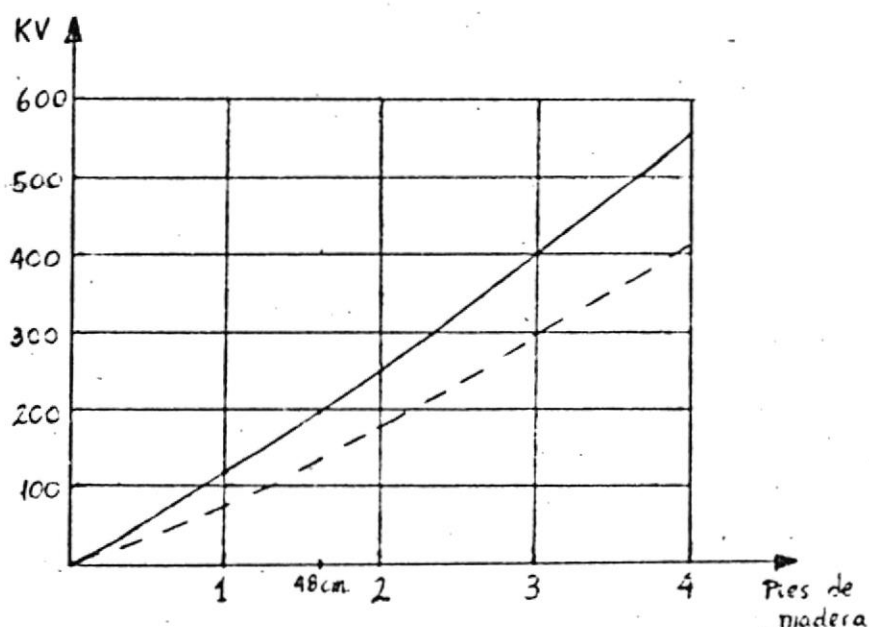
3.2.2.2. Porcentaje de descargas atmosféricas que sobre
pasan el nivel de aislamiento:

Este valor es función del nivel de aislamiento
y la clase de protección.

En la estructura común para líneas de distri-
bución, se tiene una longitud de aislamiento
en la cruceta de madera de 48 cmts. que de
acuerdo a la curva experimental mostrada, tie
ne aislamiento desde 140 KV a 195 KV dependien
do de la clase de madera.



Estructura Tipo P



Aislamiento proporcionado por la cruceta

GRAFICO 3-5

En el Ecuador no se tiene experiencia adecuada sobre el aislamiento de las maderas utilizadas; hemos escogido un valor medio, fijado en 170 KV, para la distancia de cruceta indicada (0,48 mt) este valor es para cruceta seca; considerando que en los días de descargas atmosféricas suele llover, se ha multiplicado dicho aislamiento - por un factor dado por experiencia, igual a

0,6; de esta manera, el nivel de aislamiento de la cruceta será alrededor de 102 KV.

Los aisladores utilizados para distribución a 13.800 Kv tienen un nivel de 95 KV, por lo cual asumiremos como nivel de aislamiento del conjunto, 200 KV.

En lo concerniente al conductor central, el aislamiento dependerá de la clase de poste utilizado; para postes de madera, con una longitud de aislamiento de poste igual a 80 cms., se tiene un aislamiento de 330 KV de acuerdo a la curva experimental mostrada.

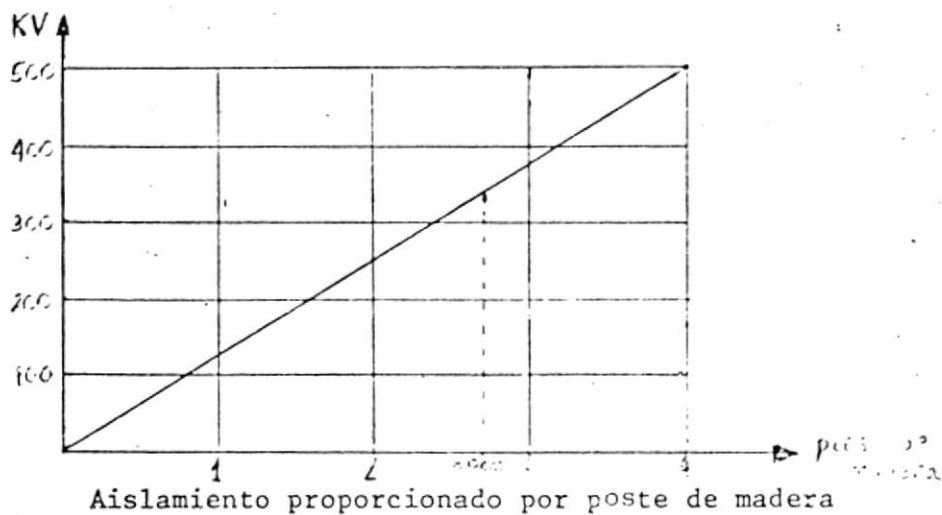


GRAFICO 3-6

Aplicando el factor utilizado para la cruceta para tiempo lluvioso, el aislamiento debido al poste se reduce a: $0,6 \times 330$, igual a 198 KV, sumando el aislamiento debido al aislador, que es 95 KV, tenemos 293 KV, que lo aproximaremos a 300 KV.

Cuando el poste es de hormigón, el único aislamiento del conductor central será el del aislador, aproximadamente 100 KV.

Resumiendo, tenemos para los conductores cuyos aisladores están en la cruceta, un aislamiento de 200 KV, y para los situados en el centro, para poste de hormigón, 100 KV, y para poste de madera, 300 KV.

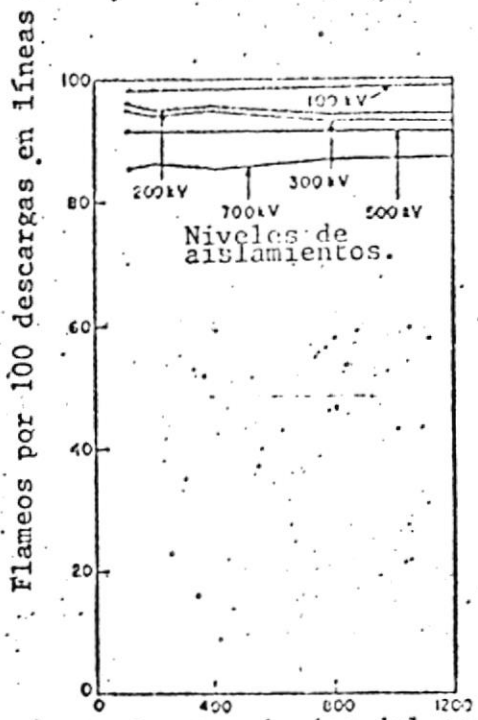
Experimentalmente se han obtenido curvas de comportamiento para diferentes clases de protección (TASK Report, IEEE Transactions on power apparatus and systems, vol pos 88-8, N-8 August, 1969).

Las curvas se realizaron comparando el porcentaje de descargas que sobrepasan el nivel de aislamiento versus la distancia a lo largo de la línea, de los aterrizajes del hilo de guardia o de los pararrayos; estas pruebas se realizaron para estructuras con diferentes niveles de aislamiento. (Gráfico 3-7)

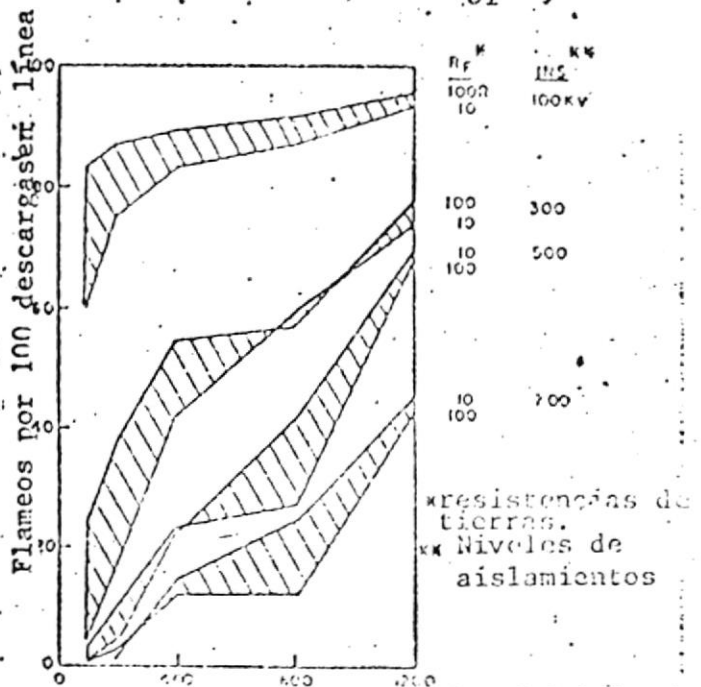
Los sistemas comparados son:

- a) Sin ninguna protección
- b) Con hilo de guardia
- c) Con pararrayo en la fase central
- d) Con pararrayos en todas las fases

Se observó que la protección cuando se utiliza pararrayos en todas las fases es independiente de la resistencia del suelo, y para un mismo espaciamiento de su aterrizaje, requiere menor aislamiento que los otros sistemas para



Niveles de aislamientos.

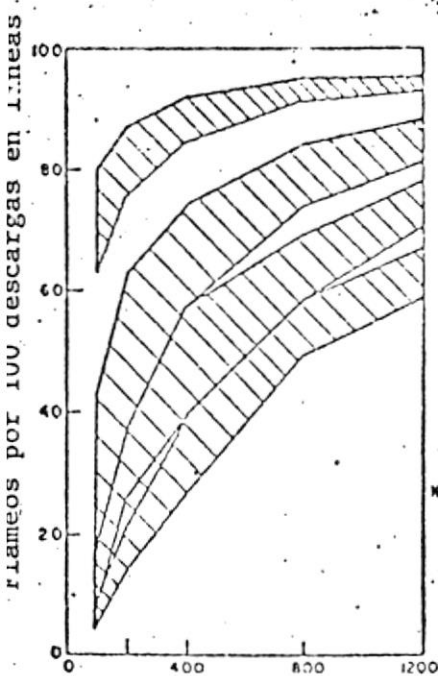


$\frac{R_F}{100 \Omega}$ KK
10 100kV
10 300
10 500
10 700

* resistencias de tierras.
** Niveles de aislamientos

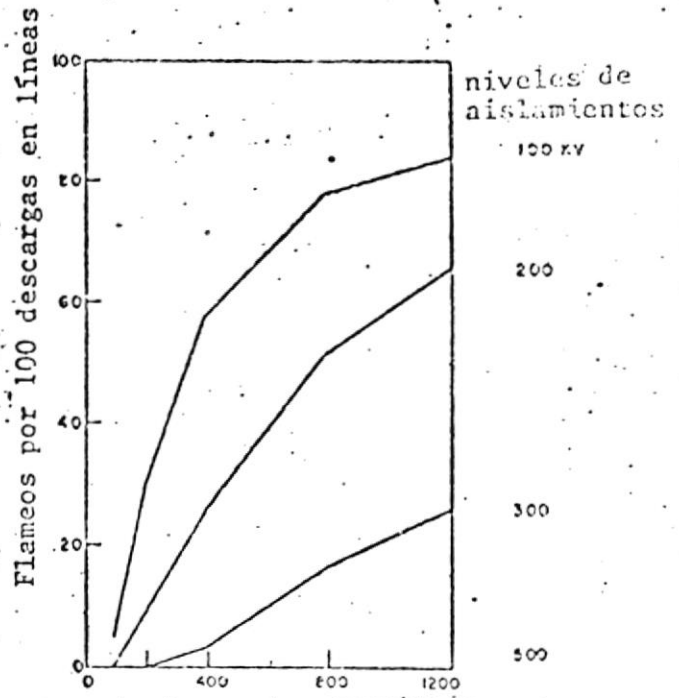
Flameos por 100 descargas en líneas sin protección.

Flameos por 100 descargas en líneas con hilo de guardia.



$\frac{R_F}{100 \Omega}$ KK
10 300
10 500
10 700

* resistencias de tierra.
** niveles de aislamientos



niveles de aislamientos
100 kV
200
300
500

Flameos por 100 descargas en líneas con pararrayos en fase central.

Flameos por 100 descargas en línea con pararrayos en todas las fases.

Gráfico 3-7

producir el mismo porcentaje de descargas que rompen el aislamiento, razón por la cual se seleccionó esta protección, habida cuenta que el costo de las pararrayos no es excesivo.

Para determinar un espaciamento entre los juegos de pararrayos, seleccionamos tentativa mente ciertos espaciamientos y calculamos el número de salidas por año, hasta obtener una solución, que siendo económica, ofrezca resul tados satisfactorios en cuanto a la confiabilidad.

Se ha supuesto que la probabilidad de que la descarga se efectúe, en cualquier fase es igual; en realidad existirá mayor probabilidad de que se efectúe en la fase central; en pos tes de madera, en los cuales esta fase tiene mayor aislamiento, estaremos simplemente dan do un mayor margen de seguridad; en los pos tes de hormigón resultará un práctica adecua da el poner la cruceta más arriba, disminuyen

do la diferencia de altura entre las fases cen
tral y las otras 2 fases.

Asumiendo la probabilidad de que la descarga
se efectúe en la fase central sea 0,33 y lla
mando Z_p a la probabilidad de que la descarga
sobrepase el nivel de aislamiento en la fase
central y Z_c para las otras 2 fases, tenemos:

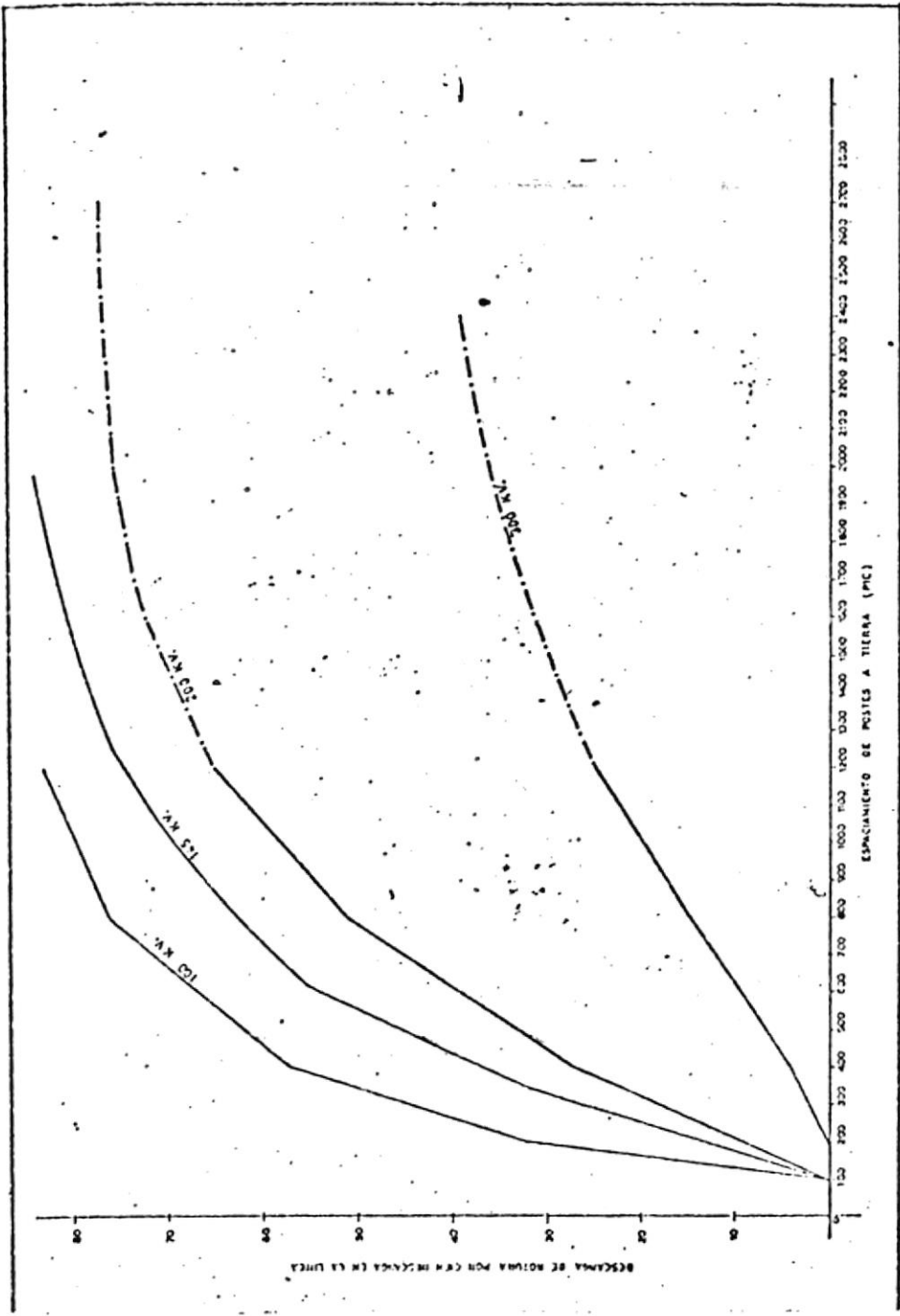
$$Z = 0,33 Z_p + 0,66 Z_c \quad (3-14)$$

Siendo Z: probabilidad de que la descarga en
la línea sobrepase el nivel de aislamiento.

d: espaciamiento entre juegos de pararrayos.

Las probabilidades se las ha obtenido del grá
fico (3-8).

GRAFICO 3-8



EFECTOS DEL BALANCEO POR UN DECÁCTAR EN UNHA DE PASTOREO EN TERNAS LAS FAJES

a) Para postes de madera (300 KV en fase central y 200 KV en laterales).

$$d= 200 \text{ mts} \quad Z_p=0.12 \quad Z_c=0.43 \quad Z_{200}= 0.33$$

$$d= 400 \text{ mts} \quad Z_p=0.28 \quad Z_c=0.68 \quad Z_{400}= 0.55$$

$$d=1000 \text{ mts} \quad Z_p=0.49 \quad Z_c=0.82 \quad Z_{1000}= 0.71$$

b) Para postes de hormigón (100 KV en fase central y 200 KV en laterales).

$$d= 200 \text{ mts} \quad Z_p=0.72 \quad Z_c=0.43 \quad Z_{200}= 0.53$$

$$d= 400 \text{ mts} \quad Z_p=0.85 \quad Z_c=0.68 \quad Z_{400}= 0.74$$

$$d=1000 \text{ mts} \quad Z_p=0.91 \quad Z_c=0.82 \quad Z_{1000}= 0.85$$

3.2.2.3. Porcentaje de descargas con rompimiento de aislamiento que persisten como arco de potencia - de 60 ciclos:

En crucetas o postes de madera, este material tiende a evitar que la descarga se prolongue en un arco de potencia sostenido. Esta facultad de despejar la falla se ha observado que depende de la relación entre la longitud del

aislamiento y el voltaje de operación del sistema.

La curva está graficada en términos de KV/pulgada.

La probabilidad de que la descarga continúe en arco de potencia de 60 Hz, la denominaremos Y; para las fases ubicadas en la cruceta la llamaremos Y_c y para la fase ubicada en el poste será Y_p .

$$Y = 0.33 Y_p + 0.66 Y_c \quad (3-14)$$

De acuerdo a las dimensiones de madera ya determinadas en la sección 3.2.2.2., para un voltaje de operación de 13.8 Kv, y llamando G_v al gradiente de voltaje, en KV/pulgada, tenemos:

1.- Para postes de madera.-

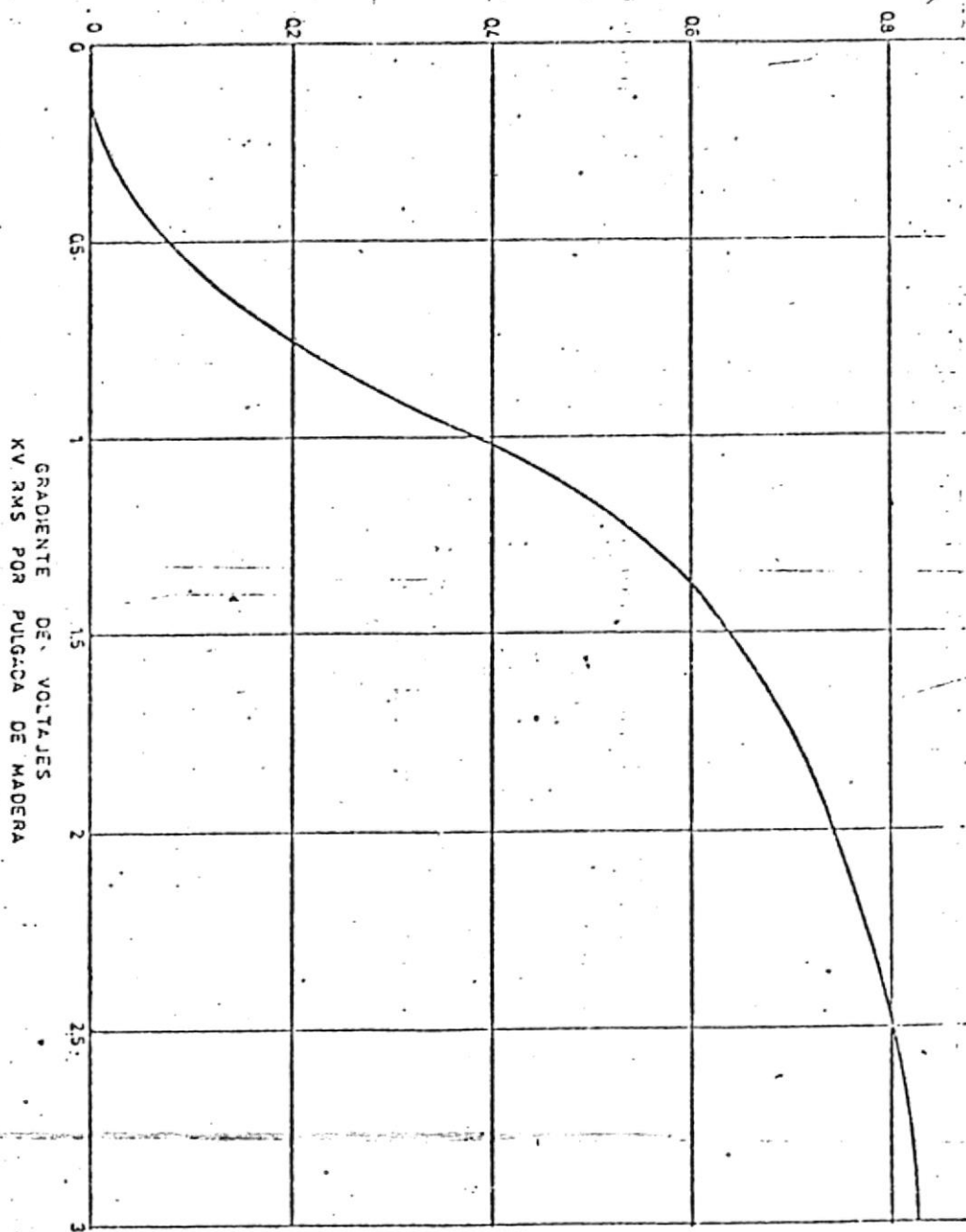
PROBABILIDAD DEL ROMPIMIENTO DE
DIELECTRICO CON ARCO DE POTENCIA

Gráfico 3-9

a) Para las fases ubicadas en la cruceta

$$G_v = \frac{13.8 \text{ Kv}}{48 \text{ cm.}} \times 2.54 \text{ cm/pulg.} = 0.73 \text{ KV/pulg.}$$

$$Y_c = 0.19$$

b) Para la fase central

$$G_v = \frac{13.8 \text{ KV}}{80 \text{ cm.}} \times 2.54 \text{ cm/pulg} = 0.44 \text{ KV/pulg.}$$

$$Y_p = 0.065$$

$$Y = 0.66 \times 0.19 + 0.33 \times 0.065 = 0.147 \quad (3-15)$$

2. Para poste de hormigón.

Al no haber madera en la fase central la probabilidad Y_p para dicha fase será 1.

$$Y = 0.66 \times 0.19 + 0.33 \times 1 = 0.455 \quad (3-16)$$

3.2.2.4. Número de fallas por año que ocasionan salidas de servicio:

Para una longitud de línea de 100 kmt., el número de fallas al año será igual al número de descargas en la línea (NL') multiplicado por la probabilidad de que la descarga sobrepase al nivel de aislamiento (Z) y por la probabilidad



de que la descarga derive en arco de potencia de 60 H_z (Y).

Llamando No al número de fallas por 100 Kmts. por año tenemos:

No = N'_L x Z x Y (3-17)

a) Línea de poste de madera

N'_L = 0.618 I_L (fórmula 3-13)

Y = 0.147 (fórmula 3-15)

Para d = 200 mts. Z=0.33 No=0.618 I_L x 0.147 x 0.33 = 0.03 I_L.

d = 400 mts. Z=0.55 No=0.618 I_L x 0.147 x 0.55 = 0.05 I_L.

d = 100 mts. Z=0.71 No=0.618 I_L x 0.147 x 0.71 = 0.065 I_L.

b) Línea con poste de hormigón.

N'_L = 0.618 I_L (fórmula 3-13)

Y = 0.455 (fórmula 3-16)

Para $d = 200$ mts. $Z = 0.53$ $N_0 = 0.618 I_L^{0.455} \times$

$$0.53 = 0.15 I_L$$

$d = 400$ mts. $Z = 0.74$ $N_0 = 0.618 I_L^{0.455} \times$

$$0.74 = 0.207 I_L$$

$d = 1000$ mts. $Z = 0.85$ $N_0 = 0.618 I_L^{0.455} \times$

$$0.85 = 0.238 I_L$$

TABLA 3-9

CUADRO DE NUMERO DE FALLAS EN LA LINEA POR CADA 100 KILOMETRO Y POR AÑO, PARA DIFERENTES - ESPACIAMIENTOS DE JUEGOS DE PARARRAYOS Y NIVELES ISOCERAUNICOS.

a) Para poste de madera

I_L	200 mts.	400 mts.	1000 mts.
5	0.15	0.25	0.325
10	0.3	0.5	0.65
20	0.6	1	1.3
30	0.9	1.5	1.95
40	1.2	2	2.6
50	1.5	2.5	3.25

b) Postes de hormigón

I_L	200 mts	400 mts.	1000 mts.
5	0.75	1.04	1.19
10	1.5	2.08	2.38
20	3	4.16	4.76
30	4.5	6.24	7.14
40	6	8.32	9.52
50	7.5	10.4	11.9

El número de fallas que se puede aceptar por año depende del grado de confiabilidad requerido por el sistema y el costo de la protección necesaria para mantener tal confiabilidad. Es bastante común el criterio de aceptar cuatro por 100 millas por año (o sea 2,5 fallas por 100 kilómetros por año), sin embargo consideremos que para los sistemas rurales, puede aumentarse el número de fallas aceptables si esto significa una apreciable reducción en el costo.

Se ha considerado conveniente limitar a 8 el

número de fallas permitidas por 100 kilómetros por año, lo cual, nos da un promedio de 1 falla cada 12,5 kilómetros teniendo en cuenta - que las líneas de electrificación rural tienen por lo general longitud entre 10 a 15 kilómetros, esto implicaría una salida por año para cada línea.

Para líneas construídas con postes de hormigón para un nivel isocerámico de 50, se utilizaría un juego de pararrayos cada 200 mts.; para un nivel de 40, el espaciamiento será 400 mts. para los niveles 10, 20 y 30 usaremos pararrayos cada 1000 mts. y para un nivel de 5, no será necesario utilizar pararrayos.

Cuando se utiliza postes de madera, resulta - aparentemente innecesario utilizar pararrayos para lograr la confiabilidad indicada, sin embargo, considerando que el comportamiento de los sistemas para espaciamiento entre juegos de pararrayos superiores a los 400 mts.

se ha extrapolado sin tener mayor certeza de su real comportamiento, se ha considerado conveniente utilizar un juego de pararrayo cada kilómetro, para niveles isoceráunicos superiores a 20; de esta manera se limita a 3.25 salidas por 100 kilómetros por año para un nivel isoceráunicos de 50. En los niveles 5 y 10 no será necesario utilizar pararrayos.

Presentaremos un cuadro que indica el espaciamiento entre pararrayos requerido para diferentes niveles isoceráunicos.

TABLA 3-10

ESPACIAMIENTOS ENTRE PARARRAYOS

<u>I_L</u>	<u>POSTE DE HORMIGON</u>	<u>POSTE DE MADERA</u>
5	no se requiere	no se requiere
10	1000 mts.	no se requiere
20	1000 mts.	no se requiere
30	1000 mts.	1000 mts.
40	400 mts.	1000 mts.
50	200 mts.	1000 mts.

3.3. CAPACIDADES DE LINEAS Y TRANSFORMADORES

El Plan Nacional de Electrificación Rural está concebido para 25 años, calculados a partir de 1980, año en el cual se considera - que se efectuarán las principales inversiones y estará destinado a cumplir metas fijadas para el año 2.005.

Para el dimensionamiento de los equipos e instalaciones se deberán determinar criterios con respecto a los siguientes puntos fundamentales:

1. Proyección de la demanda
2. Período de utilización de los diferentes materiales y equipos:
 - a) Conductor y accesorios
 - b) Transformadores

Los demás materiales tales como postes, crucetas, herrajes, etc. son calculados para un período igual a su vida útil, por lo cual la demanda no es un factor que haga variar su dimensionamiento, debiendo ser considerados al efectuar el análisis de cada material.

3.3.1. Dimensionamiento de conductores en líneas:

El período de utilización del conductor es un aspecto que

envuelve necesariamente consideraciones de carácter económico algo extensas. Un conductor se lo calcula para una carga futura que en el caso nuestro se contempla en una proyección de la demanda a 25 años; sin embargo, resulta antieconómico mantener un conductor sobredimensionado un largo tiempo.

3.3.1.1. Costo anual de líneas de distribución:

En el costo anual de una línea de distribución, hemos considerado tres costos:

a) Costo por la inversión efectuada:

Al utilizar una determinada cantidad de dinero para construir una línea, debemos considerar el costo anual que nos significa dicho capital; evidentemente este valor tendrá ciertos aspectos subjetivos tales como el llamado costo de oportunidad, que toma en cuenta el hecho de disponer de este capital para determinado objeto en lugar de otro que podría resultar más conveniente no solo en términos de utilidad financiera, sino también de beneficio social.

Deberá considerarse el interés anual que está sometido esta clase de préstamos, que es del 8 %, y el tiempo de vida que se presume de 20 años, en las cuales deberá depreciarse la línea; con las consideraciones anotadas, es normal para estas inversiones, fijar un porcentaje anual de 10 % y 15 % del capital invertido, hemos tomado un valor medio, que es 12 %, a este valor lo llamamos $a = 12 \%$.

De esta forma, el costo de la línea por concepto de la inversión de un capital C, será:

$$\text{Costo de Inversión} = \frac{a}{100} c \quad (3-18)$$

b) Costo de pérdidas de potencia.

Las pérdidas de potencia por efecto Joule, son iguales a $I^2 R$, siendo R la resistencia total del conductor e I la corriente que circula en el mismo. El costo de un kilovatio de pérdida viene dado por la capacidad de generación, transformación, etc. que debe

disponerse; para tal concepto, las empresas eléctricas tienen fijadas cargos por demanda máxima para abonados de cierta magnitud, actualmente este costo está entre \$ 40 y \$50 mensuales; considerando que los costos se han proyectado al año 1.980, se ha fijado un valor de \$ 600,00 anuales por tal concepto, a este valor lo denominamos m.

$$m = 600 \text{ S/. año}$$

Debemos considerar también que al hacer la proyección de la demanda, se determina una carga máxima para cada año; sin embargo, el cobro por demanda es mensual, por lo cual deberá hacerse un ajuste a la demanda máxima anual, tomando un valor promedio; este valor deberá ser un promedio cuadrático, ya que las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente, o de la carga, ya que existe una relación directa entre estas magnitudes, la relación entre el valor prome-

dio y el máximo se lo denomina factor de ajuste de la demanda, (N).

Siendo: DM_i : demanda máxima en el mes i .

DM_{anual} : demanda máxima anual

$$N = \frac{\sum DM_i^2}{12 DM_{\text{anual}}^2} \quad (3-19)$$

Evidentemente, este valor variará para cada sistema y cada año; para determinar un valor aproximado de uso general hemos considerado que el crecimiento anual de la demanda puede repartirse proporcionalmente entre los diferentes meses del año, en tal forma que si, por ejemplo se tiene un crecimiento mensual de 1 %, asignando a cada mes un valor superior al del mes anterior del 1 %, y calculando el promedio de los cuadrados de dichos valores.

Se ha calculado el valor del factor de ajuste de la demanda N, para crecimientos mensuales

suales del 1 % hasta el 2 % variando N entre 0.812 y 0.89; para efecto de este trabajo se ha tomado un valor promedio = $n = 0,85$

$$N = 0,85$$

Costo por pérdidas de potencia =

$$\frac{M \times N \times L^2 \times R}{1.000} \quad (3-20)$$

c) Costo de pérdida de energía.

Al utilizar la demanda máxima para el cálculo de pérdidas es necesario determinar un factor que tome en consideración el hecho de que la carga es variable durante todo el año. Al respecto se ha definido el término "Horas equivalente" como el número de horas requeridas por la demanda máxima para producir igual cantidad de energía perdida, que las causadas por la carga real, variable durante cierto período de tiempo; el porcentaje de horas equivalente, con respecto a las

horas totales en dicho período es el factor de pérdidas.

Se define como factor de carga la relación entre la potencia promedio y la potencia máxima. En zonas de mayor industrialización - se obtienen factores de cargas anuales superiores a 0,5; en zonas con altas proporciones en consumo residencial, dicho factor se reduce hasta 0,2. En las proyecciones de demanda efectuadas para el plan, de electrificación rural los valores varían - principalmente entre 0,2 a 0,3, resultando un valor conveniente el 0,25 utilizado en - el presente trabajo.

$$F_c = 0,25$$

El factor de pérdidas guarda una estrecha - relación con el factor de carga dependiendo de la forma de la curva de carga, se ha determinado empíricamente las siguientes relaciones: *que es la mas generalizada:*

$$H = 0,84 Fc^2 + 0,16 Fc. \quad (3-21)$$

En ciertos textos se utiliza también $H = 0,85 Fc^2 + 0,15 Fc$, sin embargo, no es considerable la diferencia.

Para el valor acordado de Fc tenemos:

$$H = 0,0925$$

Costo de pérdida de energía =

$$\frac{8.760 \times I^2 \times R \times L \times H}{1000} \quad (3-22)$$

Siendo L el costo de kilovatios = horas, fijado por INECEL para el año 1.980 en 0.98 sucres. El número de horas por año es 8.760.

El costo total anual será:

$$T = \frac{ac}{100} + \frac{I^2 R}{1000} \times M \times N + \frac{I^2 R}{1000} \times 8760 \times L \times H$$

(3-23)

En lugar de valores de corriente, utilizaremos los valores de potencia (KVA), ya que es una forma más apropiada de indicar la carga máxima anual. Para esto utilizaremos la siguiente relación:

$$I = \frac{S}{EP}$$

Donde: S = potencia máxima anual (KVA)

E = voltaje entre línea y tierra (KV)

P = número de fases.

Los valores asignados a los diferentes parámetros son:

$$a = 12 \%$$

$$M = 600 \text{ S/Kw=año}$$

$$N = 0.85$$

$$L = 0,98 \text{ S/. / KWH}$$

$$F_c = 0,25$$

$$H = 0,84 F_c^2 + 0.16 F_c = 0.0925$$

$$\text{Haciendo: } \frac{MN}{1000} + \frac{8760 LH}{1000} = J, \text{ tenemos}$$

$$T = \frac{aC}{100} + \frac{S^2 R}{E^2 P^2} \times J$$

Para las constantes consideradas $J = 1.304$

$$T = 0.12 C + 1.304 \frac{S^2 R}{E^2 P^2} \quad (3-24)$$

Para los sistemas de electrificación rural, el nivel de voltaje primario es de 13,8 KV, siendo el voltaje entre fase y tierra igual a 7960 V.

$$E = 7.96 \text{ KV}$$

Además, para comparar los costos de diferentes líneas, debemos hacerlo en base al costo unitario por KVA, que lo llamaremos Y.

$$Y = \frac{T}{S} \quad \$ / \text{KVA}$$

$$Y = 0,12 \frac{C}{S} + 20.58 \times 10^{-3} S \frac{R}{P^2} \quad (3-25)$$

Siendo: $K_a = 0.12 C$

$$K_b = 20.58 \times 10^{-3} \frac{R}{P^2}$$

Tenemos:

$$Y = \frac{K_a}{S} + K_b S \quad (3-26)$$

Para cada tipo de línea habrá un valor de K_a y K_b . El valor de R debe representar la resistencia total de los conductores, a través de los cuales circula una corriente I producida por la carga S . La resistencia será diferente para los diferentes conductores y números de fases.

a) Sistema con 3 fases y neutro:

Asumiendo cargas balanceadas, no circulará corriente en el neutro. El valor de R será 3 veces la de cada conductor de fase.

b) Sistema con dos fases y neutro:

La corriente circulante en el neutro será aproximadamente igual a la de las fases, el conductor de neutro deberá ser de igual calibre; el valor de R será tres veces más que la del conductor de fase.

c) Sistema con una fase y neutro:

La corriente en el neutro será aproximadamente igual a la de la fase; el valor de R será dos veces la del conductor de fase.

3.3.1.2. Límites de carga económica:

El límite de carga entre dos líneas se produce cuando sus costos totales por kilómetros son iguales; una carga menor determinará que los costos de una de las líneas sean inferiores a los de la otra, por el contrario, una carga mayor determinará que tenga costos superiores.

$$Y_1 = \frac{Ka_1}{S} + K_{b1}S$$

$$Y_2 = \frac{Ka_2}{S} + K_{b2}S$$

$$Y_1 = Y_2$$

$$\frac{Ka_1}{S} + K_{b1}S = \frac{Ka_2}{S} + K_{b2}S$$

$$(K_{b1} - K_{b2}) S = \frac{Ka_2 - Ka_1}{S}$$

$$S = \sqrt{\frac{K_{a2} - K_{a1}}{K_{b1} - K_{b2}}} \quad (3-27)$$

Los límites de carga económica están definidos para una carga equivalente, la carga equivalente se define como la carga que mantenida constante en una línea y aplicada en su extremo produce las mismas pérdidas que la carga variable durante un determinado período distribuida en toda la línea. El valor de la carga equivalente dependerá del período que se tome.

Para encontrar la carga equivalente necesitamos dos factores, el de crecimiento y el de distancia.

Llamando S_0 a la carga inicial de un período y S_F a la final, tenemos:

$$A = \frac{S_F}{S_0}$$

El factor de crecimiento llamado "g" se lo encuentra por la siguiente relación:

$$g = \sqrt{\frac{a^2 - 1}{\ln a^2}} \quad (3-28)$$

La deducción se encuentra en el anexo N°1

Llamando S_T a la carga en el término de la línea y S_L la carga total de la alimentadora, tenemos:

$$b = \frac{S_T}{S_i}$$

El factor de distancia llamado "d" se lo encuentra por la siguiente relación:

$$d = \sqrt{\frac{b^2 + b + 1}{3}} \quad (3-29)$$

La deducción se encuentra en el anexo N°2

La carga equivalente será:

$$S_{eq} = g \times d \times S_0 \quad (3-30)$$

Una vez determinados los límites de carga económicos para los diferentes conductores y número de fases, teniendo la carga equivalente será muy sencillo seleccionar el conductor y número de fases adecuado.

Si los costos de línea aumentan en un determinado porcentaje, la diferencia $K_{a2} - K_{a1}$ aumentará en dicho porcentaje, y el límite de carga nuevo se lo encontrará multiplicando el límite anterior por la raíz cuadrada de la relación de costos.

Por ejemplo:

Límite de carga para la $S_L = 204$. Si los costos fijos de líneas aumentan en un 20 %, la relación de costos será 1,2.

El límite de carga aumentará en una relación proporcional a la raíz cuadrada del aumento de los costos fijos de líneas.

El nuevo límite de carga será:

$$S_L = 204 \times \sqrt{1,2} = 223$$

Si los costos de energía o potencia varían habrá que encontrar un nuevo valor de J y el nuevo límite de carga se lo encontrará dividiendo el límite anterior por la raíz cuadrada de la relación de los dos valores. Ejemplo:

El límite de carga para una línea monofásica con conductor # 4, con $J = 1.073$ es: $S_L = 204$

Los valores de M' y L' , nuevos valores, son 800 y 0.9 respectivamente, manteniéndose constantes $N = 0.85$ y $H = 0.0925$

$$J' = \frac{800 \times 0.85}{1000} + \frac{8760 \times 0.9 \times 0.0925}{1000}$$

$$J' = 1.41$$

$$\frac{J'}{J} = \frac{1.41}{1.073} = 1.15 \quad S_L = \frac{204}{\sqrt{1.15}} = 177 \text{ KVA}$$

Si aumentarán los costos fijos aumenta el límite

te de carga.

Si aumentan los costos variables, disminuyen -
dichos límites.

Se han encontrado diferentes valores de K_a y -
 K_b para diferentes líneas.

Las líneas consideradas son:

- a) Conductor ACSR, poste de madera
- b) Conductor Aleación de aluminio 5005, poste -
de madera
- c) Conductor ACSR, poste de hormigón.

Para cada clase de línea se han calculado los
límites de carga, obteniéndose las tablas uti
lizadas para la selección de conductor.

TABLA 3-11
ZONA "A" INTERIOR ALTA
 CONDUCTOR ACSR POSTE DE MADERA

<u>CARGAS MONOFASICAS .</u>			
1 Ø 4	0	-	170.2
1 Ø 2	170.2	-	292
1 Ø 2/0	292	-	364
3 Ø 4	364	-	507
3 Ø 2	507	-	926
3 Ø 2/0	926		1750
3 Ø 4/0	1750	-	

<u>CARGAS TRIFASICAS</u>			
2 Ø 4	0	-	335.2
3 Ø 4	335	-	507
3 Ø 2	507	-	926
3 Ø 2/0	926	-	1750
3 Ø 4/0	1750	-	

TABLA 3-12

ZONA "B" MARITIMA

CONDUCTOR: ALEACION ALUMINIO 5005

POSTE:MADERA

CARGAS MONOFASICAS

1 Ø 4	0	-	172
1 Ø 2	172	-	302
1 Ø 2/0	302	-	364
3 Ø 4	364	-	508
3 Ø 2	508	-	962
3 Ø 2/0	962	-	1817
3 Ø 4/0	1817	-	

CARGAS TRIFASICAS

2 Ø 4	0	-	347
3 Ø 4	347	-	508
3 Ø 2	508	-	962
3 Ø 2/0	962	-	1817
3 Ø 4/0	1817	-	

TABLA 3-13

ZONA "C" (INTERIOR BAJA)

CONDUCTOR: ACSR POSTE: HORMIGON

CARGAS MONOFASICAS

1 Ø 4	0	-	171
1 Ø 2	171	-	307
3 Ø 4	307	-	507
3 Ø 2	507	-	927
3 Ø 2/0	927	-	1750
3 Ø 4/0	1750	-	

CARGAS TRIFASICAS

2 Ø 4	0	-	335
3 Ø 4	335	-	507
3 Ø 2	507	-	927
3 Ø 2/0	927	-	1750
3 Ø 4/0	1750	-	

3.3.1.3. Procedimiento para selección económica de conductor y número de fases.

Para seleccionar el conductor y número de fases a utilizarse en una línea, se calcula la carga equivalente.

En el Plan Nacional de Electrificación Rural, se realizó la proyección de la demanda para 15 años; dada la inexactitud de una proyección a largo plazo, se hizo el estudio estimando que la carga encontrada para el término del período de 15 años, en realidad pudiera alcanzarse en el período entre 15 y 25 años después del año inicial; por lo cual, al referirse a la carga luego de 15 años, se entenderá a la carga final del plan; la carga para 1995 será entonces la carga final de la línea.

El procedimiento para hallar la carga equivalente, y por lo tanto el conductor y número de fases más económico es el siguiente:

1. Se calcula la relación de crecimiento de la carga total de la línea en el año 1995 entre la carga total en el año 1.980.

$$a = \frac{KVA_{1995}}{KVA_{1980}}$$

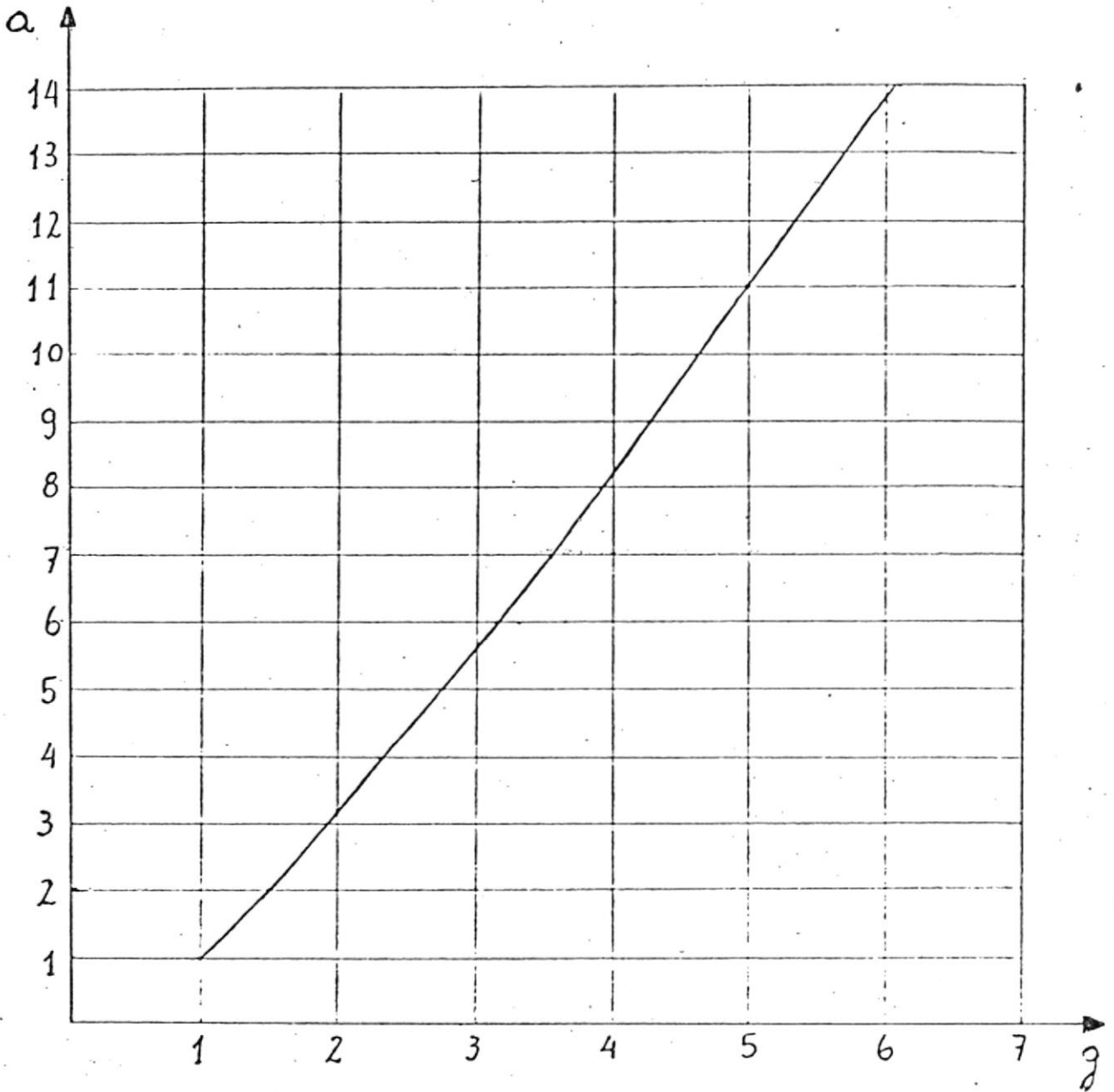
2. Se encuentra el factor de crecimiento mediante la relación que sigue:

$$g = \sqrt{\frac{a^2 - 1}{\ln a^2}}$$

Para esta relación se ha confeccionado la curva respectiva, pudiendo obtenerse g en forma gráfica a partir de a . (gráfico 3-10)

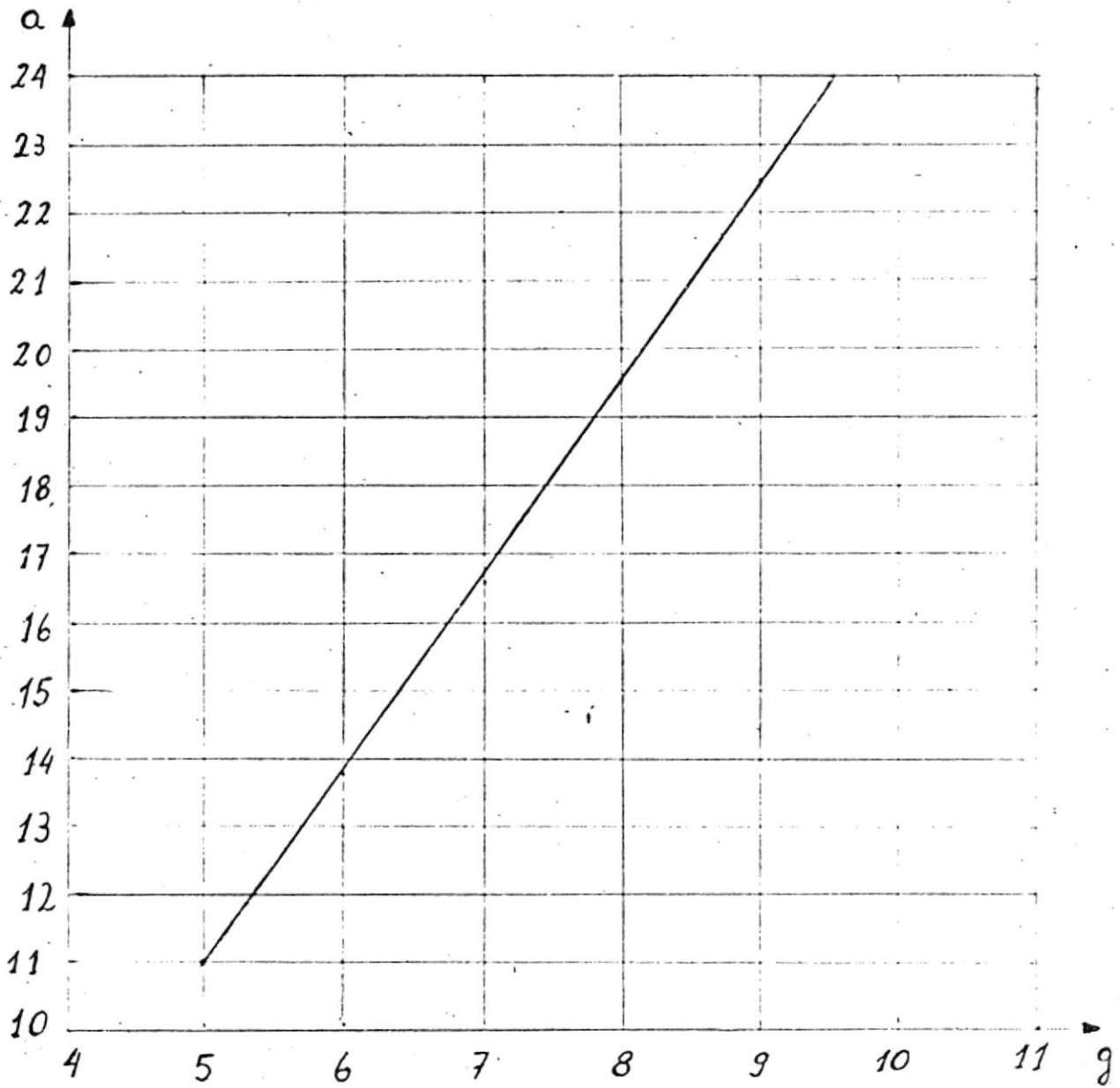
3. Se encuentra la relación entre la carga en el extremo de la línea y la carga en el inicio de la línea para los años 1980 y 1995, y se obtiene un promedio.

$$b_1 = \frac{KVA_{e1980}}{KVA_{I1980}} \quad b_2 = \frac{KVA_{E1995}}{KVA_{I1995}}$$



FACTOR DE CRECIMIENTO "g" EN FUNCION DE LA RELACION DE CRECIMIENTO "a".

GRAFICO 3-10 (a)



Factor de Crecimiento "g" en función de la relación de crecimiento "a".

Gráfico 3-10(b)

$$b_{\text{prom.}} = \frac{b_1 + b_2}{2}$$

4. Se encuentra el factor de distancia mediante la siguiente relación:

$$d = \sqrt{\frac{b^2 + b + 1}{3}}$$

Para esta relación se ha confeccionado la curva respectiva, pudiendo obtener d en forma gráfica, a partir de b . (gráfico 3-11).

5. Se encuentra la carga equivalente, multiplicando la carga total de la línea en el año 1980 por los factores de crecimiento y de distancia.

$$S_{\text{eq}} = \text{KVA}_{1980} \times g \times d$$

6. Se determina la clase de línea de acuerdo a la zona en que se ha dividido la región (zonas A, B o C); también se determina si los requerimientos de carga son monofásicos o

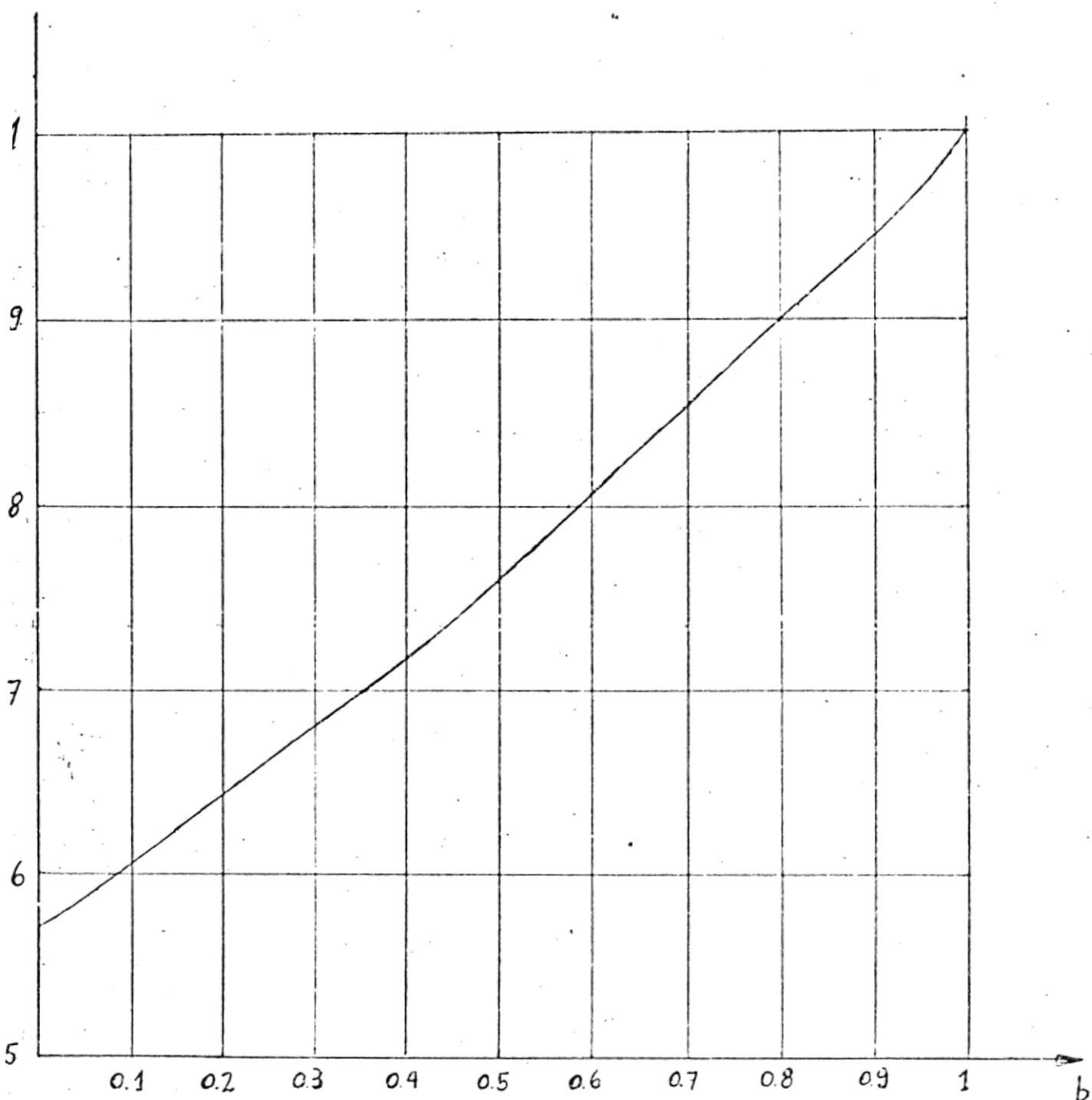


GRAFICO 3-12

trifásicos.

7. Para la carga equivalente, se selecciona - el conductor y número de fases de la tabla respectiva. (tablas 3-11; 3-12; 3-13).

Esta selección de conductor es por razones económicas si cumple con otros requerimientos como el de regulación; en caso de no cumplir este requerimiento se seleccionará el conductor y número de fases correspondientes al rango inmediato superior, y se verifica nuevamente si cumple con los requerimientos de caída de voltaje. Al respecto, nos remitimos a la sección 4.3.2.

3.3.2. Capacidad de Transformadores:

Los transformadores poseen una capacidad de placa que señala la carga en KVA que puede soportar dicho transformador en forma continua sin sufrir ningún daño.

La principal causa del deterioro de un transformador es la destrucción del aislamiento de sus embobinados causados por el exceso de calor del aceite, siendo la carga de placa la que señala la corriente que causa un calentamiento permisible.

Por lo general, un transformador tiene un régimen de carga variable, razón por la cual, si se mantiene largo tiempo con una capacidad inferior a la de su placa, podrá soportar durante cierto tiempo una sobrecarga tal que no llegue a perjudicar el aislamiento.

Evidentemente, los ciclos de carga de un transformador varían de un día a otro y se hace muy difícil poder determinar con relativa exactitud las cargas que se esperan tener en diferentes horas.

En la práctica, resulta conveniente expresar el ciclo de carga de un transformador en función de una carga equivalente inicial y una carga equivalente de pico señalando el mínimo de horas para cada carga.

Un gráfico de esta clase tendría las siguientes características:

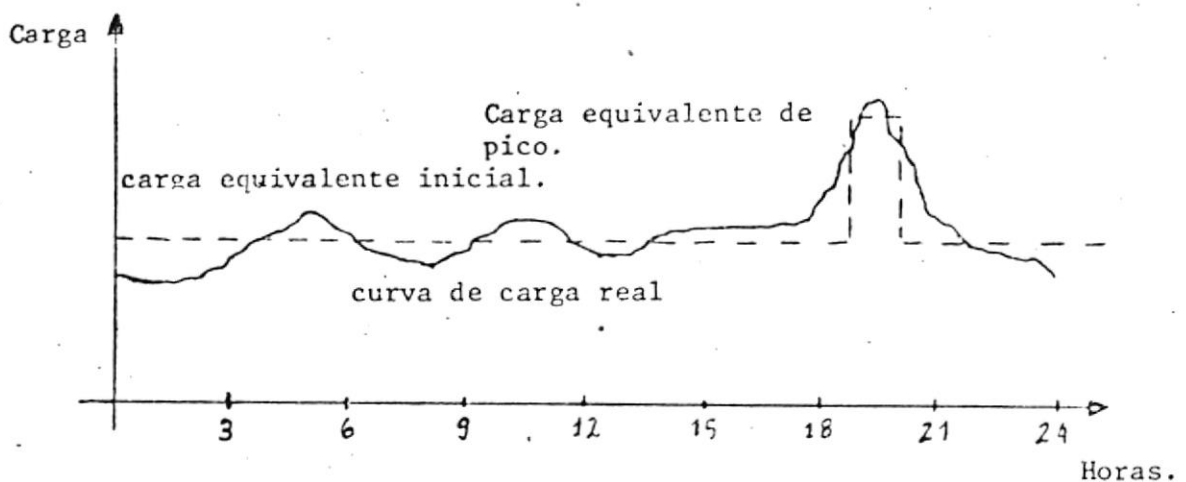


GRAFICO 3-13

Para seleccionar el transformador de capacidad adecuada se necesita conocer además la temperatura ambiente; para

nuestro caso se asume que es igual a 30°C, teniendo en cuenta que la temperatura difiere entre los diferentes meses del año.

Considerando entonces que puede lograr ahorros considerables, aprovechando la capacidad de sobrecarga del transformador, se han elaborado cuadros que indican el factor por el que se multiplica la capacidad nominal del transformador para obtener la demanda máxima. Este factor será función del tiempo que dure la carga pico y también del porcentaje con respecto a la capacidad nominal de la carga inicial fuera del período de carga pico.

Al respecto se presenta la tabla 3-14, obtenida de "Distribution Transformer Manual" GET 2485 E, de General Electric, pag. 74.

TABLA 3-14

Período de Carga Pico (horas)	Carga Inicial (Porcentaje Capacidad del Transformador)		
	50 %	70 %	90 %
1/2	1.89	1.78	1.64
1	1.58	1.49	1.39
2	1.37	1.32	1.24
4	1.19	1.17	1.13
8	1.08	1.07	1.06
24	1	1	1

En Electrificación rural, tendremos dos casos bastante diferentes, el de servicio residencial y el de servicio industrial.

a) Servicio Residencial

El tiempo de carga pico equivalente se lo puede considerar 1 hora, con una carga equivalente del 50 %; en la tabla tenemos para este caso un valor de 1.58.

De acuerdo con esto tenemos los siguientes rangos para los diferentes transformadores:

TABLA 3-15

5 KVA	:	0	-	7.9
10 KVA	:	7.9	-	15.8
15 KVA	:	15.8	-	23.7
25 KVA	:	23.7	-	39.5
37.5 KVA	:	39.5	-	59.25
50 KVA	:	59.25	-	79

b. Servicio Industrial

En la mayoría de los casos se tendrá un período de 8 horas pico con carga trifásica; la capacidad del transformador será igual o mayor a la carga instalada.

En el caso de servicios en Y abierto en el lado de alta y delta abierto en baja tensión se deberá considerar la reducción de capacidad debida al tipo de conexión, para lo cual se deberá efectuar el siguiente cálculo:

- a) Transformador del cual se obtiene servicio monofásico a 120 voltios

$$\text{KVA} = 0.58 \times \text{carga trifásica} + \text{carga monofásica.}$$

- b) Transformador exclusivo en servicio de fuerza

$$\text{KVA} = 0.58 \times \text{carga trifásica.}$$

Ejemplo:

Una carga de: 26 KVA trifásicos

9 KVA monofásicos

Capacidad de transformadores:

$$\text{a) } 0.58 \times 26 + 9 = 24 \text{ KVA}$$

$$\text{b) } 0.58 \times 26 = 15 \text{ KVA}$$

Utilizaremos un transformador de 25 KVA y otro de 15 KVA.

La capacidad del transformador seleccionado deberá cubrir la carga esperada en un período no menor de 8 años.

3.4. CONFIABILIDAD DE SERVICIO

3.4.1. Generalidades:

El problema de la confiabilidad de servicio es un asunto de gran importancia económica, sin embargo, es prácticamente imposible cuantificarlo, ya que involucra cuestiones subjetivas.

Los efectos principales que dependen de la confiabilidad del servicio son:

1. Actitud del abonado existente o potencial, que de acuerdo a la confiabilidad demostrada tendrá mayor o menor tendencia a la utilización de la energía eléctrica proveniente del sistema regional. Se ha encontrado que incluso en zonas electrificadas, una pobre confiabilidad de servicio origina que muchos abonados potenciales utilicen otros medios de producción de energía (motores estacionarios, generadores propios, etc.).
2. Costos provenientes de la reparación de averías, que

en zonas rurales, con problemas de localización, mo
vilización, etc., pueden resultar bastante elevados
en sistemas de pobre confiabilidad.

3. Pérdida de ingresos por energía no vendida.

3.4.2. Medida de la Confiabilidad:

La medida de la confiabilidad de servicio tiene dos
aspectos muy importantes:

1. Promedio de horas-consumidor fuera de servicio por
año y por número de consumidores.
2. Tiempo fuera de servicio de las diferentes clases
de carga.

3.4.2.1. Promedio de horas-consumidor fuera de servicio por año y por número de consumidores:

Esto nos indica el efecto del número de fallas

y su duración sobre los usuarios afectados, ya que el efecto de una falla no es igual si involucra a un número muy reducido de usuarios que sí afecta a un número elevado; también el tiempo de la falla es muy importante para el análisis del comportamiento del sistema.

Las normas de confiabilidad del sistema desde este punto de vista, deben partir de la situación existente y en base a esto proceder a determinar las mejoras posibles; sin embargo, la falta de estadísticas al respecto hacen imposible dar una medida de este problema.

Para lograr esta medida, deberán seguirse los siguientes pasos:

- a) Esquemas del sistema indicando el número de consumidores que involucra cada punto. Este esquema debe modificarse periódicamente para incorporar a los nuevos abonados.

- b) Reporte de las fallas, a través de lo cual se logrará determinar el tiempo de la falla, su localización y la causa.

Con respecto al tiempo, el reporte de la falla deberá indicar lo siguiente:

- a) Hora que se suspendió el servicio
- b) Hora que fue comunicado o detectado el problema en el centro de operación.
- c) Hora en que se envió el equipo de reparación
- d) Hora en que comenzó propiamente el trabajo de reparación.
- e) Hora en que se restableció el servicio.

Esto nos permitirá por un lado conocer el tiempo de duración de la falla, y además en dónde se invierte el mayor tiempo, para de acuerdo a esto tomar las medidas correctivas más adecuadas.

Con respecto a la ubicación, se indicará en forma precisa el punto a partir del cual se

suspendió el servicio, lo que ocurre generalmente en puntos de seccionamiento y protección. Deberá indicarse cuál o cuáles de las fases resultaron afectadas.

La localización exacta de la falla resulta a menudo bastante difícil, sin embargo, deberá recorrerse el área para tratar de encontrarla y de no ser posible su ubicación exacta, se indicará el tramo de la línea donde se detectó la falla.

Posteriormente, para cada falla se multiplicará el número de usuarios afectados por el tiempo de duración; el total anual encontrado para cada alimentadora, se dividirá para el número promedio de abonados servidos en todo el año desde la alimentadora respectiva.

De esta forma, podremos comparar la situación entre las diferentes alimentadoras, lo que nos ayudará a encontrar la medida correctiva más

adecuada.

3.4.2.2. Tiempo fuera de servicio de las diferentes -
clases de carga:

En cada sistema, existen cargas que poseen una mayor sensibilidad que otras a la duración de la falla; especialmente equipos de secado u - otras que requieren control de temperatura, no pueden soportar períodos largos fuera de servicio sin afectarse seriamente; para la determinación de esto, deberá tomarse en cuenta la existencia o no de equipos de emergencia propios de los usuarios.

3.4.3. Mejoramiento de la Confiabilidad:

Los métodos para mejorar la confiabilidad los podemos -
dividir en dos clases:

- a) Diseño
- b) Operación y mantenimiento

3.4.3.1. Mejoramiento de Confiabilidad en el diseño:

En la práctica encontramos que es generalmente en el diseño donde se puede lograr más fácilmente mejoras sustanciales de confiabilidad; sin embargo, hay que evaluarlo muy cuidadosamente, ya que es aquí donde se ocasionan los mayores costos. En forma general, se encuentra que los cambios de diseño raramente se justifican, por lo cual, en el planeamiento del sistema es donde deberá actuarse con mayor cuidado.

Los puntos principales a ser considerados para confiabilidad en el diseño, son:

- a) Limitar la longitud de las líneas de electrificación rural, utilizando en caso de ser necesario otras alimentadoras.

Desde el punto de vista de la extensión de las líneas, el sistema mostrado en el gráfico 3-13 es más confiable que el del gráfico 3-14.

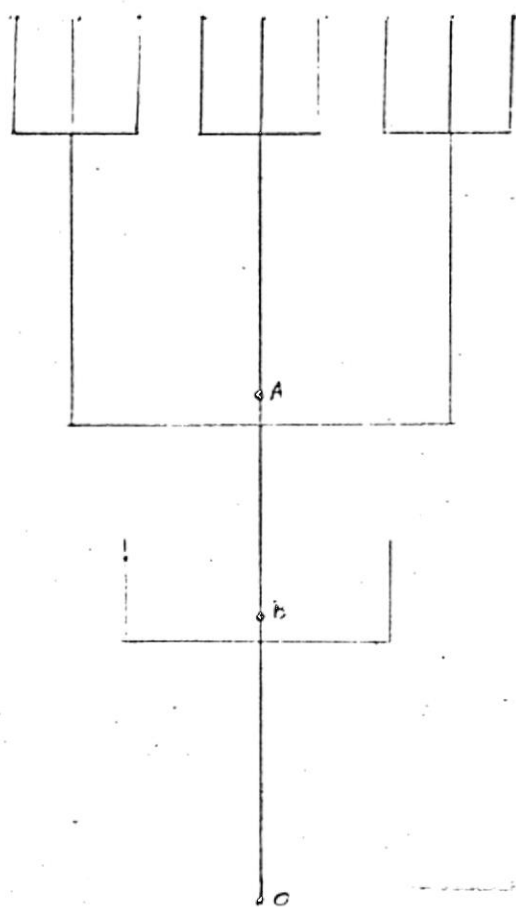


GRAFICO 3-14

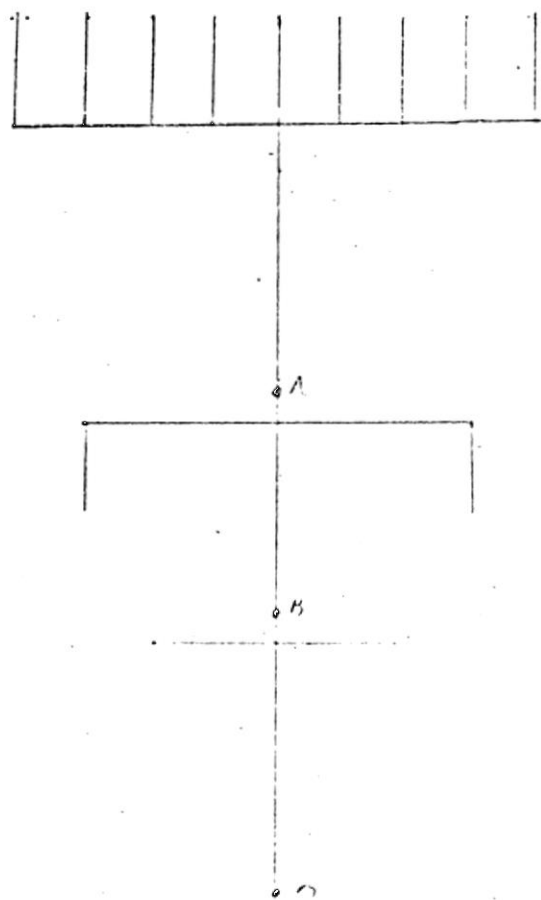


GRAFICO 3-15

- b) Al efectuar la selección de la ruta, tomar en cuenta especialmente su accesibilidad, problema de vegetación y suelo y buena perspectiva de no sufrir cambios debidos a obras públicas, etc.
- c) Una seccionalización adecuada, que permita limitar al máximo el número de usuarios afectados.

Al respecto, servirá de referencia el establecimiento de curvas que relacionen el número de consumidores por equipo de seccionamiento con el número de consumidores por kilómetro, excluyendo lógicamente los centros poblados. Esta curva tendrá mayores índices de consumidores por aparato de seccionamiento en zonas de mayor densidad de población.

Para áreas de baja densidad de abonados, alrededor de un abonado por kilómetro, podemos considerar apropiado la seccionalización cada 10

a 12 kilómetros; para índices de 6 abonados - por kilómetro se considera apropiado la sección nalización cada 5 o 6 kilómetros.

Otros aspectos de diseño incluyen las protecciones adecuadas de pararrayos, puesta a tierra, reconectores, ya determinados en la sección 1.2.

3.4.3.2. Mejoramiento de confiabilidad en la operación y mantenimiento:

La determinación de los tramos que requieren mayor atención en lo referente a operación y mantenimiento se basará en los reportes de falla. Las actividades de operación y mantenimiento se clasificarán en:

- a) Mantenimiento y ensanchamiento del área - desbrozada en ambos lados de la línea (derecho de vía).

b) Cambio de equipo que no trabaje satisfactoriamente, tales como aisladores fisurados, grapas en mal estado, crucetas y postes mal tratados, etc.

c) Trabajo de personal con línea en caliente.

d) Mantenimiento de equipos reconectores.

CAPITULO N° 4

PRIMARIO DE DISTRIBUCION

Los primarios de distribución para el servicio rural son derivaciones tomadas de las líneas troncales de los diferentes sistemas regionales; estas derivaciones tienen a menudo subramales con una configuración radial.

El nivel de voltaje seleccionado para el Ecuador por INECEL es 13.800 voltios entre fases, para primarios de distribución. Al respecto se han efectuado algunos estudios, muchos de ellos con diferentes conclusiones.

Los parámetros en los que se basa un estudio de selección de nivel de voltaje son:

- a) Inversión
- b) Capacidad de transporte de carga
- c) Regulación y pérdidas
- d) Disponibilidad de equipos

En la sección 3.1.1.3., el tratar sobre la caída de voltaje - en el primario de distribución, encontramos que permitiendo una caída de 4,5 % en líneas de 15 kmt. se pueden tomar cargas desde 533 KVA con # 4 ACSR hasta 1600 KVA con # 4/0 ACSR, en sistema tri fásicos; estos límites de carga son adecuados tratándose de líneas de servicios rural, pero resultan bastante limitados para las lí neas principales del sistema regional, donde normalmente las ali mentadoras deberán poder servir cargas de hasta 5.000 KVA.

Por tales motivos, se comienza a sentir la necesidad de que tales líneas operan con niveles de voltaje superiores, extendiéndose se la utilización del nivel de voltaje de 69 Kv para líneas que son propiamente de subtransmisión, de las cuales no pueden tomar energía directamente los abonados a excepción de contadas industrias de gran capacidad; por tal motivo, encontramos a menudo una duplicación de líneas en la misma ruta, la línea de 69 Kv para sub transmisión y la de 13,8 KV para distribución.

Una solución que se ha planteado a este problema es la utilización de un nivel de 34,5 KV en lugar de 13.8 KV, para primario - de distribución, que podría incluso utilizarse en ciertos casos para subtransmisión, operándose en 138 KV para la transmisión de

energía en bloque.

El porcentaje de caída de voltaje es inversamente proporcional al cuadrado del voltaje.

$$\% \Delta V = \frac{\text{KVA} \times L (R \cos \phi + X \text{ Sen } \phi)}{10 \text{ KV}^2}$$

Si en lugar de 13,8 KV, se utiliza 34,5 KV; la caída de voltaje disminuirá en una relación $\left(\frac{34,5}{13,8}\right)^2 = 6,25$

Es decir que si en un sistema operando a 13,8 KV, la caída de voltaje es de 12,5 %, al cambiar el nivel de voltaje a 34,5 KV, dicha caída será tan solo 2 %.

Las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente; al utilizar 34,5 KV en lugar de 13,8 KV, la corriente se reduce en una relación $\frac{34,5}{13,8} = 2,5$; las pérdidas se reducirán en 6,25 veces, o sea que una pérdida de 12,5 % en un sistema a 13,8 KV, se reducirá al 2 % en un sistema a 34,5 KV.

Esto significa, que para una magnitud determinada de caída de voltaje y pérdidas, la capacidad de transporte se aumenta en 6,25

veces.

Los inconvenientes de un voltaje más alto, estriban en el costo de construcción de líneas mucho mayor y en la dificultad de disponibilidad de equipos para el servicio a abonados en especial - transformadores, seccionadores, etc.

Sin embargo, al nivel de 34,5 KV se dispone de transformadores y equipos para servir directamente a abonados pequeños del sector rural, lo cual no sucede con el nivel de voltaje de 69 KV; por otro lado, las estructuras para 13,8 KV se pueden utilizar, cambiando - aisladores, para 34,5 KV, lo cual implica una ventaja considerable desde el punto de vista económico.

Resumiendo, tenemos una alternativa con niveles de 13,8 KV y 69 KV, y otra con niveles de 34,5 KV y 138 KV; siendo objeto del presente estudio el determinar las características técnicas de los primarios de distribución a construirse en el Ecuador, y habiéndose escogido para este voltaje el nivel de 13,8 KV, los análisis se los efectuará para este voltaje a pesar de las ventajas que podría tener el uso del nivel de 34,5 KV; es de señalar sin embargo, que las estructuras contempladas podrían adecuarse fácilmente para 22

KV o 34,5 KV.

En la determinación de las características para los primarios de distribución, se considerará como nivel de voltaje el de 13,8KV ya que no hay ninguna tendencia a utilizar la alternativa de 34,5 KV; se ha prestado atención especialmente a las estructuras y al conductor, ya que son los rubros de mayor incidencia en el costo total de la línea; el presente capítulo lo hemos concebido en la siguiente forma:

- 1. Estructuras
- 2. Conductor
- 3. Caída de voltaje
- 4. Protecciones

4.1. Estructuras:

Es fundamental en la selección del tipo de estructura el propender al menor número de variaciones, ya que los problemas de organización de las empresas en lo referente a bodega, provisión de materiales, etc., se tornan demasiado grandes cuando existen una exagerada variación de normas para materiales, por

otro lado, el hecho de que gran parte del material es adquirido por INECCEL, que luego lo transfiere a las diferentes empresas, obliga a mantener entre tales empresas las mismas clases de materiales.

Esta situación no excluye el hecho de que en cada área existen condiciones especiales que determinarán ciertas características particulares a los materiales, como en el caso de las áreas vecinas al mar, con problemas específicos de corrosión.

Los aspectos analizados en las estructuras son:

- a) Tipo de estructuras
- b) Ubicación de estructuras
- c) Materiales utilizados

4.1.1. Tipo de estructuras:

Se ha tratado de reducir al mínimo el número de tipo de estructuras a utilizarse, de acuerdo a la experiencia habida durante algunos años con el uso de las normali-

zaciones hechas por INECEL para sistemas de distribución.

Se han analizado estructuras para líneas monofásicas y trifásicas; las posibles estructuras con dos fases se considerarán a partir de las trifásicas haciendo la respectiva reducción.

Hemos considerado las estructuras incluyendo el neutro, por lo cual, en lugares donde existan red de baja tensión, con neutro común al de alta tensión, deberá efectuarse la reducción correspondiente.

El montaje de la estructura puede realizarse en postes perforados o sin perforar, por lo cual deberá considerarse un montaje con perno pasante y otro con abrazadera; en general, para postes de madera o de hormigón, se preferirá el uso de los perforados, que reducen los costos sin reducción de la resistencia del material, y facilitan la provisión de materiales.

De igual forma, se ha previsto el uso de crucetas de

madera, sin embargo, en ciertos casos en que se utilice crucetas de hierro se modificarán los tamaños de los pernos, etc., necesarios.

En esta sección, se determinará cual es la estructura más adecuada para un determinado ángulo y conductor.

Las estructuras que se usan principalmente para líneas de distribución son:

<u>SISTEMA</u> <u>MONOFASICO</u>	<u>SISTEMA</u> <u>TRIFASICO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
SU	P	Conductor soportado en un aislador pin, estructura tangente típica.
AU	PP	Conductor sostenido en 2 aisladores pin utilizado cuando hay cierto ángulo que obliga a reforzar la estructura.
ARU	AR	Estructura con una cadena de aisladores de <u>sus</u> pensión por fase en <u>dis</u>

<u>SISTEMA</u> <u>MONOFASICO</u>	<u>SISTEMA</u> <u>TRIFASICO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
ARRU	ARR	posición vertical, cuando el ángulo excede al permitido por la estructura de doble aislador pin, limitado el ángulo a 60°
RRU	RR	Estructuras con 2 cadenas de aisladores de suspensión por fase, en disposición vertical, cuando el ángulo excede los 60° Estructura con 2 conjuntos de aisladores de suspensión por fase, colocados en oposición; aíslan mecánicamente los tramos de líneas. En líneas trifásicas se usan en ángulos grandes, cuando por problemas de distancia al suelo no conviene el

<u>SISTEMA</u> <u>MONOFASICO</u>	<u>SISTEMA</u> <u>TRIFASICO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
	2RC	<p>uso de la AR o ARR.</p> <p>Estructura con 2 conjuntos de aisladores - de suspensión por fase, colocados en 2 juegos dobles de crucetas; utilizada en línea trifásica con ángulos demasiados grandes, cuando no cabe la utilización de la ARR por problemas de distancia al suelo.</p>
RU	RT	<p>Estructura para terminal de línea con un juego de aisladores de suspensión por fase.</p>

Los gráficos y listas de materiales se hallan en el anexo 4.

4.1.1.1. Estructura con aisladores pin.

Las estructuras con aisladores pin consideradas son:

a) Monofásicas SU

AU

b) Trifásicas P

PP

En la práctica el vano máximo está limitado sobre todo por la separación de los conductores respecto al suelo y entre ellos, por lo cual - el análisis de las cargas transversales debido al viento y al ángulo formado por la línea servirá fundamentalmente para la selección del tipo de estructura a usarse.

La carga transversal aceptable para el aislador pin está fijada en 228 KG (500 lbs.) por pin.

Al temprar la línea se utiliza una tensión longitudinal calculada con respecto a la tensión

de rotura del conductor; normalmente el porcentaje de la tensión de rotura que se tiene - para templar, varía entre 15 a 25 % sin embargo, es necesario considerar que en ciertos momentos, cuando la temperatura está muy baja; la tensión de la línea será mayor que la tensión a la cual fue templada. En la costa, el problema del frío es relativamente pequeño, por lo que se ha puesto como límite que la tensión en el conductor ascienda hasta un 40 % de la tensión de rotura.

La presión del viento está dada por la siguiente relación:

$$P_V = K V^2 \quad (4-1)$$

Donde P_V : presión del viento

K : constante que considera el coeficiente aerodinámico y la uniformidad del viento.

V : Velocidad del viento

La constante K, para P_v en Kg/m^2 y V en Km/h es de:

$$K = 0.0075 \text{ (A.E Knowlton, manual standard del ingeniero eléctrico)..}$$

Los datos de velocidad del viento para la costa fluctúan con un máximo de 40 Km. por hora.

Asumiendo $V = 42,5 \text{ Km/h}$

Tenemos:

$$P = 0,0075 \times 42,5^2 = 13,5 \text{ Kg/m}^2$$

La fuerza ejercida en el conductor será igual a la presión $13,5 \text{ Kg/m}^2$, multiplicada por el área que recibe presión, o sea que la fuerza del viento será proporcional al diámetro del conductor y al vano. Para cada conductor obtenemos una fuerza por unidad de longitud, que multiplicada por el vano nos dará el esfuerzo debido al viento. Los datos de los conducto-

res se encuentran en la tabla 9, anexo 5 ;
con esos datos se ha obtenido el siguiente cuadro:

TABLA 4-1

		Trotura (Kg.)	T. Conductor 40 % Trotura (Kg.)	T. Viento (Kg./m)
ACSR	4/0	3808	1523	0.193
	2/0	2421	968	0.154
	2	1300	520	0.109
	4	848	339	0.086
Aluminio	4/0	2886	1154	0.193
	2/0	1929	772	0.154
	2	1012	405	0.109
	4	652	261	0.086

La fórmula que relaciona el ángulo de la línea con los demás valores de tensiones es:

$$\text{Sen } \frac{\phi}{2} = \frac{T_{\text{max.}} - S \times T_V}{2T} \quad (4-2)$$

Siendo:

ϕ = ángulo de la línea en la estructura

T_{Max} = Tensión para el pin (152 Kg/pin).
Se ha considerado 228 Kg. por pin como valor de resistencia, con un factor de seguridad de 1.5-

S = Suma de los dos semivanos contiguos a la estructura (mts.) (Vano viento).

T_V = Fuerza ejercida por el viento por unidad de longitud de conductor.
(Kg./mt.).

T = Tensión del conductor, igual al 40% de la de rotura (Kg.)

Conociendo T_{max} , T , T_V , tenemos una relación entre $\text{Sen } \frac{\phi}{2}$ y S con la cual obtenemos ,ángu-

los máximos permitidos de acuerdo al vano para los diferentes conductores.

Para cada conductor habrá dos casos; uno para estructura pin simple y otro para estructura pin doble.

De acuerdo a estas condiciones hemos encontrado para vanos entre 80 a 140 metros, valores máximos permisibles de ángulos para cada conductor y estructura; con un límite de 20° para estructura pin simple y 40° para estructura pin doble.

Los valores de máximos de ángulos se presentan en la siguiente tabla:

TABLA 4-2

ESTRUCTURA DE UN AISLADOR PIN (P o SU)

CALIBRE	ANGULO MAXIMO	
	ACSR	AL.5005
4/0	4.7°	6.2°
2/0	8.8°	9.8°
2	17.2°	19.4°
4	20 °	20 °

ESTRUCTURA DE DOBLE AISLADOR PIN (PP o AU)

CALIBRE	ANGULO MAXIMO	
	ACSR	AL.5005
4/0	10.4°	13.8°
2/0	19 °	21.2°
2	36.5°	40 °
4	40 °	40 °

Este es el ángulo máximo de acuerdo a la resistencia del pin; para la selección de la estructura deberá comprobarse también el es fuerzo total de la estructura.

4.1.1.2. Estructura con Aisladores de Suspensión:

Para ángulos superiores a los permisibles para estructuras pin doble, se utilizan estructuras con aisladores de suspensión, para los cuales analizaremos dos tipos de líneas.

a) Líneas monofásicas

b) Líneas trifásicas

Los vanos considerados varían de 80 mts. a 140 mts., excepto en estructura de doble poste para salvar grandes depresiones, donde los vanos pueden llegar a 400 mts.

4.1.1.2.1. Líneas Monofásicas:

Cuando el ángulo de la línea excede al permisible para estructura pin doble, se utilizará la estructura ARU, que a su vez queda limitada a un ángulo máximo de 60° para evitar excesiva tensión al conductor y lograr una mayor seguridad mecánica en la estructura.

Para ángulos mayores de 60° se utilizará la estructura ARRU; para aislar mecánicamente los diferentes tramos de línea se utilizará la estructura RRU. Para terminación de la línea - se utilizará la estructura terminal RU.

4.1.1.2.2. Líneas Trifásicas:

4.1.1.2.2.1. Estructuras de un Poste:

Cuando el ángulo excede al límite para las estructuras pin doble, deberá considerarse la utilización de estructuras AR o ARR, sin embargo con estas estructuras deberá ponerse especial cuidado respecto a la altura del conductor inferior al suelo.

Al respecto, se ha fijado como límite el de 5,5 metros para conductor de neutro y de 6 metros para el de fase.

La distancia del aislador de neutro del poste

es 3,2 mts., ya que con 1 mt. de separación entre conductores, desde el conductor superior hasta el de neutro habrá 3 espacios de 1 mt., lo cual sumado a un espacio de 20 cm. desde el extremo del poste al conductor superior da un total de 3,2 mts.

Teniendo en cuenta que la longitud de enterramiento del poste es aproximadamente $1/6$ de su altura, y que la distancia del aislador del neutro al extremo superior del poste es de 3,2 metros, para esta estructura tenemos la siguiente relación para zonas sin depresiones.

$$\frac{L}{6} + 5,5 + f_m + 3,2 = L$$

$$\frac{5L}{6} = 8,7 + f_m$$

$$L = 1,2 (8,7 + f_m)$$

Siendo:

L = Longitud total del poste (mts.)

f_m = Flecha máxima (mts.)

En la práctica la longitud del poste para esta estructura se la selecciona como 12 metros, lo cual hace posible una flecha de 1,3 metros para terrenos planos, esta flecha corresponde a un vano de 125 mts.

Evidentemente, en zonas planas, donde generalmente hay escasas curvas, no se justificaría la utilización de esta estructura, ya que no resulta práctico por problema de provisión, en tregas, construcción, etc., tener varios tamaños de poste para una línea cuando el número de los postes especiales es muy pequeño.

El uso más extensivo de estas estructuras será en zonas con depresiones de terreno, que generalmente derivan en líneas con mayor número de ángulos.

La estructura AR tendrá como ángulo límite 60° igual al definido para la ARU; para ángulos mayores, se utilizará la estructura ARR.

Para los ángulos superiores al límite dado para estructuras pin doble, cuando por el problema de distancia el suelo no se utilice las estructuras AR o ARR, se utilizará la estructura RR, o la RRC, que servirán además como terminales mecánicos, limitando los tramos de línea y para instalación de equipos como portafusibles, reconectores, etc.

La estructura RR será la de uso normal para terminales mecánicos; cuando se utiliza para ángulos en la línea, se limitará a un ángulo de 60° ; debido a la disminución de la distancia entre conductores por el ángulo de la línea.

Siendo: θ = Angulo de deflección del conductor

d_c = Distancia entre conductores (sin viento).

d_a = Distancia entre aisladores (en la estructura).

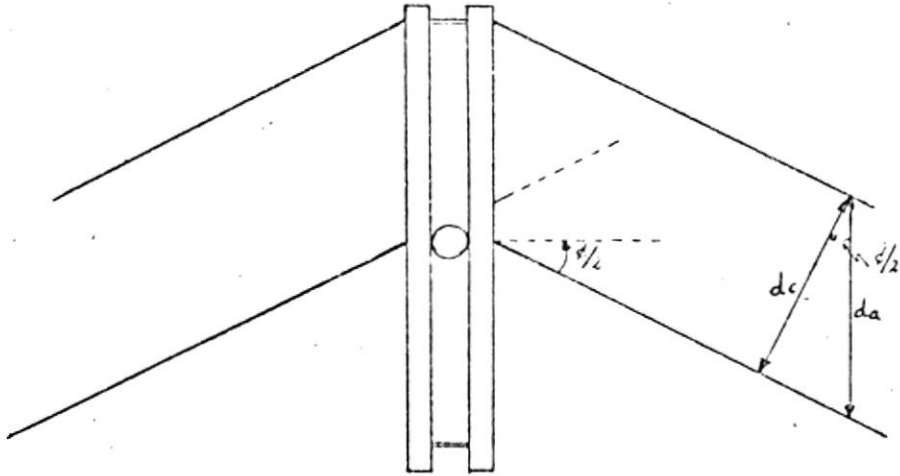


GRAFICO 4-1

En las estructuras RR el ángulo formado por la línea puede dividirse entre ambos lados de la estructura, por lo cual se tendría.

$$\mathcal{L} = \varphi / 2$$

$$d_c = d_a \cos \frac{\varphi}{2}$$

para $\varphi = 60^\circ$, tendríamos

$$d_c = 0.866 d_a \quad (4-3)$$

Es decir que la distancia entre conductores se reduce en 13.33 %. Para ángulos superiores a los 60° se utilizará la estructura 2 RC, en la cual, las crucetas están en posición perpendicular a la línea, sin disminuir la distancia entre conductores.

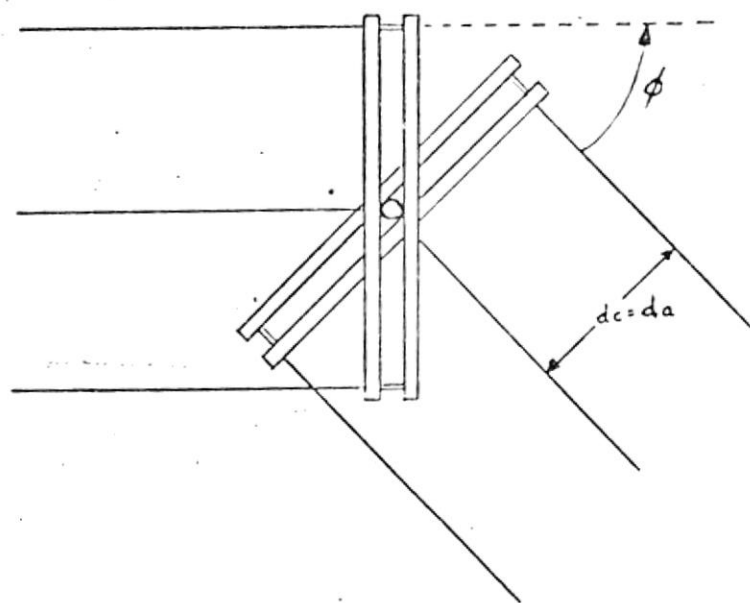


GRAFICO 4-2

Como terminales de línea se utilizará normalmente la estructura RT, a excepción de terminales efectuados en postes con otra estructura - (derivaciones, acometidas primarias, etc.) en las cuales deberá usarse la estructura RC.

4.1.1.2.2.2. Estructura de doble poste:

Las estructuras de doble poste se utilizarán para vanos especiales, tales como cruce de ríos, para salvar grandes depresiones, etc.

Las estructuras consideradas son:

- a) HRR
- b) HS

Los gráficos y listas de materiales se encuentran en el anexo 4.

Las estructuras de un solo poste se han consi

derado para vanos de hasta 129 metros, sin embargo, los límites de vanos para cada estructura se determinan en la sección correspondiente a localización de estructuras, las estructuras HRR y HS se usan cuando se rebasan los límites impuestos a las estructuras de poste simple.

Generalmente, el vano especial está seguido a ambos lados por vanos normales, sin embargo, evidentemente puede darse el caso de varios vanos especiales contiguos.

La estructura HRR tiene doble cadena de aisladores por fase, dispuestos en retención, constituyendo un terminal mecánico, la estructura HS posee una sola cadena de aislador por fase, dispuestos en suspensión.

La estructura HRR se utilizará en los extremos de los vanos especiales; la estructura HS se utilizará en estructuras intermedias cuando -

haya dos o más vanos especiales contiguos.

4.1.2. Ubicación de Estructuras:

La ubicación de estructuras depende fundamentalmente de la distancia mínima al suelo permitida, la altura de los postes y las tensiones del templado con respecto al peso de cada conductor. Las limitaciones de vanos para los diferentes conductores están dados por:

- a) Distancia mínima al suelo
- b) Separación de conductores
- c) Esfuerzos en la estructura

4.1.2.1. Distancia mínima al suelo:

Para los conductores hemos partido de la relación entre la resistencia a la rotura del conductor y su peso por metro. Esta relación es diferente para el ACSR y Aleación de Aluminio 5005, los valores de tensión estarán dados en Kg.; los de peso en Kg/mt.

Para los conductores de calibre #2,4,2/0 y 4/0, an ACSR y en aleación de aluminio tenemos que esta relación varía de 8300 a 9600 ; hemos tomado valor mínimo de 8300, lo cual nos dará la máxima flecha.

$$\frac{T_{rot}}{W} = 8.300$$

Para una temperatura de 50°C se ha determinado una relación entre la tensión de trabajo y la de rotura igual al 18 %.

$$\frac{T}{H} = 0.18 \times 8300 = 1.494$$

Para la relación entre vano y flecha partimos de la ecuación de forma parabólica, válida para flecha menores del 5 % del vano regulador.

$$D = \frac{WS^2}{8H} \quad (4-4)$$

Para la relación T/W indicada y vanos entre

80 y 120 metros, tenemos que H es prácticamente igual a T, no habiendo un error mayor de 0.1 %.

$$D = \frac{S^2}{8\left(\frac{T}{W}\right)} = \frac{S^2}{12.000}$$

La relación flecha Vs vano regulador será:

ACSR, aleación de aluminio 5005

$$D = \frac{S^2}{12000} \quad (4-5)$$

La distancia mínima al suelo para el neutro está normalizada en 5,5 mts. y para el conductor de fase en 6 metros.

El enterramiento del poste lo hemos asumido en $L/6$ siendo L la altura del poste.

La distancia del extremo superior del poste al aislador de neutro es variable de acuerdo al tipo de estructura.

Monofásica	h = 1,3 m.
P	h = 1,6 m.
RR	h = 1,9 m.
ARR	h = 3,2 m.

Hemos considerado el montaje de transformadores con lo cual la distancia del extremo del poste al neutro aumenta en 0,5 metros.

Monofásica	h = 1,8 m.
P	h = 2,1 m.
RR	h = 2,4 m.
ARR	h = 3,7 m.

Las relaciones establecidas son para un terreno plano, sin considerar ninguna depresión.

$$\text{RELACION } \frac{T}{W} = 1500 \quad D = \frac{S^2}{12000}$$

a) Estructura monofásica:

$$L = \frac{L}{6} + 5,5 + D + 1,8$$

$$\frac{5L}{6} = 7,3 + \frac{S^2}{12000}$$

$$L = 8,76 + 10^{-4} S^2 \quad (4-6)$$

b) Estructura P Trifásica:

$$L = \frac{L}{6} + 5,5 + D + 2,1$$

$$\frac{5L}{6} = 7,6 + \frac{S^2}{12000}$$

$$L = 9,12 + 10^{-4} S^2 \quad (4-7)$$

c) Estructura RR, trifásica:

$$L = \frac{L}{6} + 5,5 + D + 2,4$$

$$\frac{5L}{6} = 7,9 + \frac{S^2}{12000}$$

$$L = 9,48 + 10^{-4} S^2 \quad (4-8)$$

d) Estructura ARR, trifásica

$$L = \frac{L}{6} + 5,5 + D + 3,7$$

$$\frac{5L}{6} = 9,2 + \frac{S^2}{12000}$$

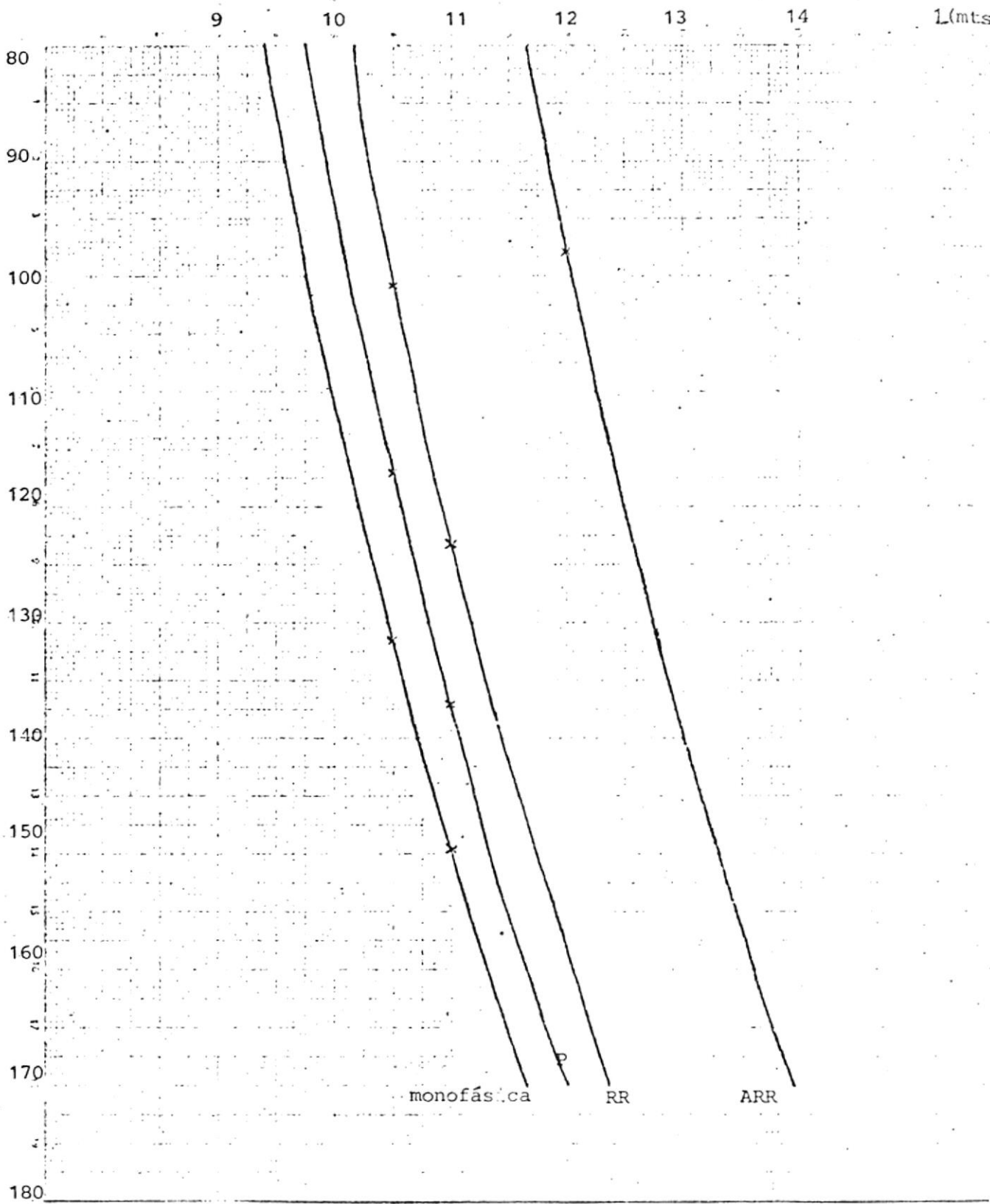
$$L = 11,04 + 10^{-4} S^2 \quad (4-9)$$

Para las relaciones 4-6, 4-7, 4-8 y 4-9 se han dibujado las curvas respectivas en el gráfico 4-3.

Para terreno plano, los vanos máximos serán:

TABLA 4-3

ESTRUCTURAS	ACSR - ALEACION ALUMINIO 5005		
	Poste 10,5 m.	Poste 11 m.	Poste 12 m.
Monofásicas	131,9	149,6	
P, PP	117,5	137,1	
RR	101	123,3	
ARR	--	--	98



(mts).

ALTURA DEL POSTE EN FUNCION DEL VANO

GRAFICO 4-3

Debemos considerar además, que las estructuras monofásicas deben hacer posible la conformación posterior trifásica; además al señalar los vanos máximos debemos evitar el restringir demasiado su uso para las diferentes estructuras; por tal motivo, hemos considerado conveniente el señalar como vano máximo común el correspondiente a la estructura RR, considerando un vano máximo diferente para la estructura ARR.

Por otro lado, aunque los valores encontrados tenemos que para una relación $T/W = 1500$ en las estructuras comunes, tipo P, PP, RR, se podría utilizar un poste de 10,5 mts., se usarán postes de 11 mts., que nos dan un margen de seguridad mayor y es un tamaño normalizado en el mercado.

Para efectos del diseño de línea consideraremos:

TABLA 4-4

	VANO MAXIMO (mts.)
Estructura AR, ARR-Poste	
12 m.	98
Estructura P, PP, RR-Poste	
11 m.	123,3

Los vanos máximos han sido calculados dejando un margen de 0,5 metros para transformador, derivaciones, etc., esto es bastante raro para las estructuras AR, ARR, por esta razón si no están montados los equipos, el vano puede ser aumentado a 120,8 mts.

Las estructuras HRR, HS se utilizan con vanos especiales, por lo cual deberán calcularse las estructuras más adecuadas; sin embargo, en forma general resulta conveniente la siguiente disposición:

- a) Para salvar grandes depresiones, entre colinas, etc., utilizaremos postes de 11 mts.
- b) Para cruces de río, canales, carreteras, etc., utilizaremos postes de 14 metros.

4.1.2.2. Esfuerzos en la Estructura:

Los esfuerzos principales en las estructuras son:

- a) Esfuerzos de viento transversales
- b) Esfuerzos transversales por ángulo de deflexión de la línea.

Los esfuerzos de viento sobre las estructuras son los debidos a presión de viento en los conductores y a los debidos a la presión de viento sobre el poste, crucetas, etc.

4.1.2.2.1. Esfuerzos debido al Viento:

a) Presión en el Conductor

La presión de viento sobre los conductores es proporcional al cuadro de la velocidad.

$$P = K V^2$$

Utilizando la constante $K = 0,0075$, y $V=42,5$ Km/h.

(Ver sección 4.1.1.1.)

$$P = 13,5 \text{ Kg/m}^2.$$

Esta presión del viento ejercerá una fuerza - sobre los conductores proporcional al diámetro - tro del conductor obteniendo por cada conductor una constante T_v , dada en kilogramos por metro.

El ACSR y el aluminio 5005 tienen un diámetro similar, por lo cual T_v será igual para ambos.

TABLA 4-5

ACSR-Aleación de Aluminio 5005	Tv (Kg/mt)
4/0	0.193
2/0	0.154
2	0.109
4	0.086

La fuerza total será igual a la fuerza por unidad de longitud multiplicada por el vano de viento, es decir la semisuma de los vanos adyacentes.

Llamaremos S al vano de viento.

b) Presión sobre la Estructura:

La superficie del poste que ofrece resistencia al viento, se la calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$A = \frac{d_1 + d_2}{2} h_1 \quad (4-10)$$

A = Superficie en metros cuadrados

d_1 = Diámetro en el extremo superior (cmts.)

d_2 = Diámetro en el punto de enterramiento
(cmts.)

h_1 = Altura libre del suelo (mts.)

Para calcular d_2 , se utiliza la siguiente fórmula:

$$d_2 = d_1 + ch_1 \quad (4-11)$$

Siendo C = la conicidad del poste en cm/mts.

La fuerza del viento será igual a la presión por la superficie.

La altura de aplicación de esta fuerza será:

$$h_{ap} = \frac{h_1}{3} \times \frac{2d_1 + d_2}{d_1 + d_2} \quad (4-12)$$

Para hallar la fuerza equivalente en la parte superior del poste (a 25 cm del extremo superior), se multiplicará la fuerza encontrada por un factor de altura H , siguiendo el criterio de momentos de fuerza.

$$H = \frac{h_{ap}}{h_1 - 0,25} \quad (4-13)$$

Hemos considerado postes de hormigón de sección circular y rectangular y postes de madera de teca y de eucalipto; los postes analizados son de 11 y 12 metros.

Comparando esta fuerza con la ejercida sobre el conductor, resulta bastante pequeña, por lo cual no introduciremos ningún error,

si asumimos esta fuerza igual para todas -
 las estructuras asignándole un valor de
 13 Kg. (Ver tabla 4.6).

4.1.2.2.2. Esfuerzo por deflección de la línea

El esfuerzo máximo por deflección -
 de la línea se lo ha calculado para una ten-
 sión máxima igual al 40 % de la resistencia de
 rotura del conductor.

TABLA 4-7

	ACSR T_{MAX} (Kg)	ALEACION ALUMINIO 5005 T_{MAX} (Kg.)
4/0	1518	1151
2/0	965	769
2	518	404
4	338	260

El esfuerzo por deflección será:

$$F_d = 2 T \text{ Sen } \frac{\theta}{2} \quad (4-14)$$



A.F. 141628

Donde:

F_d = Esfuerzo de deflección

\emptyset = Angulo de deflección

T = Suma de tensión de los conductores.
res.