

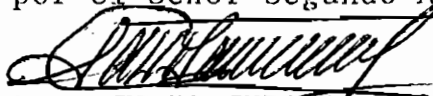
DISEÑO DE ESTRUCTURAS PARA LINEAS DE
138 KV Y 230 KV DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO

Tesis previa a la obtención del Título de
Ingeniero en la especialización de Ingeniería.
Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional.

SEGUNDO ADOLFO TAPIA H.

Quito, Abril de 1.976

Certifico que el presente trabajo
fue desarrollado en su totalidad
por el Señor Segundo Adolfo Tapia.



Ing. JULIO JURADO
Director de Tesis

A mis queridos
padres y a
mis hermanos.

SUMARIO

En el presente trabajo se analizan los diferentes factores que intervienen para el dimensionamiento de una estructura para una línea de transmisión; entre estos tenemos:

Topografía de la línea
Aislamiento de la estructura
Coordinación mecánica entre estructura
y conductores, y
Cargas mecánicas .

El diseño de una estructura depende de la topografía del terreno donde va a ser plantada, es por esto que es necesario analizar la ruta más adecuada.

Para la coordinación del aislamiento en la estructura, se analizan las principales solicitaciones a que va a estar sometida la estructura; entre ellas tenemos las solicitaciones causadas por maniobras, de frecuencia industrial, descargas atmosféricas y contaminación.

La capacidad mecánica de la estructura depende del terreno, del vano y de las características de los conductores. Para la determinación de las cargas mecánicas que va a soportar la estructura, se analizan en forma detallada todas las condiciones y probabilidades de cargas.

INDICE GENERAL

	<u>Pag.</u>
CAP. I DESCRIPCION DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION	
1.1 .-Consideraciones generales	1
1.2 .-Configuración	1
CAP. II ZONAS QUE ATRAVIESAN LAS LINEAS	
2.1 .- Reconocimiento de las rutas	2
2.2 .- Características de las zonas	3
2.3 .- Suelos y resistividades	5
CAP. III TIPOS DE ESTRUCTURAS UTILIZADAS	
3.1 .- Generalidades y clasificación de estructuras	6
3.2 .- Torres y postes	7
CAP. IV CRITERIOS BASICOS PARA LA DETERMINACION DEL AISLAMIENTO EN LA ESTRUCTURA	
4.1 .- Generalidades	9
4.2 .- Sobretensiones de origen interno	9
4.3 .- Sobretensiones de origen externo	15
4.4 .- Corrección del cálculo de las sobretensiones por influencia de las condiciones metereológicas	16
4.5 .- Determinación del número de aisladores	20
4.6 .- Puesta a tierra de estructuras	33
4.7 .- Angulo de apantallamiento y altura de la torre	46
4.8 .- Determinación del aislamiento en el vano	46

	<u>Pag.</u>
CAP. V	GEOMETRIA DEL CUERPO SUPERIOR Y ALTURA DE LA ESTRUCTURA
5.1	.- Conductor utilizado 49
5.2	.- Vanos de diseño, viento y peso 55
5.3	.- Longitud de la cadena de aisladores 58
5.4	.- Angulos de oscilación de las cadenas de suspensión por efecto de la presión del viento 60
5.5	.- Dimensionamiento de las crucetas 61
5.6	.- Distancia mínima entre conductor y suelo 63
5.7	.- Distancia mínima entre conductor y cable de guardia 64
CAP. VI	DETERMINACION DE LA GEOMETRIA PARA LOS DIVERSOS TIPOS DE ESTRUCTURAS UTILIZADAS PARA 230 KV A DOS TERNAS Y PARA 138 KV A UNA Y DOS TERNAS
6.1	.- Torres de suspensión 66
6.2	.- Torres de anclaje 72
6.3	.- Torres de remate 72
6.4	.- Torres especiales 79
CAP. VII	DETERMINACION DE CARGAS MECANICAS
7.1	.- Carga de viento 80
7.2	.- Cargas verticales 82
7.3	.- Sobrecarga vertical 83
7.4	.- Sobrecarga longitudinal 84
7.5	.- Efecto del ángulo 85
7.6	.- Desequilibrio longitudinal 86

	<u>Pag.</u>
CAP. VIII COMBINACIONES DE CARGAS	
8.1 .- Combinaciones de cargas e hipótesis de cálculo de tensiones mecánicas	87
8.2 .- Factores de sobrecarga	90
8.3 .- Aplicación de combinación de cargas en los diversos tipos de estructuras utilizadas en el Sistema Nacional de transmisión	90
CAP. IX CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116

C A P I T U L O I

1.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Lo que en muchos países la interconexión se ha desarrollado de tal manera que se ha convertido en rutinario intercambio de energía entre sistemas de diferentes compañías; en nuestro país, recién en la actualidad y , en vista de la demanda de grandes bloques de energía que se requiere para el desarrollo industrial y de la necesidad de ofrecer mayor seguridad en el servicio, se ha hecho necesario pensar ya en la interconexión de sus sistemas aislados extendidos a lo largo del país.

La interconexión de sistemas es ventajosa económicamente; por que es más barato para una empresa o compañía de electricidad el comprar energía que producirlo en una central anticuada, el costo de KVA de centrales grandes es menor que el costo correspondiente a centrales pequeñas, permite absorber cambios repentinos de carga mediante centrales de "punta", y además se garantiza la continuidad del servicio.

1.2 CONFIGURACION

Después de un análisis de varias configuraciones, INECEL ha definido un esquema de transmisión para el año de 1979, el mismo que se reformará paulatinamente hasta el año de 1990.

En la fig. N°1, se indica el esquema seleccionado.

C A P I T U L O II

ZONAS QUE ATRVIESAN LAS LINEAS

En general la línea de interconexión atraviesa dos tipos de zonas :

a) Zona Baja .- Limitada por el océano Pacífico y las faldas de la cadena montañosa de los Andes, con una altura media de 1000 m.

sobre el nivel del mar (Zona 1).

b) Zona Media .- Que corresponde a la región interandina, formada por las estribaciones de la cordillera de los Andes. El terreno es quebrado y ondulado con alturas que oscilan entre los 1000 a 3000 m. predominando la altura de 2500 m. sobre el nivel del mar (Zona 2),

2.1 RECONOCIMIENTO DE LAS RUTAS

Por economía de construcción y para dar un funcionamiento adecuado, las líneas de alta tensión requieren de un cuidadoso trazado de las rutas.

Para realizar un trazado se requiere conocer el punto de partida y el punto de llegada, de subestación a subestación. Para luego de un previo reconocimiento del terreno, sea por : fotografías aéreas, cartas topográficas, observaciones en terreno, etc. obtener datos como : densidad de construcciones, ríos, regiones con cultivos, etc. y con el conocimiento de estos datos, poder seleccionar el trazado.

INECEL para el sistema nacional de transmisión, seleccionó la ruta Quito - Sto. Domingo - Quevedo - Guayaquil (Boliche), la misma que presentó dificultades como la presencia de sectores pantanosos, interferencias a aeródromos como el de Taura que impide la utilización de torres de 45 m. ya que con esta altura se interfiere el cono de aproximación. Existiendo además de éstas, otras interferencias con pistas de aterrizaje que pertenecen a compañías fumigadoras, y, con la existencia de una gran densidad de cultivos.

En el tramo Quito - Sto. Domingo existen sectores en los cuales se han observado frecuentes desplazamientos de terreno, sectores con pendientes pronunciadas y sectores de neblina permanente. Para obviar en lo posible las dificultades anotadas, INECEL modificó ligeramente el trazado de esta ruta, estableciendo como ruta definitiva la siguiente: Quito - Aloag - Sto. Domingo - Quevedo - Guayaquil (Pascuales).

En este nuevo trazado y con el objeto de proveer un alejamiento adecuado de las líneas al aeródromo de Taura, se hace necesario el cambio de la ubicación de la subestación de recepción a Pascuales.

En el tramo Quito - Sto. Domingo también se modifica ligeramente el trazado ; y en lugar de seguir el camino del oleoducto desde Sto. Domingo hasta Quito, se traza la ruta: Quito - Aloag - Sto. Domingo por ser más factible la construcción y mantenimiento de la línea.

En las figs. N°2 y N°3 se indican las dos rutas alternativas.

2.2 CARACTERISTICAS DE LAS ZONAS

En la zona 1, el terreno es en general plano con algunos sectores pantanosos. La presencia de estos sectores pantanosos es un inconveniente que hace encarecer la construcción de la línea y en especial de las estructuras.

La vegetación abundante que caracteriza a esta zona , hará necesario un despeje de por lo menos 20 m. a cada lado del eje de la línea como faja de protección para brindar continuidad de servicio. Además debe eliminarse todo árbol aislado más allá de la faja de seguridad, que sean susceptibles de alcanzar los conductores o las estructuras por una eventual caída. Una vez constuída la línea sin embargo puede permitirse el crecimiento de vegetación y arbustos que no excedan de 4 m. de altura, como caña de azúcar por ejemplo.

Las características del terreno de esta zona se resume a continuación:

Tabla 1

ALTERNATIVA 1	Terreno aceptable (Km)	Terreno pantanosos (Km)
Sto. Domingo - Quevedo	110
Quevedo - Pueblo Viejo	78
Pueblo Viejo-Babahoyo	15	15
Babahoyo-Milagro	55
Milagro-Yagualbí-Punín +	26
Total Alternativa 1	203	96

ALTERNATIVA 2	Terreno aceptable (Km)	Terreno pantanosos (Km)
Sto. Domingo - Quevedo	110
Quevedo - Palestina	111
Palestina - Porvenir	8	7
Porvenir - Colorado	3
Colorado - Nobol	21
Nobol - Pascuales	13	2
Total Alternativa 2	245	30

La zona Media esta formada por una serie de valles rodeados de montañas, y practicamente lo constituye el tramo Sto. Domingo - Quito. En lo que se refiere a la primera alternativa se puede anotar como características la existencia de sectores con terrenos muy deleznable y zonas con pendientes muy pronunciadas lo cual dificultaría el montaje y obligaran a la construcción de ternas independientes mecánicamente, de modo que cualquier accidente afecte a una sola terna y no a toda la línea. En ésta alternativa es

practicamente imposible obtener vanos mayores de 400 m. Para obviar en parte estas dificultades, INECEL modificó el trazo de la ruta en éste tramo (Quito - Sto. Domingo), quedando el siguiente trazado definitivo: Quito - Aloag - Sto. Domingo el mismo que ofrece mayor factibilidad para la construcción de la línea ya que es susceptible de obtener tramos rectos de 2 a 5 Km, siendo posible utilizar estructuras diseñadas especialmente para vanos grandes, caso que era imposible en la primera alternativa. Además se presenta como ventaja para esta alternativa el acceso a la línea por la calidad de camino (vía panamericana).

2.3 SUELOS Y RESISTIVIDADES

En cuanto a resistividades, en la zona 1 el terreno es suave y húmedo con resistividades bajas que varían desde 10 a 400 Ohms-metro. Siendo fácil la obtención de bajas resistencias de puesta a tierra de las estructuras.

En la zona 2 el terreno es ligeramente seco con sectores de consistencia rocosa, variando su resistividad desde 1000 a 10000 Ohms-metro. Haciéndose necesario la utilización de contrapesos para obtener resistencias bajas de pie de torre.

En la fig. N°4 se indican algunos valores máximos de resistividades medidas en el terreno a lo largo de la ruta.

C A P I T U L O I I I

TIPOS DE ESTRUCTURAS UTILIZADAS

Con el fin de abaratar el costo tanto de diseño como de construcción, de soportes, es usualmente esencial realizar el diseño de una línea con un mínimo de tipos de torres. El número óptimo de tipos de estructuras pueden estar entre seis y diez, dependiendo del proyecto. El tener una mayor cantidad de tipos de soportes, si bien trae consigo ahorro de material encarece la construcción.

3.1 GENERALIDADES Y CLASIFICACION DE ESTRUCTURAS

Las estructuras tienen por objeto sostener los conductores, cables de tierra, aisladores, crucetas y demás accesorios utilizados en una línea de transmisión.

Las estructuras pueden clasificarse en los siguientes tipos:

- 1.- Según su forma y magnitud en
 - a) Torres y
 - b) Postes.
- 2.- Según el material de que esten construídas en
 - a) De madera
 - b) De hormigón y
 - c) Metálicas.
- 3.- Según su función en torres
 - a) De suspensión
 - b) De anclaje
 - c) Terminal o de remate y
 - d) Especiales.

3.2 TORRES Y POSTES

Las torres son estructuras formadas por sistema de grillaje angular metálicas unidas por pernos o por remaches.

El tipo adecuado de torre en una línea de transmisión depende de

factores tales como el trazado de la línea, su importancia, la duración deseada, el capital disponible, los costos de mantenimiento y las disponibilidades de material.

Las torres pueden ser : torres autosoportadas o torres aseguradas con tensores. Las autosoportadas son las que se utilizan comunmente para fijaciones mecánicas y en casos especiales cuando las líneas atraviesan por áreas remotas donde el montaje y la inspección son difíciles y costosas. Ultimamente en los EE. UU. y en muchos países europeos estan dando importancia a la utilización de torres aseguradas con tensores.

Las torres más comunes utilizadas en un diseño son:

1)- Torres tangentes o de alineación , que se utilizan para vanos normales y donde la línea no forma ángulos.

2)- Torres de suspensión en ángulo, que son utilizadas en vanos normales donde la línea forma ángulos pequeños o como torre de alineación para vanos mayores que los normales.

3)- Torres de ángulo que pueden emplearse para vanos normales con ángulos bastante abiertos o para vanos extralargos sin ángulos (como torre de alineación), también se puede utilizar como torre terminal o de remate.

4)- A menudo se utilizan torres de tipo especial como las de transposición y las que soportan esfuerzos hacia arriba.

En cuanto a la utilización de postes para la construcción de líneas, se tiene conocimientos que en muchos países se da mucha importancia a la utilización de postes sean de madera o de hormigón para la transmisión de tensiones elevadas.

La construcción de una línea de transmisión usando postes de madera es fácil , económica y rápida; por ser la madera liviana y no requiere de acabados excesivos. Los postes de madera para su utilización requieren de tratamientos adecuados para evitar su destrucción por diversos motivos, pues la madera presenta poca resistencia a la putrefacción, al ataque de insectos y se resquebraja fácilmente.

Las líneas de transmisión también suelen construirse en postes de hormigón armado, sean estos centrifugados o vibrados.

El poste de hormigón comparado con el de madera es más ventajoso cuando se lo requiere en suelos contaminados; en relación a las torres el poste de hormigón es más elástico y representa un ahorro del 30 al 40 % en metal. Tiene el inconveniente de su mayor peso y que hay que transportarlos completos.

En nuestro país, el poste de madera para líneas de transmisión está muy limitado por el hecho de no encontrar maderas de buena calidad ni árboles muy altos para poder utilizarlos en vanos grandes. Sin embargo hoy en día se ha estado tratando de mejorar la calidad como también ya se cuenta con centros de tratamientos para las maderas existentes.

Para la línea de interconexión de nuestro país, y para propósito de diseño, se ha utilizado los siguientes tipos de torres metálicas autosoportadas:

- 1).- Torre de suspensión liviana, para ángulos de 0° a 2° y para vanos normales. Este tipo de torre será la de mayor utilización.
- 2).- Torre de suspensión pesada, para ángulos entre 0° y 2° . Son torres más pesadas que la anterior para poder utilizar en vanos mayores que los normales como para salvar obstáculos o para cruzar ríos.
- 3).- Torre de suspensión en ángulo, para ángulos hasta de 7° .
- 4).- Torre de anclaje liviano, para ángulos entre 0° y 3° .
- 5).- Torre de anclaje fuerte y remate:
 como anclaje para ángulos entre 30° y 90° ; y
 como remate para ángulos entre 0° y 90° .
- 6).- Torre de anclaje liviano para soportar esfuerzos hacia arriba, para ángulos entre 0° y 10° . Este tipo de torre se utilizará especialmente en la zona media.
- 7).- Torre de transposición, que se utilizará para las dos zonas geográficas.

C A P I T U L O I V

CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL AISLAMIENTO EN LA ESTRUCTURA

4.1 GENERALIDADES

La aislación de la estructura queda definida por dos parámetros:

- a).- Número de aisladores de la cadena, y
- b).- Distancia en aire entre los conductores de las fases y la estructura.

La aislación de la estructura deberá diseñarse para soportar las siguientes sollicitaciones:

- 1).- Sollicitaciones producidas por sobretensiones de origen interno.
- 2).- Sollicitaciones producidas por sobretensiones de origen externo.

4.2 SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO

Estas sobretensiones se producen como consecuencia de variaciones bruscas de carga en el interior del sistema al cual pertenece la línea, así como también por efectos de maniobras y efectos de fallas especialmente las monofásicas.

Las sobretensiones de origen interno se clasifican en:

- a).- Sobretensiones de maniobra, y
- b).- Sobretensiones de 60Hz. o de frecuencia industrial.

4.2.1 SOBRETENSIONES DE MANIOBRA

Estas sobretensiones se producen como consecuencias de operaciones o maniobras de los interruptores. Su valor y forma de onda dependen principalmente de las características del sistema, del tipo de los interruptores y de la longitud de la línea.

Las maniobras de mayor importancia en sistemas de alta tensión, pueden ser clasificadas de la siguiente forma:

- (1).- Energización de línea, cuando la línea en su extremo receptor esta abierta o termina en un transformador que esta en vacío.
- (2).- Reenergización de línea, cuando contiene cargas atrapadas provenientes de una previa interrupción.
- (3).- Corte de carga, causada por la apertura del interruptor que esta en un terminal lejano de la línea, seguido posiblemente por una desconexión en el terminal de envío.
- (4).- Maniobra en un transformador en vacío o con carga en el secundario de los reactores. También por maniobra en el reactor en el lado de alta tensión.

Con el uso de interruptores modernos y de un correcto diseño del sistema, solamente los casos (1) y (2) son críticos.

Se puede controlar estas sobretensiones de las siguientes maneras:

- (a).- Mediante la utilización de resistencias de pre-inserción en el circuito del interruptor, convenientemente dimensionadas. Para el caso de energización de líneas.
- (b).- Controlando el cierre de las fases en el interruptor.
- (c).- Por drenaje de las cargas atrapadas antes del recierre.
- (d).- Usando reactores shunt.
- (e).- Limitando la onda de maniobra mediante pararrayos.

La medida (a) es la utilizada comunmente para reducir las sobretensiones transitorias de energización, consiste en aplicar la tensión a la línea a través de una resistencia (R) en primera instancia y luego cortocircuitarla después de un corto tiempo.

El circuito del interruptor se indica en la fig. N°5 .

En la práctica se utiliza el valor de la resistencia de pre-inserción de aproximadamente igual a la impedancia característica de la línea (Para el sistema a 230 Kv, $Z_0 = 400 \text{ Ohms} = R$).

(b) La magnitud de la sobretensión de maniobra depende del punto en el cual la onda de tensión o de corriente se corten. Lo ideal sería controlar la tensión aplicada a la línea por medio de un cierre controlado de las fases; así por ejemplo cuando la onda de tensión o de corriente en la fase A pase por el punto 0°, luego cerrar el polo de la fase B esto es con un defasamiento de 120° eléctricos, y, por último cerrar el polo de la fase C también con un defasamiento de 120°.

(c) Para drenar las cargas de las líneas se utilizan transformadores de potencial tipo magnéticos o también resistencias solas o en serie con reactores.

(d) El uso de reactores shunt son de importancia en líneas de transmisión, especialmente para atenuar el efecto Ferranti. Un estudio de las posibles sobretensiones que aparecerán en el Sistema Nacional de Transmisión se llevó a cabo en un analizador de transientes de la Cia. General Electric. Los resultados indican que al energizar una línea producirán sobretensiones de 2.69 p.u. y de 4.67 p.u. para el caso de recierre con carga atrapada, cuando se utiliza interruptores sin resistencias pre-insertables. Para reducir estos valores de sobretensiones se ha decidido utilizar interruptores de 230 Kv con resistencia pre-insertable de 400 Ohms. De esta manera el estudio dá los siguientes valores, para las zonas geográficas que se indican en la fig. N°3 :

Tabla 2

Maniobra	Sistema 138 Kv			
	Energización		Recierre	
Zona	1	2	1	2
Valor p.u	2.23	2.19	4.03	3.54

Maniobra	Sistema 230 Kv		Recierre	
	Energización		1	2
Zona	1	2	1	2
Valor p.u	1.63	1.7	2.55	2.47

Con estos valores se obtienen las siguientes sobretensiones máximas debido a maniobras:

$$V_{sw} = k \cdot V_n \quad (4.1)$$

donde,

$$V_{sw} = \text{Tensión máxima en Kv}$$

$$k = \text{Valor en p.u}$$

$$V_n = \text{Tensión nominal de la línea}$$

Tabla 3

Sistema (Kv)	Zona	V _{sw} (Kv)
230	1	590
230	2	570
138	1	555
138	2	490

4.2.2 SOBRETENSIONES DE 60 HZ

El aislamiento de la línea debe resistir a las sobretensiones de 60 Hz. durante condiciones de operación normal y en condiciones de operación con falla.

Estas sobretensiones pueden ser causadas por varias condiciones del sistema, entre otras:

- (1).- Efecto Ferranti
- (2).- Fallas desbalanceadas monofásicas o bifásicas
- (3).- Corte de carga, y
- (4).- Ferrorresonancia.

(1) En el efecto Ferranti, la tensión en el extremo receptor de una línea de transmisión en vacío es mayor que en el extremo

de envío. Una línea abierta representa una carga capacitiva, la misma que produce una elevación de tensión a través de la reactancia de la fuente.

En las figs. N°6 y N°7 se indica la elevación de la tensión debido al efecto Ferranti, para las diferentes líneas del Sistema Nacional de Transmisión.

(2) Las fallas desbalanceadas producen las sobretensiones más comunes de 60 Hz.

Una falla monofásica causa una elevación considerable de la tensión con respecto a tierra en las fases sin falla, dependiendo de la efectividad de la puesta a tierra del neutro. Para sistemas con neutro aislado, es decir sin conexión a tierra, el potencial en las fases sin falla puede exceder la tensión entre líneas. Para sistemas con neutro conectado a tierra, ya sea a través de resistencias o de reactancias de valores suficientemente bajos tales que reduzcan las sobretensiones transitorias a valores un poco superior a la tensión normal. Una falla bifásica a tierra, también produce una elevación de la tensión de fase, aunque éstas son de menor valor que la elevación que producen las fallas monofásicas.

A continuación se incluye una tabla de sobretensiones debido a fallas monofásicas desbalanceadas que pueden ocurrir en el Sistema Nacional de Transmisión (estos valores son tomados de los resultados de un estudio realizados en un analizador de transientes de la Cia. General Electric, para el Sistema Nacional):

Tabla 4

<u>Sistema 230 Kv</u>	
<u>Lugar</u>	<u>Sobretensión (p.u)</u>
Paute	1,33
Pascuales	1,32
Guayaquil	1,15
Quevedo	1,35

<u>Lugar</u>	<u>Sobretensión (p.u)</u>
Sto. Domingo	1.38
Quito	1.07
Coca	1.33
<u>Sistema 138 Kv</u>	
Paute	1.03
Cuenca	1.26
Pascuales	1.07
El Oro	1.4
Sistema Sur	1.43
Sto. Domingo	1.1
Esmeraldas	1.32
Quito	1.07
Ibarra	1.26

Los valores de las tensiones máximas debido a fallas monofásicas serán:

$$\text{Sistema 230 Kv} \quad 1.38 \times 230 \sqrt{2/3} = 260 \text{ Kv}$$

$$\text{Sistema 138 Kv} \quad 1.43 \times 138 \sqrt{2/3} = 161 \text{ Kv.}$$

(3) Cuando una línea transmite la potencia que sale de un centro de generación es desconectada, los generadores aumentan la velocidad, elevándose por lo tanto la tensión. El aumento de la velocidad depende sobre todo de la potencia original de salida, de la inercia del generador y del tiempo de operación del deflector de la turbina. Para la determinación de la tensión máxima alcanzada en la barra, se requiere un conocimiento completo de los parámetros de la máquina, del sistema de regulación de la velocidad y regulador de tensión, y del sistema de excitación. Para determinar las sobretensiones posibles que ocurrirán en el Sistema Nacional de Transmisión, en un analizador de transientes, la Cia. General electric ha realizado un estudio, determinándose sobretensiones que oscilan entre 0.9 p.u. a 1.4 p.u. para un rango de frecuencias entre 60 y 70 Hz.

(4) Cuando el hierro de los transformadores se saturan, estos inyectan corrientes armónicas en el sistema , las cuales hacen elevar la tensión a un valor ligeramente superior al nominal. Para armónicas superiores, puede ocurrir resonancia serie entre la inductancia del transformador y la capacitancia de la línea y producir una elevación de la tensión.

4.3 SOBRETENSIONES DE ORIGEN EXTERNO

Este tipo de sobretensiones forman la mayor fuente de daños a la continuidad de servicio en las líneas de transmisión, causadas al impactar las descargas atmosféricas en la línea, ya sea directamente sobre los conductores, como indirectamente debido a las descargas que se pueden producir entre los conductores y la estructura.

Generalmente se usa como norma básica para el proyecto de aislamiento frente a estas sobretensiones, aceptar un número determinado de perturbaciones ocasionadas anualmente por tales descargas, para lo cual se recurre a estadísticas de líneas existentes . Las medidas preventivas contra éstas perturbaciones que se utilizan , entre otras son:

- a).- Tipos de protecciones; cables de tierra, cuernos, etc.
- b).- Altura adecuada de la torre, y
- c).- Trazado adecuado de la línea.

El efecto de las descargas atmosféricas dependen de:

- 1.- Puesta a tierra de las estructuras
- 2.- Longitud del vano
- 3.- Altura y configuración de la estructura
- 4.- Número de cables de guardia
- 5.- Acoplamiento entre cables de tierra y conductores de fase, y
- 6.- Reconexión de los interruptores.

4.4 CORRECCION DEL CALCULO DE LAS SOBRETENSIONES POR INFLUENCIA DE LAS CONDICIONES METEREOLÓGICAS

Las condiciones metereológicas tienen gran influencia en la capacidad de resistir de una determinada aislación (espaciamiento en aire o cadena de aisladores).

Los principales factores que ejercen influencia son la densidad del aire, la humedad y la lluvia; así como también se puede incluir los niveles cerámicos y la contaminación atmosférica.

A la fecha no se conoce exactamente la forma en que los factores ambientales, considerados separadamente, afectan a la aislación. Con este propósito se han hecho un gran número de experiencias en otros países, que han permitido obtener algunos resultados, a saber:

4.4.1 DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE

En este caso lo fundamental es que la capacidad de resistir de un elemento de aislación disminuye al disminuir la densidad del aire, o sea que un aumento de la densidad es "favorable" para la aislación. Lo anterior puede expresarse de la siguiente manera:

$$(4.2) \quad V = V_0 \cdot d^n \quad \text{donde,}$$

V = Tensión crítica de la aislación para cierto valor de d.

V₀ = Tensión crítica para condiciones normales (d=1).

d = Densidad relativa del aire (DRA).

$$d = \frac{3.92 \times b}{273 + t} \quad (4.3)$$

b = Presión baramétrica (cm. Hg).

t = Temperatura ambiente (°C).

n = Exponente empírico de cada tipo de aislación.

El exponente (n), para sobretensiones de maniobra, varía de acuerdo con la magnitud o tamaño del elemento de aislación, a saber:

Tabla 5

<u>Longitud del elemento de aislación (m)</u>	<u>n</u>
menor que 1.5	1.00
1.5 a 2.5	0.90
2.5 a 3.0	0.80
mayor que 3.0	0.70

El valor de (n) es el mismo, tanto para el espaciamiento en aire como para la cadena de aisladores y, tanto para tiempo seco como para tiempo húmedo.

De la tabla anterior se deduce también, que, salvo casos especiales, el valor de (n) para líneas de tensiones menores o iguales a 230 Kv es $n = 1.00$.

Para sobretensiones de 60 Hz. el exponente (n) varía de una forma similar a la anterior:

Tabla 6

<u>Longitud del elemento de aislación (m)</u>	<u>n</u>
menor que 1.5	1.00
1.5 a 3.0	0.70
3.0 a 5.0	0.50

A continuación se anota algunos valores de densidades relativas:

Tabla 7

Altura sobre el nivel de mar (m)	Presión atmos- férica (mm.Hg)	Temperatura (°c)			
		10	15	20	25
0.00	760	1.052	1.034	1.018	1.00
300	744	1.016	0.988	0.982	0.965
1000	674	0.934	0.916	0.902	0.886
1500	635	0.880	0.865	0.850	0.835
2000	597	0.827	0.804	0.799	0.785
2500	561	0.777	0.764	0.751	0.738
3000	525	0.730	0.716	0.705	0.692
3500	492	0.681	0.670	0.658	0.646

4.4.2 HUMEDAD

Lo importante a destacar aquí es que la humedad es "favorable" para la aislación en aire, ya que, a medida que aumenta el número de moléculas de agua en el aire, aumenta también la probabilidad de capturar electrones. Esta captura evita la formación de avalanchas de electrones que inician la descarga. Se puede expresar de la siguiente manera:

$$V = V_0 / H \quad (4.4)$$

donde, V y V_0 son lo mismo que en fórmula (4.2),
 H = Factor de corrección por humedad.

Los valores de H para la aplicación de la ecuación (4.4), son los que se indican en la fig. N°8.

4.4.3 LLUVIA

Básicamente la lluvia disminuye la capacidad de resistir de un elemento de aislación. Esta disminución es a su vez mayor al aumentar la intensidad de la lluvia.

La lluvia no influye en espaciamentos de aire, pero cuando se trata de sobretensiones de maniobra, para cadenas de aisladores, se recomienda considerar una reducción del 5% bajo el valor de la sobretensión crítica en condición seca y para polaridad positiva. Más adelante se indicará esta consideración cuando se determine el número de aisladores.

4.4.4 NIVELES CERAUNICOS

Se define como al número de días en el año en que se escucha truenos. Estos truenos son registrados en estaciones meteorológicas.

El diseño de una línea de transmisión es afectado al cruzar ésta por sitios de elevado nivel isoceraúnico.

En la fig. 9, se indica un resumen de los registros recopilados.

dos en las estaciones metereológicas extendidas a lo largo de nuestro país. Para propósitos de diseño, se han adoptado los siguientes niveles isoceraúnicos promedios:

Zona 1 = 30

Zona 2 = 50

4.4.5 CONTAMINACION

El tipo de atmósfera que existe por donde pasan las líneas de transmisión, tienen efecto sobre los aisladores, ya que la acumulación de polvos y otros agentes contaminantes (sales, cercanía del mar, zonas industriales, etc.) disminuyen su rigidez dieléctrica, siendo necesario determinar el nivel de contaminación de las diferentes zonas, para luego determinar el número de aisladores necesarios.

Básicamente se distinguen cinco clases de contaminaciones:

Clase A.- Atmósfera limpia sin contaminación industrial.

Clase B.- Atmósfera ligeramente contaminada, por ejemplo en suburbios de grandes centros industriales que se hallan sujetos a frecuentes lluvias.

Clase C.- Contaminación moderada conteniendo sales solubles (hasta el 5%).

Clase D.- Contaminación severa, conteniendo sales solubles hasta un 15 %.

Clase E.- Precipitaciones salinas externas.

En nuestro país, los niveles de contaminación no han llegado a valores altos y se puede citar como principales formas de contaminación a:

- 1.- Contaminación salina del mar, en aquellos terrenos cercanos al océano (zona 1).
- 2.- Contaminación industrial, que aunque no muy acentuada, aumentará en el futuro.
- 3.- Contaminación provenientes de cenizas y humos que se forman por la incineración de los terrenos agrícolas, en especial en la zona 2.

Para las dos zonas en las que se ha dividido el terreno, se ha adoptado los siguientes niveles de contaminación:

Zona 1 .- Para el caso de las líneas de 138 Kv que se dirigen hacia el mar, se ha considerado contaminación salina clase C. Para las líneas de 230 Kv que están a unos 100 Km del mar, se considera un nivel de contaminación intermedio entre las clases B y C.

Zona 2 .- Contaminación ligera clase B.

4.5 DETERMINACION DEL NUMERO DE AISLADORES

Los aisladores son los elementos que estan sometidos a condiciones muy rigurosas ya sean mecánicas o eléctricas.

Los materiales utilizados para la fabricación de aisladores de alta tensión son:

a).- Porcelana, y

b).- Vidrio

Los aisladores de porcelana son los más utilizados, debido a sus características mecánicas y eléctricas.

El vidrio tiene mayor rigidez dieléctrica que la porcelana y como sus características mecánicas son casi similares a la porcelana. Para atmósferas contaminadas es preferible utilizar aisladores de vidrio tipo "neblina", ya que tienen mayor longitud superficial o distancia de fuga.

El número de aisladores se determina para cada una de las condiciones, esto es: para maniobra, para frecuencia industrial, contaminación y descargas atmosféricas. Para de aquí seleccionar el número de aisladores requeridos.

4.5.1 NUMERO DE AISLADORES REQUERIDOS DEBIDO A SOBRETENSIONES DE MANIOBRA

La interrupción de circuitos, adición de líneas, cargas, etc.

son maniobras que van acompañadas de elevaciones súbitas de tensión, las mismas que se caracterizan por su gran amplitud y poca duración.

La probabilidad de que se presenten valores muy altos de sobretensiones de maniobra en un sistema, puede ser reducido mediante la utilización de interruptores provistos de resistencias de pre-inserción.

Al proyectar la aislación, se debe conocer primero el valor máximo de la sobretensión a proteger, la misma que esta dado por:

$$V_{sw} = k \cdot \sqrt{2/3} \cdot V_n \quad (4.5)$$

donde, V_{sw} = Sobretensión transitoria máxima, valor de cresta entre fase y tierra.

V_n = Tensión de la línea, valor entre fases

k = Valor en p.u de sobretensión (dado en tabla 2).

dando los siguientes valores:

Tabla 8

Sistema (Kv)	138		230	
Zona	1	2	1	2
V_{sw} (Kv)	455	400	480	465

La determinación del número de aisladores, se realiza mediante la utilización de computadoras; para lo cual se requiere conocer la sobretensión máxima a proteger, luego se estima un número adecuado de aisladores y se determina la tensión crítica que resiste la cadena, la que se compara con la tensión máxima a proteger. Si la tensión crítica que resiste el número de aisladores estimados, resulta ser más o menos igual a la sobretensión a proteger, se adopta éste número de aisladores de lo contrario; igual se procede con otro número de aisladores hasta que los valores dados anteriormente resulten mas o menos iguales.

Para determinar la tensión que resiste la cadena de aisladores, se debe tomar en cuenta las diferentes variables que intervienen:

- (1).- Efecto de la proximidad a las partes metálicas de la estructura.
- (2).- Fluctuaciones estadísticas de la sobretensión crítica.
- (3).- Condiciones meteorológicas.

(1).- La rigidez dieléctrica para sobretensiones de maniobra en una cadena de aisladores, es función de la proximidad de los miembros de la estructura e incluso armazón mismo. Esta influencia se indica en la fig. N°10, donde la tensión crítica esta dado como función del número de aisladores y de la distancia mínima entre el conductor o sus accesorios y la estructura desde la posición vertical de la cadena. Este valor crítico es necesario también corregirlo debido al influjo de la longitud de los accesorios que sostienen a la cadena en la estructura y los que sostienen al conductor en la cadena; este factor de corrección se indica en la figura N° 11, en que se nota que el factor de corrección es 1 para una longitud de los accesorios de 20% de longitud de la cadena. Bajo este valor, se reduce la tensión crítica de descarga y sobre el 20% encambio se incrementa.

(2).- La Tensión crítica disruptiva del aislamiento, esta dado por aquel valor de la tensión que ocasiona interrupciones en el 50% de las aplicaciones de las pruebas tomadas, o que tienen un 50% de probabilidad de ser "resistido" por la aislación. Asumiendo una distribución normal para describir la estadística de descargas, se puede deducir que la tensión que puede resistir el aislamiento con una determinada probabilidad de éxito, es aquella tensión transitoria correspondiente a la tensión crítica de contorno, menos una, dos, tres, etc. desviaciones normalizadas, según el grado de confiabilidad deseado.

La fig. 14 da la probabilidad de resistir un determinado nivel de sobretensión, en función del número de desviaciones normales (σ) y del número de cadenas en paralelo. La fórmula que toma en cuenta esta corrección, debido al número de cadenas que se encuentran en paralelo al momento de la descarga, es la siguiente:

$$V_w = V_{cf} (1 - n \sigma) \quad (4.6)$$

donde,

V_w = Tensión que puede resistir el aislamiento de varias cadenas en paralelo.

V_{cf} = Tensión crítica de descarga de una cadena.

n = Número de desviaciones, que representa el grado de seguridad de la línea.

σ = Valor de la desviación normal.

El valor de la desviación normal corresponde a la diferencia entre el valor de la tensión crítica de disrupción y el valor correspondiente a una probabilidad de disrupción. Se determina experimentalmente por pruebas. Efectivamente, en una serie de mediciones, se ha encontrado que el valor de la desviación normal (σ) varía entre 4 a 6 % del valor de la tensión crítica. Lo usual es tomar un 5 % para sobretensiones de maniobra; y para sobretensiones de 60 Hz. de 2 % de la tensión crítica.

(3).- El valor de V_w debe ser corregido para las distintas condiciones meteorológicas.

Con estos antecedentes, a continuación se calcula el número de aisladores requeridos por maniobras para el Sistema Nacional Interconectado:

Sistema 230 Kv

Zona 1 .-

(1).- Sobretensión máxima de maniobra:

$$V_{sw} = 2.55 \times 230 \times \sqrt{2/3} = 480 \text{ Kv}$$

(esto sucede entre Pascuales - Quevedo, por recierre)

(2).- Estimando que se requieren 10 aisladores (de disco de 10"x 5 3/4") por cadena:

de figs. N°12 y N°13,

$$L = 8' \text{ (distancia mínima a la torre)}$$

$$D = 10 \times 5.75 \times 1/12 = 4.79' \text{ (longitud de la cadena)}$$

$$L/D = 1.67$$

de la fig. N°10, la tensión crítica de descarga (Vcf) es:

Vcf = 700 Kv. Este valor es válido para la fase central. Para las fases externas, suele aumentarse el 11%, luego, Vcf = 777 Kv.

(3).- Estimando que se requiere una longitud para los accesorios del 10% de la longitud total de la cadena; de fig. 11 se obtiene un factor de corrección de 0.98, luego,

$$Vcf = 777 \times 0.98 = 760 \text{ Kv.}$$

(4).- El efecto de la lluvia causa una reducción en un 5%:

$$Vcf = 760 \times 0.95 = 722 \text{ Kv.}$$

(5).- El número de cadenas que se encuentran en paralelo al momento de la descarga, tramo Pascuales - Quevedo (140 Km), será igual al número de torres en éste tramo. Como el vano de diseño es de 440 m. se tiene

$$\text{Número de torres} = 140 / 0.44 = 318$$

(6).- Tensión que resistirá el aislamiento de las 318 torres

$$Vw = Vcf (1 - n \sigma')$$

$$\sigma' = 5\%$$

n = 3.8 de fig. 14 para una probabilidad de un 98% de resistir la tensión.

$$\begin{aligned} Vw &= 722 (1 - 3.8 \times 0.05) \\ &= 585 \text{ Kv.} \end{aligned}$$

(7).- Corrigiendo para las diferentes condiciones meteorológicas:

$$Vw = 585 \times (d^n/H)$$

donde,

$$d = \text{Densidad del aire (de tabla 7)}$$

$$n = 1.0$$

H = Factor de corrección por humedad.

A continuación se tabula los resultados obtenidos con distinto número de aisladores y para diferentes alturas sobre el nivel del mar:

Tabla 9

Número de aisladores	altura (m)	factor de corrección	Vw (Kv)	Vsw (Kv)
10	0	1.0	585	480
10	1000	0.933	544	480
9	0	1.0	544	480
9	1000	0.933	506	480
8	0	1.0	481	480
8	1000	0.933	447	480
7	0	1.0	452	480
7	1000	0.933	420	480

Se observa que el número de aisladores requeridos por sobretensiones de maniobra, para el sistema a 230 Kv en la zona 1 son:

Tabla 10

Altura (m)	Número de aisladores
0	8
1000	9

001706

De una forma similar, determinamos para el sistema a 230 Kv en la zona 2:

$$(1).- \quad V_{sw} = 2.47 \times 230 \times \sqrt{2/3} = 464 \text{ Kv}$$

(ocurre en el tramo Paute-Pascuales
160 Km.)

(2).- Suponiendo que se requieren 12 aisladores,

$$L = 9.5'$$

$$D = 12 \times 5.75 \times 1/12 = 5.75'$$

$$L/D = 1.65$$

$$V_{cf} = 800 \text{ Kv. (fase central)}$$

$$V_{cf} = 888 \text{ Kv. (fases exteriores)}$$

(3).- Corrección por la longitud de los accesorios,

$$V_{cf} = 0.98 \times 888 = 870 \text{ Kv.}$$

(4).- Corrección por lluvia,

$$V_{cf} = 870 \times 0.95 = 827 \text{ Kv.}$$

(5).- Número de torres,

$$= 160/0.44 = 364$$

(6).- Tensión que resisten las 364 torres,

$$V_w = 827 (1 - 3.8 \times 0.05)$$

$$= 670 \text{ Kv}$$

A continuación tabulamos las tensiones que pueden resistir cadenas con distintos números de aisladores y a diferentes alturas sobre el nivel del mar:

Tabla 11

Altura (m)	Factor de correc- ción	A I S L A D O R E S					
		8	9	10	11	12	13
0	1.0	481	545	586	628	670	740
1000	0.933	449	509	547	586	625	690
1500	0.880	423	480	516	553	590	651
2000	0.840	404	458	492	528	563	622
2500	0.790	380	431	463	496	529	585
3000	0.740	356	403	434	464	496	548
3500	0.690	332	376	404	433	462	511

De estas diferentes tensiones (V_w), al compararlas con la sobretensión de maniobra máxima (V_{sw}), se puede anotar el siguiente número de aisladores:

Tabla 12

Altura (m)	Número de aisladores
1500	9
2000	9
2500	10
3000	11
3500	12

Sistema 138 Kv

Zona 1 .-

(1) .- $V_{sw} = 4.03 \times 138 \times \sqrt{2/3} = 454 \text{ Kv.}$

(2) .- Estimando 8 aisladores,

$$L = 7'$$

$$D = 8 \times 5.75 \times 1/12 = 3.83'$$

$$L/D = 1.82$$

$$V_{cf} = 575 \text{ Kv (fase central)}$$

$$V_{cf} = 638 \text{ Kv (fases exteriores)}$$

(3) .- La lluvia causa una reducción del 5% ,

$$V_{cf} = 0.95 \times 638 = 606 \text{ Kv.}$$

(4) .- Se estima que unas 500 torres resistirán la sobretensión máxima de maniobra,

(5) .- Tensión a resistir las 500 torres,

$$\begin{aligned} V_w &= 606 (1 - 3.9 \times 0.05) \\ &= 488 \text{ Kv.} \end{aligned}$$

(6) .- Corrigiendo la tensión V_w para diferentes alturas, así como los resultados de V_w obtenidos con diferente número de aisla-

dores, se tiene:

Tabla 13

Número de aisladores	Altura (m)	Factor de corrección	Vw (Kv)	Vsw (Kv)
8	0	1.00	488	454
8	1000	0.933	455	454
7	0	1.00	459	454
7	1000	0.933	428	454

En resumen, para el sistema a 138 Kv en la zona 1, se requieren el siguiente número de aisladores:

Tabla 14

Altura (m)	Número de aisladores
0	7
1000	8

Zona 2 .-

(1).- $V_{sw} = 3.54 \times 138 \times \sqrt{2/3} = 400 \text{ Kv.}$

(2).- Suponiendo 10 aisladores:

$$L = 8'$$

$$D = 10 \times 5.75 \times 1/12 = 4.8'$$

$$L/D = 1.67$$

$$V_{cf} = 700 \text{ Kv (fase central)}$$

$$V_{cf} = 777 \text{ Kv (fases exteriores)}$$

(3).- Corrección por lluvia

$$V_{cf} = 0,95 \times 777 = 738 \text{ Kv}$$

(4).- Número de torres = 200

$$n = 3,1 \text{ (para una probabilidad de resistir la tensión del 84\%)}$$

(5).- Tensión a resistir las 200 torres:

$$\begin{aligned} V_w &= 738 \times (1 - 3,1 \times 0,05) \\ &= 624 \text{ Kv.} \end{aligned}$$

(6).- Corrigiendo V_w para diferentes alturas sobre el nivel del mar, así como los resultados de V_w para diferente número de aisladores, se tiene:

Tabla 15

Altura (m)	Factor de corrección	AISLADORES					
		7	8	9	10	11	12
0	1.00	482	512	580	624	685	713
1000	0.933	449	478	541	582	639	665
1500	0.880	424	451	510	549	603	627
2000	0.840	405	430	487	461	575	600
2500	0.790	381	405	458	493	541	563
3000	0.740	357	379	429	462	507	528
3500	0.690	333	353	400	431	473	492

En resumen el número de aisladores requeridos para la zona 2, se indica en el siguiente cuadro:

Tabla 16

Altura (m)	Número de aisladores
1500	7
2000	7
2500	8
3000	9
3500	9

4.5.2 NUMERO DE AISLADORES REQUERIDOS DEBIDO A SOBRETENSIONES DE 60 Hz.

En el presente párrafo se determina el número de aisladores requeridos para las máximas sobretensiones causadas a 60 Hz. que se indicaron en el párrafo 4.2.2 , para el Sistema Nacional de Transmisión:

$$\begin{aligned} \text{Sistema 230 Kv.} \quad V &= 1.38 \times 230 \times \sqrt{2/3} \\ &= 260 \text{ Kv (pico)} \\ &= 184 \text{ Kv (RMS)}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Sistema 138 Kv.} \quad V &= 1.43 \times 138 \times \sqrt{2/3} \\ &= 161 \text{ Kv (pico)} \\ &= 114 \text{ Kv (RMS)} \end{aligned}$$

La tensión a resistir el aislamiento, para sobretensiones de éste tipo, se determina de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} V_w &= V_{cf} (1 - n \sigma) \\ \text{donde,} \quad V_{cf} &= \text{Tensión crítica de contorno para} \\ &\quad \text{una sola cadena en condición húmeda.} \\ n &= 2 \\ \sigma &= 6 \% \end{aligned}$$

Esto es que, la tensión a resistir una cadena de aisladores, se define como la tensión crítica de contorno menos dos desviaciones normalizadas.

Como se conoce las tensiones efectivas a proteger (184 Kv RMS para el sistema a 230 Kv, y 114 Kv RMS para el sistema a 138 Kv). Las tensiones de contorno (V_{cf}) para la cadena serán:

$$V_{cf} = V_w / (1 - n\sigma)$$

$$\begin{aligned} \text{luego; Sistema 230 Kv.....} \quad V_{cf} &= 184 / (1 - 2 \times 0.06) \\ &= 209 \text{ Kv.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Sistema 138 Kv} \dots\dots V_{cf} &= 114 / (1 - 2 \times 0.06) \\ &= 130 \text{ Kv.} \end{aligned}$$

Corrigiendo ésta tensión para diferentes condiciones atmosféricas, la tensión de contorno vendrá dado por:

$$V_{fi} = V_{cf} \times H/d^n \quad (4.7).$$

donde,

V_{fi} = Tensión crítica a frecuencia industrial.

H = Factor de corrección por humedad.

d = Densidad del aire

n = Exponente empírico (dado en tabla 6).

Con estos datos y utilizando los valores dados por fabricantes de aisladores (que se adjunta), se determina el número de aisladores (tipo normal 10" x 5 3/4") siguientes:

Tabla 17

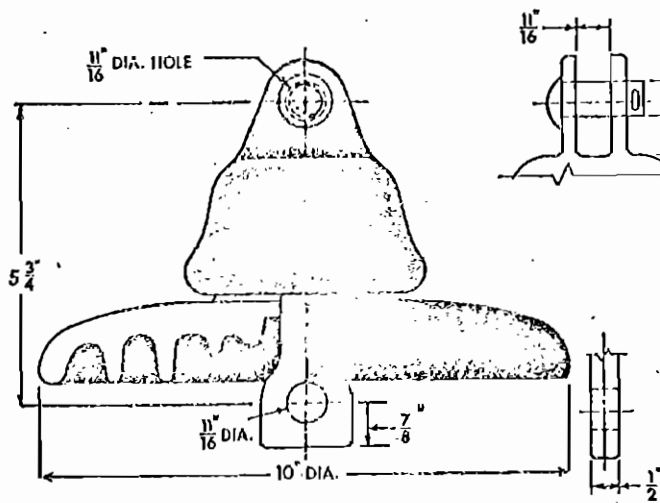
Altura (m)	Factor de corrección	Vcf (Kv)		Aisladores	
		138 Kv	230 Kv	138 Kv	230 Kv
0	1.00	130	209	3	5
1000	1.07	139	224	3	5
1500	1.14	148	238	3	5
2000	1.19	155	249	3	6
2500	1.27	165	265	4	6
3000	1.35	176	282	4	7
3500	1.45	189	303	4	7

4.5.3 NUMERO DE AISLADORES REQUERIDOS POR CONTAMINACION

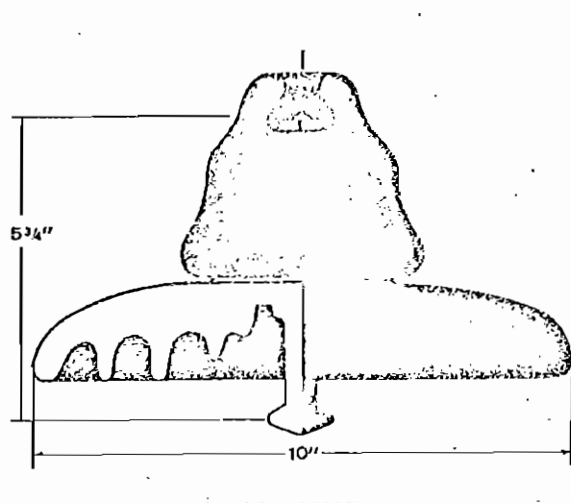
Cuando una línea de transmisión cruza una región con alta contaminación, se deben adoptar medidas especiales, para mantener una confiabilidad adecuada.

10-INCH SUSPENSION INSULATORS

20,000 LB. M & E RATING

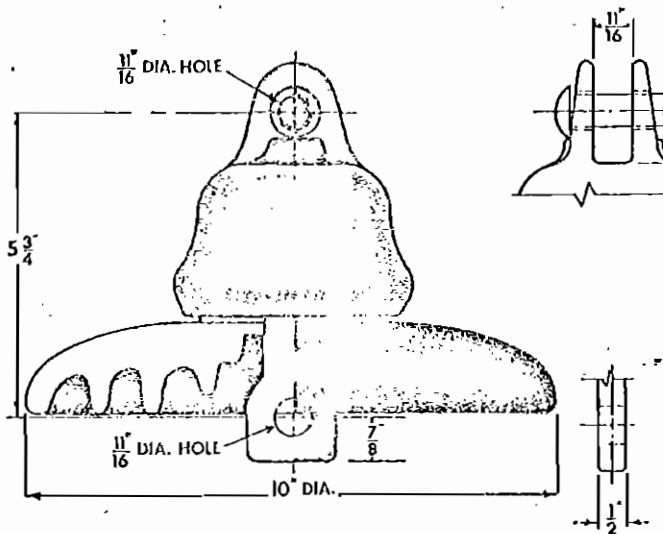


No. 66259

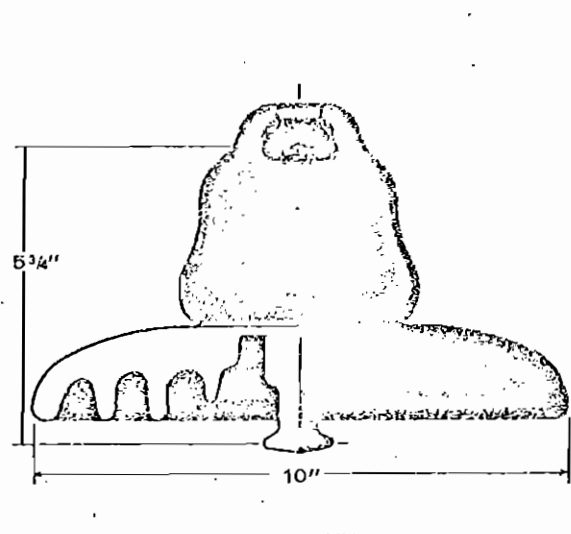


No. 66257

25,000 LB. M & E RATING



No. 66265*



No. 66267*

Catalog No.	66257	66259	66265*	66267*
BEI-NEMA Class	52-3	52-4	52-6	52-5
Description	Ball-Socket	Clevis-Tongue	Clevis-Tongue	Ball-Socket
Combined Mech. & Elec. Strength—Lbs.	20,000	20,000	25,000	25,000
Mechanical Impact Strength—Inch-Lbs.	90	90	60	60
Routine Proof Test—Lbs.	10,000	10,000	10,000	10,000
Time Load Test—Lbs.	15,000	15,000	15,000	15,000
Low-frequency Flashover, Dry—KV	80	80	80	80
Low-frequency Flashover, Wet—KV	50	50	50	50
Impulse Flashover, Positive—KV	125	125	125	125
Impulse Flashover, Negative—KV	130	130	130	130
Low-frequency Puncture Voltage—KV	110	110	110	110
Low-frequency Test Voltage RMS to Ground—KV	10	10	10	10
Maximum R.I.V. Microvolts at 1000 KC	50	50	50	50
Leakage Distance—Inches	11.5	11.5	11	11
Maximum Net Weight, Each—Lbs.	11.5	11.3	12.3	12.5

*Nos. 66265 & 66267 are furnished with identifying-grey glaze as standard.

For String Flashover Values, See Page 11A-14

ASA RATED STRING FLASHOVER VALUES

Values as shown for low frequency and impulse flash-over are average. These values are subject to tolerance stated in ASA Specification No. C-29-1 or latest revision thereof.

Radio influence voltage data as shown apply only to

units newly manufactured and factory tested. The equipment for making this test is in accordance with the recommendations of the joint coordination committee on radio reception of EEI, NEMA & RMA as stated in NEMA Publication No. 107.

Units	Low Frequency Flashover — KV		Impulse Flashover — KV 1½ x 40 MS. Wave		Radio Influence Voltage Data	
	Dry	Wet	Pos.	Neg.	Test Voltage — KV RMS to Ground	Max. R.I.V. Microvolts At 1000 KC

Suspension Insulators — 5" Unit Spacing

Cat. No. 66260

1	80	50	125	130	10	50
2	145	85	250	240	25	100
3	200	125	330	325	40	200
4	250	160	420	385	50	200
5	300	200	490	455	60	200
6	345	235	565	535	70	200
7	390	270	645	605	80	500
8	440	305	720	680	85	500
9	485	340	790	760	90	500
10	530	380	865	835	95	500
11	575	415	935	905		
12	615	450	1,000	985		
13	660	485	1,075	1,060		
14	700	520	1,145	1,140		
15	745	555	1,220	1,210		
16	785	585	1,290	1,290		
17	825	615	1,365	1,365		
18	865	650	1,435	1,435		
19	905	680	1,510	1,510		
20	945	715	1,580	1,585		

EEI-NEMA Values not assigned

Suspension Insulators — 5¼" Unit Spacing

Cat. Nos. 66666, 66667, 66232, 66233, 66250, 66255, 66258, 66257, 66259, 66265, 66269, 66270, 66295, and 66296

1	80	50	125	130	10	50
2	155	90	255	255	25	100
3	215	130	355	345	40	200
4	270	170	440	415	50	200
5	325	215	525	495	60	200
6	380	255	610	585	70	200
7	435	295	695	670	80	500
8	485	335	780	760	85	500
9	540	375	860	845	90	500
10	590	415	945	930	95	500
11	640	455	1,025	1,015		
12	690	490	1,105	1,105		
13	735	525	1,185	1,190		
14	785	565	1,265	1,275		
15	830	600	1,345	1,350		
16	875	635	1,425	1,440		
17	920	670	1,505	1,530		
18	965	705	1,585	1,615		
19	1,010	740	1,665	1,700		
20	1,055	775	1,745	1,785		

EEI-NEMA Values not assigned

En el párrafo 4.4.5, se indicó algunas clases de contaminación. La tensión de contorno en un aislador está en relación directa con la distancia de fuga, que para diferentes clases de contaminación, varía desde 20 mm/Kv efectivo hasta 55 mm/Kv efectivo, como se indica en la siguiente tabla:

Tabla 18

Clase	Contaminación	Distancia de Fuga (mm/Kv efectivo)
A	Atmósfera limpia	20
B	Poca Contaminación	25
C	Contaminación Moderada	30
D	Contaminación Alta	40
E	Contaminación Severa	55

Para atmósferas contaminadas, es preferible utilizar aisladores tipo neblina, por tener mayor distancia de fuga.

Los tipos de contaminación adoptados para el diseño del aislamiento por contaminación en el Sistema Nacional de Transmisión, son los siguientes:

Clase A.- Para atmósfera limpia que comprende áreas rurales con cultivos y árboles.

Clase B.- Contaminación atmosférica suave de áreas industriales suburbanas, líneas férreas, etc.

Clase C.- Contaminación fuerte, conteniendo hasta un 5% de sales, polvos de plantas metalúrgicas y de minas.

El número de aisladores viene determinado por:

$$N = \frac{1.05 \times V}{\sqrt{3}} \times \frac{d_f \times 1}{D_f \times d} \quad (4.8)$$

donde: $1.05 V$ = Tensión máxima de operación
 d_f = Distancia de fuga para la clase de contaminación.
 D_f = Distancia de fuga del tipo de aislador.
 d = Densidad relativa del aire.
 V = Tensión nominal de la línea (Kv).

Los siguientes números de aisladores serán utilizados en el Sistema Nacional de Transmisión:

Tabla 19

Sistema (Kv)	Zona	d	Clase de contamina: ción	d_f (mm)	Número de aisladores	
					Normales $D'_f = 29$ cm	Neblina $D_f = 43$ cm
138	1	0.886	C	30	10	7
138	2	0.751	B	25	10	7
230	1	0.886	B-C	27.5	15	10
230	2	0.751	B	25	16	11

4.6 PUESTA A TIERRA DE ESTRUCTURAS

El uso de conductores de guardia y de resistencia bajas de puesta a tierra en las estructuras, reducen en lo posible el número de interrupciones. Estas interrupciones se producen porque al impactar una descarga atmosférica en los conductores de guardia, ocurre una elevación de la tensión en el aislamiento de la línea debido a la superposición de dos componentes de tensión: la una debido a la corriente inyectada en la torre y cable de guardia, y la otra debido a la carga electrostática sobre la torre.

La puesta a tierra de las estructuras a través de resisten-

cias adecuadas, para aquellas líneas que poseen cables de guañeta, hace más fácil la circulación de la corriente producida por la descarga atmosférica a tierra. La obtención de un cierto valor de resistencia de puesta a tierra de cualquier tipo usado, depende fundamentalmente de la resistividad del terreno; es ésta una de las razones por las cuales en muchos terrenos resulta difícil y costoso lograr una buena resistencia de puesta a tierra (baja resistencia). Este costo puede ser superior al mayor costo que representaría un elemento de la aislación en la estructura, como por ejemplo, agregar un aislador más a la cadena. De aquí que para la determinación del valor máximo de puesta a tierra para un determinado nivel de aislación, se requiere un estudio económico para cada línea en particular.

Para determinar la resistividad de un terreno, se efectúan análisis del terreno mediante muestreos por zonas. Es de esta manera como se han obtenido los valores de resistividades que se indican en el párrafo 2.3, para el Sistema Nacional de Transmisión.

Los mejores terrenos para obtener buenas resistencias de puesta a tierra, son aquellos que poseen capas porosas y capas de agua, embolsadas o por infiltración, ya que contienen las sales del suelo; en cambio, las aguas corrientes subterráneas, dan lugar a resistencias elevadas porque lavan el terreno. Los terrenos de granito son los peores para puesta a tierra, debido a que no absorben agua.

Las formas más utilizadas de puesta a tierra son las siguientes:

- a).- Barras enterradas,
- b).- Anillos,
- c).- Discos, y
- d).- Contrapesos.

Ordinariamente se usa como resistencias de puesta a tierra para estructuras de líneas de transmisión, barras enterradas o contrapesos..

Las barras enterradas son de diámetros que varían entre 5/8" a 2" y de 8' a 50' de longitud, que se entierran al rededor de la base de la torre. La resistencia de una barra depende de su longitud (L), del radio (r) y de la resistividad del terreno (ρ):

$$R = \frac{\rho}{2 \pi L} \left(\ln \frac{4L}{r} - 1.0 \right) \text{ Ohms} \quad (4.9)$$

Los materiales usados para éste tipo de resistencias son: acero galvanizado, copperweld, alumoweld y cobre.

El contrapeso consiste en conductores sólidos o cableados, enterrados y unidos a la base de la torre sea en forma radial o paralela a la línea. La manera más común es utilizar al contrapeso en forma paralela a la línea de transmisión sea en forma continua de torre a torre o por tramos.

Generalmente, se utilizan contrapesos como resistencias de puesta a tierra en terrenos cuyas resistividades son muy altas. Los materiales que se usan para contrapesos son : el cobre, copperweld, alumoweld y acero galvanizado.

En el Sistema Nacional de Transmisión, se utilizarán estas dos formas de resistencias de puestas a tierra en las torres. El contrapeso se utilizará en terrenos de la Zona Media por tener elevadas resistividades, y también se utilizará la puesta a tierra por medio de barras.

4.6.1 INFLUENCIA DE LA PUESTA A TIERRA EN LA DETERMINACION DE LA AISLACION DE LA ESTRUCTURA

El valor de la tensión que debe ser resistida por el aislamiento para obtener un cierto número de perturbaciones anuales, se define por la siguiente expresión:

$$V_w = (1 - f_c) R I \quad (4.10)$$

donde,

- V_w = Tensión que debe resistir,
 f_c = Factor de acoplamiento entre conductores de fase y cables de guardia. Se da en la fig. N°15.
 R = Resistencia de puesta a tierra
 I = Corriente de la descarga atmosférica en KA. (fig. N°16).

Es decir que la tensión a resistir el aislamiento de la línea, depende en forma directa de la resistencia de puesta a tierra de las estructuras. Existiendo una interdependencia entre el número de aisladores de la cadena y el valor de la resistencia de puesta a tierra.

Las perturbaciones que ocasiona el impacto de una descarga atmosférica en una línea de transmisión, pueden ser, por

- (1) .- Falla del apantallamiento o
- (2) .- Por aumento de la diferencia de potencial entre el armazón de la torre y los conductores de fase, lo que puede producir contorneo.

(1).- El número de interrupciones debido a la falla del apantallamiento, se puede determinar de la siguiente manera:

$$F_1 = N_1 \times P \quad (4.11)$$

donde,

- F_1 = Fallas debido al apantallamiento,
 P = Probabilidad de fallar el apantalla-

miento, se obtiene de la fig. N°22 .

N_1 = Número de descargas atmosféricas que al impactar en la línea, hacen fallar el apantallamiento por cada 100 Km de línea y por año.

El número de descargas atmosféricas interceptadas por la línea, depende también del ancho del terreno cubierto por el área de apantallamiento.

Este ancho esta dado por; (de fig. N°17)

$$A = 4 h + b \quad (4.12)$$

El valor de la altura efectiva de la línea, esta dado por:

$$h = h_t - 2/3 \times (h_t - h_c) \quad (4.13)$$

donde

h_t = Altura de la torre

h_c = Altura del cable de guardia en medio vano.

h_c se determina también por la diferencia entre la altura de la torre y la flecha máxima del conductor, (f), entonces,

$$h = h_t - 2/3 \times (f) \quad (4.14).$$

Una vez obtenida el área de apantallamiento, se determina el número anual de descargas que caen sobre una longitud de 100 Km. de línea (N_1), mediante la siguiente relación:

$$N_1 = \frac{I (4h + b)}{100} \quad (4.15)$$

siendo,

I = Nivel isocerámico

b = Distancia horizontal entre los cables de guardia.

De éste número de descargas (N_1) es probable que alguna de e-

llas incida directamente sobre los conductores, esto se producirá, cuando el rayo penetre a través del área cubierta por el ángulo de apantallamiento del cable de guardia.

Mediante experiencias realizadas, se ha demostrado que para líneas de hasta 230 Kv, con torres cuyas alturas oscilan entre 30 y 40 m., se comportan satisfactoriamente con ángulos de apantallamiento de 30° .

En la tabla siguiente se resume los resultados de F_1 para el Sistema Nacional de Transmisión, considerando los siguientes datos aproximados:

Tabla 20

	Zona 1	Zona 2
Nivel isoceraúnico (I)	30	50
Altura de torre (h_t)	40 m.	45 m.
Angulo de apantallamiento	30°	22.5°
Flecha del conductor (f)	15 m.	15 m.
Cables de guardia	1	2
Separación de los cables(b)	0.00 m.	5 m.

Tabla 21

Zona	Altura de la torre (h_t)	Angulo de apantall.	Probabilidad de fallar (P)	Número de interrupcns. (F_1)
1	40	30°	0.030	1.08
2	45	30°	0.042	6.090
2	45	25°	0.025	3.63
2	45	22.5°	0.020	2.90
2	45	20°	0.015	2.20
2	45	15°	0.005	0.73
2	45	0°	0.000	0.00

(2).- Para determinar el número de interrupciones causadas por el contorneo en la cadena de aisladores, cuando existe una diferencia de potencial entre la torre y los conductores de fase producido por la corriente de la descarga atmosférica que ha impactado en la estructura; se sigue el siguiente procedimiento:

$$F_2 = \frac{1.65}{100} \times \beta \times e^{-s/2s_0} \times F_0 \times I \quad (4.16)$$

donde,

- F_2 = interrupciones/100 Km de línea/año.
- β = factor que relaciona el caso básico con otro diferente, para una misma puesta a tierra. Se indica en fig. N°25.
- s = longitud del vano para una estructura diferente a la básica.
- s_0 = longitud del vano para la estructura base. Se indican en figs. N°23 y N°24.
- F_0 = interrupciones del caso base/100 Km de línea/año. Se obtiene de figs. N°26 y N°27.
- I = nivel isoceraúnico.

Es decir que para la obtención de este tipo de interrupciones, se parte de experiencias realizadas en torres de dimensiones que se ha tomado como base (se indican en las figs. N°23 y 24), para luego relacionarlo con cualquier otro tipo de estructura. A continuación se determina el número de interrupciones (F_2) / 100 Km de línea / año / 2 circuitos , para el Sistema Nacional de Transmisión:

Estas curvas indican el comportamiento frente a las descargas atmosféricas cuyas tensiones están entre 115 / 700 Kv, y para configuración típica de conductores, como la que se indica en la fig. N°29.

De estas curvas se obtiene el número de interrupciones/100 Km de línea/año para la configuración base (fig.29). Este valor se puede corregir y así utilizar para cualquier tipo de estructura que tenga una configuración similar a la fig. N°29:

Zona 1 .- datos para la torre a diseñarse:

$$I = 30 \text{ (nivel isoceraúnico)}$$

$$h_t = 30 \text{ m. (altura de torre supuesta)}$$

datos de torre base (fig. N°29):

$$h_o = 26 \text{ m.}$$

y a partir de la fig. N°25 , para una relación $h_t/h_o = 1.2$, se obtienen los factores de corrección (β) siguientes:

Tabla 24

Resistencia de puesta a tierra (Ω)	β
5	2.5
10	2.2
20	1.8
30	1.7
40	1.6

Utilizando curvas de fig. N°28 (c), y corrigiendo con los respectivos factores (β) indicados, en la siguiente tabla se anotan los resultados de F_2 :

Tabla 25

Resistencia de puesta a tierra (Ω)	A I S L A D O R E S			
	6	8	10	12
5	12.5	5.00	0.75	0.25
10	17.6	8.80	3.96	0.88
20	28.80	16.20	9.00	5.40
30	37.4	22.10	13.60	9.35
40	38.4	27.2	18.40	12.80

El número total de interrupciones: F_1 (dado en la tabla 21) + F_2 (dado en tabla 25).

Los resultados se indican en la siguiente tabla:

Tabla 26

Resistencia de puesta a tierra (Ω)	A I S L A D O R E S			
	6	8	10	12
5	14.00	6.50	2.25	1.75
10	19.10	10.30	5.46	2.38
20	30.30	17.70	10.50	6.90
30	38.90	23.60	15.10	10.85
40	39.90	28.70	19.90	14.30

estos resultados se indican también en forma gráfica en la fig. N° 20.

Zona 2 .-

$I = 50$ (nivel isoceraúnic)

Suponiendo alturas de torre iguales a las anteriores.

Para la determinación de F_2 , será necesario corregir también por nivel isoceraúnic (se debe multiplicar a las interrupciones determinadas en la fig. N° 28 por 50/30 para obtener F_2).

En la tabla siguiente se indica el cálculo de F_2 :

Tabla 27

Resistencia de puesta a tierra (Ω)	A I S L A D O R E S			
	6	8	10	12
5	20.83	8.33	1.25	0.41
10	29.33	14.66	6.60	1.47
20	48.00	27.00	15.00	9.00
30	62.33	36.83	22.66	15.58
40	64.00	45.33	30.66	21.33

El número total de interrupciones/100 Km de línea/año/2 circuitos para ésta zona será:

$$F = F_1 + F_2$$

Tabla 28

Resistencia de puesta a tierra (Ω)	A I S L A D O R E S			
	6	8	10	12
5	22.33	9.80	2.75	1.91
10	30.83	16.16	8.10	2.97
20	49.50	28.50	16.50	10.50
30	63.83	38.33	24.16	17.08
40	65.50	46.83	32.16	23.33

En la fig. N° 21 se indican también estos resultados.

De las curvas de las figs. N°s: 18 , 19 , 20 y 21 ;se determina el número de aisladores que requieren las líneas del Sistema Nacional de Interconexión a 230 Kv y 138 Kv a doble circuito, para dar un comportamiento adecuado frente a las des-

cargas atmosféricas.

Desgraciadamente en nuestro país no existe una estadística de interrupciones de éste tipo ya que no existen líneas de tensiones elevadas, pero por observación a estadísticas de otros países, se puede asumir que pueden ocurrir:

4 interrupciones/100 Km de línea/año/1 circuito, lo que significa

8 interrupciones/100 Km de línea/año/2 circuitos.

Así mismo por encontrar las líneas diferentes valores de resistencias, se puede suponer para una buena puesta a tierra los siguientes valores de resistencias:

Tabla 29

	<u>Mínimo</u>	<u>Máximo</u>
Zona 1	5 (Ω)	40 (Ω)
Zona 2	15 (Ω)	40 (Ω)

Con estos datos se determina los siguientes números de aisladores en forma aproximada para valores promedios:

Tabla 30

Sistema (Kv)	<u>138</u>		<u>230</u>	
	1	2	1	2
Zona				
Resistencia (Ω)	15	30	15	30
Número de aisladores	10	14	15	18

Que al compararse con el número de aisladores para: Sobretensiones de maniobra, de 60 Hz, y, contaminación; resulta ser mayor. Por lo que el número de aisladores a utilizarse son los indicados en la tabla 30.

4.7 ANGULO DE APANTALLAMIENTO Y ALTURA DE LA TORRE

El número de interrupciones/100 Km/año, depende de la altura de la torre y del ángulo de apantallamiento.

Para la determinación del número de interrupciones que se realizó en el párrafo anterior, se utilizó alturas de torres de:

Sistema 230 Kv .- 40 m. para zona 1, y
45 m. para zona 2.

Sistema 138 Kv .- 30 m. para zonas 1 y 2.

En las curvas de las figs. N° 30 y N° 31 , se ilustra el Angulo de apantallamiento en función de la altura de la torre , como también en función de determinados número de interrupciones.

4.8 DETERMINACION DEL AISLAMIENTO EN EL VANO

El aislamiento en el vano depende de las siguientes variables:

- 1).- Distancia mínima entre conductores;
- 2).- Distancia mínima entre conductor y suelo ; y,
- 3).- Distancia mínima entre conductor y cable de guarda.

(1).- La distancia mínima entre conductores, deberá ser tal que no haya peligro de formación de arcos entre ellos.

Para nuestro caso, se ha aplicado la norma VDE :

$$D_v = k\sqrt{f + Lc} + \frac{V}{150} \times \frac{1}{d} \quad (4.17)$$

donde: D_v = Distancia mínima entre conductores en mts.

f = Flecha del conductor en mts.

L_c = Longitud de la cadena de aisladores en mts.

V = Tensión nominal de la línea en Kv.

d = Factor de corrección por densidad del aire.

k = Factor que depende de la disposición de los conductores en la estructura:

$k = 0.75$ para disposición vertical, y

$k = 0.65$ para disposición horizontal.

(2) .- La distancia mínima entre conductor y suelo se determina mediante la siguiente fórmula:

$$D_s = K + \frac{V - 110}{150} \times \frac{1}{d} \quad (4.18)$$

donde:

D_s = Distancia mínima del conductor al suelo (m),

V = Tensión nominal de la línea (Kv),

d = Factor de corrección por densidad relativa del aire,

K = Factor que depende de la localidad donde se requiere determinar la distancia y de la temperatura del conductor causada por la circulación de la corriente.

A continuación se indican algunos valores de K en metros, que son datos recopilados de experiencias Chilenas en líneas de transmisión:

Tabla 31

Sistema (Kv)	138				230			
Zona	1		2		1		2	
Temperatura	N	E	N	E	N	E	N	E
Terreno plano	6.8	5.5	6.8	5.5	7.5	6.0	7.5	6.0
Terreno transitado y caminos de 2° importancia	7.8	6.5	8.3	7.0	8.3	7.0	9.0	7.7
Caminos de 1° importancia	9.0	7.7	9.5	8.2	9.5	8.2	10.2	8.9
Líneas férreas	9.0	7.7	9.5	8.2	9.5	8.2	10.2	8.9

N = Temperatura en condición normal de transmisión,

E = Temperatura en condición eventual de transmisión o de emergencia.

(3).- Para la distancia mínima entre conductor y cable de guardia en el centro del vano será igual que la determinada para separación entre fases, anotada en la fórmula (4.17).

O también se puede tomar una distancia mínima equivalente al 90 % de la flecha del conductor (según norma de INECCEL).

C A P Í T U L O V

GEOMETRIA DEL CUERPO SUPERIOR Y ALTURA DE LA ESTRUCTURA

La geometría de la estructura depende de las distancias eléctricas que requiere la línea para su aislamiento. Estas distancias deberán determinarse tanto en la estructura como en el vano. La geometría de la estructura depende también de las características del conductor utilizado.

5.1 CONDUCTOR UTILIZADO

El conductor más económico se obtiene a partir de un estudio económico de la línea de transmisión, para lo cual es necesario conocer:

- Potencia a transmitir
- Tipos de conductores
- Tipos de soportes
- Costo de pérdidas por transmisión
- Costo de materiales, y
- Costo de construcción.

Para cada uno de estos factores anotados arriba, se tiene:

- La potencia nominal máxima a transmitir es igual a la potencia natural (P_n),

$$P_n = \frac{(Kv)^2}{Z_0} \quad (5.1)$$

- donde,
- P_n = Potencia activa natural en Mw.
 - Kv = Tensión de la línea en Kv, y
 - Z_0 = Impedancia característica de la línea.

Según esto se tiene: Tabla 32

Sistema (Kv)	138	230
P_n (Mw)	47	130

- El tipo de conductor a utilizar es el ACSR.
- El estudio se realizará para estructuras metálicas autosopor_o tantes, tanto para una terna como para doble terna.
- La valorización de las pérdidas de transmisión, considerando solamente el Efecto Joule; (según datos de INECEL):

Costo de pérdidas de potencia = 525 \$/Kw/año

Costo por pérdidas de energía = 356 \$/Mw-hora.

- Se utilizó los siguientes valores actualizados para los materiales:

Acero estructural	=	28 \$/Kg.
Conductor ACSR	=	38 \$/Kg.
Aisladores y accesorios	=	6000 \$/Torre/circuito
Cable de guardia	=	12 \$/Kg.
Estudios	=	10 % del costo de ma teriales
Servidumbre	=	9250 \$/Km.
Mano de obra	=	300 \$/hombre/día.

Con estos datos, al efectuar el programa de cálculo en computador, INECEL determinó los siguientes conductores económicos para las líneas del Sistema Nacional de Transmisión:

Sistema 138 Kv	397.5 MCM (24/7)	...	"Brant"
Sistema 230 Kv	1113 MCM (45/7)	...	"Bluejay".

Para la determinación de la sección mínima del cable de guardia, se tomará en cuenta el efecto térmico que producen las corrientes de cortocircuito y las corrientes ocasionadas por el impacto de las descargas atmosféricas.

La corriente que circula en caso de cortocircuito por cada cable de guardia, se determina con la siguiente fórmula,

$$I_f = \frac{1}{n} I_g \times \frac{R}{r + 2R + (R \cdot r)^{1/2}} \quad (5.2)$$

donde:

- n = Número de cables de guardia
- I_g = Corriente que produce un cortocircuito en el sistema.
- r = Resistencia de la longitud del cable de guardia entre dos estructuras adyacentes.
- R = Resistencia de puesta a tierra de las torres.

Los resultados de las corrientes de cortocircuito (I_g) realizados para el Sistema Nacional de Interconexión, por INECEL, indican la existencia de corrientes del orden de los 36.000 Amperios como valor máximo, esto para el año 1990.

Asumiendo resistencias de puesta a tierra de:

- 15 Ohmios Zona 1
- 30 Ohmios Zona 2 ,

y una resistencia del cable de guardia de 0.4 Ohmios, se determina los siguientes valores de I_f:

- Zona 1 8219 Amp.
- Zona 2 8456 Amp.

Como se dijo anteriormente que para la determinación de la sección mínima del cable de guardia se debe tomar en cuenta el efecto térmico que producen las corrientes de cortocircuito y las de descargas atmosféricas. Según experiencias realizadas en Italia y Japón, indican lo siguiente:

- (1).- La capacidad de corriente de cortocircuito, debe resistir el cable por el tiempo de 0.1 segundos y la temperatura máxima que puede llegar por éste efecto debe ser de 200°C.
- (2).- Cada cable debe resistir por el tiempo de 0.001 seg. la circulación de la corriente producida por el impacto de una descarga atmosférica que para el efecto se supone ser de

100 KA, y la temperatura que debe alcanzar, será menor que la temperatura de fusión del material.

Para estas temperaturas se han determinado los siguientes valores experimentales de (d^2t) para distintos materiales; donde, d = densidad de la corriente en Amp/mm². y t = tiempo que circula la corriente sea de cortocircuito o de la descarga atmosférica:

Tabla 33

<u>Material</u>	<u>d^2t (a 200°C)</u>	<u>d^2t (a fusión)</u>
Acero galvanizado	3200	10500
Alumoweld	6600	16800
Coperweld	11100	30100

Con el objeto de utilizar el mismo conductor de guardia en las dos zonas geográficas de nuestro país, se determina las siguientes secciones:

Tabla 34

<u>Material</u>	<u>d^2t (a 200°C)</u>	<u>I_f (amp.)</u>	<u>t (seg.)</u>	<u>S (mm²)</u>
Acero galvanizado	3200	8456	0.1	47
Alumoweld	6600	8456	0.1	33
Copperweld	11100	8456	0.1	25.4

Se puede también verificar que para las secciones determinadas, se soporta corrientes superiores a 100 KA. debido a corrientes de descargas atmosféricas.

Utilizando catálogos de los materiales indicados arriba, se observa que la tensión mecánica del Acero galvanizado para una sección parecida a la determinada es similar a la de Alu-moweld para una sección también aproximada a la calculada. De lo que se podría deducir el uso de cable de guardia de Acero galvanizado por ser hasta mucho más económico que los demás materiales.

5.1.1 CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR

Para el diseño de las estructuras, es de importancia el conocimiento de las características mecánicas de los conductores; sea de las flechas que forma por la diversidad de temperaturas del medio ambiente causadas por el efecto térmico de la circulación de corrientes y por el efecto de su alargamiento plástico; como también se requiere conocer las tensiones mecánicas que se obtiene en cada una de las diferentes temperaturas del medio en el momento de montaje y después de haber transcurrido algún tiempo de haber sido instalados.

En las figs. N° 32 y N° 33 se indican las características vano - flecha del conductor "Bluejay" y del cable de guardia, respectivamente.

5.1.2 TENSIONES ADMISIBLES

El comportamiento mecánico de la estructura depende de las tensiones admisibles del conductor y del cable de guardia. Estas tensiones mecánicas admisibles están de acuerdo a la temperatura mínima o normal del medio donde van a ser instalados. Las tensiones admisibles que se requiere conocer son: la tensión máxima y la tensión normal.

TENSION MAXIMA .- La tensión máxima del conductor y del cable de guardia, se determinan a la temperatura mínima y considerando que actúan sobrecargas de viento y de hielo,

Esta tensión mecánica al momento de ser instalado el conductor , debe ser inferior al 25 % de la tensión de rotura para el caso de conductores ACSR, y debe ser inferior al 20 % de la tensión de rotura para el caso de cables de guardia de Acero galvanizado.

Si han sido instalados algún tiempo, la tensión máxima de trabajo no debe sobrepasar al 20 % de la tensión de rotura para el caso de conductores ACSR y del 17 % para cables de guardia de acero galvanizado.

Los resultados de la ejecución en computador para tensiones mecánicas y flechas de los conductores a emplearse en el Sistema nacional de transmisión son los siguientes:

Tabla 35

Conductor	Temperatura (°C)	Tensión máxima (Kg)	Tensión de rotura (Kg)
1113 MCM - ACSR	5	3367	14045
397.5 MCM - ACSR	5	1600	6677
Acero galvanizado (3/8")	5	1034	5200

TENSION NORMAL .- Es la tensión mecánica del conductor o del cable de guardia que existe en el mayor número de días en su vida útil. Se determina a temperaturas normales y sin considerar sobrecargas de viento ni hielo.

La tensión normal así calculada, no debe ser superior al 20 % de la tensión de rotura para el caso de conductores ACSR ni del 17 % de la tensión de rotura para el caso de cables de guardia de acero galvanizado.

Las tensiones normales determinadas para los conductores a utilizarse en el Sistema de transmisión, son los siguientes:

Tabla 36

Zona	Temperatura °c	Conductor 1113 MCM 45/7 "Bluejay"	Conductor 397.5 MCM 24/7 "Brant"	Cable de guardia 3/8"
1	25	2799 Kg.	1332 Kg.	833 Kg.
2	12	2799 Kg.	1332 Kg.	833 Kg.

De ésta tabla se observa que se encuentran dentro de los porcentajes que se indicó anteriormente.

5.2 VANOS DE DISEÑO, VIENTO Y PESO

Para determinar la capacidad mecánica de una estructura, es necesario establecer los vanos de diseño o vano normal, el vano de viento y el vano de peso.

VANO DE DISEÑO. - Es el vano más económico para el cual se diseña una línea de transmisión. Depende de la flecha permisible que forma el conductor a temperatura normal, de las distancias mínimas al suelo, y, de la altura y rigidez mecánica de la torre.

Para líneas de transmisión que emplean estructuras metálicas, el vano de diseño es cuidadosamente optimizado. En el caso de Sistema Nacional de Transmisión, INECEL, mediante la ejecución de un programa de optimización de vanos en un computador, obtuvo los siguientes vanos económicos:

- Para estructuras a doble circuito a 138 Kv, de 350 m.
- Para estructuras a un circuito a 138 Kv, esta compren-

didados entre 300 a 350 m.

- Para estructuras a doble circuito a 230 Kv, de 440 m. para la zona baja de terreno casi plano, y de 320 m. para la zona media con terreno bastante irregular.

VANO DE VIENTO .- Es el vano en el cual se supone que el viento ataca en forma normal a los conductores.

El vano de viento depende de: vano normal, del tipo de conductor y del terreno por donde atraviezan los conductores. Según experiencias en construcción de líneas en Países Latinoamericanos, para la determinación de la capacidad mecánica de una estructura, el vano de viento puede tomar los siguientes valores con relación al vano normal (L_n):

Tabla 37

Tipo de conductor	Tipo de terreno	Si vano normal es mayor q' 300m.	Si vano normal es menor q' 300m.
Liviano	Plano	1.3 L_n	1.5 L_n
	Accidentado	1.6 L_n	1.8 L_n
Pesado	Plano	1.15 L_n	1.25 L_n
	Accidentado	1.3 L_n	1.4 L_n

Se ha definido que un conductor es "pesado", cuando su relación diámetro en mm./ peso unitario en Kg/m , es menor que 24. Y "liviano" cuando la relación es mayor que 24.

Una estructura resiste el esfuerzo transversal producido por los conductores de fase y de los cables de guardia. (esfuerzos producidos por el viento y por el efecto del ángulo de trazado de la línea):

(a).- La tensión producida por el cable de guardia (T_{gw}), es igual a,

$$T_{gw} = w_g \cdot L_v + 2 T_g \text{ Sen } \beta/2 \quad (5.3)$$

(b) .- La tensión producida por el conductor (T_c), es

$$T_c = w_c \cdot L_v + 2 T_c \text{ Sen } \beta/2 \quad (5.4)$$

donde:

L_v = Vano de viento de la torre

w_c y w_g = Esfuerzo unitario del viento sobre el conductor y cable de guardia respectivamente.

T_c y T_g = Tensiones mecánicas de trabajo del conductor y del cable de guardia respectivamente.

β = Angulo de trazado de la línea.

El esfuerzo transversal resistido por la torre será:

$$T = T_{gw} + 3 T_c \quad (5.5) \quad \text{para torre a una terna,}$$

$$T = 2 T_{gw} + 6 T_c \quad (5.6) \quad \text{para torre a dos ternas y con dos cables de guardia.}$$

Conociendo el vano de viento de una estructura que no forme ángulo, se puede determinar el vano de viento que tendrá ésta para ser utilizada a un ángulo cualquiera, ya que el esfuerzo transversal (T) debe ser el mismo que cuando el ángulo es de 0°

VANO DE PESO .-Es la distancia horizontal entre los puntos más bajos de la catenaria que forman los conductores , entre dos vanos adyacentes; como se ilustra en la fig. N°34. De una forma similar al vano de viento indicado anteriormente, el vano de peso puede tomar los siguientes valores con relación al vano normal:

Tabla 38

Tipo de terreno	Si vano normal es mayor que 300 m	Si vano normal es menor que 300 m
Planos	1.6 a 1.2 Ln	1.5 a 1.6 Ln
Accidentados	2.0 a 3.0 Ln	1.7 a 2.0 Ln

5.3 LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES

Para determinar la geometría del cuerpo superior de la estructura, es necesario conocer la longitud de la cadena de aisladores, ya que es ésta la que tiende a acercarse a la estructura al ser presionada por el viento.

La longitud de una cadena de aisladores, viene dado por:

$$L_a = n \cdot h + k_1 \quad (5.7)$$

donde,

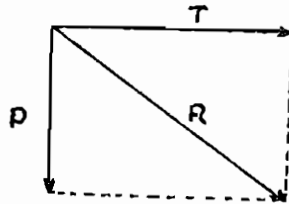
- L_a = longitud de la cadena,
- n = número de aisladores de la cadena,
- h = altura de cada aislador,
- k_1 = constante.

La constante k_1 , depende de la longitud de los accesorios usados para suspender al conductor junto a la cadena y de ésta a la cruceta. Estos accesorios más utilizados son; grapas de suspensión, amortiguadores, etc. En la fig. N°35

se indica en forma aproximada algunos valores que puede tener la cadena de aisladores (tipo normal 10" x 5 3/4").

5.3.1 DIMENSIONAMIENTO DE LOS HERRAJES PARA LA CADENA DE AISLADORES

La resistencia electromecánica de los herrajes, depende del peso del conductor de fase más el de los accesorios y más el esfuerzo transversal que produce el viento suponiendo que ataca en forma normal al conductor; se puede esquematizar de la siguiente forma:



P = peso del conductor de fase más peso de cadena de aisladores, amortiguadores, etc.

T = esfuerzo transversal producido por el viento

R = esfuerzo resultante a resistir los herrajes.

Además, si la línea forma ángulo, se debe añadir el esfuerzo transversal producido por éste efecto.

A la tensión electromecánica determinada de la forma indicada, se debe corregir para dar una mayor seguridad. En este sentido INECEL recomienda utilizar los siguientes factores de seguridad:

Tabla 39

Zona	Tipo de herraje	Factor de seguridad
Urbana	Suspensión	4.0
Urbana	Tensión	4.0
Rurral	suspensión	2.6
Rurral	Tensión	2.6

5.4 ANGULOS DE OSCILACIÓN DE LAS CADENAS DE SUSPENSION POR EFECTO DE LA PRESION DEL VIENTO

Al ser presionado el conductor por el viento, éste hace desviar la cadena de aisladores, tales desviaciones pueden suceder en el instante en que se produzcan sobretensiones de maniobra o los de 60 Hz. Se debe considerar para la determinación de la geometría, los ángulos que producen estas desviaciones en el instante de ocurrir estas sobretensiones.

En general, los ángulos de oscilación se determina con la siguiente ecuación:

$$Tg \theta = \frac{Tvc \cdot k + Ta + Tva \cdot k}{Lp \cdot Pc \cdot Nsc + Pa/2} \quad (5.8)$$

donde:

$$Tvc = Nsc \cdot d_c \cdot Lv \cdot Qvc \quad (5.9)$$

$$Tva = La \cdot d_a \cdot Qva \quad (5.10)$$

$$Ta = 2 T \text{ Sen } \beta/2 \quad (\text{fórmula que se deduce posteriormente}).$$

Siendo:

Tvc = Esfuerzo del viento en el conductor

Tva = Esfuerzo del viento en la cadena

Ta = Esfuerzo debido al efecto del ángulo

- L_v = Vano de viento de la estructura
 L_p = Vano de peso de la estructura
 Q_{vc} = Presión del viento sobre los conductores (Kg/m^2).
 Q_{va} = Presión del viento sobre la cadena de aisladores (Kg/m^2).
 d_c = Diámetro del conductor
 d_a = Diámetro de la cadena de aisladores
 L_a = Longitud de la cadena de aisladores
 P_c = Peso unitario del conductor
 P_a = Peso de la cadena de aisladores
 N_{sc} = Número de subconductores por fase
 T = Tensión mecánica del conductor
 β = Angulo de trazado de la línea.
 k = 1.0 o 100 % de desviación de la cadena, se supone ocurrir sobretensiones de 60 Hz.
 k = 0.2 para un 20 % de desviación de la cadena, se supone que ocurren sobretensiones de maniobra.

Por lo tanto, para determinar el ángulo de oscilación de las cadenas de suspensión por acción del viento, debe tenerse en cuenta la capacidad de la estructura (L_v , L_p). Si el ángulo de oscilación es demasiado fuerte, se puede utilizar pesos en la grapa de suspensión del conductor.

5.5 DIMENSIONAMIENTO DE LAS CRUCETAS

La longitud de las crucetas depende de las distancias eléctricas en aire y de los ángulos de oscilación de la cadena. Es decir que mientras más grandes sean los ángulos de oscilación mayor deberá ser la longitud de la cruceta. Las distancias eléctricas en la estructura queda definido por:

- a).- La distancia mínima requerida por las sobretensiones de maniobra (en la fig. N°36 se anota esta distancia como R1).
- b).- La distancia mínima en aire requerida por las sobretensiones a 60 Hz. (R2).
- c).- El ángulo de desviación de la cadena por efecto de la presión máxima del viento para la sollicitación de una sobretensión de 60 Hz. (θ_m = ángulo máximo).
- d).- El ángulo de desviación causada por el 20% de la presión máxima del viento para la sollicitación de una sobretensión de maniobra. (θ_n = ángulo normal).

Estas distancias y estos ángulos determinan lo que algunos lo llaman la "pera" de la estructura; y de la magnitud de las mismas depende la longitud de la cruceta. En la fig. N°36, se indican estas dimensiones.

5.5.1 DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES

La separación de los conductores para su aislamiento, se determina tanto en la estructura misma como también en el centro del vano. De las cuales la mayor de ellas se tomará como distancia a dimensionarse en la estructura.

5.5.2 DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES EN LA ESTRUCTURA

Una vez conocidas las distancias eléctricas mínimas en aire que se debe dejar para su aislamiento, se puede determinar la separación de los conductores tanto verticalmente como horizontalmente:

De la fig. N°36 , la separación vertical (Cv) entre conductores será:

$$Cv = La + R1 \quad (5.9)$$

donde La = Longitud de la cadena

$R1$ = Distancia eléctrica requerida por sobretensiones de maniobra. Se puede obtener utilizando las curvas de la fig. N° 42.

La separación horizontal (Ch) entre conductores en la estructura, de fig. N°36 :

$$Ch_n = 2 (L_n \text{ Sen } \theta_n + R1) + m \quad (5.10)$$

5.5.3 DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES EN EL VANO

Muchos países adoptan la separación de los conductores en el centro del vano mediante fórmulas. En el caso de nuestro país, se ha adoptado la norma VDE, que se dió en la ecuación N° (4.17), con la utilización de la misma se determinará la separación vertical y horizontal en el centro del vano, como se indicó en el párrafo 4.8 .

Las distancias determinadas con las fórmulas 5.9 y 5.10, se comparará con las determinadas mediante la ecuación 4.17 seleccionándose la mayor de ellas.

5.6 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE CONDUCTOR Y SUELO

La distancia mínima del conductor al suelo, depende de la temperatura del conductor debido al paso de la corriente, especialmente cuando los conductores transmiten potencia en casos de emergencia.

Las distancias mínimas utilizadas para el Sistema Nacional de Transmisión, se dan en la tabla 31 del párrafo 4.8, tomando en cuenta que la temperatura para condición normal de potencia es de : 25°C para la zona 1, y 12°C para la zona 2;

y que la temperatura en casos de transmisión de emergencia (se estima el doble de la potencia normal), son de:

60°C para la zona 1, y de 45°C para la zona 2.

Por lo tanto, para chequear estas distancias, la plantilla de trazado se diseñará para estas temperaturas anotadas.

En la tabla 31 se observa que en la zona 2 se toma en cuenta el efecto de la menor densidad relativa del aire con relación a la zona 1. En este sentido se aumentan 0.50 m. con respecto a la zona 1, para el caso de líneas a 138 Kv, y de 0.70 m. para las líneas a 230 Kv.

Además de las distancias indicadas en la tabla 31, se debe considerar las distancias mínimas cuando la línea cruce a sitios respetables tales como:

- a).- Cruce con líneas de comunicación; con las cuales se debe evitar en lo posible el paralelismo ya que al existir una falla en la línea de transmisión, producirá interferencias pausadas por inducción en las líneas de comunicación. Para el efecto se ha considerado las siguientes separaciones: con líneas de 138 Kv de 3.3 m. y con líneas de 230 Kv de 4.5 m.
- b).- Cruce con líneas de potencia menores a 15 Kv; se considerará la separación de 2.5 m con las líneas de 138 Kv y de 3.5 m con líneas de 230 Kv.
- c).- Cuando se cruce con líneas de potencia mayores a 15 Kv y menores a 138 Kv, deberá existir una separación de 3.20 m y de 3.70 m a las líneas de 138 y 230 Kv respectivamente.

5.7 DISTANCIA MINIMA ENTRE CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDIA

Esta distancia también se debe determinar tanto en la estructura como en el centro del vano.

En la estructura, la distancia en mención se determinará a

partir de la fig.N°36:

$$h = \frac{Ch/2}{\text{tg } \emptyset} \quad ; \quad La \quad (5.11)$$

siendo, h = altura desde la punta de la torre hasta el extremo de la cruceta superior.

Ch = distancia horizontal de extremo a extremo de la cruceta superior.

La = longitud de la cadena.

\emptyset = ángulo de apantallamiento.

La separación entre el cable de guardia y el conductor en el vano, se determina utilizando la ecuación (4.17). Normalmente INECEL adopta como norma, una separación igual al 90% de la flecha del conductor.

Para estructuras que lleban dos cables de guardia, la separación horizontal entre ellos así como la separación vertical con el conductor de la fase superior, en el presente trabajo se determinará según el método dado por WHITEHEAD, el mismo que se explicará posteriormente.

C A P I T U L O VI

DETERMINACION DE LA GEOMETRIA PARA LOS DIVERSOS TIPOS DE ESTRUCTURAS UTILIZADAS . PARA 230 KV A DOS TERNAS Y PARA 138 KV A UNA Y DOS TERNAS

Para este efecto se ha adoptado la geometría básica indicada en las figs. N°37 y N°38.

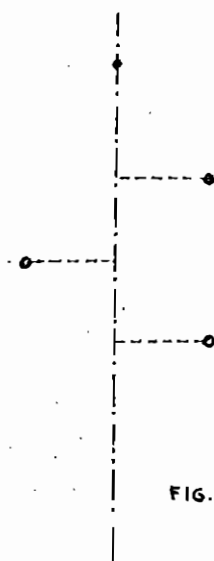


FIG. 37

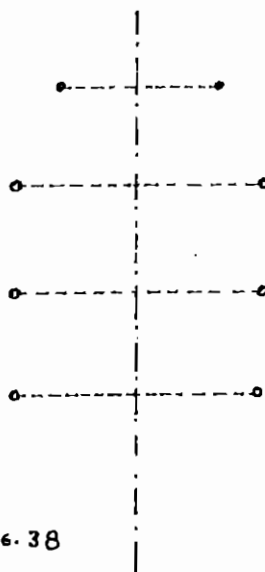


FIG. 38

Para determinar las dimensiones de la cabeza de la torre, se requiere conocer: los ángulos de oscilación, las distancias eléctricas, la capacidad de la torre, y, las características del conductor a utilizarse.

Con el conocimiento de estos datos se podrá determinar la geometría:

6.1 TORRES DE SUSPENSION

TORRE DE SUSPENSION .- 230 Kv - Dos ternas - Zona 1.

Para diseñar esta torre se conocen los datos siguientes:

Angulo de trazado (β)	=	0° a 2°
Vano normal (Ln)	=	440 m. (flecha = 18 m.)
Vano máximo (Lm)	=	500 m. (flecha = 22 m.)
Vano de peso (Lp)	=	800 m.
Vano de viento (Lv)	=	500 m. (para 0°), = 380 m. (para 2°).

Conductor: 1113 MCM

d_c	=	21.488 mm.
Pc	=	1.87 Kg/m. (peso unitario)
T	=	2799 Kg. (tensión mecánica).

Número de aisladores	=	14 (tipo normal)
Longitud de la cadena	=	2.5 m. (de fig. N°35)
Diámetro de la cadena	=	0.254 m.

R1	=	2.0 m. (de fig. N°42)
R2	=	0.8 m. (de fig. N°44).

Reemplazando valores, se llega a obtener los siguientes ángulos de oscilación de la cadena de aisladores:

$$\theta_m = 20^\circ, y$$

$$\theta_n = 8.5^\circ.$$

1°).- Longitud horizontal de las crucetas.- Para esto determinamos las distancias en la estructura y en el vano; para seleccionar la mayor de ellas:

a).- En la estructura,

$$2.00 + 2.50 \text{ Sen } 8.50 = 2.36 \text{ m.}$$

$$\text{donde } Ch = 2 \times 2.36 + 1.50 = 6.20 \text{ m.}$$

(se ha supuesto un ancho de 1.50 m. para la sección transversal de la cabeza de la torre).

b) .- Separación de los conductores en el vano,

$$0.65 \sqrt{22 + 2.5} + \frac{230}{150} \times \frac{1}{0.886} = 5.0 \text{ m.}$$

luego, al tener una distancia de 6.20m en la estructura, se da una separación horizontal a los conductores en el vano, mucho más que la que necesita (5.0 m).

2°) .- Separación vertical de las crucetas.- Se determina la separación vertical tanto en la estructura como en el vano; para seleccionar la mayor de ellas:

a) .- En la estructura,

$$2.5 + 2.0 = 4.50 \text{ m.}$$

b) .- Separación vertical de los conductores en el vano,

$$0.75 \sqrt{22 + 2.5} + \frac{230}{150} \times \frac{1}{0.886} = 5.4 \text{ m.}$$

luego se requiere que las crucetas tengan una separación vertical de 5.40 m.

3°) .- La altura del cable de guardia se puede determinar de la fig. N°39 , asumiendo un ángulo de apantallamiento de 30°,

$$h = \frac{3.60}{\text{tg } 30^\circ} - 2.50 = 2.90 \text{ m.}$$

TORRE DE SUSPENSION .- 230 kv - Dos ternas - Dos cables de guardia - Zona 2.

Angulo (β) = 0° a 2°
 Vano normal (L_n) = 320 m. (flecha = 10 m)
 Vano máximo (L_m) = 600 m. (flecha = 32 m)
 Vano de peso (L_p) = 800 m.
 Vano de viento (L_v) = 500m (para 0°)
 = 400 m (para 2°).

Angulos de oscilación:

$$\theta_m = 20^\circ$$

$$\theta_n = 8.5^\circ$$

Número de aisladores = 20
 R1 = 2.92 m. (de fig. N° 42)
 R2 = 1.00 m. (de fig. N° 44).
 Longitud de la cadena = 3.42 m.

1°) .- Longitud horizontal de las crucetas:

a) .- En la estructura .-

$$2.92 + 3.42 \text{ Sen } 8.5^\circ = 3.4 \text{ m}$$

$$\text{y ancho total } Ch = 2 \times 3.4 + 1.5 = 8.40 \text{ m.}$$

b) .-En el vano .-

$$0.65 \sqrt{32 + 3.42} + \frac{230}{150} \times \frac{1}{0.705} = 6.0 \text{ m.}$$

2°) .- Separación vertical de las crucetas:

a) .-En la estructura .-

$$3.42 + 2.92 = 6.34 \text{ m}$$

b) .-Separación vertical de los conductores en el vano.-

$$0.75 \sqrt{32 + 3.42} + \frac{230}{150} \times \frac{1}{0.705} = 6.64 \text{ m}$$

3°).- La separación horizontal de los cables de guardia, así como la separación vertical con respecto al conductor de la fase superior; determinamos por el método de WHITEHEAD:

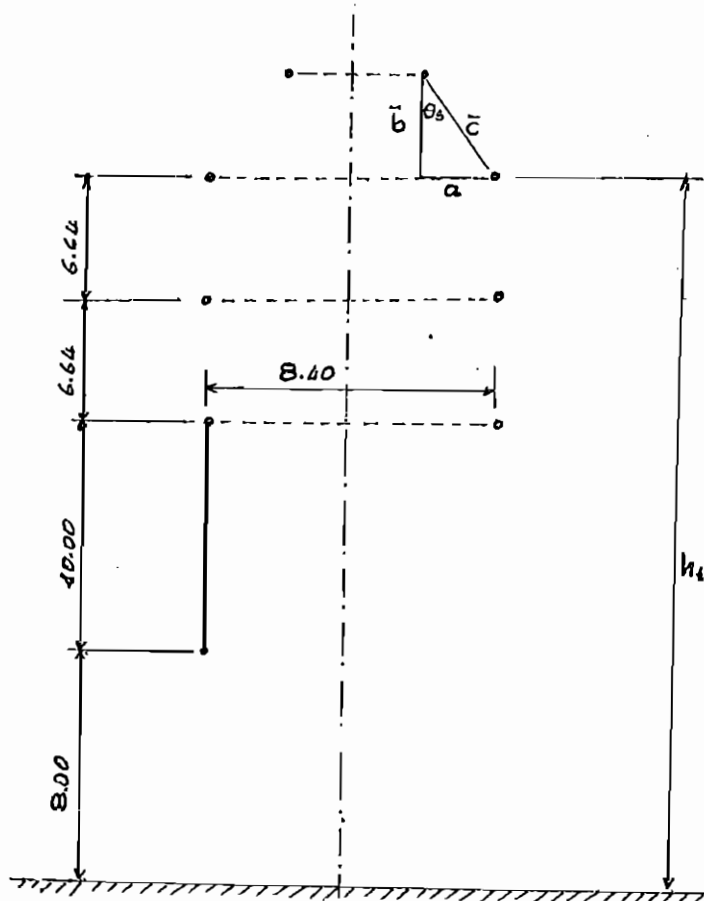


FIG. 41

Para la aplicación de éste método, se requiere conocer la altura media del conductor de la fase superior (\bar{y}) y luego aplicar las curvas de la fig. N°43, del siguiente modo:

$$\bar{y} = h_t - \frac{2}{3} F \quad (\text{fórmula N°4.14 dado en párrafo 4.6.1})$$

La altura del conductor de la fase superior en la torre, se puede encontrar ya que se conocen todas las distancias verticales, luego:

$$h_t = 8.00 + 10.0 + 2 \times 6.64 = 31.28 \text{ m,}$$

$$f = (10 + 32)/2 = 21 \text{ m. (flecha promedio)}$$

entonces,

$$\bar{y} = 31.28 - 2/3 \times 21 = 17.28 \text{ m.}$$

Corriente crítica que producirá contorneo (I^*),

$$I^* = 2V/Z_0 \quad (6.1)$$

siendo;

$$V = 1600 \text{ Kv (BIL de la línea, de fig. N°42)}$$

$$Z_0 = 400 \text{ Ohmios (impedancia característica de la línea a 230 Kv).}$$

reemplazando

$$I^* = 2 \times 1600/400 = 8.0 \text{ KA.}$$

Whitehead aconseja aumentar el 10% a I^*

$$I = 1.1 \times 8.0 = 8.8 \text{ KA.}$$

La descarga entre la nube y el conductor, ocurrirá a una distancia r_s dado por Whitehead:

$$\begin{aligned} r_s &= 6.7 \times I^{0.8} \text{ metros} & (6.2) \\ &= 38 \text{ m.} \end{aligned}$$

Ahora para utilizar las curvas de fig. N° 43:

$$\bar{y}/r_s = 17.28/38 = 0.45 \quad (6.3)$$

para una relación de $\bar{c}/r_s = 0.15$, se tiene $\theta_s = 23^\circ$ como ángulo de apantallamiento.

Como la separación vertical entre cable de guardia y conductor se sabe que viene dado por:

$$\bar{b} = 0.75\sqrt{17} + \frac{230}{150} \times \frac{1}{0.705} = 5.3 \text{ m}$$

donde;

$$a = \bar{b} \operatorname{tg} 23 = 5.3 \operatorname{tg} 23 = 2.0 \text{ m.}$$

Y el espaciamiento horizontal entre los cables de guardia, será:

$$8.4 - 2 \times 2 = 4.4 \text{ m. (distancia mínima).}$$

En la fig. N°45 se indica la torre en forma completa.

6.2 y 6.3 TORRES DE ANCLAJE Y REMATE

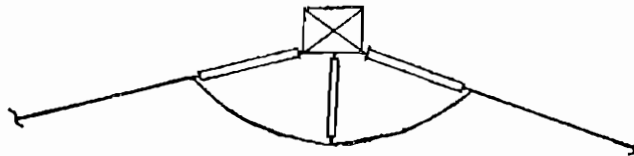
Anclaje 30° y 90°,

Remate 0° y 90°

Vano normal = 300 m (flecha = 9.0 m)

Vano máximo = 500 m (flecha = 22 m) .

En este caso los ángulos de oscilación dependen del desvío que ocasiona el viento en la cadena de aisladores que sirve como puente para el paso del conductor del un lado al otro.



$$\operatorname{tg} \theta = \frac{T_{va}}{w} \quad \text{siendo; } T_{va} = \text{viento sobre la cadena,}$$

$$w = \text{peso de la cadena de aisladores.}$$

$$T_{va} = 1/2 \times L_a \times d_a \times Q \times 1.5 = 30 \text{ Kg.}$$

$$w = (14 \times 1.25 + 15) \times 1.4 = 45 \text{ Kg.}$$

$$Q = 65 \text{ Kg/m}^2 \quad (\text{ver fig. N°46 b, para una velocidad de viento de 90 Km/h}).$$

se obtiene los siguiente ángulos de oscilación de la cadena:

$$\theta_m = 33^\circ, \text{ y}$$

$$\theta_n = 7.5^\circ.$$

además ya se conocía $R_1 = 2.0 \text{ m}$, y $R_2 = 0.8 \text{ m}$.

Siguiendo un procedimiento igual al anterior:

1°).-Longitud horizontal de las crucetas.-

a).- En la estructura

$$2.0 + 2.5 \text{ Sen } 7.5 = 2.30 \text{ m}$$

$$\text{longitud total Ch} = 2 \times 2.30 + 1.5 = 6.20 \text{ m.}$$

b).- En el vano

$$0.65 \sqrt{22 + 2.5} + \frac{230}{150} \times \frac{1}{0.886} = 5.00 \text{ m.}$$

2°).-Separación vertical de las crucetas.-

a).- En la estructura

$$2.50 + 2.00 = 4.50 \text{ m}$$

b).- En el vano

$$0.75 \sqrt{22 + 2.5} + \frac{230}{150} \times \frac{1}{0.886} = 5.40 \text{ m}$$

3°).-Altura del cable de guardia.-

$$h = 3.1 / \text{tg } 30 = 5.40 \text{ m.}$$

En la fig. N°47, se indican todas las dimensiones de la torre.

Sistema 138 Kv - Torres para una sola terna.-

Para esta sistema se conoce los siguientes datos:

Zona	# de aisladores (10" x 5 3/4")	La (m)	R1 (m)	R2 (m)
1	10	1.70	1.40	0.50
2	15	2.56	2.2	0.7

conductor:

$$P_c = 0.76 \text{ Kg/m}$$

$$d_c = 19.60 \text{ mm.}$$

$$T = 1332 \text{ Kg.}$$

$$d_c/P_c = 26 \text{ (conductor de los livianos)}$$

$$T_{vc} = L_v \cdot Q \cdot 1.5 = 0.88 L_v \quad (\text{Kg})$$

$$T_a = 2 T \text{ Sen } /2 \times 1.4 = 3730 \text{ Sen } /2 \quad (\text{Kg})$$

TORRE DE SUSPENSION - 138 Kv - Una Terna - Zona 1

$$\beta = 0^\circ \text{ a } 2^\circ$$

$$L_n = 325 \text{ m}$$

$$L_m = 1.4 L_n = 455 \text{ m}$$

$$L_p = 1.8 L_n = 600 \text{ m}$$

$$L_v = 1.3 L_n = 425 \text{ m (para } 0^\circ),$$

$$= 350 \text{ m (para torre a } 2^\circ)$$

Angulos de oscilación:

$$\theta_m = 40^\circ$$

$$\theta_n = 16^\circ.$$

y sus dimensiones serán las siguientes:

1°).- Longitud horizontal de las crucetas.-

a).- En la estructura

$$1.4 + 1.7 \operatorname{Sen} 40 = 2.50 \text{ m}$$

b).- En el vano

$$0.65 \sqrt{6 + 1.7} + \frac{138}{150} \times \frac{1}{0.886} = 2.84 \text{ m}$$

2°).- Separación vertical de las crucetas .-

a) .- En la estructura

$$1.7 + 1.4 = 3.10 \text{ m}$$

b) .- En el vano

$$0.75 \sqrt{6 + 1.7} + \frac{138}{150} \times \frac{1}{0.886} = 3.20 \text{ m.}$$

3°).- Altura del cable de guardia

$$h = \frac{3.0}{\operatorname{tg} 30^\circ} - 1.7 = 3.5 \text{ m.}$$

En la fig N°48, se indica el dibujo de ésta torre.

TORRE DE SUSPENSION - 138 Kv - Una terna - Zona 2

$$\begin{aligned} L_n &= 300 \text{ m} \\ L_m &= 1.4 L_n = 420 \text{ m} \\ L_v &= 1.3 L_n = 400 \text{ m (a } 0^\circ) \\ &= 325 \text{ m (para torre a } 2^\circ). \\ L_p &= 1.8 L_n = 540 \text{ m.} \\ \theta_m &= 43^\circ \\ \theta_n &= 17.50^\circ \end{aligned}$$

Longitud mínima de la cadena:

$$\text{- debido a } \theta_m \quad L = \frac{0.7}{\cos 43} = 0.95 \text{ m}$$

$$\text{- debido a } \theta_n \quad L = \frac{2.2}{\cos 17.5} = 2.30 \text{ m}$$

de aquí se observa que 2.30 m es mayor que la longitud de la cadena de aisladores, necesitando por lo tanto de un alargador u otro adicamento para sostener a la cadena de aisladores junto a la cruceta; los que deberán tener una longitud de,

$$2.3 - 1.7 = 0.60 \text{ m.}$$

Siguiendo el mismo procedimiento, dimensionaremos la torre:

1°).- Longitud horizontal de las crucetas.-

a) .-En la estructura

$$2.2 + 2.3 \text{ Sen } 17.5 = 3.0 \text{ m.}$$

b) .-En el vano

$$0.65 \sqrt{5 + 1.7} + \frac{138}{150} \times \frac{1}{0.705} = 3.0 \text{ m}$$

2°).- Separación verical de las crucetas.-

a).- Estructura

$$2.3 + 2.2 = 5.5 \text{ m}$$

b).- Vano

$$0.75 \sqrt{5 + 1.7} + \frac{138}{150} \times \frac{1}{0.705} = 3.30 \text{ m}$$

3°).- Altura del cable de guardia

$$h = \frac{3.5}{\text{Tg } 25^\circ} - 2.30 = 5.0 \text{ m.}$$

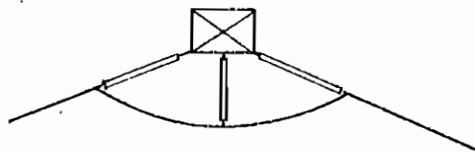
Esta torre se indica en la fig. N°49.

TORRE DE ANCLAJE Y DE REMATE - 138 Kv - Una terna - 11.107

$$L_n = 325 \text{ m}$$

$$L_m = 455 \text{ m}$$

Angulos de oscilación:



$$\operatorname{tg} \theta = \frac{T_{va}}{P_a} = 21 / 35 = 0.6$$

$$\theta_m = 30^\circ$$

$$\theta_n = 7^\circ$$

En la fig. N° 50, se indican las dimensiones.

TORRES PARA 138 KV - DOS TERNAS

En el siguiente cuadro, se indican el resultado de las dimensiones de algunos tipos de las torres utilizadas para este propósito:

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{T_{va}}{P_a} = 21 / 35 = 0.6$$

$$\theta_m = 30^\circ$$

$$\theta_n = 7^\circ$$

En la fig. N° 50, se indican las dimensiones.

TORRES PARA 138 KV - DOS TERNAS

En el siguiente cuadro, se indican el resultado de las dimensiones de algunos tipos de las torres utilizadas para este propósito:

Tabla 40

Torre	Zona	$(^\circ)$	Ln (m)	Lv (m)	Lm (m)	Lp (m)	θ_m ($^\circ$)	θ_n ($^\circ$)	CRUCETAS		Altura total (m)	
									Separación	c.g		
									horiz.	vert.		
SUSPENSION	1	0	350	455	490	630	46	11	4.4	3.1	2.6	25
		2	350	385	490	630	46	17	4.6	3.1	2.6	
	2	0	350	560	600	875	42.5	10	6.2	4.8	0.5	27
		2	350	490	600	875	42	14	6.5	4.8	0.5	
ANCLAJE	1	30	350	500	490	630	37	8.5	4.2	3.1	4.2	28
		90	350	500	490	630	37	8.5	4.2	3.1	4.2	
	2	30	350	600	600	875	40	9	6.2	4.8	3.0	29
		90	350	600	600	875	40	9	6.2	4.8	3.0	
REMATE	1	0	350	455	490	630	37	8.5	4.2	3.1	4.2	28
	2	30	350	560	600	875	40	9	4.2	4.8	3.0	29

Nota.- La separación horizontal y vertical, se da en (m).

c.g = cable de guardia, en la tabla se indica la distancia vertical desde la cruceta superior hasta el cable de guardia en mts.

6.4 TORRES ESPECIALES

Las torres especiales que se utilizarán en el Sistema Interconectado, se reducen a :

- 1) - Torres de transposición , y
- 2) - Torres que se emplean en huecos o que soportan esfuerzos hacia arriba.

Esta última torre, se la utilizará a menudo en la región de la sierra.

La forma de dimensionar, es similar a la anteriores; pero de todas maneras y por ser de importancia la torre que se ha de emplear en huecos, a continuación se indican sus dimensiones:

ángulo de la línea	=	0° a 10°
vano normal	=	300 m
vano máximo	=	600 m
vano de peso	=	-700 m
vano de viento	=	600 m (a 0°)
	=	300 m (a 10°).

Separación horizontal de los conductores	=	10 m
Separación vertical entre crucetas	=	6.75 m
Altura del cable de guardia desde la cruceta superior	=	5.50 m.

Altura total de la torre = 36 m.

estas dimensiones son para cuando la torre sea utilizada para líneas a 230 Kv a doble terna.

C A P I T U L O VII

DETERMINACION DE CARGAS MECANICAS

En el presente capítulo se especifican las cargas que soporta una estructura autosoportante.

7.1 CARGA DE VIENTO

La acción de la velocidad del viento, produce una carga que tiene mucha importancia en la determinación de la capacidad de la estructura.

La presión que realiza el viento sobre la superficie a la que ataca, se obtiene de la siguiente fórmula:

$$Q = 0.0613 K_f \cdot K_e \cdot \beta \cdot v^2 \quad (7.1)$$

donde:

- Q = Presión del viento en Kg/m^2
 K_f = Factor que depende de la forma de la superficie afectada por el viento.
 K_e = Coeficiente que toma en cuenta la ráfaga del flujo del viento.

K_f y K_e toman los siguientes valores:

Tabla 41

	K_f	K_e
Conductor	1.1	0.7
Torre	1.7	1.0

= Factor que toma en cuenta la probabilidad de simultaneidad de acción del viento en los conductores y en la torre. Al respecto se presentan las dos condiciones siguientes:

- (a) .- Viento máximo sobre la torre ($\beta = 1.0$), y viento reducido sobre los conductores ($\beta = 0.75$).
- (b) .- Viento reducido sobre la torre ($\beta = 0.75$), y viento máximo sobre los conductores ($\beta = 1.0$).

En la fig. N°46, se resume el cálculo de Q para diferentes velocidades de viento.

Conociendo Q, se determina el esfuerzo que produce el viento, considerando que éste ataca en forma normal a cualquier superficie que se presente:

- Para conductores y cables de guardia;

$$F = Q \cdot d_c \cdot 1/2 \cdot L_v \cdot 10^{-3} \quad (\text{Kg}) \quad (7.2)$$

siendo,

d_c = diámetro del conductor en mm.

L_v = longitud del vano de viento en m.

- Sobre cadena de aisladores;

$$F_a = Q \cdot \frac{d_a \cdot L_a}{2} \cdot 10^{-3} \quad (\text{Kg}) \quad (7.3)$$

siendo,

d_a = diámetro de la cadena en mm.

L_a = longitud de la cadena de aisladores en m.

- Sobre la torre.- Se considera que la presión del viento actúa sobre 1.5 veces la superficie expuesta al viento.

7.2 CARGAS VERTICALES

Las cargas verticales lo constituyen en general todos los pesos.

7.2.1 PESO DE LA ESTRUCTURA

El peso de una estructura metálica, aunque depende de muchos factores, se puede determinar aproximadamente con la siguiente fórmula;

$$(7.4) \quad W = c.k.h.(T^{2/3} + V^{2/3} + L^{2/3})$$

donde:

W = peso de la torre en Lbs.

c = 0.08 para torres de suspensión, y
0.12 para torres de retención.

h = altura en pies desde el suelo al centro de gravedad de las cargas de los conductores.

T = cargas transversales de los conductores y cables de guardia, en Lbs.

V = carga vertical de los conductores y cables de guardia, en Lbs.

L = carga longitudinal de los conductores y cables de guardia, en Lbs.

= 0.25 F para torres de suspensión

= F para torres de retención;

siendo F la tensión máxima de trabajo del conductor o del cable de guardia; en Lbs.

k = una variable que depende del espaciamiento de los conductores:

= $(1.44 + B^2/400)^{1/2}$ para torres de suspensión

$$= (2.89 + B^2/1260)^{1/2} \text{ para torres de retensión;}$$

siendo B distancia del eje de la torre al extremo de la cruceta.

Además, dentro del peso muerto de la torre, se debe añadir la de obreros y herramientas (por lo menos dos obreros).

7.2.2 PESO POR FASE

Lo constituye el peso de los conductores, el que se determina utilizando el vano de peso correspondiente, debiendo añadir el peso de las cadenas de aisladores y la de sus accesorios.

7.2.3 PESO DEL CABLE DE GUARDIA

Se determina en forma similar que el peso del conductor, debiéndose añadir sus accesorios de fijación y protección en el punto de sujeción de éste.

7.3 SOBRECARGA VERTICAL

Durante el proceso de tensado, tanto las estructuras de suspensión como las de retensión, están sujetas a cargas verticales grandes; puesto que en la práctica común tirar el conductor (mientras está en las poleas) hacia el suelo entre las estructuras adyacentes para poder aplicarle las uniones; además en las torres de retensión, el aparejo o equipo de tensado se coloca junto a dicha torre, lo cual impone una carga vertical sobre ella y que es casi igual a la tensión de trabajo del conductor.

Otra práctica común al hacer mantenimiento de las líneas, es la de bajar al conductor de una fase en una o más torres de

suspensión adyacentes, con el objeto de reparar el conductor dañado, lo cual impone una carga vertical grande (debido a una longitud grande de vano peso) sobre las torres que se encuentran a los extremos de la sección del conductor dañado.

Se concluye por lo tanto, que para el diseño de las estructuras, deberá escogerse adecuadamente las sobrecargas verticales que actúan. Para el efecto, se consideran aplicadas de la siguiente manera:

(a).- Para estructuras a doble terna:

- sobre dos conductores cualesquiera,
- sobre un conductor y un cable de guardia,
- sobre dos cables de guardia (si hay más de uno).

(b).- Para estructuras a una terna:

- sobre un conductor cualquiera o un cable de guardia.

7.4 SOBRECARGA LONGITUDINAL

Las cargas longitudinales son las que tienen más influencia que las otras cargas para la determinación mecánica de la estructura. Para las torres de suspensión, estas cargas son pequeñas. Las torres de anclaje y de remate, requieren soportar el tiro longitudinal de los conductores para las diferentes condiciones o hipótesis de cargas; comunmente se asume que todos los conductores se tienden de un lado de la torre antes de que alguno sea tendido al otro lado, siendo la tensión de tendido casi el 60% de la tensión máxima de trabajo.

La sobrecarga longitudinal más considerable, es la proveniente de la rotura de conductores o cables de guardia en un mismo vano adyacente a la torre. Se puede suponer las

siguientes alternativas:

(a).- Para estructuras a doble circuito:

- Corte de los dos cables de guardia,
- Corte del conductor de dos fases cualquiera,
- Corte de un conductor y de un cable de guardia.

(b).- Para estructuras a un circuito:

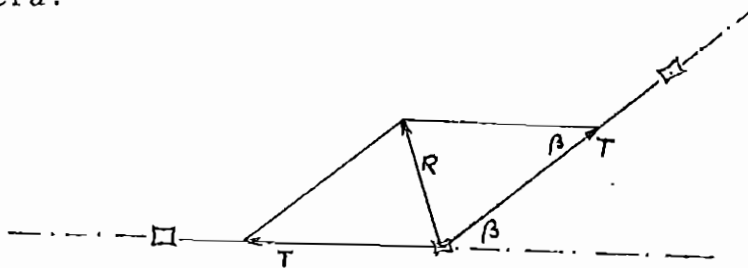
- Corte de un conductor de cualquier fase,
- Corte de un cable de guardia.

7.5 EFECTO DEL ANGULO

Las cargas transversales que actúan sobre la estructura, provienen de los cambios de dirección de la línea.

Esta carga esta en función de la tensión mecánica de trabajo del conductor y del cable de guardia.

En el caso de ser los dos vanos adyacentes a una estructura iguales, el efecto del ángulo se determina de la siguiente manera:



$$R^2 = T^2 + T^2 - 2 T^2 \cos \beta$$

$$= 2 T^2 (1 - \cos \beta)$$

$$= 2 T^2 (2 \text{ Sen}^2 \beta/2)$$

$$R = 2 T \text{ Sen } \beta/2$$

donde, R = Tensión transversal resultante
 T = Tensión mecánica de trabajo del conductor o del cable de guardia.
 β = Angulo de la línea.

7.6 DESEQUILIBRIO LONGITUDINAL

En el momento de tender la línea, existe igualdad de tensiones en los conductores de los vanos adyacentes, sean o no de la misma longitud; pero por efecto de una sobrecarga debida al viento o a la nieve, o al variar la temperatura, se modifican las tensiones en los vanos desiguales y la diferencia entre ellas produce un esfuerzo en el sentido que debe ser resistido por la estructura correspondiente a los dos vanos contiguos. Si la estructura no tiene la rigidez necesaria se flejará, tendiendo así a equilibrar la diferencia de tensiones por la reducción de la longitud del vano en el cual la tensión es mayor. Además en la cadena de aisladores, la compensación de las tensiones tiene lugar por el desplazamiento de la cadena que se aparta de su posición vertical.

Esta carga, en el siguiente capítulo, se determina de la siguiente manera:

(a).- Para estructuras de suspensión, ésta tensión es el 20% de la tensión normal final del conductor o del cable de guardia.

(b).- Para otros tipos de estructuras el 50% de la tensión máxima final del conductor o del cable de guardia. Debiéndose considerar que son aplicadas estas cargas simultáneamente en todos los conductores y cables de guardia.

C A P I T U L O VIII

COMBINACIONES DE CARGAS

8.1 COMBINACIONES DE CARGAS E HIPOTESIS DE CALCULO DE TENSIONES MECANICAS

Para la determinación de las cargas producidas por el viento, se puede considerar la probabilidad que éste tiene una velocidad máxima de 90 Km/h, cuya presión sobre la torre y accesorios así como sobre los conductores, se puede determinar de las curvas indicadas en la fig. N° 46. La carga producida por el viento se determina según la dirección que éste ataque a la torre, conductores y accesorios. Para el efecto, se puede suponer que el viento ataca en las siguientes direcciones: 90° , 45° y 0° con respecto al eje de la línea. Como también dependiendo de la probabilidad de ocurrencia de una sobrecarga, se considera que el viento actúa con el 100%, 50% o el 25% de su velocidad.

La temperatura ambiental que determina la tensión mecánica de trabajo del conductor y del cable de guardia, será la mínima o la normal.

A continuación se indica la combinación de cargas e hipótesis de cálculo de tensiones mecánicas en torres de: suspensión, anclaje y remate:

Tabla 42

TORRE DE SUSPENSION

COMBINACION	CARGAS	HIPOTESIS DE CALCULO
Viento máximo	cargas verticales viento máximo efecto del ángulo	viento máximo temperatura mín.
Sobrecarga vertical	cargas verticales sobrecarga vertical 25% de viento efecto del ángulo	viento = 25% temp. normal
Sobrecarga longitudinal	cargas verticales 25% de viento sobrecarga longitudinal efecto del ángulo	viento = 25% temp. normal
Desequilibrio longitudinal	cargas verticales 50% de viento Desequilibrio longitudinal efecto del ángulo	viento = 50% temp. mínima
TORRE DE ANCLAJE		
Viento máximo	cargas verticales viento máximo efecto del ángulo	viento máximo temp. mínima

COMBINACION	CARGAS	HIPOTESIS DE CALCULO
Sobrecarga vertical	cargas verticales sobrecarga verticl. 25% de viento	viento = 25% temp. media
Sobrecarga longitudinal	cargas verticales 25% de viento sobrecarga longitudinal efecto del ángulo	viento = 25% temp. mínima
Desequilibrio longitudinal	cargas verticales 50% de viento desequilibrio longitudinal efecto del ángulo	viento = 50% temp. mínima
TORRE DE REMATE		
Viento máximo	cargas verticales viento máximo remate efecto del ángulo	viento máximo temp. mínima
Sobrecarga vertical	cargas verticales sobrecarga verticl. 25% de viento remate efecto del ángulo	viento = 25% temp. media

8.2 FACTORES DE SOBRECARGA

Los factores de sobrecarga se define de acuerdo a la probabilidad de ocurrencia de cada una de las condiciones de carga descritas en el capítulo VII.

Los factores de sobrecarga utilizados para el diseño mecánico de las estructuras, son adoptados de recopilaciones sobre líneas de transmisión de ENDESA - Chile. Que aconsejan los siguientes factores:

Tabla 43

CARGA	FACTOR DE SOBRECARGA
Viento	1.5
Verticales	1.4
Sobrecarga vertical	1.2
Sobrecarga longitudinal	1.2
Efecto del ángulo	1.4
Deseq. longitudinal	1.4

8.3 APLICACION DE COMBINACION DE CARGAS EN LOS DIVERSOS TIPOS DE ESTRUCTURAS UTILIZADAS EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION

En el presente párrafo, se determinan las cargas mecánicas: verticales, transversales y longitudinales que soportarán las torres metálicas utilizadas en el Sistema de Transmisión a 230 Kv.

Para estas líneas se tienen los siguientes datos:

conductor utilizado: 1113 MCM (45/7) ACSR
 tensión inicial máxima de trabajo $T = 3367 \text{ Kg.}$
 tensión final normal de trabajo $T_{eds} = 2799 \text{ Kg.}$
 peso unitario $= 1.87 \text{ Kg/m.}$
 esfuerzo unitario del viento $= 1.24 \text{ Kg/m.}$

cable de guardia: 3/8" - Acero galvanizado - H.S.
 tensión inicial máxima de trabajo $T_g = 1034 \text{ Kg.}$
 tensión final normal de trabajo $T_{geds} = 833 \text{ Kg.}$
 peso unitario $= 0.406 \text{ Kg/m.}$
 viento unitario sobre el cable de gda. $= 0.36 \text{ Kg/m.}$

TORRES DE SUSPENSION

Aquí se determinará solamente las estructuras para 230 Kv de la zona 1; a doble terna y con un cable de guardia; pudiéndose determinar de una forma similar para la zona 2 así como también las estructuras para las líneas a 138 Kv.

Angulo de trazado	=	0° a 2°
Vano normal	=	440 m.
Vano de viento	=	500 m. (para torre a 0°)
	=	380 m. (para torre a 2°).
Vano de peso	=	800 m.
Vano máximo	=	620 m.
Flecha máxima	=	33 m. (del conductor)
	=	23 m. (del cable de guard.)
Número de aisladores	=	14

CARGAS VERTICALES:

- peso del conductor	$V_c = 800\text{m} \times 1.87 \text{ Kg/m} \times 1.4$
	$= 2100 \text{ Kg.}$
- sobrecarga vertical	$V'_c = 800\text{m} \times 1.87 \text{ Kg/m} \times 1.2$
	$= 1800 \text{ Kg.}$
- peso del cable de guardia y sus accesorios	

$$V_{gw} = (800m \times 0.406Kg/m + 2 \times 2Kg) 1.4 = 460 \text{ Kg.}$$

- sobrecarga vertical del cable de guardia

$$V'_{gw} = 800m \times 0.406Kg/m \times 1.2 = 390 \text{ Kg.}$$

- peso de la cadena de aisladores y sus accesorios

$$\begin{aligned} V_{ca} &= (14\text{aisl.} \times 1.25Kg/\text{aisl.} + 15Kg) + 2 \times 10Kg \quad 1.4 \\ &= 92 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

Es decir que las cargas verticales, lo constituyen todos los pesos y también las sobrecargas verticales.

CARGAS TRANSVERSALES:

Esta carga es la resultante del efecto del ángulo y del esfuerzo causado por la presión del viento.

Efecto del ángulo:

$$\begin{aligned} \text{conductor, -} \quad T_c &= (2 T \text{ Sen } 1^\circ) 1.4 \\ &= (2 \times 3367 \times \text{Sen } 1^\circ) 1.4 = 165 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

cable de guardia, -

$$\begin{aligned} T_{gw} &= (2 T_g \text{ Sen } 1^\circ) 1.4 \\ &= (2 \times 1034 \times \text{Sen } 1^\circ) 1.4 = 50 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

Efecto del viento:

(a).- El viento en dirección normal al eje de la línea, produce los siguientes esfuerzos máximos:

- Para torre de suspensión a 0°:-

$$\begin{aligned} \text{sobre conductor} &= 500m \times 1.24Kg/m \times 1.5 = 930 \text{ Kg.} \\ \text{sobre cable de guard.} &= 500m \times 0.36Kg/m \times 1.5 = 265 \text{ Kg.} \\ \text{sobre estructura} &= 100 \text{ Kg/m}^2 \text{ actuando sobre } 1.5 \text{ de la} \\ &\quad \text{cara expuesta a la dirección del} \\ &\quad \text{viento.} \end{aligned}$$

- Para torre de suspensión a 2°,-

$$\text{sobre conductor} = 380m \times 1.24Kg/m \times 1.5 = 710 \text{ Kg.}$$

sobre cable de guard. = $380\text{m} \times 0,36\text{Kg/m} \times 1,5 = 205 \text{ Kg.}$
sobre estructura = la misma anterior
sobre aisladores = $(65\text{Kg/m}^2 \times 1,5) \times 0,32 \text{ m}^2$
= 30 Kg. (Era torre a 0° o 2°).

(b).- El viento con una dirección a 45° del eje de la línea produce esfuerzos transversales y longitudinales.

(c).- El viento en la dirección del eje de la línea, produce esfuerzos longitudinales. Este esfuerzo en el conductor y cable de guardia es igual a la presión que ejerce el viento sobre la proyección de la flecha máxima.

CARGAS LONGITUDINALES:

- Para torre de suspensión a 0° .-

$$L_c = T \times 1,2 = 3367 \times 1,2 = 4040 \text{ Kg.}$$

= carga longitudinal del conductor

$$L_{gw} = T_g \times 1,2 = 1034 \times 1,2 = 1240 \text{ Kg.}$$

= carga longitudinal del cable de guardia.

$$L'_c = \text{desequilibrio longitudinal del conductor}$$

$$= 3367 \times 0,2 \times 1,4 = 945 \text{ Kg.}$$

$$L'_{gw} = \text{desequilibrio longitudinal del cable de gda.}$$

$$= 1034 \times 0,2 \times 1,4 = 290 \text{ Kg.}$$

- Para torre de suspensión a 2° .-

$$L_c = 3367 \times 1,2 \cos 1^\circ = 4040 \text{ Kg.}$$

$$L_{gw} = 1034 \times 1,2 \cos 1^\circ = 1240 \text{ Kg.}$$

$$L'_c = 945 \times \cos 1^\circ = 945 \text{ Kg.}$$

$$L'_{gw} = 290 \times \cos 1^\circ = 290 \text{ Kg.}$$

COMBINACION DE CARGAS

Conociendo las cargas mecánicas, se procede hacer una combinación de las mismas de la siguiente manera:

CASO 1 .- Conformada por cargas verticales y transversales.

Caso 1a .- Torre de suspensión a 0° y viento en dirección normal al eje de la línea:

cargas verticales

$$V_c = 2100 + 92 + 2190 \text{ Kg.}$$

$$V_{gw} = 460 \text{ Kg.}$$

$$V_t = (\text{peso muerto de la torre} + 150 \text{ Kg}) \times 1.5$$

= peso muerto de la torre más la de dos operadores con herramientas.

cargas transversales

$$T_c = 930 + 30 = 960 \text{ Kg.}$$

= esfuerzo del viento sobre el conductor y aisladores.

$$T_{gw} = 265 \text{ Kg.}$$

= esfuerzo del viento sobre el cable de guardia.

$$T_t = 100 \text{ Kg/m}^2 \text{ actuando sobre } 1.5 \text{ de la cara de la torre expuesta al viento.}$$

Caso 1b .- Torre de suspensión a 2° y viento en dirección normal al eje de la línea:

cargas verticales

$$V_c = 2190 \text{ Kg.}$$

$$V_{gw} = 460 \text{ Kg.}$$

$$V_t = \text{caso 1a}$$

cargas transversales

$$T_c = 710 + 165 = 875 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = 205 + 50 = 255 \text{ Kg.}$$

$$T_t = \text{caso 1a}$$

a continuación se indican gráficamente:

Caso 1c. - Torre de suspensión a 0° con viento a 45° del eje de la línea:

cargas verticales

$$V_c = 2190 \text{ Kg.}$$

$$V_{gw} = 460 \text{ Kg.}$$

$$V_t = \text{caso 1a.}$$

cargas transversales

$$T_c = 930 \times \text{Cos } 45^\circ = 660 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = 265 \times \text{Cos } 45^\circ = 190 \text{ Kg.}$$

$$T_t = \text{caso 1a, con viento a } 45^\circ.$$

cargas longitudinales

$$L_c = 930 \times \text{Sen } 45^\circ = 660 \text{ Kg.}$$

$$L_{gw} = 265 \times \text{Sen } 45^\circ = 190 \text{ Kg.}$$

Caso 1d .- Torre de suspensión a 2° con viento a 45° :

cargas verticales

$$V_c, V_{gw} \text{ y } V_t = \text{caso 1a}$$

cargas transversales

$$\begin{aligned} T_c &= 710 \times \text{Cos } 45^\circ + 2 \times 3367 \text{ Sen } 1^\circ \times 1.4 \\ &= 670 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_{gw} &= 205 \times \text{Cos } 45^\circ + 2 \times 1034 \text{ Sen } 1^\circ \times 1.4 \\ &= 200 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

$$T_t = \text{caso 1c}$$

cargas longitudinales

$$L_c = 710 \text{ Sen } 45^\circ = 500 \text{ Kg.}$$

$$L_{gw} = 205 \text{ Sen } 45^\circ = 145 \text{ Kg.}$$

Caso 1e. - Torre de suspensión a 0° conviento en dirección del eje de la línea:

cargas verticales

V_c , V_{gw} y V_t = caso 1a

cargas transversales

Ninguna

cargas longitudinales

$$\begin{aligned} L_c &= 30 \text{ Kg} + 33\text{m} \times 1,24 \text{ Kg/m} \times 1,5 \\ &= 95 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

= resultante del esfuerzo del viento sobre los aisladores y la proyección de la flecha máxima del conductor.

$$L_{gw} = 23\text{m} \times 0,36 \text{ Kg/m} \times 1,5 = 15 \text{ Kg.}$$

$$L_t = 100 \text{ Kg/m}^2 \text{ actuando sobre } 1,5 \text{ de la cara expuesta al viento.}$$

Caso 1f. - Torre de suspensión para 2° con viento en dirección del eje de la línea.

cargas verticales

V_c , V_{gw} y V_t = que caso 1a

cargas transversales

$$T_c = 2 \times 3367 \text{ sen } 1^\circ \times 1,4 = 165 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = 2 \times 1034 \text{ sen } 1^\circ \times 1,4 = 50 \text{ Kg.}$$

cargas longitudinales

L_c , L_{gw} y L_t = caso 1e.

CASO 2.- En este caso se consideran las sobrecargas verticales tanto del conductor como del cable de guardia.

Caso 2a .- Torre de suspensión para 0° :
cargas verticales

$$V_c, V_{gw} \text{ y } V_t = \text{ caso 1a}$$

sobrecarga vertical:

$$V'_c = 800 \text{ m} \times 1,87 \text{ Kg/m} \times 1,2 = 1795 \text{ Kg.}$$

$$V'_{gw} = 800 \text{ m} \times 0,406 \text{ Kg/m} \times 1,2 = 455 \text{ Kg.}$$

V'_c y V'_{gw} son las sobrecargas verticales del conductor y del cable de guardia respectivamente, y serán aplicadas simultáneamente en cualquier combinación entre conductores y cable de guardia.

cargas transversales.- Como este caso de sobrecarga tiene una baja probabilidad de ocurrencia, se considera actuar solamente el 25% de la presión máxima del viento actuando en dirección normal al eje de la línea:

$$T_c = 930/4 = 235 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = 265/4 = 70 \text{ Kg.}$$

$$T_t = 100/4 \text{ Kg/m}^2 \text{ actuando sobre el } 1,5 \text{ de la superficie expuesta al viento.}$$

Caso 2b.- Torre de suspensión para 2° :

cargas verticales

$$V_c, V_{gw} \text{ y } V_t = \text{ caso 1a}$$

sobrecarga vertical:

$$V'_c \text{ y } V'_{gw} = \text{ caso 2a}$$

cargas transversales.

$$T_c = 235 \text{ Kg} + 3799 \times 2 \text{ Sen } 1^\circ \times 1,4 = 370 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = 70 \text{ Kg} + 833 \times 2 \text{ Sen } 1^\circ \times 1,4 = 110 \text{ Kg.}$$

$$T_t = \text{ caso 2a.}$$

CASO 3.- Rotura de conductores y del cable de guardia.

Caso 3a.- Rotura de un conductor cualquiera y de un cable de guardia, en una torre de suspensión para 0° ; considerando que el viento actúa en la dirección de la línea.

cargas verticales

$$\begin{aligned} V_c &= 2190 \text{ Kg. (conductor sano)} \\ V_{cb} &= 2190/2 = 1095 \text{ Kg. (conductor roto)} \\ V_{gwb} &= 460/2 = 230 \text{ Kg. (c. de g. roto)} \\ V_t &= \text{ caso 1a.} \end{aligned}$$

cargas transversales

Ninguna.

cargas longitudinales

$$\begin{aligned} L_{cb} &= 3367 \times 1.2 = 4040 \text{ Kg. (cond. roto)} \\ L_{gwb} &= 1034 \times 1.2 = 1240 \text{ Kg.} \\ &\quad \text{(del conductor de guardia roto)} \\ L_c &= (33m \times 1.24/4 \text{ Kg/m} + 20/4 \text{ Kg.}) \times 1.5 \\ &= 25 \text{ Kg. (conductor sano)} \\ L_t &= 100/4 \text{ Kg/m}^2 \text{ actuando sobre 1.5 de} \\ &\quad \text{la superficie de la torre expuesta} \\ &\quad \text{al viento.} \end{aligned}$$

Caso 3b.- Rotura de dos conductores cualquiera, en torre de suspensión para 0° , y con viento en dirección del eje de la línea .

cargas verticales

$$\begin{aligned} V_c &= 2190 \text{ Kg. (conductor sano)} \\ V_{cb} &= 1095 \text{ Kg. (conductor roto)} \\ V_{gw} &= 460 \text{ Kg.} \\ V_t &= \text{ caso 1a.} \end{aligned}$$

cargas transversales

Ninguna.

cargas longitudinales

$$\begin{aligned} L_c &= 25 \text{ Kg. (conductor sano)} \\ L_{cb} &= 4040 \text{ Kg. (conductor roto)} \\ L_{gw} &= 23\text{m} \times 0.36 \text{ Kg/m} \times 1.5 = 3 \text{ Kg.} \\ L_t &= \text{ caso 3a.} \end{aligned}$$

Nota.- V_{cb} y L_{cb} pueden estar en cualquier conductor de fase.

Caso 3c.- Rotura de un conductor cualquiera y del cable de guardia, en una torre de suspensión para 2° .

cargas verticales .-

$$V_c , V_{cb} , V_{gw} \text{ y } V_t = \text{ caso 3a}$$

cargas transversales.-

$$\begin{aligned} T_c &= 3367 \times 2 \text{ Sen } 1^\circ \times 1.4 = 165 \text{ Kg.} \\ T_{cb} &= 3367 \times \text{Sen } 1^\circ \times 1.4 = 85 \text{ Kg.} \\ T_{gw} &= 1034 \times \text{Sen } 1^\circ \times 1.4 = 25 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

cargas longitudinales.-

$$\begin{aligned} L_c &= (33\text{m} \times 1.24\text{Kg/m} + 20/4 \text{ Kg}) 1.5 = 25 \text{ Kg.} \\ L_{cb} &= 3367 \text{ Cos } 1^\circ \times 1.2 = 4040 \text{ Kg.} \\ L_{gb} &= 1034 \text{ Cos } 1^\circ \times 1.2 = 1240 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

Caso 3d .-Rotura de dos conductores cualquiera en una torre de suspensión para 2°

Cargas verticales .-

$$V_c , V_{cb} , V_{gw} \text{ y } V_t = \text{ caso 3b}$$

Cargas transversales .-

$$T_c = 3367 \times 2 \text{ Sen } 1^\circ \times 1.4 = 165 \text{ Kg.}$$

$$T_{cb} = 3367 \times \text{Sen } 1^\circ \times 1.4 = 85 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = 1034 \times 2 \text{ Sen } 1^\circ \times 1.4 = 50 \text{ Kg.}$$

Cargas longitudinales .-

$$L_c = 25 \text{ Kg.}$$

$$L_{cb} = 3367 \times \text{Cos } 1^\circ \times 1.2 = 4040 \text{ Kg.}$$

$$L_{gw} = 23\text{m} \times \frac{0.36}{4} \text{ Kg/m} \times 1.5 = 3 \text{ Kg.}$$

$$L_t = \text{ caso 3a.}$$

CASO 4 .-Desequilibrio longitudinal.

Caso 4a.-Para torre de suspensión a 0°:

cargas verticales .-

$$V_c = 2190 \text{ Kg.}$$

$$V_{gw} = 460 \text{ Kg.}$$

$$V_t = \text{ caso 1a.}$$

cargas longitudinales .-

$$L'_c = 3367 \times 0.2 \times 1.4 = 945 \text{ Kg.}$$

$$L'_{gw} = 1034 \times 0.2 \times 1.4 = 290 \text{ Kg.}$$

$$L_t = 100/2 \text{ Kg/m}^2 \text{ actuando sobre } 1.5 \text{ de la cara de la torre expuesta al viento.}$$

Caso 4b .-Para torre de suspensión para 2°:

cargas verticales .-

$$V_c , V_{gw} , V_t = \text{ caso 4a.}$$

cargas longitudinales .-

$$L'c , L'gw , Lt = \text{ caso 4a.}$$

cargas transversales .-

$$Tc = 3367 \times 2 \text{ Sen } 1^\circ \times 1.4 = 165 \text{ Kg.}$$

$$Tgw = 1034 \times 2 \text{ Sen } 1^\circ \times 1.4 = 50 \text{ Kg.}$$

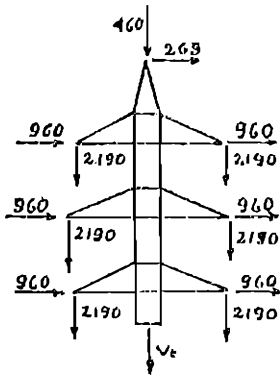
Todos estos casos analizados, se representan esquemáticamente a continuación. Pero para el que va a fabricar la estructura, solamente le interesa los esfuerzos mayores que va a resistir la estructura. En este sentido, los siguientes casos son los que se debería seleccionar:

CASO 1: 1a , 1c y 1f.

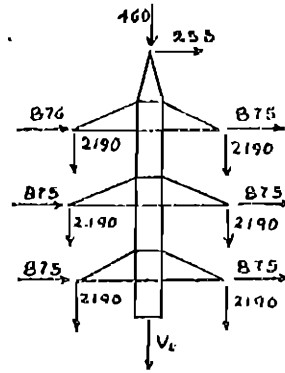
CASO 2: 2b.

CASO 3: 3c y 3d.

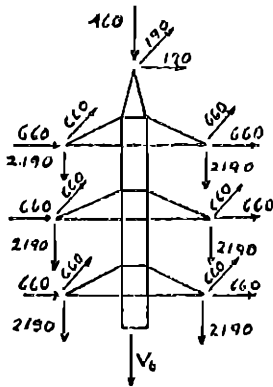
CASO 4: 4b..



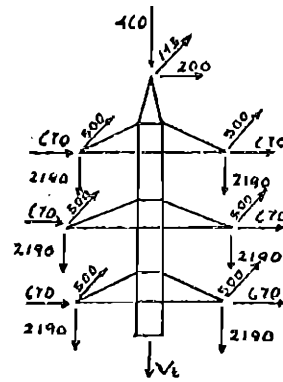
caso 1a



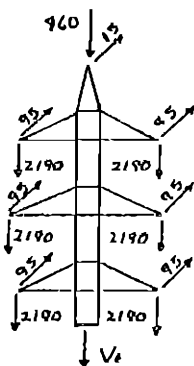
caso 1b



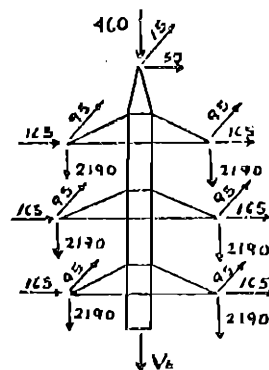
caso 1c



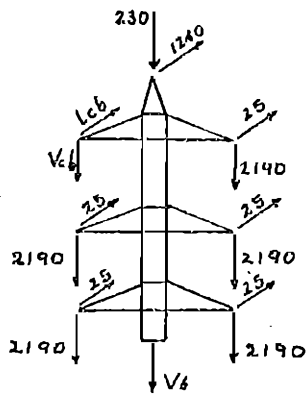
caso 1d



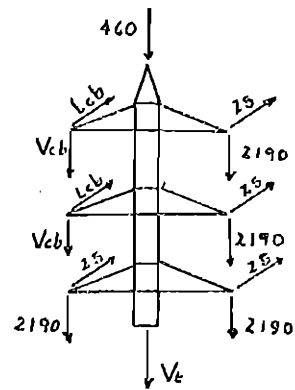
caso 1e



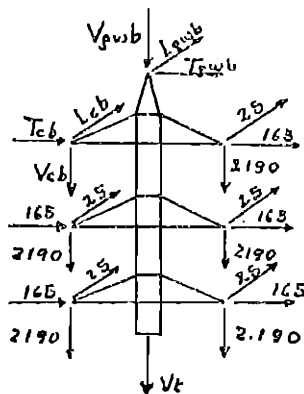
caso 1f



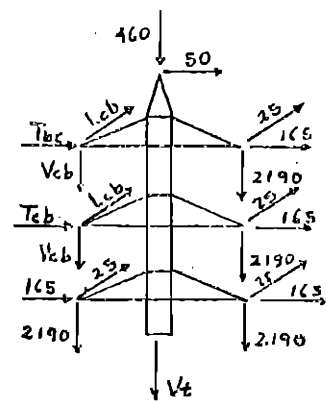
caso 3a



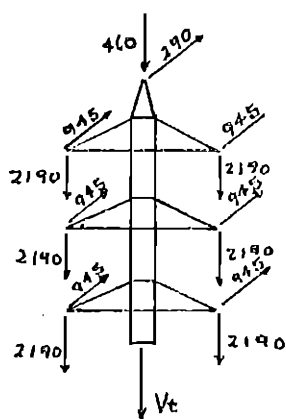
caso 3b



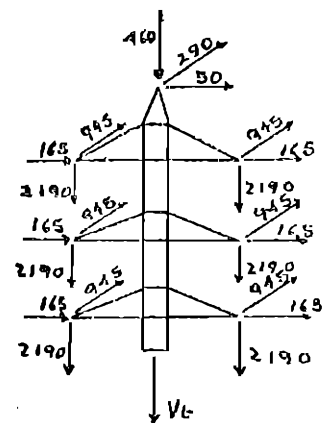
caso 3c



caso 3d



caso 4a



caso 4b

TORRE DE ANCLAJE

Utilizada para líneas de 230 Kv en la zona 1, a doble terna y con un conductor de guardia. Para ángulos de trazado de la línea comprendidos entre 30° y 90° .

Vano normal	=	300 m.
Vano de viento	=	300 m. (para torre a 90°)
	=	500 m. (para torre a 30°).
Vano de peso	=	800 m.
Vano máximo	=	500 m.
Flecha máxima	=	22 m. (del conductor)
	=	17 m. (del cable de guardia)
Número de aisladores	=	14
Número de cadenas de aisladores/fase	=	3.

La determinación de cargas se analiza bajo las siguientes hipótesis de cargas:

CASO 1.- Se determinarán las cargas verticales, transversales y longitudinales; considerando que el viento ataca a los conductores y cable de guardia y torre, en las tres direcciones (0° , 45° , 90°).

CASO 2. -Sobrecargas verticales.

Verticales = Todos los pesos
Sobrecargas verticales = $L_p \times \text{peso unitario} \times 1,2$

Transversales:

- 0,25 de viento máximo en dirección normal.
- Tensión resultante debido al efecto del ángulo.

Longitudinales = ninguna.

CASO 3 .- En este caso se determina las cargas de una estructura cuando se ha producido rotura de dos conductores cualquiera o de un conductor y un cable de guardia. Considerando que el viento ataca con una dirección que coincide con el eje de la línea.

cargas verticales.-

- pesos de conductores y cables de guardia,
- 0.5 del peso anterior + peso de accesorios.

cargas transversales.-

- esfuerzo debido al ángulo,
- tensión inicial máxima x $\text{sen } \beta/2$.

cargas longitudinales.-

- esfuerzo del viento sobre $Lv/2$ x $\text{Sen } \beta/2$
+ esfuerzo del viento sobre accesorios,
- esfuerzo del viento sobre conductor y cable de guardia x $\text{Sen } \beta/2$ + tensión inicial máxima x $\text{Cos } \beta/2$.

CASO 4 .- Desequilibrio longitudinal:

cargas verticales.-

= todos los pesos,

cargas transversales.-

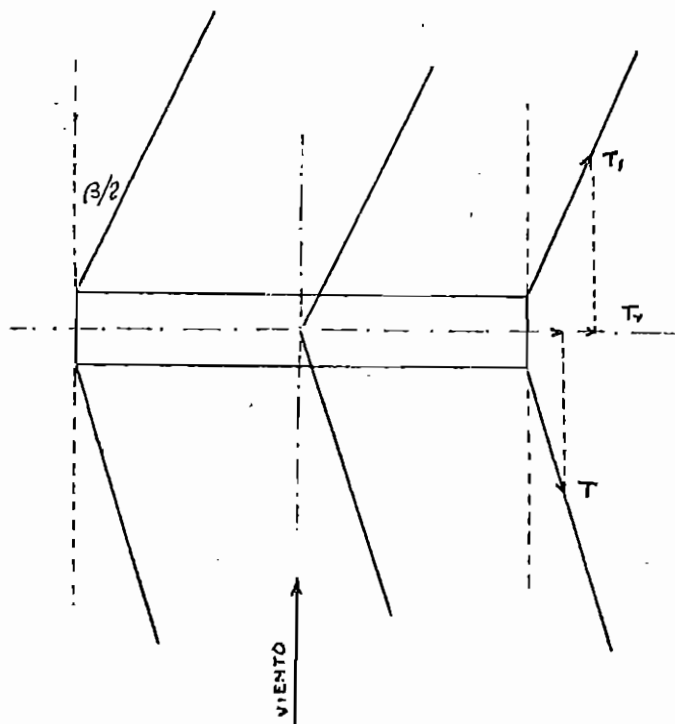
= resultante de la tensión debido al ángulo + componente transversal debido al 50% de la tensión resultante por efecto del ángulo:

$$Tr = T \cdot 2 \text{ Sen } \beta/2 + 0.5 T \cdot \text{Sen } \beta/2.$$

cargas longitudinales.-

= esfuerzo del 50% del viento máximo + componente longitudinal debido al ángulo.

$$L = L_v + 0.5 T \cos \beta/2 .$$



$$T_r = 1.5 T$$

A continuación se tabulan los resultados obtenidos para las cuatro condiciones de carga: (en Kg).

TORRE DE REMATE .-Utilizada para rematar la línea a 0° o también cuando se requiere rematar formando un ángulo de 90°

L_n	=	350 m.
L_v	=	300 m. (para remate a 90°)
	=	500 m. (para remate a 0°)
L_p	=	800 m.
L_m	=	500 m.
f_c	=	22 m. (flecha máx. del conductor)
f_g	=	17 m. (flecha máx. cable de guard.)

a continuación se determinan las cargas que soportará una torre de remate cuando:

- (a).- tiene vano corto al lado de remate,
- (b).- tiene un vano considerable de remate.

En la condición (a), la torre soporta esfuerzos solamente en una dirección:

CASO 1.- En este caso se determinará las cargas verticales, transversales y longitudinales; considerando la acción del viento a 90° , 45° y 0° con respecto al eje de la línea:

Caso 1a.- Remate a 0° y viento a 90°

cargas verticales

= Todos los pesos.

cargas transversales

= Esfuerzo del viento.

cargas longitudinales

= Tensión inicial máxima.

Caso 1b.- Remate a 0° y viento a 45°

cargas verticales

= caso 1a.

cargas transversales

= componente transversal del viento.

cargas longitudinales.

= Tensión inicial máxima + componente longitudinal de viento.

Caso 1c.- Remate a 0° y viento a 0°

cargas verticales

= caso 1a.

cargas transversales

= Ninguna.

cargas longitudinales

= Tensión inicial máxima + esfuerzo del viento en la proyección de la flecha y en accesorios.

CASO 2.- Aquí se determina las cargas en forma similar a caso 1, sino que para una torre de remate a 90° :

Caso 2a.- Remate a 90° y viento a 90°

cargas verticales

= caso 1a.

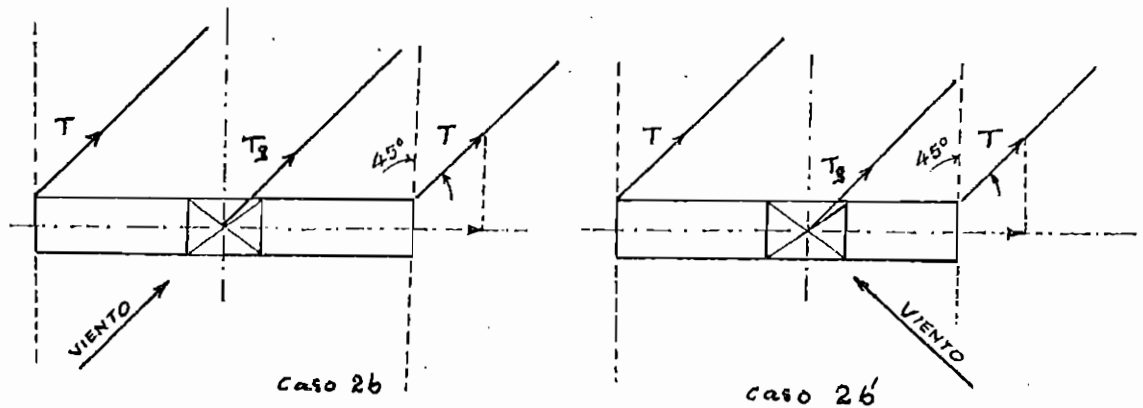
cargas transversales

= Tensión inicial máxima $\times \text{Sen } 45^\circ$ + esfuerzo del viento sobre $L_v/2$ y en accesorios.

cargas longitudinales

$$= \text{Tensión inicial máxima} \times \text{Cos } 45^\circ.$$

Caso 2b .- Remate a 90° y viento a 45°

cargas verticales

$$= \text{caso 1a.}$$

cargas transversales

$$T_c = 3367 \text{ Sen } 45^\circ \times 1.4 + (22\text{m} \times 1.24\text{Kg/m} + 2 \times 20 \text{ Kg}) \text{ Cos } 45^\circ \times 1.5 = 3410 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = 1034 \text{ Sen } 45^\circ \times 1.4 + 17\text{m} \times 0.36\text{Kg/m} \times \text{Cos } 45^\circ \times 1.5 = 1030 \text{ Kg.}$$

cargas longitudinales

$$L_c = T_c$$

$$L_{gw} = T_{gw}.$$

Caso 2b' .-

$$T_c = 3367 \text{ Sen } 45^\circ \times 1.4 - (300/2 \text{ m} \times 1.24\text{Kg/m} + 3 \times 20 \text{ Kg}) \text{ Cos } 45^\circ \times 1.5 = 3170 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = 1034 \text{ Sen } 45^\circ \times 1.4 - (150\text{m} \times 0.36\text{Kg/m}) \times \text{cos } 45^\circ \times 1.5 = 970 \text{ Kg.}$$

$$L_c = 3367 \cos 45^\circ \times 1.4 + (150 \times 1.24 + 3 \times 20) \\ \sin 45^\circ \times 1.5 = 3600 \text{ Kg.}$$

$$L_{gw} = 1034 \cos 45^\circ \times 1.4 + 150 \times 0.36 \sin 45^\circ \times 1.5 \\ = 1080 \text{ Kg.}$$

Caso 2c. - Remate a 90° y viento a 0°

cargas verticales

= caso 1a

cargas transversales

$$T_c = 3367 \times 1.4 \sin 45^\circ = 3350 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = 1034 \times 1.4 \sin 45^\circ = 1030 \text{ Kg.}$$

cargas longitudinales

$$L_c = 3367 \times 1.4 \cos 45^\circ + [(150 \text{ m} \times 1.24 \text{ Kg/m} + 20 \text{ Kg}) \\ \sin 45^\circ + 2 \times 28 \text{ Kg.}] \times 1.5 \\ = 3600 \text{ Kg,}$$

$$L_{gw} = 1034 \times 1.4 \cos 45^\circ + 150 \text{ m} \times 0.36 \text{ Kg/m} \times 1.5 \\ \sin 45^\circ = 1080 \text{ Kg.}$$

CASO 3. - En este caso se determina las cargas en una torre para remate a 90° . Considerando que va a soportar esfuerzos en las dos direcciones. Para este caso se puede suponer los siguientes datos:

$$L_v = 300 \text{ m.}$$

$$\text{Vano al lado de remate} = 100 \text{ m} = L_{n1}$$

$$\text{Vano adyacente a remate} = 500 \text{ m} = L_{n2}$$

$$L_p = 800 \text{ m.}$$

Tensiones mecánicas de trabajo:

$$\text{en } L_{n2} ; \quad T_2 = 3367 \text{ Kg (conductor)}$$

$$T_{g2} = 1034 \text{ Kg (cable de guardia)}$$

en Ln1 ; $T_1 = 1000 \text{ Kg}$ (conductor)
 $T_{g1} = 600 \text{ Kg}$ (cable de guardia).
 Número de cadenas de aisladores/fase = 4.

Caso 3a. - Remate a 90° y viento a 90° .

$$V_c = (800\text{m} \times 1.87\text{Kg/m} + 4 \times 85\text{Kg})1.4 = 2570\text{Kg.}$$

$$V_{gw} = 800\text{m} \times 0.406\text{Kg/m} \times 1.4 = 455 \text{ Kg.}$$

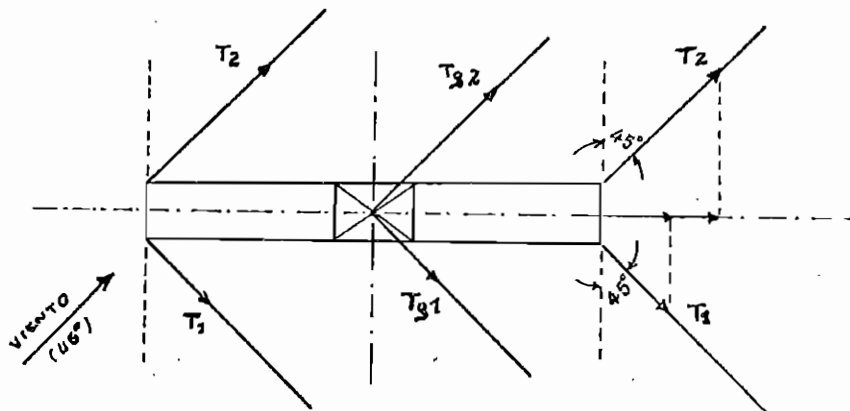
$$T_c = (3367 \text{ Sen } 45^\circ + 1000 \text{ Sen } 45^\circ) 1.4 + 300\text{m} \times 1.24\text{Kg/m} \times 1.5 = 4880 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = (1034 \text{ Sen } 45^\circ + 600 \text{ Sen } 45^\circ) 1.4 + 300\text{m} \times 0.36\text{Kg/m} \times 1.5 = 1780 \text{ Kg.}$$

$$L_c = (3367 \text{ Cos } 45^\circ - 1000 \text{ Cos } 45^\circ)1.4 = 2345 \text{ Kg.}$$

$$L_{gw} = (1034 \text{ Cos } 45^\circ - 600 \text{ Cos } 45^\circ)1.4 = 430 \text{ Kg.}$$

Caso 3b. - Remate a 90° y viento a 45°



verticales = caso 3a.

$$T_c = (3367 \text{ Sen } 45^\circ + 1000 \text{ Sen } 45^\circ) \times 1.4 + (22\text{m} \times 1.24\text{Kg/m} + 2 \times 20\text{Kg}) \text{ Cos } 45^\circ \times 1.5 + 100/2 \times 1.24\text{Kg/m} \times 1.5 \text{ Cos } 45^\circ = 4460 \text{ Kg.}$$

$$\begin{aligned} T_{gw} &= (1034 + 600) \operatorname{Sen} 45^\circ \times 1.4 + 17\text{m} \times 0.36\text{Kg/m} \times \\ &\quad 1.5 \operatorname{Cos} 45^\circ + 100\text{m}/2 \times 0.36\text{Kg/m} \times 1.5 \operatorname{Cos} 45^\circ \\ &= 1645 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_c &= (3367 - 1000) \operatorname{Cos} 45^\circ \times 1.4 + (22\text{m} \times 1.24\text{Kg/m} \\ &\quad + 2 \times 20\text{Kg}) \operatorname{Sen} 45^\circ \times 1.5 + 100\text{m}/2 \times 1.24 \text{ Kg/m} \\ &\quad \operatorname{Sen} 45^\circ \times 1.5 \\ &= 2448 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_{gw} &= (1034 - 600) \operatorname{Cos} 45^\circ \times 1.4 + 17\text{m} \times 0.36\text{Kg/m} \\ &\quad \operatorname{Sen} 45^\circ \times 1.5 + 100\text{m}/2 \times 0.36\text{Kg/m} \times 1.5 \\ &= 455 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

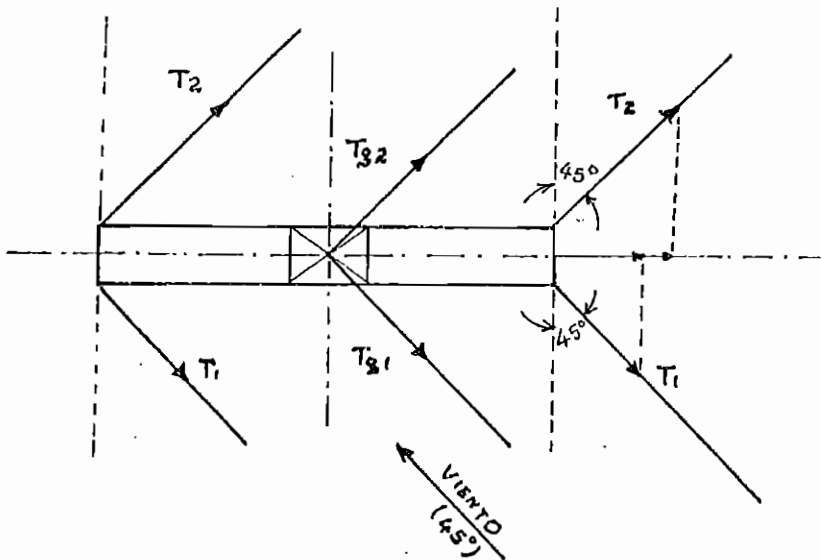
Caso 3b' .-

$$T_c = 3950 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = 1610 \text{ Kg.}$$

$$L_c = 2720 \text{ Kg.}$$

$$L_{gw} = 525 \text{ Kg.}$$



Caso 3c .- Remate a 90° y viento a 0° :

vericales = caso 3a

transversales:

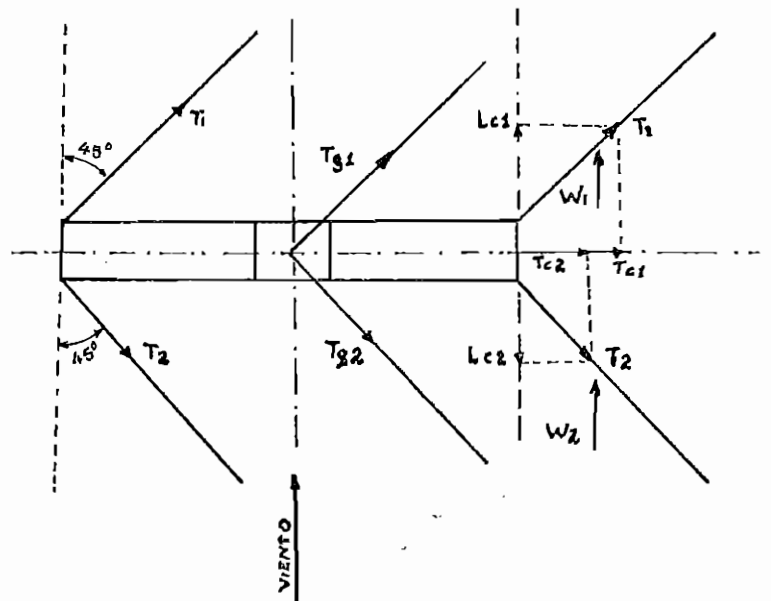
$$T_c = 3367 \operatorname{Sen} 45^\circ \times 1.4 + 1000 \operatorname{Sen} 45^\circ \times 1.4 = 4340 \text{ Kg.}$$

$$T_{gw} = 1034 \operatorname{Sen} 45^\circ \times 1.4 + 600 \operatorname{Sen} 45^\circ \times 1.4 = 1620 \text{ Kg.}$$

longitudinales:

$$\begin{aligned} L_c &= 3367 \operatorname{Cos} 45^\circ \times 1.4 + [(250 \times 1.24 + 20) \operatorname{Cos} 45^\circ \\ &\quad + 20] 1.5 - 1000 \operatorname{Cos} 45^\circ \times 1.4 + (50 \times 1.24 \\ &\quad + 20) \operatorname{Cos} 45^\circ + 20 \cdot 1.5 \\ &= 3333 + 379 - 990 + 177 = 2900 \text{ Kg.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_{gw} &= 1034 \operatorname{Cos} 45^\circ \times 1.4 + 250 \times 0.36 \times 1.5 \times \operatorname{cos} 45^\circ \\ &\quad - 600 \operatorname{Cos} 45^\circ \times 1.4 + 50 \times 0.36 \times 1.5 \operatorname{Cos} 45^\circ \\ &= 545 \text{ Kg.} \end{aligned}$$



$$T_{c1} = T_1 \operatorname{Sen} 45^\circ$$

$$T_{c2} = T_2 \operatorname{Sen} 45^\circ$$

$$T_c = T_{c1} + T_{c2}$$

$$L_{c1} = T_1 \operatorname{Cos} 45^\circ + W_1 \operatorname{Cos} 45^\circ$$

$$L_{c2} = T_2 \operatorname{Cos} 45^\circ - W_2 \operatorname{Cos} 45^\circ$$

$$L_c = L_{c1} - L_{c2}$$

W_1 y W_2 = esfuerzo del viento sobre el conductor en vanos L_{n1} y L_{n2} respectivamente.

CASO 4.- Sobrecargas verticales.Caso 4a.- Torre para remate a 0° y viento a 90°

verticales = caso 2a

sobrecarga vertical = peso de dos conductores cualquiera y del cable de guardia:

$$V'c = 800m \times 1.87Kg/m \times 1.2 = 1800 \text{ Kg.}$$

$$V'gw = 800m \times 0.406Kg/m \times 1.2 = 390 \text{ Kg.}$$

transversales:

$$Tc = 500m \times 1.24Kg/m \times 1/4 \times 1.5 = 235 \text{ Kg.}$$

$$Tgw = 500m \times 0.36/4 \text{ Kg/m} \times 1.5 = 70 \text{ Kg.}$$

longitudinales:

$$L = \text{Tensión final normal} \times 1.4$$

$$Lc = 2799 \text{ Kg} \times 1.4 = 3920 \text{ Kg.}$$

$$Lgw = 833 \text{ Kg} \times 1.4 = 1170 \text{ Kg.}$$

Nota.- $V'c$ y $V'gw$, aplicadas simultáneamente entre el cable de guardi y un conductor cualquiera de fase.

Caso 4b.-

= caso 4a, pero la sobrecarga vertical existe solamente en dos conductores cualquiera.

Caso 4c.- Torre para remate a 90° y viento a 90°:

$$Tc = 235 \text{ Kg} + 2799 \text{ Sen } 45^\circ \times 1.4 = 3015 \text{ Kg.}$$

$$Tgw = 70 \text{ Kg} + 833 \text{ Sen } 45^\circ \times 1.4 = 900 \text{ Kg.}$$

Las demás cargas son las mismas que en caso 4a.

Caso 4d.-

= caso 4c, pero con sobrecarga vertical en dos conductores cualquiera.

C A P I T U L O IX

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De todo lo analizado en el presente trabajo, puedo concluir y recomendar lo siguiente:

El trzado topográfico es el punto de partida para un proyecto de una línea de transmisión, para lo cual es necesario en nuestro país la especialización de topógrafos para este objetivo.

Si bien es cierto que en nuestro país no se dispone de madera para la utilización en líneas de transmisión, sería necesario que se mejore la calidad de la madera existente. En cuanto al aislamiento que debe tener la estructura por solicitaciones de maniobras, se observa que los resultados obtenidos por la Cia. General Electric. son bastante grandes, lo cual hace encarecer la estructura. Pero la sollicitación que imponen las decargas atmosféricas son las que definen el aislamiento de la estructura, especialmente en la región de la serranía que tiene un elevado nivel isoceraúnico.

La geometría de la ca-eza de la estructura se ha determinado por los ángulos de oscilación de la cadena de suspensión (producido por la presión del viento), por la longitud de la cadena de aisladores y por la distancia eléctrica en aire requerida por las solicitaciones de maniobra. Además de estas magnitudes, se deberán tener en cuenta que hay sitios donde abundan pájaros, debiéndose preveer una distancia como protección en este sentido.

La base de las crucetas podrán ser triangulares para las torres de suspensión, pero para las de anclaje y remate, deben ser rectangulares para dar un alejamiento suficiente a los conductores que lleguen o a los que arranquen de la torre.

Para torres que tienen ángulos de oscilación bastante grandes, se deben utilizar pesos en la grapa de suspensión del conductor para así disminuir su valor.

Para facilidad de montaje de los conductores, generalmente aconsejan que en torres para doble terna la cruceta del medio debe tener una longitud horizontal un poco mayor que las crucetas superior e inferior.

Es preferible deiseñar torres de suspensión de hasta 2° y así poder evitar la utilización de torres de anclaje de hasta 7° , las mismas que son más costosas que las de suspensión.

En cuanto a la determinación de cargas mecánicas, se observa que las mayores son las producidas por el esfuerzo del viento y por la cortadura de los conductores.

Por último se concluye que como en nuestro país no se fabrican estructuras para líneas de transmisión, no es necesario ni tampoco es conveniente el diseñar en su totalidad a una estructura, reduciéndose solamente a la determinación de los esfuerzos que va a soportar la estructura para que el fabricante lo diseñe totalmente.

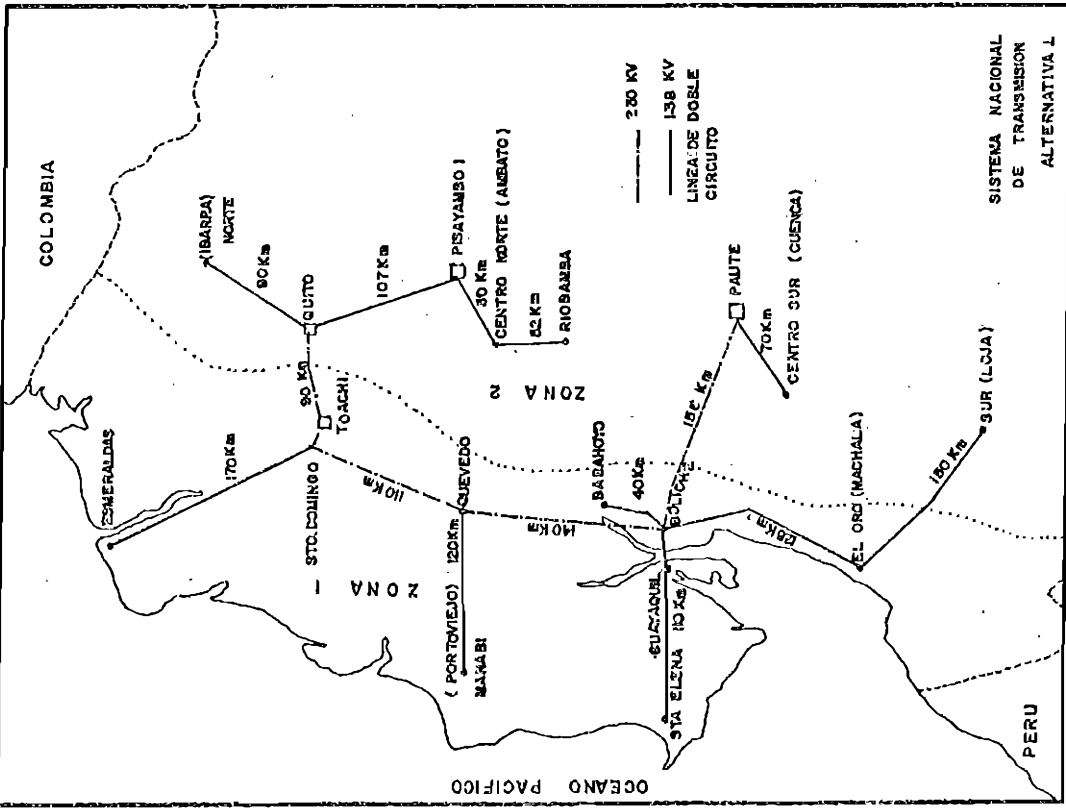


FIG. 2

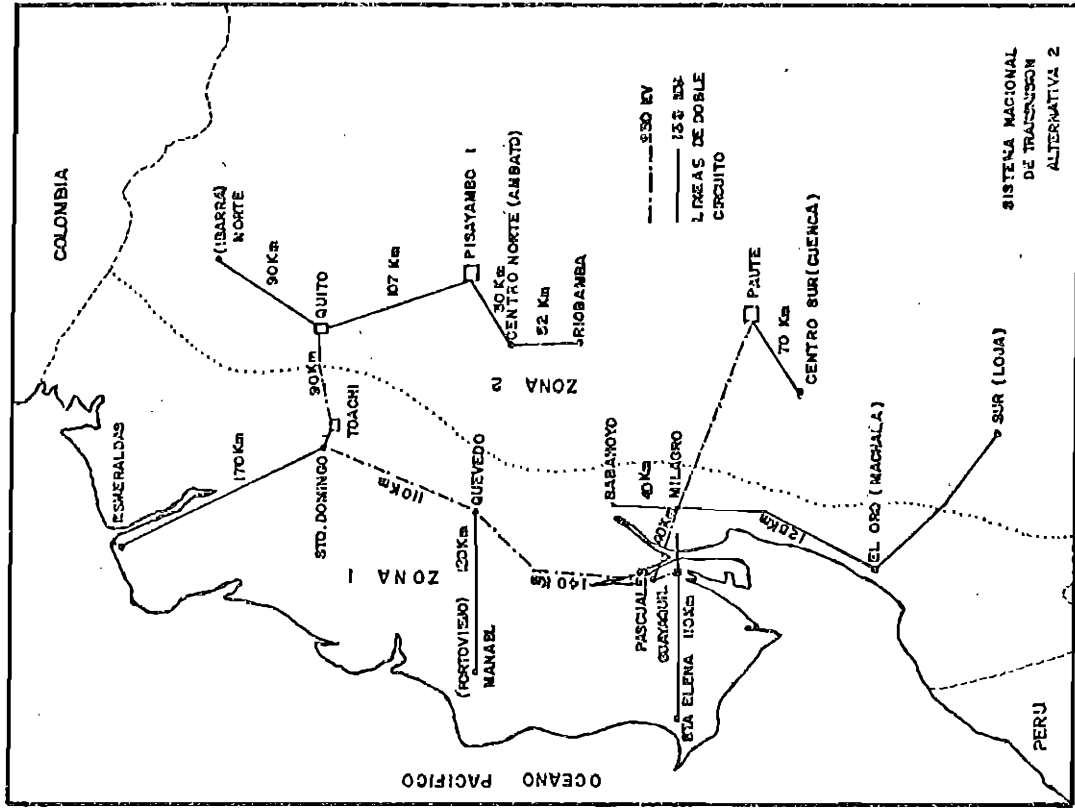
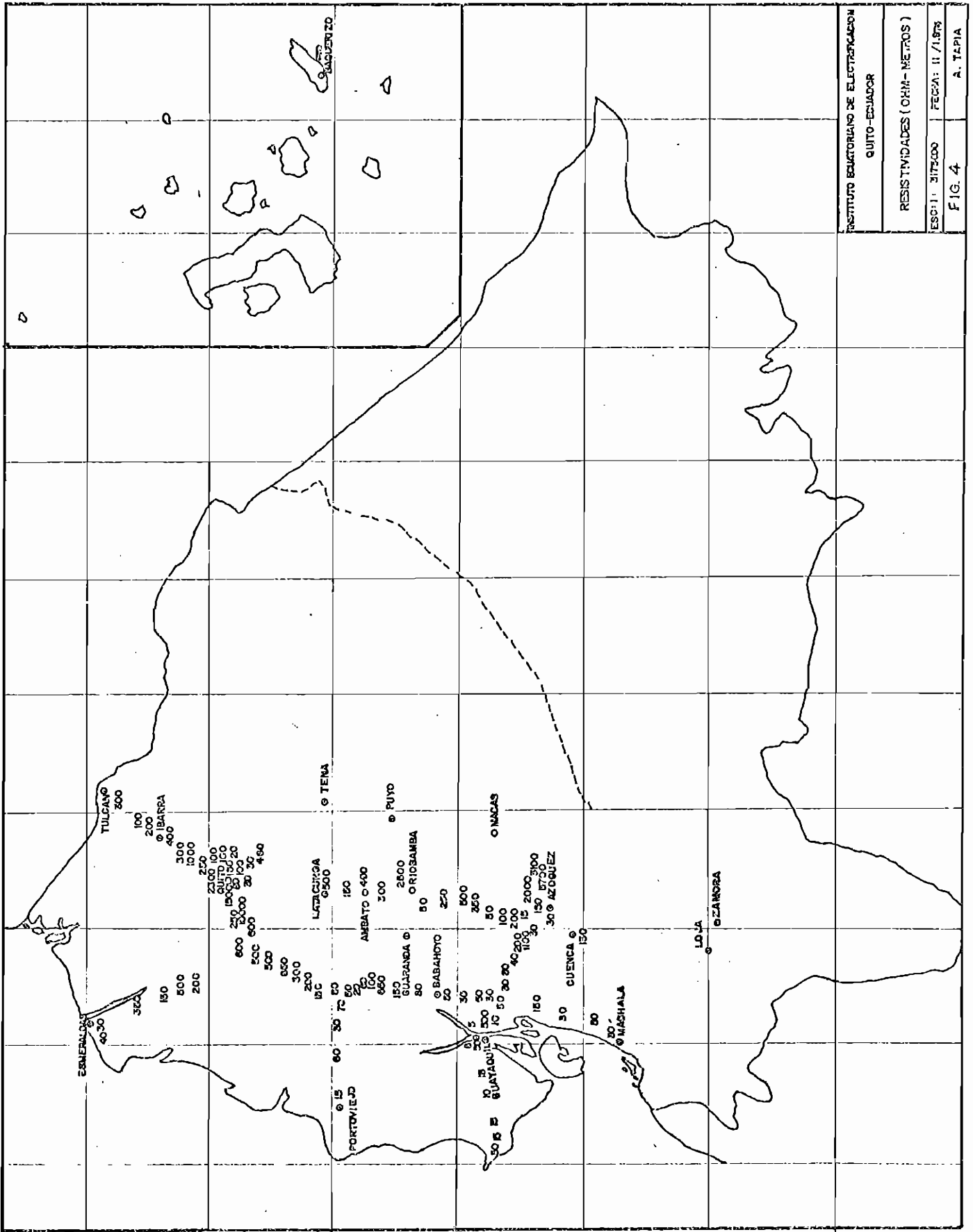


FIG. 3



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO-ECUADOR

RESISTIVIDADES (OHM- METROS)

ESC: 1: 3172000 FECHA: II / 1979

FIG. 4 A. TAPIA

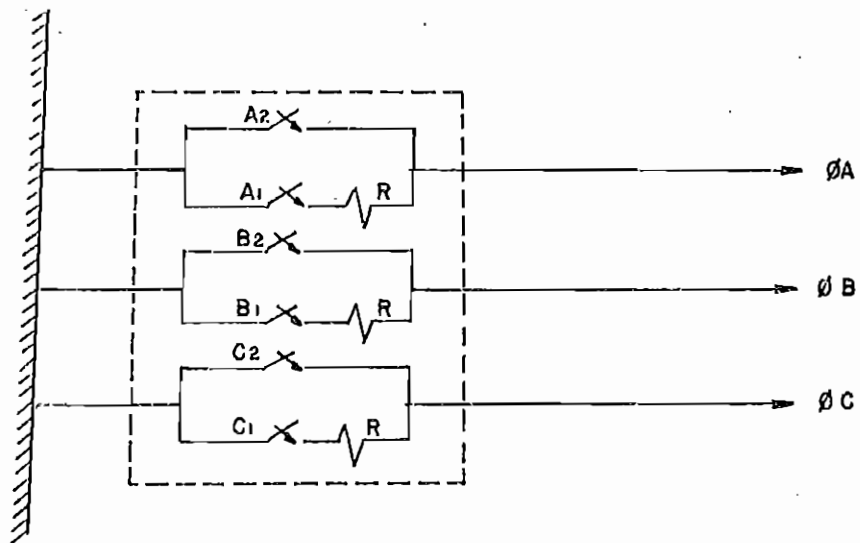


FIG. 5

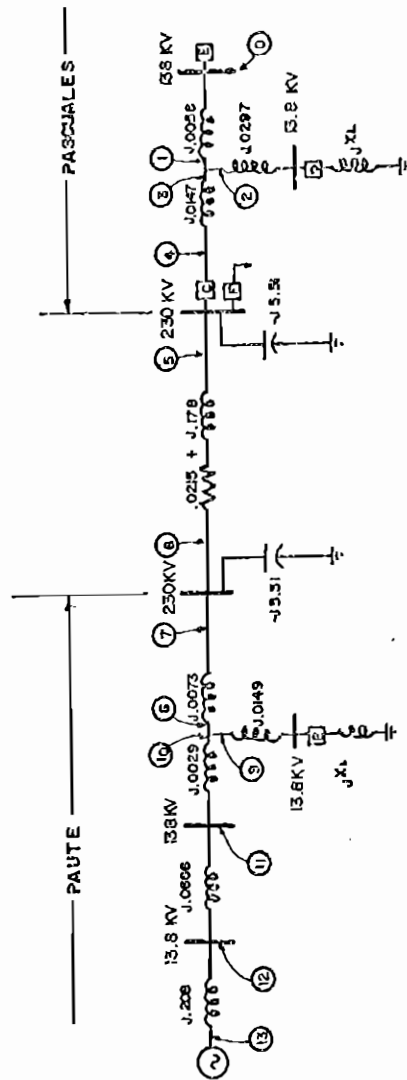
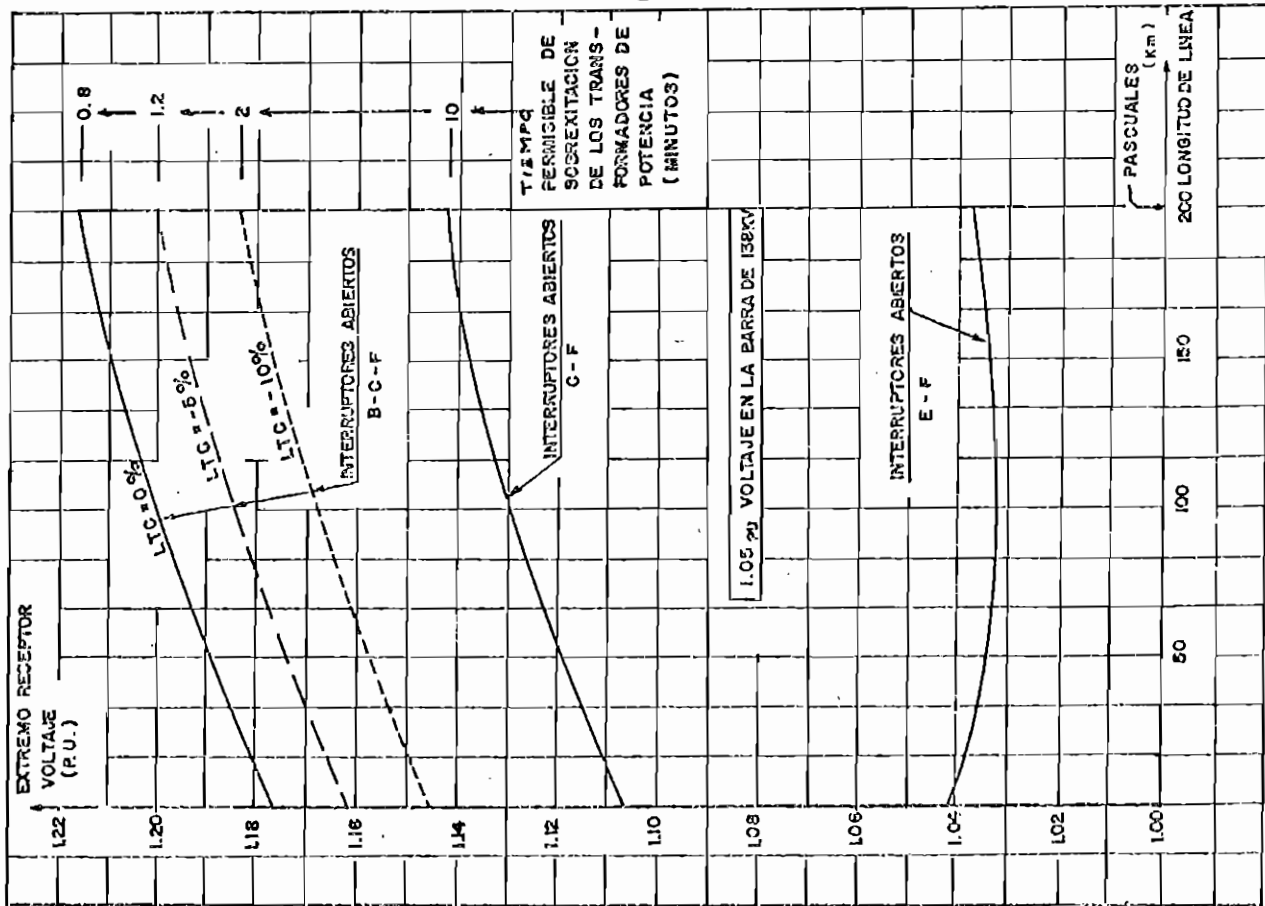


FIGURA 6 EFECTO FERRANTI
LINEA PAUTE - PASCUALES

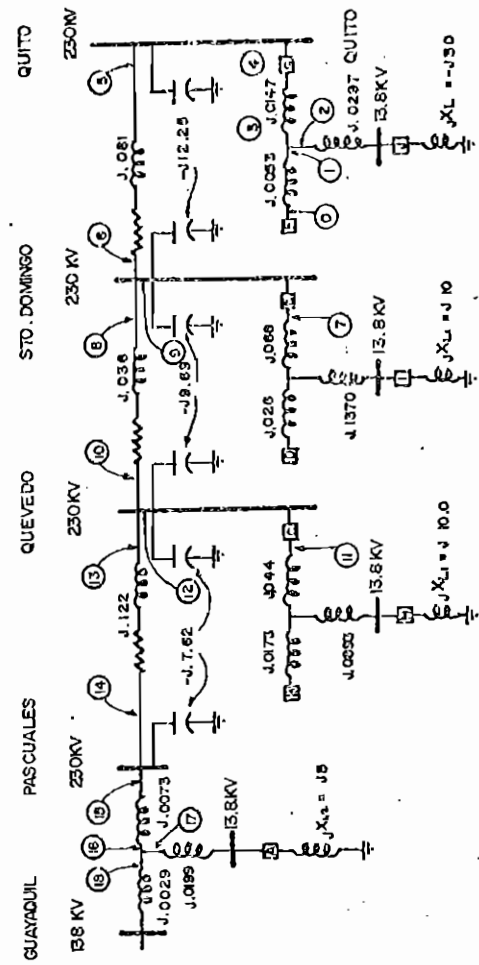
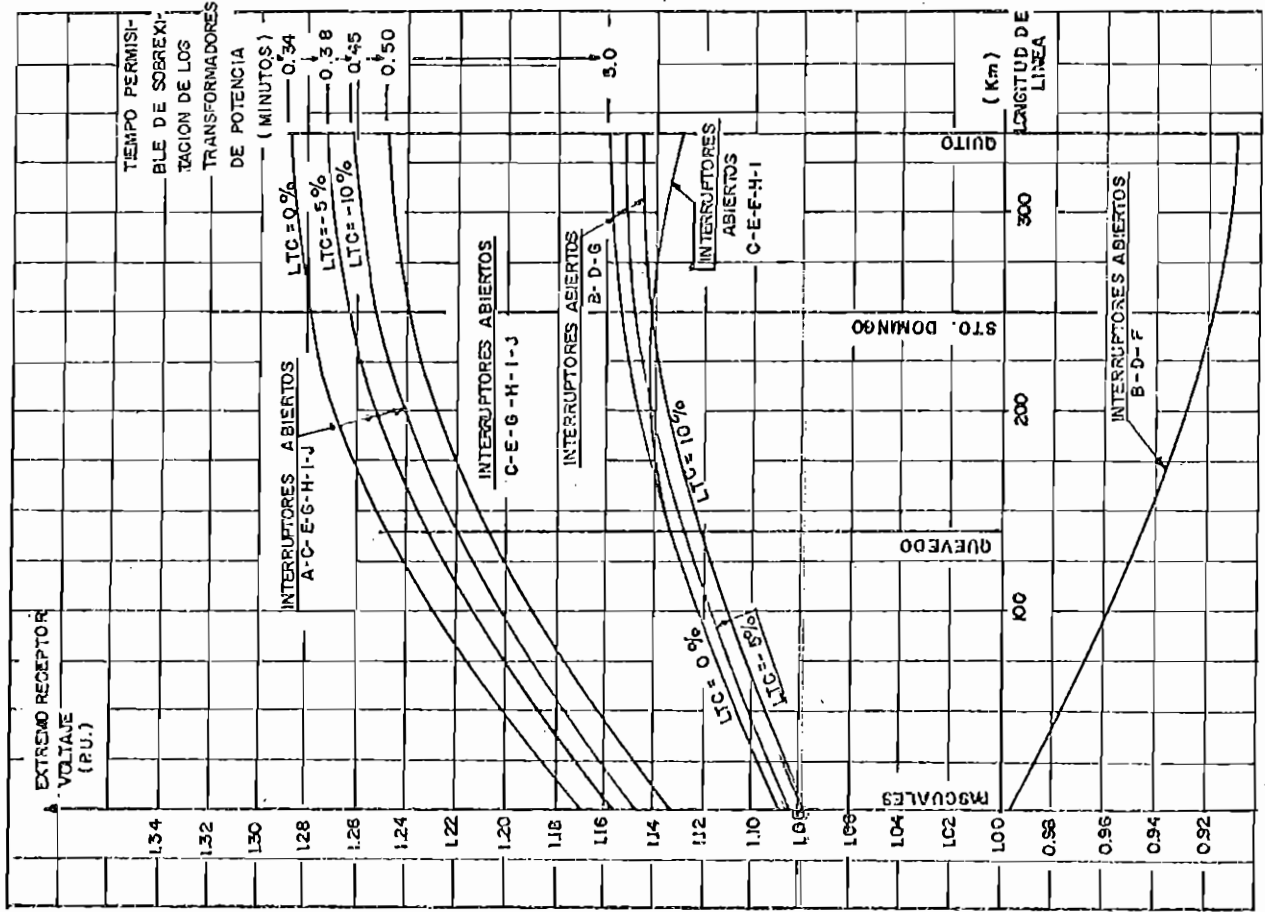


FIGURA 7 EFECTO FERRANTI, LINA DE TRANSMISION PASCUALES-QUEVEDO-STO DOMINGO-QUITO

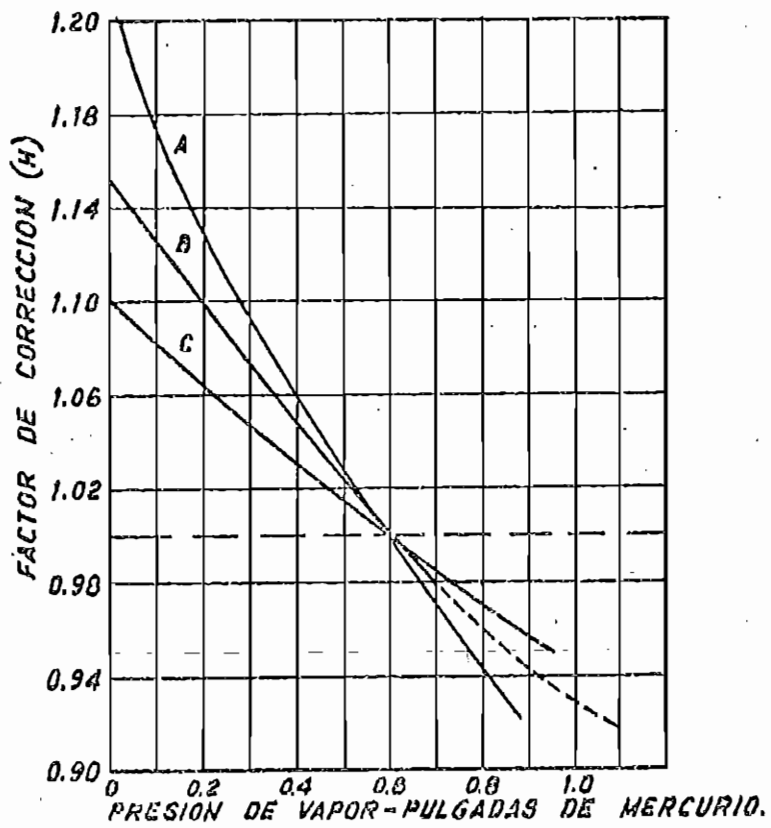
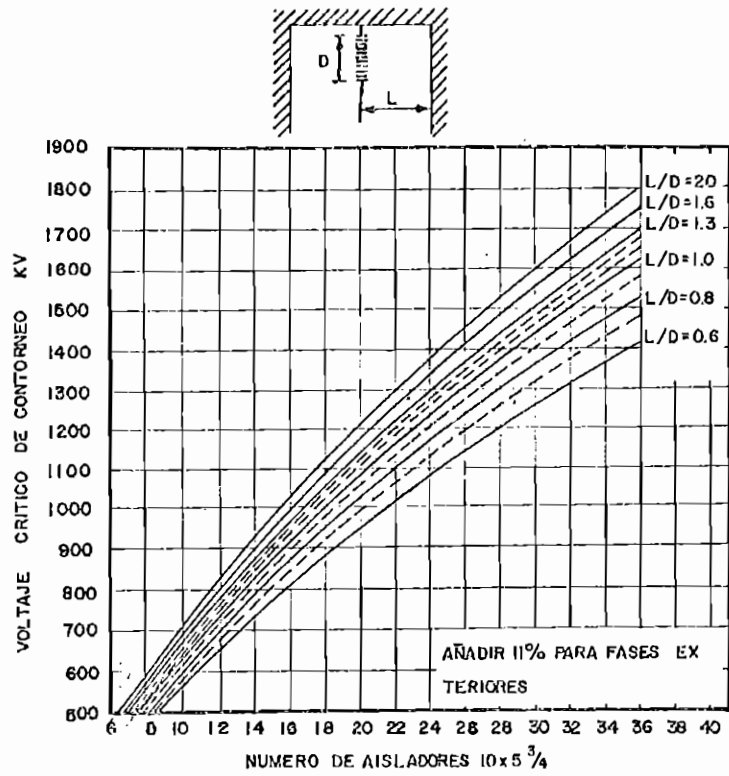


FIG. 8.- CURVAS DE FACTORES DE CORRECCION POR EFECTO DE LA HUMEDAD.

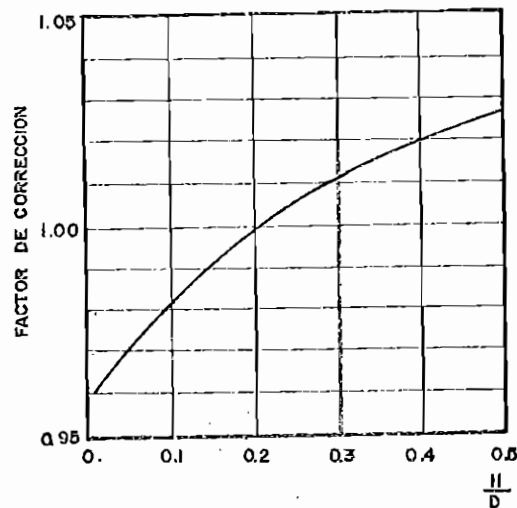
CURVA A: FRECUENCIA INDUSTRIAL, LONGITUDES CORTAS.
 CURVA B: IMPULSO.
 CURVA C: FRECUENCIA INDUSTRIAL, LONGITUDES LARGAS.

FIG. 10



CURVAS DE VOLTAJES DE MANIOBRAS CRITICAS DE POLARIDAD POSITIVAS EN SECO, PARA DISTINTOS NUMEROS DE AISLADORES EN CADENAS DISPUESTAS VERTICALMENTE EN ESTRUCTURAS METALICAS, EN LA FASE CENTRAL

FIG. 11



CORRECCION POR LOS HERRAJES DE SUSPENSIÓN DE LA CADENA Y CONDUCTOR EN VOLTAJES DE MANIOBRA CRITICAS DE POLARIDAD POSITIVA PARA CADENAS VERTICALES

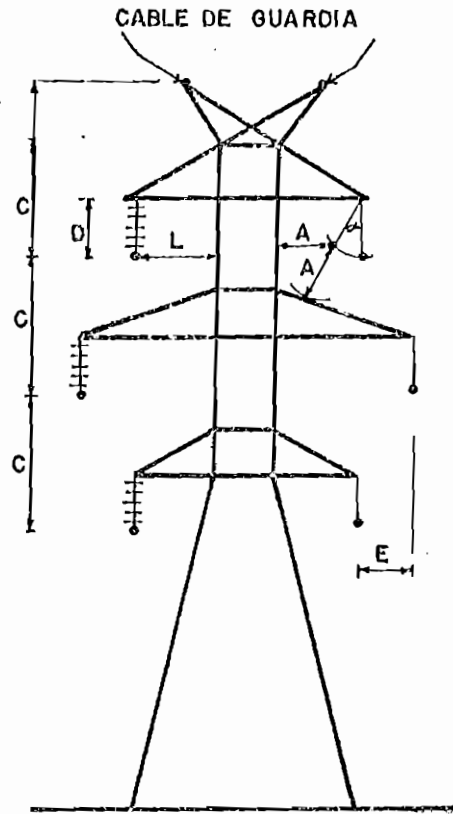


FIG. 12

LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON DISPOSICIÓN VERTICAL DE CONDUCTORES INDICANDO LAS DISTANCIAS ELÉCTRICAS

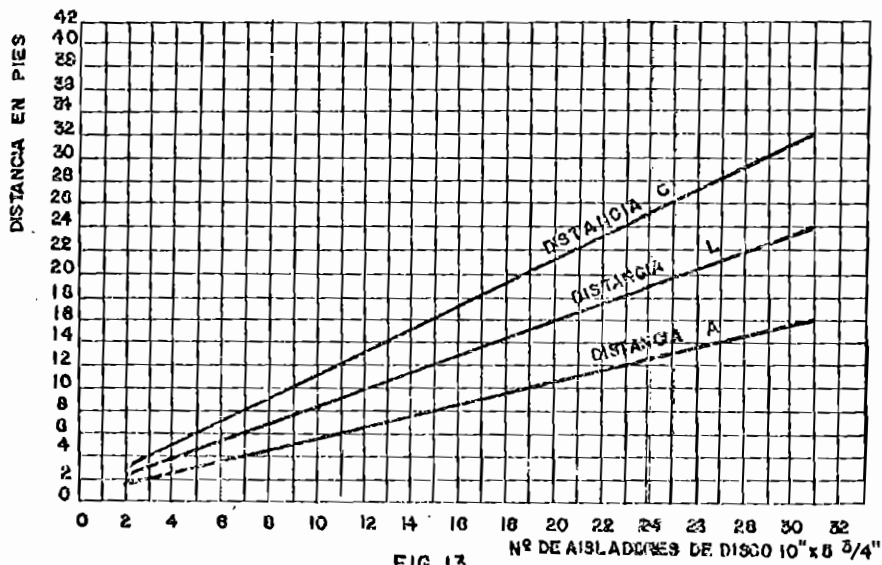


FIG. 13

RELACION ENTRE EL NUMERO DE AISLADORES Y DISTANCIAS ELÉCTRICAS PARA UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

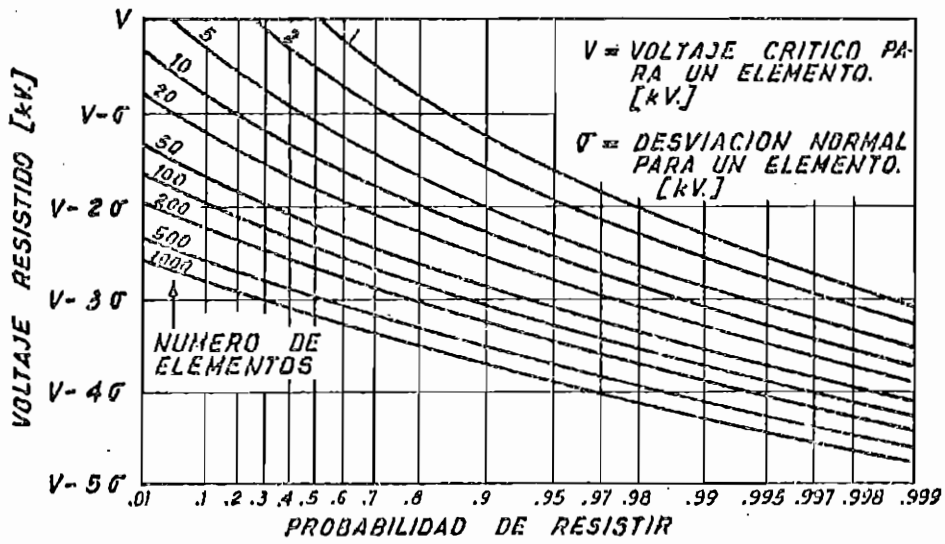
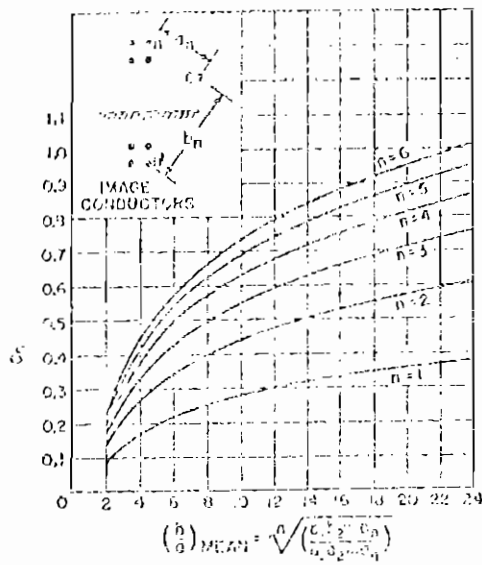


FIG.14.- CURVAS DE RELACION ENTRE VOLTAGE RESISTED POR UNO Y VARIOS ELEMENTOS EN PARALELO.



(5)
FIG. 15

FIG. 6-6. Coupling factor between a group of conductors and a single isolated conductor. C_1 - coupling factor, n - number of conductors distant a_i from isolated conductor.

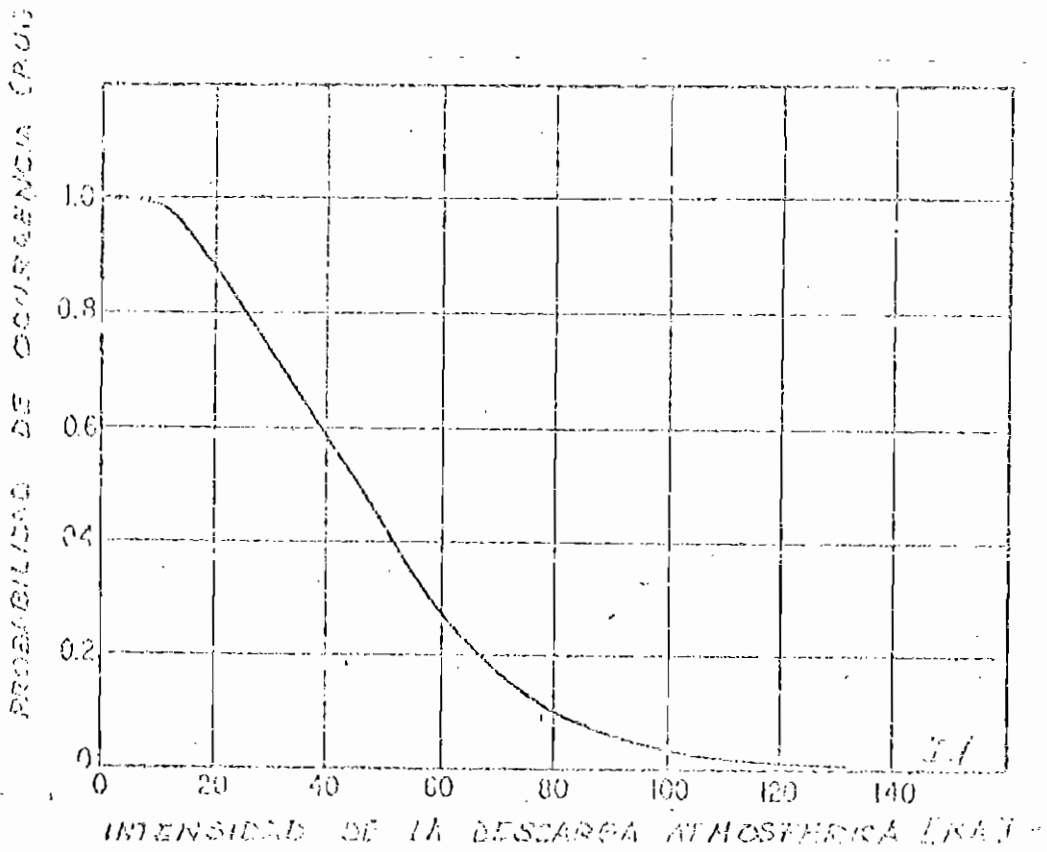


Figura 16

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE DESCARGAS ATMOSFERICAS DE DETERMINADA INTENSIDAD DE CORRIENTE

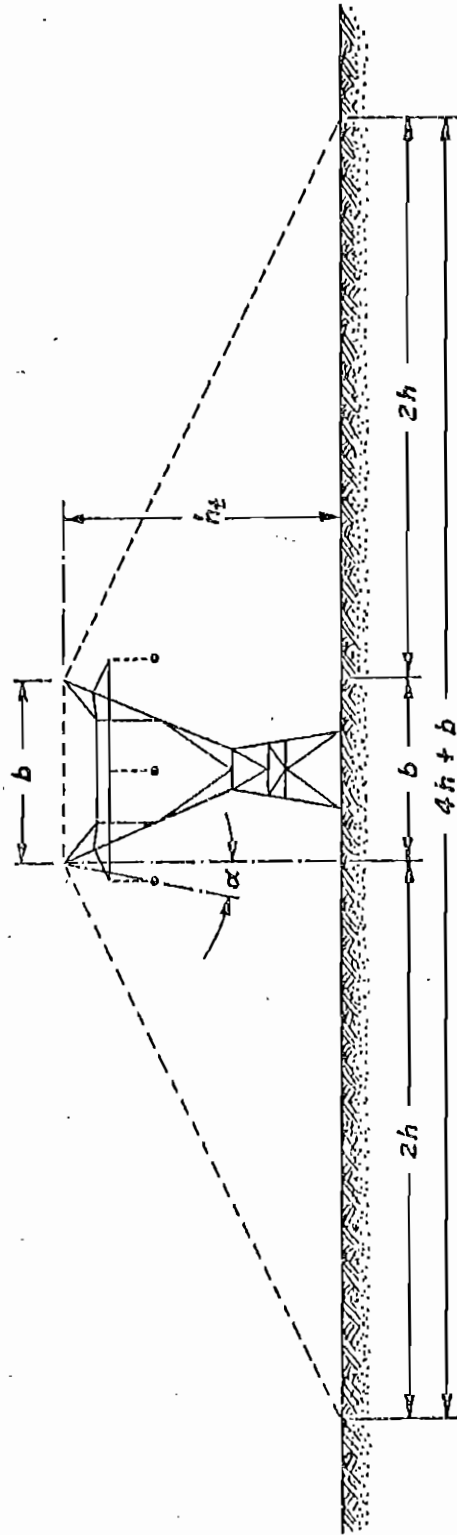
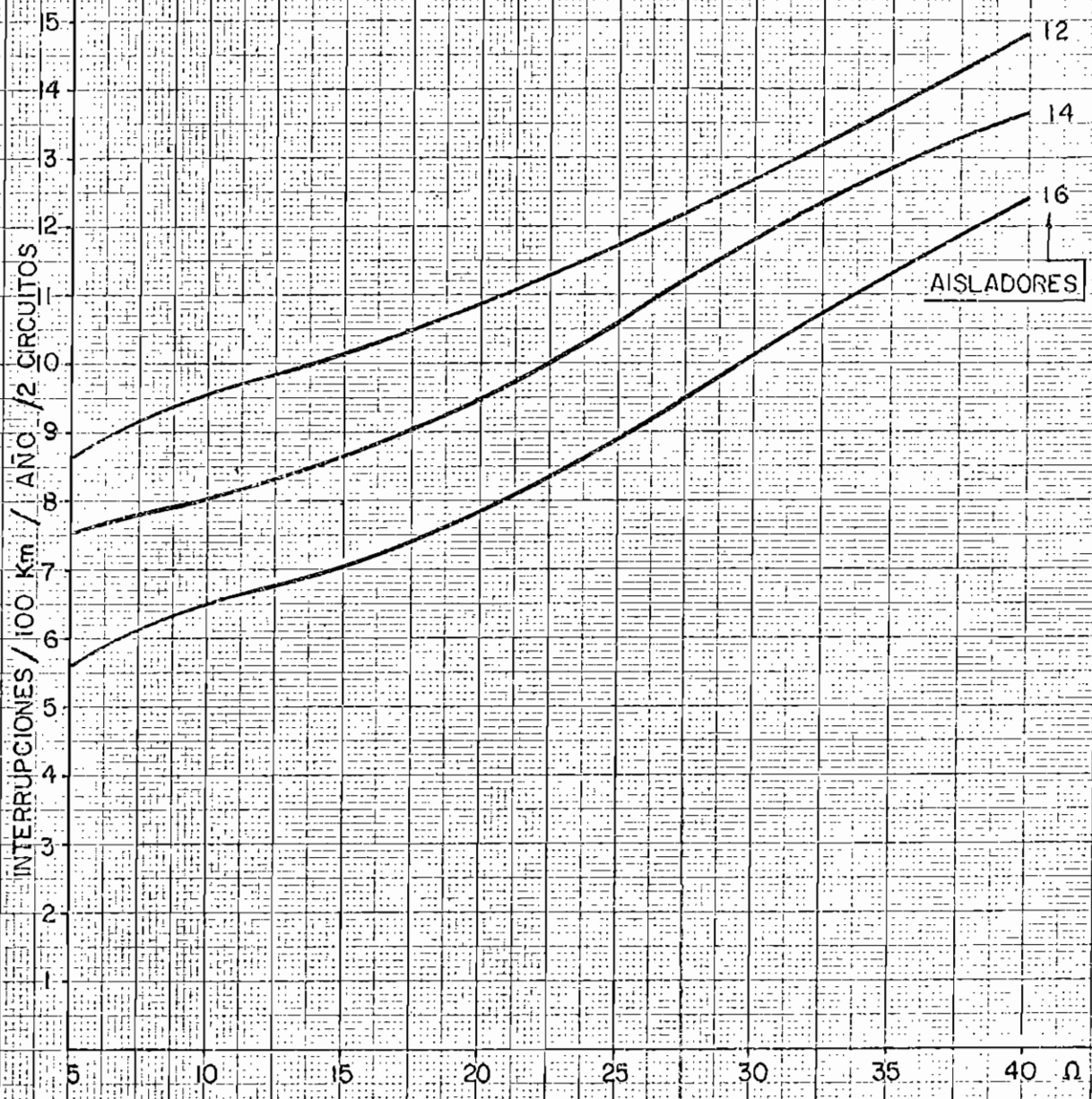


FIG. 17.- ANCHO DE TERRENO INFLUENCIADO POR LA UBICACION DE LOS CABLES DE GUARDIA.

230 KV - ZONA I



AISLADORES

FIG. 13

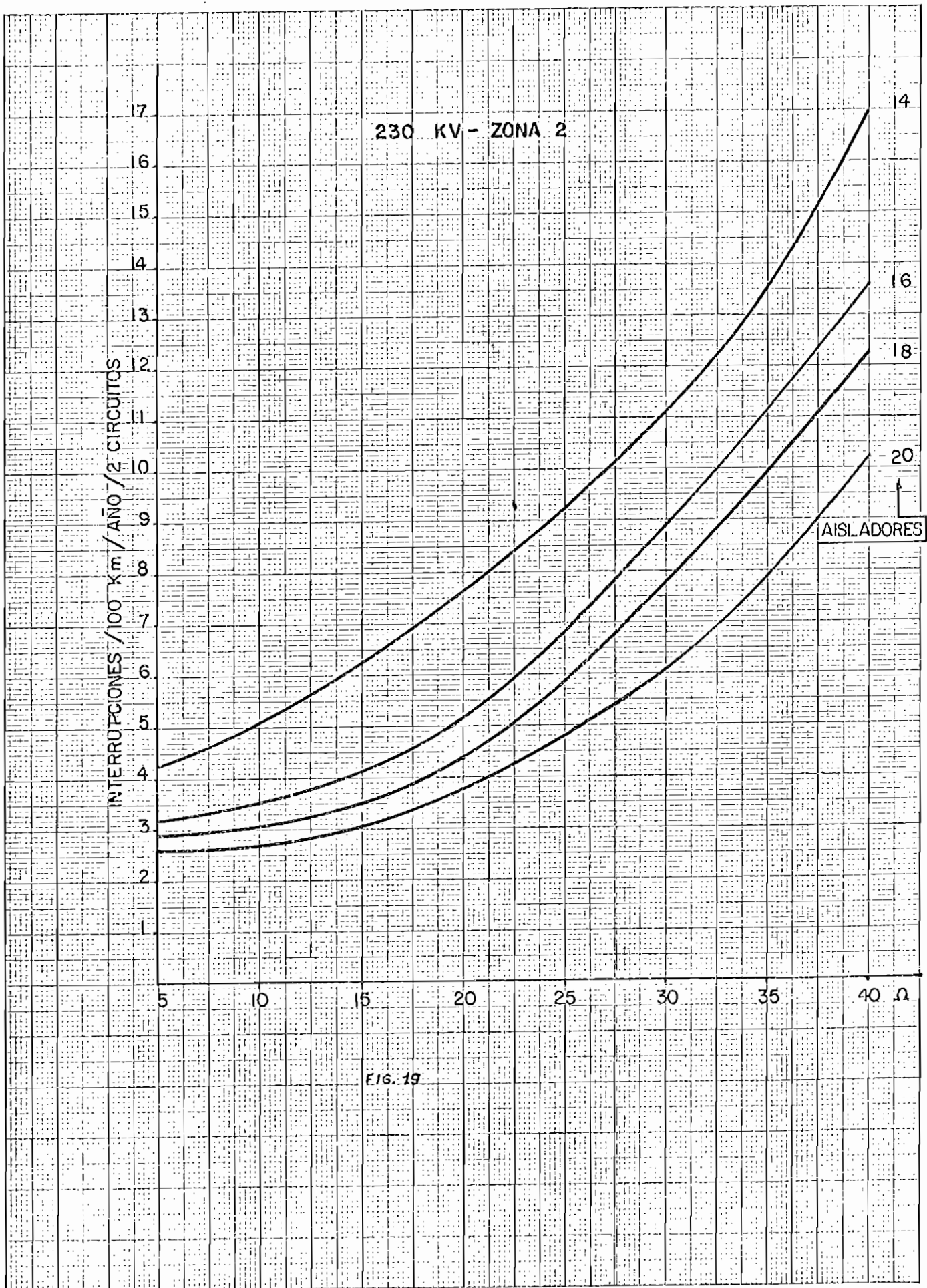


FIG. 19

138 Kv - ZONA 1

NIVEL ISOCERAUNICO = 30

ANG. DE APANTALLAM. = 30°

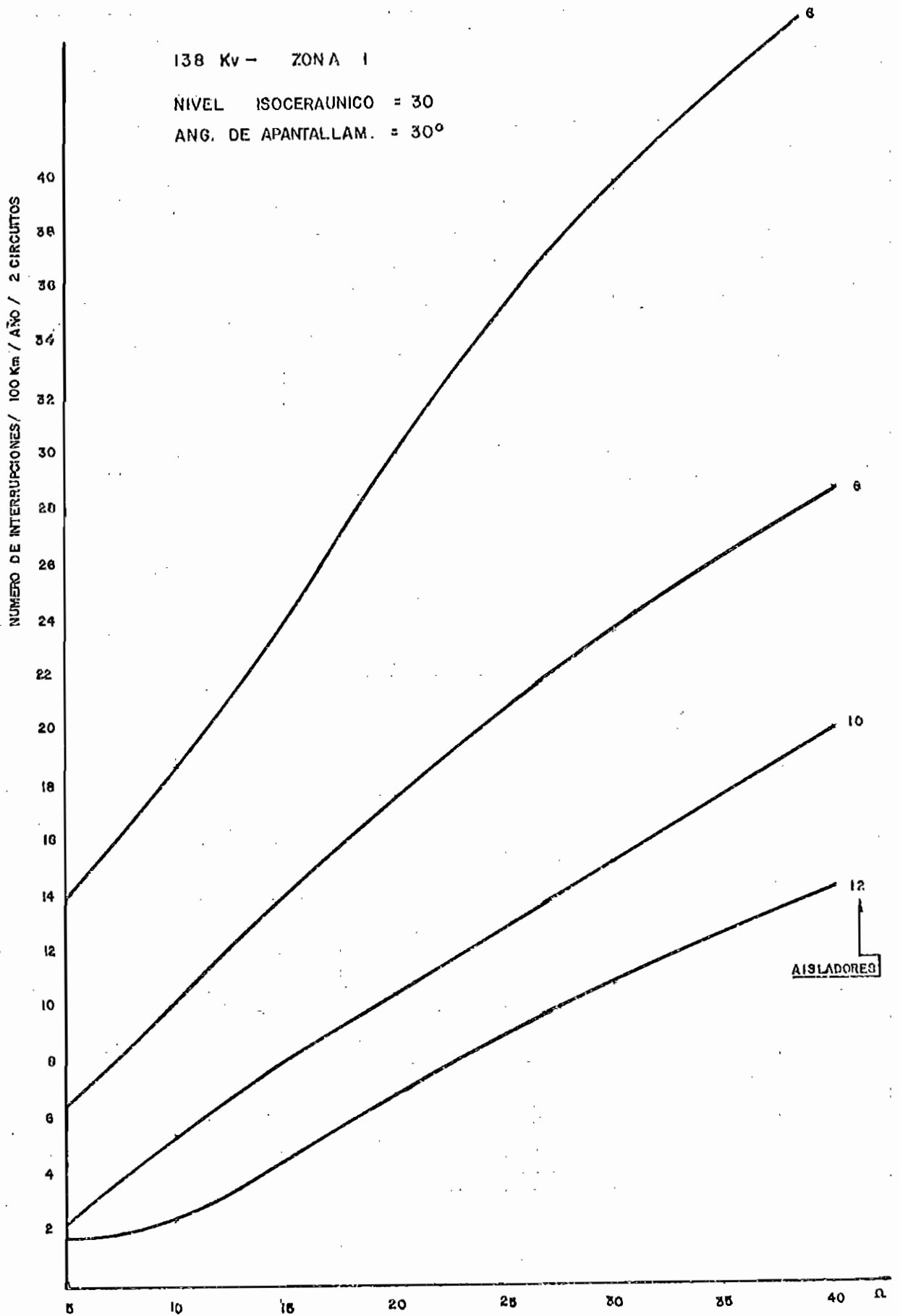


FIG. 20

138 Kv - ZONA 2

NIVEL ISOCERAUNICO = 50

ÁNG. DE APANTALLAM. = 20°

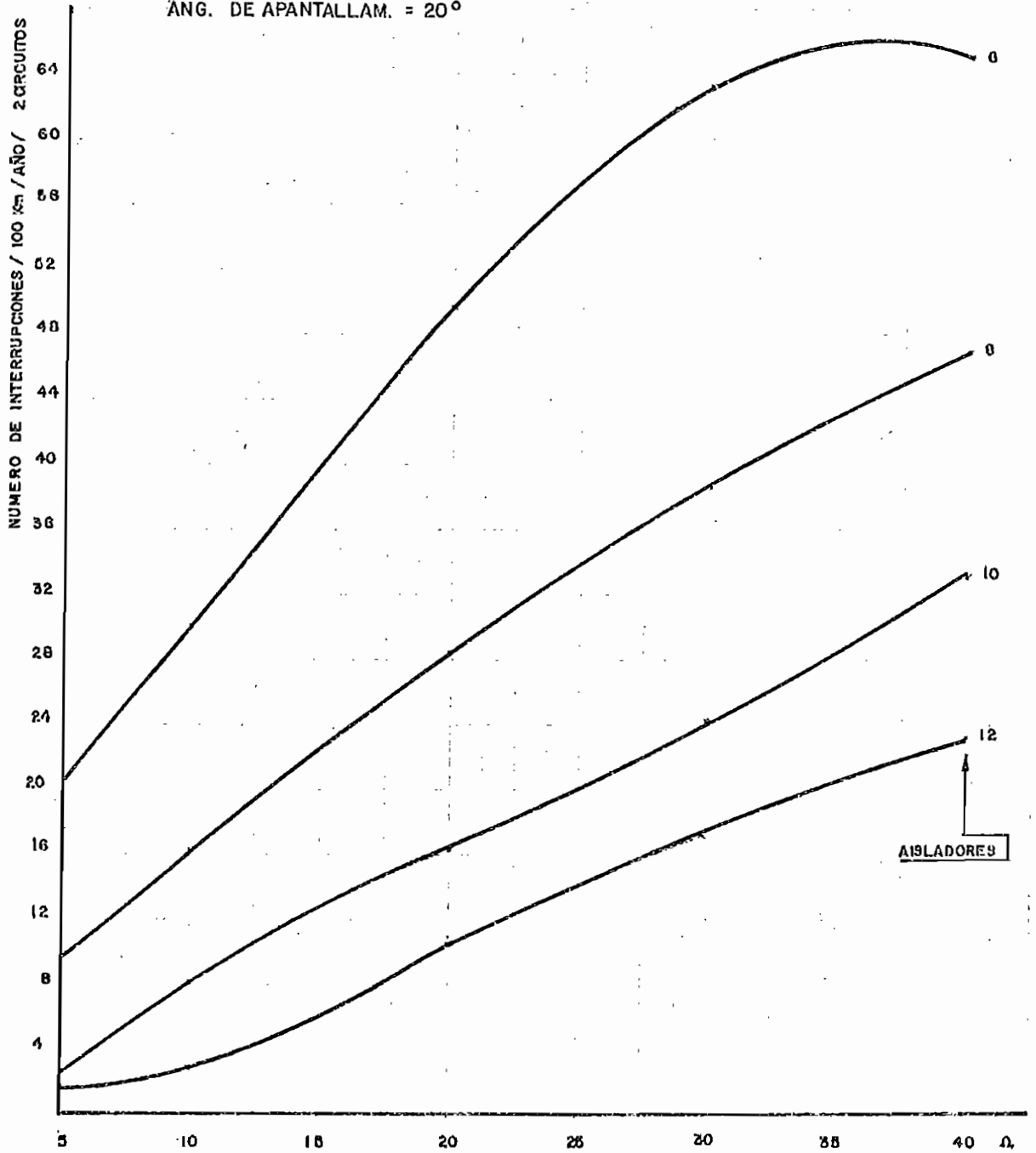
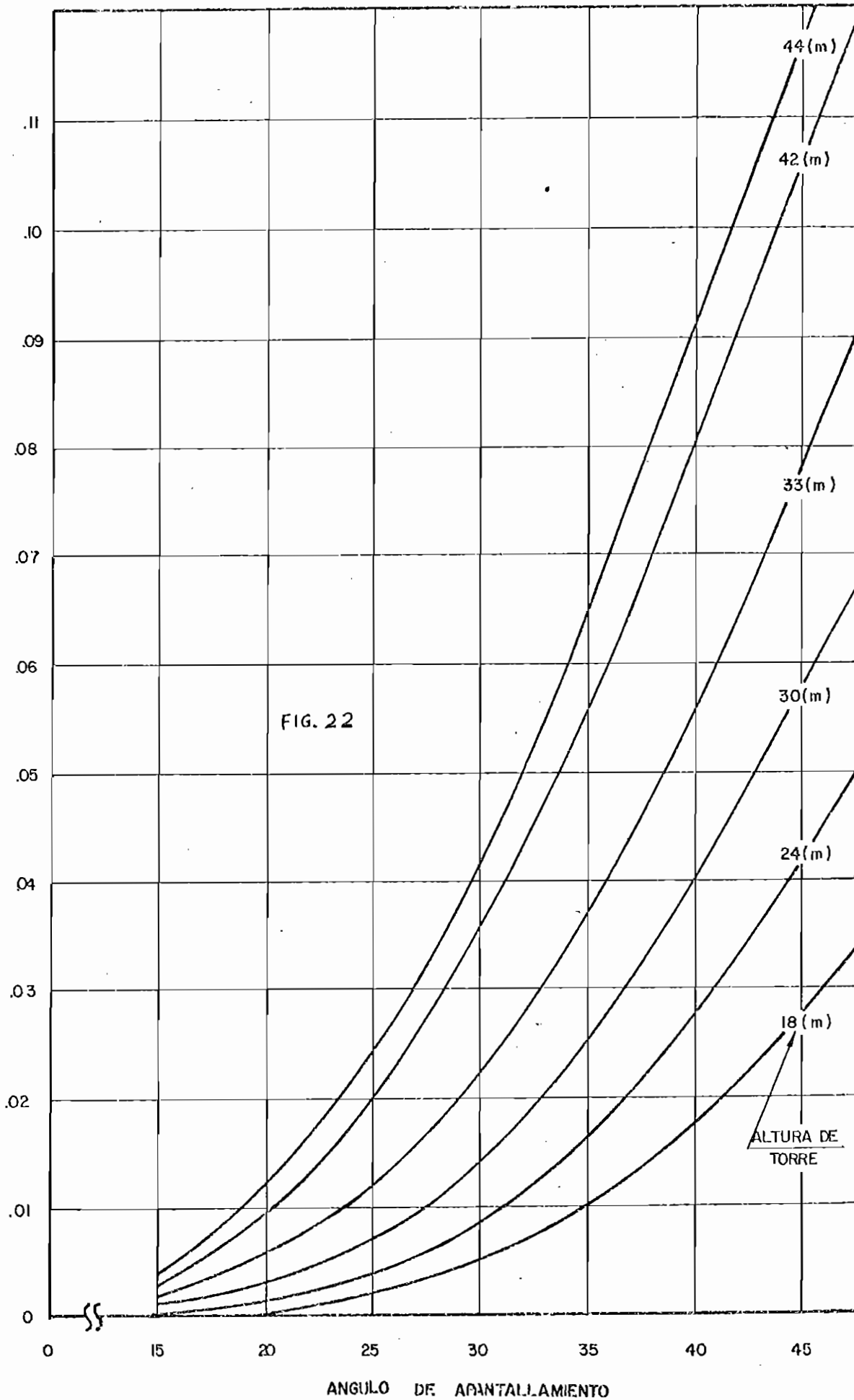
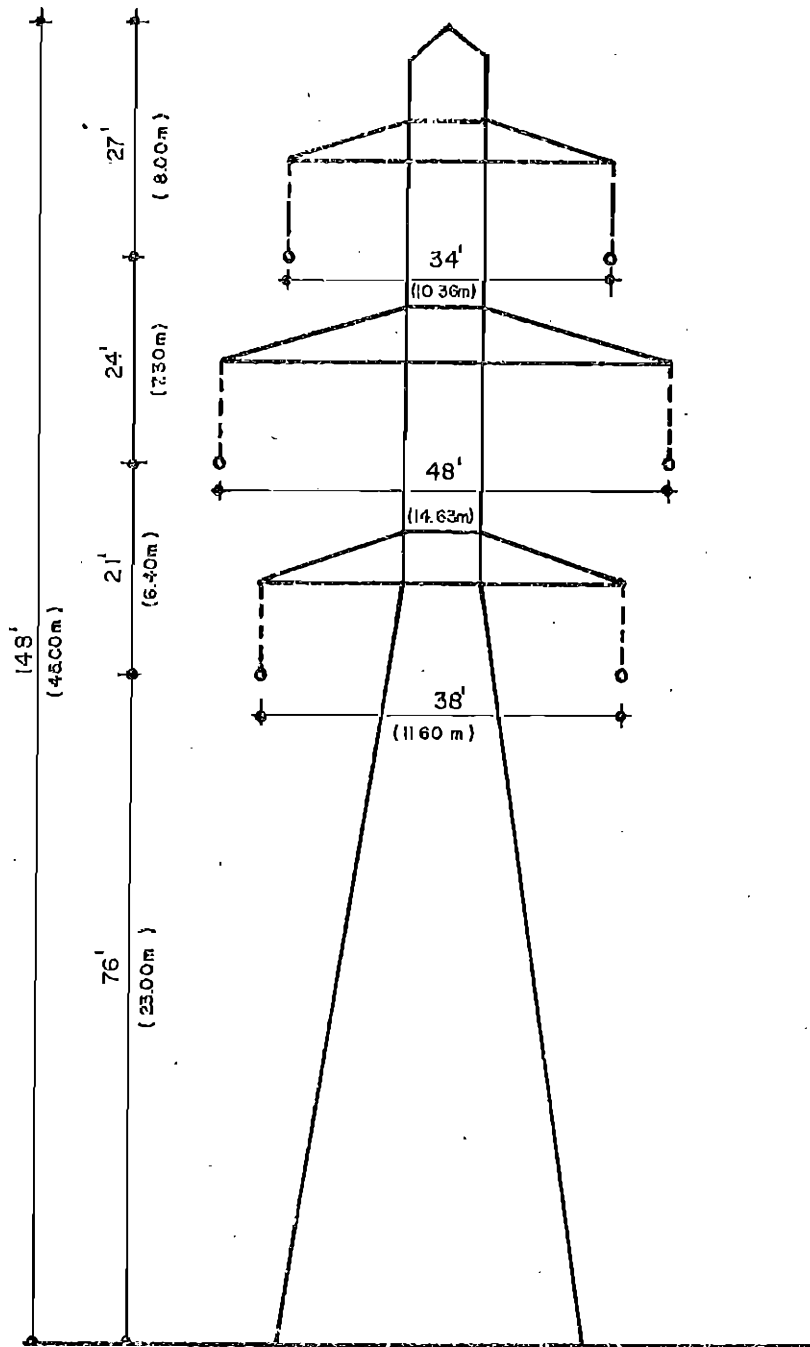


FIG. 21

PROBABILIDAD DE FALLA DEL APANTALLAMIENTO (P)

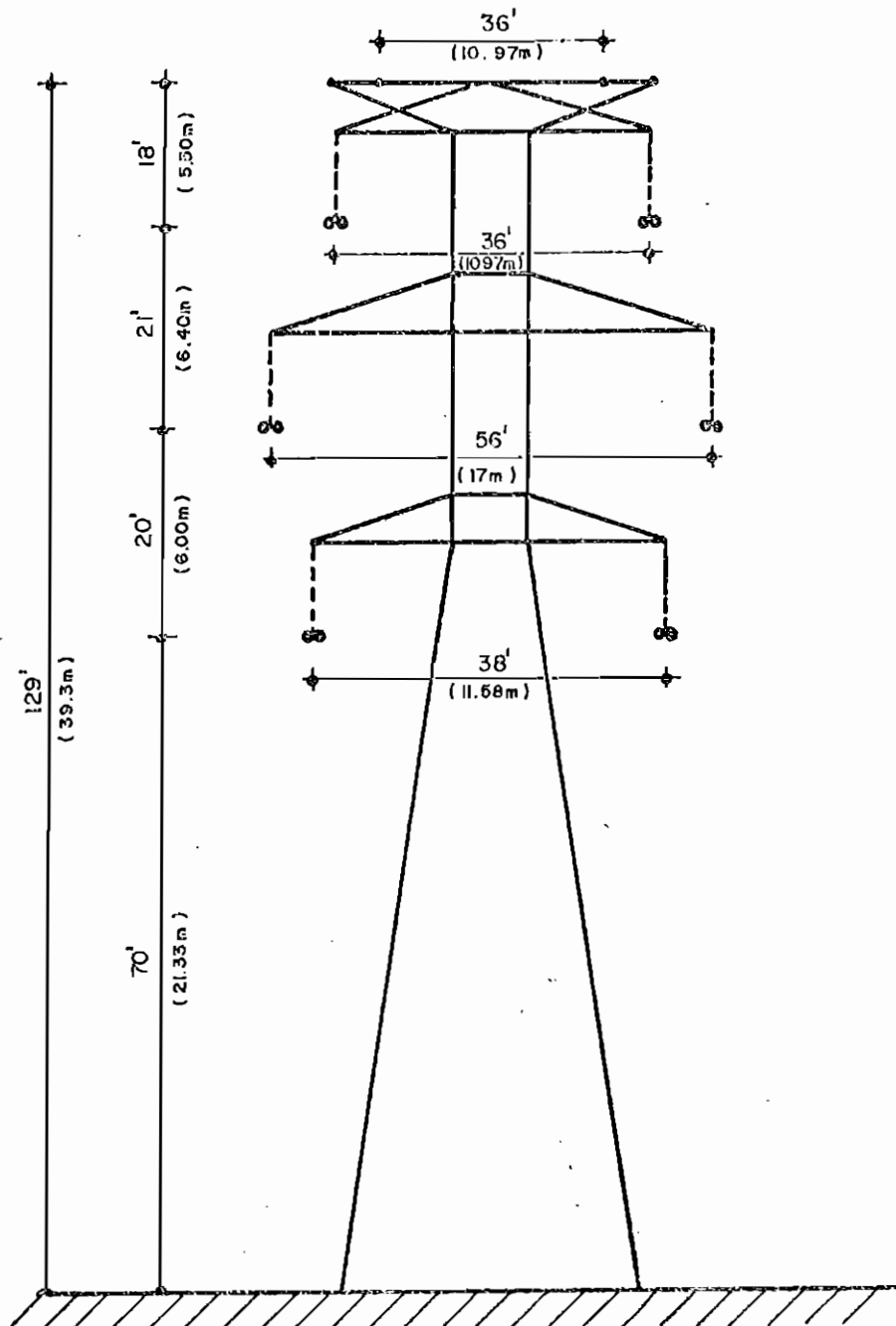


ANGULO DE APANTALLAMIENTO



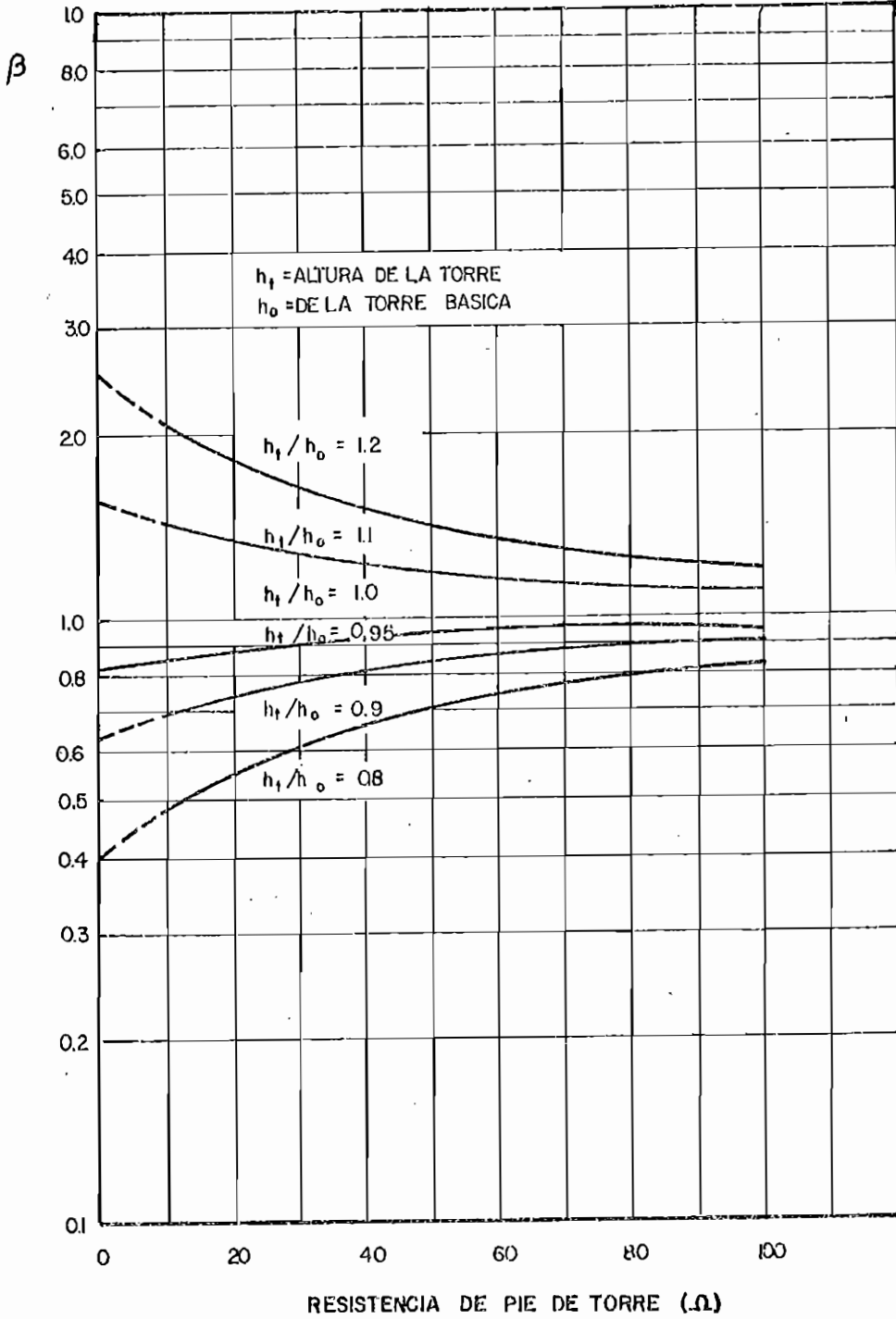
ESTRUCTURA BASICA PARA EL CALCULO DE INTERRUPCIONES CAUSADAS POR RAYOS EN LINEAS DE DOBLE CIRCUITO (MENORES A 345 KV) CON UN CABLE DE TIERRA

FIG. 23



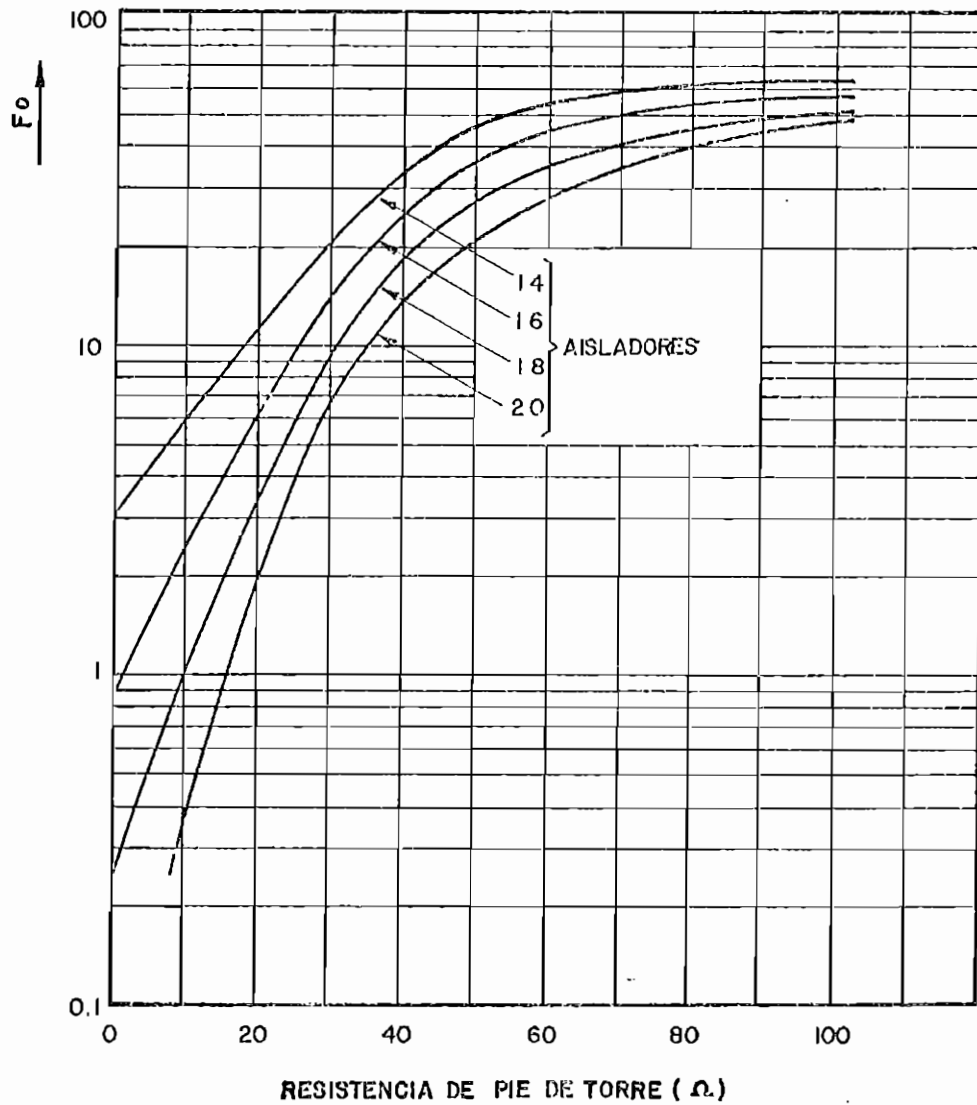
ESTRUCTURA BASICA PARA EL CALCULO DE INTERRUPCIONES CAUSADAS POR RAYOS EN LINEAS DE DOBLE CIRCUITO (MENORES A 345 KV) CON DOS CABLES DE TIERRA.

FIG. 24



EFECTO DE LA RELACION DE INTERRUPCIONES AL CAMBIAR LA ALTURA DE LA TORRE RESPECTO A LA ALTURA DE LA TORRE BASICA

FIG. 25

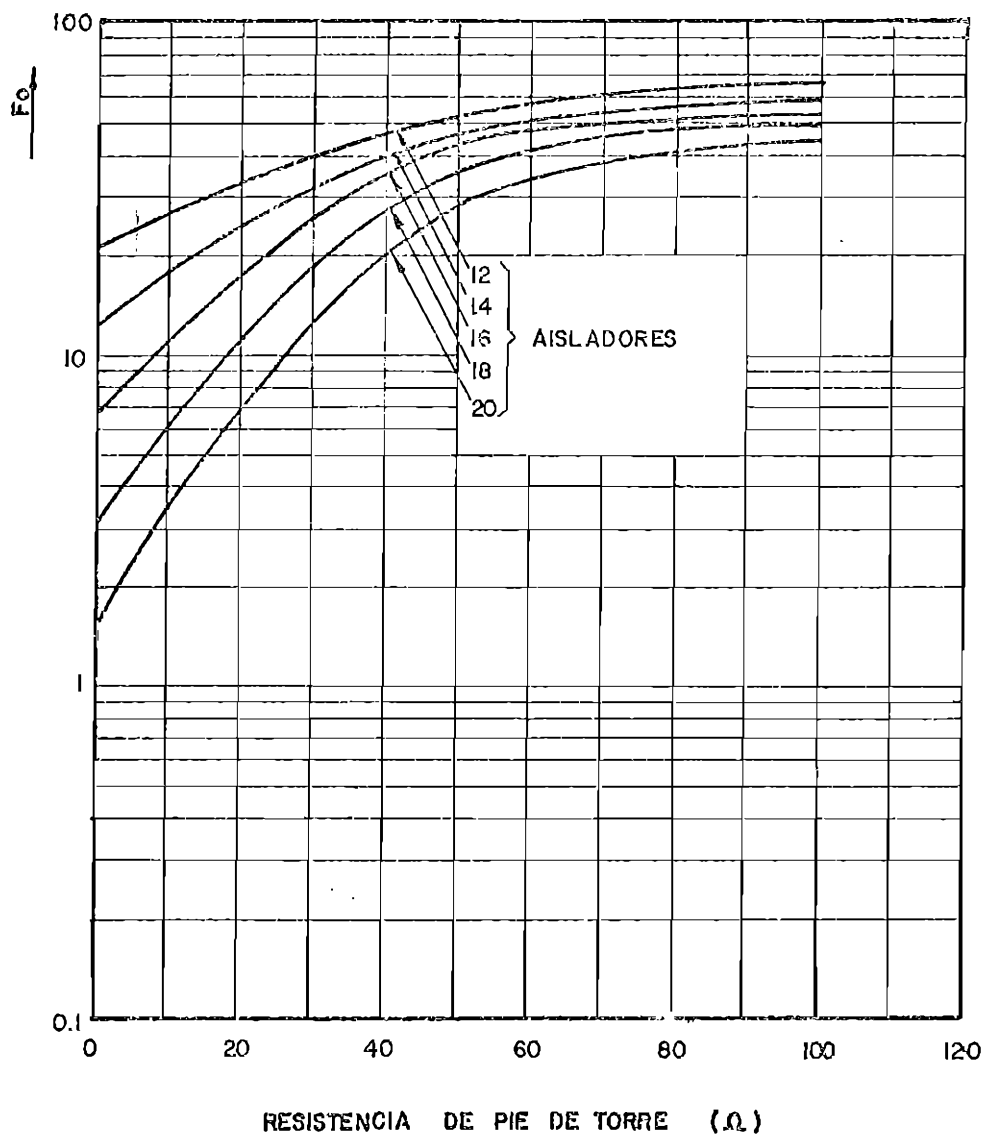


CURVAS DE COMPORTAMIENTO CONTRA RAYOS PARA CIRCUITO DOBLE VERTICAL CON DOS CABLES DE TIERRA (VER FIG. 23)

(VANO MEDIO = 1.100 PIES = S_0)

PARA LINEAS MENORES A 345 KV

FIG. 26



CURVAS DE COMPORTAMIENTO CONTRA RAYOS PARA CIRCUITO DOBLE VER-
TICAL CON UN CABLE DE TIERRA (VER FIG. 24)

(VANO MEDIO=1100 PIES = S_0)

PARA LINEAS MENORES A 345 KV

FIG. 27

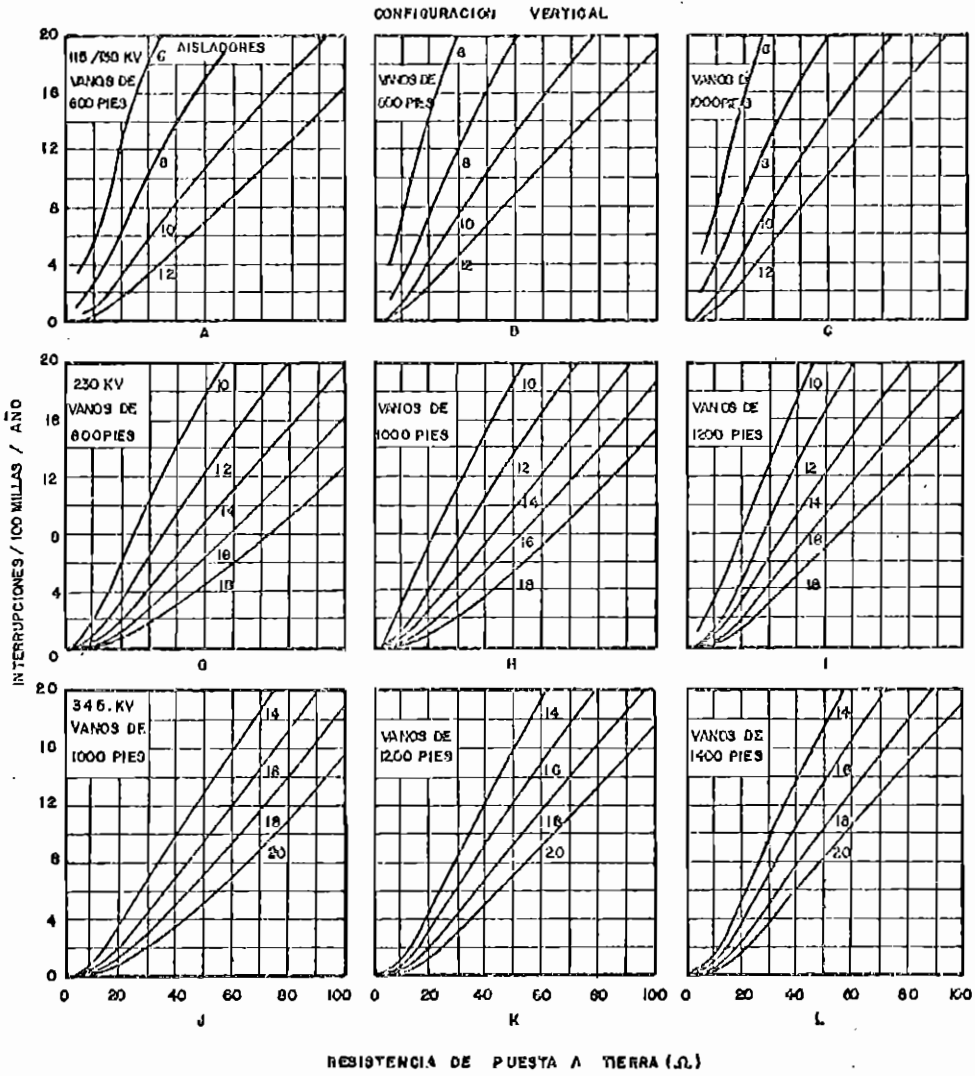
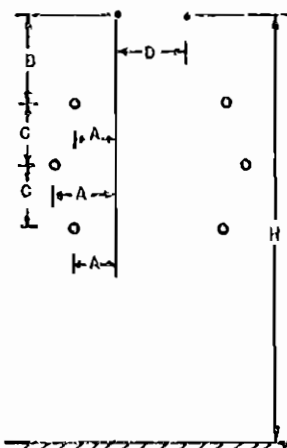


FIG. 28

COMPORTAMIENTO DE UNA LINEA DE CONFIGURACION VERTICAL PARA UN NIVEL ISOCERAUNICO 30 (AISLADORES $10'' \times 6 \frac{5}{4}''$)



TENSIONES KV	DIMENSIONES METROS					
	A	B	C	D	E	H
115/130	1.8	3.0	2.9	2.0	2.7	26.0
161	1.8	4.3	4.3	2.6	2.7	27.4
230	1.0	6.1	5.3	4.9	3.0	33.5
345	2.0	7.8	7.3	6.7	4.0	30.6

CONFIGURACION VERTICAL TIPICA USADA PARA EL CALCULO EN LAS CURVAS DE FIG. 28

FIG. 29

ÁNGULO DE APARTALAMIENTO

30°

20°

10°

0

2 INTERRUPTORES/100 Km / AÑO / 2 CIRCUITOS

4 " " "

6 " " "

NIVEL ISOCERAUNICO 30

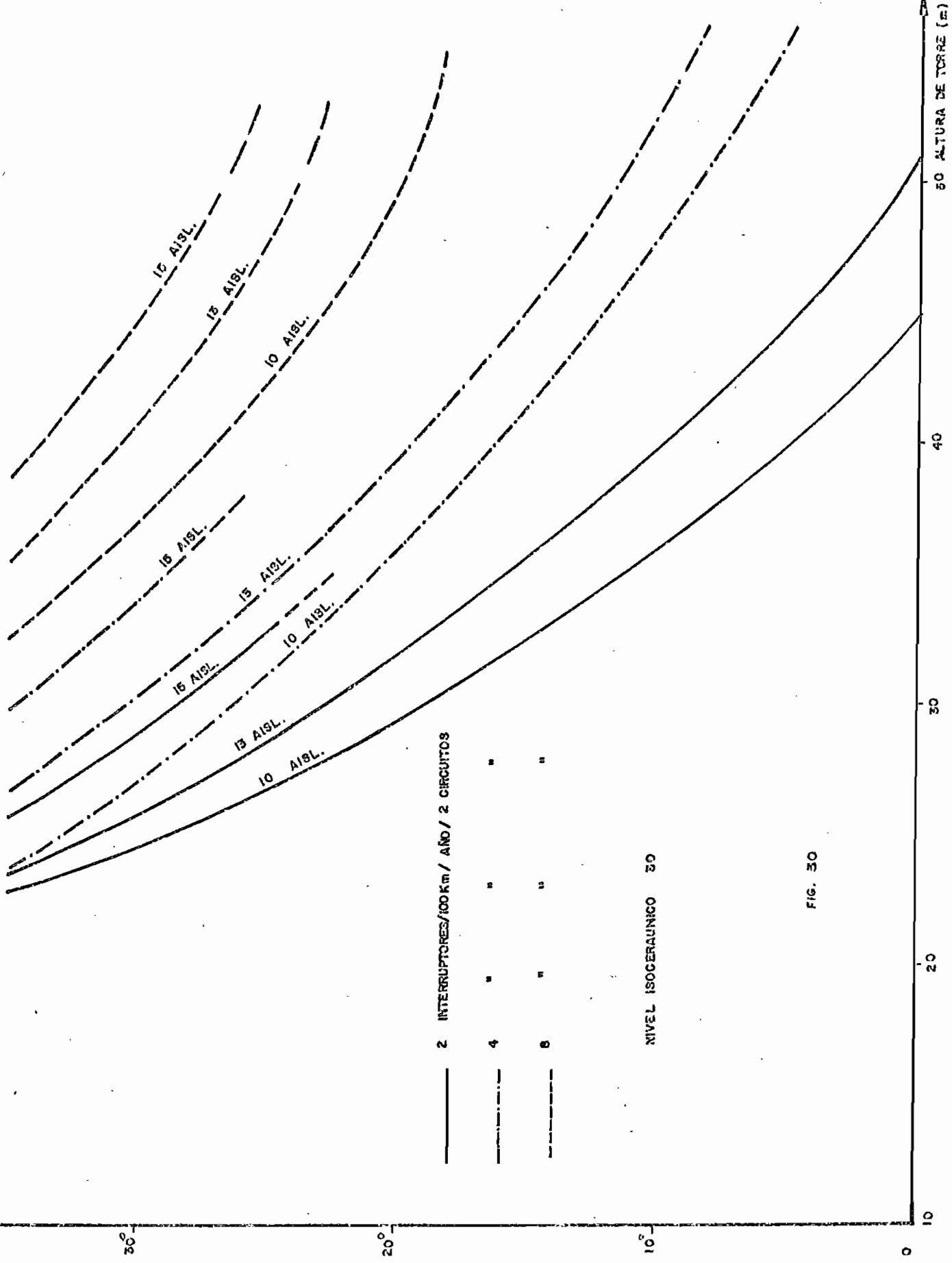


FIG. 30

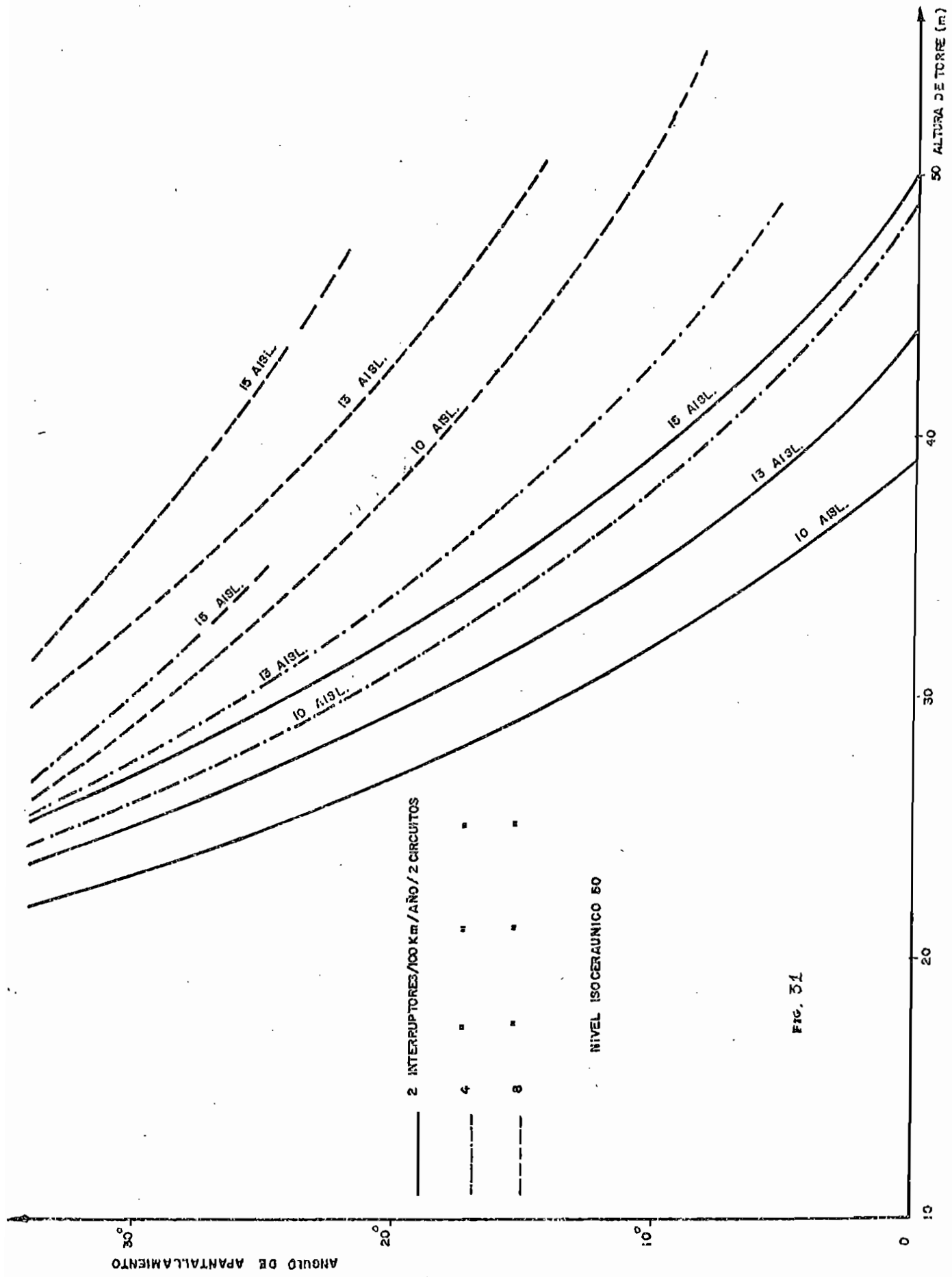
50 ALTURA DE TORRE (M)

40

30

20

10



2 INTERRUPTORES/100 KM / AÑO / 2 CIRCUITOS

4 " " " "

8 " " " "

NIVEL ISOCERAUNICO 50

FIG. 31

FLECHA A 45°C (CONDICION DE CARGA FINAL)
CONDUCTOR: BLUEJAY
113 MCM

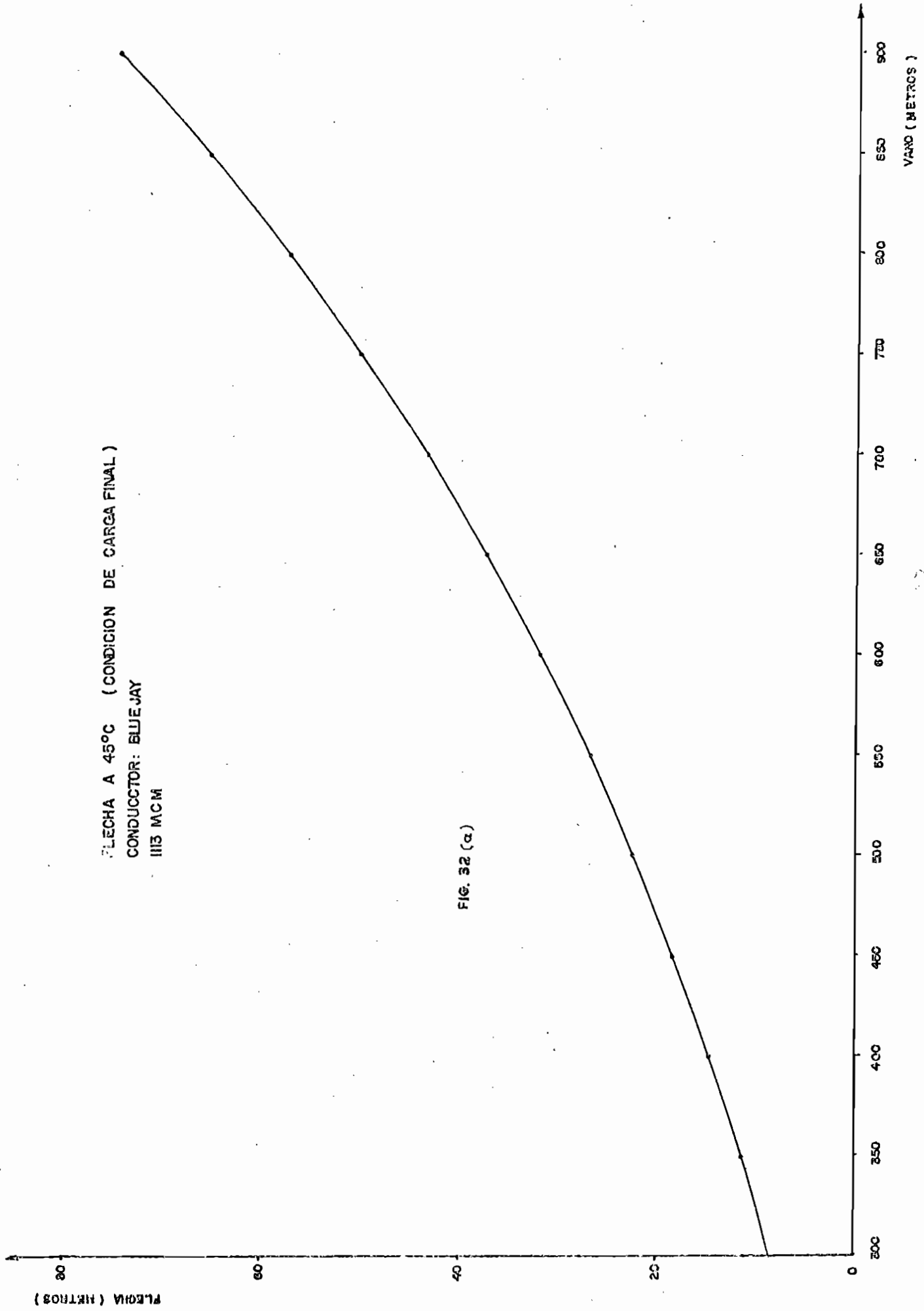


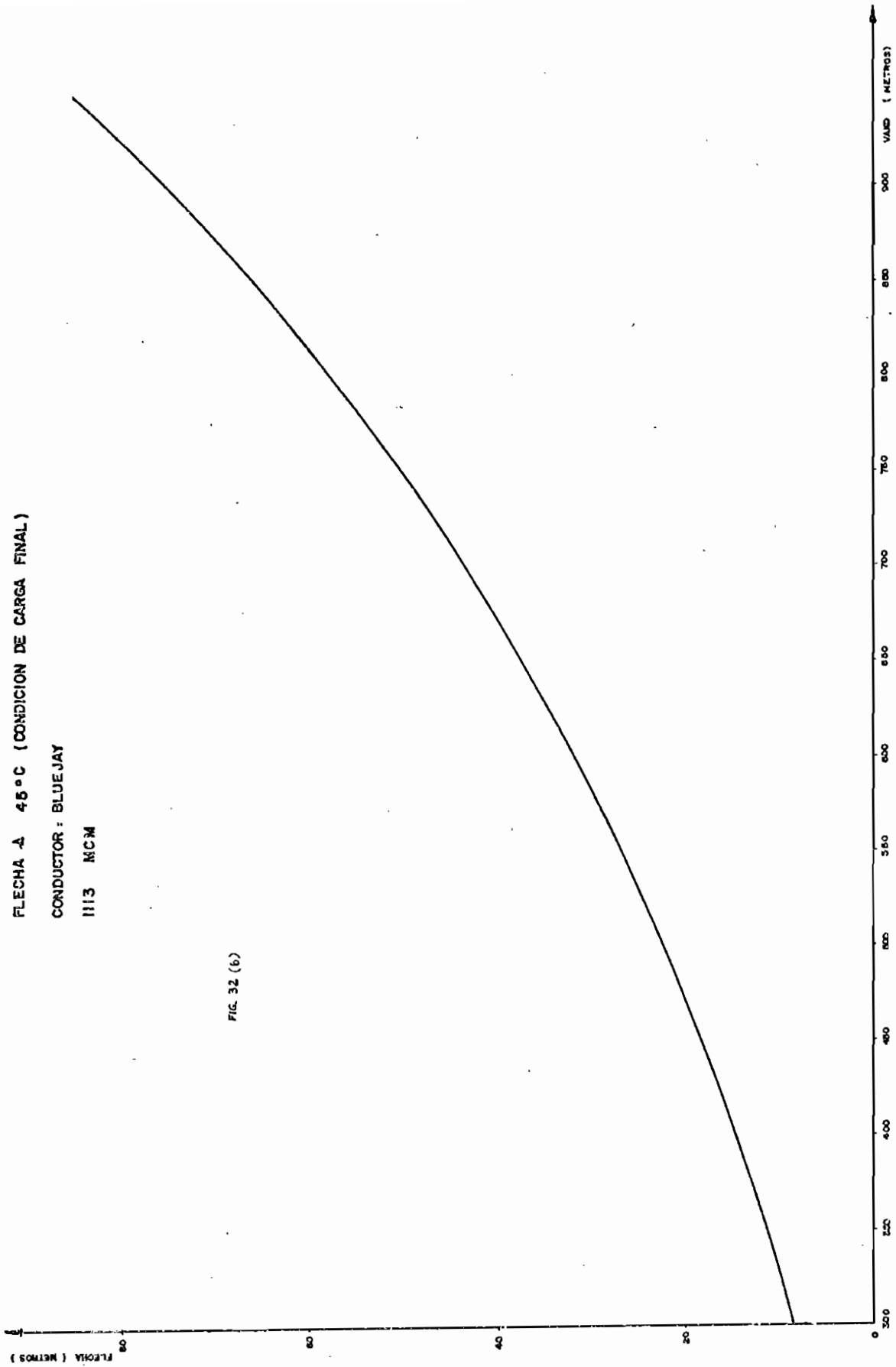
FIG. 32 (α)

FLECHA A 45°C (CONDICION DE CARGA FINAL)

CONDUCTOR : BLUEJAY

1113 MCM

FIG. 32 (b)



FLECHA A 30 ° C (CONDICION DE CARGA FINAL)
CABLE DE TIERRA

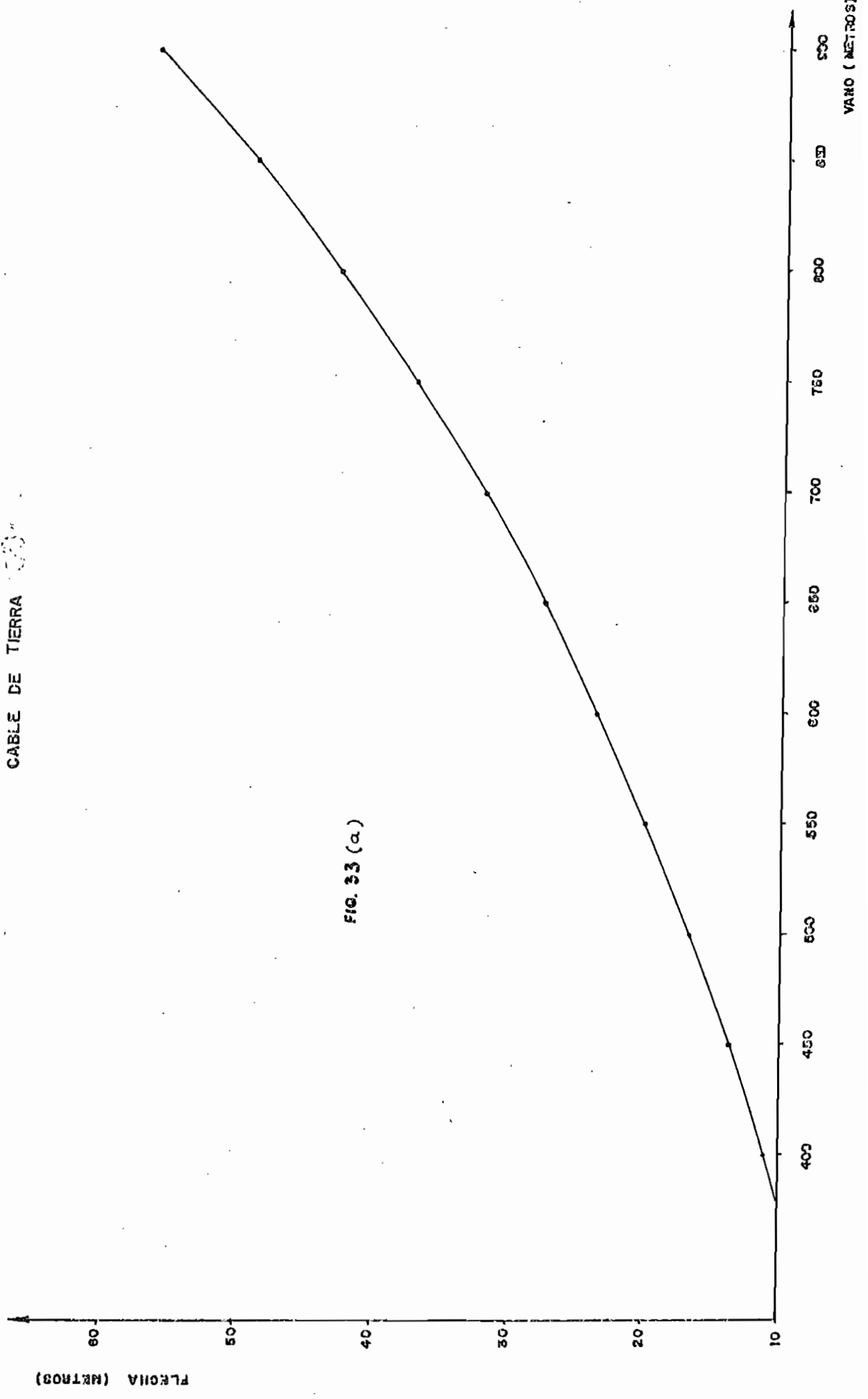
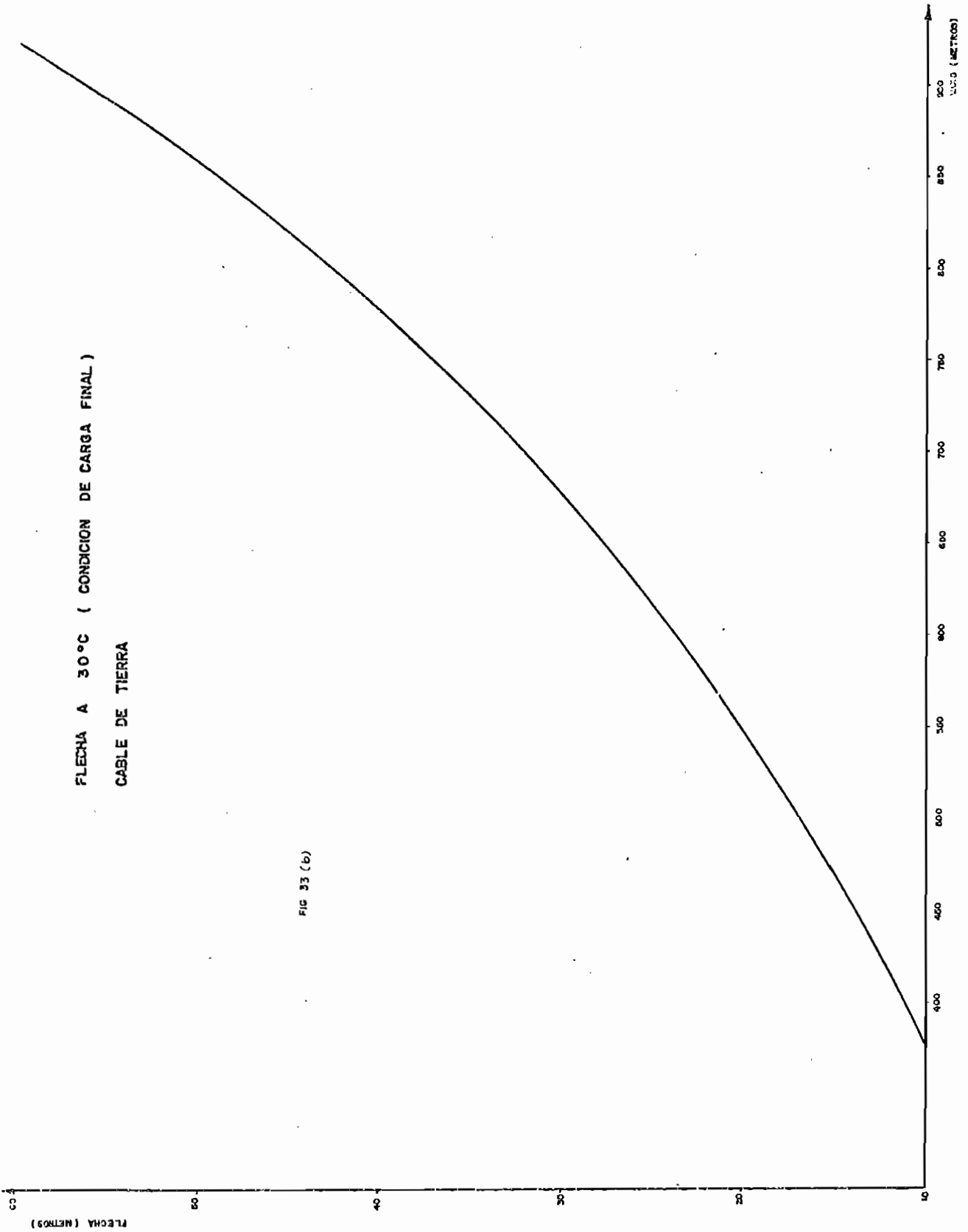


FIG. 33 (a.)

FLECHA A 30°C (CONDICION DE CARGA FINAL)
CABLE DE TIERRA

FIG 33 (b)



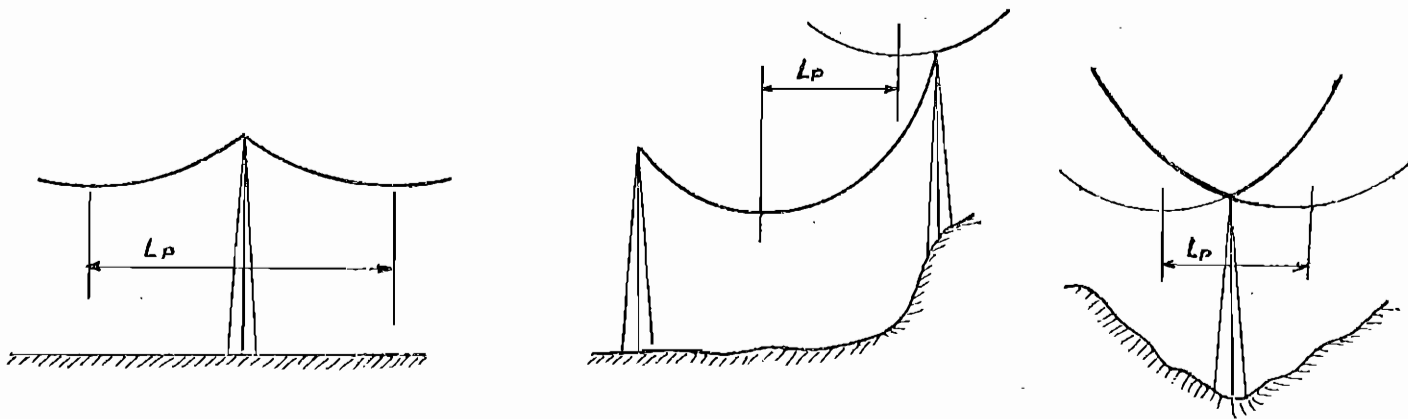


FIG. 34

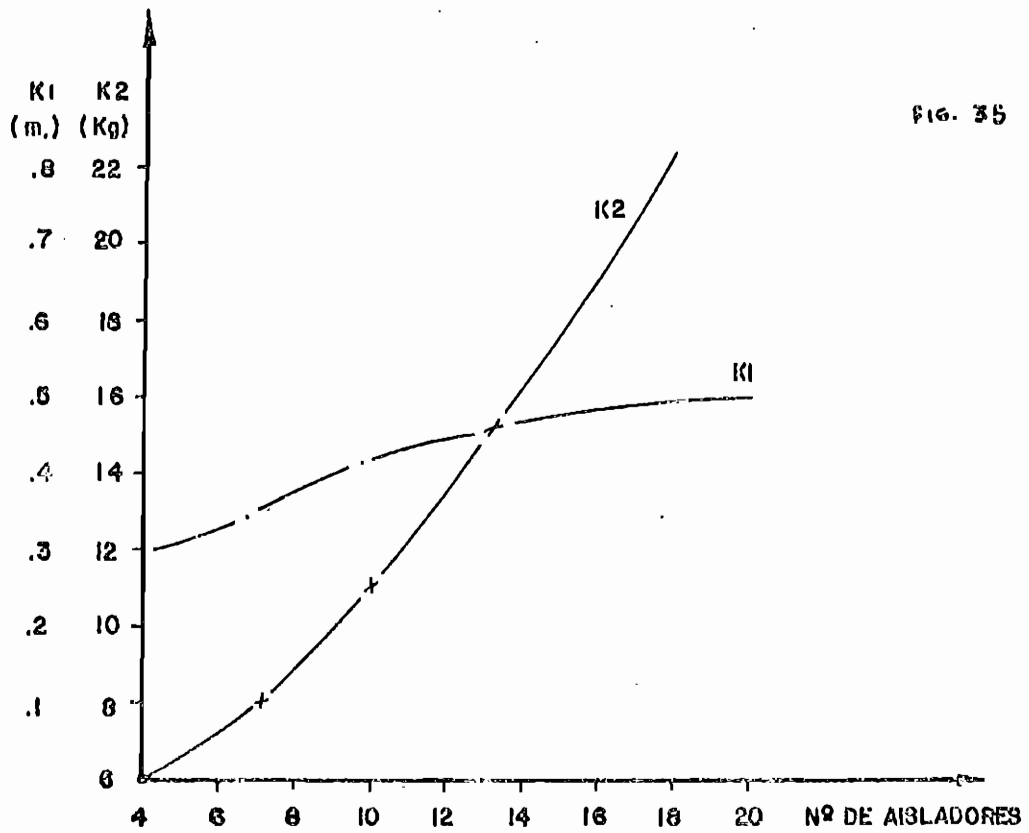
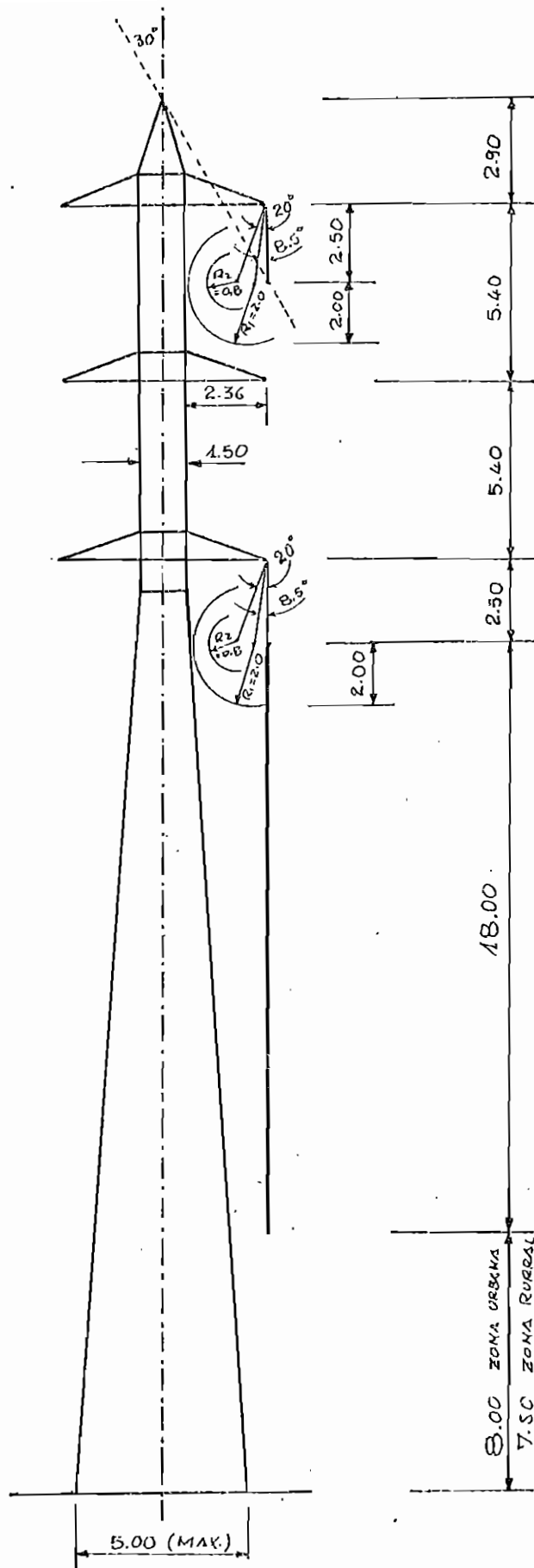


FIG. 35

fig. 39



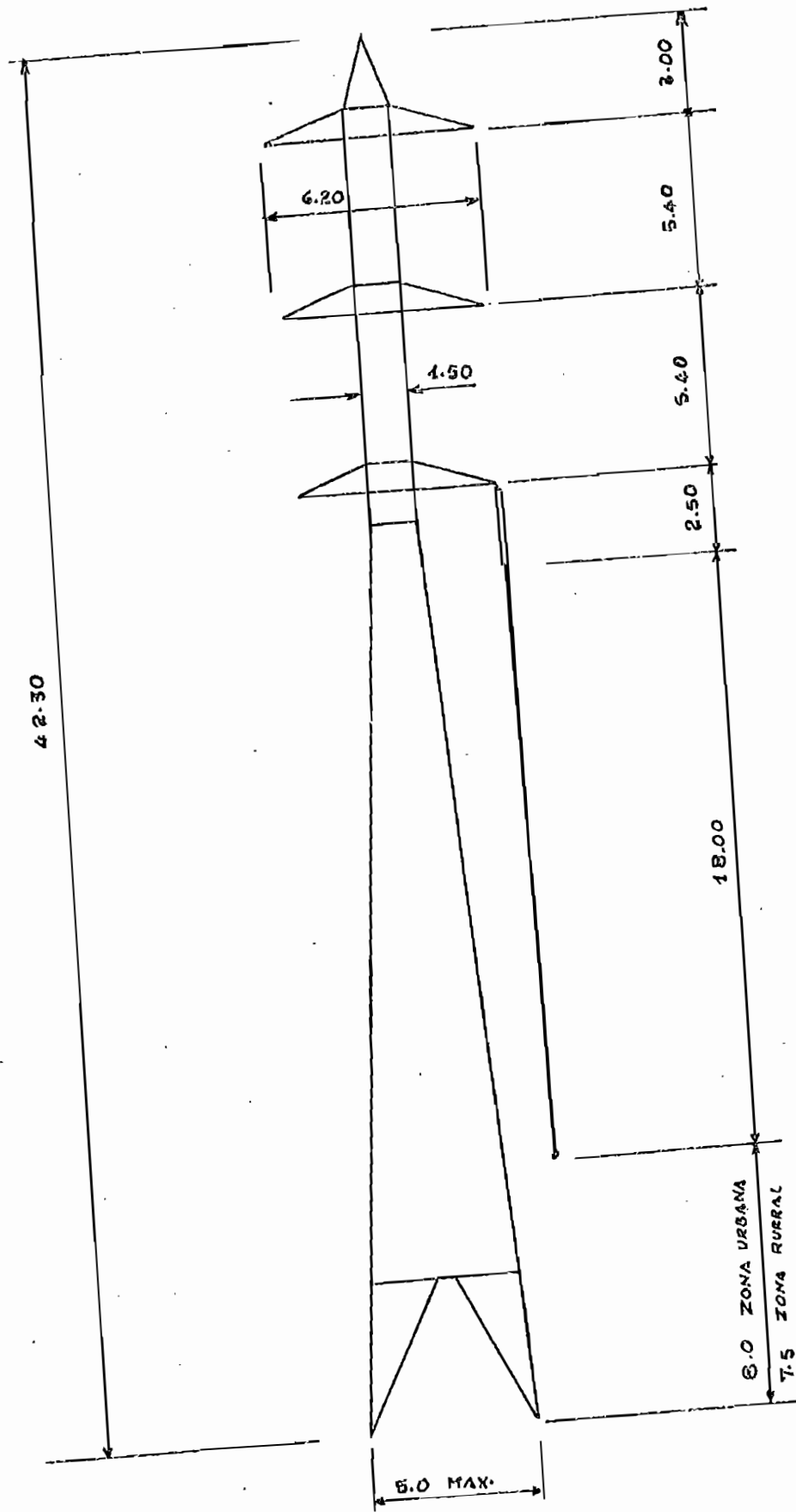


FIG. 40

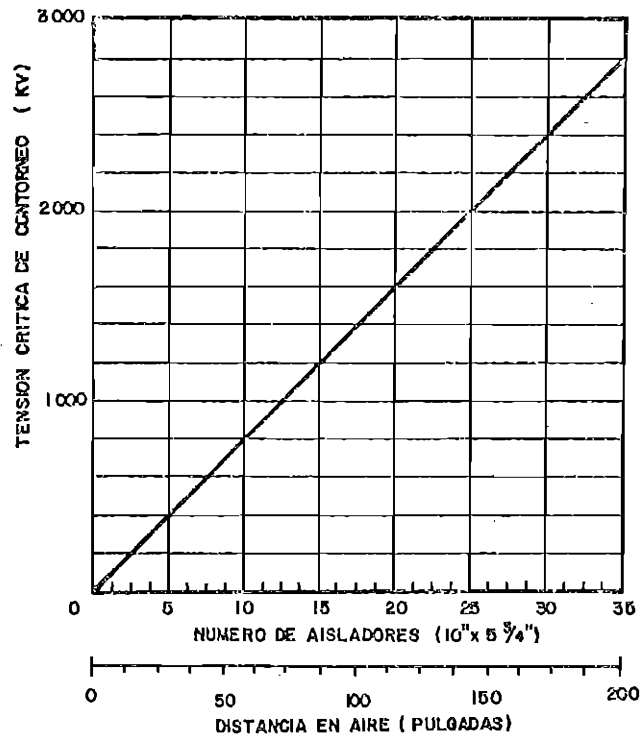


FIG. 4.2

TENSIONES (1.2/60 us) DE CONTORNEO EN AISLADORES
(10" x 5 3/4")

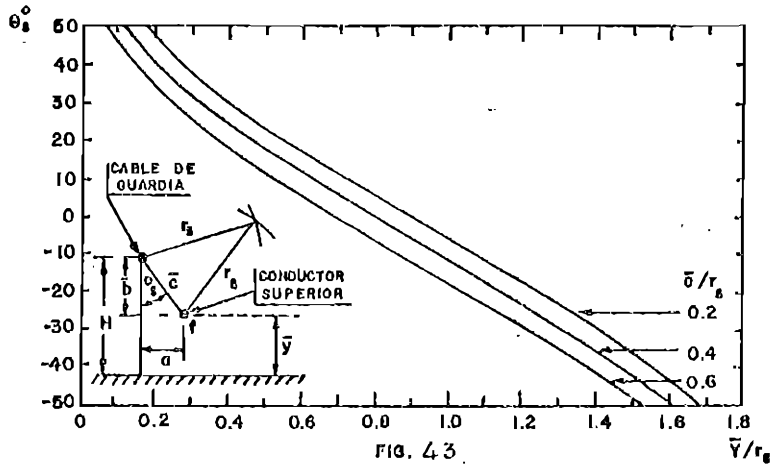


FIG. 4.3

ANGULO CRITICO (θ_c) COMO FUNCION DE LA ALTURA MEDIA DEL CONDUCTOR DE LA FASE SUPERIOR (\bar{y}) Y DE LA SEPARACION ENTRE EL CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDIA (\bar{c}). PARA LINEAS DE 110-345 KV

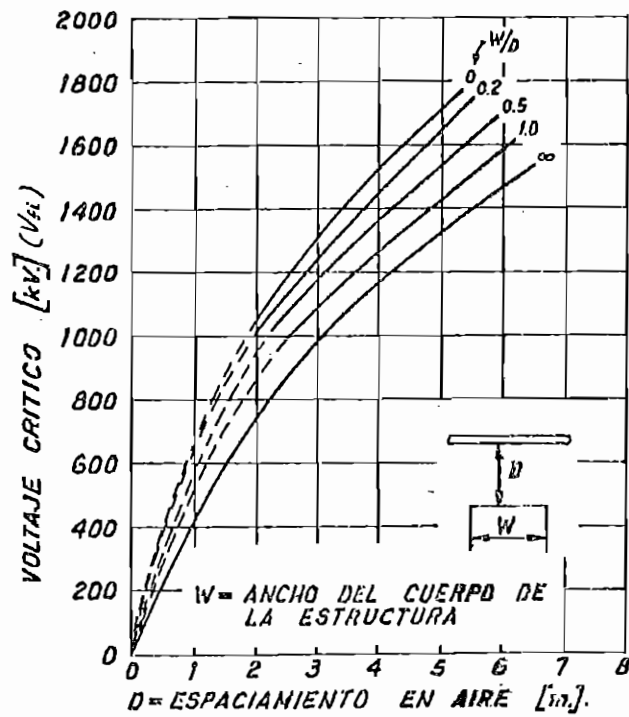


FIG. 44.- CURVAS DE VOLTAJES TRANSIENTES CRITICOS PARA EL ESPACIAMIENTO EN AIRE ENTRE CONDUCTOR Y ESTRUCTURA. (V_{ti}).

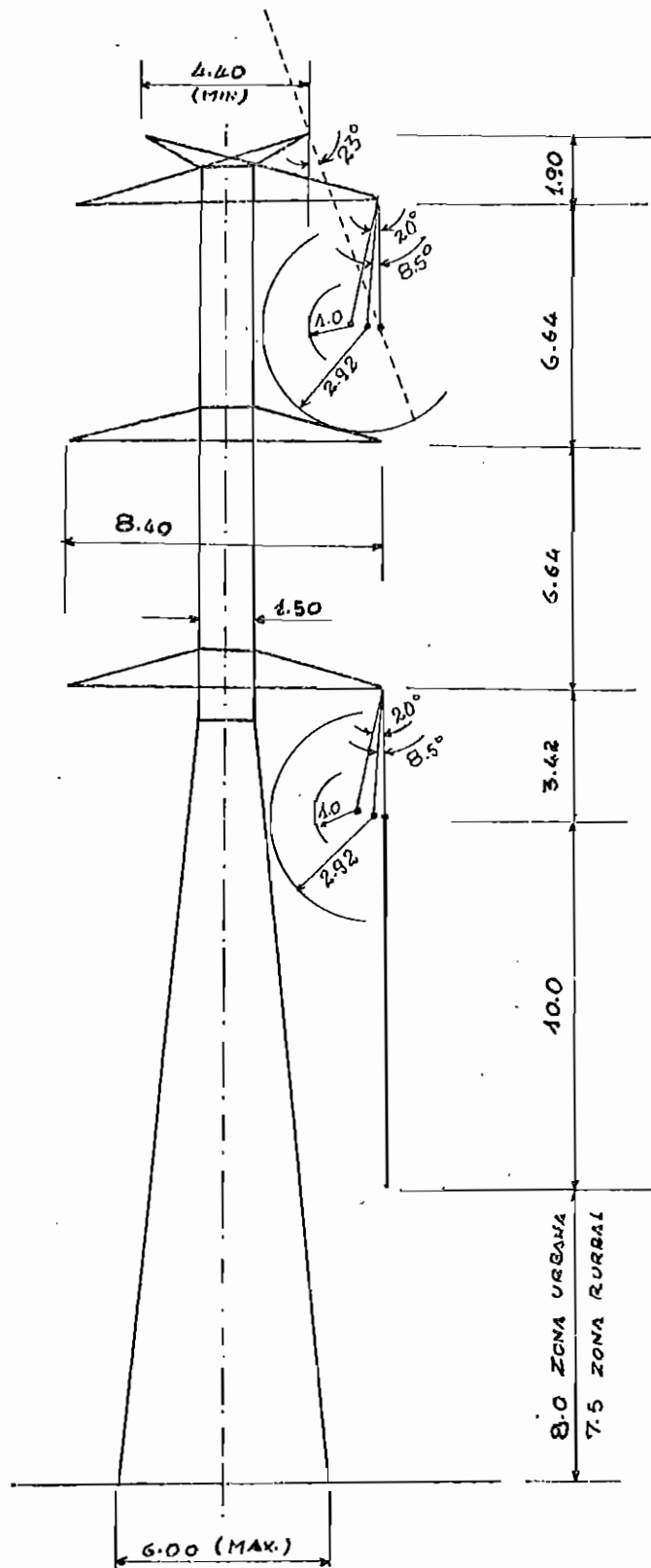
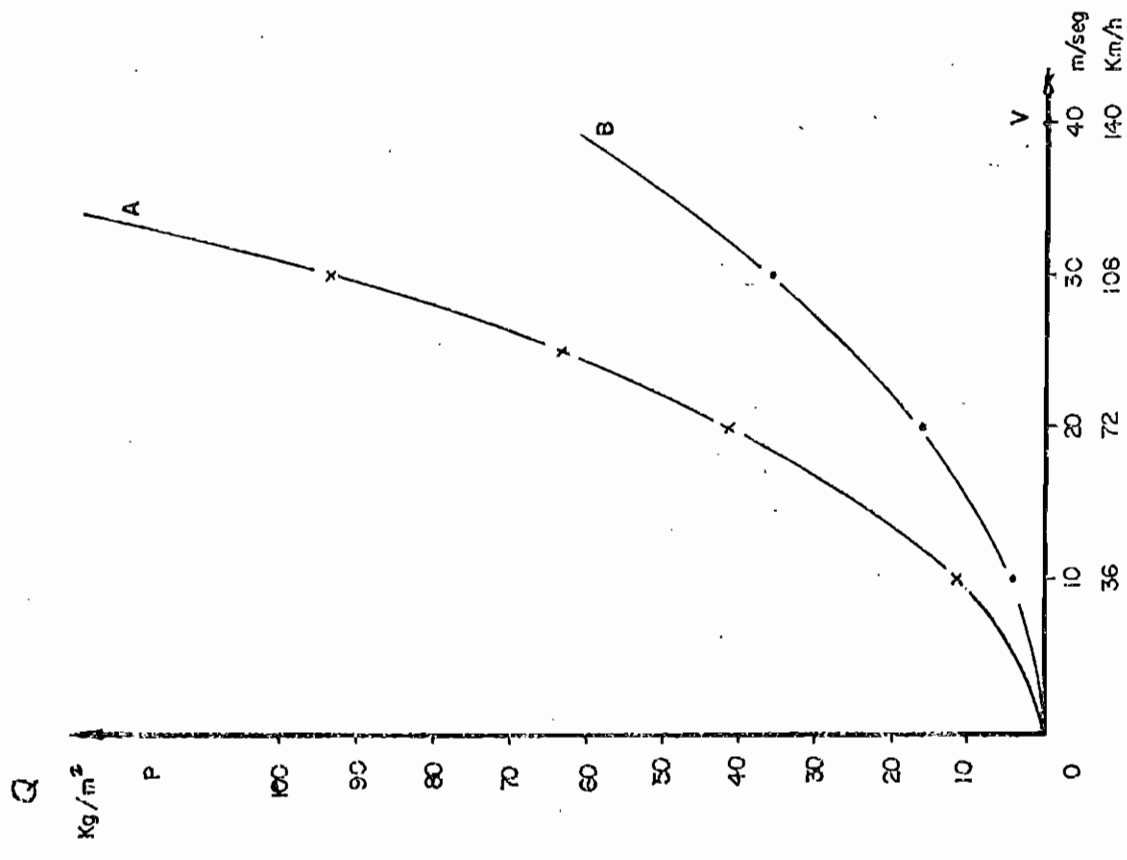


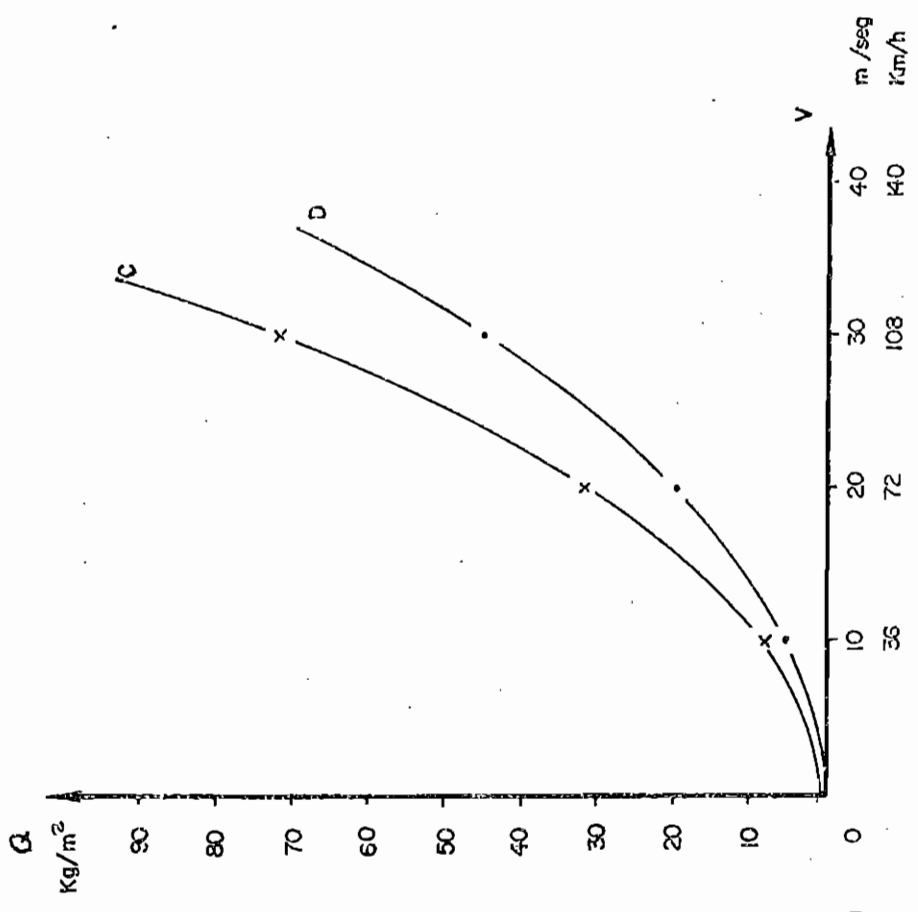
FIG. 45

FIG. 46



CONDICION (a)

A: $\beta = 1.0$ PARA TORRE Y ACCESORIOS
 B: $\beta = 0.75$ PARA CONDUCTORES



CONDICION (b)

C: $\beta = 0.75$ PARA TORRE Y ACCESORIOS
 D: $\beta = 1.0$ PARA CONDUCTORES

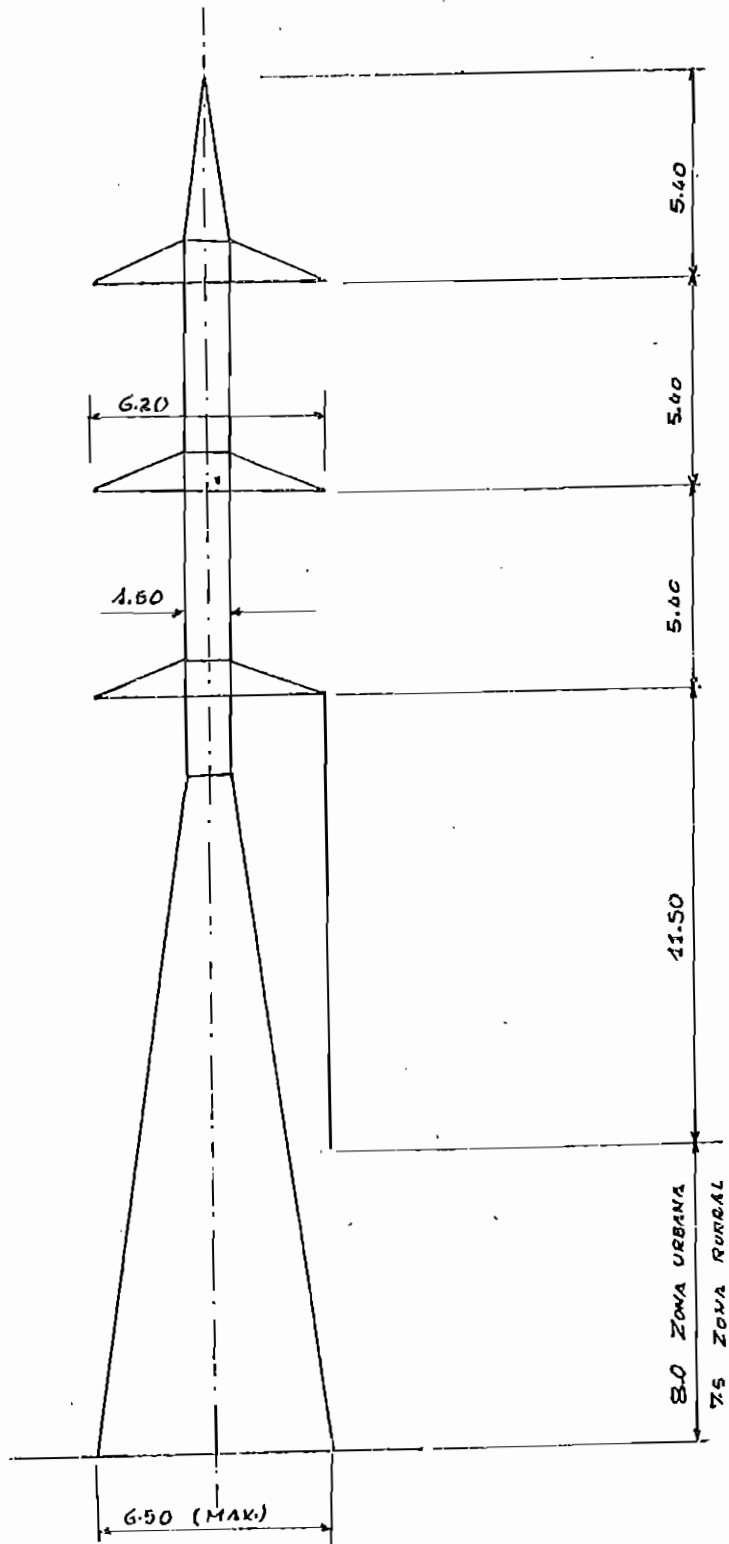


FIG.47

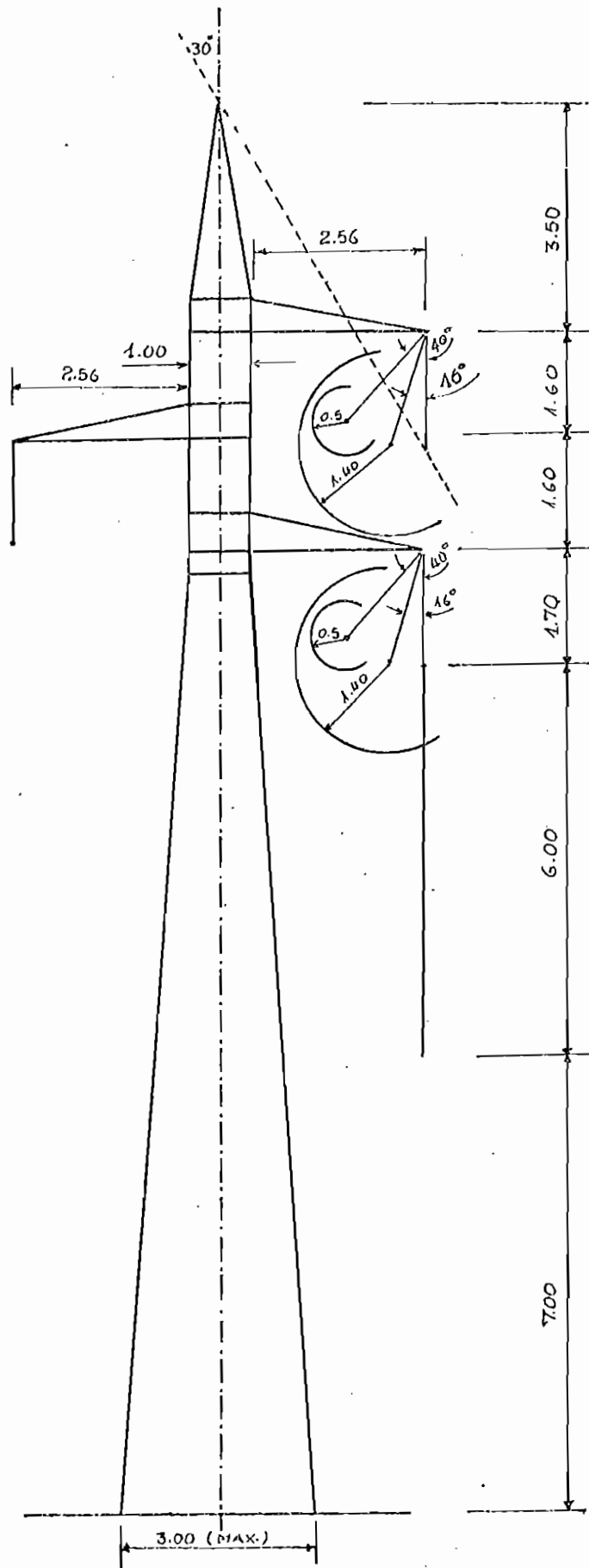


fig. 48

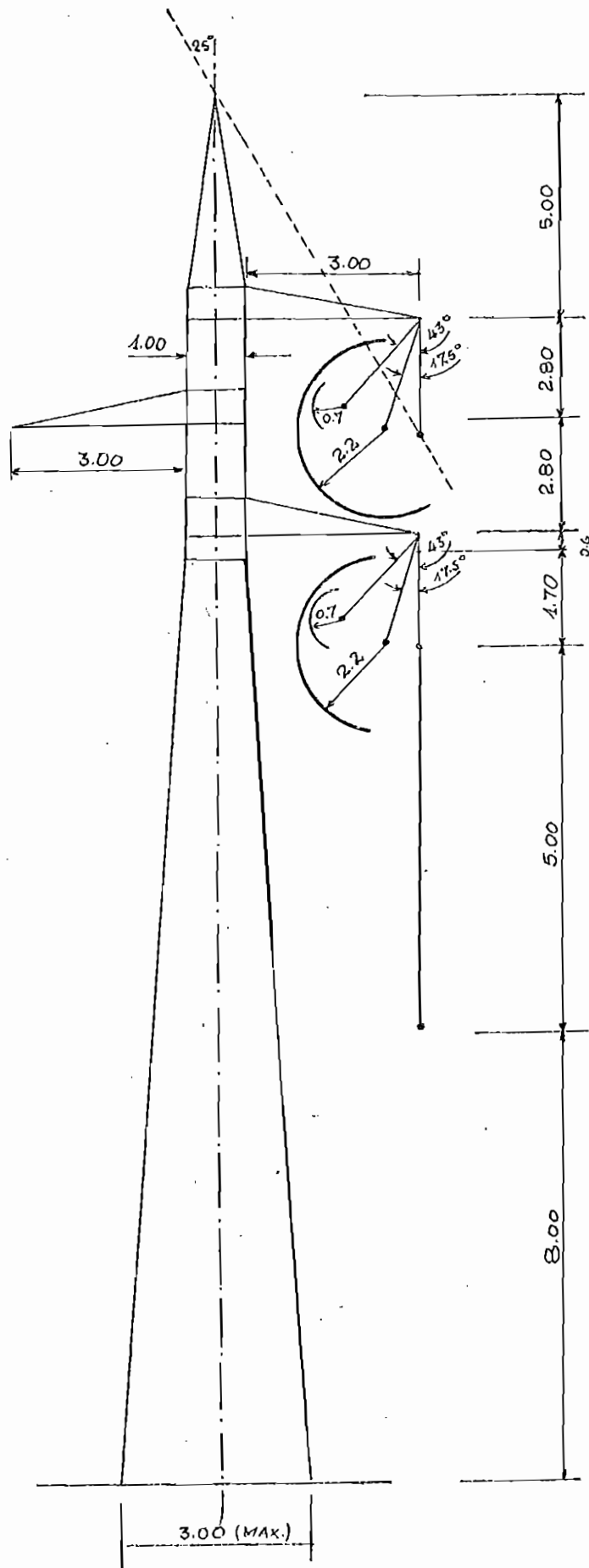


fig. 49

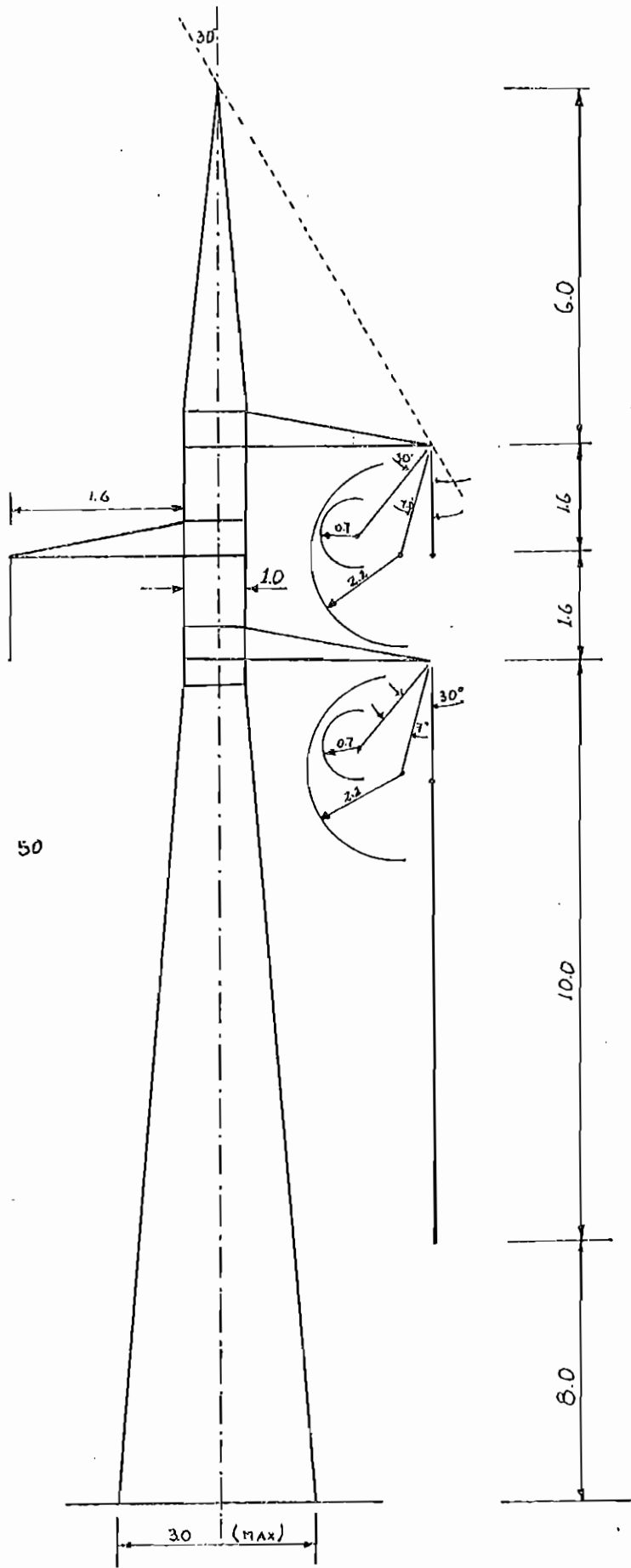


fig: 50

BIBLIOGRAFIA

- 1 - Diesendorf, W.,
Overvoltages on High Voltage Systems.
Rensselaer Bookstore,
Troy, N.Y., (1971).
- 2 - Lewis
The protection of transmission Systems Against Lightning.
Dover Publications,
N.Y., (1965)
- 3 - Bewley, L. V.,
Traveling Waves on transmission systems.
Dover Publications,
N.Y., (1963).
- 4 - General Electric Company,
EHV Transmission Line Reference Book.
Edison Electric Institute
N.Y., (1963).
- 5 - Armstrong, H.R., and Whitehead, E.R.,
Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding.
IEEE Transactions, Power Apparatus and Systems,
88, 617 - 626 (1968).
- 6 - Clayton, J.M., and Young, F.S.,
Estimating Lightning Performance of Transmission Lines.
IEEE Transactions, Power Apparatus and Systems,
83, 1102 - 1110 (1964).
- 7 - Stevenson,
Análisis de Sistemas de Potencia.
Mack-Graw Hill (1962).
- 8 - Curso de Líneas de Transnisi3n Para Profesionales.
ENDESA - Chile
1974.