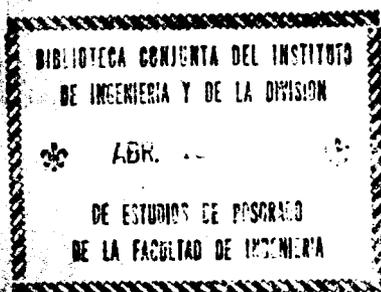


F - DE PFI
A 25
1980
VOL. 4

DIVISION DE ESTUDIOS SUPERIORES

FACULTAD DE INGENIERIA

ACTUALIZACION SOBRE TEMAS SELECTOS DE DISTRIBUCION



TOMO IV

Ing. Roberto Espinosa Lara

2183

INDEX

ACTUALIZACION SOBRE TEMAS SELECTOS DE DISTRIBUCION

TOMO IV

- 17.- FENOMENO DE FERRORESONANCIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.
R. ESPINOSA - J. YEBRA.
IEEE MEXICON-1978.
- 18.- LOCALIZACION OPTIMA DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION Y DETERMINACION DE SU AREA DE SERVICIO.
P. RIVERA - R. ESPINOSA
IEEE MEXICON-1978.
- 19.- PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES EN SISTEMAS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION.
R. ESPINOSA - J. YEBRA.
CONELEC - CIA. DE LUZ -
1978
- 20.- SOLUCION ECONOMICA DE REDES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION -- SUBTERRANEA PARA FRACCIONAMIENTOS.
J. YEBRA - R. ESPINOSA.
IEEE MEXICON - 1978.
- 21.- PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCION AEREOS.
J. YEBRA - R. ESPINOSA.
IEEE MEXICON - 1979.
- 22.- BREVE ANALISIS ECONOMICO Y DE CONFIABILIDAD DE ALIMENTACION A GRANDES EDIFICIOS.
R. ESPINOSA - J. YEBRA.
IEEE MEXICON - 1979.
- 23.- ESTUDIO DINAMICO DE REDES SUBTERRANEAS DE DISTRIBUCION.
J. YEBRA - R. ESPINOSA.
3a. REUNION DISTRIBUCION SUBT.

FENOMENO DE FERRORESONANCIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

R. ESPINOSA.
MIEMBRO, IEEE.
MIEMBRO ASOC. IEE.

J. YEBRA
MIEMBRO, IEEE.

J. ROBLEDO.
MIEMBRO, IEEE.

RESUMEN

La tendencia y política de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. (En liquidación) hacia el uso de sistemas subterráneos ha alcanzado tanto áreas comerciales e industriales como residenciales, lo que ha traído como consecuencia la utilización más frecuente de transformadores trifásicos (Δ/Y) conectados a alimentadores aéreos. En este trabajo se presentan los conceptos fundamentales del fenómeno de ferorrresonancia que afecta a estos sistemas, así como las soluciones posibles que se pueden emplear para evitarlo.

INTRODUCCION

El problema de ferorrresonancia, tanto para un circuito en general como para un circuito de un Sistema de Potencia, generalmente se enfoca de dos maneras: el circuito y la no linealidad de la inductancia (inductancia de magnetización) son simplificados de tal manera, que los desarrollos matemáticos sean razonablemente sencillos o bien el circuito se mantiene tan complejo como sea posible para simular la situación real en que el fenómeno se presenta, debiéndose utilizar en este caso un simulador analógico o bien una computadora digital que pueda resolver el modelo empleando a pesar de su complejidad.

Una cantidad considerable de trabajos técnicos se han escrito sobre este fenómeno, aumentando el interés general en los últimos

R. ESPINOSA, J. YEBRA, J. ROBLEDO, actualmente en la Sección de Estudios de Redes, Gerencia de Distribución, de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. (En liquidación).

años debido a los nuevos diseños de estructuras y equipo eléctrico utilizados en los sistemas de distribución actuales. Algunos de ellos^{1,2} han analizado el problema utilizando un circuito serie simplificado Fig. 1 y otros³ han estudiado el fenómeno en circuitos paralelos Fig. 2. Un circuito más complejo, Fig. 3, ha sido estudiado por Glenn W. Swift⁶ empleando métodos experimentales y de simulación; en este circuito está representado un transformador de potencia sin carga por medio de su impedancia de magnetización conectada a una red representada por su fuente equivalente e impedancia. En este trabajo se demuestra que la ocurrencia del fenómeno en este circuito puede ser predecida cuantitativamente. Para ciertos parámetros dados, Swift concluyó que el salto o elevación de tensión puede ocurrir si la tensión aplicada excede de ciertos valores, estando estos dentro de extremos finitos.

No hay, en realidad, diferencias fundamentales entre el fenómeno que se presenta en los sistemas de transmisión de potencia y el que se puede observar en líneas de distribución. Las disimilitudes encontradas son debidas o causadas por las características de los circuitos y métodos de interrupción. Los largos circuitos de transmisión pueden presentar combinaciones de capacitancias de línea e impedancias de las fuentes que pueden resonar naturalmente en alguna armónica particular de la frecuencia de la fuente. Sin embargo, esta situación no necesariamente causará disturbios. Usualmente una carga resistiva de 5% de la capacitancia de la línea será adecuada para amortiguar las oscilaciones en el sistema.

Los valores relativos de la inductancia y capacitancia de un sistema típico de distribución son tales, que un fenómeno de ferrosresonancia parecido al que se menciona en el párrafo anterior es muy difícil que se encuentre. Es en cambio, mucho más probable que en un sistema de distribución el fenómeno se presente causado por condiciones de desbalanceo de fases, como por ejemplo: apertura o cierre monopolar de un circuito trifásico. La capacitancia del sistema es también, en este caso, causa de resonancia, es decir, la relación tan grande, que en ocasiones existe, entre C/R en un cable puede ser suficiente para sostener las oscilaciones.

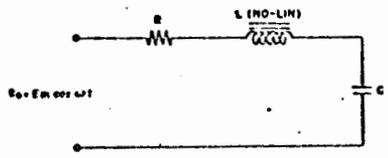


Figura 1 -- Circuito ferro-resonante serie

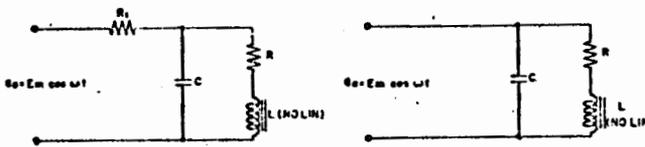


Figura 2 -- Circuitos ferro-resonante paralelo

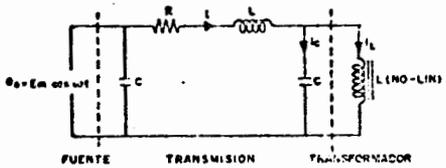


Figura 3 -- Transformador conectado a una línea de transmisión

ANÁLISIS DEL FENÓMENO DE FERROSRESONANCIA.

Un análisis aproximado del fenómeno de ferrosresonancia es posible hacerlo basado en el circuito mostrado en la fig. 1. Desprestando la resistencia. La ecuación fundamental de este circuito sería:

$$E_S = E_L + E_C \text{ ----- (1)}$$

Donde:

- E_S = Voltaje r. m. s. aplicado.
- $E_L = f(I)$.
- $E_C = -I/\omega C$

Esta ecuación la podemos graficar en un plano E/I , tal como se muestra en la figura 4, y resolver gráficamente con objeto de analizarla más detenidamente:

a) El voltaje aplicado E_S es una función lineal y no depende de la corriente, es decir:

$$E_S = f(I)$$

b) El voltaje en la inductancia, E_L , es función de I , $f(I)$; pero tiene características de no linealidad, y es usualmente determinado por pruebas de laboratorio.

c) El voltaje en el capacitor es función lineal de I , pasa por el origen y su pendiente será función de la frecuencia de E_S y la reactancia capacitiva. Dos valores distintos de C son graficados ($C_1 < C_2$).

La solución gráfica de esta ecuación se muestra en la figura 5:

$$E_L = E_S - (-E_C) = E_S + E_C$$

o bien:

$$E_L = f(I) = E_S + \frac{I}{\omega C} \text{ ----- (2)}$$

Al observar la figura No. 5, la curva No. II, o solución para C_2 , notamos que interseca a E_L en 3 puntos o soluciones que satisfacen la ecuación 2, es decir:

E_{L1} = Solución estable moderada

E_{L2} = Solución inestable y tiende E_{L1}

E_{L3} = Solución estable. Condición de ferrosresonancia.

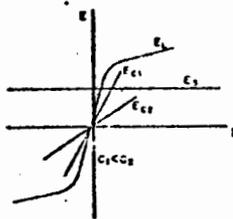


Figura 4-- Relación de los elementos del circuito serie L-C

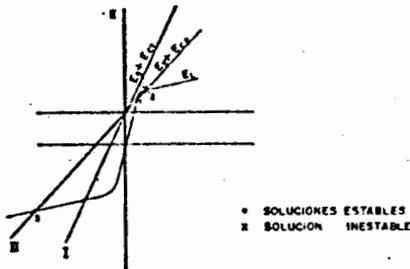


Figura 5-- Solución gráfica de $E_L = E_C + E_C$. El fenómeno de ferro-resonancia estable ocurrió en el tercer cuadrante

El punto 1 indica que algunas veces la inductancia puede no saturarse y las sobretensiones desarrolladas son reducidas, el punto 2 es un punto inestable y rápidamente decae hacia la condición dada en la solución 1, el punto 3 muestra que algunas veces sí es posible llegar a la saturación de la inductancia, resultando valores tanto de corriente, como de voltaje elevados.

Es evidente entonces, que si la capacitancia es pequeña, C_1 , la pendiente de la curva E_C será mayor y cortará a la curva E_L en un solo punto, más abajo del punto de saturación y por lo tanto bajo estas condiciones el fenómeno de ferorresonancia no se presentará. Otra situación importante a considerar, ya que podemos llegar también a la condición de saturación, será entonces, el tiempo o instante de apertura o cierre del transformador, ya que de esto dependerá que flujo residual haya sido atrapado en el núcleo (En diseños modernos de transformadores este flujo residual puede ser hasta 80% del flujo máximo normal). Si el transformador es conectado nuevamente en un punto tal, que la onda de voltaje tienda a crear un flujo en la misma dirección que el flujo residual, el núcleo puede llegar a saturarse. Cuando no existe un valor capacitivo considerable simplemente resultará en una corriente de magnetización alta y decaerá al valor normal rápidamente. Si en cambio, tuviésemos conectados en el circuito una capacitancia en serie con el transformador (v.gr. un --

cable subterráneo) esta corriente cargará al capacitor, pudiendo producir como efecto final corrientes transitorias estables altas, así como sobretensiones anormales en el sistema. Exactamente lo que pase en cada caso específico es determinado por los siguientes factores:

- La forma de la curva de magnetización del reactor.
- La cantidad relativa de reactancia, no saturada, y capacitancia involucradas en el circuito.
- La cantidad residual de flujo del núcleo antes de la energización.
- El punto o instante sobre la onda de voltaje en el cual el circuito es re-energizado.
- La cantidad de resistencia presentada en ese instante en el circuito, que puede estar representada por la carga resistiva conectada en ese instante en el transformador.

De lo anterior, podemos concluir que el problema es extremadamente complejo y aunque se han creado modelos analógicos y matemáticos, debemos tener en mente que estos no necesariamente reproducen todos los factores que se pueden encontrar en una instalación real.

En la tabla 1 podemos resumir los resultados esperados, aproximados, de acuerdo a las sobretensiones que se pueden presentar debidos al fenómeno de ferorresonancia.

TABLA 1

VOLTAJE EN P.U. DEL NORMAL	PROBLEMAS ESPERADOS RESULTANTES
1.1	NINGUNO
1.1-1.25	SOBRE EXCITACION O INVERSION DE FASES
1.25-3	FALLA DE PARARRAYOS
>3	FALLA DE AISLAMIENTOS

CIRCUITOS FERRORESONANTES EN SISTEMAS - DE DISTRIBUCION

Dos son los modelos que pueden servir -- para estudiar el fenómeno de ferorrresonancia en el sistema de distribución. El primero de ellos lo es de una acometida subterránea (o aérea) desde un troncal aéreo.

El circuito serie de la figura 1 puede -- ser utilizado para estudiar el fenómeno. En -- la figura 6 se presenta este circuito para un sistema trifásico Δ/Y en sus dos condiciones, es decir, con una o dos fases abiertas y sus circuitos equivalentes.

El otro modelo, o estructura a conside-- rar es la que se emplea en Unidades Habitacio-- nales o Fraccionamientos. Esta es una red en anillo, de operación radial, figura 7. Los -- transformadores en este circuito son raramen-- te idénticos en capacidad o en densidad de -- flujo, variando la distancia entre estos consi-- derablemente. Sobre este punto podemos re-- cordar que siendo la ferorrresonancia un fenó-- meno causado por una impedancia alta: la reac-- tancia magnetizante del transformador (X_M) y la reactancia capacitiva del cable (X_C), en tanto que la impedancia en serie del cable -- comparativamente es muy pequeña, parece razo-- nable que toda la longitud del cable pueda -- ser representada por una reactancia capacitiva en paralelo, ignorando la impedancia serie del cable, en consecuencia la distancia entre los transformadores a lo largo del anillo es irrelevante.

Todos los parámetros antes mencionados, aunados a la no linealidad de X_M , a la cantidad de combinaciones factibles y a la complejidad del circuito real han hecho necesario -- la utilización de una computadora analógica -- para resolver el problema⁵; los transformadores fueron conectados en paralelo y el cable representado por capacitores conectados de líneas a tierra. En la figura 8 se muestran los resultados obtenidos para estas condiciones. Las curvas fueron desarrolladas usando combinaciones de capacidad de transformadores y -- flujos de operación, las combinaciones inclu--

yeron:

- Transformadores similares en capacida-- des y densidad de flujo.
- Transformadores de capacidades diferen-- tes y misma densidad de flujo
- Transformadores de capacidades diferen-- tes y diferentes densidades de flujo.

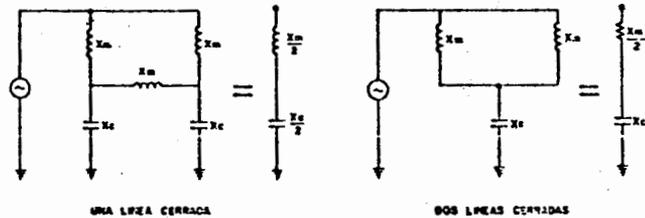
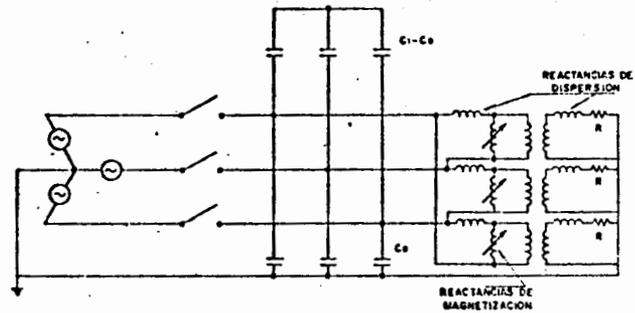


Figura 6 - Circuitos trifásicos equivalentes (Δ/Y) para acometidas subterráneas

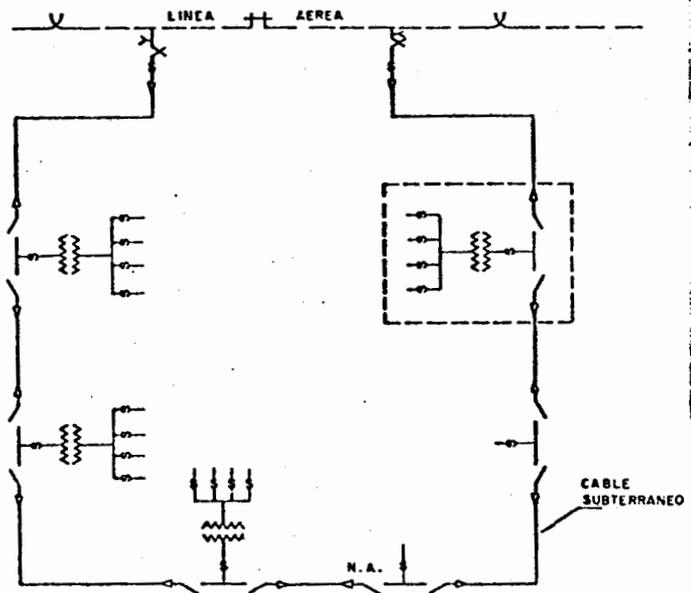


Figura 7 Red en anillo operación radial

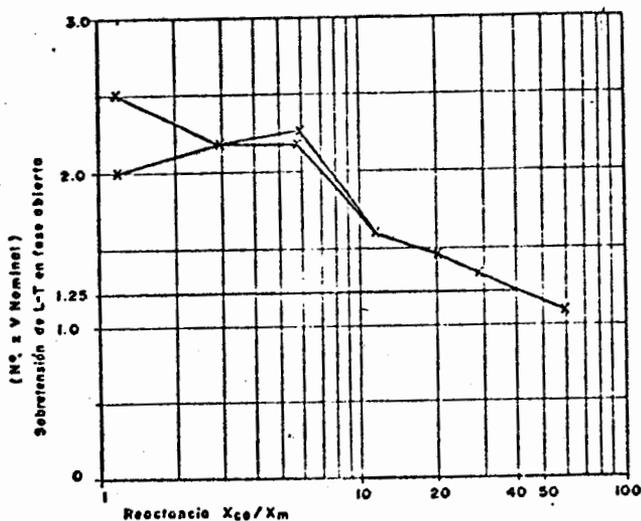


FIGURA 6

ANÁLISIS DE LOS CIRCUITOS PROPUESTOS

ACOMETIDAS. En cualquier tensión existe una longitud de cable o línea aérea en derivación más allá de la cual las sobretensiones debidas a la ferorresonancia pueden presentarse cuando una o dos fases están abiertas.

Quando las derivaciones son cables aislados, las sobretensiones pueden desarrollarse con neutro no aterrizado o bancos primarios en delta.

La presencia de capacitores puede disminuir la longitud permisible de las derivaciones, es entonces recomendable nunca localizar el banco de capacitores sobre estos circuitos.

El método que usualmente se utiliza para evitar en lo posible el efecto ferorresonante es limitar la longitud permisible del cable en derivaciones. Esta longitud es influenciada por la capacidad del transformador, la tensión normal, la conexión de los transformadores, así como, el tipo, es decir si es cable o línea aérea. De los estudios realizados en el analizador de redes⁵ y confirmados por los resultados obtenidos en los programas digitales desarrollados, podemos concluir que las longitudes permisibles de

las acometidas son dramáticamente cortas para tensiones mayores de 23 KV. Sin embargo, este método se encontró válido para tensiones menores de distribución con capacidades de transformadores considerables.

La figura 6 muestra con detalle el circuito equivalente de una acometida o derivación subterránea o aérea. La derivación entre el interruptor monopolar y el transformador o banco de transformadores está representada por su capacitancia en paralelo. El valor de $(C_1 - C_2)$ conectado en estrella no aterrizada representa la capacitancia de secuencia positiva menos la capacitancia de secuencia cero de las derivaciones. Para cables aislados $C_1 = C_0$ sin embargo, para líneas aéreas $C_1 > C_0$ y por lo tanto, $(C_1 - C_0)$ tiene valores finitos.

Dos son las condiciones que se pueden presentar:

- a) Con una fase energizada.
- b) Con dos fases energizadas.

Los circuitos equivalentes se muestran en la figura 6 y su demostración será:

- a) Con una fase energizada:

$$X_{Ne} + X_{Ce} = \frac{X_M}{3} + \frac{(\frac{X_M}{3} + X_c)(\frac{X_M}{3} + X_c)}{2(\frac{X_M}{3} + X_c)} =$$

$$= \frac{X_M}{3} + \frac{X_M + X_c}{2} =$$

$$-\frac{3X_M}{6} + \frac{X_C}{2} = \frac{X_M}{2} + \frac{X_C}{2}$$

Igualando y haciendo $R = X_M/X_C$:

$$\frac{X_M}{2} = \frac{X_C}{2}$$

$$\frac{X_M}{X_C} > K$$

$$R > K \dots \dots \dots (3)$$

Por ejemplo, si $K=40$ para obtener una sobretensión L-T no $>$ de 1.25 según la figura 8, tendríamos:

$$R > 40$$

b) con dos fases energizadas el circuito equivalente sería:

$$X_{Me} + X_{ce} = \frac{X_M^2}{X_M + X_M} + X_C = \frac{X_M}{2} + X_C$$

Igualando y haciendo $R = X_M/X_C$:

$$\frac{X_M}{2} = X_C$$

$$\frac{X_M}{2X_C} > K$$

$$\frac{R}{2} > K \dots \dots \dots (4)$$

Por ejemplo, si $K = 40$ para obtener una sobretensión L-T no $>$ de 1.25 tendríamos:

$$\frac{R}{2} > 40$$

De las ecuaciones 3 y 4 podemos observar que las probabilidades de que se presente el fenómeno de ferorresonancia son mayores - en el caso de tener dos fases energizadas que una sola, ya que:

haciendo: $R = R_1 \phi$ (una fase energizada)

y $\frac{R}{2} = R_2 \phi$ (dos fases energizadas)

$$R_2 \phi < R_1 \phi \dots \dots \dots (5)$$

Observando además, que las sobretensiones que se pueden alcanzar son mayores cuando se tiene una sola fase fuera. Esto lo podemos apreciar más fácilmente en las gráficas obtenidas en el Analizador de Redes por R. H. - - Hopkinson y que se muestran en las figuras 9 y 10.

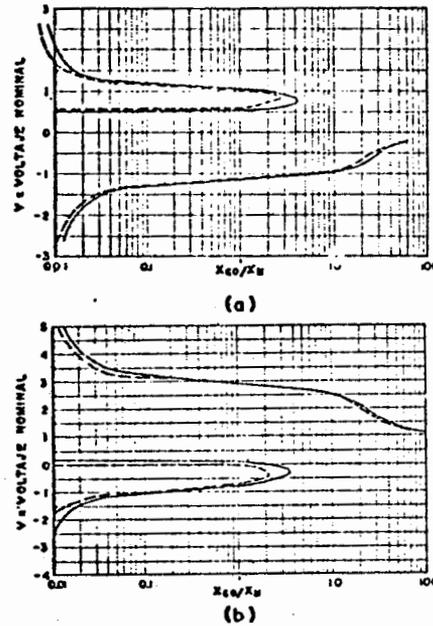


Figura 9 Transformador con una fase energizada

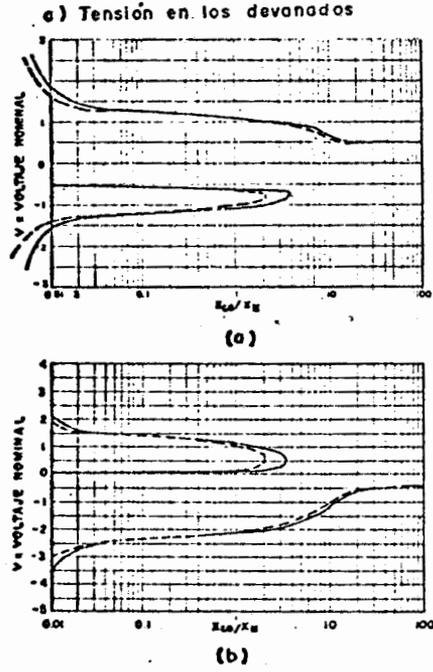


Figura 10 Transformador con dos fases energizadas
a) Tensión en los devanados
b) Tensión a tierra

CLAVE:
— $C_1 - C_2 \neq 0$
- - - $C_1 - C_2 = 0$

REDES EN ANILLO. De acuerdo a lo mencionado en los párrafos anteriores referente a los circuitos ferromagnéticos, en esta estructura en anillos de operación radial, también es posible encontrar la presencia del fenómeno de ferromagnética. El circuito en si, puede ser representado por un transformador equivalente asumiendo un valor razonable de corriente de magnetización.

En las tablas 2 y 3 se resumen algunos valores representativos de corrientes de magnetización de transformadores de distribución aunque para cada caso se deberá tomar el valor que el fabricante proporcione de acuerdo al diseño del transformador.

TABLA 2

CORRIENTES DE EXCITACION DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS					
KV	15	25	50	100	250
3	1.2	0.83	0.65	0.63	—
6.6	1.14	0.87	0.67	0.67	—
15	1.2	0.85	0.69	0.80	1.65
20	1.45	1.20	1.05	1.47	1.7

TABLA 3

CORRIENTES DE EXCITACION DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS									
PEDESTAL							DE RED		
E	45	75	112.5	150	225	300	300	500	750
20	2.0	1.7	1.6	1.4	1.4	1.4	1.67	1.67	1.67

Es sumamente importante el valor que se estime de la corriente de magnetización, ya que un valor menor al real redundará en una longitud permisible bastante mayor que la recomendada, en otras palabras las sobretensiones que se permitirán, en caso de que presente el fenómeno de ferromagnética, serán mayores.

La capacitancia de los circuitos pueden ser calculados por:

$$C = \frac{K_1 E_r}{\ln \frac{D}{d}} f / \text{Longitud} \dots \dots (6)$$

donde:

- C - capacitancia en farads.
- E_r - capacitancia específica.
- D - radio exterior del cable.
- d - radio del conductor.
- L - Longitud.
- K₁ - Constante.

Como podemos observar el valor de la capacitancia depende, tanto de la longitud, como del tipo de cable; es oportuno enfatizar, que las longitudes permisibles de las derivaciones dependerán también de la clase de cable que utilizamos, es decir, la LONGITUD PERMISIBLE (PCL) no será igual para un cable de aislamiento de papel impregnado en aceite que para un cable con aislamiento de XLPE. En la tabla 4 aparecen resumidos los valores de E_r que es posible utilizar para el cálculo de la capacitancia de los cables:

TABLA 4

VALORES DE CAPACITANCIA ESPECIFICA					
E _r	PAPEL	BUTYL	POLIETILENO	XLPE	EPR
		3.4	4.5	2.3	2.4

DESARROLLO DE LAS ECUACIONES FUNDAMENTALES.

Una vez conocidas o establecidas las características del sistema, tales como:

- Tensión.
- Frecuencia.
- Tipo de sistema (Aéreo o Subterráneo).
- Número de fases (3 Ø ó Ø).
- Tipo de aislamiento del cable (XLPE, EPR, etc).
- Capacidad del transformador o del sistema.
- Corriente de excitación.

Podemos establecer las ecuaciones fundamentales para encontrar, tanto la PCL como el

porcentaje de carga necesaria para evitar o -- cuando menos disminuir las probabilidades de aparición del fenómeno de ferorrresonancia.

Los pasos necesarios a seguir en forma -- general son:

- Cálculo de X_{Co}
- Cálculo de X_M
- Establecer la sobretensión máxima L-T permitida v. gr. $V_{LT} = 1.25 V_{nLT}$
- Calcular PCL o I % (resistiva).

Cálculo de PCL. Para calcular PCL tendríamos entonces:

$$X_{Co} = \frac{1}{2\pi f C_o} \dots \dots \dots (7)$$

Donde C_o = capacitancia de secuencia cero.

$$X_M = \frac{K_2 E^2}{KVA \cdot \% I_M} \dots \dots \dots (8)$$

en donde:

- K_2 - Constante que depende del tipo del sistema (3 ϕ ó ϕ)
- E - Tensión del sistema.
- KVA- Capacidad del transformador o transformadores.
- $\%I_M$ - Corriente de Magnetización.

Una vez encontrados estos valores, se deberá establecer la sobretensión permisible -- para encontrar el valor de $R = X_C/X_M$, esto dependerá asimismo de las características del sistema, por ejemplo para sistema CLASE B tendríamos:

SISTEMA EFECTIVAMENTE ATERRIZADO		
R	ϕ ENERGIZADA	2ϕ ENERGIZADAS
$\frac{X_{Co}}{X_M} \geq$	30	25

Relacionando, entonces 7 y 8 tendríamos finalmente:

$$PCL = \frac{KVA \cdot \% I_M}{K_3 E^2 C_o} \dots \dots \dots (9)$$

Donde:

- K_3 - Depende la frecuencia del sistema -- y de la relación R establecida.
- * - para el caso de Redes en Anillo, KVA y I_M serán los valores equivalentes del sistema.

A continuación se presenta en tabla 5 -- los valores de K_3 para 50 ó 60 HZ.

VALORES DE K_3							
R	10	15	20	25	30	35	40
50	100	150	200	250	300	350	400
60	120	180	240	300	360	420	480

CALCULO DE LA CARGA EN EL SECUNDARIO -- PARA CONTROLAR LA SOBRETENSION. Para un sistema trifásico tendríamos:

$$I_{p.c} = \frac{KVA}{\sqrt{3} KV} = \frac{1000 KV}{\sqrt{3} Z}$$

donde $I_{p.c}$ = corriente a plena carga

$$Z_{\Omega} = \frac{1000 KV^2}{KVA}$$

Haciendo $Z = r$ y:

$$I_{r.p.c} = \frac{1000 KV}{\sqrt{3} r} \dots \dots \dots (10)$$

Donde :

r = resistencia secundario/fase.

$$r = (r/X_M) X_M = (r/X_M) \frac{KV^2}{\% I_M KVA} 10^5 \dots \dots \dots (11)$$

Substituyendo (11) en (10):

$$I_r = \frac{KVA \cdot \% I_M}{\sqrt{3} \cdot KV \cdot (r/X_M)} \times 10^{-2}$$

De donde:

$$\frac{I_r}{I_{p.c}} = \frac{KVA \% I_M \cdot 10^{-2} \sqrt{3} 1000 KV^2}{\sqrt{3} KV (r/X_M) 1000 KV KVA}$$

$$\frac{I_r}{I_{p.c}} = \frac{\% I_M}{(r/X_M) 100}$$

Escribiendo esta expresión en % de la corriente de plena carga tendremos:

$$\% I_r = \frac{\% I_M}{r/X_M} \dots \dots \dots (12)$$

En la tabla 6, como ejemplo, se presentan diferentes valores de % de carga en el secundario que pueden ser recomendables para diferentes tensiones.

TABLA 6

KV	KVA	% IM	R / X _M	% CARGA
13.8	750	1.5	0.33	4.6
	1000	1.3	0.38	3.5
	1500	1.2	0.50	2.4
	2000	1.2	0.62	1.9
	5000	1.0	0.82	1.2
25	750	1.5	0.12	13.1
	1000	1.3	0.13	10.0
	1500	1.2	0.17	7.1
	2000	1.2	0.23	5.2
	10000	1.0	0.68	1.5

Carga en el secundario requerido para 3 Km. banco A/Y

ELABORACION DE PROGRAMAS.

Como hasta ahora se ha visto, la cantidad de valores que pueden tomar los parámetros que intervienen en las ecuaciones fundamentales hace necesario la utilización de una computadora digital. Por tal razón, se elaboró un par de programas escritos en FORTRAN IV, y corridos en una C.D. IBM-1130. A título de ejemplo se anexan algunos resultados obtenidos por cada uno de los programas. En la figura 11 y 12 se muestran los diagramas de flujo de cada uno de los programas y de la figura 13 a 17 se muestran en forma de gráfica el resumen de los resultados obtenidos por ambos programas.

CONCLUSIONES

Para concluir mencionaremos algunos puntos importantes que pensamos son dignos de

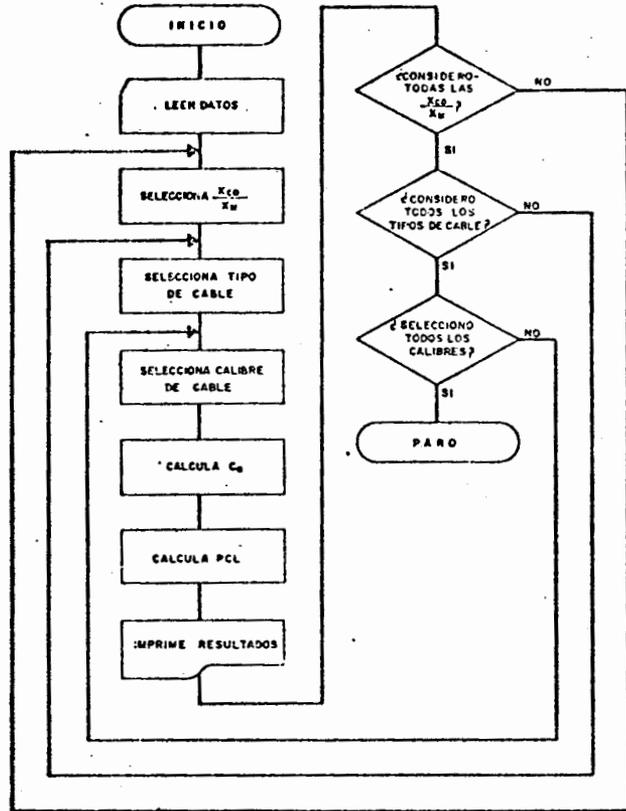


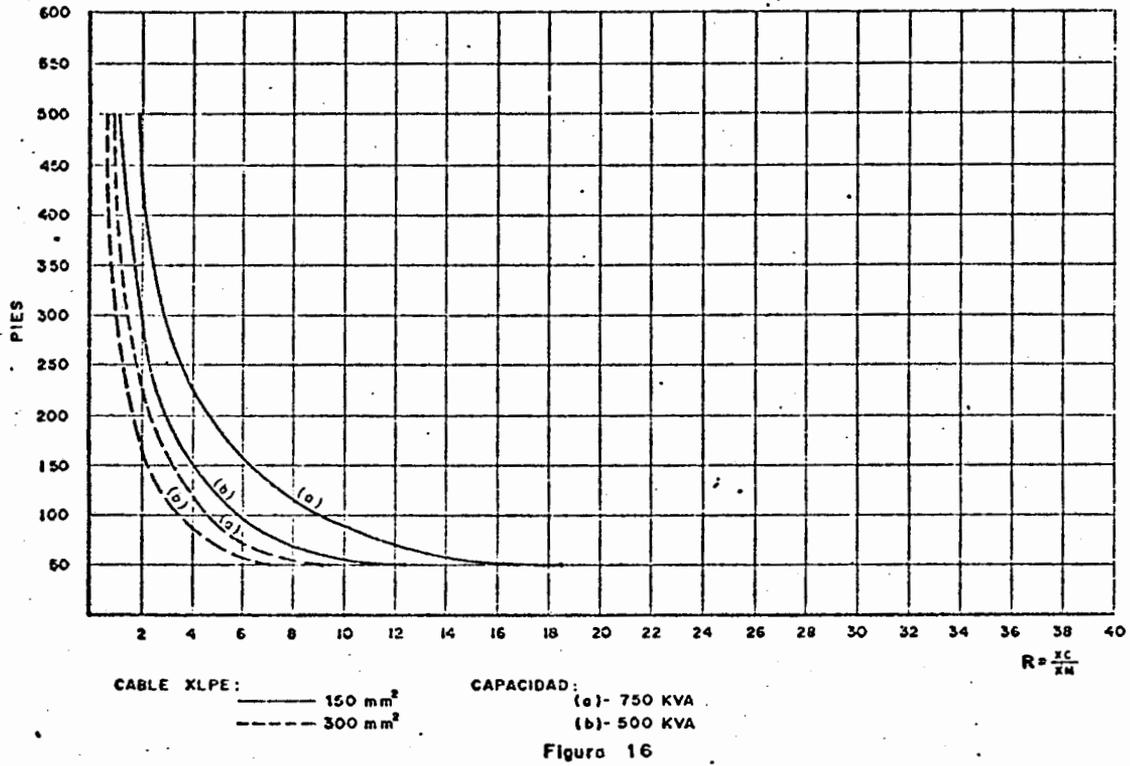
Figura N° 11-Diagrama de flujo-- Programa N° 1

Los resultados del programa No. 1 son:

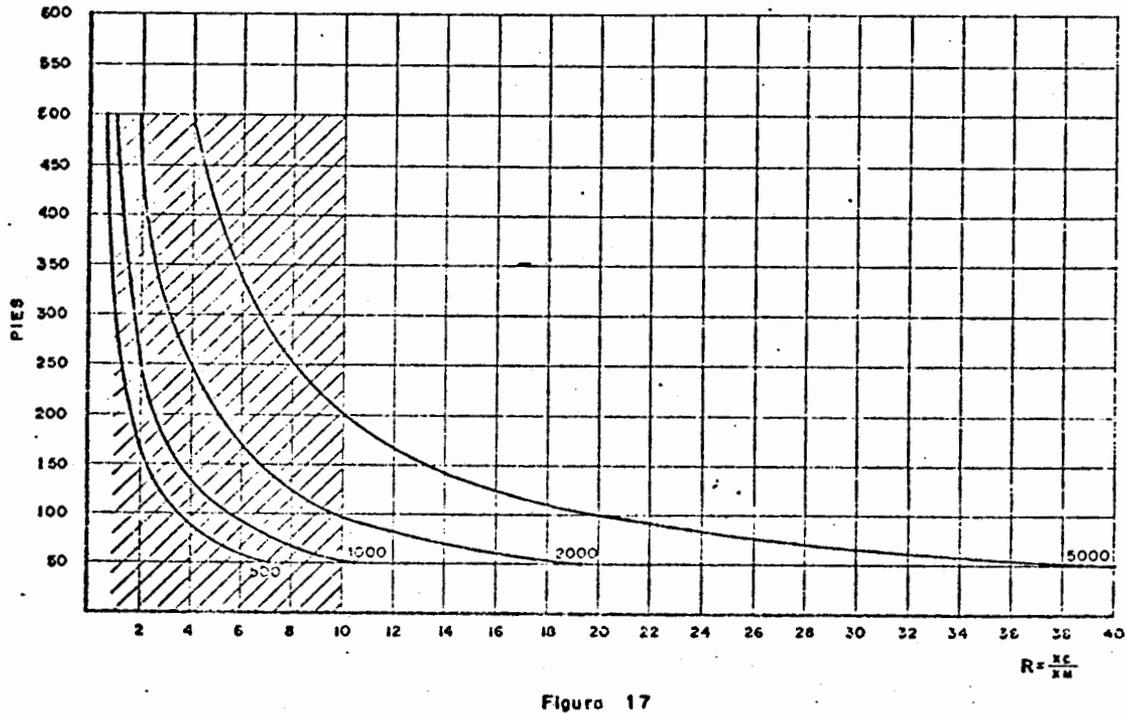
KV =	23.00	FREC =	60.00		
		RX =	1.00		
		CO =	1.895000E-04		
CAPACIDAD		CORRIENTE EXC		LONG CRITICA	
KVA =	45.00	CEX =	2.00	LCC =	5.32
KVA =	75.00	CEX =	1.70	LCC =	7.54
KVA =	112.50	CEX =	1.60	LCC =	10.64
KVA =	150.00	CEX =	1.40	LCC =	12.42
KVA =	225.00	CEX =	1.40	LCC =	18.63
KVA =	300.00	CEX =	1.40	LCC =	24.84

Gráficamente los resultados se pueden mostrar resumizados en las siguientes gráficas.

TRANSFORMADORES DE RED TRIFASICOS, 20 KV.



TRANSFORMADORES DE RED TRIFASICOS
 20 KV, 300 mm²



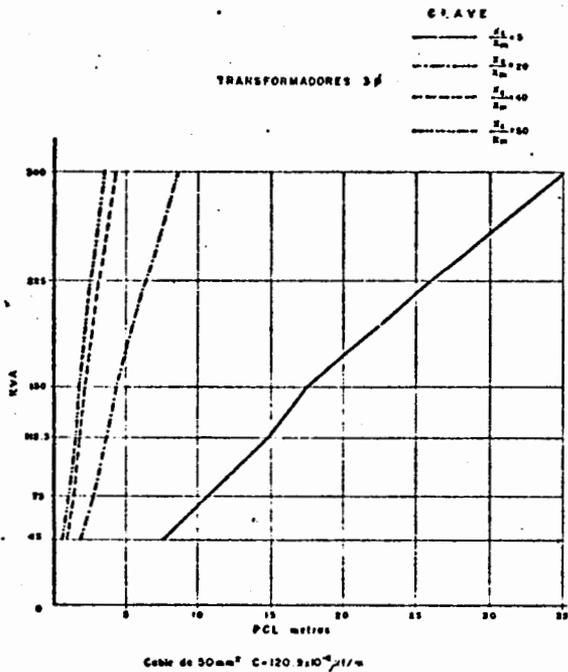


Figura 13

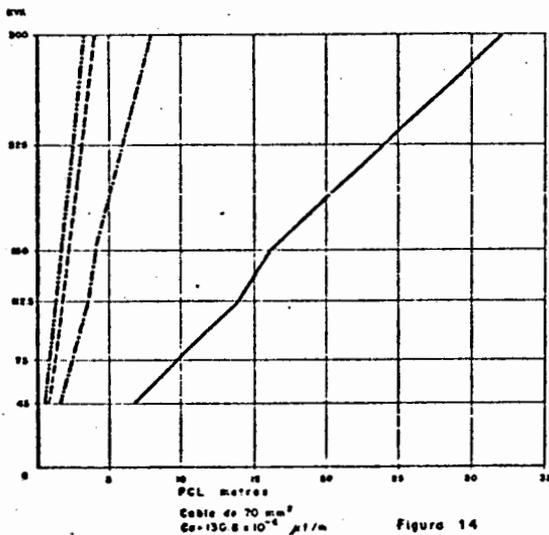


Figura 14

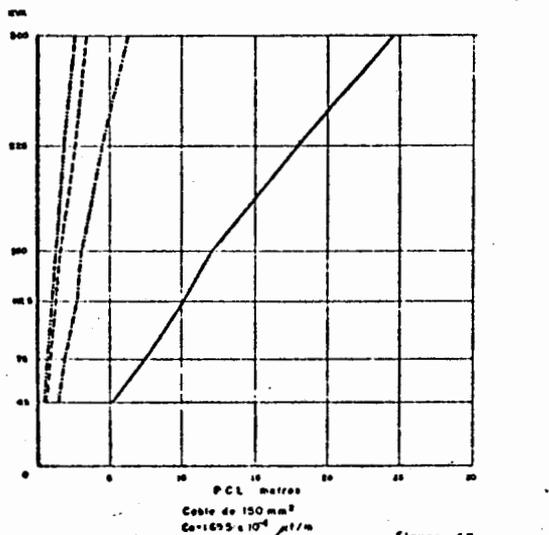


Figura 15

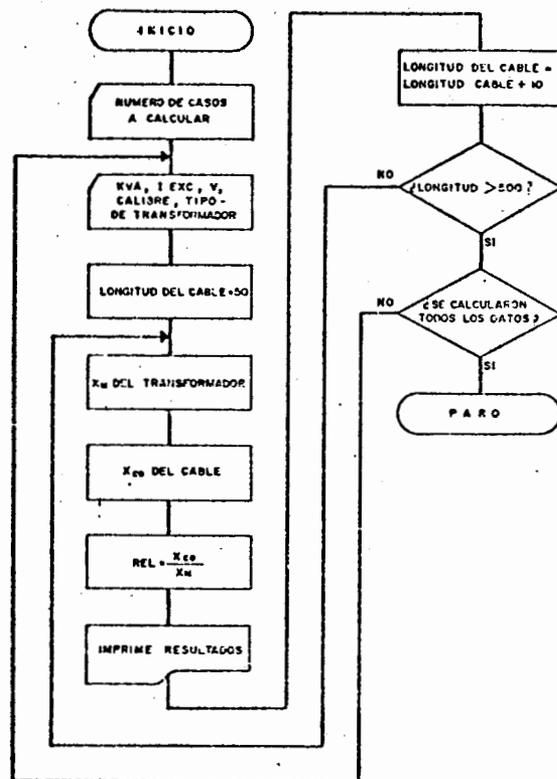


Fig. No 12-- Diagrama de flujo-- Programa No. 2

Los resultados del programa No. 2

son:

CAP TRANS	TIPO	KV	I EXC	CALIBRE	L PIES	R CABLE	R TRANS	RELACION
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	50	0.561403E 06	0.5288	19.4476
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	60	0.467835E 06	0.5288	16.2763
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	70	0.412022E 06	0.5288	13.0711
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	80	0.359877E 06	0.5288	12.1147
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	90	0.311891E 06	0.5288	10.2152
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	100	0.267872E 06	0.5288	9.2735
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	110	0.228135E 06	0.5288	8.4399
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	120	0.192182E 06	0.5288	7.6758
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	130	0.15924E 06	0.5288	7.0231
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	140	0.129511E 06	0.5288	6.4515
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	150	0.102713E 06	0.5288	5.9429
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	160	0.776439E 06	0.5288	5.4773
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	170	0.653118E 06	0.5288	5.0549
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	180	0.559457E 06	0.5288	4.6717
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	190	0.477337E 06	0.5288	4.3219
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	200	0.403350E 06	0.5288	4.0019
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	210	0.335917E 06	0.5288	3.7079
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	220	0.273944E 06	0.5288	3.4359
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	230	0.216957E 06	0.5288	3.1805
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	240	0.164557E 06	0.5288	2.9399
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	250	0.116247E 06	0.5288	2.7095
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	260	0.877627E 06	0.5288	2.4964
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	270	0.749591E 06	0.5288	2.2966
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	280	0.635537E 06	0.5288	2.1072
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	290	0.532572E 06	0.5288	1.9262
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	300	0.439547E 06	0.5288	1.7506
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	310	0.355477E 06	0.5288	1.5786
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	320	0.279511E 06	0.5288	1.4096
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	330	0.210611E 06	0.5288	1.2436
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	340	0.147727E 06	0.5288	1.0806
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	350	0.089857E 06	0.5288	0.9206
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	360	0.759537E 06	0.5288	0.7626
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	370	0.637647E 06	0.5288	0.6066
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	380	0.524797E 06	0.5288	0.4526
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	390	0.419887E 06	0.5288	0.2986
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	400	0.321937E 06	0.5288	0.1446
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	410	0.229987E 06	0.5288	0.0906
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	420	0.143037E 06	0.5288	0.0366
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	430	0.061087E 06	0.5288	0.0026
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	440	0.002757E 06	0.5288	0.0006
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	450	0.000887E 06	0.5288	0.0001
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	460	0.000217E 06	0.5288	0.0000
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	470	0.000037E 06	0.5288	0.0000
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	480	0.000007E 06	0.5288	0.0000
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	490	0.000000E 06	0.5288	0.0000
2000.0	TRI	20.0	1.20	300.0	500	0.000000E 06	0.5288	0.0000

Gráficamente algunos resultados del programa se muestran a continuación:

comentar.

Primeramente, podemos afirmar que la ocurrencia del fenómeno de ferorrresonancia en Sistemas de Distribución es en general, de una probabilidad bastante baja, esto es debido, como se demostró anteriormente, al gran número de condiciones que se deben conjuntar en un mismo instante para la presencia del fenómeno, lo cual sabemos, es sumamente difícil de suceder. Sin embargo, estamos seguros que se presentará con mayor frecuencia en un futuro a medida que los sistemas reúnan mayor número de condiciones que faciliten la ocurrencia del fenómeno, v. gr. aumento constante de zonas de baja carga, alimentadas con circuitos de distribución subterráneos a voltajes elevados:

23,000 volts o mayores.

Uno de los métodos más recomendados para evitar la presencia del fenómeno es el empleo de transformadores χ/χ ya que esta conexión provee una trayectoria a tierra, con lo que se evita el cierre del circuito a través de la Co de los cables, en la apertura o cierre monopolar del interruptor. Existen, sin embargo, algunos sistemas, tales como el de la Compañía de Luz, para los cuales esta solución resulta sumamente costosa, por lo cual se emplean otros métodos que hasta ahora han dado buenos resultados y que se enlistan a continuación:

- 1.- Empleo de interruptores de operación tripolar en los transformadores.
- 2.- Evitar el cierre o apertura de un transformador o grupo de transformadores sin carga desde el poste de acometida, energizando siempre primeramente el cable y después los transformadores.
- 3.- Operar siempre los transformadores con el por ciento mínimo de carga recomendada.

El fenómeno de ferorrresonancia, es en conclusión una situación de operación que se

puede presentar en nuestros sistemas y que -- por lo tanto, es digno de tomarse en cuenta. Debiéndose considerar todas las medidas preventivas posibles para evitar que en un futuro se presente y cause problemas serios en nuestras instalaciones.

REFERENCIAS

- (1) J. T. Salihi, "Theory of ferorrresonance" Trans. A.I.E.E. 1959.
- (2) G.E. Kelly, "The ferorrresonant circuit" TRANS. A.I.E.E. 1958.
- (3) W. T. Thomson "The generalized solution for the critical relations of a ferorrresonant parallel circuit". Trans. I.E.E.E 1939.
- (4) D. M. German. "Ferorrresonance on EHV Transmission Systems". Trans. I.E.E.E. 1977.
- (5) R. H. Hopkinson. "TNA is used to study ferorrresonance" Transmission/Distribution. E. World 1976
- (6) G. W. Swift. "An Analytical Approach to ferorrresonance". Trans. I.E.E.E. 1969.

LOCALIZACION OPTIMA DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION Y DETERMINACION DE SU AREA DE SERVICIO.

P. Rivera M.

R. Espinosa L.
Miembro IEEE.
Miembro Asoc. IEE.

INTRODUCCION

En este artículo se presenta un modelo para la localización óptima de subestaciones de distribución y la determinación de sus áreas del servicio.

El método que se sugiere está basado en una técnica matemática, la cual nos permite obtener un diseño a costo mínimo de una red para alimentar varios puntos de demanda desde varias subestaciones. El método está basado en el uso de técnicas de programación lineal que han sido desarrolladas por economistas y matemáticos después de la última guerra. Estas técnicas han sido ampliamente usadas en la solución de muchos problemas de la industria. El problema está planteado de tal manera que la relación entre un conjunto de variables con otro está definida por un conjunto de ecuaciones lineales (restricciones) y sujetas a una condición general, la cual consiste en que estas variables deberán ser siempre no-negativas. Entonces puede existir un gran número de soluciones y el problema es encontrar aquella solución que contenga ciertas características que previamente se establezcan, tales como distancia mínima, costo mínimo, flujo máximo, etc. Este tipo de problemas difícilmente pueden ser resueltos por los métodos normales de álgebra, por lo que se prefiere los métodos de la programación matemática con el auxilio de las computadoras.

P. Rivera M., R. Espinosa L. laboran actualmente en el Depto. de Ingeniería Eléctrica y Sección de Estudios de Redes de la Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S. A. (en liquidación). Los autores agradecen las facilidades otorgadas por la Sección de Potencia de la División de Estudios Superiores de la F.I. de la UNAM.

DESCRIPCION DEL METODO

Para iniciar el estudio de una área determinada, ésta es dividida en una red de áreas que se les denomina sectores. Para cada sector se debe tener un pronóstico de la demanda máxima para el período en estudio.

CALCULO DE DISTANCIAS

Básicamente el algoritmo se inicia calculando las distancias mínimas factibles de cada subestación existente o subestación en proyecto a cada uno de los sectores de demanda. Para el cálculo de éstas se utiliza el algoritmo de transporte desarrollado por Dijkstra (Apéndice I), tomando en consideración todas las restricciones reales que existan dentro de la zona, tales como un aeropuerto, un río, etc.

OPTIMIZACION DE LAS AREAS DE SERVICIO

Después de encontrar las cargas de cada sector y las distancias mínimas factibles (DMF) de cada ruta Subestación-sector, el objetivo será establecer los límites de influencia de cada subestación, de tal manera que cada sector sea alimentado lo más económicamente posible sin sobrecargar las subestaciones. Esto se logra a través del algoritmo de transporte (Apéndice II).

Básicamente el modelo de transporte consiste de M fuentes, cada una con una potencia disponible S_i y N destinos, cada uno con una demanda D_j . Usualmente el modelo requiere que lo mismo que se suministra se consume. En este caso para que se cumpla esta condición se debe considerar un sector artificial con demanda igual a la capacidad sobrante de las subestaciones con respecto a la demanda total de los sectores, la distancia mínima

factible del sector artificial a cada una de las subestaciones es definido como cero.

Durante la solución, el algoritmo usa una matriz C de $M \times N$, que está formada por las distancias mínimas factibles (DMF), que en términos de la Investigación de Operaciones corresponde a la matriz de costos. Al final del proceso de solución se obtiene otra matriz F que representa lógicamente la demanda de los N sectores suministrada por las M subestaciones. Entonces la cantidad minimizada por el algoritmo de transporte es la suma de los productos de las demandas servidas y las distancias sobre las cuales estas demandas son alimentadas.

El algoritmo de transporte se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{MINIMIZAR } \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N C_{ij} \times F_{ij}$$

$$\text{SUJETO A: } \sum_{j=1}^N F_{ij} = S_i \quad i = 1, 2, \dots, M$$

$$\sum_{i=1}^M F_{ij} = D_j \quad j = 1, 2, \dots, N$$

La utilidad de la función objetivo optimizada es en la comparación de varias alternativas y la suma de los productos DISTANCIA-DEMANDA para cada subestación es también útil para determinar el área de servicio de cada subestación.

APLICACION DEL PROCEDIMIENTO

Como se puede observar en la parte anterior, el modelo fundamentalmente está constituido por dos etapas de solución, la primera que resuelve el problema de las distancias y la segunda que nos da la demanda que debe cubrir cada subestación a cada sector. Ahora bien, dada la magnitud de los problemas a resolver y para que la utilidad del modelo sea efectiva es necesario el uso de las computadoras, por lo tanto de los programas desarrollados para la solución de tales problemas se pueden obtener dos resultados. El primero una lista de cada subestación con las distancias más cortas a cada sector incluyendo la trayectoria de esta distancia. El se-

gundo una lista de cada subestación con la demanda servida a cada sector. Adicionalmente, no puedo obtener un tercer resultado que pueda ser una gráfica representando el área en estudio mostrando cada subestación con su área de influencia.

En la planeación a largo plazo con el método que aquí se presenta, el primer paso es establecer el horizonte económico de planeación, usualmente 10 años, posteriormente con el modelo para el pronóstico de la demanda se obtiene la carga de cada uno de los sectores para cada año y las capacidades de cada subestación se asignan arbitrariamente grandes. Una vez establecidas estas condiciones se aplica el procedimiento para determinar primero las distancias mínimas factibles y posteriormente el procedimiento para determinar las áreas óptimas de servicio. Los resultados obtenidos desde luego que no corresponden a la solución óptima, sin embargo es un buen punto de partida para que el ingeniero de planeación establezca los posibles nuevos sitios para subestaciones y capacidades adicionales necesarias dentro del horizonte económico, lo cual es logrado haciendo varias corridas y de ahí seleccionar la de mínimo costo.

Como en todos los programas de planeación a largo plazo, es posible que dentro del horizonte económico se presenten algunas variaciones tanto a la función objetivo como al conjunto de restricciones, por lo que el ingeniero de planeación puede hacer los cambios necesarios y de ahí partir para encontrar una nueva solución usando algún método de post-optimización o bien haciendo nuevas corridas con las condiciones modificadas.

Es conveniente recordar que el algoritmo de transporte hace la transferencia óptima de carga entre subestaciones.

EJEMPLO

Tomemos una área cualquiera, la cual ha sido dividida en nueve sectores, se supone que existe una subestación localizada en el

sector 1 y que dado el aumento de carga, es necesario instalar una nueva subestación. En tunces se trata de buscar su localización óptima y conocer a qué sectores debe alimentar, usando el método aquí propuesto.

El área geográfica se puede representar por la red mostrada en la figura 1, en la cual las distancias entre los sectores es anotada sobre los arcos, los números de los sectores corresponden a los nodos y su demanda se anota encima de estos.

Aplicando el método para encontrar las distancias mínimas factibles obtenemos los resultados que se presentan en la tabla I. Estos resultados corresponden a las distancias mínimas del Sector 1 donde se encuentra localizada la subestación 1 a todos los demás sectores. La columna de la derecha corresponde a los números de los sectores que forman la trayectoria mínima para llegar al sector que aparece a la izquierda de la tabla. La distancia mínima es la cantidad anotada al centro.

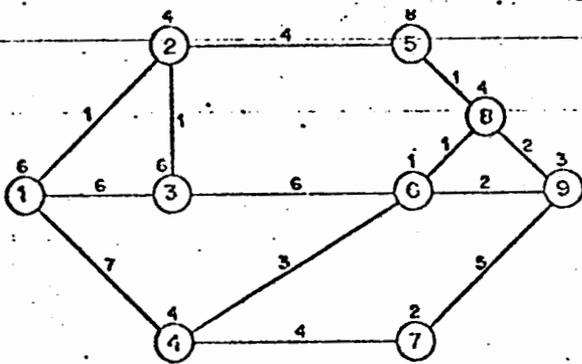


Fig. 1 Representación gráfica de la red.

SECTOR	DISTANCIA	SECTOR
9	8.0000	8
8	6.0000	5
7	11.0000	4
6	7.0000	2
5	5.0000	2
4	7.0000	1
3	2.0000	2
2	1.0000	1
1	0.0000	0

Tabla I

Inicialmente, para una primera corrida podemos considerar que la subestación que estamos tratando de localizar podría quedar en el Sector 9, por lo tanto es necesario calcular las distancias mínimas factibles del sector 9 a todos los demás sectores. Estos resultados aparecen en la tabla II.

SECTOR	DISTANCIA	SECTOR
9	0.0000	8
8	2.0000	9
7	5.0000	9
6	2.0000	9
5	3.0000	8
4	5.0000	6
3	8.0000	2
2	7.0000	5
1	8.0000	2

Tabla II

Ahora bien, con las distancias anteriores (matriz de costos) obtenidos a partir del algoritmo de Dijkstra, combinada con las capacidades (S_i) de las subestaciones y las demandas (D_j) de los sectores, formulamos el problema de transporte, obteniendo los resultados de la tabla III. La capacidad de la segunda subestación, de acuerdo con la demanda total del área (38 MVA) y la capacidad de la subestación existente (25 MVA) se puede establecer en 15 MVA.

Como se mencionó en la parte referente a la descripción del método es necesario considerar un sector artificial (10) cuya demanda es la diferencia entre la suma de las capacidades de las subestaciones y la demanda total del área. La distancia de este sector artificial a todos los demás sectores es considerada igual a cero.

La cantidad que sirve como referencia para la comparación con otras corridas es la que se le puede llamar "Costo total de transporte" y que aparece en la parte inferior de la Tabla III.

ENTRADA AL PROBLEMA DE TRANSPORTE

CAPACIDADES

SLH 1= 25 MVA
SLH 2= 15 MVA

DEMANDAS

CENTRO DE DEMANDA	1=	6	MVA
CENTRO DE DEMANDA	2=	4	MVA
CENTRO DE DEMANDA	3=	6	MVA
CENTRO DE DEMANDA	4=	4	MVA
CENTRO DE DEMANDA	5=	8	MVA
CENTRO DE DEMANDA	6=	1	MVA
CENTRO DE DEMANDA	7=	2	MVA
CENTRO DE DEMANDA	8=	4	MVA
CENTRO DE DEMANDA	9=	3	MVA
CENTRO DE DEMANDA	10=	2	MVA

MATRIZ DE COSTOS UNITARIOS

		CENTROS DE DEMANDA									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SUBESTACIONES	1	0	10	20	70	50	70	110	60	80	0
	2	60	70	80	50	30	20	50	20	0	0

SOLUCION OPTIMA AL PROBLEMA DE TRANSPORTE

CANTIDADES TRANSPORTADAS

		CENTROS DE DEMANDA									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SUBESTACIONES	1	6	4	6	4	3	0	0	0	0	2
	2	0	0	0	0	5	1	2	4	3	0

COSTO TOTAL DE TRANSPORTE

\$40

Tabla III

CONCLUSIONES

El procedimiento descrito puede ser resumido en los siguientes pasos:

- 1) Cálculo de las DEM de cada sector a cada subestación.
- 2) Optimización de la carga y el área de servicio por el algoritmo de transporte.
- 3) Análisis de los resultados, haciendo los cambios necesarios en el sistema, repitiendo los pasos 1 y 2 hasta encontrar la solución factible. Este método no da por supuesto una solución exacta en una sola corrida pero sin embargo, al da al ingeniero de planeación una herramienta que le permita evaluar varias alternativas.

REFERENCIAS

- 1 HU, T.C. Integer Programming and Network

Flows. Addison Wesley 1970.

- 2 FORD AND FULKERSON. Flows in Networks. -- Princeton University Press 1962
- 3 WAGNER, H. Principles of Operation Research, Prentice Hall. 1969.
- 4 O.T. BOARDMAN, B. AND B.W. MOGG. Computer method for design of electricity supply networks. Proc. IEE Vol. 119, No. 7 July 1972.
- 5 F. SUCAR S., J.G. DURAN y C.C. SERNA. La planeación de la distribución de energía eléctrica en la zona metropolitana de la ciudad de México. Cía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. julio 1975.
- 6 T.A.J. NICHOLSON. Finding the shortest route between two points in a network.
- 7 EASND Interactive procedure for sizing & finding distribution S. E. IEE W. Meeting.

APENDICE I

ALGORITMO DE DIJKSTRA (DISTANCIA MINIMA)

El Algoritmo de Dijkstra trata un problema fundamental de la teoría de redes, éste es, el problema de encontrar la distancia mínima en una red, dado un nodo inicial a otro nodo. Este problema se presenta muy frecuentemente como un subproblema de otros problemas de optimización.

Todo arco A_{ij} de una red, tiene asociada una distancia d_{ij} . El problema es encontrar una ruta de un nodo N_s a un nodo N_t en la cual, la suma de las distancias de todos los arcos de esa ruta sea la mínima.

DESCRIPCION DEL ALGORITMO

Primero debemos suponer que todas las distancias d_{ij} son positivas y si un par de nodos no está conectado por un arco, la distancia entre ese par de nodos la definiremos como infinito (∞). Así mismo, las distancias son arbitrarias y no deben satisfacer necesariamente la desigualdad del triángulo, es decir, $d_{ij} + d_{jk} \geq d_{ik}$. También debemos suponer que las distancias $d_{ij} = d_{ji}$.

En lugar de encontrar la distancia mínima de N_s a N_t , encontraremos de mínima distancia de N_s a todos los otros nodos de la red. La razón por la cual se hace esto, es que cualquier nodo N_c puede ser un nodo intermedio, sobre la ruta de distancia mínima entre N_s a N_t . Si un nodo N_i está sobre la ruta de distancia mínima de N_s a N_t , entonces la subruta de N_s a N_i , debe ser la distancia mínima de N_s a N_i .

Si consideramos todos los arcos usados en todas las distancias mínimas de N_s a N_i , estos arcos formarían una gráfica. Descemos - suprimir de la gráfica tantos arcos como sea posible y solo mantener una ruta de N_s a todos los nodos N_i . (Si existe una sola distancia mínima de N_s a todos los nodos N_i , entonces no será posible la supresión). Si existen dos distancias mínimas de N_s a N_i , entonces

algunos arcos sobre una de las rutas a N_i puede ser suprimido. La gráfica resultante después de suprimir nodos, formará un árbol. Por lo tanto, si A_{ij} es un arco en el árbol, la distancia mínima de N_s a N_j será el mismo arco A_{ij} .

Entonces como hemos dicho anteriormente queremos obtener un árbol el cual contenga la distancia mínima del nodo N_s a todos los demás nodos de la red. Una vez que hemos obtenido el árbol, la distancia mínima consiste de la suma de las distancias asociadas a los arcos que pertenecen al árbol. En un principio se debe considerar que todos los arcos no pertenecen al árbol y lo que se hace el algoritmo es ir incrementando el número de arcos pertenecientes al árbol, desde cero hasta $n-1$, donde n es el número de nodos en la red.

Para empezar, N_s debe ser un nodo del árbol; ahora suponemos que tenemos m arcos del árbol ($m = 0, 1, \dots, n-2$). Sea L_{sk} mínima distancia de N_s a N_k , usando arcos del árbol y cuando más un arco que no pertenece al árbol. Si todas las distancias de N_s a N_k necesitan más de un arco que no pertenece al árbol, entonces $L'_{sk} = \infty$. Note que L'_{sk} depende de m ; este a cuando m se incrementa. En general, $L'_{sk} \geq L_{sk}$. Suponemos que se ha obtenido parte del árbol y se han considerado todos los nodos adyacentes del árbol. N_k es un nodo vecino del árbol, si existe un arco A_{ik} o A_{ki} donde N_i es cualquier nodo del árbol. Entonces L'_{si} (aquí L_{si} sólo usa nodos de árbol). Para los nodos adyacentes N_k , hacemos

$$L'_{sk} = \min_i (L_{si} + d_{ik})$$

Ahora, si hacemos

$$L'_{sr} = \min_k L'_{sk}$$

entonces hemos obtenido $L'_{sr} = L_{sr} = L_{si} + d_{ir}$ y el arco A_{ir} deberá ser considerado como arco del árbol. Veamos esto como sigue:

Como $L'_{sr} \leq L'_{sk}$ cualquier distancia

hacia r pasando por k deberá tener una distancia más grande que L'_{sk} ; de aquí, es más grande que L'_{sr} . Entonces N_r representa todos los nodos adyacentes al árbol, cualquier distancia de N_s a N_r , si no pertenece completamente al árbol, primero contendrá un nodo -- que no pertenece al árbol, el cual es N_k .

Como el número de arcos que pertenecen al árbol es incrementado en uno, tenemos que recalcular L'_{sk} para todos los nodos adyacentes del nuevo árbol.

Comparamos L'_{sk} obtenida anteriormente con $L_{sr} + d_{rk}$. Si L_{sr} es más pequeña, entonces L'_{sk} es reemplazada por el menor valor. Si $L_{sr} + d_{rk}$ es más grande, L'_{sk} permanece sin cambio.

Esto se puede indicar simbólicamente por:

$$L'_{sk} := \min(L'_{sk}, L_{sr} + d_{rk})$$

donde: = significa ser reemplazado por

De una forma breve podemos bosquejar el algoritmo de la siguiente manera:

Paso 0. $L'_{sk} = d_{sk}$. En el inicio, N_s es el único nodo en el árbol y para el paso 1, hacemos $L_{ss} = 0$

Paso 1. $L_{sr} = \min L'_{sk} = L_{sj} + d_{jr}$. El N_k son los nodos adyacentes del árbol.

Paso 2. Incluir en el árbol el arco A_{jr} .

Paso 3. Si el número de arcos de árbol es $n-1$, se termina el proceso, si no, seguir con el paso N° 4.

Paso 4. $L'_{sk} := \min(L'_{sk}, L_{sr} + d_{rk})$. Regresar al paso 1.

Este algoritmo debe ser conducido a través de etiquetado de nodos. Cada nodo N_k recibirá una etiqueta del tipo (L, i) . La primera parte de la etiqueta es el valor de L'_{sk}

o L_{sk} y la segunda parte de la etiqueta indica el último nodo que está sobre la distancia mínima de N_s a N_k . Si la etiqueta es (L'_{sk}, i) se lo llama etiqueta temporal y si es (L_{sk}, i) se le llama etiqueta permanente. Al principio, N_k son los nodos vecinos a N_s . Entonces todos los nodos N_k tienen etiqueta (d_{sk}, s) y L_{sr} es el $\min_k L'_{sk}$. Entonces $(L'_{sr}, s) = (L_{sr}, s)$ y se vuelve una etiqueta permanente. N_r es el último nodo que ha sido incluido al árbol y N_k es el conjunto de nodos adyacentes al árbol. Contamos el número de adiciones y comparaciones necesarias para completar el algoritmo, usando el recambio de:

$$L'_{sk} := \min(L'_{sk}, L_{sr} + d_{rk}) \quad (1)$$

Necesitamos cuando más n adiciones en (1). Sobre el lado derecho necesitamos n comparaciones y del otro lado necesitamos otras n comparaciones para hacer una etiqueta permanente. Entonces necesitamos $3n$ operaciones para hacer una etiqueta permanente, Como tenemos n nodos, necesitamos cuando más $3n^2$ operaciones.

APENDICE II

ALGORITMO DE TRANSPORTE

El problema de transporte consiste en enviar ciertos artículos desde m puntos de despacho llamados orígenes, hacia n destinos. En el i -ésimo origen se tiene a_i unidades de los artículos ($i = 1, 2, 3, \dots, m$) y el j -ésimo destino se deben recibir b_j unidades del artículo ($j = 1, 2, 3, \dots, n$). Por el momento, vamos a suponer que:

$$\sum_{i=1}^m a_i = \sum_{j=1}^n b_j$$

Se requiere planear la operación de transporte de los artículos en tal forma que el costo sea mínimo.

Si X_{ij} es el número de unidades de los

artículos llevados de i-ésimo origen al j-ésimo destino, el problema se reduce matemáticamente a encontrar las cantidades X_{ij} no negativas que satisfagan las igualdades.

$$\sum_{j=1}^n X_{ij} = a_i \quad (i=1, 2, \dots, m)$$

$$\sum_{i=1}^m X_{ij} = b_j \quad (j=1, 2, \dots, n)$$

$$X_{ij} \geq 0$$

para el cual se minimice el costo de transporte:

$$C = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C_{ij} X_{ij}$$

onde C_{ij} es el costo unitario de transportar los artículos del i-ésimo origen al j-ésimo destino.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Un problema general de transporte respecto al costo, puede formularse de la manera siguiente: sean A_1, A_2, \dots, A_m el número de unidades de un cierto artículo en cada uno de los m orígenes y sean b_1, b_2, \dots, b_n el número de unidades requeridas en cada uno de los n destinos. Como se dijo, sea X_{ij} el número de unidades del artículo transportar del origen i-ésimo al destino j-ésimo. Para simplificar, se supone que la cantidad total disponible es igual a la cantidad total requerida, es decir:

$$\sum_{i=1}^m a_i = \sum_{j=1}^n b_j$$

Una solución a este problema es la matriz $X = [X_{ij}]_{m \times n}$ con elementos no negativos $X_{ij} \geq 0$ que satisfagan las condiciones:

$$\sum_{j=1}^n X_{ij} = a_i \quad (i=1, 2, \dots, m) \quad (A)$$

$$\sum_{i=1}^m X_{ij} = b_j \quad (j=1, 2, \dots, n) \quad (B)$$

La condición (A) establece que se debe de trasladar todo el material del i-ésimo origen y la condición (B) establece que todo el material requerido hay que llevarlo al j-ésimo destino.

Entonces el problema consiste en determinar una solución no negativa de $X = [X_{ij}]$ para el cual el costo total del transporte:

$$C = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C_{ij} X_{ij}$$

Para ejemplificar lo anterior, vamos a considerar el siguiente problema:

	1	2	3	4	5	
1	X_{11}	X_{12}	X_{13}	X_{14}	X_{15}	10
2	X_{21}	X_{22}	X_{23}	X_{24}	X_{25}	12
3	X_{31}	X_{32}	X_{33}	X_{34}	X_{35}	5
4	X_{41}	X_{42}	X_{43}	X_{44}	X_{45}	10
	6	8	3	9	11	

La matriz de costos unitarios C_{ij} es:

	1	2	3	4	5
1	4	2	5	5	1
2	2	1	4	1	4
3	3	4	1	2	1
4	2	2	3	4	2

Se desea encontrar una matriz $X = [X_{ij}]_{m \times n}$ con elementos no negativos $X_{ij} \geq 0$ que satisfagan las condiciones (A) y (B).

SOLUCION

Primeraamente debemos encontrar una matriz de envíos $X = [X_{ij}]_{m \times n}$, $X_{ij} \geq 0$ que satisfaga las condiciones (A) y (B) aún cuando el costo total de transporte no sea el mínimo. Es decir, debemos iniciar con una solución básica factible, que puede ser encontrada por varios métodos como el de la esquina noroeste, que consiste en:

PRIMERA SOLUCION

METODO DE LA ESQUINA NOROESTE

Este método consiste en asignar el máximo posible de unidades A_1 a b_1 , si quedan disponibilidades de A_1 es decir, si $\sum_{j=1}^5 x_{1j} < a_1$.

Se asigna el máximo posible a b_2 , hasta que $\sum_{j=1}^5 x_{ij} = a_i$. Posteriormente se pasa a A_2 y así sucesivamente aplicando este método, el ejemplo queda:

	1	2	3	4	5	
1	6	4				10
2		4	3	5		12
3				4	1	5
4					10	10
	6	8	3	9	11	

Podemos observar que esta primera solución cumple con las condiciones (A) y (B), cuando el costo total no sea el mínimo.

La matriz de costos unitarios C_{ij} correspondiente a la matriz de asignaciones X_{ij} es:

	1	2	3	4	5	
1	4	2				
2		1	4	1		
3				2	1	
4					2	

= C_{ij}

El costo de esta solución es:

$$C = \sum_{i=1}^4 \sum_{j=1}^5 C_{ij} X_{ij} = 6 \times 4 + 4 \times 2 + 4 \times 1 + 3 \times 4 + 5 \times 1 + 4 \times 2 + 1 \times 1 + 10 \times 2 = 82$$

Hemos encontrado la primera solución básica factible que nos determina un programa de transporte con un costo total de 82 unidades monetarias.

Pasamos ahora a encontrar la siguiente solución, es decir, determinar otro programa de transporte donde se reduzca el costo.

Procedimiento de cálculo utilizando el

algoritmo de transporte.

1. Se establece una matriz $\{C_{ij}\}$ que corresponda a la matriz de asignación $\{X_{ij}\}$.
2. Se determinan los valores de los costos indirectos que no aparecen en $\{C_{ij}\}$ de la siguiente forma:
 - a) Se selecciona el menor costo indirecto que aparece en C_{ij} y se coloca en el margen derecho de cualquier A_i .
 - b) Encontrar las demás cifras de los márgenes derecho e inferior de tal manera que su suma sea igual al costo de la intersección de la i -ésima y j -ésima A_i y b_j a que pertenecen (estos valores corresponden a las variables duales).

$C_{ij} =$

4	2				1
	1	4	1		0
			2	1	1
				2	2
3	1	4	1	0	

- c) Se suman los elementos marginales derechos e inferiores de los A_i y b_j a que pertenecen para formar la nueva \bar{C}_{ij} .

$C_{ij} =$

4	2	5	2	1	1
3	1	4	1	0	0
4	2	5	2	1	1
5	3	6	3	2	2
3	1	4	1	0	

3. Se calculan las diferencias de cada costo indirecto, menos su correspondiente costo original.

$\bar{C}_{ij} - C_{ij} =$

4	2	5	2	1	
3	1	4	1	0	
4	2	5	2	1	
5	3	6	3	2	

4	2	5	5	1
2	1	4	1	1
3	4	1	1	1
2	2	3	4	2

0	0	0	-3	0
1	0	0	0	-4
1	-2	4	0	0
3	1	3	-1	0

De la matriz $\overline{C_{ij}} - C_{ij}$ solamente interesan las cifras positivas pues esto nos indica la posibilidad de mejorar nuestro programa de transporte. Si todos los elementos de $\overline{C_{ij}} - C_{ij}$ son ≤ 0 implica que se ha alcanzado la solución óptima, es decir, que la matriz anterior X_{ij} nos representa el mejor programa.

4. En la matriz $\overline{C_{ij}}$ seleccionamos el mayor elemento > 0 , y en nuestro caso por la posición que ocupa este elemento en $\overline{C_{ij}} - C_{ij}$ nos indica que la variable X_{33} va a entrar a la nueva solución.

Esto nos indica que debemos transportar cierta cantidad del origen A_3 al destino b_3 . Si designamos esta cantidad por θ y la sumamos a la matriz X_{ij} obtenemos una nueva X_{ij} que corresponde a otro programa de transporte.

6	4				10
	4	3	5		12
		0	4	1	5 + θ
				10	10
6	8	3 + θ	9	11	

Podemos notar que se ha modificado la disponibilidad de A_3 y los requerimientos de b_3 . Para resolver esto, hacemos transformaciones para obtener

6	4				10
	4	3 - θ	5 + θ		12
		0	4 - θ	1	5
				10	10
6	8	3	9	11	

5. Se determina el valor de θ para arriba a una nueva solución. El valor que tome θ está limitado por la menor de las cifras de que está restando, pues de otra manera existirían valores < 0 en X_{ij} lo que carece de sentido. De lo anterior se deduce que $\theta = 3$ y ahora con $\theta = 3$ obtenemos la nueva X_{ij}

6	4				10
	4		6		12
		3	1	1	5
				10	10
6	8	3	9	11	

y la nueva matriz de costos unitarios $\overline{C_{ij}}$ es:

4	2			
	1		1	
		1	2	1
				2

es decir, el costo total para esta nueva solución es:

$$C_{ij} = 6 \times 4 + 4 \times 2 + 4 \times 1 + 8 \times 1 + 3 \times 1 + 2 \times 1 + 1 \times 1 + 2 \times 10$$

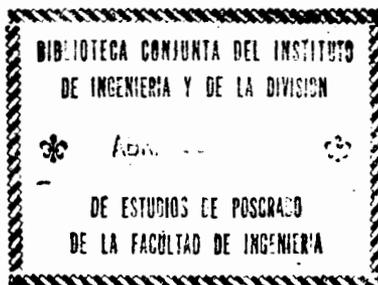
$$E_{ij} = 70$$

Podemos notar que para esta nueva solución, el costo total se ha reducido y además se cumplen las condiciones (A) y (B)

De la misma manera se sigue el procedimiento de cálculo hasta encontrar en $\overline{C_{ij}} - C_{ij}$ todos los valores ≤ 0

**SEMINARIO SOBRE DISEÑO DE SISTEMAS
SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION**

**PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES EN
SISTEMAS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION**



**GUADALAJARA, JAL.
MARZO 1979**

**R. ESPINOZA Y J. YEBRA
CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S. A.**

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES EN SISTEMAS SUBTERRANEOS
DE DISTRIBUCION

- 1.- Introducción.
- 2.- Origen y Características de las Sobretensiones.
- 3.- Clasificación de Sistemas Eléctricos.
- 4.- Elementos de Protección contra Sobretensiones.
 - 4.1.- Generalidades.
 - 4.2.- Clasificación de Pararrayos Autovalvulares.
 - 4.3.- Consideraciones Generales para Selección de Pararrayos.
- 5.- Cálculo de Sobretensiones.
 - 5.1.- Método de Análisis.
 - 5.2.- Consideraciones para realizar Diagramas de Lattice.
- 6.- Coordinación de Aislamiento.
 - 6.1.- Generalidades.
 - 6.2.- Método General de Selección de Pararrayos.
 - 6.3.- Protección de Acometidas Subterráneas.
- 7.- Cálculo de Márgenes de Protección.
 - 7.1.- Ejemplos. Clase 15 KV.
 - 7.2.- Ejemplos. Clase 25 KV.
- 8.- Referencias.

* * *

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES EN
SISTEMAS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION

R. ESPINOSA L. Y J. YEBRA M.

1- INTRODUCCION

Los circuitos de distribución deben estar protegidos contra descargas atmosféricas y sobretensiones de operación. De estos dos fenómenos, la protección contra descargas atmosféricas es de más importancia, dado que los niveles de aislamiento normalmente usados en circuitos de mediana tensión pueden soportar sobretensiones varias veces mayores que la tensión de operación normal.

Básicamente, entonces, una vez que los pararrayos han sido instalados para protección contra descargas atmosféricas, los circuitos y el equipo quedará también protegido contra sobretensiones de operación con márgenes adecuados.

La protección de sistemas de distribución en líneas aéreas y — transformadores, en general, no requieren de estudios de ingeniería detallados, sin embargo, la protección de sistemas subterráneos de distribución residencial u otros equipos, como transformadores, en SE's de consumidores, que están alimentados desde — línea aérea, requieren de estudios un poco más elaborados.

En este trabajo fundamentalmente se revisan el origen de las so
bretensiones que afectan a las Redes Subterráneas de Distribu—
ción, los dispositivos de protección, las técnicas a seguir pa—
ra realizar la coordinación de aislamiento en las redes subte—
rráneas interconectadas con Redes Aéreas y, finalmente se hace
un análisis del estado actual de la tecnología involucrada en —
la aplicación de pararrayos para acometidas aero-subterráneas.

2- ORIGEN Y CARACTERISTICAS DE LAS SOBRETENSIONES

Las sobretensiones que se presentan en un sistema eléctrico, de
acuerdo con las causas que las producen, se pueden clasificar —
en:

- a) Sobretensiones de origen interno
- b) Sobretensiones de origen externo

MICA I

Las sobretensiones de origen interno se deben principalmente a
operación de dispositivos de desconexión y a fenómenos de ferro
resonancia en el sistema. Las de origen externo se deben — —
principalmente a: contacto directo de líneas de mayor tensión y
a descargas atmosféricas.

Las sobretensiones por operación de equipo de desconexión son —
de corta duración (2 a 3 ciclos) y alcanzan valores de 2 a 3 —
veces la tensión de operación del sistema. Para prevenir la fa

lla del aislamiento del equipo, éstos deben de pasar las pruebas de potencial aplicado y de impulso que señalen las normas correspondientes. Las sobretensiones por fenómenos de ferrorresonancia, se presentan en sistemas trifásicos de tres hilos con transformadores conectados con neutro aislado, esta situación se elimina empleando sistemas trifásicos de cuatro hilos con transformadores con neutro aterrizado o empleando transformadores con neutro aislado y elementos de protección y de seccionamiento de operación tripolar simultánea.

Las sobretensiones por contacto directo de líneas de mayor tensión, originan la falla de los elementos aislados a la menor tensión, propiciando la operación de los elementos de protección y la eliminación de la falla. Las sobretensiones por descargas atmosféricas son las de menor duración, pero las más severas. Para proteger los equipos contra estas sobretensiones se deben instalar pararrayos adecuados y diseñar el aislamiento de tal manera que satisfaga las tensiones normalizadas de impulso.

MICA 2

3- CLASIFICACION DE SISTEMAS

De acuerdo con la conexión a tierra del neutro del Sistema y de las sobretensiones que se presentan ante fallas de fase a tierra, se tiene la siguiente clasificación.

MICA 3

CLASE	DESCRIPCION	X_0/X_1	R_0/X_1	COEFICIENTE ATERRIZAMIENTO
A	ATERRIZADO	—	—	0.75
B	ATERRIZADO	<3	<1	0.80
C	ATERRIZADO	$3a \infty$	$1a \infty$	1.00
D	NO ATERRIZADO	$-40a - \infty$		1.10
E	NO ATERRIZADO	$0a - 40$		—

Sistemas clase A: Los sistemas de este tipo, son trifásicos 4 hilos, multiaterrizados a lo largo del circuito.

Sistemas clase B: Sistemas sólidamente aterrizados, en los que $X_0/X_1 < 3$ y $R_0/X_1 < 1$.

Sistemas clase C: Sistemas con neutro aterrizado, en los que no se cumplen las relaciones de los sistemas clase B. Emplean generalmente impedancias conectadas del neutro a tierra para disminuir la magnitud de las corrientes de corto circuito monofásico. Los sistemas que tienen neutralizadores de fallas de fase a tierra se incluyen en esta categoría.

Sistemas clase D: Sistemas con neutro aislado, en los que X_0/X_1 tiene valores entre -40 y $-\infty$

Sistemas clase E: Sistemas con neutro aislado, en los que X_0/X_1 tiene valores entre 0 y -40

Coeficiente de Aterrizamiento: Es la relación de la tensión máxima de línea a tierra, durante una falla monofásica, y la tensión de línea a línea sin falla.

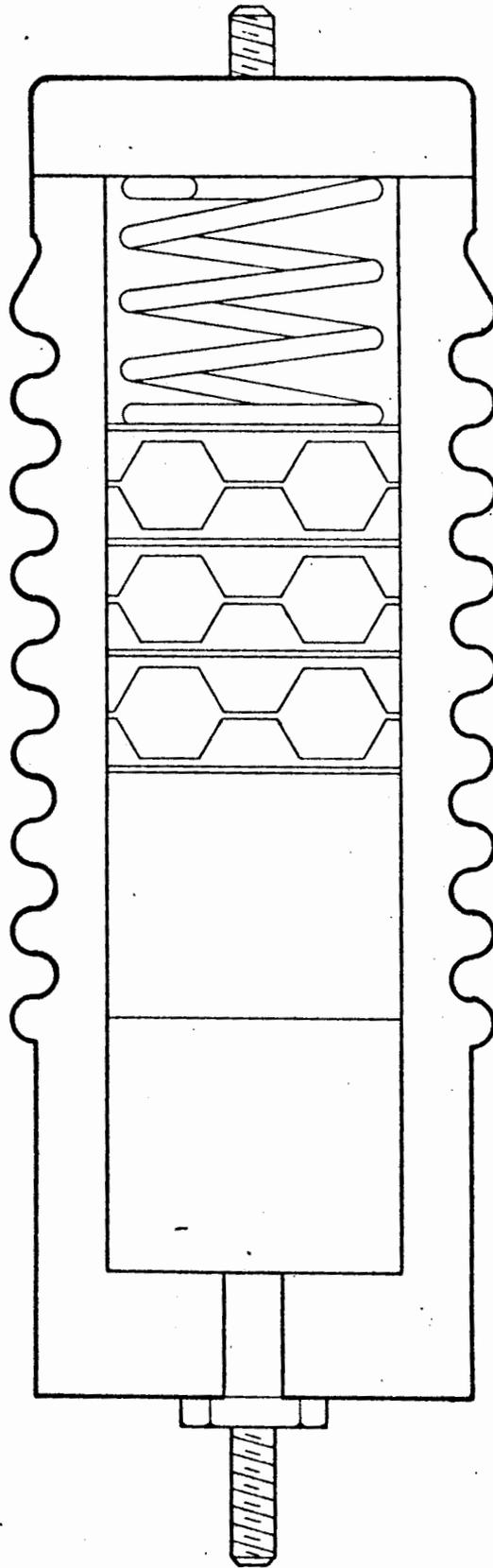
4- ELEMENTOS DE PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

4.1 Generalidades.

Cuando se produce un disturbio que genere una sobretensión, especialmente las debidas a descargas atmosféricas, éstas se encuentran asociadas a cantidades considerables de energía que pueden causar daños a las líneas y a su aislamiento. Por lo tanto, es importante asegurar que la disipación de esta energía sea controlada y disipada lo más rápidamente posible.

En Sistemas Subterráneos de Distribución que son alimentados desde línea aérea, los elementos empleados para llevar a cabo la protección contra sobretensiones son los pararrayos. Los pararrayos son dispositivos de protección que limitan las sobretensiones en el equipo protegido conduciendo la onda de sobretensión a tierra por una trayectoria de baja impedancia. Los pararrayos valvulares básicamente están compuestos por dos partes: una estructura de flameo y un elemento resistivo no lineal. Ver figura 4.1.

Cuando ocurre una sobretensión, flamea sobre la estructura de descarga del pararrayos y fluye corriente a través del elemento resistivo o de la cámara a tierra. Como bajo esta situación la línea queda puesta a tierra a través del pararrayos, fluye también una corriente remanente de 60 ciclos. La magnitud de esta corriente en un pararrayos tipo valvular es independiente de la-



MICA 4

PARARRAYOS AUTOVALVULAR

capacidad del sistema. Los pararrayos deben ser capaces de prevenir el flujo continuo de corriente remanente de 60 ciclos después que ha cesado de descargar la corriente transitoria.

El pararrayos tipo autovalvular se comporta como un aislador durante las condiciones normales de operación. Cuando una sobretensión lo hace funcionar, la resistencia no lineal limita la corriente alterna que sigue a la transitoria a un valor comparativamente bajo, la cual prácticamente está en fase con la tensión del sistema. Así, cuando la corriente llega a un valor cero, la tensión tiene un valor pequeño facilitándose la interrupción de la corriente. Debido a que la Tensión de Chispeo es bastante similar a la tensión residual de descarga, en este pararrayos, es necesario emplear los dos valores de tensión para determinar los niveles de protección. Ver figuras 4.2 y 4.3

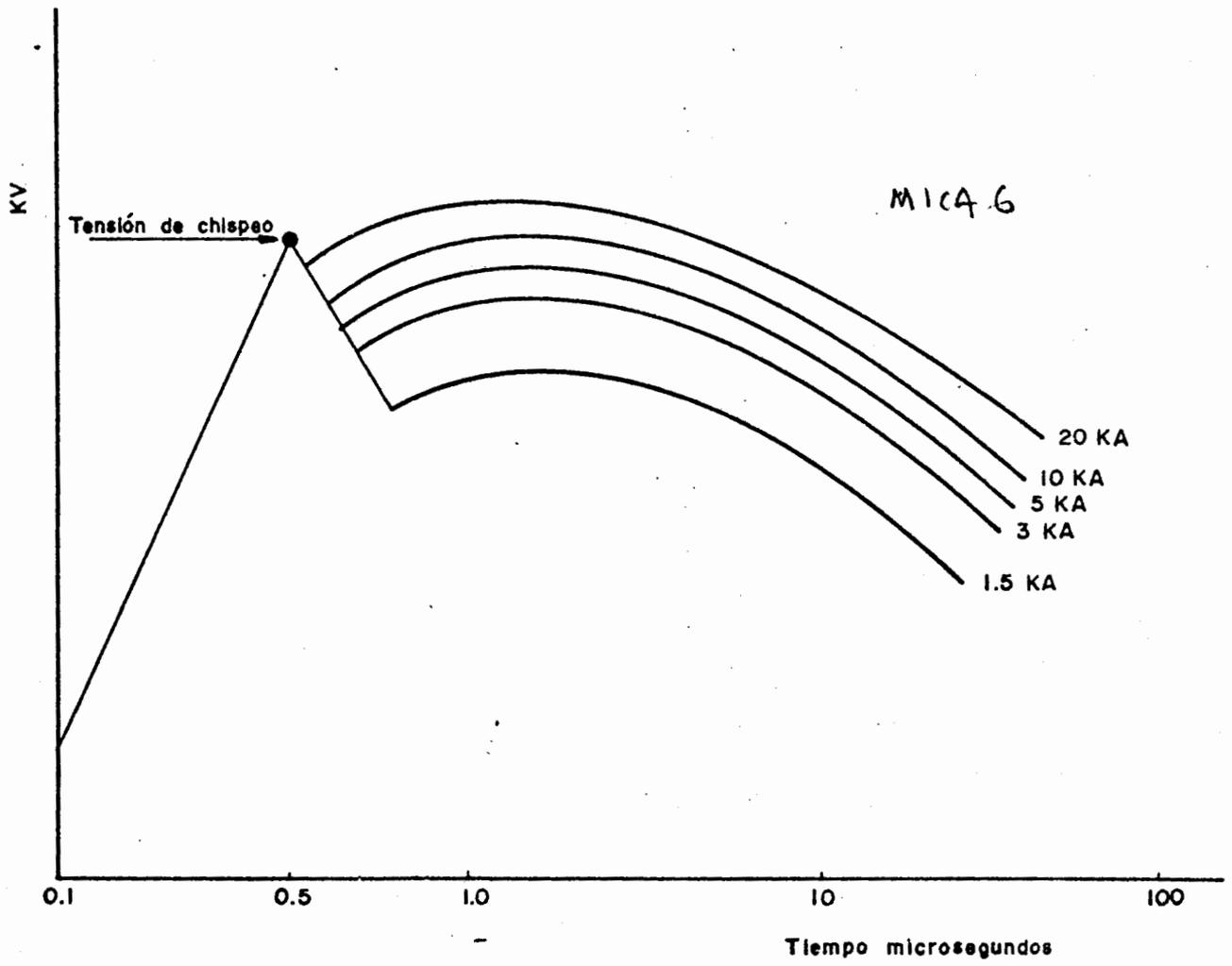
4.2 Clasificación de pararrayos autovalvulares.

Los pararrayos autovalvulares se pueden dividir en tres clases:

- 1- Clase estación
- 2- Clase intermedia
- 3- Clase distribución.

MIC 5

Los pararrayos clase estación son los más costosos y los que presentan las mejores características eléctricas, para efectos de coordinación de aislamientos. Esta clase de pararrayos tie



CARACTERISTICAS TIPICAS DE PARARRAYOS

ne la menor tensión de descarga y la capacidad para soportar - las más altas corrientes de descarga. Se emplea ampliamente - en subestaciones de alta tensión.

Los pararrayos clase intermedia son empleados en subestaciones de mediana tensión. Estos pararrayos también se emplean para proteger algunos circuitos de distribución subterránea, donde se requiere mejorar los márgenes de protección al realizar los estudios de Coordinación de Aislamiento del sistema.

Los pararrayos clase distribución son los menos costosos y los que, como su nombre lo indica, son los empleados para sistemas de distribución.

4.3. Consideraciones generales para selección de pararrayos.

Una de las consideraciones más importantes para la selección de pararrayos, es su comportamiento ante corrientes de falla a tierra. Cuando el pararrayos falla en interrumpir la corriente alterna que sigue a la corriente transitoria debida a una sobretensión, el pararrayos conduce la corriente de falla a tierra que se tenga disponible en el lugar de instalación. Esta corriente puede generar una gran presión que finalmente destruya al pararrayos; si la resistencia a la presión de éste es menor que la presión generada por esta corriente alterna.

Otro factor importante que se debe considerar es la tensión má

MICA 7
Características
de un pararrayos
de este tipo.

xima que soportarán los pararrayos, a la frecuencia fundamen-
tal, puesto que la tensión máxima es función de la clase de -
sistema, esta tensión se obtiene multiplicando la tensión en
tre fases por el coeficiente de aterrizamiento del sistema. -
Se debe seleccionar la tensión nominal del pararrayos cuidan-
do que ésta sea siempre mayor que la tensión de fase a tierra
ante fallas monofásicas.

5- CALCULO DE SOBRETENSIONES.

5.1 Método de Análisis.

El cálculo de sobretensiones en Redes de Distribución por propagación de ondas viajeras, se puede calcular por el método de los diagramas de Lattice, este es un método gráfico que determina la variación de las sobretensiones en el tiempo y en diferentes puntos del sistema considerado.

Este método consiste en establecer dos ejes perpendiculares - entre sí; el eje horizontal, en el que se presenta a escala - la distancia de la línea considerada y el eje vertical en el que se representa el tiempo. Se trazan líneas que indican las distintas reflexiones y refracciones de un impulso. En cada punto de cambio de impedancia, las ondas reflejadas y transmitidas se obtienen multiplicando la magnitud de la onda incidente por los coeficientes de reflexión y refracción correspondientes.

La información básica que se requiere es: la longitud de las líneas involucradas en la red, sus impedancias características y la velocidad de propagación del impulso. En cada terminación de la línea y en todas las uniones de las líneas, se deben determinar los coeficientes de reflexión y refracción de acuerdo con las impedancias características. El coeficiente de reflexión es:

$$K_R = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

y el coeficiente de transmisión:

$$K_T = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_2}$$

donde Z_2 es la impedancia característica de la línea sobre la cual viaja la onda y Z_1 es la impedancia característica vista por la onda cuando alcanza el punto terminal o de derivación.

Cuando se consideran líneas desnudas y cables aislados, las impedancias características y las velocidades de propagación son diferentes. Las tensiones en cualquier punto del sistema considerado, se obtienen sumando las ondas de tensión que han pasado en ese punto en el instante en que se requiere determinar los. Para los casos en que se desea conocer la sobretensión en el punto de transición, se deben sumar todas las ondas incidentes y reflejadas que se encuentren a un lado de la ordenada del tiempo.

Como ilustración de este método considérese el caso en que de una línea aérea se deriva una acometida subterránea que alimenta a un fraccionamiento, el alimentador subterráneo se considera que tiene un punto normalmente abierto. Cuando una descarga en la línea aérea provoca que una onda de sobretensión V_1 viaje a lo largo de la línea e incida en el punto de transición, una componente V_2 se refleja regresando a la línea —

aérea y otra componente V_3 se transmite a lo largo del cable aislado, ver Figura 5.1, el valor de esta tensión es:

$$V_3 = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} V_1$$

esta onda incide en el punto normalmente abierto y se refleja hacia el punto de transición, en donde nuevamente se transmite una tensión hacia la línea aérea y otra igual a $V_3 (Z_1 - Z_2) / (Z_1 + Z_2)$, se refleja hacia el punto normalmente abierto. Este proceso se repite hasta que finalmente, debido a las continuas reflexiones y refracciones de la onda, ésta se amortigua. Ver Figura 5.2.

De acuerdo con este razonamiento y el diagrama de Lattice de La Figura 5.2, la tensión en el punto normalmente abierto, está dada por:

$$V = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} V_1 + \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} V_1 + \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} V_3 + \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} V_3 + \left(\frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2}\right)^2 V_3 + \left(\frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2}\right)^2 V_3 + \dots + \left(\frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2}\right)^2 V_3 + \left(\frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2}\right)^2 V_3$$

como $V_3 = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} V_1$

substituyendo en la ecuación anterior:

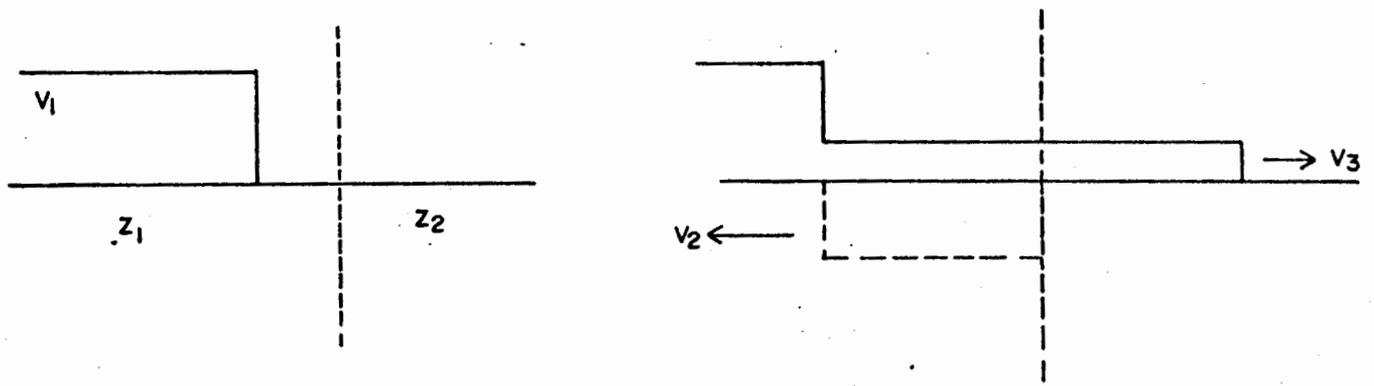


Figura 5.1.— Comportamiento de la onda de tensión antes y después de incidir en el punto de transición.

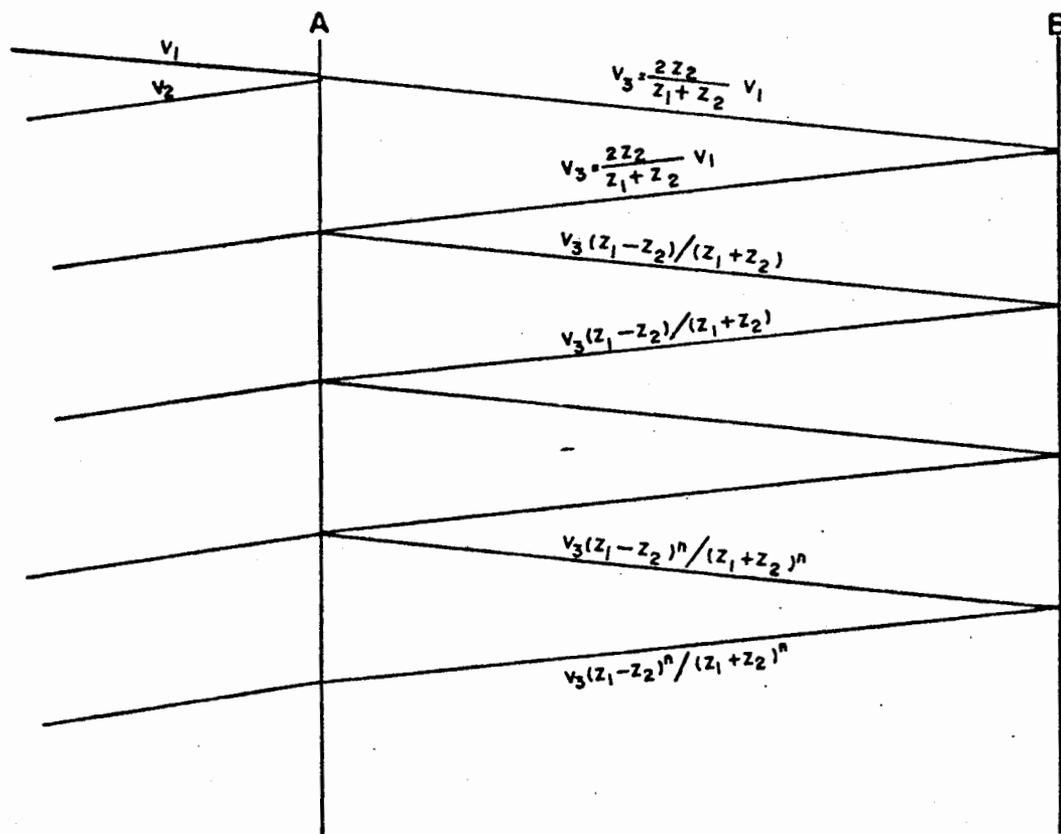


Figura 5.2.— Diagrama de Lattice para un cable aislado Z_2 con el extremo B abierto.

$$V = 2V_3 + 2V_3 \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} + 2V_3 \left(\frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} \right)^2 + \dots$$

$$\dots + 2V_3 \left(\frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} \right)^n$$

sacando como factor común a $2V_3$ y haciendo $\frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} = b$

se tiene: $V = 2V_3 (1 + b + b^2 + \dots + b^n)$

Se puede demostrar fácilmente que esta serie converge a un valor asintótico a $2V_1$. Esto se muestra en la Figura 5.3. Si en lugar del cable aislado se tratara de un cable desnudo, la duplicación de V_1 se hubiera obtenido instantáneamente. De esto se deduce, que el cable aislado no reduce la tensión en el extremo del cable, sino que reduce su tasa de variación. En la Figura 5.4 se muestra la variación de la tensión con el tiempo, para el caso en que no se instalan pararrayos en el punto de transición, claramente se ve como la tensión incidente V_1 tiende a duplicarse y finalmente en la Figura 5.5, se muestra el diagrama de Lattice que sirvió para elaborar las curvas de la Figura 5.4.

5.2. Consideraciones.

Para cálculo de sobretensiones en acometidas aero-subterráneas, las siguientes consideraciones se aplican en forma general:

- 1- Las tensiones transitorias en Sistemas Subterráneos son on-

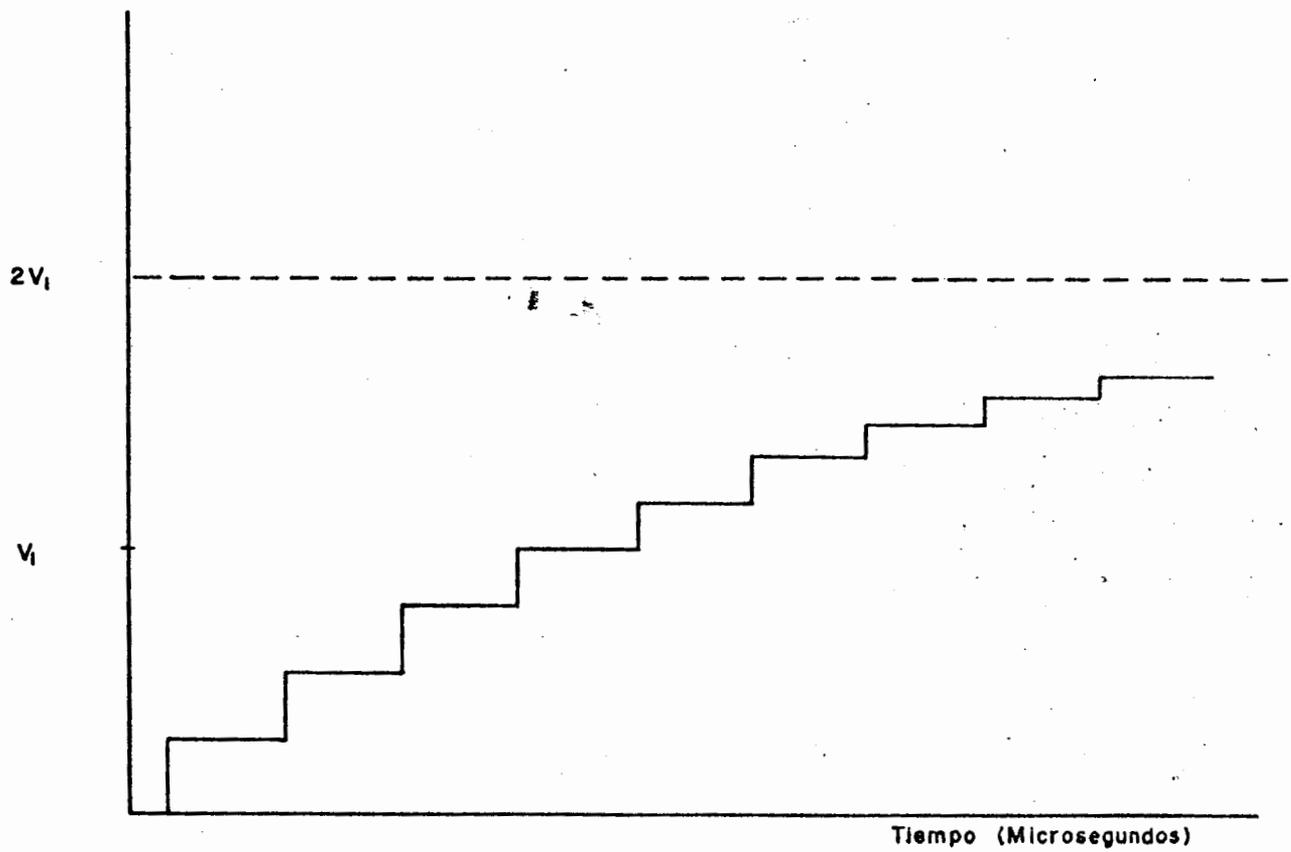
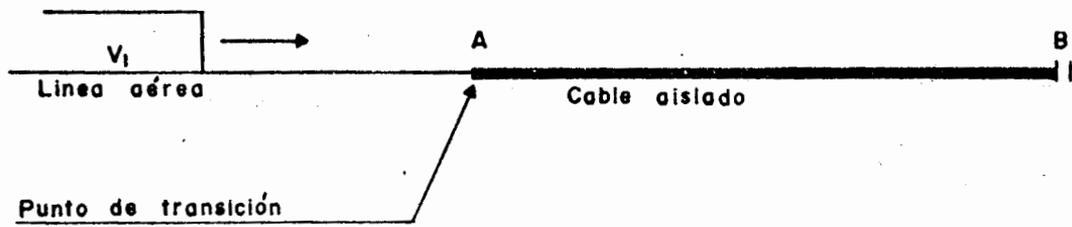


Figura 5.3.— Tensión — Tiempo en el punto B normalmente abierto.

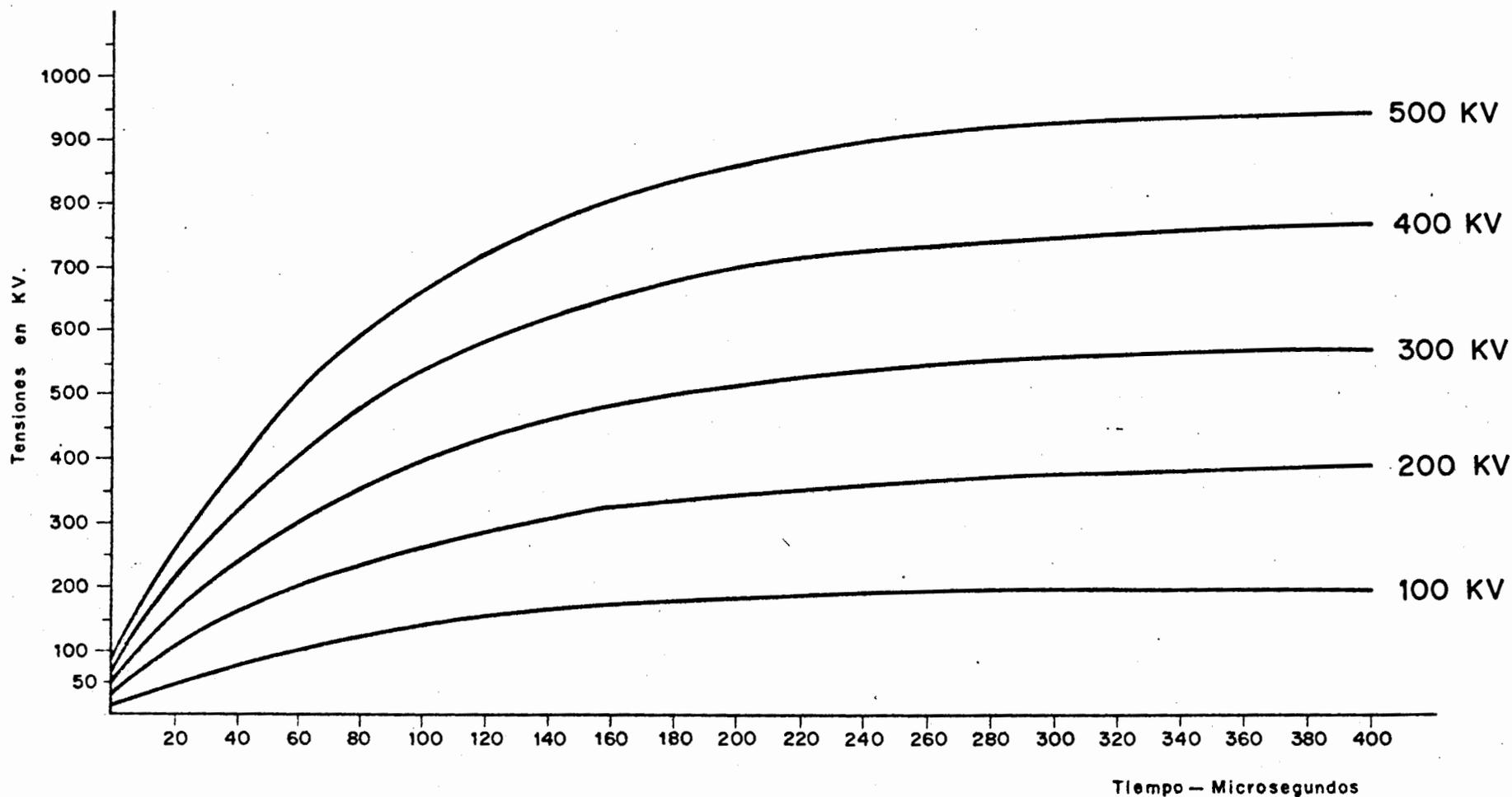
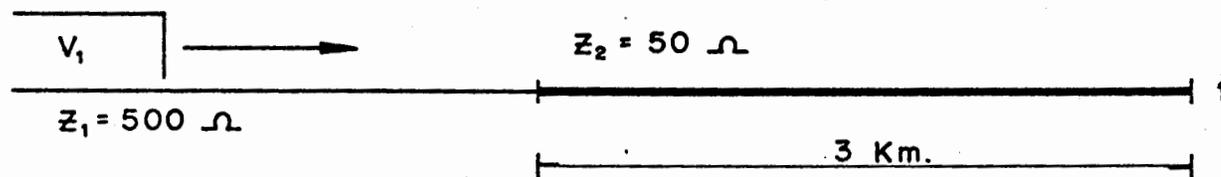


Figura 5.4 - Tensiones en el punto normalmente abierto para diferentes valores de tensión aplicada en el punto de transición.

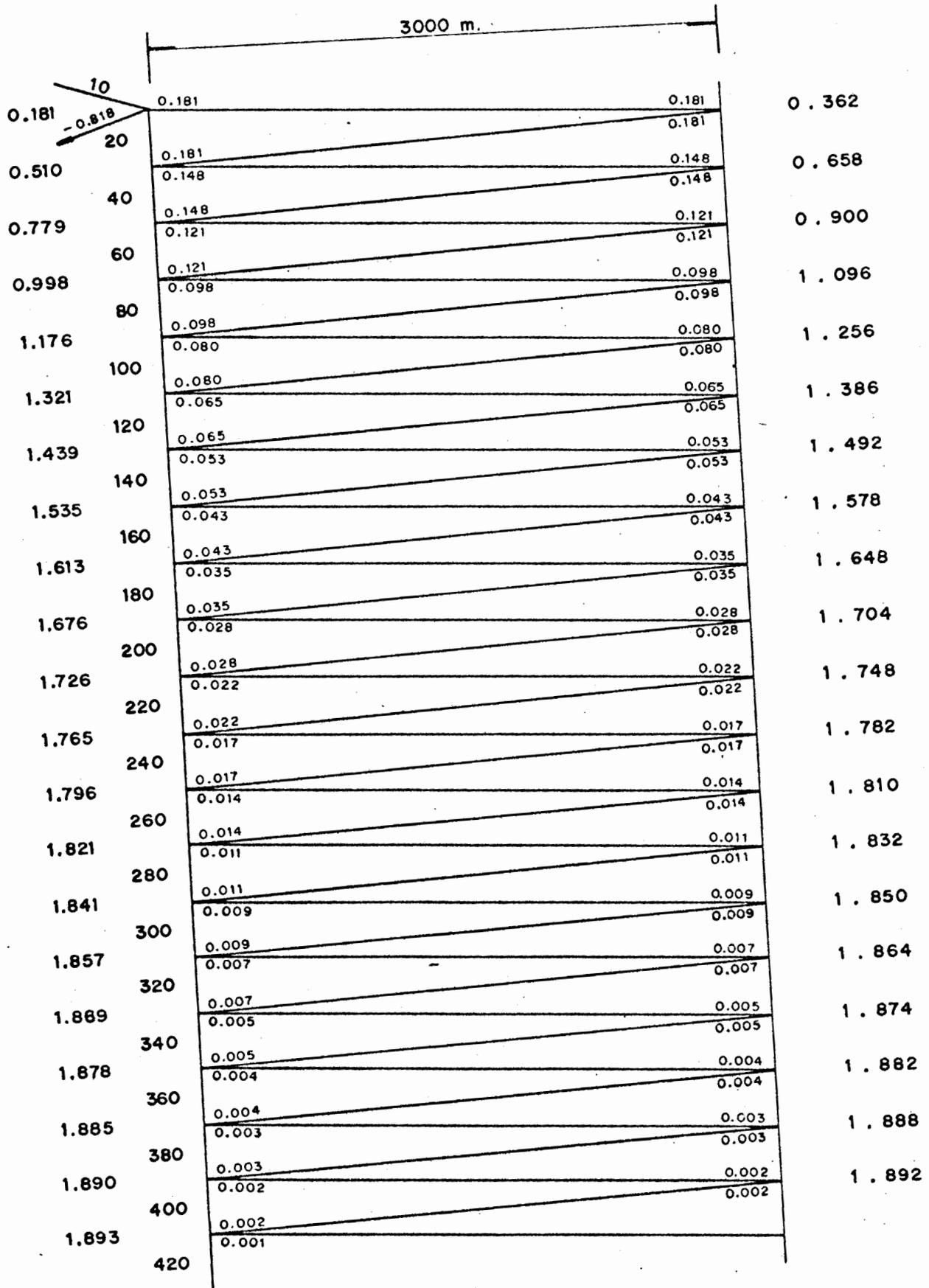


Figura 5.5 - Diagrama de Lattice para cálculo de sobretensiones

das viajeras que se originan en el circuito aéreo y entran en el punto donde está la acometida aero-subterránea. Fig. 5.6

- 2- El valor promedio de la impedancia de onda de una línea aérea, fluctúa entre 450 y 500 ohms.
- 3- El valor promedio de la impedancia de onda de un cable aislado, fluctúa entre 25 y 75 ohms.
- 4- La onda se propaga a una cierta velocidad. Comúnmente se emplean 150m/microsegundo para cables aislados y 300m/microsegundo para líneas desnudas.
- 5- Las tensiones transmitidas y reflejadas, se determinan de acuerdo a los coeficientes correspondientes, según se explicó anteriormente.
- 6- Para líneas que terminan en un transformador, se considera que el coeficiente de reflexión es igual a uno y el de transmisión igual a cero. Esto se debe a los altos valores que alcanzan las impedancias características de los transformadores, en comparación con los de los alimentadores. Fig. 5.7

6- COORDINACION DE AISLAMIENTO.

6.1 Generalidades.

Coordinación de aislamiento es la relación que existe entre las características del aislamiento del equipo eléctrico y las características de los equipos de protección contra sobretensiones, de tal forma que el aislamiento esté adecuadamente protegido.

TENSION SISTEMA	NBA	PARARRAYOS	TENSION RI (10 KA)	TENSION CHISPEO	$\frac{2RI(10 KA)}{NBA}$	$\frac{2T.CHISPEO}{1.15 NBA}$
KV	KV	KV	KV	KV		
13.2 / 7.62	95	10 (A)	36	43	0.76	0.79
		10 (E)	29	38	0.61	0.69
24.94/14.4	125	18 (A)	66	73	1.05	1.01
		18 (B)	65	58	1.04	0.81
		18 (C) +	60	58	0.96	0.81
		18 (E)	52	59	0.83	0.82
34.5 /19.9	150	27 (A)	96	88	1.28	1.02
		27 (D) +	89	88	1.19	1.02
		27 (E)	77	85	1.03	0.98
		25 (A)	89	84	1.19	0.97
		25 (D) +	83	84	1.10	0.97
		25 (E)	71	80	0.95	0.92

TABLA N^o - Comparación de métodos de protección.

(A) - Pararrayos clase distribución.

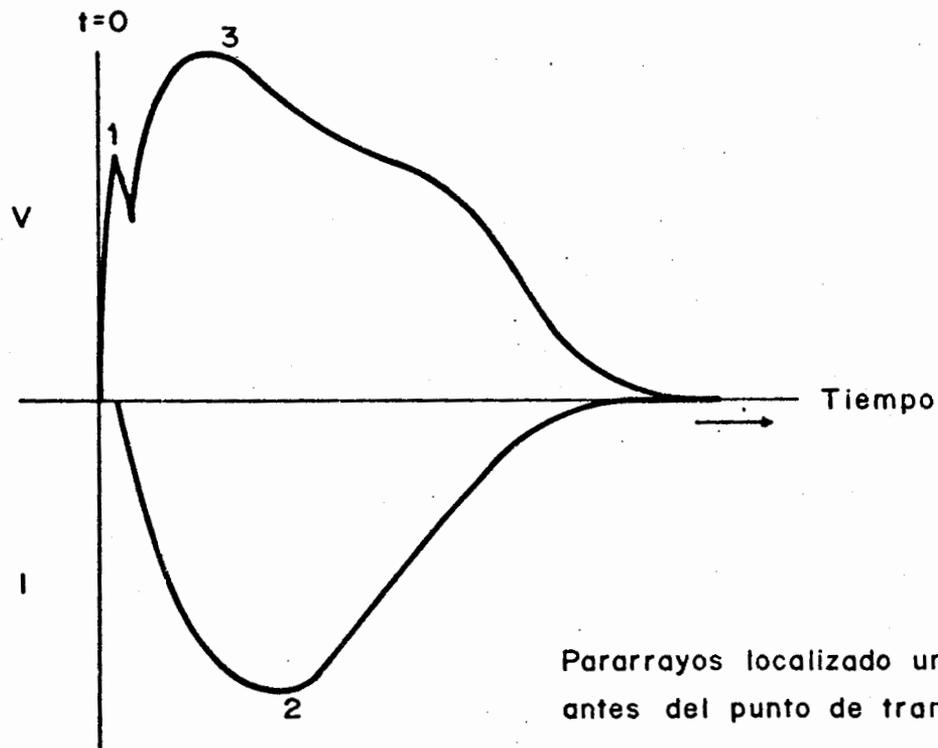
(B) - Pararrayos clase distribución (de baja tensión de descarga).

(C) - Pararrayos clase distribución (de baja tensión de descarga) en paralelo.

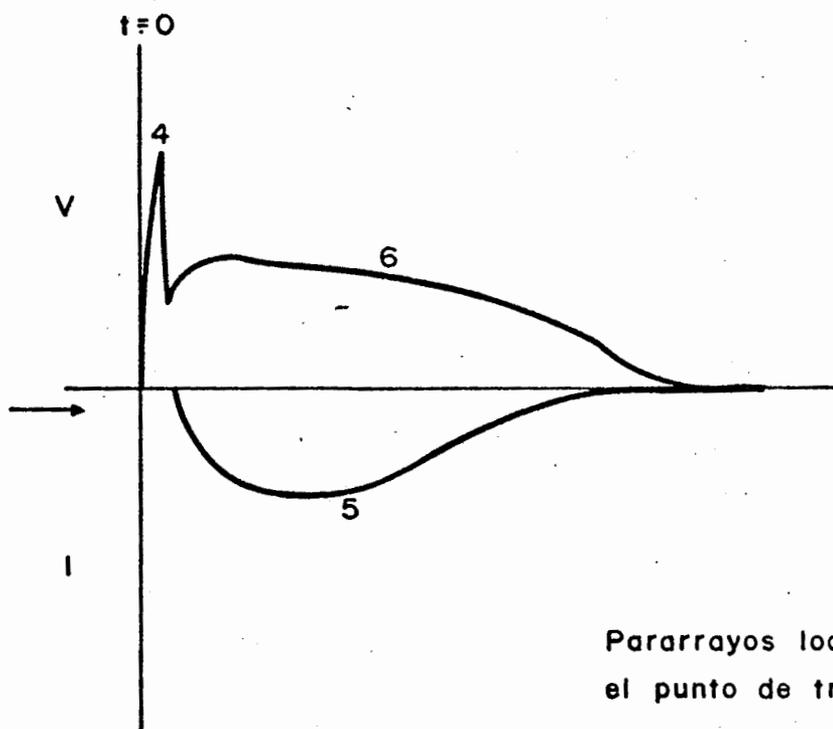
(D) - Pararrayos clase distribución, en paralelo.

(E) - Pararrayos clase intermedia.

+ - Pararrayos instalados en el punto de transición.



Pararrayos localizado un poste antes del punto de transición.



Pararrayos localizado en el punto de transición.

FIGURA N^o .- Efecto de un pararrayos instalado - un poste antes del punto de transición.

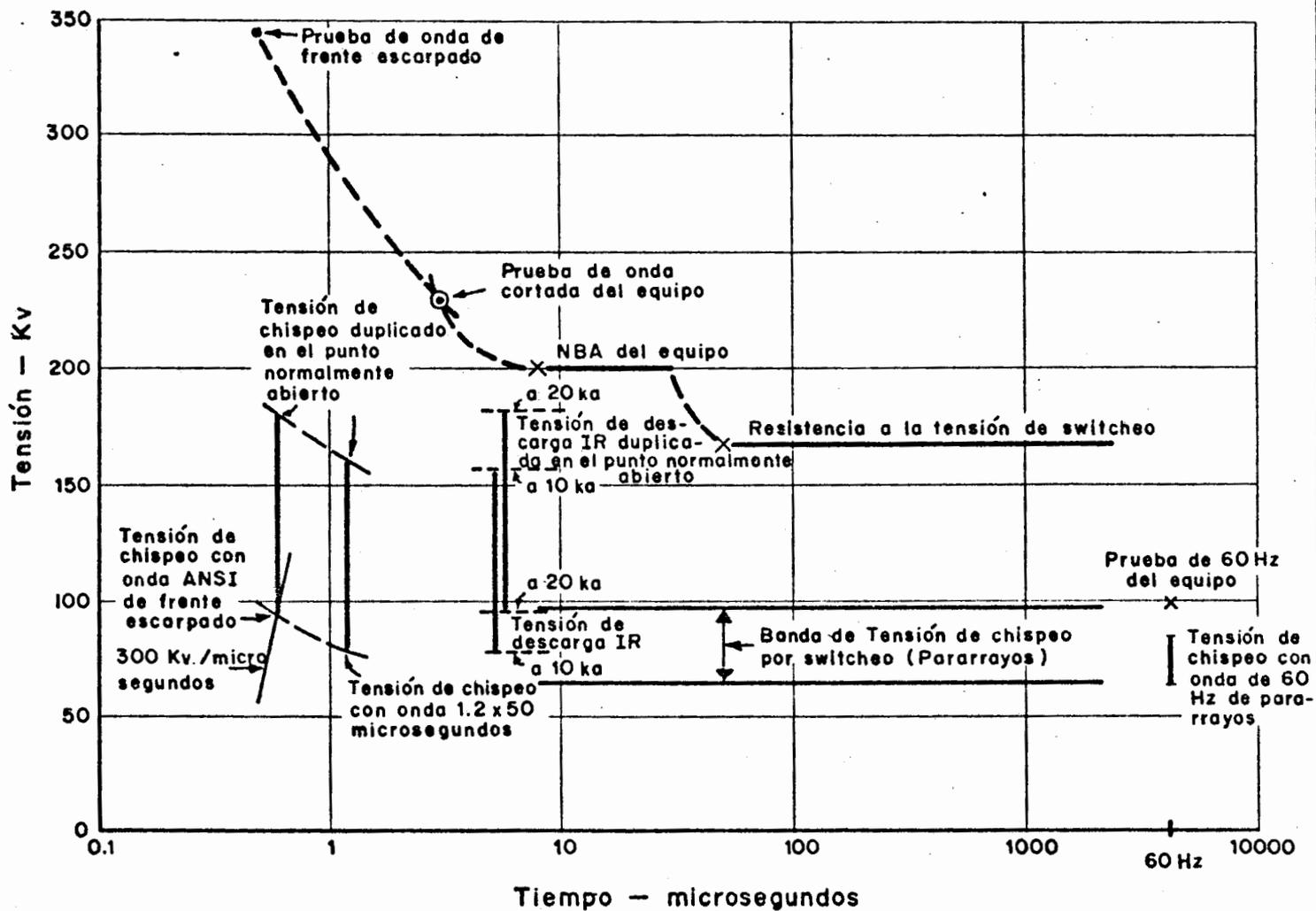


FIGURA N^o — Diagrama de coordinación de aislamiento — con pararrayos clase intermedia 34.5 Kv.

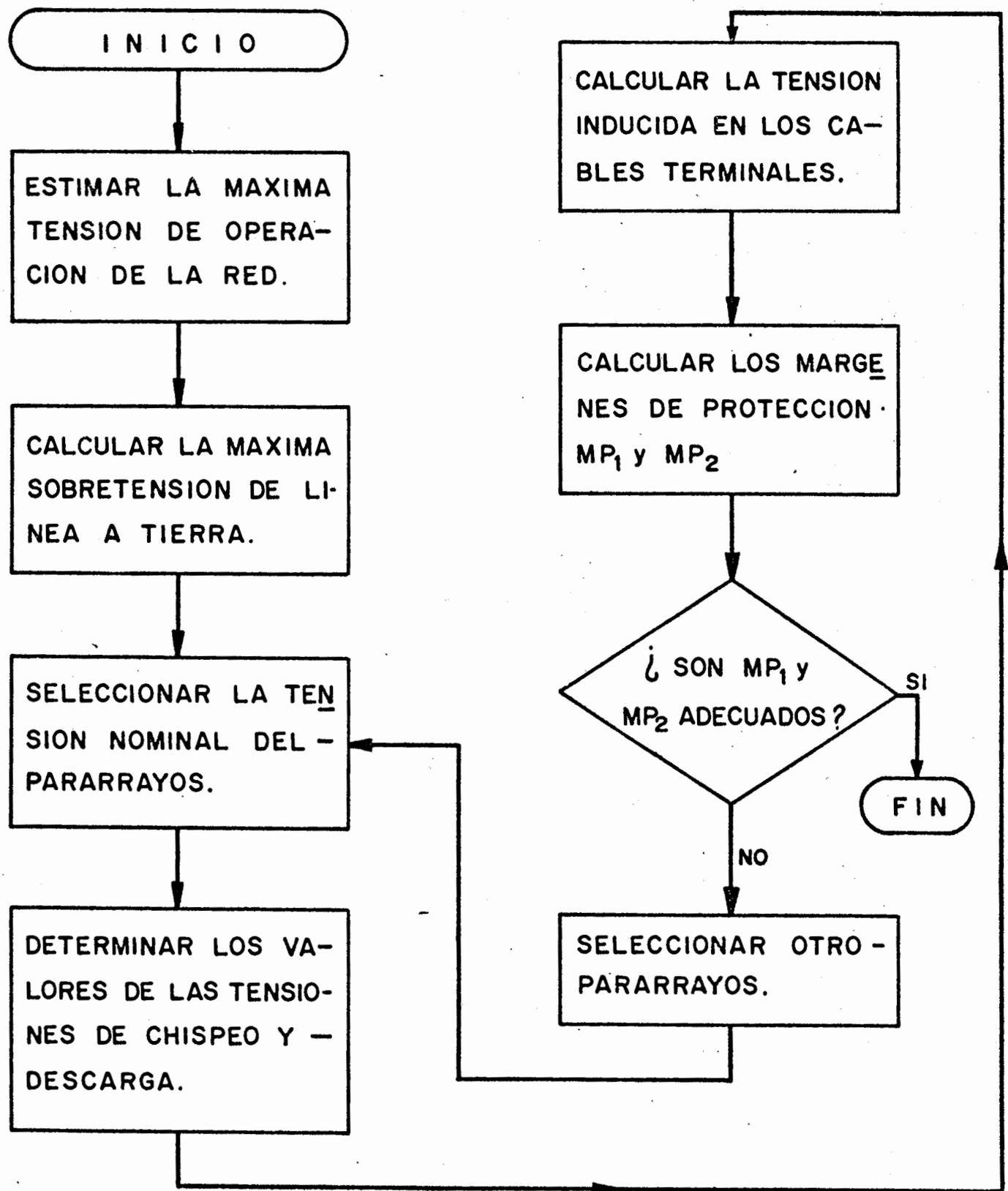


FIGURA N^o - Diagrama de flujo para selección de para-
rayos.

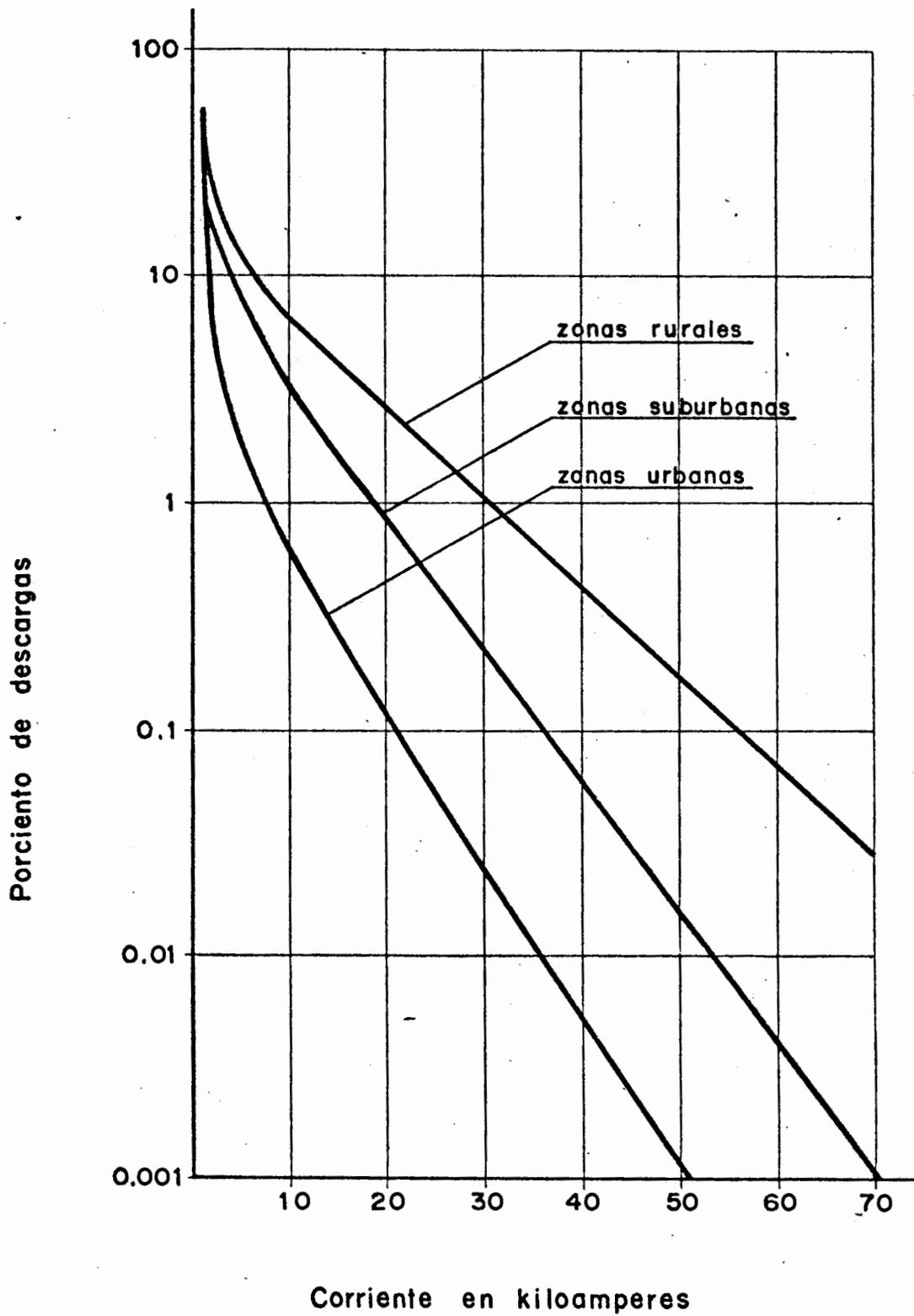


FIGURA N^o 4.5 - Probabilidad de corrientes de -
descarga en pararrayos clase distribución.

CLASE DE AISLAMIENTO	DEVANADOS			BUSHINGS		
	TENSION ONDA CORTADA		NBA 1.2 X 50	60 CICLOS UN MINUTO	60 CICLOS 10 SEGUNDOS	NBA 1.5 X 40
KV	KV	μ Segundos	KV	KV	KV	KV
1.2	36	1.00	30	10	6	30
2.5	54	1.25	45	15	13	45
5.0	69	1.50	60	21	20	60
8.7	88	1.60	75	27	24	75
15.0	110	1.80	95	35	30	95
25.0	175	3.00	150	70	60	150
34.5	230	3.00	200	95	95	200

61
Tabla No. - Pruebas de impulso en transformadores de distribución.

TENSION NOMINAL SISTEMA	CLASE DE AISLAMIENTO	NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO	PRUEBA DE BAJA FRECUENCIA
KV	KV	KV CRESTA	KV
1.2	1.2	10	4
2.4	2.5	20	10
4.8	5.0	25	12
8.3	8.7	35	19
14.4	15.0	50	31

62
Tabla No. - Pruebas de impulso en transformadores tipo seco.

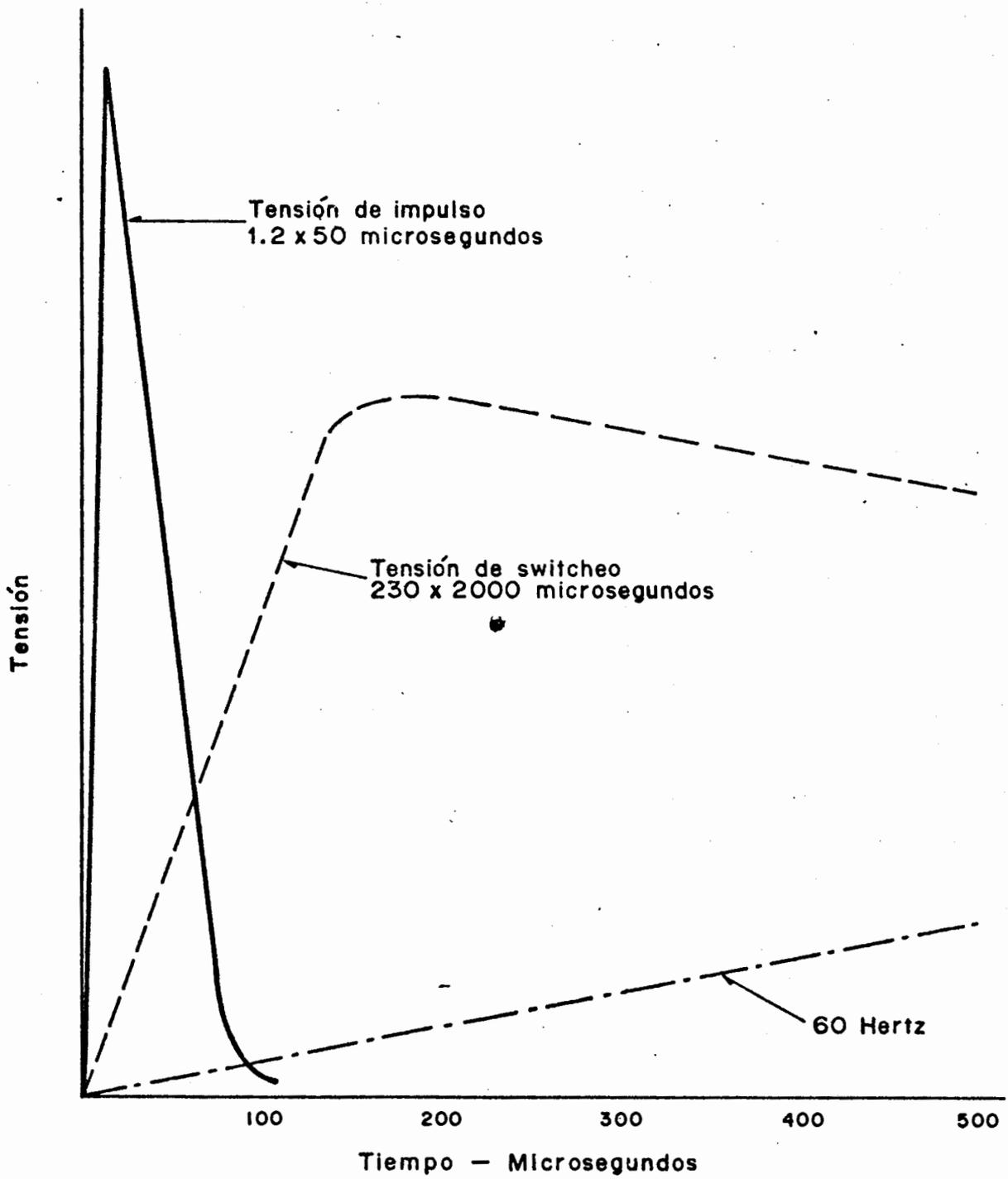
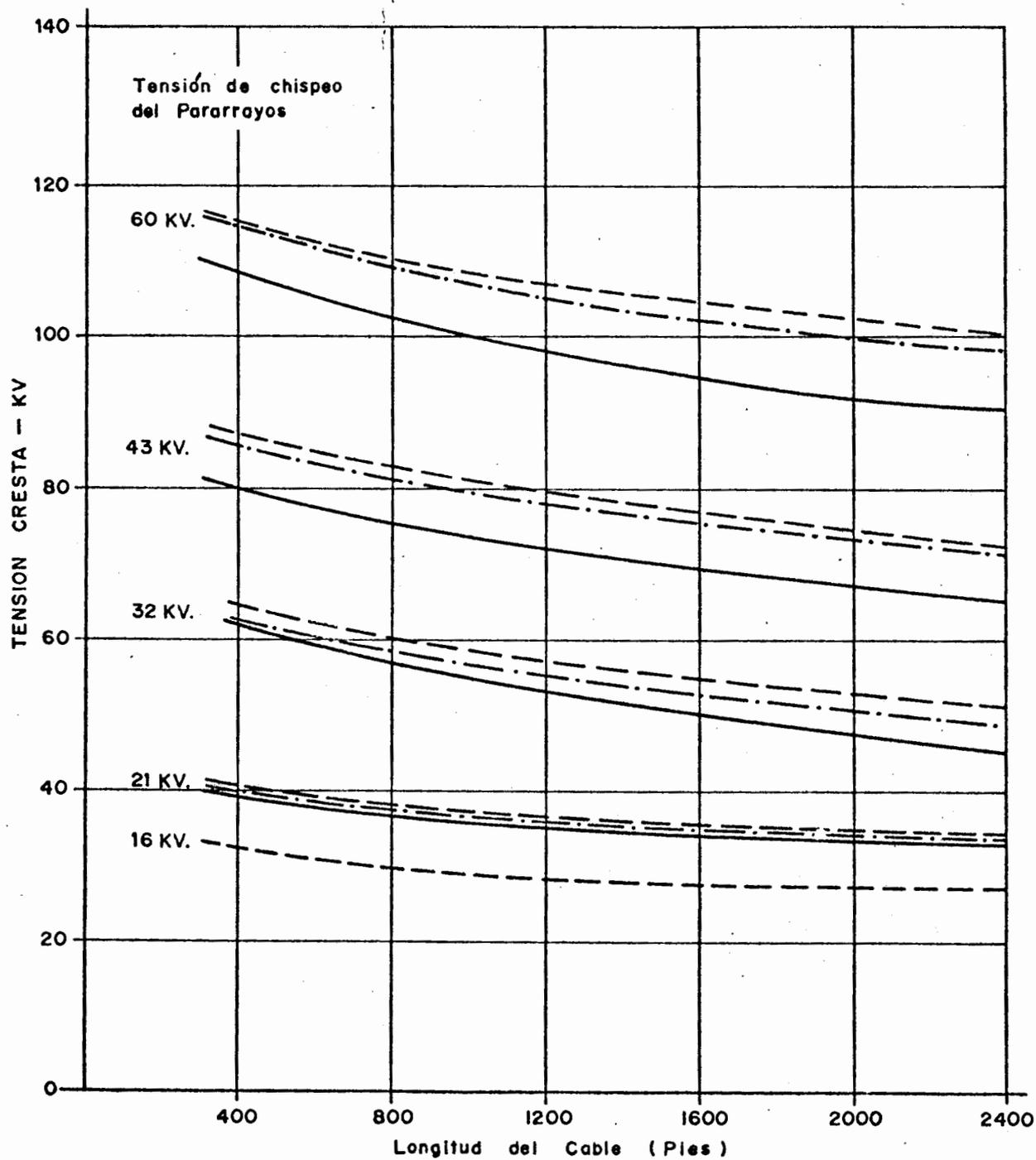


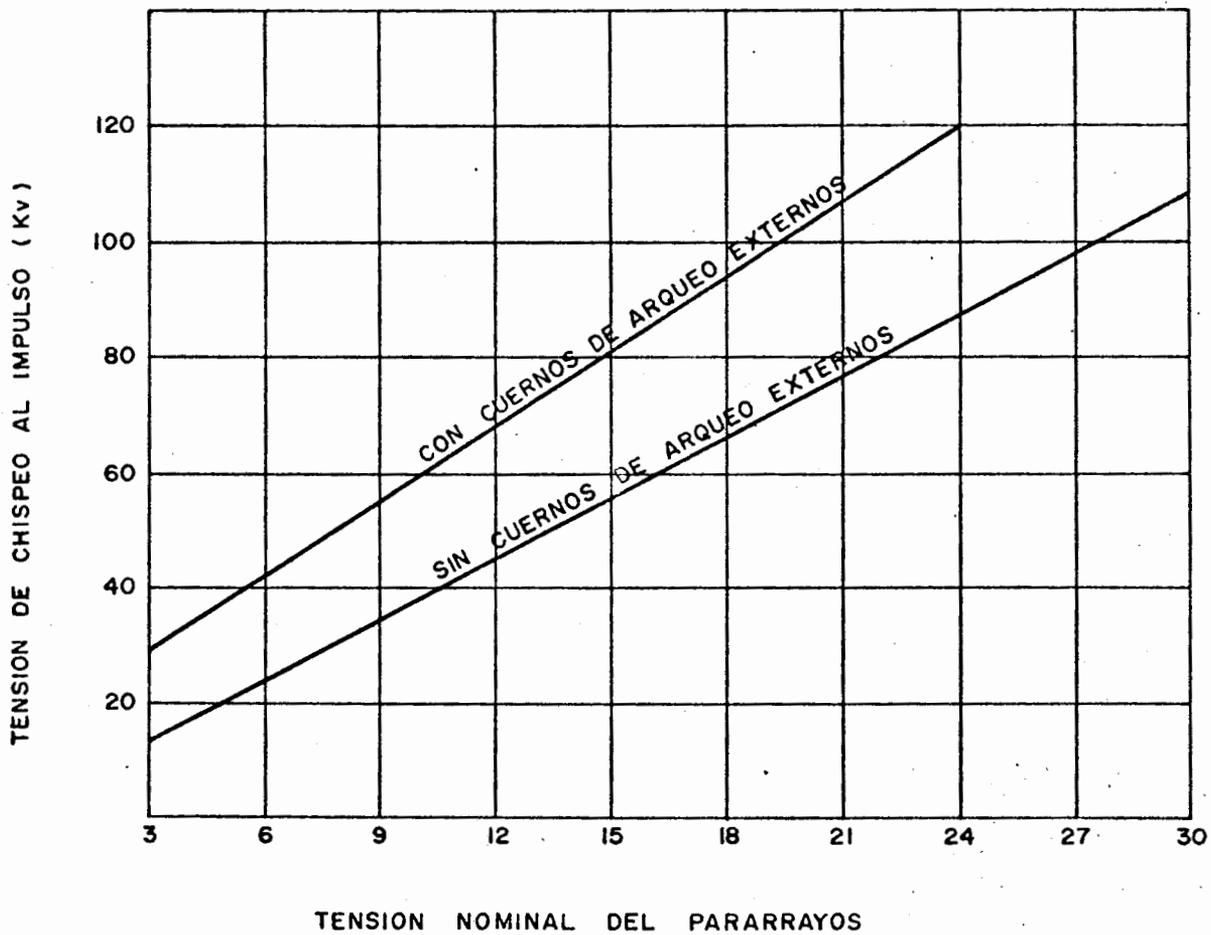
FIGURA N^o - Comparación de las ondas de impulso, - switcheo y 60 Hertz.



CLAVE.- ——— 1 x 8 Microsegundos
 - - - - - 2 x 8 Microsegundos
 - · - · - 1.5 x 100 Microsegundos

FIGURA N°

Tensión cresta en el transformador extremo para descargas remotas en función de la forma de onda, tensión de chispeo del pararrayos y longitud del cable.



TENSION NOMINAL - TENSION DE CHISPEO AL IMPULSO DE
PARARRAYOS CLASE DISTRIBUCION.

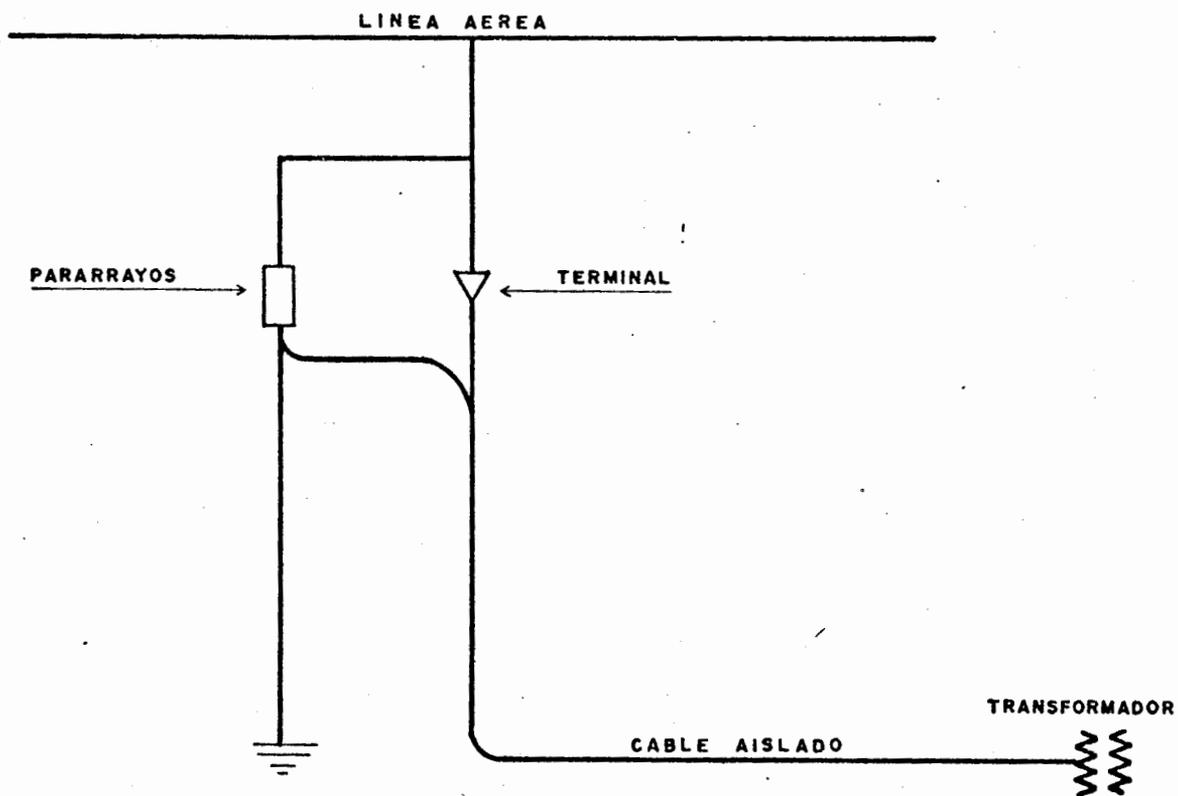


Figura 1.— Acometida aero-subterránea a transformador de distribución

El concepto básico de la coordinación de aislamiento se ilustra en la Figura 6.1, la curva "A" muestra la resistencia al impulso del aislamiento del equipo que se desea proteger contra las sobretensiones y la curva "B" es el nivel de protección proporcionado por el dispositivo de protección. De esta forma cualquier aislamiento que tenga una rigidez dieléctrica en exceso de la de la curva "A", está adecuadamente protegido por el dispositivo con características iguales a las de la curva "B". En resumen para proteger el aislamiento contra sobretensiones el dispositivo de protección debe tener una tensión de descarga menor que la tensión de ruptura del aislamiento.

La forma de conocer la resistencia del aislamiento del equipo eléctrico, ante las sobretensiones, es en base al Nivel Básico de Aislamiento de dicho equipo. El Nivel Básico de Aislamiento, es la tensión al impulso que soportan los aislamientos de los equipos, con la onda normalizada de 1.2×50 microsegundos. Ver Figura 6.2. Estos valores se asignan en función de la conexión a tierra, del sistema, de la clase de tensión y del tipo de equipo considerado. Tablas 6.1 y 6.2 y Figs. 6.3 y 6.4

El concepto encargado de medir el grado de seguridad con que se protege un equipo al aplicar un dispositivo de protección, se le conoce como "Márgen de Protección", el cual se define como

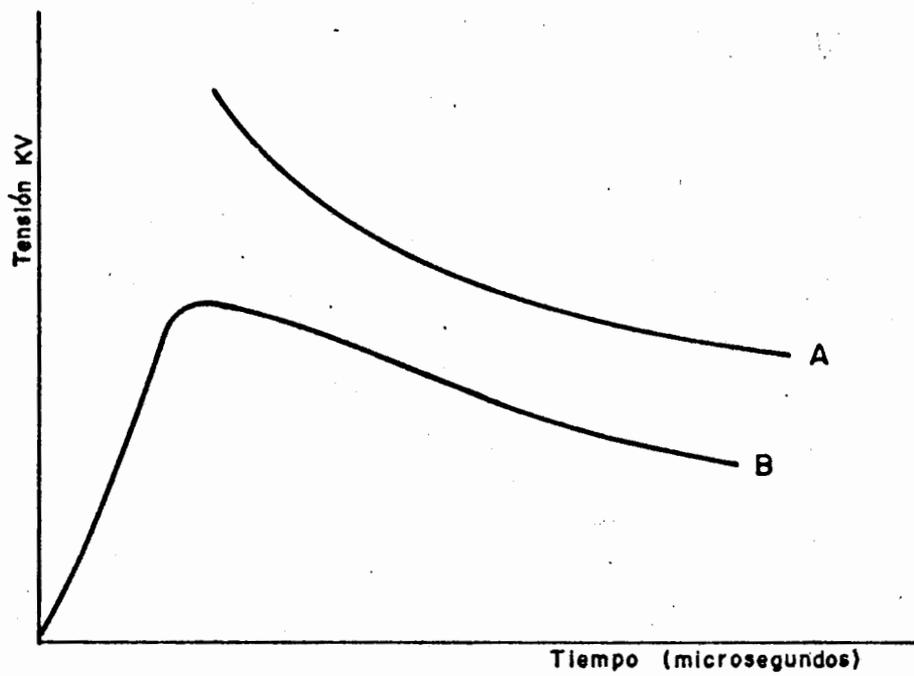


Figura 6.1.— Protección del aislamiento con características "A" por elemento de protección con características "B"

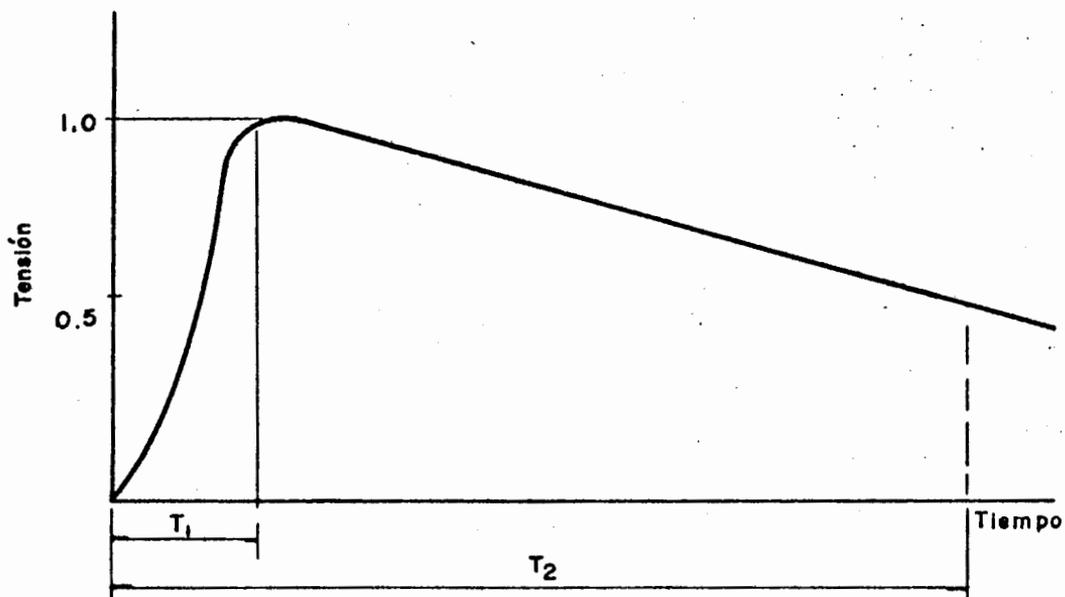


Figura 6.2.— Onda de impulso normalizada (1.2 X 50 microsegundos).

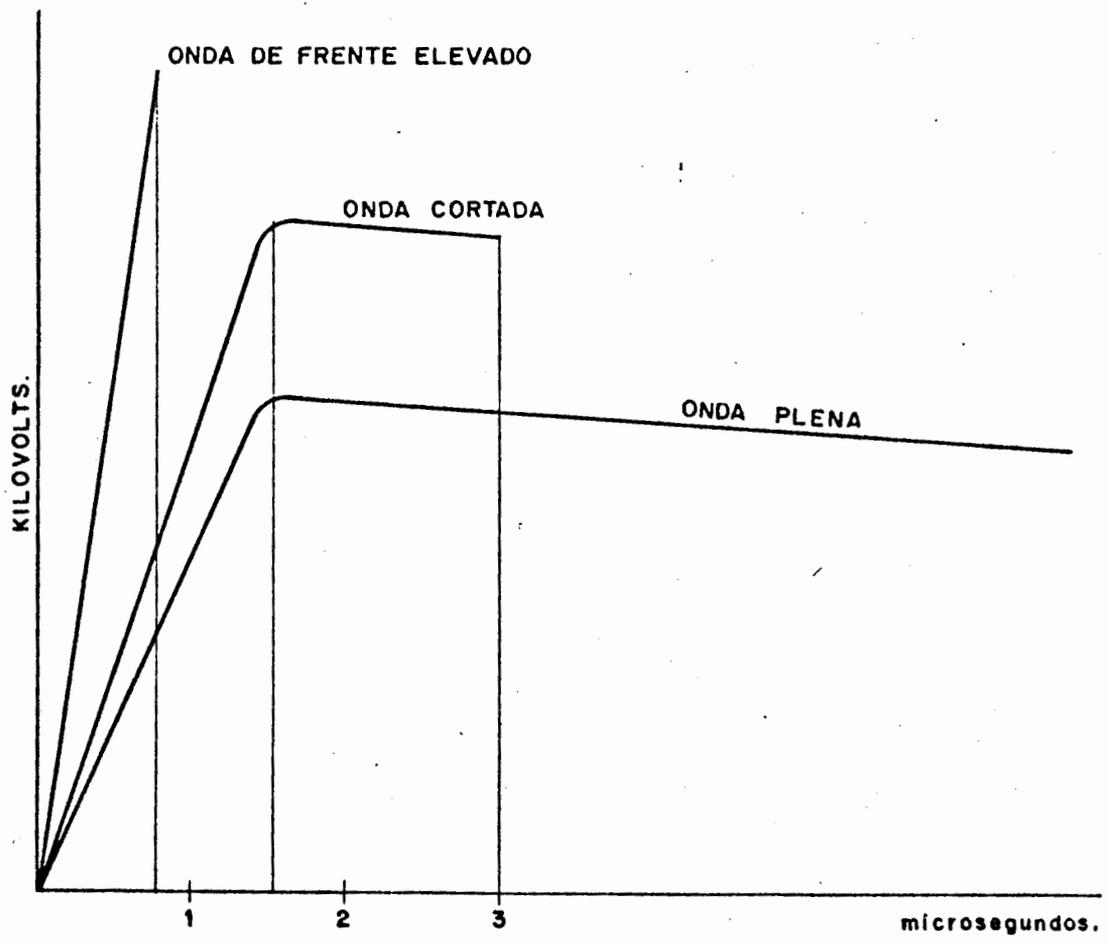


FIGURA 4.- Ondas empleadas en pruebas a equipo eléctrico

la relación que hay entre el Nivel Básico de Aislamiento (NBA) y la Tensión de Descarga del elemento de protección (TD) menos uno, expresado en por ciento, así: $MP = \left(\frac{NBA}{TD} - 1 \right) 100$

$$MP = \left(\frac{NBA - TD}{TD} \right) 100$$

Generalmente se considera aceptable un margen de protección igual a 20%.

6.2 Método General de Selección de Pararrayos.

- REL.

El procedimiento general para la selección de pararrayos, se compone de los siguientes pasos:

- 1- Determinar la tensión máxima de fase a tierra, a la frecuencia de operación, en el lugar donde se desea instalar los pararrayos. La tensión máxima que se presenta ante esta situación es para fallas monofásicas de fase a tierra. Para conocer la tensión máxima de fase a tierra, en las fases sanas; multiplique la tensión máxima entre fases por el coeficiente de aterrizamiento del sistema: O bien por cálculo directo en caso de tener duda en cuanto al valor del coeficiente de aterrizamiento.
- 2- Estimar la magnitud de la corriente de descarga más severa a que se verá sometido el pararrayos. La cual normalmente se estima en 20,000 amperes, como máximo. Fig. 6.5

3- De una manera tentativa, seleccionar la clase y tensión nominal del pararrayos. Para equipo de Distribución se debe emplear pararrayos clase Distribución, salvo en los casos en que no se logren los márgenes de protección, se emplearán pararrayos clase Intermedia. La Tensión nominal del pararrayos se selecciona en base a la tensión máxima de fase a tierra del sistema. Se considera recomendable una tensión nominal 5% mayor que la máxima tensión de fase a tierra.

4- Tomar en cuenta las características de protección de los pararrayos seleccionados tentativamente. Las características de protección del pararrayos se obtienen en base a la información del fabricante y son función de la clase de pararrayos, del valor de la tensión de chispeo y del valor de la corriente de descarga del mismo.

5- Comparar la resistencia al impulso del aislamiento que se desea proteger con las sobretensiones que se presenten. Para determinar si el aislamiento del equipo está protegido adecuadamente, se deben efectuar las siguientes comparaciones:

1- La tensión máxima de chispeo (TCH) del pararrayos, incluyendo un margen de protección del 20%, debe ser igual o menor que la resistencia a la tensión de onda cortada del equipo.

$$TCH + 0.2 TCH \leq 1.15 NBA$$

2- La tensión máxima de descarga del pararrayos (TD), incluyen do un margen de protección de 20%, deberá ser menor o igual

al Nivel Básico de Aislamiento.

$$TD + 0.2 TD \leq NBA$$

6- En caso de que el punto anterior indique que no se puede lograr una coordinación de aislamiento adecuada, es necesario realizar una nueva evaluación. Ver figura 6.6

6.3 Protección de acometidas subterráneas.

Las acometidas aero-subterráneas que alimentan Redes para fraccionamientos, generalmente por conveniencia de operación, se operan con un punto normalmente abierto. Cuando incide una descarga en la red aérea, una onda de sobretensión entra en la red subterránea, duplicándose en el punto normalmente abierto. Esta tensión es de importancia primordial para realizar la coordinación de aislamiento en este tipo de arreglos.

La onda de tensión que entra a la red por la acometida aero-subterránea, tiene dos componentes:

- 1- La magnitud de la onda de tensión que incide en el punto de transición, antes de que ocurra la descarga de pararrayos (TCH).
- 2- La tensión (TCT) desarrollada entre la conexión del cable-terminal que conecta el pararrayos con la línea de Mediana

Tensión y la tensión de descarga del pararrayos (TD). La primera se debe a la tensión inducida en el cable terminal por la corriente de descarga y se considera que produce una caída de tensión igual a 5.3 KV/M y la segunda es producida por la corriente de descarga del pararrayos. Ver - Figura 6,7.

Debido a que la onda de tensión se puede duplicar en el punto normalmente abierto, se considera que sin pararrayos en este punto y bajo las condiciones más críticas, la tensión en el punto normalmente abierto es igual al doble de la tensión de chispeo del pararrayos (2TCH) o también al doble de la tensión de descarga del pararrayos (2TD). Ver Figura No. 6.8 y 6.9

Ante esta situación, para realizar la coordinación de aislamiento en estas instalaciones, se consideran dos márgenes de protección, en el primero se compara la tensión de chispeo del pararrayos y en el segunda el Nivel Básico de Aislamiento (NBA) con la Tensión de descarga del pararrayos así:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBA} - 2 \text{ TCH}}{2 \text{ TCH}} \cdot 100$$

$$MP_2 = \frac{\text{NBA} - 2(\text{TCT} + \text{TD})}{2 (\text{TCT} + \text{TD})} \cdot 100$$

En la Figura No.6.8 se muestra lo anterior.

Se considera que 5% es el valor mínimo aceptable del primer -

Márgen de Protección (MP_1) y 10% mínimo para el segundo Márgen de Protección.

Aunque estos márgenes de protección son aceptables, es deseable, que se obtengan mayores ; especialmente para el segundo , lo cual mejora la protección contra corrientes de descarga más altas que las esperadas.

El arreglo más sencillo para proteger las acometidas aero-subterráneas es aquel que consta de un pararrayos instalado en el poste de la acometida subterránea, sin embargo cuando este arreglo no proporcione los márgenes de protección señalados, se adoptará cualquiera de las siguientes opciones:

- 1- Seleccionar pararrayos de clase diferente.
- 2- Instalar pararrayos adicionales.

Estas dos opciones generales engloban una serie de métodos para proteger las acometidas aero-subterráneas, siendo los más comunes los siguientes;

- 1- Instalar pararrayos en todos los transformadores.
- 2- Instalar un pararrayos (clase distribución) por fase en el punto de transición.
- 3- Instalar dos pararrayos (clase distribución) por fase en el punto de transición.

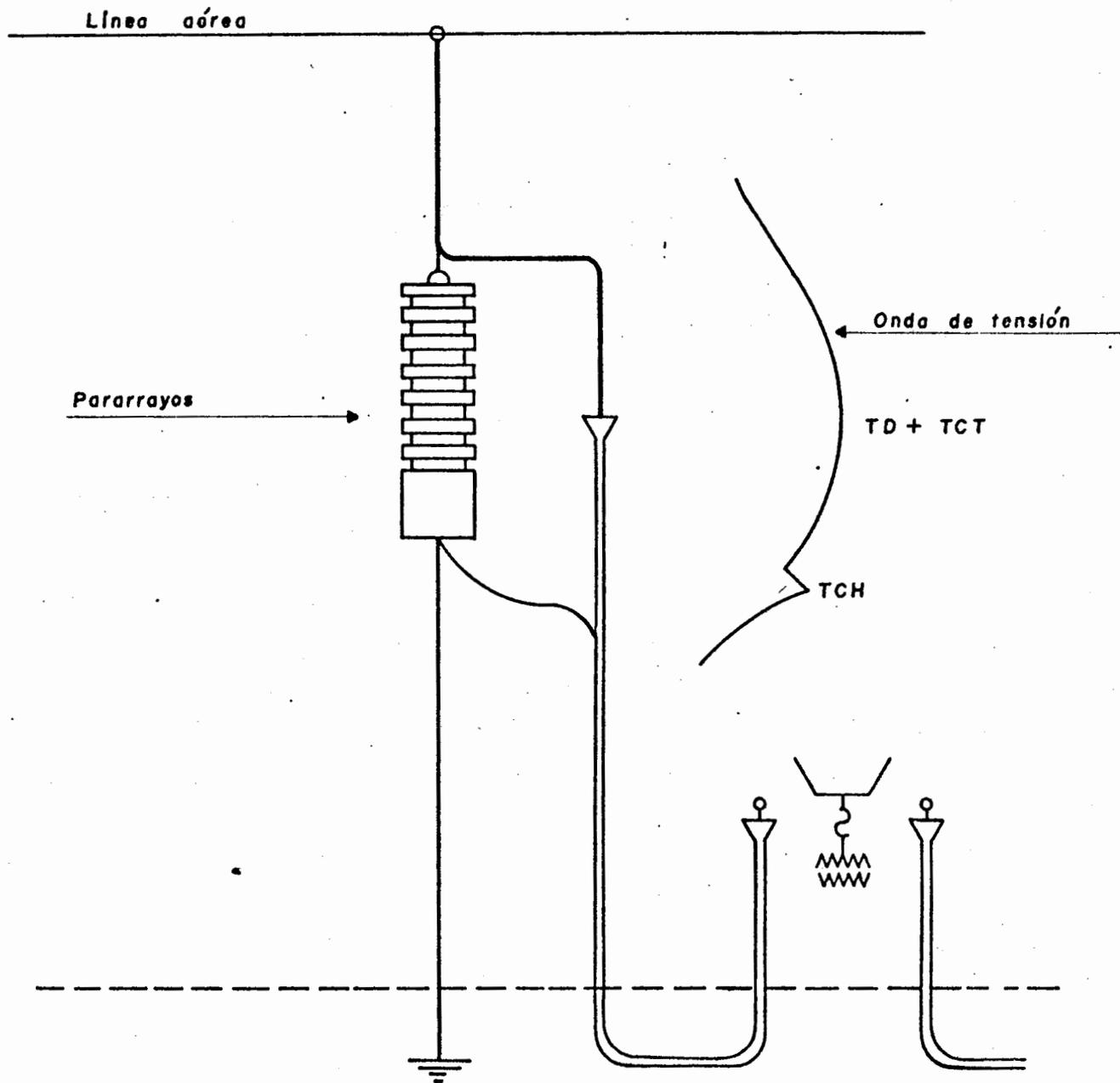
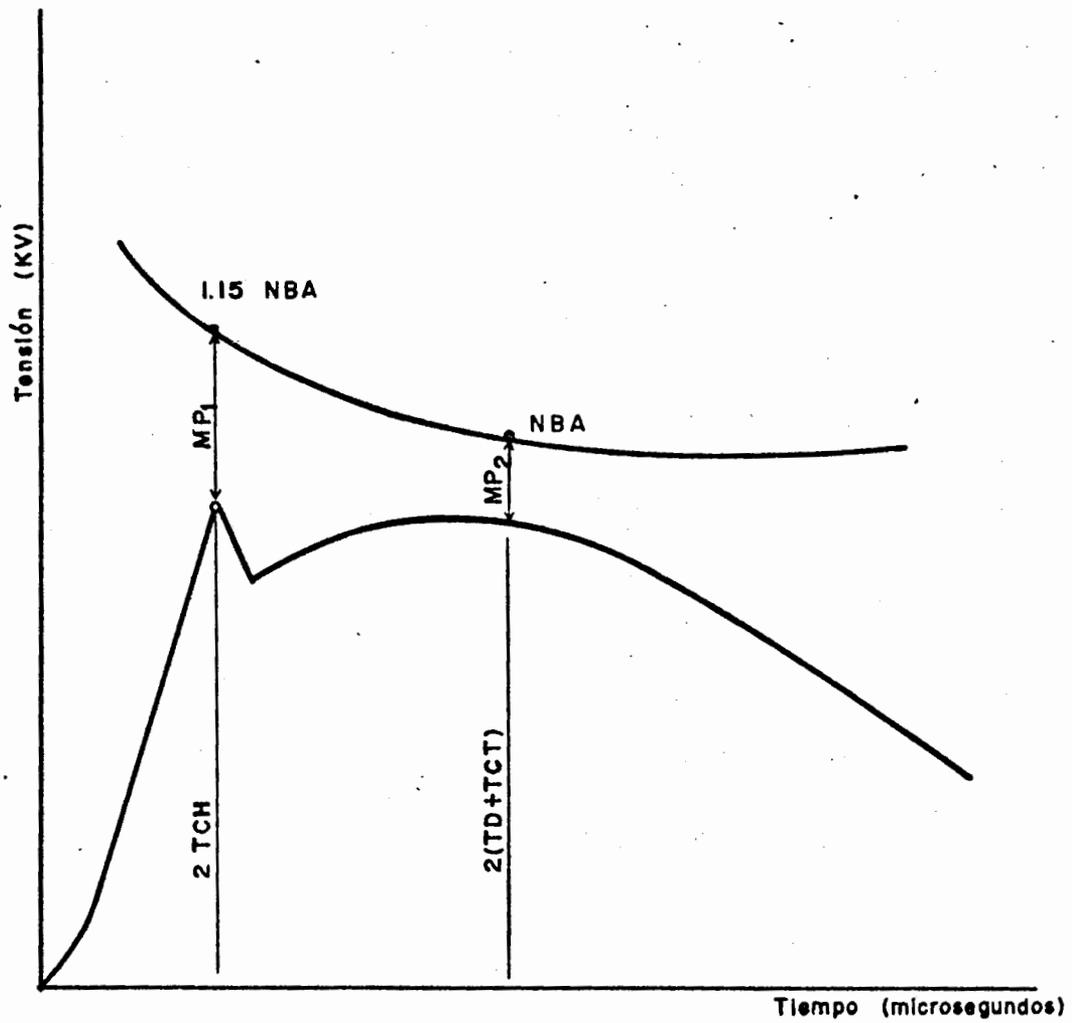


Figura 6.3.— Tensiones aplicadas a la acometida aero-subterráneas



6.0
 Figura 6.4.— Coordinación de aislamiento en acometida aero-subterranea.

- 4- Instalar pararrayos clase intermedia en el punto de transición.
- 5- Instalar pararrayos en el punto de transición y en el normalmente abierto.
- 6- Instalar un pararrayos adicional en el circuito aéreo.

La primera opción asegura una buena protección a los transformadores conectados a lo largo del circuito, sin embargo la mayor objeción que presenta es el costo que se tiene que realizar para llevarla a cabo.

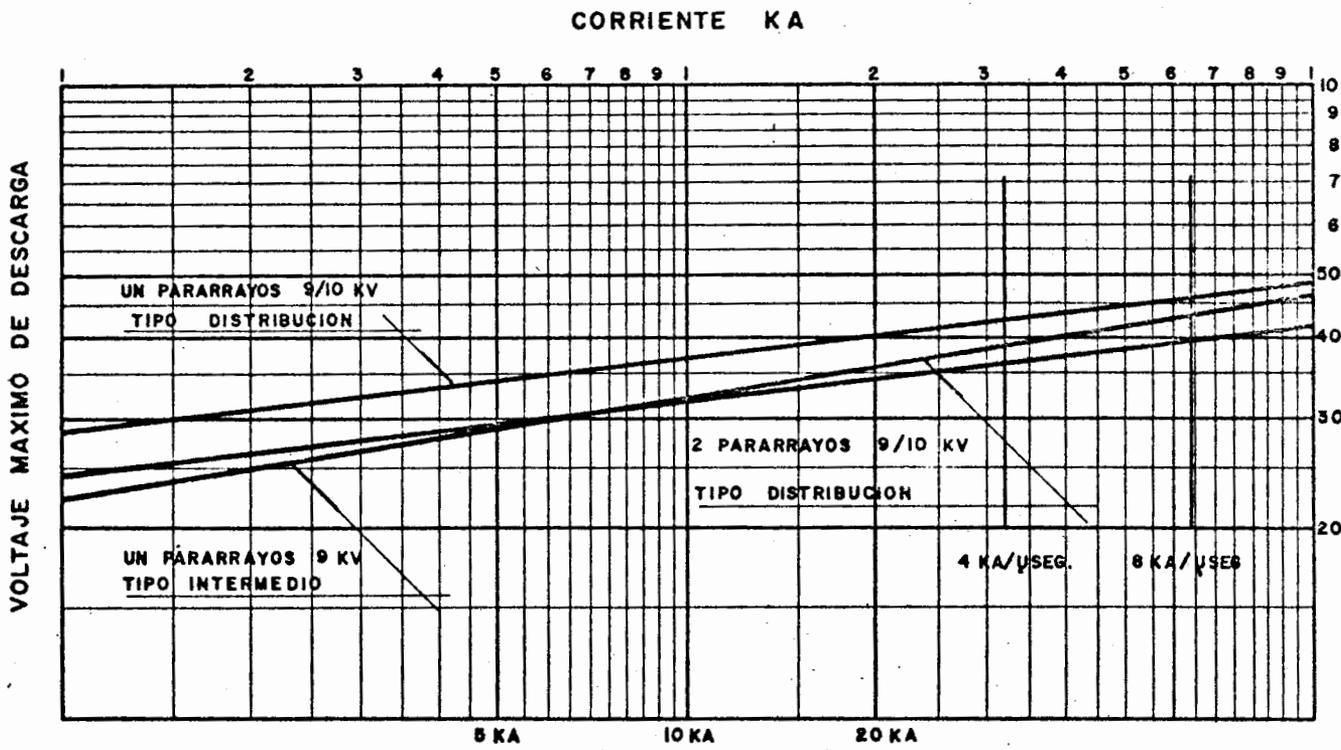
La segunda opción ha dado buenos resultados hasta tensiones nominales de 13.2 KV, pero para tensiones mayores no proporciona los márgenes de protección requeridos debido a que para estas tensiones el Nivel Básico de Aislamiento no crece en la misma proporción que para tensiones menores de 13.2 KV. De hecho esta fué la primera solución empleada para protección de circuitos subterráneos, pero debido a que no proporciona los márgenes requeridos en tensiones de 23 y 34.5 KV, ha sido desplazada por otras opciones.

La tercera opción, dos pararrayos en paralelo por fase, proporciona un 10% de reducción en la tensión de descarga del pararrayos cuando ambos operan simultáneamente, sin embargo la operación simultánea es muy difícil de lograr y generalmente ope-

ra uno primero que el otro, operando el segundo con la tensión de descarga del primero. Debido a esta diferencia en el tiempo de operación se recomienda realizar la coordinación de aislamiento comparando la tensión de chispeo del segundo pararrayos con el Nivel Básico de Aislamiento del equipo. En general esta opción ha sido limitada a sistemas de 13.2 KV y menores. Ver figura 6.10

La cuarta opción, instalar pararrayos clase intermedia en el punto de transición, tal vez es la que mejor solución presenta a sistemas de 23 y 34.5 KV, esto se debe a que los pararrayos clase intermedia presentan valores más bajos de tensión de chispeo y de tensión de descarga que los clase distribución.

La quinta opción, instalar pararrayos en el punto de transición y en el punto normalmente abierto, se ha visto bastante limitada por dos razones; Primero, el dinamismo con que el punto normalmente abierto puede cambiar, lo que origina que se cambie constantemente el pararrayos o se instalen varios más para prever esta situación. La segunda es el espacio que se debe dejar en las subestaciones MT-BT para alojar los pararrayos. Sin embargo actualmente se han desarrollado algunos accesorios para instalar los pararrayos en los reducidos espacios de las subestaciones MT-BT. En esta opción la



BIBLIOTECA CONJUNTA DEL INSTITUTO
DE INGENIERIA Y DE LA DIVISION

* Abr. 10 *

DE ESTUDIOS DE POSGRADO
DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

sobretensión se ve limitada a las características propias — del pararrayos. El pararrayos instalado en el punto de transición limita la sobretensión a su valor de chispeo, derivando a tierra la mayor parte de la energía de la descarga. La tensión de chispeo y la de descarga se transmiten a lo largo — del cable y tienden a duplicarse en el punto normalmente — abierto hasta que alcanzan el valor de chispeo del pararrayos instalado en el extremo del cable. Debido a que el grueso de la energía ha sido descargada a tierra por el primer pararrayos, el segundo genera bajas tensiones de descarga (IR). Este método de protección es una buena opción para proteger estas instalaciones.

En la sexta opción, instalar un pararrayos en el punto de — transición y uno adicional en el circuito aéreo, el pararrayos instalado sobre el alimentador aéreo intercepta la onda — de sobretensión y drena a tierra el grueso de la corriente — de descarga, el segundo pararrayos (instalado en el punto de transición) opera debido a la tensión producida en el primero, descargando a tierra una fracción de la corriente de descarga. De hecho el primer pararrayos actúa como un limitador de la sobretensión que penetra al circuito subterráneo, esta so bretensión está formada por la tensión de chispeo y de descar ga del pararrayos en el punto de transición. La tensión de — chispeo del pararrayos en el punto de transición será aproxi-

madamente la misma que la del pararrayos en la red aérea si -
se emplean pararrayos de iguales características. Ver figura,
6.11 . La sobretensión en el punto de transición puede redu-
cirse empleando pararrayos de bajos valores de tensión de des-
carga y de chispeo. Para eliminar la posibilidad de que

una descarga de muy alta corriente incida entre los dos pa-
rarrayos y el pararrayos en el punto de transición presente
una tensión de descarga muy alta, se recomienda instalar un -
hilo de guarda entre los dos pararrayos. Este método ofrece
buenos resultados y ha sido empleado en sistemas de 34.5 KV.

En la tabla 6.3 se muestran los márgenes de protección propor-
cionados por diferentes arreglos de protección a 3 sistemas -
diferentes: 13.2/7.62, 24.94/14.4 y 34.5/19.9 KV cuyos Nive-
les Básicos de Aislamiento correspondientes son 95, 125 y -
150 KV.

7.- CALCULO DE MARGENES DE PROTECCION.

A continuación se presenta un breve análisis del margen de protección que ofrecen los pararrayos instalados actualmente y que tienen como función proteger el equipo conectado a las redes subterráneas.

7.1.- Ejemplos. Clase 15 KV.-

Características del Sistema:

$$\frac{X_0}{X_1} > 3$$

TIPO C

$$\frac{R_0}{X_1} > 1$$

Tensión Nominal - 13.2/7.62 KV

Características del Transformador:

NIVEL BASICO AISLAMIENTO	95 KV
TENSION DE ONDA CORTADA	110 KV

Características del Pararrayo tipo Distribución:

(TN)	TENSION NOMINAL MINIMA	13.86 KV
(TCH)	TENSION DE CHISPEO	35 KV
(TD)	TENSION DE DESCARGA	10 KA.- 38 KV
	(IR)	20 KA.- 42 KV

a) UN PARARRAYOS TIPO DISTRIBUCION:

Aplicando:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBA} - 2 \text{ TCH}}{2 \text{ TCH}} \times 100$$

$$MP_1 = \frac{110 - 2 \times 35}{2 \times 35} \times 100$$

$$MP_1 = 57.14 \%$$

Aplicando:

$$MP_2 = \frac{\text{NBA} - 2 (\text{TCT} + \text{TD})}{2 (\text{TCT} + \text{TD})} \times 100$$

Donde:

$$\text{TCT} = 1 \times 5.3 = 5.3 \text{ KV}$$

(Considerando 1m. de cable)

Para IR _____ 10,000 amp. _____ 38 KV

$$MP_2 = \frac{95 - 2(5.3 + 38)}{2(5.3 + 38)} \times 100$$

$$MP_2 = 9.69 \%$$

Para IR _____ 20,000 amp. _____ 42 KV

$$MP_2 = \frac{95 - 2(5.3 + 42)}{2(5.3 + 42)} \times 100$$

$$MP_2 = 0.42 \%$$

b) DOS PARARRAYOS TIPO DISTRIBUCION EN PARALELO:

Características de los Pararrayos:

(Tn)	TENSION NOMINAL MINIMA	13.86 KV
(TCH)	TENSION DE CHISPEO	35 KV
(TD)	TENSION DESCARGA	10 KA - 33 KV
		20 KA - 38 KV

$$MP_1 = \frac{110 - 70}{70} \times 100$$

$$MP_1 = 57.14 \%$$

Para IR - 10,000 amp. _____ 33 KV

$$MP_2 = \frac{95 - 2(5.3 + 33)}{2(5.3 + 33)} \times 100$$

$$MP_2 = 24.02 \%$$

Para IR - 20,000 amp. _____ 38 KV

$$MP_2 = \frac{95 - 2(5.3 + 38)}{2(5.3 + 42)} \times 100 = 9.69 \%$$

$$MP_2 = 9.69 \%$$

7.2.- Ejemplos. Clase 25 KV.-

Características del Sistema:

$$\frac{X_0}{X_1} > 3$$

TIPO C

$$\frac{R_0}{X_1} > 1$$

Tensión Nominal - 24.94/14.4

Características del Transformador:

NIVEL BASICO AISLAMIENTO	150 KV
TENSION DE ONDA CORTADA	172.5 KV

Características del Pararrayos tipo Distribución:

TENSION NOMINAL	25 KV
TENSION DE CHISPEO	98 KV
TENSION DE DESCARGA	10 KA - 102 KV
(IR)	20 KA - 114 KV

Características del Pararrayo tipo Intermedio:

TENSION NOMINAL	25 KV
TENSION DE CHISPEO	68 KV
TENSION DE DESCARGA	10 KA - 62 KV
(IR)	

a) UN PARARRAYOS TIPO DISTRIBUCION:

Aplicando:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBA} - 2 \text{ TCH}}{2 \text{ TCH}} \times 100$$

$$MP_1 = \frac{172.5 - 2 (98)}{2 (98)} \times 100$$

$$MP_1 = - 11.98 \%$$

NO OFRECE NINGUN MARGEN DE PROTECCION

$$MP_2 = \frac{\text{NBA} - 2 (\text{TCT} + \text{TD})}{2 (\text{TCT} + \text{TD})}$$

Para IR - 10,000

$$MP_2 = \frac{150 - 2 (5.3 + 102)}{2 (5.3 + 62)} \times 100$$

$$MP_2 = - 30.1 \%$$

Para IR - 20,000

$$MP_2 = - 37.13 \%$$

NO OFRECE NINGUN MARGEN DE PROTECCION

b) UN PARARRAYOS TIPO INTERMEDIO:

Aplicando:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBA} - 2 \text{ TCH}}{2 \text{ TCH}} \times 100$$

$$MP_1 = \frac{172.5 - 2 \times 68}{2 \times 68} \times 100$$

$$MP_1 = 26.83 \%$$

SI OFRECE MARGEN DE PROTECCION

Para 10,000 amp.

$$MP_2 = \frac{150 - 2 (5.3 + 62)}{2 (5.3 + 62)} \times 100$$

$$MP_2 = 11.44 \%$$

SI OFRECE MARGEN DE PROTECCION

REFERENCIAS

- 1- Allan Greenwood, Electrical Transients in Power Systems, Wiley Interscience.
- 2- H. Cotton and H. Barber, The Transmission and Distribution of Electrical Energy. The English Universities Press Ltd.
- 3- B. M. Weedy, Electric Power Systems, John Wiley & Sons.
- 4- Electrical Transmission and Distribution Reference Book. Westinghouse Electric Corporation, Pennsylvania 1964.
- 5- Surge Protection of Cable-Connected Distribution Equipment on Underground Systems, IEEE Committe Report, IEEE transactions on Power Apparatus and Systems, February 1970.
- 6- Proper Surge Arrester reduce costs, Electrical World June 1, 1975.
- 7- Veeraghavan, Nagabhushana and Gopalakrishna, Determination of Surge-diverter voltage/current characteristic. Proc. IEE, vol 122, No. 4, April 1975.
- 8- Helickson, Adequate Lightning Protection for URD Lines, Transmission and Distribution, September 1971.
- 9- Insulation Co-Ordination, International Electro-technical Commission, Publication 71, 1972.

SELECCION ECONOMICA DE REDES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION
SUBTERRANEA PARA FRACCIONAMIENTOS

J. Yebra M.
Miembro, IEEE

R. Espinosa L.
Miembro, IEEE.

J. Robledo V.
Miembro, IEEE

C.L.F.C., México, D. F.

SUMARIO

En este trabajo se determinaron arreglos económicos de Redes Subterráneas de Distribución Trifásica para fraccionamientos residenciales. Los parámetros considerados en el estudio, se seleccionaron de acuerdo a las condiciones impuestas por las características de la carga conectada al Sistema de Distribución y los equipos y materiales empleados por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. (En liquidación).

El método empleado para realizar la comparación económica, es el del Valor Presente y los resultados se reportan en forma de costo de valor presente por cliente conectado. El estudio se llevó a cabo con ayuda de dos programas escritos en Fortran IV que se corrieron en una computadora IBM-1130.

INTRODUCCION

El diseño de redes subterráneas requiere conocer el arreglo de Redes de Mediana Tensión - Transformador - Red de Baja Tensión, que sea más económico para las condiciones de cada caso. Una selección antieconómica trae consigo un sistema eléctrico con pérdidas excesivas, las que incrementan el costo de suministro de energía eléctrica durante la vida útil de la red, o en

Juan Yebra Morón, Roberto Espinosa Lara y Javier Robledo Vera laboran actualmente en el Departamento de Proyectos y Normas de Distribución de la Gerencia de Distribución y Transmisión de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. (En liquidación).

otro caso, puede originar una erogación excesiva para llevar a cabo la construcción de las instalaciones. En realidad la selección del tipo de red más económico debe considerar el equilibrio que existe entre el costo de la construcción de la red y los costos de operación de la misma.

Como un estudio de esta naturaleza requiere el manejo de muchos parámetros y además efectuar una gran cantidad de cálculos, fue necesario crear dos programas de computadora que estudiaran todas las opciones factibles que se pueden presentar en la realidad. Las etapas del método de cálculo para realizar la comparación de las diferentes opciones se muestra en el diagrama de flujo de la figura No. 1

CARACTERISTICAS DE LA CARGA

Uno de los factores más importantes que se debe considerar en el diseño de nuevas redes eléctricas, es el comportamiento y las características de la carga. Esto requiere conocer principalmente el valor de la demanda máxima por cliente, y los factores de coincidencia asociados a distintos grupos de clientes.

Con el fin de tomar en cuenta la amplia gama de valores de demanda que presentan los consumidores de distintos fraccionamientos que electrifica la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. (En liquidación), se seleccionaron opciones con demandas máximas por consumidor iguales a 1.9, 2.5, 4.0 y 6.5 KVA. En la figura No. 2 se muestran los valores de

demanda coincidente por cliente, correspondientes a distinto número de clientes.

EQUIPO Y MATERIALES

El equipo y los materiales que se consideraron en la elaboración del modelo, se apegaron a los elementos que se han empleado en la Compañía para efectuar las electrificaciones de este tipo de desarrollos. Debido a que las características y detalles de construcción ya fueron explicados anteriormente, por R. Espinosa y J. Yebra¹, en este trabajo solamente se explican en forma somera.

Las subestaciones de distribución trifásica son del tipo pedestal de 45, 75, 112.5, 150 y 225 KVA. La figura No. 3 muestra el costo de las subestaciones MT-BT, que se consideraron en este estudio.

Los cables de baja tensión considerados en el trabajo fueron cables de cobre de 15, 35, 70 y 150 mm² con aislamientos de polietileno de cadena cruzada. La función costo del cable de baja ten-

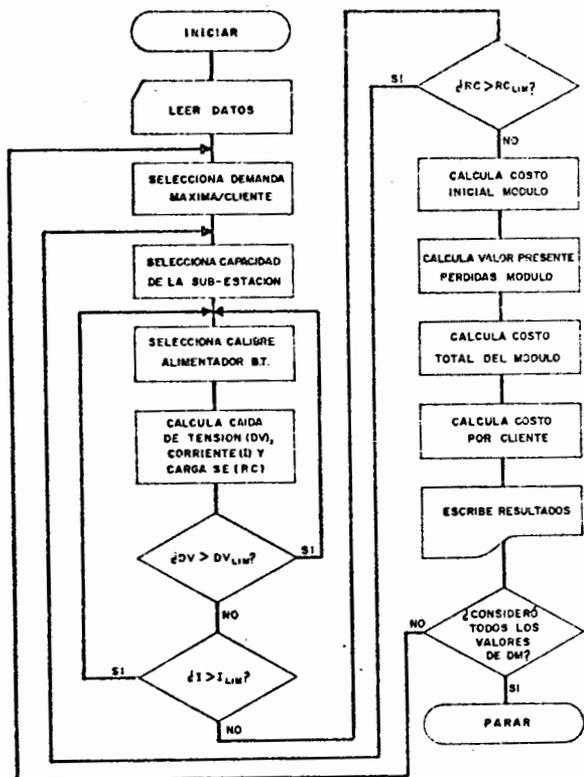


Figura N°.1-- Diagrama de flujo para Selección de Red Económica

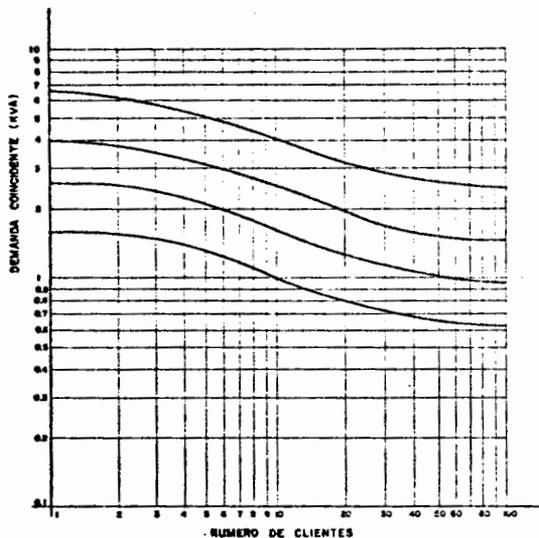


Figura No.2-- Demanda coincidente contra número de clientes

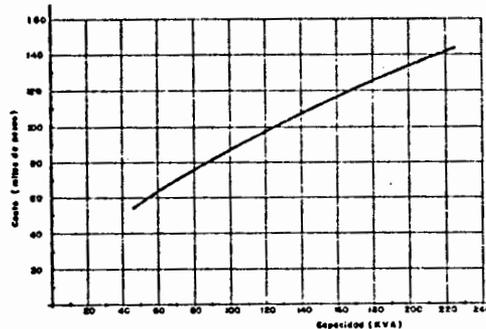


Figura No. 3-- Costo de las subestaciones MT-BT

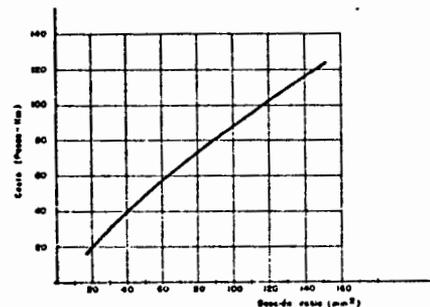


Figura No. 4-- Costo del cable de baja tensión

sión se muestra en la figura No. 4. El cable de mediana tensión considerado fue conductor de cobre de 50 mm² de sección con aislamiento de polietileno de cadena cruzada.

ELABORACION DEL MODELO

La determinación del modelo económico: Red BT - Subestación - Red MT, se determinó en base a simular los casos que se presentan en la realidad con un modelo matemático, al que se le impusieron las restricciones que se presentan en los casos reales. Las restricciones consideradas en este trabajo son.

- 1.- Caída máxima de tensión en los circuitos de baja tensión. Esta se limitó a una regulación máxima igual a 4%
- 2.- Capacidades térmicas de los cables que forman los circuitos de baja tensión. Estas se determinaron en base a las ampacidades normalizadas en Compañía, para cables de baja tensión.
- 3.- Sobrecarga permisible de los transformadores MT-BT. Esta se determinó de acuerdo con la variación diaria de la demanda que presentan este tipo de cargas, y las recomendaciones que señala la Guía ANSI de carga de transformadores No. C 57.91 (1974). De acuerdo con lo anterior la carga se limitó a 130 % de su capacidad nominal.

En este trabajo se consideraron dos tipos diferentes de modelos, uno con derivaciones de los circuitos de baja tensión y el otro sin derivaciones. Ver figura No. 5.

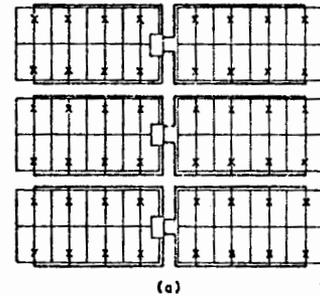
La carga de las subestaciones MT-BT se determinó en base a la siguiente ecuación.

Carga Subestación = NC X DMC X FC (NC) en la que:

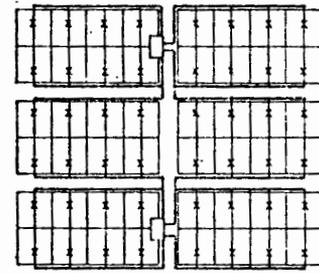
NC = Número de clientes conectados a la subestación MT-BT.

DMC = Demanda máxima por consumidor en baja tensión.

FC (NC) = Factor de coincidencia correspondiente a NC.



(a)



(b)

Figura No. 5.- Modelos de baja tensión : a)- Radial sin derivaciones
b)- Radial con derivaciones

La evaluación económica se llevó a cabo -- aplicando el método del Valor Presente, considerando una vida útil del equipo igual a 20 años y tasas de interés de 10, 15 y 20%. El costo de valor presente de las pérdidas en el cable se determinó aplicando la ecuación siguiente:

$$VP \text{ Pérdidas cable} = \text{Pérdidas} \times FP \times CE \times 8760 \times FVP$$

en donde:

FP = Factor de pérdidas.

CE = Costo de la energía en \$/KWH.

FVP = Factor de valor presente.

Las pérdidas se dan en kilowatts.

El costo de valor presente de las pérdidas del transformador en vacío es igual a:

$$VP \text{ Pérdidas } Fe = \text{Pérdidas } Fe \times CE \times FVP \times 8760$$

El costo de valor presente de las pérdi-

das del transformador con carga es: *

VP Pérdidas Carga =

Pérdidas carga X FP X CE X t²X FVP

en donde:

T = Relación de la demanda de la carga entre la capacidad de la subestación.

El costo de valor presente total de cada opción se obtiene sumando los costos iniciales de la subestación MT-BT y los cables, más los costos de las pérdidas a valor presente, de acuerdo con el período de tiempo considerado (20 años) y la tasa de interés seleccionada.

Además de las consideraciones anteriores, también se tomaron en cuenta las que a continuación se mencionan, las que son de carácter muy general:

- 1.- Considerar sólo elementos normalizados por la Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S. A. (En liquidación).
- 2.- De cada subestación salen cuatro circuitos radiales de baja tensión.
- 3.- En los alimentadores de baja tensión el calibre del neutro es la mitad del calibre de los conductores de fase.
- 4.- Las cargas están distribuidas uniformemente.
- 5.- Los lotes son de 10 X 20 M² y cada acometida alimenta dos lotes.
- 6.- Considerar en el estudio sólo costos de equipo, materiales y pérdidas.

RESULTADOS OBTENIDOS

Una copia de los resultados obtenidos de la computadora muestran en la hoja siguiente. Para una mejor comprensión de los mismos, a continuación se explica el significado de las abreviaturas que anteceden a cada hilera de datos.

- 1.- TRANSF = Capacidad de la subestación en KVA.
- 2.- SEC = Longitud del secundario en metros
- 3.- AREA = Area de la sección transversal del cable de baja tensión en milímetros cuadrados.
- 4.- DC = Demanda coincidente.
- 5.- CAIDA = Caída de tensión por fase en alimentadores de baja tensión.
- 6.- PERD = Pérdidas RI² por alimentador de baja tensión.
- 7.- CORRF = Corriente por fase en cada alimentador de baja tensión.
- 8.- NC = Número de clientes por subestación.
- 9.- RC = Carga del transformador en por unidad.
- 10.- VPPFE = Valor presente de las pérdidas en vacío de la subestación MT-BT.
- 11.- VPPCT = Valor presente de las pérdidas con carga de la subestación MT-BT.
- 12.- VPABT = Valor presente por concepto de costo inicial de los circuitos de baja tensión y las pérdidas correspondientes.
- 13.- VPPEL = Valor presente de pérdidas por cliente.
- 14.- VPMAL = Valor presente de materiales por cliente.
- 15.- COSTL = Costo total del modelo
- 16.- COSLO = Costo por cliente.

GERENCIA DE DISTRIBUCION Y TRANSMISION

DEPARTAMENTO DE PROYECTOS Y NORMAS DE DISTRIBUCION

SECCION DE ESTUDIOS DE REDES

REDES SUBTERRANEAS TRIFASICAS PARA FRACCIONAMIENTOS

MODELO CON DERIVACIONES

TRANSE	SEC	AREA	DC	CAIDA	PERD	CORRF	NC	RC	VPPFE	VPPCT	VPABT	VPEL	VPMAL	COSTL	COSLO
45.0	30.0	15.0	1.0	0.9	19.2	8.3	16.0	0.36	3701.1	661.9	17191.0	281.0	8949.4	147554.1	9222.1
45.0	60.0	15.0	1.0	2.3	78.7	16.6	32.0	0.58	3701.1	1679.0	26386.8	185.1	6206.4	203986.9	6378.5
45.0	90.0	15.0	1.0	4.0	199.4	25.0	48.0	0.81	3701.1	3269.0	59407.8	172.9	5362.6	264378.0	5507.8
45.0	30.0	35.0	1.0	0.7	12.8	8.3	16.0	0.36	3701.1	661.9	30245.6	278.2	9765.3	160508.7	10038.0
45.0	60.0	35.0	1.0	1.6	46.8	16.6	32.0	0.58	3701.1	1679.0	61658.8	178.2	6989.3	229039.0	7157.4
45.0	90.0	35.0	1.0	2.6	110.2	25.0	48.0	0.81	3701.1	3269.0	94695.6	161.0	6097.8	299665.8	6243.0
45.0	120.0	35.0	1.0	3.8	211.2	33.3	64.0	1.08	3701.1	5811.6	129812.0	171.4	5684.5	373324.7	5833.1
45.0	150.0	35.0	1.0	5.2	358.1	41.6	80.0	1.35	3701.1	9080.6	167463.8	190.6	5888.2	450245.6	5828.0
45.0	30.0	70.0	1.0	0.3	5.5	8.3	16.0	0.26	3701.1	661.9	56397.8	275.0	11399.8	186761.0	11672.5
45.0	60.0	70.0	1.0	0.7	20.6	16.6	32.0	0.58	3701.1	1679.0	113327.7	172.5	8603.9	280707.8	8772.1
45.0	90.0	70.0	1.0	1.2	49.4	25.0	48.0	0.81	3701.1	3269.0	171017.5	152.3	7557.8	375987.6	7832.0
45.0	120.0	70.0	1.0	1.7	96.2	33.3	64.0	1.08	3701.1	5811.6	229695.3	159.0	7245.2	473203.0	7392.8
45.0	150.0	70.0	1.0	2.4	164.9	41.6	80.0	1.35	3701.1	9080.6	289589.0	174.0	6994.8	572370.7	7154.6
45.0	30.0	150.0	1.0	0.1	2.6	8.3	16.0	0.36	3701.1	661.9	103565.4	273.8	14347.8	233923.5	14620.5
45.0	60.0	150.0	1.0	0.3	9.7	16.6	32.0	0.58	3701.1	1679.0	207379.2	170.2	11543.1	374759.3	11711.2
45.0	90.0	150.0	1.0	0.6	23.2	25.0	48.0	0.81	3701.1	3269.0	311543.6	148.5	10615.4	516513.9	10760.7
45.0	120.0	150.0	1.0	0.9	44.9	33.3	64.0	1.08	3701.1	5811.6	416161.0	153.4	10158.7	659673.7	10307.4
45.0	150.0	150.0	1.0	1.2	76.6	41.6	80.0	1.35	3701.1	9080.6	521333.4	166.3	9891.6	804115.1	10051.4
75.0	30.0	15.0	1.0	0.9	19.2	8.3	16.0	0.21	6168.5	410.4	17191.0	419.4	9949.4	165770.0	10360.6
75.0	60.0	15.0	1.0	2.3	78.7	16.6	32.0	0.34	6168.5	1040.9	26696.9	242.3	6766.4	221818.2	6931.7
75.0	90.0	15.0	1.0	4.0	199.4	25.0	48.0	0.48	6168.5	2026.8	59407.8	199.4	5695.9	281603.1	5866.7
75.0	30.0	35.0	1.0	0.7	12.8	8.3	16.0	0.21	6168.5	410.4	30245.6	416.7	10765.3	178224.6	11176.5
75.0	60.0	35.0	1.0	1.6	46.8	16.6	32.0	0.34	6168.5	1040.9	61658.8	235.4	7489.3	246238.4	7714.6
75.0	90.0	35.0	1.0	2.6	110.2	25.0	48.0	0.48	6168.5	2026.8	94695.6	186.6	6431.1	316891.0	6601.8
75.0	120.0	35.0	1.0	3.8	211.2	33.3	64.0	0.64	6168.5	3603.2	129812.0	175.4	5924.5	389583.7	6087.2
75.0	150.0	35.0	1.0	5.2	358.1	41.6	80.0	0.81	6168.5	5630.0	167463.8	178.4	5688.2	469262.5	5813.7
75.0	30.0	70.0	1.0	0.3	5.5	8.3	16.0	0.21	6168.5	410.4	56397.8	413.5	12399.8	204976.8	12811.0
75.0	60.0	70.0	1.0	0.7	20.6	16.6	32.0	0.34	6168.5	1040.9	113327.7	229.7	9103.9	298537.2	9329.2
75.0	90.0	70.0	1.0	1.2	49.4	25.0	48.0	0.48	6168.5	2026.8	171017.5	177.8	8021.1	393212.8	8191.9
75.0	120.0	70.0	1.0	1.7	96.2	33.3	64.0	0.64	6168.5	3603.2	229695.3	163.0	7495.2	489467.0	7647.9
75.0	150.0	70.0	1.0	2.4	164.9	41.6	80.0	0.81	6168.5	5630.0	289589.0	161.7	7194.8	587387.6	7342.3
75.0	180.0	70.0	1.0	3.1	259.8	50.0	96.0	0.97	6168.5	8107.2	356926.7	167.4	7009.6	687202.5	7158.3
75.0	210.0	70.0	1.0	3.9	384.9	58.3	112.0	1.13	6168.5	11034.8	413936.3	177.3	6892.2	789139.6	7045.8
75.0	240.0	70.0	1.0	4.8	544.4	66.6	128.0	1.29	6168.5	14412.8	478845.8	190.1	6819.1	893427.2	6979.9
75.0	270.0	70.0	1.0	5.8	742.4	75.0	144.0	1.45	6168.5	18241.2	545883.2	205.1	6775.9	1000292.8	6946.4
75.0	30.0	150.0	1.0	0.1	2.6	8.3	16.0	0.21	6168.5	410.4	103565.4	412.3	15347.8	252144.4	15759.0
75.0	60.0	150.0	1.0	0.3	9.7	16.6	32.0	0.34	6168.5	1040.9	207379.2	227.4	12043.1	392588.7	12268.3
75.0	90.0	150.0	1.0	0.6	23.2	25.0	48.0	0.48	6168.5	2026.8	311543.6	174.0	10948.8	533729.0	11119.9
75.0	120.0	150.0	1.0	0.9	44.9	33.3	64.0	0.64	6168.5	3603.2	416161.0	157.5	10408.7	675932.7	10561.4
75.0	150.0	150.0	1.0	1.2	76.6	41.6	80.0	0.81	6168.5	5630.0	521333.4	154.1	10091.6	819132.0	10239.1
75.0	180.0	150.0	1.0	1.6	120.2	50.0	96.0	0.97	6168.5	8107.2	627163.2	157.3	9887.1	963438.8	10035.8
75.0	210.0	150.0	1.0	2.0	177.6	58.3	112.0	1.13	6168.5	11034.8	733752.6	164.5	9747.7	1108956.0	9901.3

CONCLUSIONES

- 1.- El módulo con derivaciones, a igual capacidad de la subestación MT-BT, resulta más económico que el módulo sin derivaciones.
- 2.- El efecto de las pérdidas actualizadas al principio del año en estudio, representa en promedio un 6% del costo por concepto de equipo y materiales. Sin embargo, en el caso en que dos o más opciones arrojen resultados muy similares, debe seleccionar aquella que presente las pérdidas mínimas.
- 3.- El costo de la Red de Mediana Tensión Número de lotes tiende a un valor constante a medida que aumenta el número de clientes por subestación. Ver figura No. 6.
- 4.- Este método permite determinar el arreglo Red BT-Subestación MT-BT-Red MT, para fraccionamientos, que sea más económico de acuerdo con las políticas técnicas que marque la Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S.A. (En liquidación). Las figuras 7 a 10 muestran el costo a Valor presente por lote (1.9 KV demanda máxima), para diferentes calibres de cable de baja tensión y capacidades de subestaciones. De acuerdo con estas curvas es posible obtener la curva de costos mínimos, ver figura No. 11

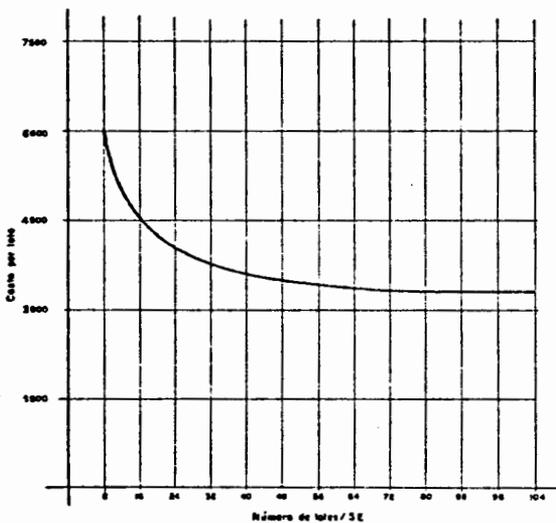


Fig. No. 6 -- Costo de cable de mediana tensión / lote
(Lotes de 10 m. de frente, 1.9 KVA/cliente)

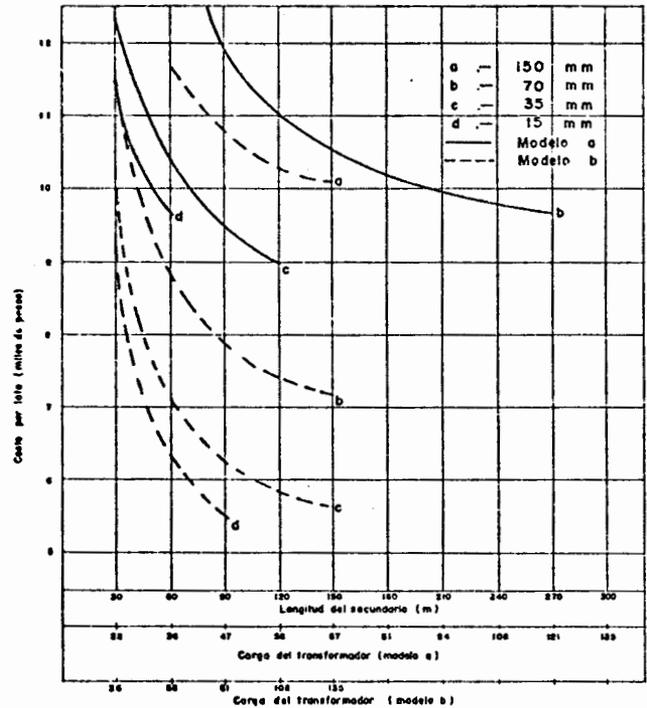


Figura No. 7 - Longitud secundaria - costo lote
(S.E. Trifásico 45 KVA, 4 circuitos, 1.9 KVA/cliente)

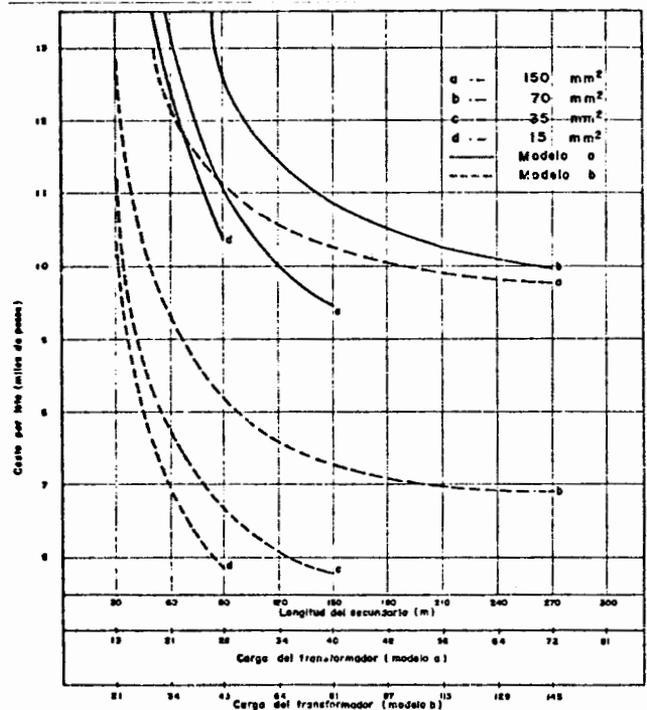


Figura No. 8 - Longitud secundaria - costo lote
(S.E. Trifásico 75 KVA, 4 circuitos, 1.9 KVA/cliente)

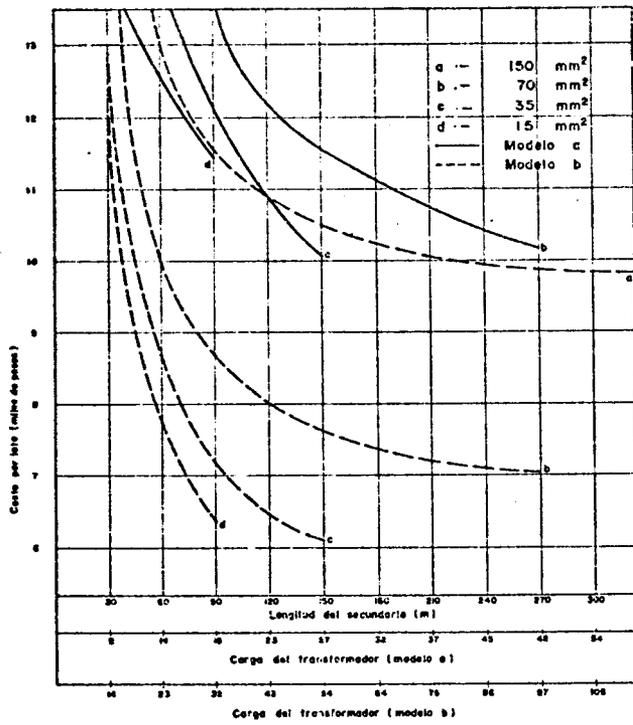


Figura N° 9 - Longitud secundaria - costo lote
(S. E. Trifásico 112.5 KVA, 4 circuitos, 1.9 KVA/cliente)

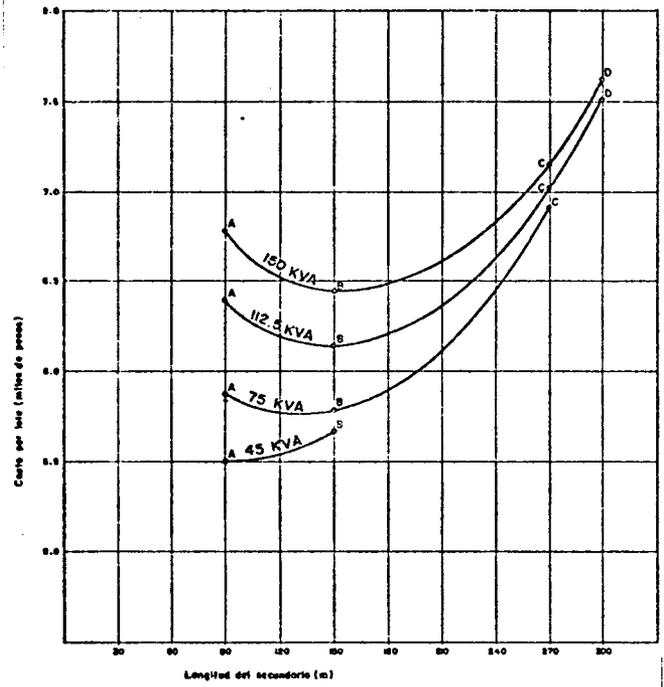


Figura N° 11 - Curvas de costo mínimo
(S. E. Trifásico - modelo con derivaciones 1.9 KVA/cliente)
A = Cable de 15 mm²
B = Cable de 35 mm²
C = Cable de 70 mm²
D = Cable de 150 mm²

REFERENCIAS

- 1.- R. Espinosa y J. Yebra, Redes de Distribución Subterránea en Fraccionamientos y Conjuntos Habitacionales, Primera Reunión de Trabajo de Sistemas de Distribución Subterránea celebrado en la Ciudad de México, Septiembre 1974.
- 2.- R. P. Burandt, A. D. Patton, J. A. Hughes, - D. N. Reys, Present-Worth approach for Optimizing Distribution Transformers and Secondary Designs to Serve Growing Loads, AIEE - transactions (Power Apparatus and Systems), August 1961, pp 345-355.
- 3.- Allen R. Spangler, The Economical Loading of Distribution Transformers, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol IA-13, No. 2, - March/April 1977.
- 4.- Guide for Loading Mineral Oil-Immersed Overhead - Type Distribution Transformers With 55QC or 65QC Average Winding Rise, American National Standards Institute, Inc, Appendix, C 57.01 - 1969.

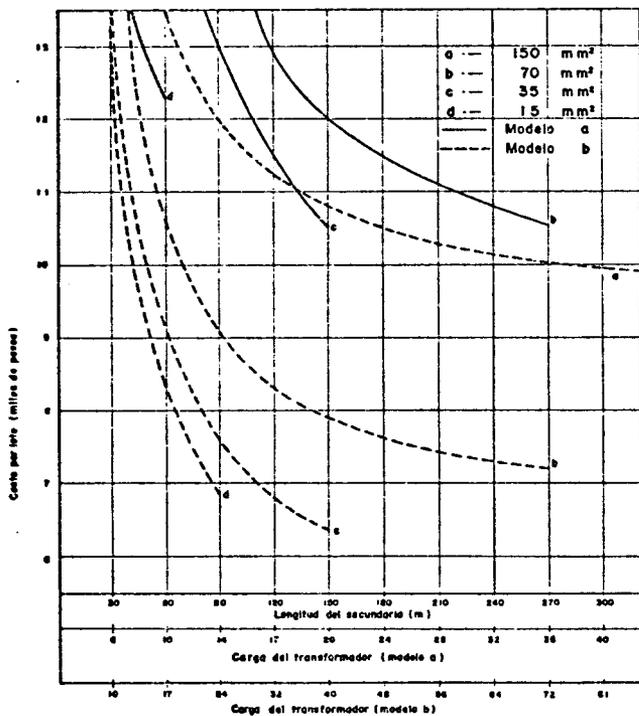


Figura N° 10 - Longitud secundaria - costo lote
(S. E. Trifásico 150 KVA, 4 circuitos, 1.9 KVA/cliente)

IIE

**SEMINARIO SOBRE PROTECCION CONTRA
DESCARGAS ATMOSFERICAS DE CIRCUITOS
DE DISTRIBUCION AEREA.**

**PROTECCION CONTRA DESCARGAS
ATMOSFERICAS DE LINEAS AEREAS
DE DISTRIBUCION**

**R. ESPINOSA Y J. YEBRA
CIA. DE LUZ Y FZA. DEL CENTRO S.A.
1979**

PROTECCION CONTRA DESCARGAS
ATMOSFERICAS DE LINEAS AEREAS
DE DISTRIBUCION

INGS. R. ESPINOSA Y J. YEBRA.

- 1.- ANTECEDENTES.
- 2.- METODOS DE PROTECCION.
- 3.- INDICES DE FALLA DE ALIMENTADORES AEREOS SIN -
PROTECCION.
- 4.- MODELOS Y DESARROLLO DEL ESTUDIO.
- 5.- COSTOS COMPARATIVOS.
- 6.- RESULTADOS.
- 7.- CONCLUSIONES.
- 8.- BIBLIOGRAFIA.

PROTECCION CONTRA DESCARGAS
ATMOSFERICAS DE LINEAS AEREAS
DE DISTRIBUCION.

1.- ANTECEDENTES.

Como consecuencia del desarrollo del sistema de distribución aéreo de la Compañía, al pasar a una tensión primaria mayor, de 6 a 23 KV, las condiciones de operación de los alimentadores han cambiado substancialmente. Se tienen mayores longitudes en los alimentadores, mayor número de transformadores conectados sobre cada línea, mayor longitud de troncales subterráneas y una gran cantidad de acometidas también subterráneas. Todo esto ha traído consigo una mayor exposición del sistema a fallas causadas por descargas atmosféricas. La necesidad de mantener una continuidad mínima en nuestros servicios aunado a la política de la Empresa de elevar los niveles de confiabilidad creó la necesidad de implementar un método de protección de líneas de distribución aérea.

El programa de protección contra descargas atmosféricas que ha venido desarrollando la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. en su sistema de distribución está basado en varios años de estudio y esfuerzo para controlar la inter-relación entre los diversos factores que afectan la protección. Los primeros pasos que se tomaron para la implementación de un método de protección de las líneas se inició en 1974 con el análisis del relatorio de disturbios de los alimentadores que se encuentran en las zonas de mayor nivel isocerámico con el fin de poder comparar los resultados que se fueran obteniendo una vez que se hubiesen implantado los métodos de protección; y determinar cuales eran los alimentadores que requerían ser pro-

tegidos con mayor urgencia.

En los párrafos siguientes se describe brevemente lo que hasta ahora se ha realizado y algunas de las conclusiones a las que se ha llegado hasta el momento, estando concientes de que aún es requisito indispensable continuar el trabajo para poder concluir en un método que pueda ser normalizado y aplicado en nuestros sistemas de distribución aérea.

2.- MÉTODOS DE PROTECCION DE LINEAS AEREAS.

A lo largo de la historia de la Ingeniería de - Distribución de Energía Eléctrica, se han empleado una serie de métodos para proteger los circuitos aéreos de distribución, contra las sobretensiones por descargas atmosféricas. Algunos de estos métodos de protección se emplean en forma restringida y otros, debido a los resultados obtenidos, han ganado la aceptación de las Compañías Eléctricas del mundo. Los métodos de protección más empleados para salvaguardar el aislamiento de las líneas aéreas son:

- 1.- Con hilo de guarda.
- 2.- Con pararrayos.
- 3.- Con el Darverter.

La protección con hilo de guarda consiste en -- instalar un cable sobre la misma postiería del circuito que se desea proteger, a un nivel mayor que los conductores de fase. Este conductor se aterriza en tramos uniformemente separados y su función principal es la de proteger los conductores de fase contra descargas atmosféricas. De acuerdo con¹, un ángulo de 30° o menos entre el hilo de guarda y el cable de fase mas lejano proporcionan una protección adecuada contra descargas directas en la línea.

La protección con hilo de guarda se ha visto -- desplazada por la aplicación de pararrayos en la línea aérea, ya que presenta ventajas económicas y técnicas^{1,2 y 3}. Actualmente solo se recomienda emplear el hilo de guarda cuando se desea instalar un sistema de distribución multi-aterrizado y el hilo de guarda trabaja también como neutro.

La protección con pararrayos se aplicó inicial-

mente con pararrayos del tipo de expulsión y posteriormente con pararrayos del tipo autovalvular. El pararrayos del tipo de expulsión consistía esencialmente de un pequeño entrehierro, un tubo y algunas veces de una resistencia, todos conectados en serie. La función del entrehierro era la de aislar el tubo de la tensión normal de operación de la línea y la función de la resistencia era la de limitar la corriente de 60 hertz que se derivaba a tierra una vez que había operado el pararrayos. Es decir, la ventaja de la resistencia consistía en que la aplicación del pararrayos -- era independiente de la corriente de corto circuito del -- sistema.

En el pararrayos tipo de expulsión, la cámara -- prácticamente no presentaba una fuerte oposición al paso de -- las corrientes transitorias, siendo entonces la tensión de descarga muy pequeña. Después de la corriente transitoria se establecía una corriente de 60 hertz a través de la cámara de expulsión, al igual que en el caso de un fusible -- de expulsión, el arco generaba gases desionizantes de la -- fibra de la cámara. Como los gases se producían rápidamente y aumentaban la presión en el interior de la cámara, el arco se alargaba y se estrechaba hasta su extinción en el momento en que la corriente pasaba por cero. La alta presión de los gases expulsaba las partículas del arco de la cámara quedando listo para repetir el mismo ciclo de operación.

El pararrayos de expulsión estaba limitado por dos parámetros: la tensión y la corriente de corto circuito. La tensión era importante ya que si excedía el valor -- nominal del pararrayos, entonces no era posible eliminar -- la corriente de 60 Hertz que seguía a la transitoria. El -- pararrayos de expulsión tenía dos límites de corriente: --

uno mínimo y otro máximo; el límite inferior estaba determinado por la habilidad de la cámara para interrumpir el arco. Si la corriente era menor que la mínima nominal, entonces la cantidad de gas formada no era suficiente para eliminar el arco, ni aún cuando la corriente pasaba por su cero natural, de tal forma que la corriente de 60 Hertz podía continuar fluyendo hasta que el tubo se carbonizaba.

En operaciones normales del pararrayos la descarga era tan rápida, que las paredes de la cámara de extinción quedaban limpias sin suciedad alguna. El límite máximo de corriente se determinaba por la resistencia mecánica del tubo, esto era debido a que al fluir grandes cantidades de corriente, se generaban volúmenes considerables de gases, los que producían altas presiones en las paredes del tubo ocasionando que el tubo explotara algunas veces.

Estas limitaciones aunadas al hecho de que en cada operación el pararrayos se deterioraba debido a que la producción de gases gastaba el recubrimiento de la pared interna de la cámara de arqueo, originando que la vida útil del pararrayos fuera relativamente limitada, hicieron finalmente caer en desuso este tipo de pararrayos.

El pararrayos tipo autovalvular básicamente consiste de un entrehierro y una válvula. El entrehierro aísla la línea de la tierra bajo condiciones normales de operación, la válvula es capaz de descargar corrientes transitorias a tierra con una tensión de descarga baja y además ofrece una alta impedancia a la corriente que sigue a la transitoria.

Los pararrayos se ven sujetos a dos tensiones: La tensión de operación del sistema y las sobretensiones -

producidas por ondas viajeras. Bajo condiciones normales de operación, el entrehierro permite que pase una pequeñísima corriente a tierra; cuando se produce una sobretensión el aire del entrehierro se ioniza y cuando finalmente se produce el arqueo, la resistencia del entrehierro se hace cero y la corriente transitoria fluye a tierra. Ante esta condición la válvula presenta poca resistencia y permite que la corriente transitoria fluya libremente. Después de que la corriente transitoria ha pasado, la tensión del elemento valvular regresa a su valor normal; su valor de resistencia se eleva y la corriente de 60 Hertz se elimina al llegar a su cero natural, quedando listo el pararrayos para iniciar otro ciclo de operación.

Un factor importante que se debe considerar en la selección de un pararrayos es el valor de la tensión máxima que soportarán a la frecuencia de 60 Hertz, ya que esta tensión es función de la clase de sistema, es decir de los valores de X_0 , R_0 y X_1 , que tenga el circuito en el punto de aplicación del pararrayos. La tensión máxima de fase a tierra se obtiene multiplicando la tensión máxima entre fases por el coeficiente de aterrizamiento del sistema. La tensión nominal del pararrayos se debe seleccionar cuidando que esta tensión siempre sea mayor que la tensión de fase a tierra ante fallas monofásicas.

Los efectos de las descargas atmosféricas han sido estudiados con modelos geométricos ² y ³ y modelos reales⁴, esto ha servido para determinar el comportamiento de los aislamientos de las líneas ante las descargas atmosféricas y finalmente determinar el diseño más adecuado y los métodos de protección más eficientes.

De acuerdo con experiencias realizadas en el ex

tranjero se han podido evaluar los diferentes métodos de protección de líneas aéreas. En estos trabajos de investigación² y ³ se compararon los siguientes arreglos:

- 1.- Protección con hilo de guarda.
- 2.- Protección con pararrayos en la fase más alta.
- 3.- Protección con pararrayos en todas las fases.
- 4.- Sin protección alguna.

Los resultados obtenidos en este estudio, mostraron que el método más eficiente de protección contra sobretensiones se obtiene cuando se instalan pararrayos en todas las fases, también se observó que en un rango de 10 a 100 ohms de resistencia de tierra al pie del poste, los resultados son practicamente los mismos. Ver figura 1d.

El arreglo sin protección presentó una incidencia de 85 a 99 flameos por cada 100 descargas en la línea, para un rango de 100 a 700 KV de Nivel Básico de Aislamiento. De lo anterior se desprende que el incrementar el Nivel Básico de Aislamiento de una línea sin protección de ninguna especie no ofrece un mejoramiento sensible en su comportamiento. Este arreglo es el menos eficiente. Ver figura 1a.

El arreglo con hilo de guarda y el que tiene un pararrayos en la fase más alta, mostraron comportamientos intermedios entre el arreglo con pararrayos en todas las fases y el arreglo sin ninguna protección. Ver figura 1b y 1c.

Estos resultados concuerdan con los obtenidos por una Compañía Eléctrica de Estados Unidos⁵. En esta in-

vestigación se determinó el comportamiento de diferentes -
configuraciones y materiales de construcción. Ver figura 2.

Protección con el Darverter.

No solamente el hilo de guarda y los pararrayos han sido -
empleados como elementos de protección para los circuitos
aereos de distribución, sino que se han hecho esfuerzos --
para encontrar medios más económicos para protegerlos, un
ejemplo de esto lo presenta el "Darverter", dispositivo --
inventado por el Ingeniero Australiano M. Darveniza⁶, en el
que el nombre del dispositivo es una combinación del nom--
bre del inventor y de la denominación de pararrayos en el
Ingles Británico (Darveniza-Surge Diverter). En este ele--
mento protector se aprovechan las propiedades que tiene la
madera (de los postes y crucetas) como material aislante -
y como elemento extintor del arco eléctrico. En este dispo
sitivo lo que se busca es que al flamearse un aislador de
la línea, la corriente de descarga no quemé la madera del
poste y facilite la generación de una falla permanente ali
mentada por la tensión nominal del sistema. Este dispositi
vo se muestra en las figuras 3a y 3b. El Darverter se co--
necta al alfiler del aislador y después a tierra, esencial
mente consta de una tira de madera con una serie de discos
separados entre si una cierta distancia, de tal forma que
al producirse una descarga a tierra por un flameo del ais
lador, estos discos forman una trayectoria segura a tierra
e impiden el establecimiento de un arco permanente.

3.- INDICES DE FALLA DE ALIMENTADORES AEREOS SIN PROTECCION.

A continuación se presentará el estado en el que se encontraban los alimentadores aéreos, tabla 1, en cuanto su continuidad, años antes de que se iniciara el programa de protección contra descargas atmosféricas. Así mismo se presenta en forma gráfica, figura 4, el comportamiento de los alimentadores que se escogieron para instalar el hilo de guarda y los pararrayos. En esta gráfica se aprecia que durante los meses de lluvia el porcentaje de salidas de los alimentadores aumenta en una forma considerable; por lo que se puede dar por hecho que las sobretensiones que sufre el sistema debido a descargas atmosféricas, tanto indirectas como directas, deben significar una parte importante en el número de fallas de estos alimentadores.

De estos informes se hicieron dos clasificaciones generales de las causas, Internas y Externas; aquí se presenta a guisa de ejemplo en las tablas 2, 3 y 4 un extracto del informe de disturbios del alimentador Contreras (uno de los que se escogió como modelo) durante el mes de julio de 1973. Las causas se clasificaron en:

. CAUSAS INTERNAS.- Aquellas que dependen únicamente del sistema mismo, ya sea del diseño del alimentador condiciones de carga del mismo etc. ; y,

. CAUSAS EXTERNAS.- Aquellas causas que no dependen de las condiciones de operación del circuito, sino de factores externos a este, siendo estas de tipo aleatorio por lo tanto muy difíciles de predecir.

Se lista además, ordenadamente por cantidad de fallas el material que se dafo durante este lapso. Esto se

hizo, ya que pensamos es otro índice, dependiendo del equipo que falló, de cuantas fallas son probablemente debidas o causadas por descargas atmosféricas, directas e indirectas.

4.- MODELOS Y DESARROLLO DEL ESTUDIO.

Con el fin de confirmar los estudios teóricos y por la carencia que se tenía de resultados experimentales o del laboratorio acerca del comportamiento de los alimentadores aéreos de 23 KV, protegidos contra descargas atmosféricas, se acordó utilizar y aplicar los métodos en alimentadores reales; para tal objeto, se escogieron los 2 alimentadores que de todo el sistema suponíamos presentaban mayor incidencia de interrupciones por descargas atmosféricas. Siendo escogidas los de la zona Sur de la Ciudad. En la figura 5 se muestra un diagrama unifilar de los alimentadores escogidos.

El estudio se inició recopilando toda la bibliografía disponible en esa época y los datos necesarios de los alimentadores en estudio, siendo estos los siguientes:

- 1.- Comportamiento de los alimentadores en los últimos años.
- 2.- Evaluación del Número de Fallas y su clasificación.
- 3.- Datos de operación del tipo de protección contra sobrecorriente existente.
- 4.- Diagrama unifilar de los alimentadores incluyendo los tramos de cables conectados a éstos.
- 5.- Obtención por medio del laboratorio de datos de resistividades del terreno a lo largo de estos alimentadores.

Como todo problema, este puede tener varias solu

ciones posibles que es necesario evaluar tanto técnica como económicamente. Entre estos podemos citar algunas de los -- que en aquel entonces se habían visualizado:

- 1.- Estudiar y aplicar métodos y equipos utilizados en -- otros países para la protección contra descargas atmosféricas.
- 2.- Elevación del NBI de las líneas.
- 3.- Cambiar la configuración geométrica de los alimentado-- res con la instalación de un hilo de guarda de protec-- ción.
- 4.- Cambiar la configuración geométrica normalizada de los alimentadores, ver figura 6 , a una forma triangular, - instalando solamente en la fase superior pararrayos de alta capacidad térmica, a todo lo largo del alimentador.
- 5.- Instalación de pararrayos en las tres fases a lo largo de la troncal del alimentador. Sin cambiar la configuración geométrica actualmente normalizada.

De todas estas posibles soluciones y basadas en los estudios efectuados en otras Compañías en aquella época se acordó optar por dos solamente:

- 1.- Instalación de un hilo de guarda.
- 2.- Instalación de pararrayos en las 3 fases, sin cambio de configuración.

En ese tiempo se pensó que se obtendría el mismo grado de protección por cualquiera de los dos métodos, asumiendo que todas las variables, exceptuando el costo, serían las mismas para ambos casos.

Uno de los alimentadores de la misma zona y con la misma longitud aproximadamente se mantuvo sin protección con el fin de hacer las comparaciones apropiadas.

Una de las razones fundamentales por las que se escogió este tipo de protección fué debido a que los alimentadores en los que se aplicaría eran alimentadores existentes, por lo que la elevación de BIL o un cambio de configuración geométrica elevaría el costo en una cantidad considerable.

El montaje de ambas instalaciones se muestra en la figura 7 y 8 , y las características del equipo que se empleo se describirá brevemente a continuación;

4.1.- Características del hilo de Guarda.

Basándose en las condiciones del sistema de distribución de 23 KV, se consideró que un alambre de cobre desnudo de 1/0 podía soportar tanto mecánicamente como electricamente el diseño propuesto.

Conociendo que el nivel de corto circuito de la S. E. del Olivar es de alrededor de 300 MVA y que la apertura de los interruptores es de 5 ciclos entrando a la curva de la figura 9 observamos que el alambre de cobre desnudo puede soportar aproximadamente 50×10^3 amperes lo que nos dá un margen muy amplio de seguridad en cuanto al c.c.

En cuanto al régimen normal de carga y suponiendo un desbalance exagerado de un 10% tendríamos entre 30-35 amperes lo que nos da por capacidad un margen de más de 10 veces de acuerdo con las ampacidades del alambre de este calibre.

En cuanto el diseño mecánico los claros normalizados de las líneas de 50-70 metros no representan nin--

gún problema el empleo de este calibre de alambre.

4.2.- Características de los Pararrayos.

Los pararrayos empleados figura 10 , son los -- que se encuentran normalizados en la Compañía y cuyas ca racterísticas eléctricas son:

A) GENERALES

CLASE: Distribución.

SERVICIO: Intemperie.

TENSION: Máxima 24 KV.

PRECUENCIA NOMINAL: 60 HZ.

ALTITUD DE OPERACION: 2300 msnm.

RELACION $X_0/X_1 > 3$

TIPO: Valvular

Dispositivo de desconexión automática que indi- que que el pararrayos ha sido dañado.

B) DE AISLAMIENTO.

Nivel Básico de Impulso: 150 KV CRESTA, (1.2x50 μ s)

Tensión de Flameo en Seco: 70 KV a 60 HZ, 1 minuto.

Tensión de Flameo en Húmedo: 60 KV a 60 HZ, 10 seg.

C) DE OPERACION (Valores recomendables)

Tensión de Impulso, Frente de Onda: 121 KV cresta -- máxima pendiente de 200 KV/ μ s)

Tensión de Impulso, Onda completa: 94 KV cresta - - (onda de 1.2 x 50 μ s)

Tensión de Descarga a Frecuencia Normal: 35 KV.

Tensiones Residuales (Onda de 8 x 20 μ s).

5 KV: 78 KV cresta

10 KV: 91 KV cresta

20 KV: 104 KV cresta

Corriente de Descarga, Corta Duración: 65000 A. cresta
(Onda de 4 x 8) x (10 x 20 μ s).

Corriente de Descarga Larga Duración: 75 A
(Onda rectangular, 1000 μ s).

Ciclo de trabajo: 5000 A cresta.
(Onda de 8 x 20 μ seg).

4.3.- Varillas de Tierra.

Las varillas empleadas para conexión tanto del hilo de guarda como los pararrayos es un material también normalizado sus características se muestran en la figura 11 .

5.- COSTOS COMPARATIVOS.

A continuación presentamos en la tabla 5 los -
costos actuales por KM. de línea NUEVA de la Compañía, con
los que podemos comparar los costos entre los métodos uti-
lizados.

TABLA 5

TIPO	1 s/P	2 C/HG	3 C/PA
COSTO P.U.	1.0	1.08	1.05

6.- RESULTADOS.

Los resultados obtenidos después de tres años - de observación se muestran en la gráfica de la figura 12 - y en la tabla 7 se anotan los valores exactos obtenidos -- del relatorio de disturbios. Desgraciadamente no se cuenta con los valores durante el año de 1978, observándose unica mente el índice interrupción para el alimentador 3, de ene ro a junio de ese año.

Como podemos observar de la gráfica aunque el - primer año se nota una mejora considerable entre el alimen tador protegido con hilo de guarda y el no protegido, el - siguiente año no es así. De hecho el método que aparece -- más consistente es el de instalación de pararrayos en to das las fases, sin embargo, es opinión de los autores que - es necesario un lapso mucho mayor para poder llegar a al guna conclusión más definitiva.

TABLA 7

ALIMENTADOR A Ñ O	1 SIN/PROT. (MIN/KM)	2 C/HG. (MIN/KM)	3 C/PA (MIN/KM)
76	52.3	20.44	15.0
77	44.16	57.22	11.5
78	—	—	13.66

Sin embargo, creemos que de acuerdo a la expe-- riencia obtenida por la Compañía, y estudios y pruebas - - efectuadas en otras Compañías e Instituciones, el método - que parece más adecuado para la protección de líneas de -- distribución es la instalación de pararrayos apropiados en las tres fases. Siendo la estructura más recomendable la - triangular (Δ). Esto es debido al espacio tan pequeño que

existe entre fases y el bajo BIL que tienen las líneas. La teoría de corrientes de predescarga explica claramente como se ven afectadas las líneas de distribución bajo una -- descarga atmosférica demostrando la necesidad de la instalación de un pararrayos por fase y de la estructura óptima de las líneas, que como se mencionó anteriormente es la -- delta.

Una consideración adicional por lo que se debe preferir la instalación de pararrayos en vez de hilo de -- guarda es el hecho de que un sistema protegido con pararrayos es mucho menos sensible a las variaciones de la resistencia de tierra, ya que el máximo voltaje que aparece -- a través de los aisladores será la tensión de descarga del pararrayos.

El espaciamiento entre juegos de pararrayos dependerá del porcentaje de descargas que causen flameo que -- nosotros fijemos. De tal manera que si por ejemplo desearamos que este porcentaje fuera de 50% la distancia entre -- juegos será aproximadamente 245 metros. En la figura 2 se muestra la gráfica correspondiente tanto para líneas de -- 200 KV como de 350 KV BIL.

7.- CONCLUSIONES.

De acuerdo con lo expuesto en este trabajo se concluye que para tener un diseño de alimentadores aéreos que presente un mejor comportamiento ante sobretensiones atmosféricas se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1.- Elevar el Nivel Básico de Aislamiento de las líneas aéreas. Esto se puede lograr instalando postes de madera o aisladores de porcelana de un nivel mayor. Como se menciona, la elevación del Nivel Básico de Aislamiento de las Líneas reduce el número de interrupciones por flameos en los aisladores, evitando salidas de alimentadores por sobretensiones inducidas en las líneas.
- 2.- Instalar pararrayos autovalvulares en las tres fases, separados entre si una distancia que debe ser función del porciento de interrupciones esperadas. Este método de protección presenta mejor comportamiento que la protección con hilo de guarda, siendo más barato e independiente de los valores de resistencia de tierra al pie del poste.
- 3.- Emplear la configuración delta para el arreglo de los conductores, en lugar de la horizontal, en alimentadores nuevos. La configuración delta ha demostrado ser la más eficiente debido a que facilita las corrientes de predescarga.
- 4.- Revisar la forma como se realizan las uniones de los puentes de las líneas aéreas de 23 KV. Esto se debe a que después de analizar el comportamiento de tres ali-

mentadores de la subestación Olivar, durante 24 meses, se observó que una de las mayores causas de disturbio es por falso contacto en estos puentes.

- 5.- Con la intención de observar el comportamiento de los alimentadores protegidos con pararrayos, se propone que se inicie un estudio que controle el comportamiento de las zonas protegidas contra sobretensiones. Evidentemente debido al dinamismo que presentan los alimentadores aéreos, el control debe ser por zonas en vez de por alimentadores.

8.- BIBLIOGRAFIA.

- 1.- M. L. Hurstell and M. G. West, "Shielding 13.8 KV - - Distribution Circuits", AIEE Transactions, December - 1959 pp. 1056-1063.
- 2.- "Investigation and Evaluation of Lightning Protective Methods for Distribution Circuits, Part I: Model Study and Analysis", Task force report, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 88, August 1969 - pp. 1232-1238.
- 3.- Investigation and Evaluation of Lightning Protective Methods for Distribution Circuits, Part II: Model Study Analysis", Task force report, IEEE Transactions on PAS, vol. 88, August 1969, page 1239-1247.
- 4.- H. R. Armstrong, H. O. Stoelting and E. F. Veverka, - "Impulse studies on Distribution Line Construction", IEEE Transactions on PAS, vol. 86, No. 2, February - - 1967, pp. 206-14.
- 5.- H. P. Mac Carthy and R. A. French, "Surge Protection for Distribution Systems", Transmission and Distribution, September 1976, page 26.
- 6.- M. Darveniza, "The development of an arc quenching -- device for 11 to 66 KV overhead lines" International Conference on Electricity Distribution, IEE conference Publication No. 151.

BREVE ANALISIS ECONOMICO Y DE CONFIABILIDAD DE ALIMENTACION A GRANDES EDIFICIOS.

R. ESPINOSA.
MIEMBRO, IEEE.
MIEMBRO ASOC. IEE.

J. YEBRA.
MIEMBRO, IEEE.

1.- INTRODUCCION.

La comodidad y las necesidades de los usuarios de un edificio, cualquiera que sea su finalidad o utilización, encuentran en la energía eléctrica un factor siempre presente y deseable por su multiplicitad de utilización a costos relativamente bajos.

En los grandes edificios, estos son, -- aquellas edificaciones destinadas a fines residenciales, comerciales o ambos, para los cuales la demanda de energía eléctrica prevista sobrepasa los 300 KVA, la alimentación de esta potencia y su utilización racional constituye en la mayoría de los casos, un problema cuya solución no siempre es compatible con los intereses comunes entre la Compañía suministradora y los usuarios.

En los modelos desarrollados en este breve análisis, se consideran los diversos aspectos que afectan, tanto económicos -- como técnicos, para una mejor asociación entre ambas partes, es decir la relación que existe en la disponibilidad de la energía y su respectiva conducción hasta los puntos de alimentación dentro del predio.

R. ESPINOSA, J. YEBRA, actualmente en la Sección de Estudios de Redes, Gerencia de Distribución, de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. (en liquidación).

2.- GENERALIDADES.

Desde el punto de vista de la alimentación de energía eléctrica de las Compañías, por razones de orden técnico y económico, son limitadas a entregar la energía al consumidor a través de conductores aéreos o subterráneos en alta o baja tensión y siempre en un solo punto.

La disponibilidad de esta energía es función de la demanda de la carga, del tiempo necesario para su conexión y otros, -- dado que los sistemas de distribución nunca deben ser sobre-dimensionados a tal punto de que sea factible la atención inmediata de cualquier carga, especialmente cuando se trate de un gran edificio, por lo tanto su alimentación requerirá -- la participación del grupo de proyectos de la Compañía suministradora; el cual -- definirá la mejor forma para la alimentación de esta carga.

Por otro lado, no basta solamente con una alimentación adecuada sino será necesario una distribución racional de esta energía dentro del edificio.

El sistema para distribución de la energía dentro del edificio, dependerá sobre todo de las características de la carga que serán conectadas, la configuración -- del edificio, el grado de continuidad requerida, caída de tensión mínima; si sumando a estas condiciones se obtiene una alimentación adecuada tanto en confiabilidad como en el aspecto económico, obtendremos una conciliación entre los intereses de los usuarios y de la Compañía suministradora de la energía.

3.- CARACTERISTICAS DE LA ALIMENTACION

Estas características están directamente correlacionadas al tipo de carga a ser alimentada. Por tratarse de un edificio esa carga será una resultante de las diversas unidades individuales, con características típicas de cargas de consumo comerciales, residenciales o una composición de ambas, cuyo régimen de funcionamiento es muy diversificado.

Conforme al fin a que se destine el edificio también podrá haber una preponderancia de una u otra característica; desde el punto de vista de una Compañía de Distribución, un edificio será solamente una red de distribución de una pequeña zona urbana pero que se desarrolla perpendicularmente sobre una área determinada.

4.- ESTIMACION DE LA CARGA.

Los usuarios de la energía eléctrica, para efecto tarifario, son clasificados por las Compañías en diferentes clases, como residenciales, comerciales, industriales, etc. conforme su consumo primordial o uso de la energía. Para cada clase de consumidores, las Compañías disponen de ciertos índices estadísticos, fórmulas teóricas y empíricas, que permiten no solamente prevenir las demandas individuales de cada consumidor típico a partir de su carga instalada (o a instalar) sino también la demanda de un grupo de consumidores, pertenecientes a la misma o clase diferente.

Para eso, se hace necesario, es claro, desarrollar un estudio minucioso, que contemple un levantamiento de la carga (iluminación, motores, calefacción, etc.), conocimiento de los planes urbanísticos, perspectivas del crecimiento de la carga, y cualquier otro factor que directa o indirectamente puedan afectar la estimación de esa demanda que será elemento fundamental para la formación de alternativas necesarias para el proyecto.

5.- TIPOS DE ALIMENTACION.

Las diferentes posibilidades de alimentación de energía a un edificio es analizada por la Compañía que para esto tomará en consideración, entre otros, los factores siguientes:

- CARGA ELECTRICA - Comprendiendo iluminación, motores, calefacción, computadoras, etc.
- TENSION PREFERENTE - Baja o alta tensión regulación, niveles de corto circuito en la S.E. del Edificio, etc.
- CONFIABILIDAD - Niveles de confiabilidad, flexibilidad de maniobras programadas o en emergencia, etc.
- LOCALIZACION DEL EDIFICIO - Area construída, número de pisos, desarrollo arquitectónico, finalidad, etc.
- MEDICION - Requisitos mínimos, tarifas aplicables, etc.
- COSTOS - Costos de los servicios y la eventual contribución por el interesado.

Después de los estudios y análisis formulados por la Compañía, se determinará si será o no necesario la modificación de las redes de media tensión del Sistema de Distribución, aunado a esto se tendrá que decidir, de acuerdo con todas las consideraciones previamente realizadas el tipo de alimentación o estructura más adecuada para el caso. Dentro de los arreglos más comunes y que se analizarán son:

- 1.- Sistema Radial.
- 2.- Sistema en Anillos Primarios
- 3.- Sistema Primario Selectivo.
- 4.- Sistema Secundario Selectivo.
- 5.- Mancha de Red.

Cada uno de los sistemas mencionados presenta ciertas peculiaridades, cuyas características se describirán a continuación y cuya representación se hace en la figura 1.

5.1.- SISTEMA RADIAL.

Este sistema es el menos complejo, sin embargo es el que tiene menor confiabilidad relativa y por supuesto costos bajos.

Es el más expuesto a fallas y su previsión estadística es relativamente simple dado que posee un número finito de interrupciones.

La operación de este sistema será satisfactorio siempre y cuando la frecuencia de sus interrupciones sean compatibles con los límites de continuidad deseados.

5.2.- SISTEMA EN ANILLO PRIMARIO.

Aunque de un costo más elevado que un sistema radial, el de anillo primario proporciona una mayor confiabilidad teniendo en cuenta la posibilidad de doble alimentación a la unidad de transformación del consumidor.

La ocurrencia de una falla en un cierto tramo del cable alimentador no necesariamente implicará una interrupción en la alimentación ya que este tramo defectuoso podrá ser sacado de servicio. La coordinación de la protección en este tipo de sistemas, es un poco más complicado que en el sistema anterior.

5.3.- SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO.

Básicamente este sistema se comporta de manera similar al sistema un anillo, mencionado anteriormente, utilizando básicamente los mismos

elementos pero instalándolos en arreglos diferentes. Cada transformador será alimentado independientemente, a través de un interruptor de transferencia automática, estando el tiempo de las interrupciones en función de los equipos de transferencia de carga que se empleen.

5.4.- SISTEMA SECUNDARIO SELECTIVO.

Este sistema es poco frecuente; son necesarios en este caso dos unidades transformadores mínimo ya que el equipo de transferencia se conecta en la baja tensión, de tal manera que las maniobras en ese sentido se facilitan un poco.

La duplicidad de los transformadores y de la alimentación reducirá el tiempo de interrupción ya que la transferencia de carga se hace automáticamente cuando hay pérdida de potencial en cualquiera de las extremidades receptoras del alimentador, que normalmente operan a media carga.

5.5.- MANCHAS DE RED.

Este es el sistema que ofrece la mejor confiabilidad y mayores posibilidades de maniobra. Requiere la utilización de dos alimentaciones primarias mínimas, y sus correspondientes transformadores y protectores de red el secundario de estos transformadores junto con los protectores operan permanentemente en paralelo.

La barra secundaria permanece constantemente energizada a través de los transformadores y la protección de cada uno se lleva a cabo por medio de relevadores de potencia inversa que son instalados en cada unidad.

Nótese en la figura que solamente - la falla o mantenimiento de los dos alimentadores provocará una interrupción del servicio.

La adopción de este sistema se hace generalmente cuando la densidad de la carga es alta o cuando se trata de cargas muy importantes; y se implanta siempre y cuando el sistema de distribución primario de la zona que existe sea en cables subterráneos.

6.- ANALISIS ECONOMICO.

Cada uno de los sistemas antes mencionados tiene un costo relativo a la importancia y la naturaleza de la carga objeto de alimentación. El problema de escoger la mejor alternativa será la conclusión del análisis técnico-económico de cada uno de los sistemas, compatibles a la situación deseada.

A guisa de ejemplo, se desarrollo un estudio económico comparativo de cada uno de los sistemas, tomándose como base, una tensión de alimentación de 20 KV, una distancia de las derivaciones de 250 m. y conductores monofásicos de 70 mm² para alimentación subterránea y 1/0 de aluminio para derivaciones aéreas, en la tabla I se presenta la comparación de costos en p.u. de las diversas alternativas de alimentación antes citadas.

7.- ANALISIS DE CONFIABILIDAD.

7.1.- ASPECTOS GENERALES.

Cada día son mas frecuentes los casos de consumidores que cuando acuden a la Compañía suministradora para solicitar la alimentación a una nueva carga, preguntan por los niveles de confiabilidad que pueden obtener del sistema de distribución existente.

Cada arreglo posible tiene una característica de confiabilidad que - aunada a la del sistema permite una estimación aceptable del índice que se puede obtener.

Si tomáramos a R como la probabilidad de que no ocurriera una interrupción en un período de tiempo t, con origen a un determinado arreglo típico, este factor R puede ser definido como:

$$R = e^{-\lambda t}$$

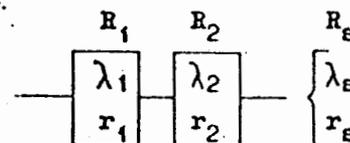
donde:

λ = Tasa de fallas (no. de interrupciones/consumidor/año).

t = Período de tiempo considerado.

Ejemplificando una aplicación de esta probabilidad, consideremos solamente un cable aislado para 15 KV, conectado a un corta-circuitos en un determinado arreglo cualquiera:

Tendremos entonces dos componentes en serie estadísticamente independientes; debemos notar aquí que una apertura del corta-circuitos no dañará el cable y una falla en el cable no dañará el interruptor; de tal manera que tendremos entonces:



Donde:

$$R_S = R_1 \cdot R_2$$

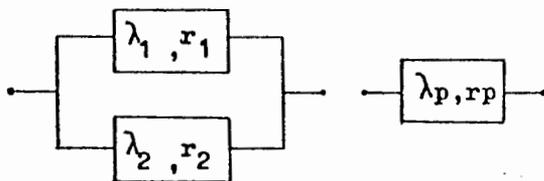
$$\lambda_S = \lambda_1 + \lambda_2$$

$$r_S = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2}$$

Siendo r_S tiempo de reparación del sistema y r_1 y r_2 tiempo de reparación

ción de los elementos (1) y (2).

Ahora bien, para dos componentes en paralelo el comportamiento del sistema, si asumimos que el sistema es redundante, una falla del sistema - se presentará únicamente cuando ambos componentes fallan al mismo - - tiempo; para un sistema en paralelo el inverso del tiempo de reparación $\frac{1}{r_p}$, es llamado la tasa de reparación. En resumen para el caso en paralelo, tendremos:

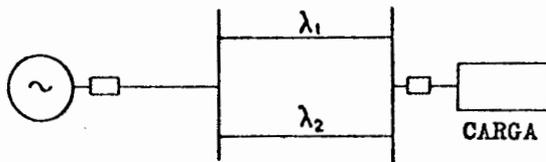


Donde:

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)$$

$$r_p = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2}$$

Un factor que vale la pena mencionar es la localización del equipo de interrupción, el cual define las limitaciones del sistema. Por ejemplo, si tuvieramos el siguiente esquema:

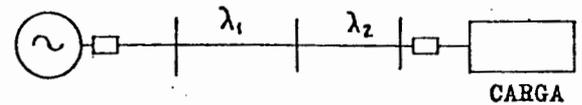


Donde las dos líneas estuvieran conectadas a un punto de generación y una carga, y contaremos con interruptores externos a estas líneas - en paralelo; tendríamos en este caso:

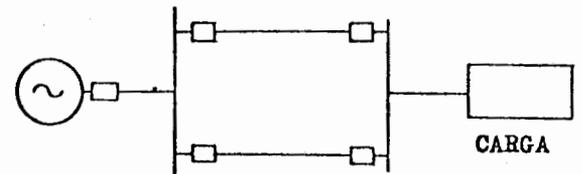
$$\lambda_t = \lambda_1 + \lambda_2$$

Debido a que una falla en cualquiera de las líneas provocará una interrupción

en el sistema. Por lo tanto, desde el punto de vista de confiabilidad, se puede representar como un sistema en serie de la siguiente forma:

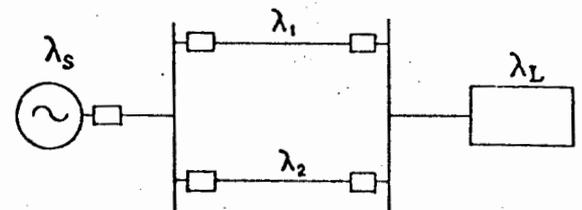


Por lo tanto, para obtener los beneficios de una alimentación en paralelo, deberemos entonces colocar -- los interruptores dentro de las líneas, tal como la siguiente figura:



Con lo que se logrará una independencia estadística o en otras palabras una REDUNDANCIA en el sistema.

Otros puntos importantes en cualquier estudio de confiabilidad será la disponibilidad de la fuente (λ_s) y de las barras del consumidor (λ_L) o sea:



Es importante notar que dado que λ_s y λ_L se encuentran en serie en el sistema, se deberán mantener lo más bajo posible ya que tendrán un efecto concluyente en el cálculo de λ_T del sistema.

7.2.- DIAGRAMA DE BLOQUES.

Para el análisis de los cinco arreglos antes mencionados, cada elemento

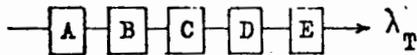
to del sistema tendrá una participación o contribución específica en el valor general de confiabilidad.

De tal forma que asignaremos como:

- A - Alimentadores.
- B - Corta-circuitos.
- C - Fusibles.
- D - Transformadores.
- E - Barras ó Buses.
- F - Equipo de transferencia automática primaria.
- G - Equipo de transferencia automática secundaria.

De esta manera podremos montar diagramas de bloque simples con los que representaremos cada uno de los arreglos eléctricos mencionados; en forma general tendremos entonces:

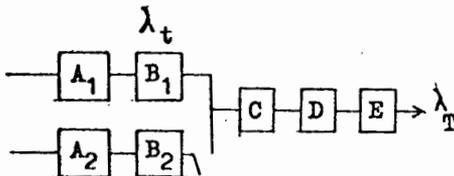
SISTEMA RADIAL:



Donde:

$$\lambda_T = \lambda_A + \lambda_B + \lambda_C + \lambda_D + \lambda_E$$

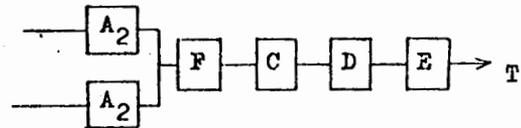
SISTEMA EN ANILLO:



En este caso A_1 , A_2 , B_1 y B_2 son estadísticamente independientes, λ_t es la tasa de salidas de A_1 y B_1 , y r el tiempo de apertura de A_2 y B_2 . Por lo tanto.

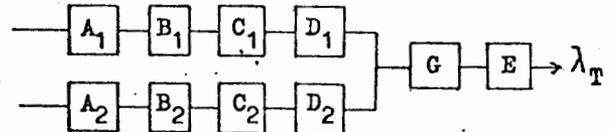
$$\lambda_T = \lambda_{A_1} + \lambda_{B_1} + \lambda_C + \lambda_D + \lambda_E$$

PRIMARIO SELECTIVO.



$$\lambda_T = \lambda_{A_1} \cdot \lambda_{A_2} (r_{A_1} + r_{A_2}) + \lambda_F + \lambda_C + \lambda_D + \lambda_E$$

SECUNDARIO SELECTIVO.



$$\lambda_T = (\lambda_{A_1} + \lambda_{B_1} + \lambda_{C_1} + \lambda_{D_1}) (\lambda_{A_2} + \lambda_{B_2} + \lambda_{C_2} + \lambda_{D_2}) \times (r_1 + r_2) + \lambda_G + \lambda_E$$

donde:

r_1 - tiempo de reparación del sistema - relacionado con A_1 , B_1 y D_1 .

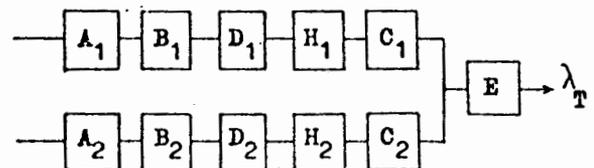
r_2 - tiempo de reparación del sistema relacionado con A_2 , B_2 y D_2 .

Por otro lado:

$$r_1 = \frac{\lambda_{A_1} r_{A_1} + \lambda_{B_1} r_{B_1} + \lambda_{C_1} r_{C_1} + \lambda_{D_1} r_{D_1}}{\lambda_{A_1} + \lambda_{B_1} + \lambda_{C_1} + \lambda_{D_1}}$$

$$r_2 = \frac{\lambda_{A_2} r_{A_2} + \lambda_{B_2} r_{B_2} + \lambda_{C_2} r_{C_2} + \lambda_{D_2} r_{D_2}}{\lambda_{A_2} + \lambda_{B_2} + \lambda_{C_2} + \lambda_{D_2}}$$

MANCHA DE RED.



donde:

$$r_1 = \frac{\lambda_{A_1} r_{A_1} + \lambda_{B_1} r_{B_1} + \lambda_{D_1} r_{D_1} + \lambda_{H_1} r_{H_1} + \lambda_{C_1} r_{C_1}}{\lambda_{A_1} + \lambda_{B_1} + \lambda_{D_1} + \lambda_{H_1} + \lambda_{C_1}}$$

$$r_2 = \frac{\lambda_{A_2} r_{A_2} + \lambda_{B_2} r_{B_2} + \lambda_{D_2} r_{D_2} + \lambda_{H_2} r_{H_2} + \lambda_{C_2} r_{C_2}}{\lambda_{A_2} + \lambda_{B_2} + \lambda_{D_2} + \lambda_{H_2} + \lambda_{C_2}}$$

7.3.- EJEMPLOS.

Para ejemplificar un poco más el -- estudio de confiabilidad, indicaremos más adelante un análisis comparativo de los cinco arreglos propuestos. Es natural que todos los -- valores de los parámetros λ y r varíen considerablemente con los niveles de tensión, antigüedad de la -- red, aún época del año que se este estudiando, etc.

Para simplificar, dependiendo del -- caso en estudio, se considerarán valores promedio tanto de λ como de r . Considerando entonces que:

$$\begin{array}{ll} \lambda_{A_1} = \lambda_{A_2} = \lambda_A & \lambda_{E_1} = \lambda_{E_2} = \lambda_E \\ r_{A_1} = r_{A_2} = r_A & r_{E_1} = r_{E_2} = r_E \\ \lambda_{B_1} = \lambda_{B_2} = \lambda_B & \lambda_{F_1} = \lambda_{F_2} = \lambda_F \\ r_{B_1} = r_{B_2} = r_B & r_{F_1} = r_{F_2} = r_F \\ \lambda_{C_1} = \lambda_{C_2} = \lambda_C & \lambda_{G_1} = \lambda_{G_2} = \lambda_G \\ r_{C_1} = r_{C_2} = r_C & r_{G_1} = r_{G_2} = r_G \\ \lambda_{D_1} = \lambda_{D_2} = \lambda_D & \lambda_{H_1} = \lambda_{H_2} = \lambda_H \\ r_{D_1} = r_{D_2} = r_D & r_{H_1} = r_{H_2} = r_H \end{array}$$

Los valores que se consideraron se muestran en la tabla No. II.

En la tabla III se presenta una tabla comparativa entre el tiempo medio entre fallas, tasas de falla y duración de las interrupciones de los diversos sistemas propuestos.

8.- DISTRIBUCION DENTRO DEL PREDIO.

En esta segunda parte serán desarrolladas otras consideraciones con respecto a la -- distribución en el interior del edificio una vez que en la primera fase fueran con-- sideradas las diversas opciones para la -- alimentación de la carga desde es sistema

de distribución.

Conviene resaltar algunos aspectos que -- puedan influir decisivamente en la elaboración de la planeación del sistema de -- distribución predial como:

- Carga; naturaleza de la carga y su distribución en el edificio.
- Configuración y finalidad del edificio.
- Acceso, espacio para la instalación, -- operación y mantenimiento de los equi-- pos.
- Tipos y características de los equipos.
- Niveles de tensión disponibles por la -- Compañía suministradora.
- Confiabilidad del sistema de alimenta-- ción comparada con los niveles deseados.
- Factibilidad económica de la instalación.
- Otros problemas de interes común entre la Compañía suministradora y el consumi-- dor.

Al considerar, por ejemplo, la naturaleza de la carga y su distribución en los di-- versos puntos del edificio y si la altura de este fuese considerable (más de 20 ni-- veles) y sus fines comerciales, el trans-- porte de energía en alta tensión puede re-- sultar de mejor calidad y a costos relati-- vamente bajos.

Los arreglos adecuados de esos alimentado-- res convenientemente dispuestos y protegi-- dos pueden asegurar una confiabilidad y -- seguridad poco común. El transporte de -- energía eléctrica en alta tensión en el -- interior del edificio implicará la necesi-- dad de escoger locales estratégicos y ade-- cuados para la instalación de los trans-- formadores tanto monofásicos como trifási-- cos y para el dimensionamiento de estas -- podrán ser seleccionadas tensiones espe-- ciales para cargas típicas tales como --

elevadores, grandes motores, iluminación especial, computadoras, etc.

8.1.- ARREGLOS PARA DISTRIBUCION PREDIAL.

Esquemáticamente está representado en el dibujo 6, arreglos típicos de alimentación en alta y baja tensión, respectivamente, donde la distribución internamente será en baja o -- alta tensión, teniendo en algunos -- casos de generación propia para -- emergencias. Adelante se indicarán entonces ejemplos típicos.

8.1.1.- ARREGLO PRIMARIO RADIAL.

Este es el sistema más común y generalmente es recomendable hacerlo con transformadores monofásicos con tensiones mayores de 15 - KV. y cables unipolares, de acuerdo a la figura 7.

8.1.2.- ARREGLO EN ANILLOS PRIMARIOS.

Es similar a ciertos arreglos empleados por la Compañía suministradora en los sistemas de distribución subterránea, especialmente en las áreas residenciales.

Estos anillos pueden ser trifásicos o monofásicos siendo estos -- últimos generalmente más económicos.

Una representación esquemática de estos sistemas se muestra en las figuras 8 y 9.

8.1.3.- ARREGLO EN DOBLE ALIMENTACION.

Conforme a los que se representa en la figura 10, el empleo de dos alimentadores proporciona un aumento considerable de la confiabilidad del sistema en cuestión, -- comparado con los anteriores; generalmente de esta forma se pue--

den dar alimentación a cargas mayores empleándose cables trifásicos para disminuir costos.

8.1.4.- ARREGLOS EN DOBLE ALIMENTACION MONOFASICA.

Cuando el tamaño de la carga no -- justifica el empleo de cables trifásicos y por lo tanto la subida a todos los niveles de las tres -- fases entonces será conveniente -- el empleo de este tipo de alimentación monofásica.

La doble alimentación de los transformadores es obtenida con la instalación de un seccionador que posibilite la conexión a cualquiera de las dos fases disponibles. En este caso de doble alimentación, es necesario usar cables unipolares con el espaciamiento adecuado para evitar la posibilidad de una falla entre fases.

8.1.5.- ARREGLO EN RED AUTOMATICA.

El empleo de este sistema posibilita la obtención de los máximos niveles de confiabilidad posibles en un sistema eléctrico de distribución. Es el indicado, entonces en el caso de grandes centros comerciales, hospitales u otros en donde se requieran niveles de continuidad cercanos al 100%.

Con la adopción de estos sistemas se hace posible utilizar tensiones de distribución hasta clase -- 25 KV., dado que los equipos de -- protección que se hacen necesarios se emplean generalmente en el lado de baja tensión y en alta se -- emplean siempre bajo aceite e instalados en el mismo transformador. En la figura 11 se puede observar un sistema de este tipo clase 15 KV y con transformadores secos.

En la figura 12 se presenta un sistema mixto con Red automática y doble alimentación.

8.2.- EQUIPOS Y ACCESORIOS.

Es interesante, cuando se elaboran los proyectos, verificar la viabilidad de la adquisición de los equipos necesarios y las informaciones técnicas requeridas así como sus dimensiones y peso, pues de esto dependerá el dimensionamiento y localización de la S.E.

El escoger el local adecuado para instalación de los transformadores, debe ser muy adecuada no sólo por motivos de seguridad, como es el caso de una explosión, sino por el nivel de ruido que no debe sobrepasar los 45 dB.³

En lo referente al dimensionamiento eléctrico de los equipos de protección debe tenerse especial cuidado en el nivel de corto-circuito que se va a manejar dentro de la instalación del predio.

8.3.- TRANSFORMADORES.

Los transformadores más indicados para estas instalaciones son del tipo seco o aislados con algún líquido no inflamable como el silicón o askarel, aunque estos últimos representan el problema de la contaminación y requieren de un sistema de ventilación adecuado. En casos de falla los gases producidos por el askarel, aunque no ofrecen peligro de aislamiento, son altamente nocivos a la salud.

Los transformadores secos deben ser instalados a una distancia mínima de 5 metros de cualquier material inflamable³, sin embargo ofrecen una seguridad mucho mayor que los

anteriores y ocupan un espacio mucho menor ya que son de tamaños reducidos.

En la tabla IV se presentan algunos tipos más comunes de transformadores secos encontrados en el mercado internacional y en la tabla V se pueden observar los límites de sobrecarga que pueden tolerar.

8.4.- CONSIDERACIONES MECANICAS.

La capacidad de los elevadores es también un factor importante y limita la potencia de los transformadores que se emplean en los niveles elevados.

La capacidad de carga de los elevadores utilizados en edificios, fluctúan generalmente entre 1000 y 2000 Kg.; sin embargo, no solamente por el peso se limita la capacidad de los transformadores sino por sus dimensiones, ya que las dimensiones disponibles promedio actuales fluctúan alrededor de 1.2 x 1.2 x 2.0 metros.

8.5.- SISTEMAS DE PROTECCION.

La protección de un sistema de distribución dentro de un predio requiere una consideración especial por parte del Ingeniero de Distribución.

8.5.1.- PROTECCION CONTRA-SOBRECORRIENTES.

Como se mencionó anteriormente es recomendable el uso de fusibles limitadores de corriente tanto en los transformadores como en la salida de los alimentadores primarios.

El nivel de corto-circuito que se dispone en el lado de baja tensión de los transformadores es usualmente mayor que el que se

tiene en circuitos residenciales comunes, encontrándose niveles entre 15,000 a 25,000 amperes simétricos.

Es importante que se tomen en cuenta las capacidades de los equipos instalados, las distancias entre transformadores y los equipos de medición deben de considerarse asimismo a fin de reducir los valores de corto-circuito al mínimo posible.

Estos problemas pueden ser resueltos generalmente con una coordinación adecuada entre los fusibles limitadores de corriente colocados en los alimentadores secundarios y los interruptores colocados a la entrada del consumidor.

8.5.2.- PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS.

Es estadísticamente bajo el número de veces que el equipo que se instala dentro de un predio se encuentra afectado por la sobretensión o sobrecorriente debido a causas exteriores, sin embargo es necesario la instalación de apartarrayos adecuados para la protección de estos sistemas, pues como se sabe la onda de sobretensión sufrirá un doblaje ya que las impedancias de los transformadores es tan grande que se puede considerar que la sobretensión se encuentra con una línea abierta. En la referencia No. 8 es posible encontrar en forma detallada estos conceptos así como la manera de relacionar correctamente el tipo de apartarrayos necesarios para cada caso.

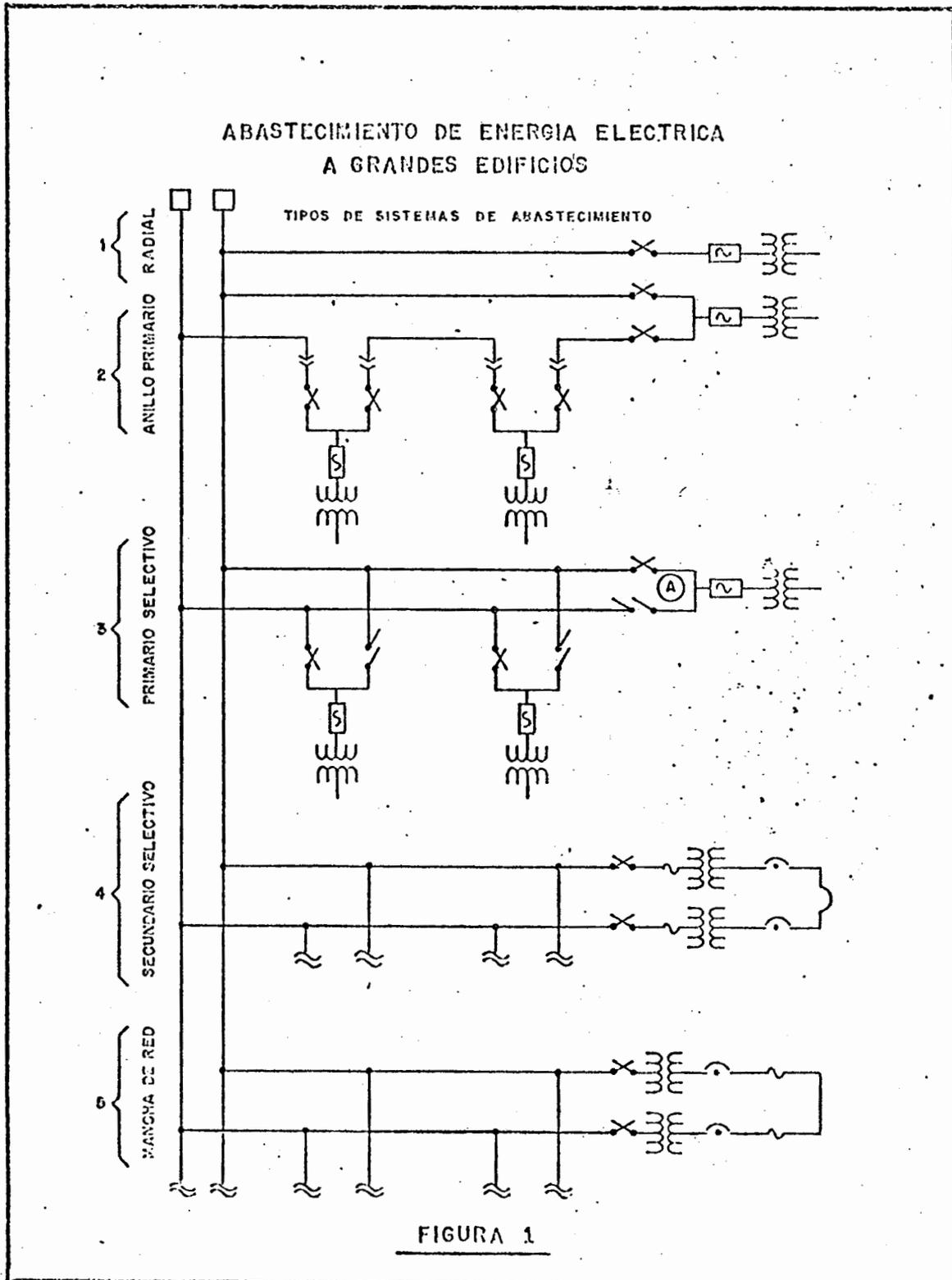
9.- CONCLUSIONES.

Para escoger la alternativa mejor o más adecuada para cada caso particular siempre deberá ser concurrente tanto de las necesidades del consumidor como de las posibilidades técnicas disponibles por la Compañía Suministradora, debiéndose de analizar con profundidad cada caso necesario ya que como hemos visto a lo largo de este trabajo son muchos factores los que intervienen en la decisión, que involucra no solo los factores económicos del proyecto sino de los niveles de confiabilidad necesarias para cada consumidor en particular.

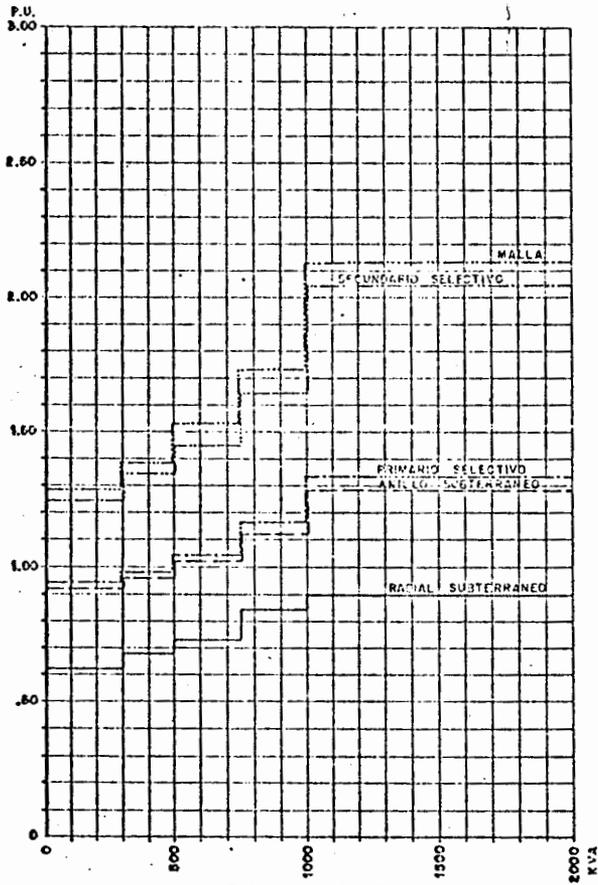
10.- BIBLIOGRAFIA.

- 1.- S.R. Gilligan "Underground Service to Large Commercial Loads", G.E.-Schenectady, N.Y. Power Distribution Conference, 1972.
- 2.- John C. Cranos and S.R. Gilligan Jr. "Spot Networks and connected Building Systems" 70 TP, 79 IGA, IEEE 1970.
- 3.- H.E. Campbell, "Serving Electric Power to High-Rise Building", G.E.-Schenectady, N.Y. Power Distribution Conference, 1973.
- 4.- Victor Mirshawka, "Métodos Cuantitativos y Teoría de Confiabilidad", Libro de la Universidad de Mackenzie, Sao Paulo, 1973.
- 5.- Miguel Revero Ortíz, "Notas Sobre Dualidade do Servico e Introducao do Calculo de Confiabilidade do Sistemas" - Universidad de Mackenzie, Sao Paulo - Brasil, Tercer curso de distribución, Sao Paulo 1973.
- 6.- Roy Billinton, "Power System Reliability Evaluation" (Libro) Editorial
- 7.- R. Espinosa, Helmut Adelman, "Fornecimento de Energia Eléctrica a Grandes Edificios", Universidad de Mackenzie, Brasil, 4o. Curso de Distribución Sao Paulo 1974.

8.- R. Espinosa y J. Yebra, "Protección -
 Contra Descargas Atmosféricas de Sis-
 temas de Distribución Subterránea", -
 Seminario de Distribución Subterránea
 1979, CONELEC, Guadalajara México.

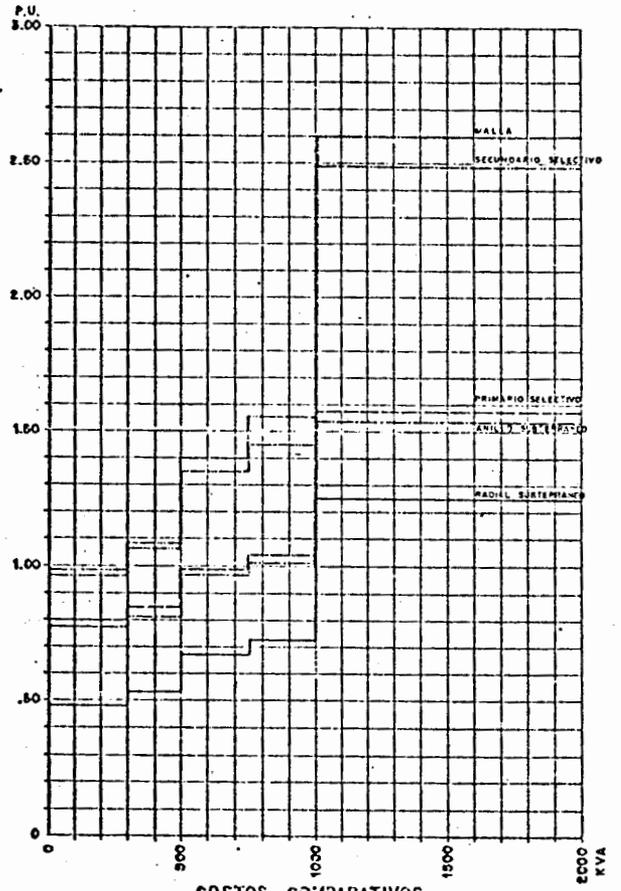


ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA A GRANDES EDIFICIOS

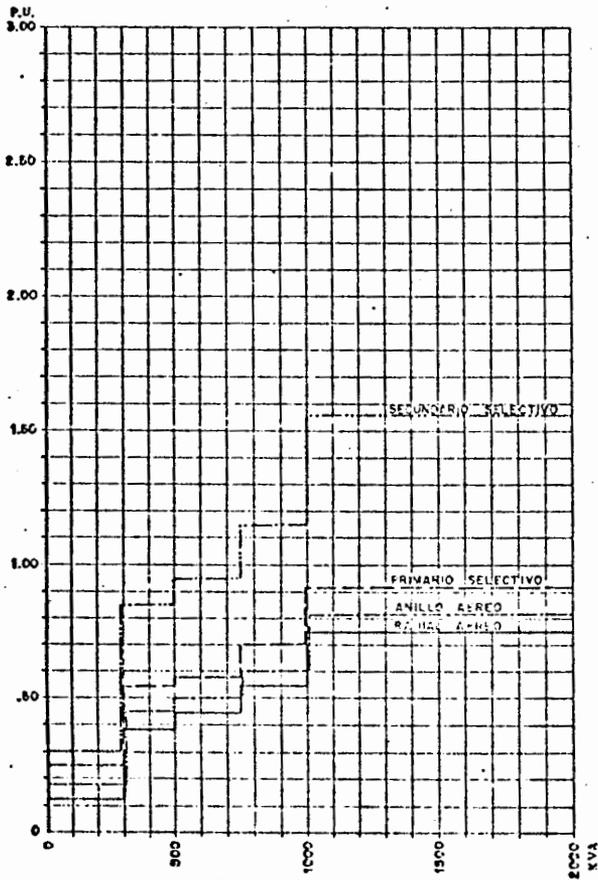


COSTOS COMPARATIVOS
CON EQUIPO SUMERGIBLE
Figura 2

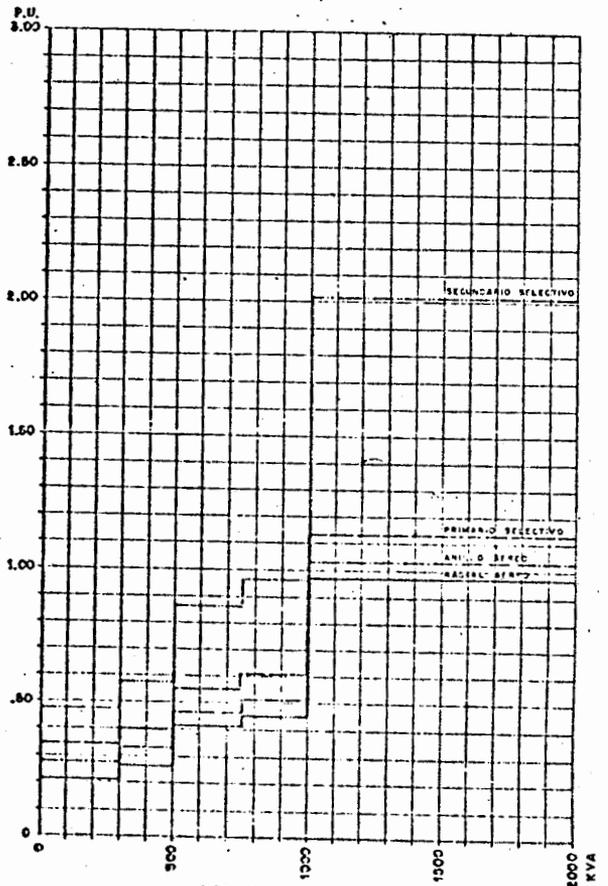
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA A GRANDES EDIFICIOS



COSTOS COMPARATIVOS
CON EQUIPO NO SUMERGIBLE
Figura 3



COSTOS COMPARATIVOS
CON EQUIPO SUMERGIBLE
Figura 4



COSTOS COMPARATIVOS
CON EQUIPO NO SUMERGIBLE
Figura 5

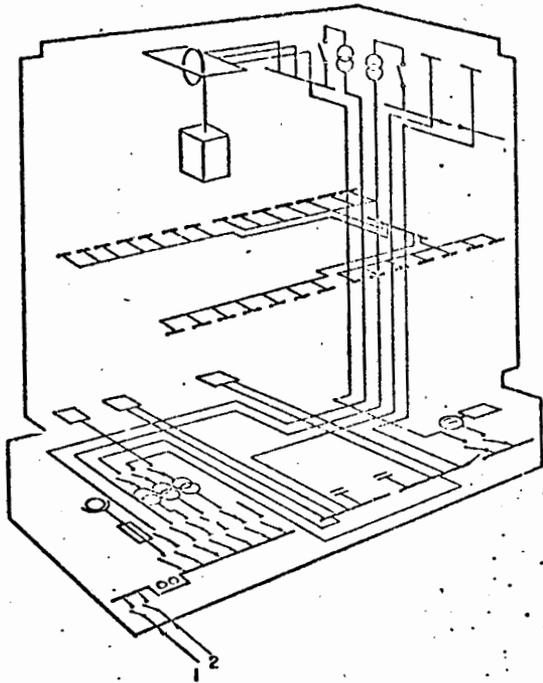


FIG. 6

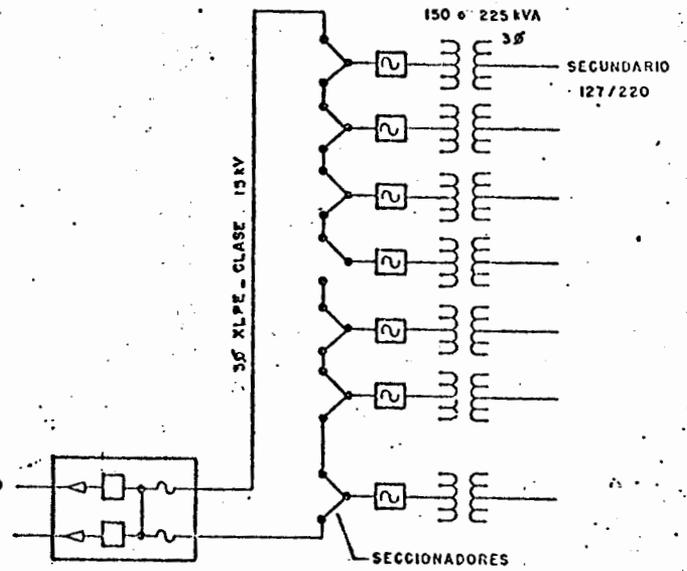


FIG. 8

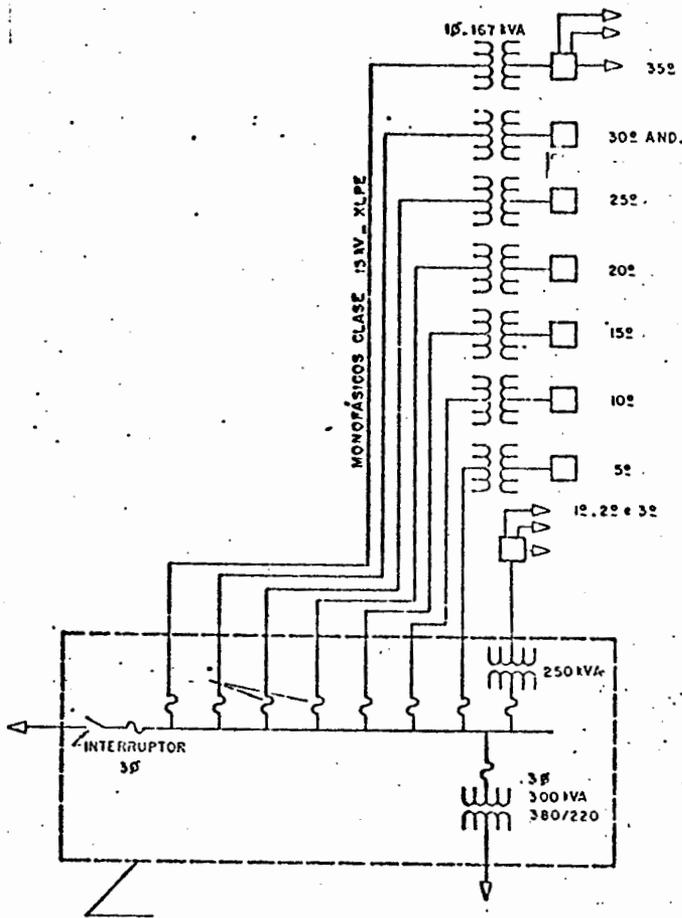


FIG. 7

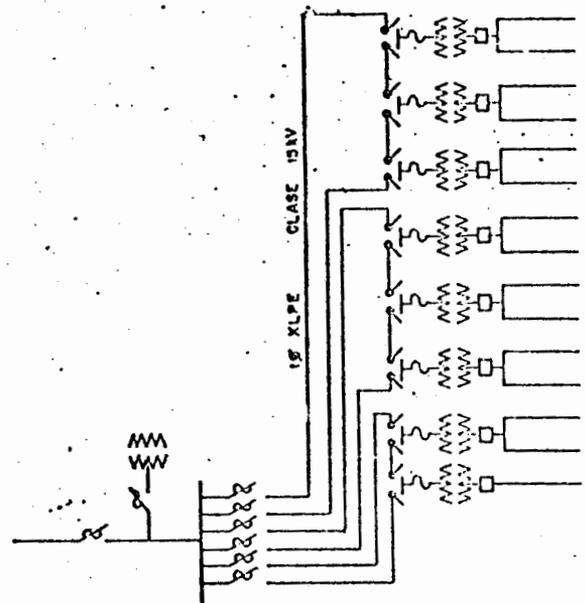


FIG. 9

FIG. 10

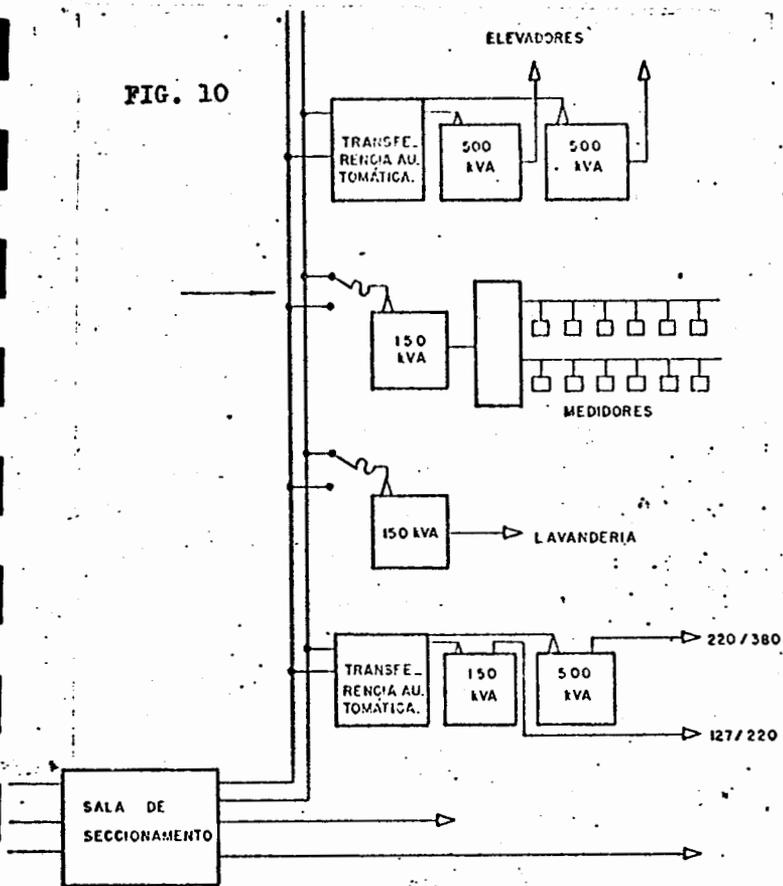
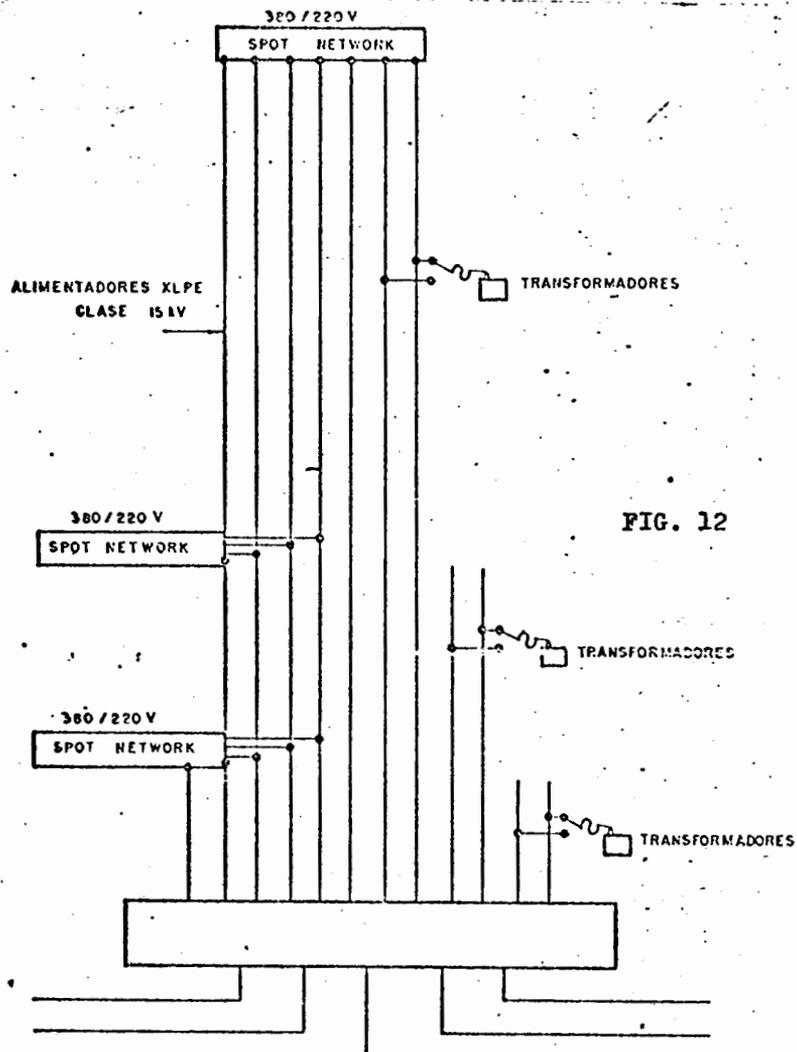
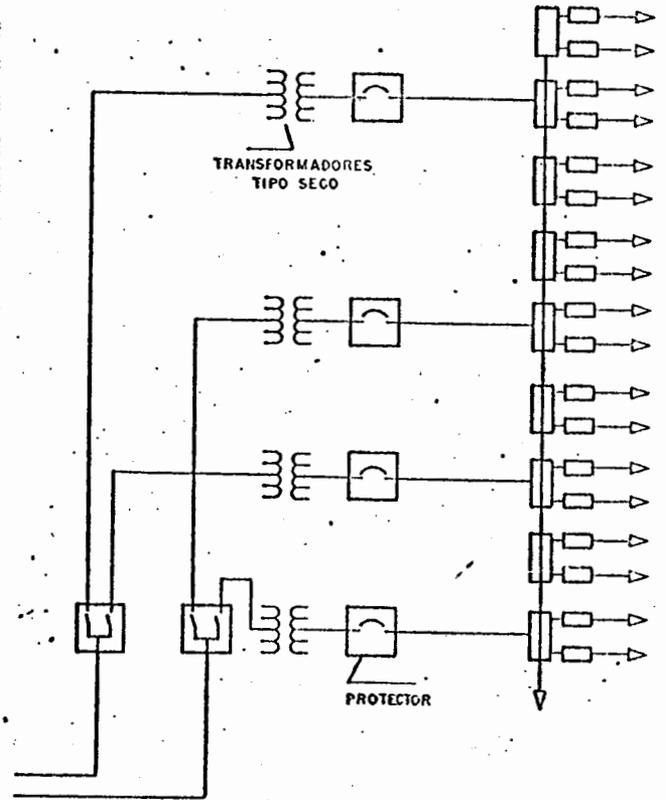


FIG. 11



ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA A GRANDES EDIFICIOS

TABLA II

SISTEMA TIPO	CAPACIDAD (KVA)	COSTOS (P.U.)			
		ALIMENTACION POR CABLES		ALIMENTACION POR LINEAS AEREA	
		PARA EQUIPO SUMERGIBLE	PARA EQUIPO NO SUMERGIBLE	PARA EQUIPO SUMERGIBLE	PARA EQUIPO NO SUMERGIBLE
1	300	0.62	0.49	0.12	0.21
2		0.92	0.78	0.18	0.27
3		0.94	0.80	0.26	0.35
4		1.24	0.97	0.30	0.48
5		1.28	0.99	-	-
1	500	0.68	0.54	0.39	0.26
2		0.97	0.82	0.45	0.32
3		0.99	0.84	0.53	0.40
4		1.35	1.06	0.84	0.57
5		1.39	1.09	-	-
1	750	0.73	0.48	0.44	0.41
2		1.02	0.97	0.50	0.46
3		1.04	0.99	0.58	0.54
4		1.45	1.15	0.94	0.67
5		1.52	1.40	-	-
1	1000	0.83	0.73	0.54	0.45
2		1.12	1.02	0.60	0.51
3		1.16	1.05	0.70	0.61
4		1.65	1.45	1.15	0.96
5		1.72	1.56	-	-
1	2000	1.00	1.25	0.75	0.97
2		1.29	1.54	0.81	1.03
3		1.34	1.57	0.91	1.13
4		2.06	2.49	1.56	2.01
5		2.13	2.60	-	-

ELEMENTO	AEREO / NO SUMERGIBLE			SUBTERRANEO/SUMERGIBLE		
	λ	r	R	λ	r	R
A ALIMENTADOR	1.0	2	4	0.1	4	16
B SECCIONADORES	0.01	1	4	0.001	2	12
C FUSIBLES	0.0	0.5	0.5	0.0	2	2
D TRANSFORMADORES	0.01	0.5	6	0.05	3	12
E BARRAS	0.001	0.5	48	0.001	0.5	48
F EQUIPO DE TRANSF. AUT. (PRIM.)	0.005	0.5	12	0.005	3	12
G EQUIPO DE TRANSF. AUT. SECUNDARIO	0.005	0.5	12	0.005	3	12
H PROTECTOR	0.005	1.5	12	0.005	1.5	12

TABLA I

- 1 - RADIAL
- 2 - ANILLO
- 3 - PRIMARIO SELECTIVO
- 4 - SECUNDARIO SELECTIVO
- 5 - MALLA

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA A GRANDES EDIFICIOS

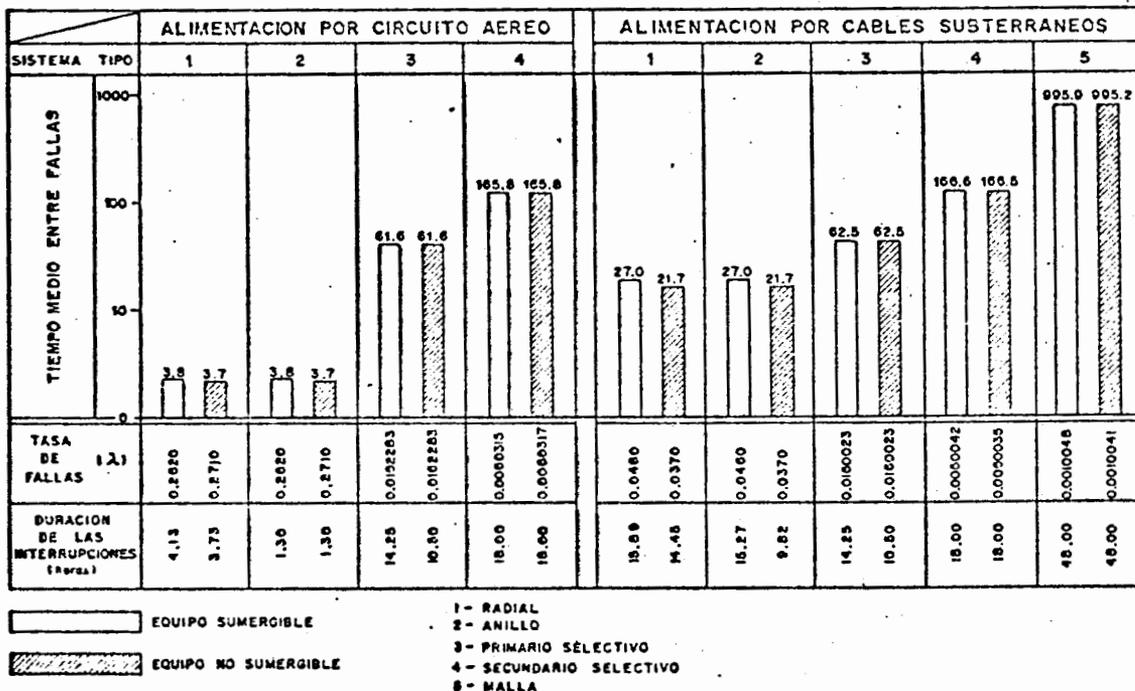


TABLA III

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA A GRANDES EDIFICIOS

TABLA II

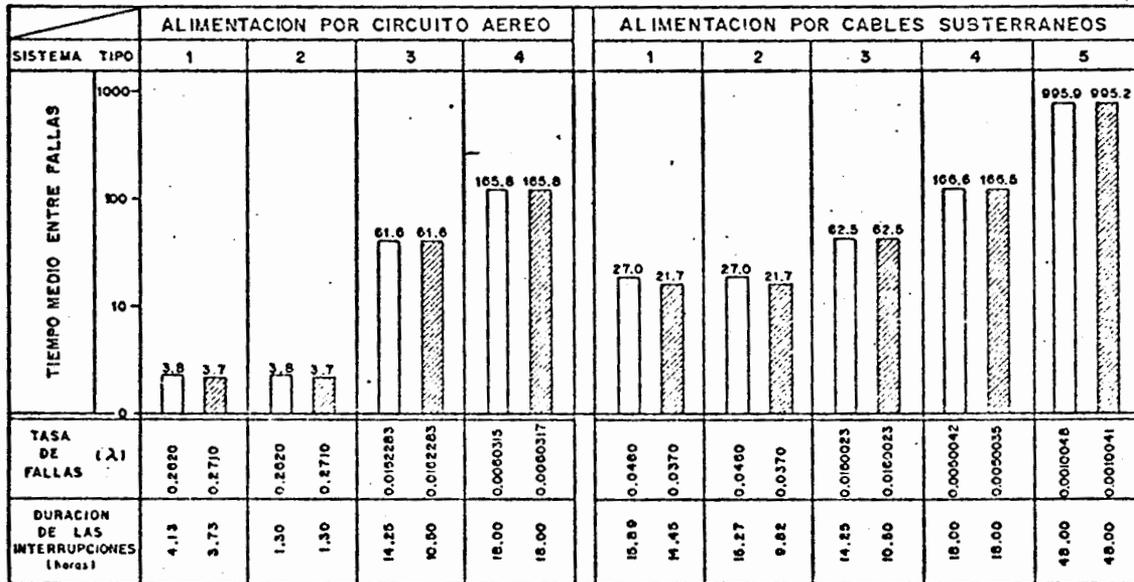
SISTEMA TIPO	CAPACIDAD (KVA)	COSTOS (P.U.)			
		ALIMENTACION POR CABLES		ALIMENTACION POR LINEAS AEREA	
		PARA EQUIPO SUMERGIBLE	PARA EQUIPO NO SUMERGIBLE	PARA EQUIPO SUMERGIBLE	PARA EQUIPO NO SUMERGIBLE
1	300	0.62	0.49	0.12	0.21
2		0.92	0.78	0.18	0.27
3		0.94	0.80	0.26	0.35
4		1.24	0.97	0.30	0.48
5		1.28	0.99	-	-
1	500	0.68	0.54	0.39	0.26
2		0.97	0.82	0.45	0.32
3		0.99	0.84	0.53	0.40
4		1.35	1.06	0.84	0.57
5		1.39	1.09	-	-
1	750	0.73	0.58	0.44	0.41
2		1.02	0.97	0.50	0.46
3		1.04	0.99	0.58	0.54
4		1.45	1.15	0.94	0.87
5		1.52	1.20	-	-
1	1000	0.83	0.73	0.54	0.45
2		1.12	1.02	0.60	0.51
3		1.16	1.05	0.70	0.61
4		1.65	1.45	1.15	0.96
5		1.72	1.56	-	-
1	2000	1.00	1.25	0.75	0.97
2		1.29	1.54	0.81	1.03
3		1.34	1.57	0.91	1.13
4		2.06	2.49	1.56	2.01
5		2.13	2.60	-	-

ELEMENTO	AEREO / NO SUMERGIBLE			SUBTERRANEO/SUMERGIBLE		
	λ	r	R	λ	r	R
A ALIMENTADOR	1.0	2	4	0.1	4	16
B SECCIONADORES	0.01	1	4	0.001	2	12
C FUSIBLES	0.0	0.5	0.5	0.0	2	2
D TRANSFORMADORES	0.01	0.5	6	0.05	3	12
E BARRAS	0.001	0.5	48	0.001	0.5	48
F EQUIPO DE TRANSF. AUT. (PRIM.)	0.005	0.5	12	0.005	3	12
G EQUIPO DE TRANSF. AUT. SECUNDARIO	0.005	0.5	12	0.005	3	12
H PROTECTOR	0.005	1.5	12	0.005	1.5	12

TABLA I

- 1 - RADIAL
- 2 - ANILLO
- 3 - PRIMARIO SELECTIVO
- 4 - SECUNDARIO SELECTIVO
- 5 - MALLA

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA A GRANDES EDIFICIOS



- EQUIPO SUMERGIBLE
- ▨ EQUIPO NO SUMERGIBLE
- 1 - RADIAL
- 2 - ANILLO
- 3 - PRIMARIO SELECTIVO
- 4 - SECUNDARIO SELECTIVO
- 5 - MALLA

TABLA III

NIVEL BASICO DE IMPULSO

CLASE DE AISLAMIENTO (KV)	TRANSFORMADOR EN ACEITE (KV)		TRANSFORMADOR TIPO SECO (KV)		TRANSFORMADOR TIPO SECO ENCAPSULADO (KV)	
	ONDA COMPLETA	ONDA CORTADA	ONDA COMPLETA	ONDA CORTADA	ONDA COMPLETA	ONDA CORTADA
2.5	45	54	20	20	45	45
5.0	60	69	25	25	60*	60*
8.66	75	88	35	35	75	75
15.0	95	110	50	50	95	95

* UNIDADES CON VALORES NOMINALES DE 2400/4160 Y VOLTS MONOFASICOS, 167 KVA LOS MAYORES TIENEN NBI-45KV.

TABLA IV

SOBRECARGAS NORMALES PERMISIBLES SIN PERDIDA DE VIDA EN TRANSFORMADORES TIPO SECO.

DURACION DEL PICO DE CARGA (HORAS)	CARGA CONSTANTE ANTERIOR ANTES DE LA SOBRECARGA.		
	90 %	70 %	50 %
	VECES KVA NOMINALES		
0.5	1.62	1.85	2.00
1.0	1.38	1.48	1.52
2.0	1.23	1.28	1.33
4.0	1.13	1.15	1.18
8.0	1.06	0.07	1.08

TABLA V

ESTUDIO DINAMICO DE REDES SUBTERRANEAS DE DISTRIBUCION

ING. J. A. YEBRA M.*
MIEMBRO IEEE.

ING. ROBERTO ESPINOSA L.*
MIEMBRO IEEE.
MIEMBRO ASOC. IEE.

1.- RESUMEN.

Este trabajo tiene la finalidad de describir el estado actual de las técnicas empleadas en la Planeación de las Redes Subterráneas de Distribución que opera la Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S. A. (En liquidación).

2.- INTRODUCCION.

La planeación de un sistema de distribución permite al Ingeniero hacer una mejor utilización de los recursos materiales y humanos de que dispone para mantener el sistema que se le ha encomendado. Actualmente en la Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S. A. se dispone de una metodología¹ que permite planear la expansión del sistema subterráneo de distribución.

Esta metodología consiste básicamente de dos módulos que en forma separada permiten planear la expansión de las redes subterráneas, ellos son:

- 1.- Módulo de crecimiento de carga.
- 2.- Módulo probabilístico de simulación.

3.- MODULO DE CRECIMIENTO DE CARGA.

El módulo de crecimiento de carga se encarga de determinar el año de saturación de la red; es decir el año en que la demanda -- iguala a la capacidad firme de la subestación. En la figura 1 se muestra el diagrama de flujo elemental para determinar el crecimiento de la demanda en una zona dada.

* Ing. J. Yebra y R. Espinosa trabajan actualmente en la Secc. de Estudios de Redes en la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.

La demanda máxima de la zona se determina de lecturas directas de los alimentadores de mediana tensión y/o de lecturas de demanda en las subestaciones MT-BT. El año de saturación de la red se determina en base a un ajuste de curvas de diferentes leyes de variación, basándose en el conocimiento histórico del crecimiento de la carga. La ley de variación seleccionada para predecir el año de saturación de la capacidad de la subestación de potencia, es la que arroje mínima desviación -- después de llevar a cabo el ajuste de las curvas. En las figuras 2, 3 y 4 se muestran ejemplos de ajuste de curvas para pronóstico de carga.

4.- MODULO PROBABILISTICO DE SIMULACION.

Este módulo proporciona la información -- referente a la localización más probable de las futuras subestaciones MT-BT en una zona -- servida por una red subterránea y requiere de las siguientes etapas:

- 1.- Recopilación de Información Estadística.
- 2.- Características de la carga.
- 3.- Estudio Urbanístico de la zona.
- 4.- Modelo Geográfico.

La información estadística que se requiere es:

- 1.- Demanda máxima de la red en los últimos cinco años o mas.
- 2.- Capacidad de las Subestaciones MT-BT existentes al inicio del año en estudio.
- 3.- Localización de las subestaciones -- MT-BT existentes.
- 4.- Incremento anual del número de subestaciones MT-BT.
- 5.- Levantamiento topográfico de los lotes disponibles en la zona considerada.
- 6.- Determinar la demanda máxima de las subestaciones MT-BT.

En base de la información estadística -- anterior y de las políticas de la empresa se pueden determinar las siguientes características de la carga:

- 1.- Tasa anual de crecimiento de la carga.
- 2.- Tasa anual de crecimiento del número de subestaciones.
- 3.- Capacidades normalizadas de las subestaciones MT-BT.
- 4.- Asignación a cada una de las subestaciones MT-BT de su carga inicial de trabajo y su porcentaje de aparición
- 5.- Lotes disponibles en la zona en estudio.
- 6.- Clasificación de las capacidades de las subestaciones MT-BT existentes en la zona.

El estudio urbanístico de la zona comprende los siguientes puntos.

- 1.- Clasificación de lotes por sus dimensiones físicas.
- 2.- Localización del lote.
- 3.- Tipo de construcción existente en el lote.

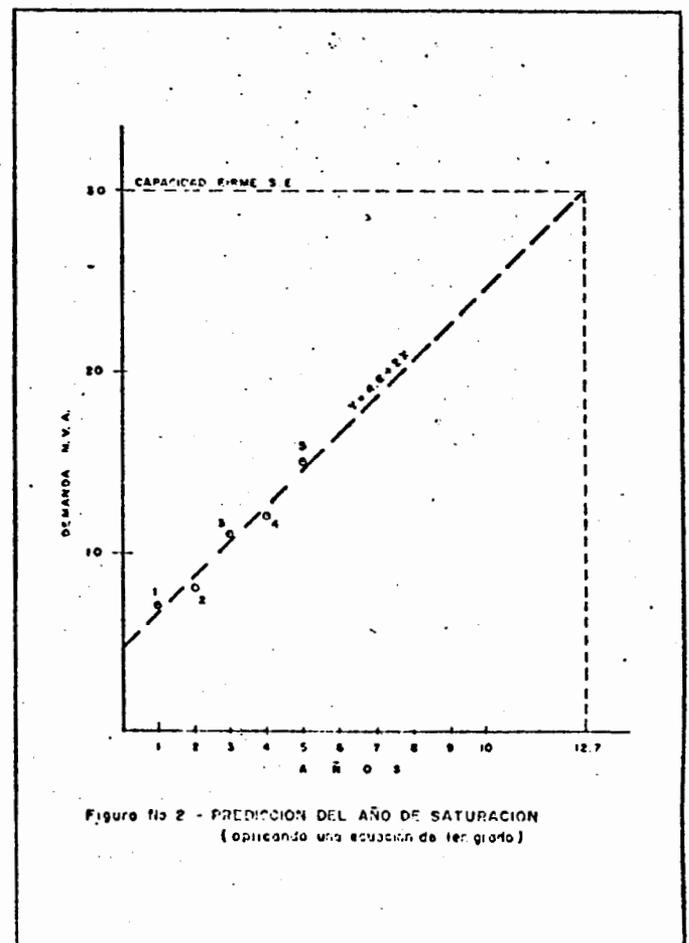
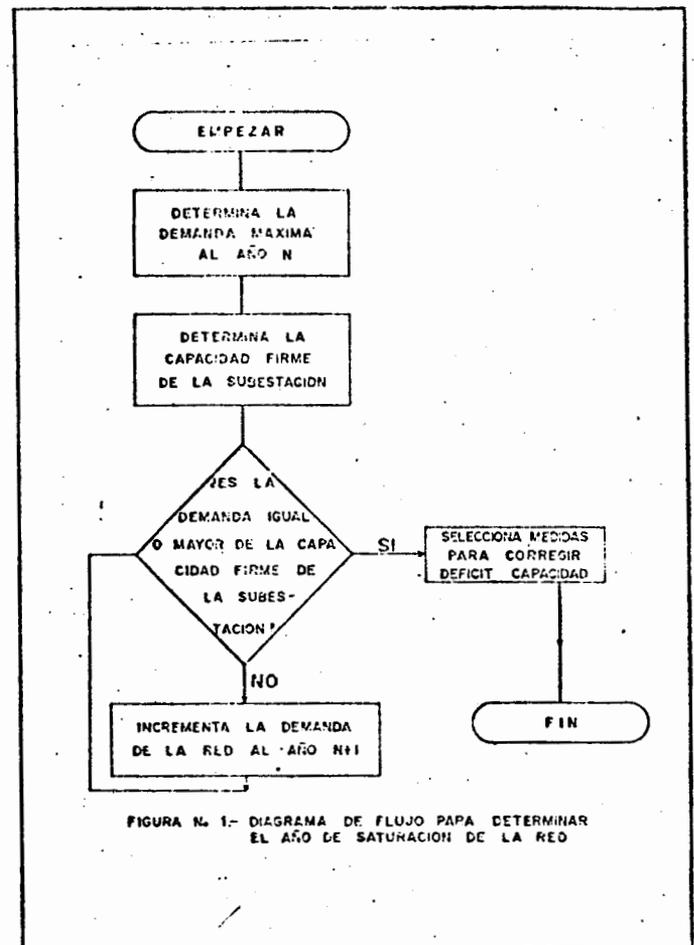
Finalmente, el modelo geográfico consiste en indicar la localización y capacidad de todas las subestaciones MT-BT y los lotes -- disponibles en un plano a una escala adecuada.

En la figura 5 se muestra el diagrama de flujo del modulo de Simulación.

5.- RESULTADOS OBTENIDOS DE LA APLICACION DE LOS MODELOS.

Como ejemplo de la aplicación de este modelo se presentarán a continuación los resultados obtenidos de una de las redes automáticas en donde se ha aplicado esta herramienta de planeación.

La red se desarrolla en una de las zonas de más alto crecimiento comercial de la metrópoli, la denominada zona rosa la que se anto-



5.1.- MODELO DEL AÑO DE SATURACION.

De acuerdo al estudio de saturación efectuado al inicio del proyecto de la Red Verónica, la curva de saturación se presentó como aparece en la figura N° 7, en la que se pronosticaba de acuerdo a la capacidad firme del banco de la S.E. de potencia (36 MVA) -- que alimenta esta Red, el año de 1978 como el de saturación. Esto como podemos observar en la tabla 2 se cumplió en una forma por de más aproximada.

5.2.- MODELO DE SIMULACION.

El modelo de simulación fue implementado y corrido en una computadora IBM-1130 en --- 1974 de acuerdo al proyecto inicial el número de S.E.'s requeridas para absorber la -- carga en ese año se presenta en la figura N° 8. En el siguiente plano, figura 9, se puede observar el modelo geográfico que se levantó y utilizó en la simulación también en el año de 1974.

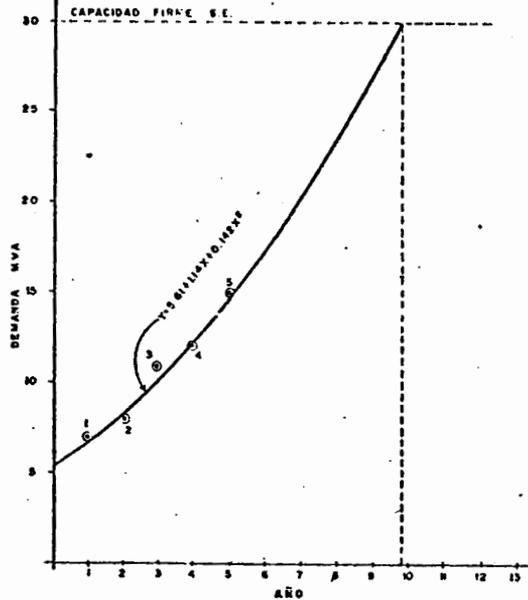


FIGURA N. 4.- PREDICION DEL AÑO DE SATURACION
(Aplicando una ecuación de 2ª grado)

ja presenta un lugar ideal para la implementación del método.

El nombre de la Red es Verónica y el año de 1972 se tomó como el inicio del estudio¹, en ese año se tenían en la zona 37,500 KVA de capacidad instalada, en un área de -- 1.11 Km², con una densidad de 34 KVA/Km². En la figura 6 se muestra la localización de esta Red en la zona urbana de Cables Subterráneos de la ciudad de México.

Las características generales de la Red al inicio del estudio y a la fecha se presentan en las siguientes tablas 1 y 2.

De la tabla N° 2 podemos constatar que el crecimiento tanto de la carga como del número de Subestaciones ha sido en verdad vertiginoso. Por lo que se hace aún más importante contar con elementos de planeación suficientemente confiables, para pronosticar -- el desarrollo de esta Red en forma adecuada.

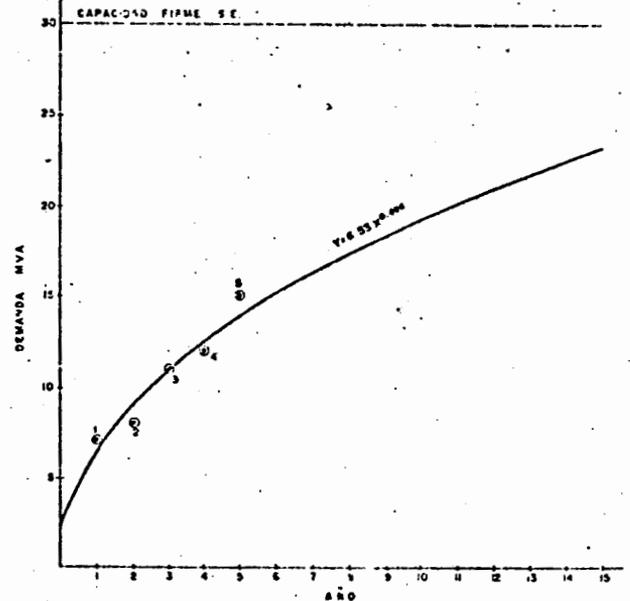


FIGURA N. 3 PREDICION DEL AÑO DE SATURACION
(Aplicando una ecuación de la forma $y=kx^n$)

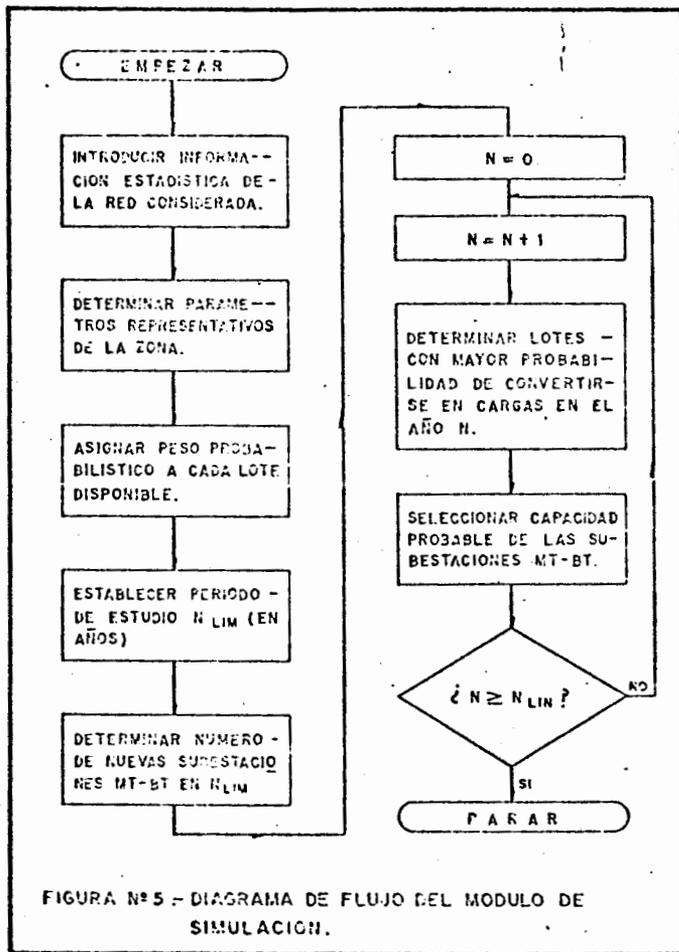


FIGURA N° 5 - DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODULO DE SIMULACION.

La figura N° 10 consigna las S.E.'s que realmente han aparecido hasta octubre de 1979 y en la figura N° 11 se muestran los resultados con el modelo de simulación de las S.E.'s pronosticadas y las instaladas hasta este año. En las tablas 3 y 4 se pueden observar con de talle esta comparación.

A continuación resumimos los porcentajes totales que se obtuvieron en la aplicación -- del modelo de simulación.

TABLA 5

N° de S.E.'s Pronosticadas	31
N° de S.E.'s Instaladas	22
% Coincidencia Funtual	32
% Aciertos en N° de S.E.'s	70.9

TABLA 1

CARACTERISTICAS DE LA ESTRUCTURA DE LA RED

AÑO	1972	1979
Tensión Nominal	23	23
Número Alimentadores Primarios	4	6
φ (mm ²) de cada alimentador	240	240
I Nominal (amp.)	510	510

TABLA 2

CARACTERISTICAS DE LA ZONA DE LA RED

AÑO	1972	1979
Tipo de zona	Comercial	Comercial
Area (km ²)	1.11	1.11
KVA L/A	7,000	-----
KVA C/S	30,500	63,250
KVA DM	18,612	37,950
N° S.E.'s	41	71
N° Transformadores	125	106
Tasa crecimiento de la carga	9%	9%
Tasa de crecimiento del N° de S.E.'s	8%	7%

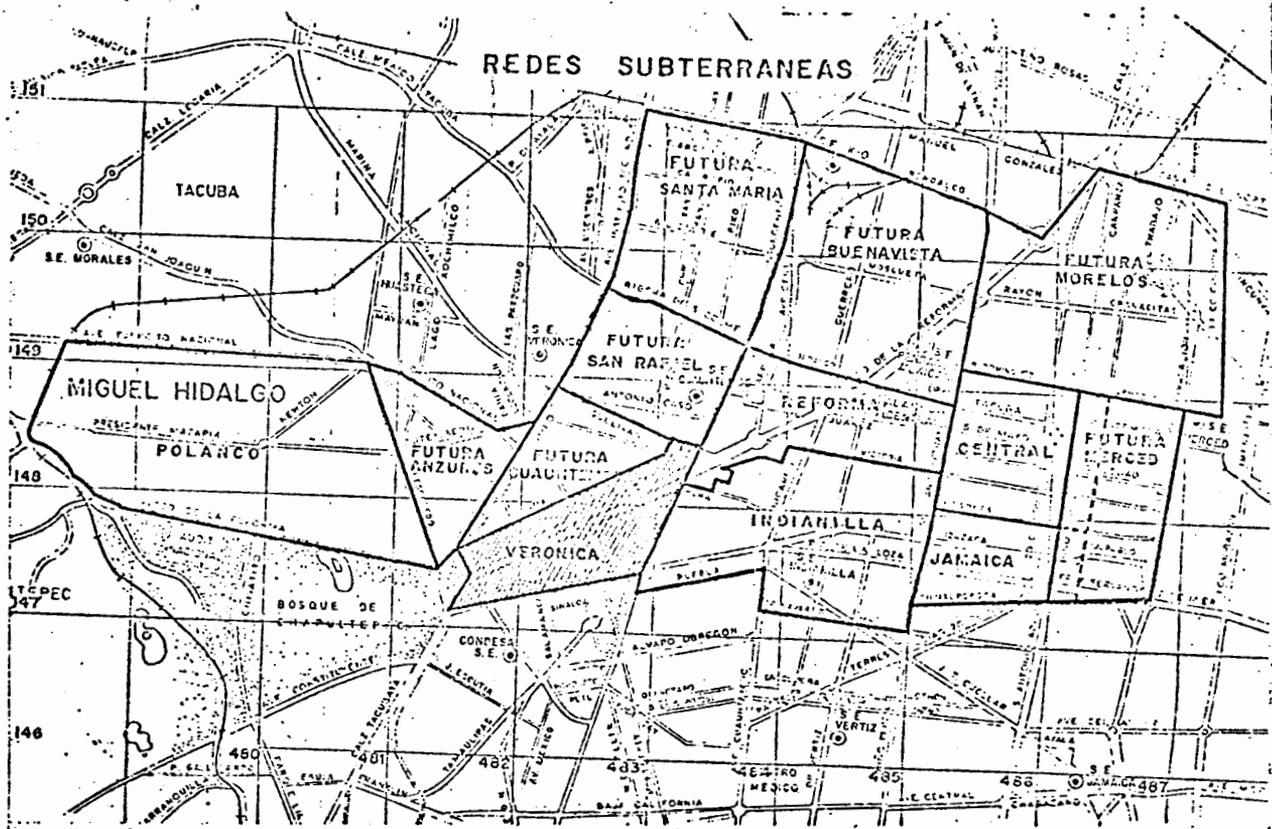


FIGURA 6

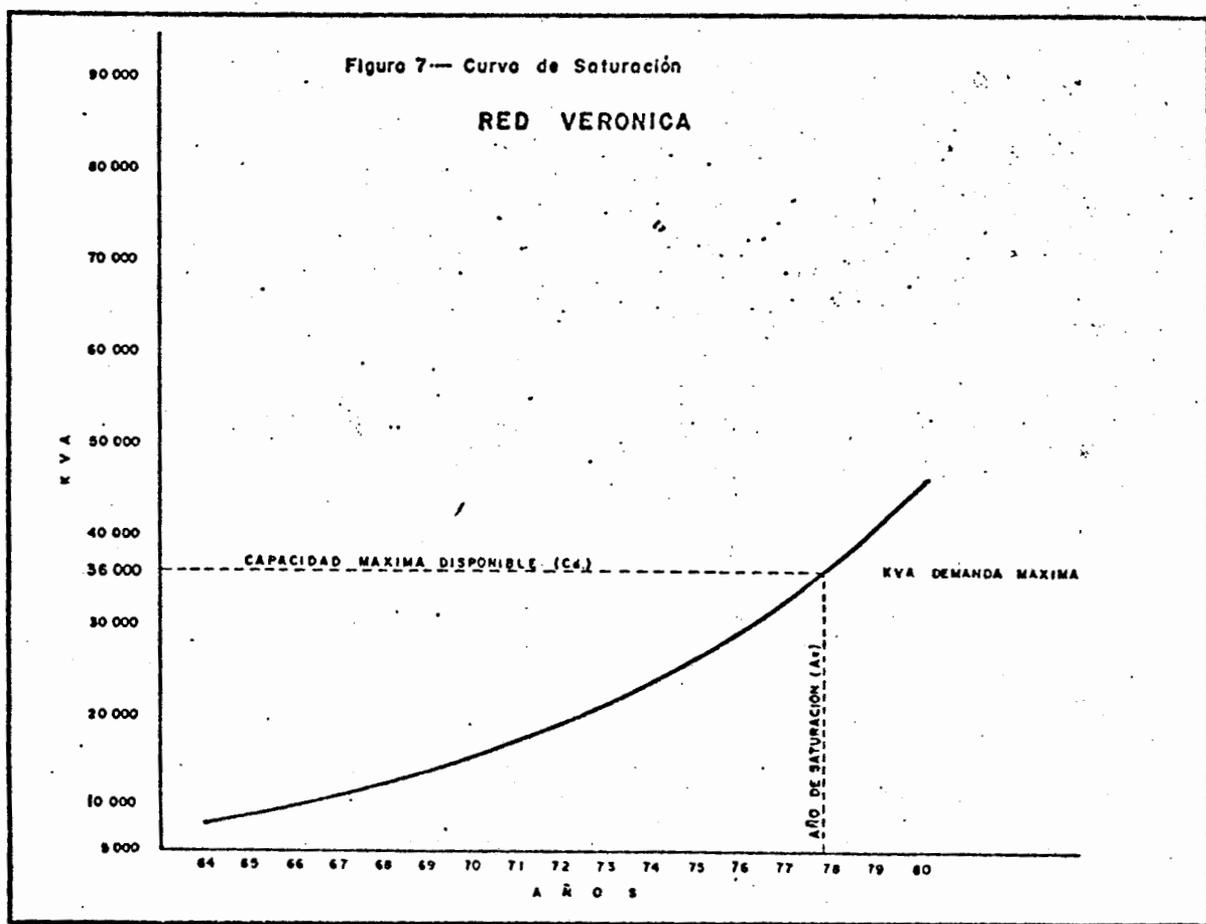


TABLA 3

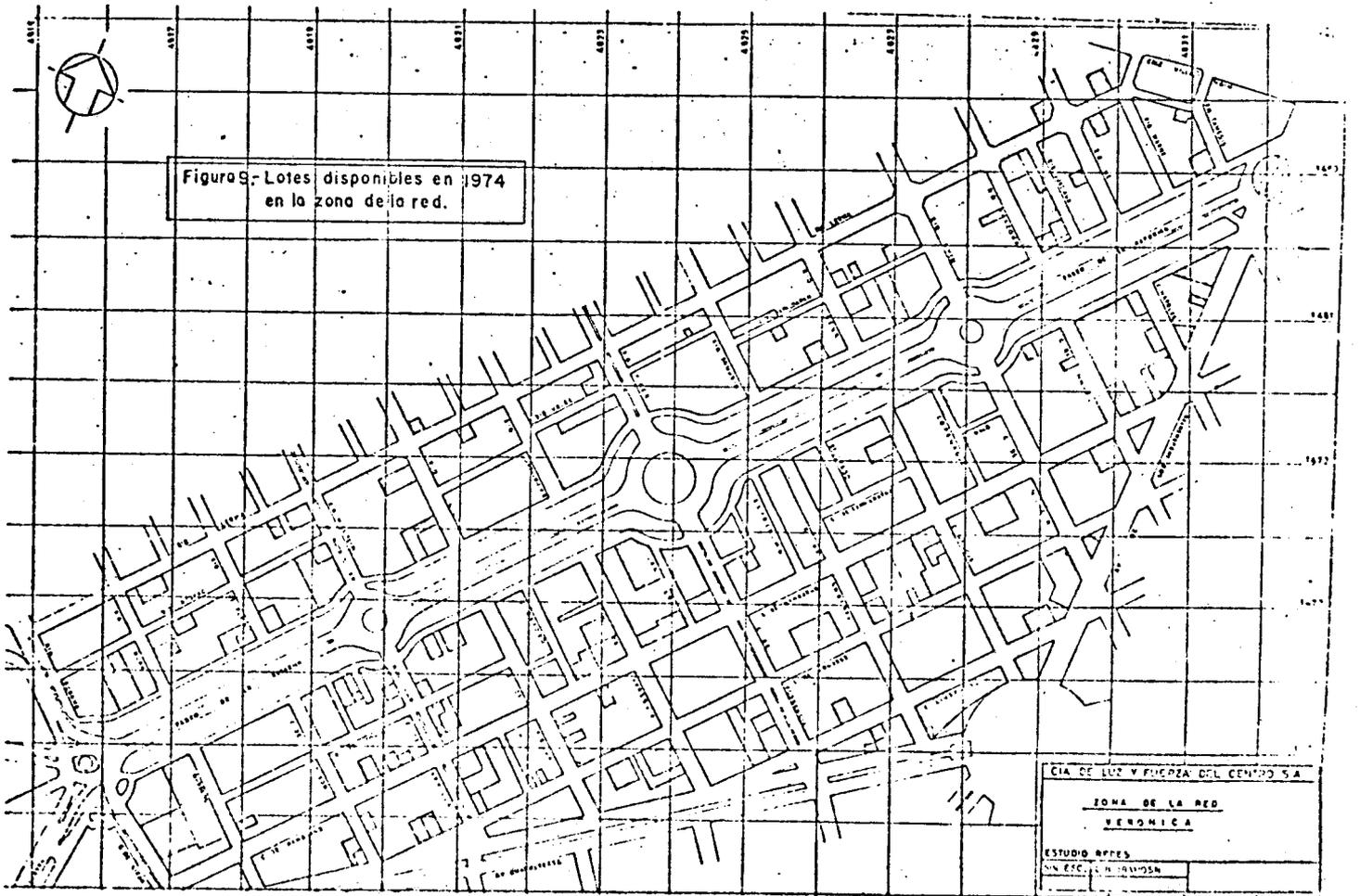
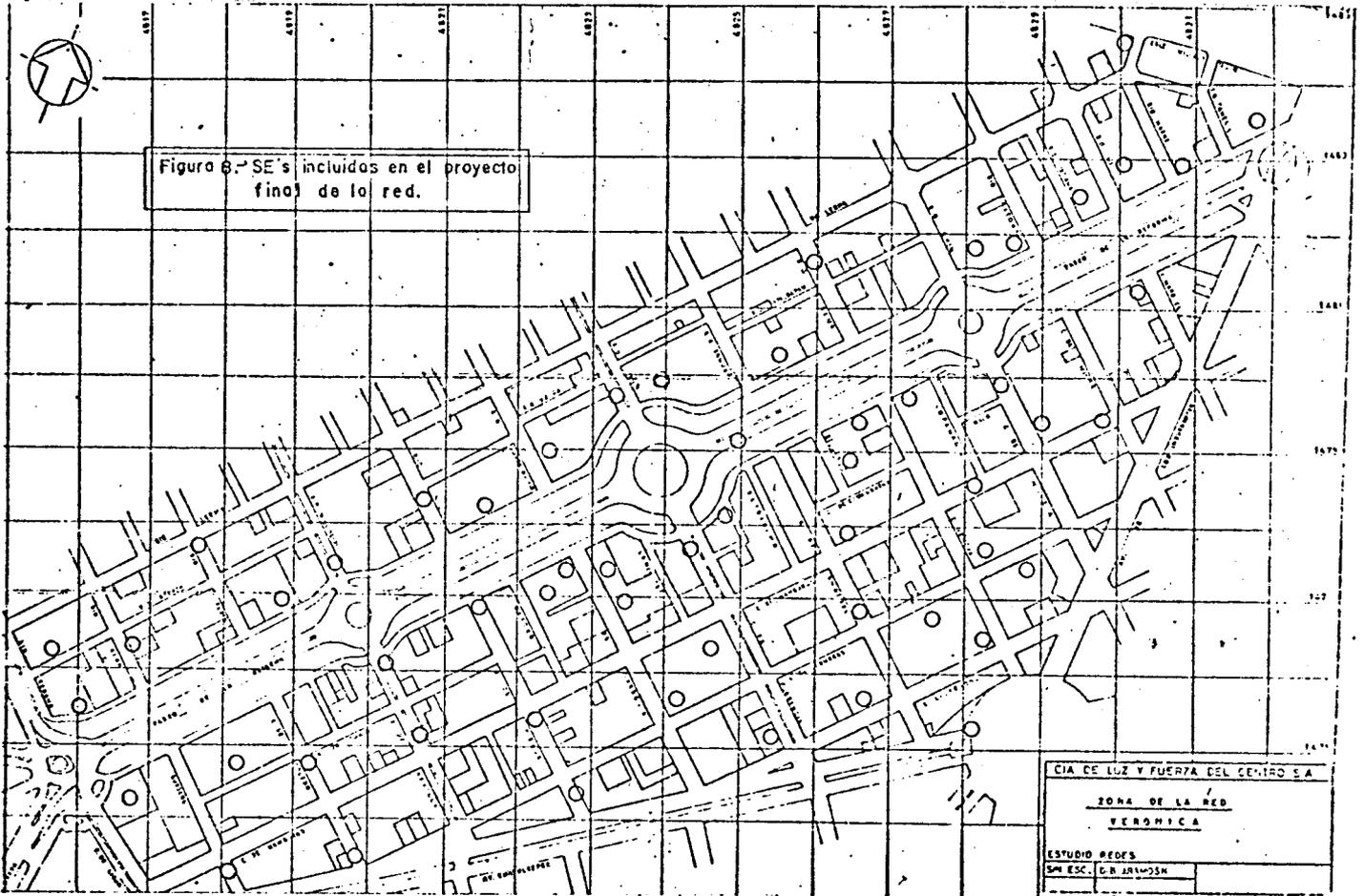
COINCIDENCIA PUNTUAL

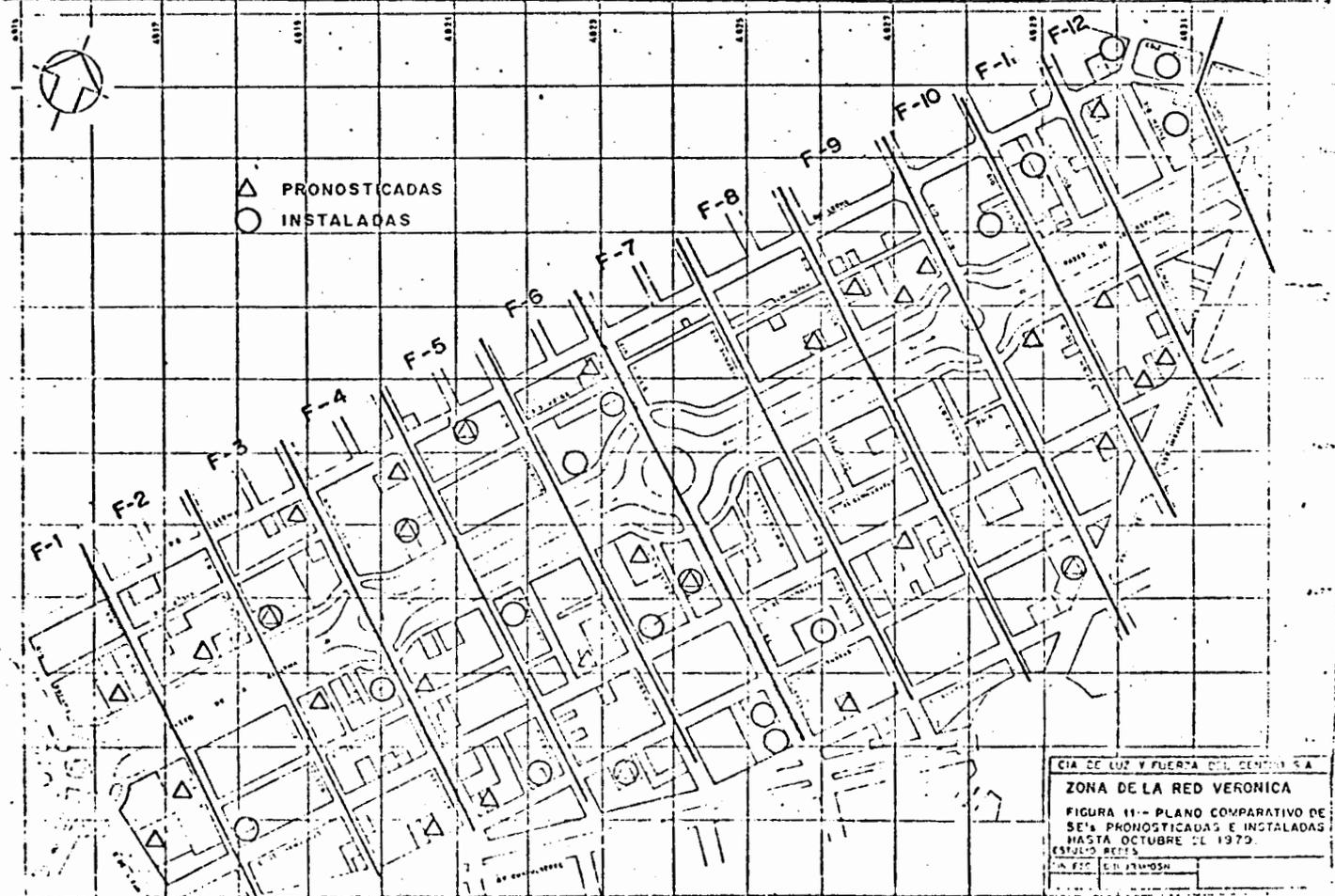
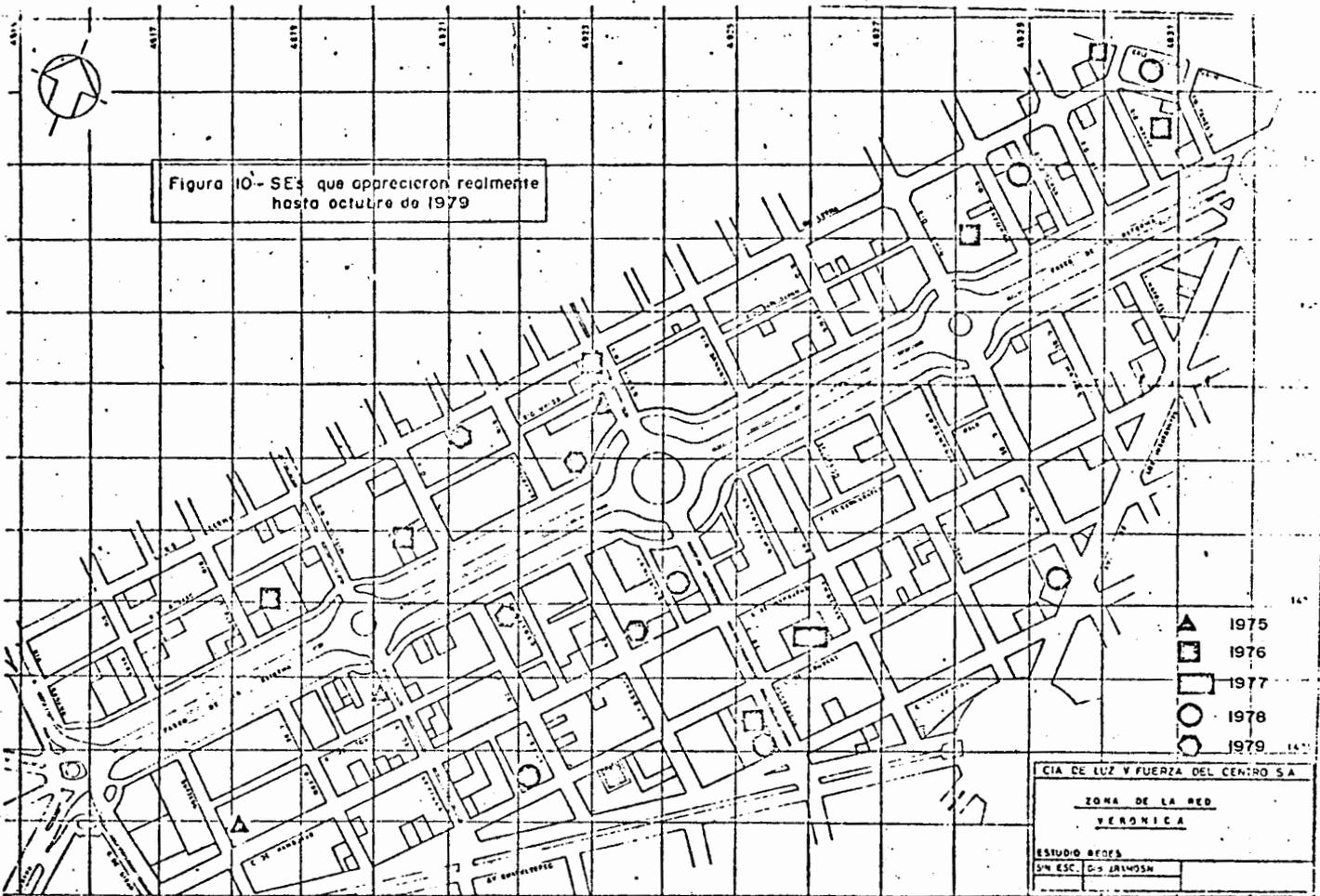
S.E.'s INSTALADAS		S.E.'s PRONOSTICADAS POR EL MODELO	
LUGAR	CAPACIDAD	LUGAR	CAPACIDAD
Tiber 70	1 x 500	Tiber 70	1 x 500
Rio Lerma 198	2 x 500	Rio Lerma 198	1 x 500
Reforma 395	1 x 500	Reforma 395	1 x 500
Lancaster 20	2 x 500	Lancaster 20	1 x 500
Niza 50	1 x 500	Niza 50	1 x 500
Londres 224	1 x 500	Londres 224	1 x 500
Reforma 445	3 x 750	Reforma 445	2 x 500

TABLA 4

COINCIDENCIA EN FRANJAS (1-12)

FRANJAS	S.E.'s INSTALADAS		S.E.'s PRONOSTICADAS POR EL MODELO	
	LUGAR	CAPACIDAD	LUGAR	CAPACIDAD
P-1	-----	-----	Reforma 507	1 x 500
	-----	-----	Burdeos esq. Reforma	1 x 500
	-----	-----	Lieja y Reforma	2 x 500
P-2	Tokio 80	1 x 750	Reforma 475	2 x 750
P-3	Reforma 445	3 x 750	Reforma 445	2 x 500
	Sevilla 5	1 x 500	Lerma y Mississippi	1 x 500
	-----	-----	Reforma y Toledo	1 x 500
	-----	-----	Londres y Sevilla	1 x 750
P-4	Reforma 395	1 x 500	Reforma 395	1 x 500
	Londres 247	1 x 500	Nilo y Lerma	3 x 500
	-----	-----	Tokio y Sevilla	1 x 500
	-----	-----	Sevilla y Londres	1 x 500
P-5	Lerma-198	2 x 500	Lerma 198	1 x 500
	Londres 224	1 x 500	Londres 224	2 x 500
	Reforma 390	1 x 750	Hamburgo y Oxford	2 x 300
P-6	Tiber 70	1 x 500	Tiber 70	1 x 500
	Tiber y Ref.	2 x 500	-----	-----
	Reforma 359	2 x 750	-----	-----
	Florenca 65	2 x 500	-----	-----
	Lancaster 20	2 x 500	Lancaster 20	1 x 500
	Hamburgo 195	2 x 750	Lancaster y Reforma	2 x 750
Florenca 65	1 x 500	-----	-----	
P-7	Londres 161	2 x 750	Liverpool y Florenca	1 x 500
P-8	-----	-----	Reforma y Sena	1 x 750
	-----	-----	Hamburgo y Génova	1 x 500
P-9	Niza 50	1 x 500	Niza 50	1 x 500
	-----	-----	Sena y Iapaloapan	1 x 750
	-----	-----	Reforma 275	1 x 500
	-----	-----	Reforma y Rhin	1 x 500
P-10	Reforma 243	1 x 750	Reforma y Havre	1 x 750
	-----	-----	Hamburgo y Havre	1 x 750
P-11	Guadiana 31	1 x 500	Reforma y Nápoles	1 x 500
	-----	-----	Nápoles e Insurgentes	1 x 750
	-----	-----	Hamburgo e Insurgentes	1 x 750
P-12	C. Finlay 17	1 x 750	Lerma y Río Neva	1 x 750
	Reforma 195	2 x 750		
	Villalobos y C.S.	2 x 500		





APENDICE 1.- METODOS DE MINIMOS CUADRADOS PARA PREDICCIÓN DE DEMANDA.

El método de los mínimos cuadrados permite conocer la ley de variación de un sistema en evolución. En un sistema de distribución de energía eléctrica, es valioso el conocimiento de la ley de variación de la demanda, para poder planear la forma en que se debe de atacar el problema.

El método de los mínimos cuadrados consiste en ajustar curvas de diferente grado a una serie de puntos localizados en un plano limitado por un sistema de ejes coordenados x-y.

Ajuste de una recta.

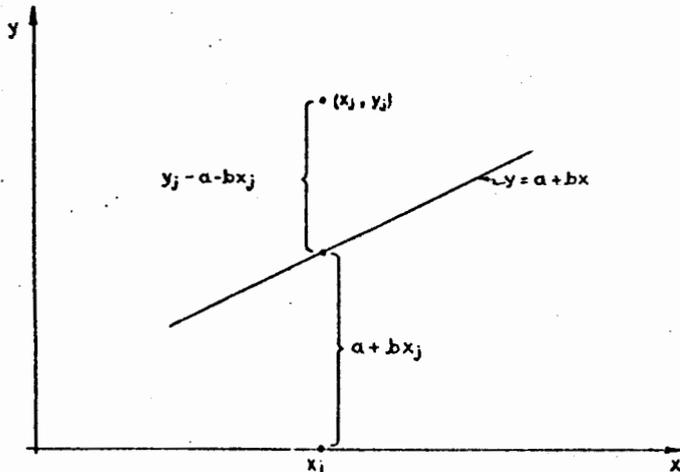
Sea una recta de la forma.

$$y = a + bx$$

que se desea ajustar a los puntos (x_1, y_1) , ..., (x_n, y_n) de tal forma que la suma de los cuadrados de las distancias de esos puntos a la línea recta sea mínima. La distancia se mide en la dirección vertical.

El punto de la línea con abscisa x_j tiene la ordenada $a + bx_j$, de aquí que su distancia del punto (x_j, y_j) es $y_j - a - bx_j$ y la suma de los cuadrados es:

$$q = \sum_{j=1}^n (x_j - a - bx_j)^2$$



Como se puede ver, el valor de q depende del valor de a y b. Una condición necesaria para que q sea un mínimo es:

$$\frac{\partial q}{\partial a} = -2 (y_1 - a - bx_1) - 2 (y_2 - a - bx_2) \dots - 2 (y_n - a - bx_n) = 0$$

$$\frac{\partial q}{\partial b} = -2x_1 (y_1 - a - bx_1) - 2x_2 (y_2 - a - bx_2) \dots - 2x_n (y_n - a - bx_n) = 0$$

dividiendo por dos se tiene:

$$y_1 - a - bx_1 + y_2 - a - bx_2 + \dots + y_n - a - bx_n = 0$$

$$x_1 (y_1 - a - bx_1) + x_2 (y_2 - a - bx_2) + \dots + x_n (y_n - a - bx_n) = 0$$

despejando a los términos en y:

$$na + b \sum_{j=1}^n x_j = \sum_{j=1}^n y_j$$

$$a \sum_{j=1}^n x_j + b \sum_{j=1}^n x_j^2 = \sum_{j=1}^n x_j y_j$$

A estas dos últimas ecuaciones se les conoce como ecuaciones normales y son las que permiten conocer los coeficientes a y b.

APENDICE 2.- METODO DE SIMULACION.

Este método permite conocer tanto la localización como la capacidad de las futuras S.E.'s. de una Red de Distribución Subterránea. El método hace uso de un juego al azar que se aplica sobre un modelo geográfico que está basado en varios parámetros representativos de la zona en estudio y en las políticas de la Empresa de Distribución. El estudio abarcó 10 años y fué aplicado en la Red Verónica. Para desarrollar este modelo es necesario determinar las principales características tanto de la carga como de la zona geográfica, tal como se menciona al inicio de este trabajo.

En cuanto a las características geográficas de la zona se deben tomar los siguientes factores:

- Tamaño del lote disponible
- Localización del lote disponible
- Tipo de construcción actual existente en el lote.

Lo anterior se analiza por el proyectista y se le asignan los pesos probabilísticos a cada uno de los lotes al momento del sorteo al azar.

La subdivisión de pesos probabilísticos en forma ascendente de acuerdo con las características del lote pueden ser por ejemplo:

- 1.- Estacionamiento privado.
- 2.- Estacionamiento público.
- 3.- Taller mecánico.
- 4.- En ruinas.
- 5.- Lote baldío.
- 6.- Edificio en construcción.

APARICION DE LAS NUEVAS S.E.'s.

Se consideró que el crecimiento del número de S.E.'s era constante en promedio durante varios años de tal manera que:

$$K = \frac{AN_t(j)}{N_t(j-1)}$$

Donde:

$AN_t(j)$ - Incremento del número de S.E.'s en el año J.

$N_t(j-1)$ - Número total de S.E.'s existentes en el año J-1.

La selección del lugar que ocupará cada nueva S.E. se hace también mediante un sorteo al azar. Para efectuar éste, se hace uso de una rutina RANDOM de IBM que genera cantidades aleatorias que se reparten siguiendo una distribución uniforme sobre un intervalo probabilístico de 0 a 1. Este intervalo está dividido en $1/N$ intervalos iguales donde N es el número de LD's existentes cada año multiplicados por el peso probabilístico que se les haya asignado. Los LD's seleccionados serán aquellos que hayan reci-

bido el mayor número de aciertos y dichos LD's serán irremplazables en los sorteos posteriores.

La selección de la capacidad nominal de una nueva S.E. se hará al azar, basado en el listado de S.E.'s normalizadas para la Red, calculándose el porcentaje que cada S.E. representa respecto al mínimo total de ellas existentes en la zona, este porcentaje determina la probabilidad de aparición de cada una de las S.E.'s. La selección al azar se hace utilizando la rutina RANDOM de IBM en forma similar a lo mencionado anteriormente. La decisión de hacer correcciones a los porcentajes calculados y de permitir o no el reemplazo de las S.E.'s seleccionadas en los siguientes sorteos al azar son tomados en cuenta por el proyectista.

Cuando para un año J cualquiera se tenga conocimiento de la aparición de nuevas S.E.'s debido a trabajos ordenados por la Compañía o causados por solicitudes de nuevos servicios, se incluyen dentro del estudio como apariciones forzosas para dicho año J. En este caso, del número de nuevas S.E.'s que aparezcan al azar en el año J; se descontarán las S.E.'s mencionadas en el párrafo anterior y desde luego se darán por conocidas las características de dichas S.E.'s.

El programa para realizar los modelos mencionados fué escrito en FORTRAN-4 utilizando una computadora IBM 1130 que aún cuando es de pequeña capacidad fué suficiente para alcanzar los objetivos que se trazó la Sección de Estudios de la Gerencia de Distribución para la implementación de esta herramienta de planeación.

REFERENCIA.

- 1.- Alvaro Gaona y Felipe Medina, "Estudios y Procedimientos para la Evolución de la Carga y el Desarrollo de Redes Subterráneas", Primera Reunión de Trabajo sobre Sistemas de Distribución Subterránea en México, Universidad Iberoamericana, Septiembre 1974, México D.F.

F/DEPFI/A-25/1980/VOL.4



702183