

SELECCION DE LA CAPACIDAD OPTIMA DE
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION
Y NUMERO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS
METODO DIGITAL.

Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero
en la especialización de Fuerza, de la Facultad de
Ingeniería Eléctrica.

Luis Oswaldo Villagómez Lussio.

Quito, Marzo 1977.



Certifico que la presente Tesis :

SELECCION DE LA CAPACIDAD OPTIMA DE
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION Y NU-
MERO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS..
METODO DIGITAL, ha sido realizada -
en su totalidad por el señor Luis
Oswaldo Villagómez Lussio, bajo mi
dirección y guía.


Ing. Víctor Orejuela.

DIRECTOR DE TESIS.

AGRADECIMIENTO.

Al Ing. Víctor Orejuela, por su valiosa guía y dirección en el desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Julio Jurado, por su ayuda y estímulo.

A mi amigo Augusto Cevallos, quien me proporcionara los datos necesarios para el programa.

I N D I C E.

Página N°

CAPITULO I

INTRODUCCION.

I.1	Generalidades.	1
I.2	Objetivo y alcance.	3

CAPITULO II

NUMERO OPTIMO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS.

II.1	Generalidades.	4
II.2	Criterios generales de selección.	6
II.2.1	Modelos geométricos para alimentadores primarios y áreas de subestaciones.	6
II.2.2	Parámetros que intervienen en la selección del número de alimentadores primarios.	14
II.3	Regulación de voltaje en alimentadores primarios.	24
II.3.1	Normas de INECEL para el diseño eléctrico de redes.	25
II.3.2	Métodos para mejorar la regulación de voltaje en alimentadores primarios.	26
II.4	Pérdidas en alimentadores primarios.	37
II.4.1	Pérdidas de potencia.	38
II.4.2	Pérdidas de energía.	43
II.5	Consideraciones económicas.	45
II.5.1	Variables que determinan el costo del alimentador primario.	46
II.5.2	Influencia del nivel de voltaje primario.	48
II.5.3	Factores que determinan el voltaje más económico de distribución primaria.	50

CAPITULO III

CAPACIDAD OPTIMA DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.

III.1	Criterios generales de planificación.	51
III.1.1	Cambios en el sistema, a densidad de carga constante.	54
III.1.2	Cambios en el sistema, con el incremento de la densidad de carga.	63
III.1.3	Planificación para sistemas específicos.	71
III.2	Capacidad y número de transformadores.	73
III.2.1	Aspectos generales.	73
III.2.2	Tipos de transformadores.	75
III.2.3	Guías de cargabilidad para transformadores de potencia, sumergidos en aceite.	79
III.2.4	Capacidad de la subestación.	88
III.3	Regulación de voltaje en las subestaciones de distribución.	93
III.3.1	Transformador con cambiador de tomas bajo carga.	94
III.3.2	Reguladores de voltaje.	96
III.3.3	Bancos de condensadores.	98
III.4	Pérdidas en los transformadores.	102
III.4.1	Pérdidas de potencia.	102
III.4.2	Pérdidas de energía.	103
III.5	Consideraciones económicas.	105

CAPITULO IV

DESCRIPCION DEL MODELO MATEMATICO.

IV.1	Archivo de datos.	109
IV.2	Transformación de carga.	111
IV.3	Areas de óptimo servicio.	115
IV.4	Pronósticos de carga.	116
IV.5	Cálculos de caída de voltaje.	118
IV.6	Cálculo de pérdidas.	
IV.6.1	Pérdidas en transformación.	121
IV.6.2	Pérdidas en los alimentadores.	121

CAPITULO V

DESARROLLO DEL PROGRAMA DIGITAL.

V.1	Diagramas de flujo.	122
V.1.1	Diagrama general de flujo.	124
V.1.2	Diagrama de flujo del programa principal.	126
V.1.3	Diagrama de flujo de la subrutina.	133
V.2	Descripción del programa.	
V.2.1	Programa principal.	137
V.2.2	Subrutina de transformación de carga.	139
V.3	Datos de entrada y resultados de salida.	
V.3.1	Datos de entrada.	140
V.3.2	Resultados de salida.	147

CAPITULO VI

EJEMPLO DE APLICACION.

150

CAPITULO VII

CONCLUSIONES.

156

ANEXOS Y BIBLIOGRAFIA.

ANEXO 1

1

ANEXO 2 (a)

29

ANEXO 2 (b)

33

ANEXO 3

39

BIBLIOGRAFIA

45

C A P I T U L O I

INTRODUCCION

I.1 GENERALIDADES.

La importancia y necesidad de una buena planificación en el área de distribución, está justificada por el hecho de que aproximadamente, un 40 % de la inversión total en un sistema eléctrico de potencia, corresponde a los sistemas de distribución.

El objetivo principal en la planificación de los sistemas de distribución, consiste en determinar un diseño óptimo que se ajuste a los requerimientos del crecimiento de la carga, a un mínimo costo, supliendo la demanda y proporcionando un servicio eficiente.

A medida que el sistema de distribución se expande, debe añadirse capacidad de transformación en incrementos económicos y prácticos, con el objeto de asegurar una suficiente capacidad de subestación.

La selección y evaluación correctas de la capacidad de las subestaciones de distribución, es uno de los pasos más importantes en la planificación de un sistema eléctrico de distribución.

Puesto que el sistema de distribución es, en sí mismo bastante complejo, esta determinación o proceso de optimización se hace complicado, debido a la gran cantidad de variables que envuelven al problema, si es que se pretende un análisis muy riguroso.

El avance de la tecnología actual y en especial el de las computadoras digitales, ha permitido que el análisis y planificación de los sistemas de distribución, pueda realizarse tomando en cuenta parámetros y grupos de variables numerosos, que nos llevan a la selección de sistemas más eficientes para servir mayores niveles de carga.

En los criterios y análisis efectuados en los programas, se suponen ciertas simplificaciones que no se cumplen en la realidad, pero que constituyen un método viable para resolver el problema.

Los resultados así obtenidos, representan una solución aproximada que se tomará muy en cuenta para la elección definitiva; una vez hechos los reajustes necesarios de acuerdo a los datos concretos del proyecto o estudio.

I.2. OBJETIVO Y ALCANCE.

En los dos capítulos que siguen, se hace un estudio de la interrelación de los parámetros que intervienen en la planificación de un sistema eléctrico de distribución, y se dá, al final de cada capítulo, una visión general de las consideraciones económicas fundamentales.

En base al estudio referido, en los capítulos subsiguientes, se establece un modelo matemático que encuentra aplicación en el programa digital que es el objetivo de este trabajo de Tesis.

El modelo matemático simula el crecimiento de la carga y áreas de servicio de las subestaciones de distribución, y determina un programa de expansión para el sistema en estudio.

El alcance del programa digital es el siguiente :
Calcula la capacidad de las subestaciones de distribución , comprendidas dentro del área sometida a estudio (máximo 20 subestaciones). Calcula el área de servicio de cada subestación, el número de alimentadores primarios y su longitud óptima, para un porcentaje de caída de voltaje establecido. También se determinan las pérdidas de potencia en transformación y las pérdidas de potencia en los alimentadores primarios de cada subestación.

C A P I T U L O I I

NUMERO OPTIMO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS.

II.1 GENERALIDADES.

El sistema primario es la parte del sistema eléctrico de potencia, comprendida entre la subestación de distribución y los transformadores de distribución. Consiste de circuitos llamados alimentadores primarios, que se originan en la barra de bajo voltaje de la subestación de distribución y van a través del área de carga, sirviendo los primarios de cada transformador de distribución.

Los alimentadores primarios son predominantemente trifásicos, de tres o cuatro conductores, mientras los laterales pueden ser trifásicos o monofásicos. Generalmente en áreas residenciales de bajo consumo y en áreas rurales, éstos son monofásicos.

Con la combinación de principales, laterales y sublaterales, debe cubrirse la totalidad del área de carga, con la mínima longitud y el mínimo calibre de conductor aconsejables, luego de una evaluación técnico-económica.

Para determinar cuál sería el número óptimo de alimentadores primarios de una subestación de distribución, es necesario conocer la interrelación de todos los parámetros que intervienen en la planificación de un sistema eléctrico de distribución.

A medida en que se desarrolle este capítulo, hasta la fórmula (II-25), se mostrará la dependencia del número de alimentadores primarios con los siguientes parámetros:

Area total a cubrirse, densidad de carga del área de servicio, longitud y calibre del alimentador, porcentaje de caída de voltaje en el alimentador, y nivel de voltaje primario.

La Tabla 1, (Referencia 1), ilustra implícitamente, cómo el cambio en el nivel de voltaje primario afecta al número de alimentadores requerido para servir una área de carga.

Nivel de Voltaje Primario.	Area Cubierta *			Area Cubierta **		
	Caída Volt.	Area	Carga	Caída Volt.	Area	Carga.
5 KV.	1	1	1	1	1	1
8.66	1	3	3	1	2.08	2.08
15.	1	3	3	1	4.33	4.33
25.	1	5	5	1	8.56	8.56

La densidad de carga se asume constante para las áreas.
 * Variando sólo una dimensión del área cubierta.
 ** Variando sus dos dimensiones.

TABLA 1. Incremento de la carga y área servida, cuando se eleva el nivel de voltaje primario. Este incremento afecta al número de alimentadores requerido para servir una área dada.

El nivel de voltaje primario es probablemente el parámetro que influencia más fuertemente en la planificación, diseño, costo y operación del sistema de distribución.

II.2 CRITERIOS GENERALES DE SELECCION.

II.2.1 MODELOS GEOMETRICOS PARA ALIMENTADORES PRIMARIOS Y AREAS DE SUBESTACIONES.

(Referencias. 1 y 2).

El uso de figuras geométricas es muy útil para representar las áreas de servicio de las subestaciones. Tales figuras geométricas no son sólo una representación pictórica, sino que también se las aplica en el diseño y planificación de las subestaciones de distribución y de los alimentadores primarios.

II.2.1.a AREA SERVIDA POR CUATRO ALIMENTADORES.

Supongamos que una figura de forma cuadrada representa una parte del área, o el área completa de una subestación de distribución, servida por 4 alimentadores primarios, desde un punto central de alimentación, como se muestra en la fig. 1.

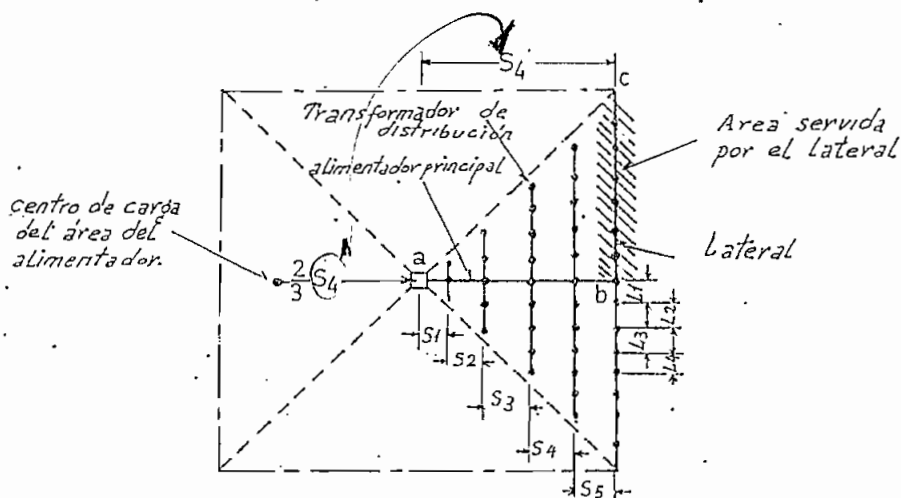


Fig. 1. Área cuadrada de servicio de una subestación de distribución, con 4 alimentadores primarios.

El punto de alimentación (a), representa el punto de ubicación de una subestación de distribución, o el sitio hasta donde llega un alimentador primario expreso, traído desde una subestación alejada.

Cada uno de los cuatro circuitos consiste de un alimentador principal trifásico, llevado desde el punto (a) hasta el punto (b), y de alimentadores laterales que se derivan a intervalos iguales. El último lateral va de (b) hasta (c) y sirve el área sombreada.

Para simplicidad, las cargas del alimentador primario son los transformadores de distribución mostrados como puntos. Cada punto representa una carga trifásica balanceada, localizada en el lateral trifásico. Esta carga puede ser un transformador de distribución trifásico o 3 transformadores monofásicos.

Para obtener la caída de voltaje desde el punto (a) hasta el transformador de distribución más alejado, en el punto (c), las caídas entre las secciones laterales: S1, S2, S3, etc. se suman desde (a) hasta (b). Luego las caídas de voltaje de las secciones L1, L2, L3 se suman también, obteniéndose en una suma total las caídas desde (a) hasta (c).

II.2.1.b. OBTENCION DE LA CAIDA DE VOLTAJE.

Deben conocerse los siguientes parámetros: KVA de carga por transformador de distribución; el factor de potencia de la carga; el voltaje de línea y la impedancia de cada sección de línea desde (a) hasta (c).

El proceso para el cálculo de caída de voltaje puede simplificarse por la combinación de los siguientes facto-

res en una sola constante : voltaje de línea, impedancia de la línea por kilómetro y el factor de potencia de la carga. Esta constante (K) tiene las unidades de porcentaje de caída de voltaje por KVA-Km.

La constante K , para valores de voltaje de alimentadores primarios, factores de potencia de carga, materiales y calibres de conductores y espaciamento de conductores de uso común, puede calcularse mediante rápidos estimativos de caída de voltaje en el alimentador primario.

La fig. 2, (Referencia 1), ilustra el factor K para varias líneas de cobre, operando a varios voltajes comunes.

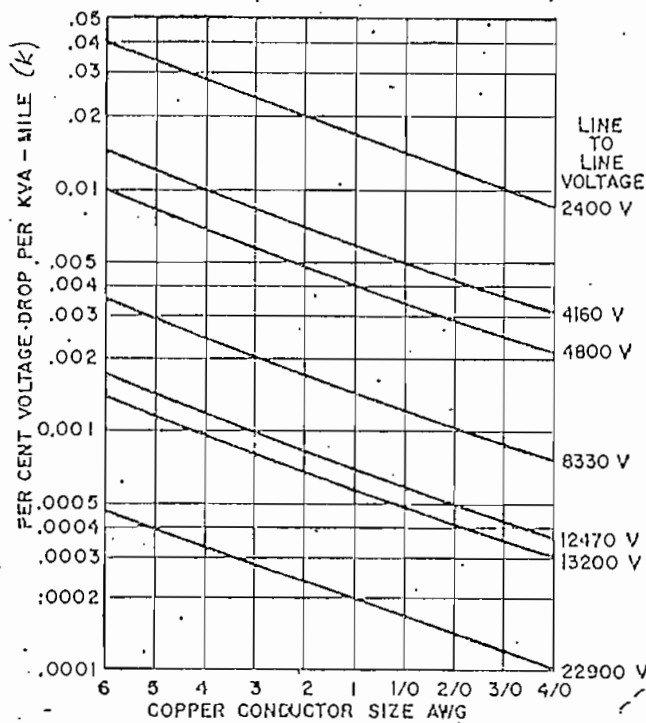


Fig. 2. Porcentaje de caída de voltaje por KVA-milla, para conductores de cobre de calibres conocidos. Espaciamento equivalente entre fases = 37 pulgadas. Factor de potencia de la carga = 0.9 en atraso.

En esta exposición se usarán los siguientes símbolos :

- K = Porcentaje de caída de voltaje por KVA-Km.
 A_n = Area servida (Km^2) por uno de los n alimentadores que salen desde el punto (a), donde $n = 1, 2, 3, \dots$
 A_{nt} = Area servida (Km^2) por todos los n alimentadores que salen desde el punto (a).
 KVA_n = KVA de carga servida por uno de los n alimentadores que salen desde el punto (a), donde $n = 1, 2, 3, \dots$
 KVA_{nt} = KVA de carga servida por todos los n alimentadores que salen desde el punto de alimentación (a).
 D = Densidad de carga en KVA/Km^2 .
 S = Dimensión lineal (Km) del área servida por un alimentador primario.
 V_n = Porcentaje de caída de voltaje en uno de los alimentadores primarios, de un modelo de n alimentadores.

La carga total del área servida por uno de los 4 alimentadores de la fig. 1, es el área servida, multiplicada por su densidad de carga.

$$\text{KVA}_4 = A_4 \cdot D \quad (\text{II-1})$$

El subíndice "4" indica que se considera un alimentador, de un modelo de 4 alimentadores.

El área servida por el alimentador puede expresarse sólo en términos de S_4 , la dimensión lineal del área.

$$A_4 = S_4^2 \quad (\text{II-2})$$

La carga del alimentador puede escribirse como:

$$\text{KVA}_4 = S_4^2 \cdot D \quad (\text{II-3})$$

En el área del alimentador de la fig. 1, se asume que la carga es uniformemente distribuída y que los transformadores de distribución, están igualmente cargados y espaciados a iguales distancias. Luego, la caída de voltaje a lo largo del alimentador primario principal es igual, y por lo tanto, puede ser absorbida por la carga total del alimentador, como si toda esta carga estuviera concentrada en un punto sobre el alimentador principal, a distancia de $(2/3)(S_4)$ desde el punto de alimentación (centro de carga del alimentador).

$$V_4(\text{principal}) = (K)(KVA_4)(2/3)(S_4) \quad (\text{II-4})$$

$$= (K)(S_4^2 D)(2/3)(S_4) \quad (\text{II-5})$$

$$= 0,667 K D S_4^3 \quad (\text{II-6})$$

II.2.1.c AREA SERVIDA POR SEIS ALIMENTADORES.

Para la misma densidad de carga D , veamos cómo se serviría la misma área, mediante 6 alimentadores en lugar de 4.

En el modelo de 6 alimentadores de la fig. 3, cada alimentador sirve a $1/6$ del área hexagonal. La dimensión S de este modelo, es la longitud de la apotema del hexágono regular, indicada como S_6 en la fig. 3, siendo b_6 el lado del polígono.

El área servida por uno de los 6 alimentadores es:

$$A_6 = (S_6^2) / \sqrt{3} = 0,577 S_6^2 \quad (\text{II-7})$$

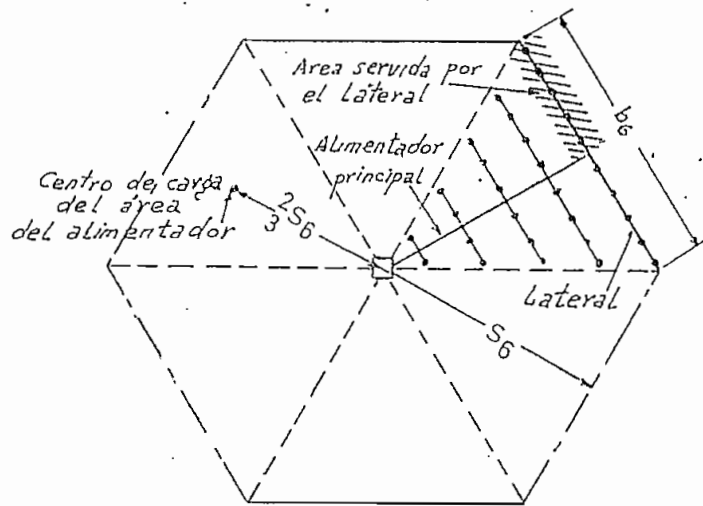


Fig. 3. Área hexagonal de servicio de una subestación de distribución con 6 alimentadores primarios.

La carga servida por uno de los 6 alimentadores - es :

$$KVA_6 = A_6 D = 0,577 S_6^2 D \quad (II-8)$$

El porcentaje de caída de voltaje en el alimentador principal, es -como en el caso de 4 alimentadores- igual al producto de los KVA totales de carga del alimentador, por la distancia $(2/3)(S_6)$ desde el punto de alimentación.

$$V_6 (\text{principal}) = (K) (KVA_6) (2/3) (S_6) \quad (II-9)$$

$$= (K) (0,577 S_6^2 D) (2/3) (S_6) \quad (II-10)$$

$$= 0,385 K D S_6^3 \quad (II-11)$$

II.2.1.d RELACION DE AREAS.

Asumiendo que los valores respectivos de K y D son los mismos, tanto para el caso de 4 alimentadores como para el de 6, el área servida por 6 alimentadores es más grande que el área servida por 4, con igual porcentaje de caída de voltaje en los alimentadores principales. Esto se debe a que cada uno de los 6 alimentadores sirve un sector más angosto, y consecuentemente, pueden extenderse más, antes de que se carguen a un valor en KVA, que cause el mismo porcentaje de caída de voltaje que el del modelo de 4 alimentadores.

Para encontrar la relación de áreas, igualamos los porcentajes de caída de voltaje : V_4 y V_6 .

$$V_4 = V_6 \quad (\text{II-12})$$

$$0,667 K D S_4^3 = 0,385 K D S_6^3 \quad (\text{II-13})$$

$$S_4 = 0,833 S_6 \quad (\text{II-14})$$

El área total servida por el modelo de 6 alimentadores es :

$$A_{6t} = (6) (0,577 S_6^2) = 3,46 S_6^2 \quad (\text{II-15})$$

El área total servida por el modelo de 4 alimentadores es :

$$A_{4t} = 4 S_4^2 \quad (\text{II-16})$$

$$A_{4t} = 4 (0,833 S_6)^2 = 2,78 S_6^2 \quad (\text{II-17})$$

Dividiendo la ecuación (II-15) para la (II-17) :

$$\frac{A_{6t}}{A_{4t}} = \frac{3,46 S_6^2}{2,78 S_6^2} = 1,245 \quad (\text{II-18})$$

Así, bajo las condiciones siguientes, seis alimentadores primarios pueden servir aproximadamente 25 % más carga, que cuatro alimentadores primarios.

Las condiciones son :

- 1- Densidad de carga constante.
- 2- Voltaje nominal del alimentador primario, constante.
- 3- Calibre del conductor primario, constante.
- 4- Porcentaje de caída de voltaje en el alimentador primario principal, constante.
- 5- Carga uniformemente distribuída e igual cargabilidad en el alimentador, para todos los alimentadores en cualquiera de los modelos.

Si la cargabilidad del alimentador primario es limitada sólo por la capacidad de transporte de corriente, despreciando la caída de voltaje, 6 alimentadores primarios de un calibre de conductor dado, podrán servir 50 % más carga que 4 alimentadores del mismo calibre.

Considerando la caída de voltaje como el factor limitador de la cargabilidad del circuito, 6 alimentadores pueden portar un total de 25 % más de carga.

El ejemplo al que nos hemos referido, para alimentadores primarios limitados en cargabilidad por la caída de voltaje, puede extenderse hasta incluir cualquier valor dado de : voltaje de alimentación primaria, densidad de carga, porcentaje de caída de voltaje, número de alimentadores primarios y calibre y espaciamiento de conductores.

Los resultados de tales cálculos pueden grafizarse en un número de familias de curvas, las mismas que se aplican en el diseño de las subestaciones de distribución.

II.2.2 PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN LA SELECCION DEL NUMERO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS.

En la discusión anterior se estableció que la caída de voltaje en el alimentador primario principal que cubre una área triangular, como se muestra en las figuras 1 ó 3, puede encontrarse mediante la concentración de la totalidad de la carga del alimentador, en un punto cuya distancia sea $2/3$ de (S) desde el punto de alimentación. Esta relación se la encuentra de la siguiente manera :

II.2.2.a RELACIONES GEOMETRICAS.

Supongamos que un alimentador sirve una área triangular, donde el número total de alimentadores abarcando el modelo completo, es una variable n .

Luego, cada alimentador sirve un sector de ángulo $(2 \theta)^\circ = 360^\circ$, como se indica en la fig. 4.

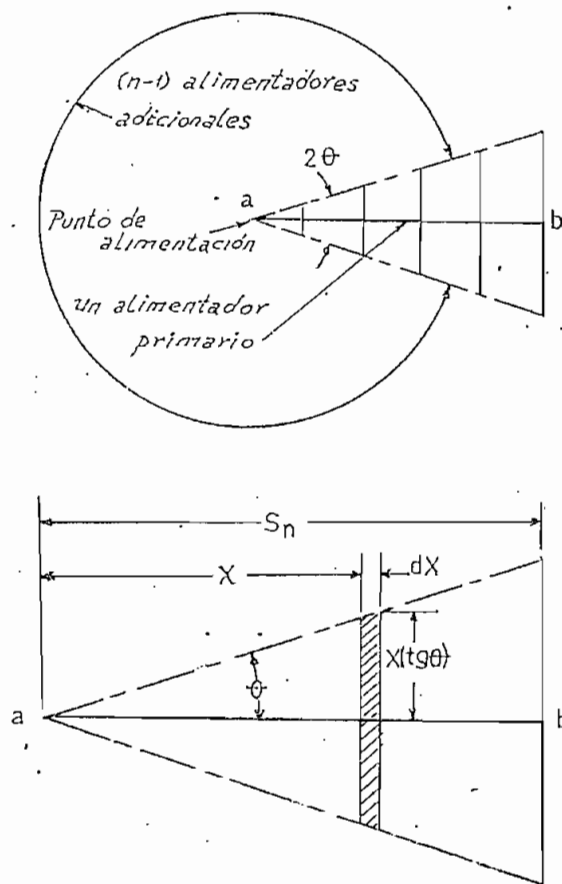


Fig. 4. Area de servicio de una subestación de distribución con n alimentadores primarios.

Asumamos que la carga contenida en esta área, es uniformemente distribuída.

Desde cada sección de longitud del alimentador primario principal, dX , localizada a una distancia X desde el punto de alimentación, se sirve una cierta cantidad de carga contenida en el área $2(X \operatorname{tg} \theta) dX$.

II.2.2.b CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR PRINCIPAL.

Para obtener la caída de voltaje total en el alimentador primario principal, desde el punto (a) -el punto de a-

limentación-, al punto (b) -el punto más alejado del alimentador principal-, se suman las contribuciones de caídas de voltaje provenientes de la carga contenida en todas y cada una de las áreas, procediendo desde el punto (a), hacia el punto (b).

La contribución a la caída de voltaje total V_{ab} , de una típica faja de área -localizada a una distancia X desde el punto (a)-, es el producto de la carga contenida en esa área y la distancia X .

La sumatoria de las contribuciones de porcentaje de caída de voltaje de todas las áreas es :

$$(V_{ab})_n = K D \int_0^{S_n} (X) (2X \operatorname{tg} \theta) dx \quad (\text{II-19})$$

$$= \frac{2}{3} K D S_n^3 \operatorname{tg} \theta \quad (\text{II-20})$$

$$(V_{ab})_n = \frac{2}{3} K D S_n^3 \operatorname{tg} \left(\frac{360^\circ}{2n} \right) \quad (\text{II-21})$$

Donde :

$(V_{ab})_n$ = Porcentaje de caída de voltaje total del alimentador principal.

$$\theta = 360^\circ / 2n ; n = 3, 4, 5... \text{ etc.}$$

La ecuación (II-20) no puede aplicarse para $n = 2$ ó $n = 1$, donde $\theta = 90^\circ$; $\operatorname{tg} \theta = \infty$ y $\theta = 180^\circ$, $\operatorname{tg} \theta = \text{cero}$,

respectivamente. Para estos casos, puede construirse un modelo cuadrado similar al de la fig. 5(a), (b), resultando la siguiente expresión para el porcentaje de caída de voltaje en el alimentador principal.

$$(V_{ab})_2 = \frac{1}{2} K D S_2^3 \tag{II-22}$$

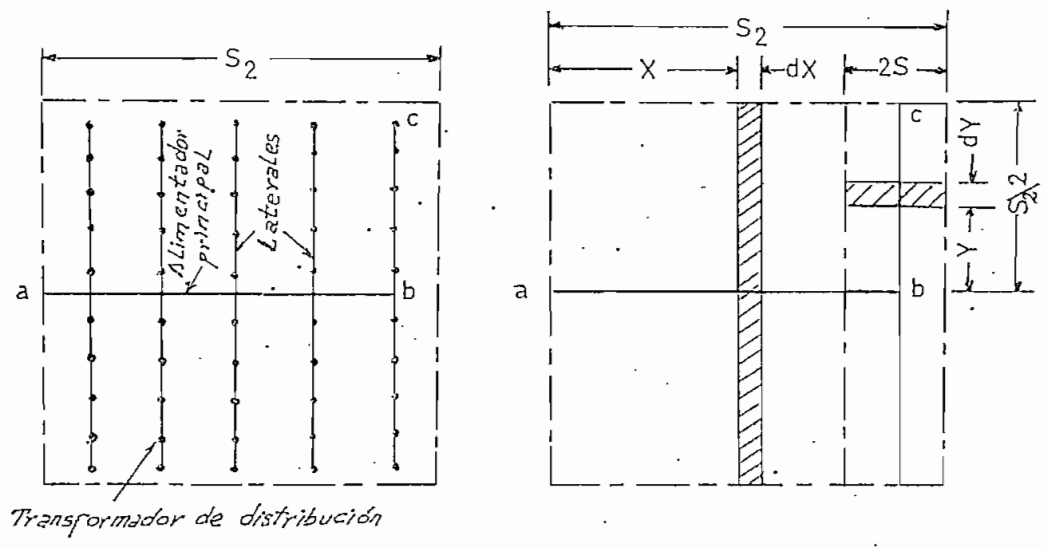


Fig. 5 : (a) y (b).

En el diseño del sistema de distribución, la caída de voltaje en los alimentadores primarios se determina por la máxima caída de voltaje permisible en el circuito alimentador, incluyendo los alimentadores más laterales del alimentador primario.

La caída de voltaje en los últimos laterales de cada uno de los alimentadores principales, debe sumarse a la caída de voltaje del alimentador principal, para obtener la

caída de voltaje total desde el punto de alimentación, hasta el último transformador de distribución, localizado en el último lateral indicado por el punto (c), en los diversos modelos de alimentadores.

II.2.2.c CAIDA DE VOLTAJE EN LOS LATERALES.

Como se ha asumido un igual espaciamiento de los transformadores de distribución, el lateral resulta uniformemente cargado.

Para obtener el porcentaje de caída de voltaje en un lateral, -teniendo cargabilidad uniforme y una carga dada por Km. de circuito-, la carga total sobre ese lateral puede ser concentrada en un punto en la mitad de su longitud, y el producto KVA-Km. (para esa longitud de línea y cargabilidad), multiplicado por el factor K para ese circuito lateral, da el porcentaje de caída de voltaje para el lateral.

II.2.2.d INTERRELACION DE LOS PARAMETROS.-CURVAS DE APLICACION A SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION Y A ALIMENTADORES PRIMARIOS.

La ecuación (II-21) puede reescribirse para mostrar la interrelación de los varios parámetros, en su aplicación a las subestaciones de distribución y a los alimentadores primarios.

$$(V_{ab})_n = \frac{2}{3} K D S_n^3 \operatorname{tg} \frac{180^\circ}{n} \quad (\text{II-21-a})$$

$$(Vab)_n = \left(\frac{2}{3} S_n \right) K D \left(S_n^2 \operatorname{tg} \frac{180^\circ}{n} \right) \quad (\text{II-23})$$

$$= \left(\frac{2}{3} S_n \right) K D (A_n) \quad (\text{II-24})$$

Multiplicando el numerador y denominador de la ecuación (II-24) por n :

$$(Vab)_n = \frac{\left(\frac{2}{3} S_n \right) K (n D A_n)}{n} \quad (\text{II-25})$$

La ecuación (II-25) relaciona los siguientes parámetros :

- 1- Porcentaje de caída de voltaje en el circuito del alimentador primario = $(Vab)_n$.
- 2- Longitud efectiva del alimentador primario = $\frac{2}{3} (S_n)$.
- 3- Porcentaje de caída de voltaje por KVA-Km., característica del circuito del alimentador primario = K .
- 4- KVA total de carga servida desde el punto de alimentación = $(n D A_n) = KVA_{nt}$.
- 5- Densidad de carga en KVA/Km.² = D .
- 6- Número de alimentadores primarios = n .
- 7- Area servida por un alimentador primario = A_n .
- 8- Area servida desde el punto de alimentación = $(nA_n) = A_{nt}$.

La ecuación (II-25) puede escribirse en una forma

más conveniente para su aplicación al análisis de cambios del sistema.

$$(V_{ab}) = \frac{(KVA_{nt})^{3/2}}{n^{3/2} D^{1/2} (\text{tg } \theta)^{1/2}} \cdot \frac{2/3 K}{\phantom{D^{1/2} (\text{tg } \theta)^{1/2}}}; \theta = 180^\circ/n \quad (\text{II-26})$$

Por sustitución -en la ecuación (II-26)- de valores apropiados para estos parámetros, e incluyendo la contribución de caída de voltaje del circuito más lateral, tal que el lado izquierdo de la ecuación llegue a valer $V_{ac} = V_{ab} + V_{bc}$ (ver figs. 1, 3 y 5), puede grafizarse un número de familias de curvas a partir de los resultados de tales cálculos. Estas curvas se muestran en la figura 6.

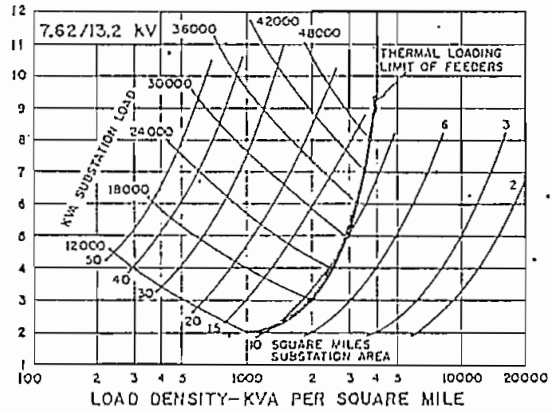
Una discusión más completa de estas relaciones y el resultado de las curvas, se expone en el Capítulo III, punto 1.

II.2.2.e DESCRIPCIÓN DE LAS CURVAS APLICABLES A SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y A ALIMENTADORES PRIMARIOS .

En un sistema eléctrico, la combinación de las subestaciones de distribución y de los alimentadores primarios está diseñada para dar un porcentaje de caída de voltaje especificado, o una cargabilidad especificada de los circuitos de alimentación primaria.

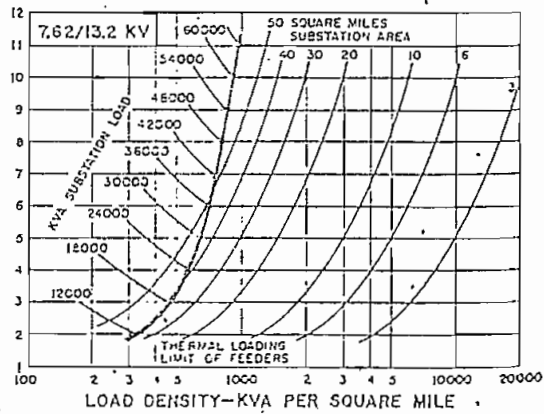
En áreas donde la densidad de carga es baja y los

Caída de voltaje = 3 %



Primarios.

Caída de voltaje = 6 %



Número de Alimentadores

Fig. 6.

Curvas aplicables a Subestaciones de Distribución

alimentadores primarios cubren distancias largas (áreas rurales), la cargabilidad límite (KVA) del alimentador, está determinada por el máximo porcentaje de caída de voltaje permisible en él.

En áreas donde la densidad de carga es alta y los alimentadores primarios son cortos, la cargabilidad máxima permisible del alimentador, está determinada por su capacidad de conducción de corriente. Esta se alcanza a medida que el alimentador es más densamente cargado, y antes de que la caída de voltaje llegue a ser un problema.

En las curvas que se muestran en la fig. 6, se toman en cuenta estas consideraciones y también las siguientes:

Las curvas corresponden a un voltaje de alimentación primaria de 7620/13200 voltios.

Se consideran dos valores diferentes de porcentaje de caída de voltaje: 3 y 6 %, medidos desde el punto de alimentación o barra de la subestación, hasta el último transformador de distribución sobre el lateral más alejado de un alimentador.

En cada juego de curvas se ha grafizado el número de alimentadores primarios (n), servidos por una subestación de distribución, versus densidad de carga D .

El factor de potencia de la carga es de 90% en atraso.

Las características del circuito primario son las siguientes :

Alimentadores principales N^o 4/0 AWG de cobre.

Alimentadores laterales trifásicos, N^o 4 AWG de cobre.

Espaciamiento equivalente de los conductores: 37" = 94 cm.

El factor K para estos circuitos, para el voltaje considerado, se obtiene de la fig. 2.

Las curvas que comienzan desde la parte inferior izquierda hasta la superior derecha, son cada una para una área de servicio diferente y corresponden a valores equivalentes de capacidad de la subestación y densidad de carga del área servida.

La aplicación de las curvas muestra si la cargabilidad de los alimentadores primarios, en una área de subestación dada, está limitada por caída de voltaje o por capacidad de conducción de corriente.

Para cada capacidad de subestación, puede seguirse una curva de cargabilidad constante. A medida que se sigue esta curva, la densidad de carga se incrementa, el área servida disminuye y el número de alimentadores primarios requeridos para servir esa carga, disminuye también. El número de alimentadores primarios disminuirá hasta el mínimo requerido para transportar la carga. Desde el punto de vista de capacidad de conducción de corriente o capacidad térmica del conductor, ya no será posible una mayor disminución del número de alimentadores primarios, y la curva de cargabilidad constante, cambia abruptamente su pendiente y se hace horizontal.

Para esta porción horizontal de la curva, la cargabilidad del alimentador es constante, pero el porcentaje de caída de voltaje en el alimentador decrecerá, si la den-

sidad de carga se incrementa.

Por consiguiente, cada juego de curvas puede dividirse en dos regiones generales.:

Una en la cual el porcentaje de caída de voltaje es constante.

La otra región, en la cual la cargabilidad del alimentador primario es constante. En esta última región, el porcentaje de caída de voltaje decrece, a medida que la densidad de carga se incrementa. (Referencia 1).

II.3 REGULACION DE VOLTAJE EN ALIMENTADORES

PRIMARIOS.

La caída de voltaje permisible de un alimentador primario, es un factor importante en su diseño, e indirectamente en el diseño del sistema de distribución.

Para proporcionar cargabilidad y área cubierta máximas, el diseño del alimentador primario debería permitir que el primer consumidor eléctricamente más cercano a la fuente, (barra de bajo voltaje de la subestación), tenga el máximo voltaje permisible, (por ejemplo 125 voltios), en condiciones de máxima carga, y el consumidor eléctricamente más alejado de la fuente, el voltaje mínimo permisible, (por ejemplo 110 voltios).

La caída de voltaje para el sistema primario se mide, desde la barra de bajo voltaje de la subestación, hasta -

el transformador más alejado eléctricamente,

La caída de voltaje para el alimentador primario residencial, no debería exceder del 3 %, (3,6 voltios sobre una base de 120 voltios), a alta densidad de carga, y del 6 % para un alimentador rural. (Referencias 1 y 3).

La caída de voltaje para alimentadores comerciales, durante condiciones de máxima carga, tampoco debería exceder del 3 %.

Los laterales monofásicos derivados del principal trifásico, generalmente tienen una caída de voltaje comprendida entre 1 y 3 voltios. (Referencias 1 y 3).

Estos valores de caída de tensión son similares a los normalizados por INECEL.

II.3.1 NORMAS DE INECEL PARA EL DISEÑO ELECTRICO DE REDES.

Redes Primarias.

Caídas de tensión permisibles : 3 %.

Redes Secundarias.

Caídas de tensión permisibles : 5 %.



Existe un sinnúmero de tensiones en las diferentes Empresas. Se está tratando de unificar 13,8 KV. en red primaria; 120-240 voltios (monofásico) y 220/127 voltios (trifásico), en red secundaria. (Referencia 4).

II.3.2 METODOS PARA MEJORAR LA REGULACION DE VOLTAJE EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

No siendo el tema de la regulación de voltaje, el objetivo principal de este trabajo de Tesis, solamente se hará una ligera revisión de sus principales métodos.

Cada método tiene sus características propias de mejoramiento de voltaje, mejoramiento del costo por voltio, y de flexibilidad del sistema.

Los diferentes métodos para mejorar la regulación de voltaje en los alimentadores primarios son :

- 1- Balanceo de cargas.
- 2- Incremento del calibre del conductor.
- 3- Cambio del alimentador monofásico a multifásico.
- 4- Transferencia de carga a otros alimentadores.
- 5- Instalación de nuevos alimentadores primarios.
- 6- Incremento del nivel de voltaje primario.
- 7- Aplicación de reguladores de voltaje.
- 8- Aplicación de capacitores shunt.
- 9- Aplicación de capacitores en serie.

Distribución II (4ra V. Orejola)

II.3.2.a BALANCEO DE CARGAS.

Uno de los primeros pasos para chequear, si un alimentador primario presenta pobres condiciones de regulación de voltaje, es determinar la cargabilidad en cada una de las tres fases del alimentador.

La carga en el alimentador debe tender a estar balanceada entre las fases. Para cierta cargabilidad, el balanceamiento de la carga significa igual corriente en cada fase,

con una correspondiente regulación mínima.

A más de la posibilidad de una pobre regulación de voltaje, si la carga está desequilibrada, puede existir una sobrecarga en la fase más densamente cargada, aunque la carga total trifásica del alimentador no sea excesiva.

El balanceamiento de la carga debe efectuarse a lo largo de todo el alimentador, y no solamente a la salida de la subestación. Si el alimentador sólo sirve cargas trifásicas, el balanceamiento no es un problema.

Cuando se use el método fase-área de distribución primaria, (cada fase de un alimentador sirve a todos los transformadores de distribución en una área), es necesario seleccionar estas fase-áreas de tal forma que la carga en cada fase sea aproximadamente la misma.

II.3.2.b INCREMENTO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR.

Incrementando el calibre del alimentador, decrece la impedancia de línea y por lo tanto, para la misma carga del alimentador, decrece la caída de voltaje.

Este método de regulación de voltaje es uno de los más caros, considerando el costo por voltio de mejoramiento, pero es necesario donde se detecte un extensivo crecimiento de la carga, y donde se considere necesaria una planificación a largo alcance.

II.3.2.c CAMBIO DEL ALIMENTADOR MONOFASICO A MULTIFASICO.

La caída de voltaje en un lateral monofásico, es el resultado de la circulación de corriente de carga por la trayectoria de retorno y por la fase del conductor.

Cuando se añaden dos conductores a un lateral monofásico, para hacerlo trifásico de cuatro hilos, y se divide la carga igualmente entre las tres fases, la caída de voltaje se reducirá a 1/6 de la que ocurría cuando el lateral era monofásico.

Para un circuito monofásico :

$$\% V(1\phi) = \frac{2 I(1\phi) Z}{E} \times 100 \quad (\text{II-27})$$

Donde :

$\% V(1\phi)$ = Porcentaje de caída de voltaje por unidad de longitud.

I = Corriente de línea en amperios.

Z = Impedancia del conductor en Ω /unidad de longitud.

E = Voltaje línea-neutro en voltios.

Para un circuito trifásico :

$$\% V(3\phi) = \frac{I(3\phi) Z}{E} \times 100 \quad (\text{II-28})$$

E = Voltaje línea-neutro en voltios.

La carga servida por el circuito monofásico, se divide uniformemente entre las 3 fases del nuevo circuito tri-

fásico :

$$I(3\phi) = \frac{I(1\phi)}{3} \quad (\text{II-29})$$

La relación entre los porcentajes de caída de voltaje es :

$$\frac{\%V(1\phi)}{\%V(3\phi)} = \frac{\frac{2I(1\phi) Z}{E} \times 100}{\frac{I(3\phi) Z}{E} \times 100} = \frac{2I(1\phi)}{I(3\phi)} = \frac{2I(1\phi)}{\frac{I(1\phi)}{3}} = \frac{6}{1} \quad (\text{II-30})$$

Lo que quiere decir que reduciendo la caída de voltaje a 1/6, cuando se suman las líneas adicionales para dar una línea trifásica, se obtiene un considerable aumento de carga, a menos que la caída de voltaje original del circuito monofásico, fuese excesivamente alta.

Cuando se añade sólo una fase conductora más, a un lateral monofásico y se divide uniformemente la carga entre las dos fases, la caída de voltaje se reducirá, pero no en la misma proporción como ocurría cuando se cambiaba de un sistema monofásico a uno trifásico.

Esta mejor regulación de voltaje sobre el caso monofásico, depende de cuál de las dos fases está involucrada, depende del factor de potencia de la carga y de la relación r/x de los circuitos conductores.

Las relaciones efectivas entre la regulación de -

- voltaje de dos fases y la regulación de voltaje de una fase, se indican en la Referencia 1.

II.3.2.d INSTALACION DE NUEVOS ALIMENTADORES PRIMARIOS.

La reducción en la cargabilidad del alimentador, es el resultado de la adición de nuevos alimentadores en el área de carga. Al reducirse la corriente en el alimentador, se reduce también la caída de voltaje.

No debería reducirse la cargabilidad del alimentador, con el objeto específico de mejorar la regulación de voltaje, a no ser que se planifique la expansión completa del sistema.

II.3.2.e INCREMENTO DEL NIVEL DE VOLTAJE PRIMARIO.

Cuando se cambia el nivel de voltaje de un alimentador primario y se mantiene la misma carga, el porcentaje de caída de voltaje en el alimentador decrecerá inversamente con el cuadrado del voltaje.

Así, al cambiar un sistema delta de tres hilos a un sistema en Y de cuatro hilos, (incrementándose el nivel de voltaje en $\sqrt{3}$), se reduce la caída de voltaje de un alimentador a $1/3$ de la caída original.

También se reducirá la depresión de voltaje o parpadeo, debido al arranque de motores.

El aumento del nivel de voltaje primario involucra

un alto costo. Las condiciones que con más frecuencia determinan la necesidad de incrementar el voltaje son : una planificación a largo plazo, disponibilidad de lugares de ubicación para las subestaciones y un gran crecimiento de carga.

II.3.2.f APLICACION DE REGULADORES DE VOLTAJE.

Los reguladores de voltaje, instalados a lo largo de los alimentadores primarios, corrigen la caída de voltaje excesiva y reducen la magnitud ($V_{m\acute{a}x} - V_{m\acute{i}n}$) del alimentador.

Estos reguladores pueden localizarse en el punto donde el voltaje a carga máxima del alimentador, ha bajado del mínimo valor permisible.

La figura 7 muestra el perfil de caída de voltaje del alimentador, a carga máxima, y la localización del regulador suplementario para corregir la excesiva caída de voltaje.

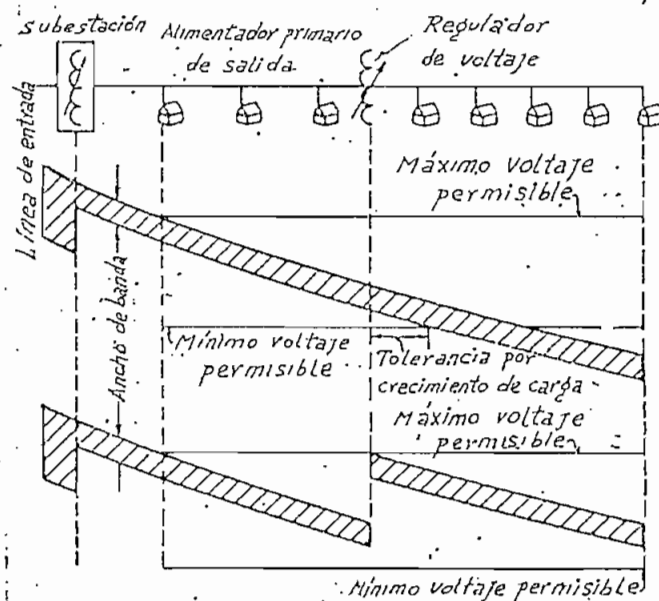


Fig. 7. Perfil de voltaje a carga máxima de un alimentador primario con excesiva caída de voltaje, y método de corrección, mediante reguladores suplementarios de voltaje.

Esta figura ilustra un caso en que ha sido necesario elevar el voltaje de operación, mediante reguladores.

En algunos alimentadores, es necesario disminuir el voltaje. Este es el caso cuando un alimentador contiene varios bancos de capacitores fijos conectados en paralelo, y se produce un aumento de voltaje que sobrepasa el máximo permisible, cuando disminuye la carga.

Pueden instalarse reguladores suplementarios en serie, a lo largo del alimentador. La capacidad térmica y el límite de pérdidas en la línea, así como también la coordinación entre reguladores, determinan su número.

En alimentadores rurales largos, pueden haber dos y hasta tres reguladores en serie. Para esto se determina una elevación de voltaje fija, y así se evita el uso de un regulador automático. Esto es posible cuando esta elevación de voltaje no es excesivamente alta, durante condiciones de mínima carga, y puede obtenerse mediante el cambiador de taps sin carga de los transformadores de distribución, o por el empleo de un autotransformador adicional que suministre un cierto porcentaje fijo de elevación de voltaje.

II.3.2.g APLICACION DE CAPACITORES SHUNT.

Los capacitores shunt, instalados en un sistema de distribución, producen una elevación de voltaje desde la localización del banco hacia la fuente. Los capacitores consumen una corriente en adelanto, y esta corriente adelantada fluye a través de la reactancia serie del circuito, produciendo una elevación de voltaje proporcional a la capacidad del banco y a la reactancia de la línea.

La elevación de voltaje es independiente de las condiciones de carga, y es más alta, en la localización del capacitor.

El porcentaje de aumento de voltaje en una instalación con capacitores es :

$$\% \text{ de elevación de voltaje} = \frac{(CKVA) (d) (X)}{(10) (KV)^2} \quad (II-31)$$

Donde :

CKVA = KVA del capacitor trifásico o KVAR.

d = Distancia de la línea en Km.

X = Reactancia de la línea en Ohmios/Km.

KV = Voltaje línea a línea en Kilovoltios.

Si la instalación del capacitor, es un banco monofásico, la cantidad de CKVA debería ser el valor de KVAR monofásicos; los KV deberían ser el voltaje en Kilovoltios entre los dos conductores, y d debería ser dos veces la distancia de la línea, para tomar en cuenta el conductor de retorno.

Los capacitores fijos no mejorarán apreciablemente la regulación de voltaje, pero en cambio el aumento de tensión es constante, lo cual permite mantener un valor adecuado de voltaje bajo condiciones de máxima carga.

El efecto que tienen los capacitores fijos cuando se los instala en el alimentador primario, se indica en las figuras 8(a) y 8(b).

Se observa que el incremento de voltaje en el punto de localización del capacitor, es el mismo para los perfiles de voltaje de mínima y de máxima carga.

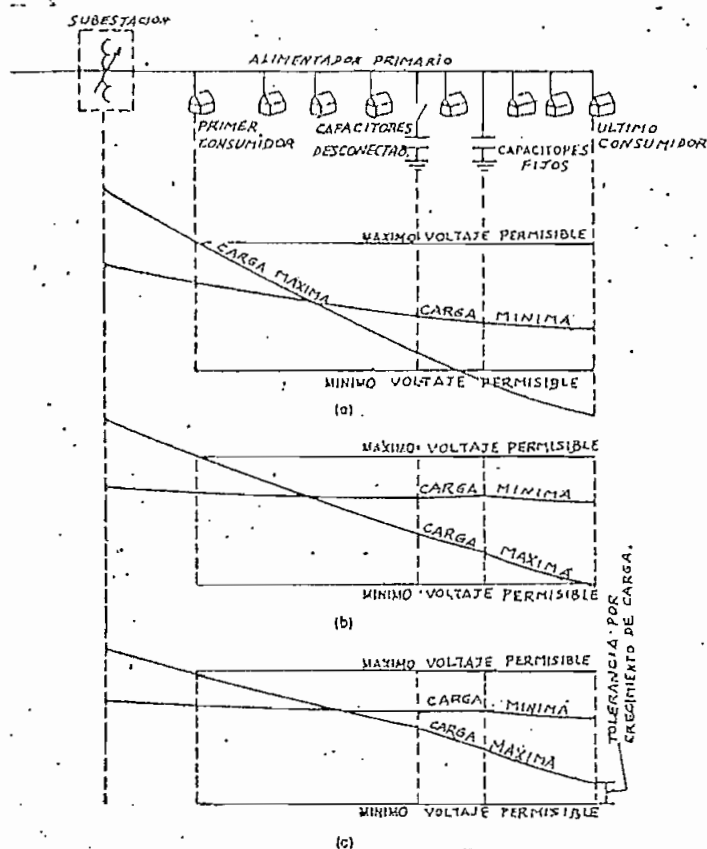


Fig. 8. Perfiles de voltaje a mínima y a máxima carga, mostrando mejores condiciones de voltaje cuando se instalan capacitores shunt en el alimentador.

- (a) Perfiles de voltaje sin capacitores.
 (b) Perfiles de voltaje con capacitores - fijos.
 (c) Perfiles de voltaje con capacitores - fijos y desconectables.

Los capacitores desconectables no se los utiliza en condiciones de mínima carga.

Si los capacitores shunt, están instalados en un banco que puede conectarse o desconectarse de acuerdo al cambio de las condiciones de carga del alimentador, la regulación de voltaje del alimentador mejorará apreciablemente.

El efecto que producen los capacitores desconectables, cuando se los instala en un alimentador primario, se in

dica en la fig. 8(c). De la comparación de la fig. 8(c) con la 8(b), se deduce una mejor regulación de voltaje.

La capacidad de CKVA añadidos a un alimentador y el sitio de localización del capacitor en aquél, dependerán de la distribución de cargas, calibre del conductor del alimentador, factor de potencia de la carga, y de las condiciones de voltaje.

Las condiciones de la carga determinarán la cantidad de CKVA que puedan añadirse, o la cantidad que deba desconectarse.

Los capacitores shunt, pueden instalarse también en la barra de bajo voltaje de la subestación de distribución.

II.3.2.h APLICACION DE CAPACITORES EN SERIE.

Los capacitores en serie, cuando se instalan en un alimentador primario, reducen la caída de voltaje.

La caída de voltaje a través de un alimentador es aproximadamente :

$$I R_L \cos \theta + I X_L \text{ sen } \theta \quad (\text{II-32})$$

Donde :

R_L = Resistencia de la línea.

X_L = Reactancia de la línea.

θ = Angulo del factor de potencia.

La caída de voltaje en un alimentador primario, cuando se han instalado capacitores en serie es :

$$I R_L \cos \theta + I(X_L - X_C) \sin \theta. \quad (\text{II-33})$$

Donde X_C es la reactancia capacitiva.

Si X_C es igual a X_L , la caída de voltaje en el alimentador es solamente: $I R_L \cos \theta$.

Por consiguiente, el efecto de los capacitores en serie, es reducir la reactancia del circuito.

El factor de potencia de la corriente de carga a través del alimentador debe estar en atraso, para que el capacitor en serie disminuya la caída de voltaje entre los terminales de transmisión y de recepción.

Si el factor de potencia está en adelanto, el voltaje del terminal de recepción puede disminuir si se conectan capacitores en serie:

Si el factor de potencia es cercano a la unidad, $\sin \theta$ es igual a cero, y consecuentemente, el segundo término de la ecuación (II-32) tiende a cero. En tales casos, la instalación de capacitores en serie tiene comparativamente un valor muy pequeño.

Cuando se aplican capacitores en serie en un alimentador primario que sirve un factor de potencia en atraso, producirán un aumento de voltaje al incrementarse la carga.

Puesto que el aumento de voltaje se incrementa con la carga, un capacitor en serie mejorará la regulación de voltaje de un alimentador y por lo tanto, su aplicación es particularmente apropiada para alimentadores donde se presen

ta el parpadeo de lámparas debido a rápidas y repetitivas - fluctuaciones de carga, por arranques repetidos de motores , variación de cargas en motores, soldadoras y hornos eléctricos.

II.4 PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

La determinación de estas pérdidas, cae dentro de - la planificación técnica y económica de un sistema eléctrico de distribución.

Las pérdidas de distribución eléctrica pueden dividirse en pérdidas de potencia y pérdidas de energía.

Las pérdidas en los componentes de transmisión, son relativamente simples de determinar mediante los registros - de medición y lecturas, disponibles tanto para los terminales de entrada como para los de salida de estos componentes.

Para los componentes del sistema de distribución , no se dispone de una similar fuente de información, y las - pérdidas en estos casos deben calcularse por medio de parámetros conocidos de circuitos y cargas. Cabe anotar que existen muchas publicaciones sobre métodos y coeficientes para - el cálculo de pérdidas en líneas de transmisión, mientras - que pocas referencias pueden encontrarse sobre pérdidas en sistemas de distribución.

Los siguientes párrafos describen un método de - cálculo de las pérdidas de potencia y energía, en alimentadores primarios.

II.4.1 PERDIDAS DE POTENCIA.

Las pérdidas por fase de un alimentador primario balanceado, trifásico, con carga concentrada, como se muestra en la fig. 9, están dadas por : (Referencia 5).

$$S = P + jQ = V I^* = Z I I^* = I^2(R + jX) \quad (II-34)$$

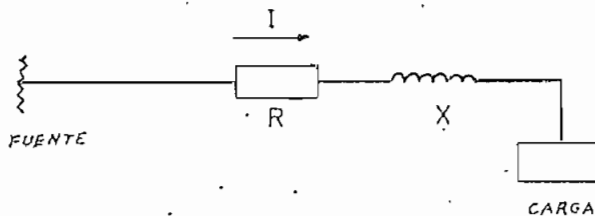


Fig. 9. Alimentador primario suministrando energía a una carga concentrada.

$$\text{Potencia activa o pérdidas } I^2 R = (I_R^2 + I_X^2) R \quad (II-35)$$

$$\text{Potencia reactiva o pérdidas } I^2 X = (I_R^2 + I_X^2) X \quad (II-36)$$

Donde :

I_R = Corriente en fase o componente activa de corriente.

I_X = Corriente en desfase o componente reactiva de corriente.

V = Caída de voltaje a lo largo de la línea.

En el anexo de la Referencia 5, se analizan las ecuaciones referentes a pérdidas en alimentadores primarios, con carga uniformemente distribuida y con una combinación de

cargas concentradas y uniformemente distribuidas.

La suposición de una carga uniformemente distribuida, impone ciertas restricciones y a veces, el cálculo no siempre produce resultados correctos.

La representación de un alimentador, mediante un número de secciones de línea, con una combinación de cargas concentrada y uniformemente distribuida, supera tales restricciones y es más real y exacta.

II.4.1.a PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA.

Las pérdidas de potencia activa (PPA), en una sección uniforme de línea de un alimentador primario trifásico, teniendo una combinación de cargas concentrada y uniformemente distribuida, como se muestra en la fig. 10, está dada por: (Referencia 5).

$$PPA = \frac{1}{3} \left(\frac{f}{KV} \right)^2 \left[KVA_1^2 + KVA_1 \cdot KVA_2 + KVA_2^2 \right] R / 1000 \quad (KW)$$

(II-37)

Donde :

KVA_1 = Carga uniformemente distribuida en la sección del alimentador.

KVA_2 = Carga conectada al final de la sección del alimentador.

KV = Voltaje línea a línea en Kilovoltios.

R = Resistencia total de la sección del alimentador, en ohmios.

f = Relación de la demanda máxima a la carga conectada (factor de demanda).

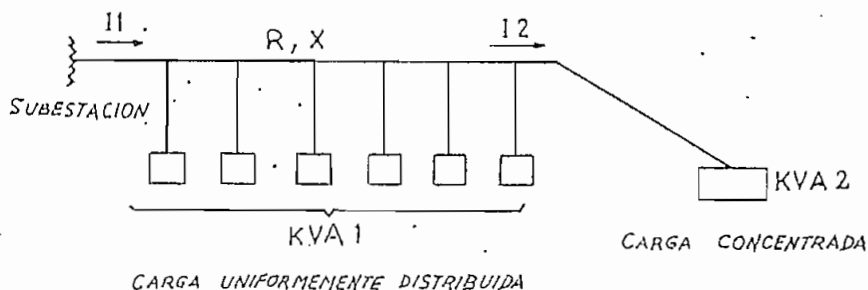


Fig. 10. Alimentador primario suministrando energía a una carga concentrada, y a cargas uniformemente distribuidas.

Para una solución totalmente exacta, debería usarse el voltaje real en cada sección de la línea; pero si el voltaje se asume uniforme a través del alimentador, sólo se comete un posible pequeño error en el cálculo de las pérdidas de potencia.

II.4.1.b REDUCCION DE PERDIDAS.- USO DE CAPACITORES.

La reducción (ΔPPA) de las pérdidas $I^2 R$ debido al uso de capacitores, para una sección de línea trifásica, con una combinación de carga concentrada y de cargas uniformemente distribuidas, como se indica en la fig. 11, está dada por: (Referencia 6).

$$\Delta PPA = \frac{a}{KV^2} \left[2f \text{KVAR}_1 \cdot \text{KVAR}_C - a \cdot f (\text{KVAR}_1 - \text{KVAR}_2) \text{KVAR}_C - \text{KVAR}_C^2 \right] R / 1000 \quad (\text{KW})$$

Donde :

(II-38)

KVAR_1 = Carga reactiva al comienzo de la sección de la línea, y antes de la adición del capacitor.

KVAR_2 = Carga reactiva al final de la sección de la línea y antes de la adición del capacitor.

$KVAR_c$ = Kilovars del capacitor.

a = Fracción de la longitud de la sección de línea, desde el comienzo de ésta, hasta la localización del capacitor.

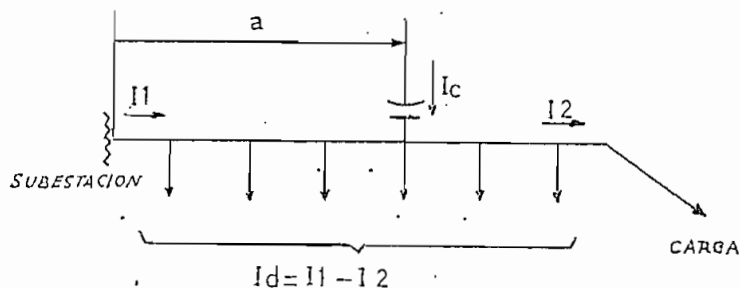


Fig. 11. Reducción de pérdidas $I^2 R$, debido al uso de capacitores.

Las pérdidas en el capacitor, en vatios, (cerca de 2 vatios por KVAR); deben deducirse para obtener la reducción neta de pérdidas, debido al uso de capacitores.

II.4.1.c PERDIDAS EN OTROS EQUIPOS DE LA LINEA.

Las pérdidas de potencia en otros equipos de la línea, tales como reguladores de voltaje y transformadores de reducción, se deben a las pérdidas en el núcleo y en el cobre.

Las pérdidas de potencia (PP_e) para estos equipos y para cualquier carga, están dadas por: (Referencia 5).

$$PP_e = P_{ne} + P_{cu} \left[\frac{\text{KVA de carga}}{\text{KVA nominal}} \right]^2 \quad (\text{KW}) \quad (\text{II-39})$$

Donde :

P_{ne} = Pérdidas en el núcleo, en Kilovatios.

P_{cu} = Pérdidas en el cobre, a carga nominal, en Kilovatios.

Las pérdidas de potencia de un regulador de voltaje, a una regulación especificada, puede obtenerse del fabricante.

En general las pérdidas de potencia de estos equipos son bajas, y en la mayoría de los cálculos de pérdidas no intervienen.

II.4.1.d PERDIDAS DE POTENCIA EN EL INSTANTE DE MAXIMA DEMANDA.

La pérdida de potencia total (P_T) en un alimentador primario trifásico, es la suma de las pérdidas en la línea, reducción de pérdidas y pérdidas en el equipo, y está dada por : (Referencia 5).

$$P_T = PPA - \Delta PPA + PP_e \quad (\text{KW}) \quad (\text{II-40})$$

La relación entre la carga del alimentador primario al momento de máxima carga del sistema, y la carga del alimentador, al momento de máxima carga en el alimentador, puede definirse como el factor de coincidencia del sistema, a máxima carga, (f_s).

Por lo tanto, las pérdidas de potencia de un alimentador primario al momento de máxima demanda del sistema, puede calcularse por medio de la ecuación (II-40), por simple sustitución de un nuevo factor de capacidad, f' , en lugar de f , donde :

$$f' = f_s \cdot f \quad (\text{II-41})$$

Se anota que (II-37) y (II-38), son igualmente aplicables para PERDIDAS DE POTENCIA REACTIVA, mediante la sustitución de la reactancia X , en lugar de la resistencia R .

II.4.2 PERDIDAS DE ENERGIA EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO.

La pérdida de energía anual (PE), debido a la resistencia de la línea, en un alimentador primario trifásico, está dada por : (Referencia 5).

$$PE = (PPA)(F_p) (8760) \quad (\text{KWH}) \quad (\text{II-42})$$

Donde F_p es el factor de pérdidas.

Similarmente, la pérdida de energía en el equipo de la línea, está dada por : (Referencia 5).

$$PE_e = (P_{ne}) (8760) + (P_{cu}) \left[\frac{\text{KVA de carga}}{\text{KVA nominal}} \right]^2 (F_p) (8760) \quad (\text{KWH}) \quad (\text{II-43})$$

II.4.2.a REDUCCION DE PERDIDAS.-USO DE CAPACITORES:

La reducción de la pérdida de energía (ΔPE), debido al capacitor, en un alimentador primario trifásico, con una combinación de carga concentrada y carga uniformemente distribuida, está dada por : (Referencia 6).

$$\Delta PE = \frac{a}{KV^2} \left[2F_{CR} \cdot f \cdot KVAR_1 KVAR_c - a F_{CR} \cdot f (KVAR_1 - KVAR_2) KVAR_c - KVAR_c^2 \right] \quad (8,76) \quad (KWH) \quad (II-44)$$

Donde :

F_{CR} es el factor de carga reactiva.

II.4.2.b PERDIDA TOTAL DE ENERGIA.

La pérdida total de energía anual PE_T en un alimentador primario trifásico es :

$$PE_T = PE - \Delta PE + PE_e \quad (KWH) \quad (II-45)$$

Los resultados de pérdidas de potencia, pueden darse también, en porcentaje de la carga del alimentador.

Las pérdidas de energía anual, resultan en Kilovatio--
tioshora.

II.5 CONSIDERACIONES ECONOMICAS.

Es difícil determinar qué clase de circuito primario es económicamente aplicable en un rango específico de densidad de carga, porque muchos factores afectan al costo de los varios sistemas que pueden considerarse adecuados en ciertos casos específicos. Estos factores incluyen la clase de voltaje, el tipo de construcción que se use para subtransmisión y para circuitos de alimentación primaria, la densidad de carga, la tasa de crecimiento de carga que se haya previsto, la calidad de servicio requerido, el costo de los bienes inmuebles, tipo de subestación requerida y los costos de materiales y mano de obra, todos los cuales afectan la comparación económica de los sistemas, en cualquier caso particular.

La selección del tipo de sistema de distribución para servir cualquier área de carga, debe basarse en el costo total de la distribución de energía en el área. El costo total debe incluir el costo de instalación de equipos y circuitos, costo de las pérdidas, y el costo de los cambios en el servicio, sobre un razonable número de años.

Si se asume que el costo del alimentador primario es directamente proporcional a la longitud del circuito, para llegar a un método que establezca este costo, es necesaria una interrelación entre la longitud del circuito de alimentación primaria y los parámetros que entran en su diseño.

Es conveniente diferenciar el costo por unidad de longitud instalada, para los diferentes componentes del circuito primario: alimentadores expresos, principales y laterales, con el objeto de obtener una visión más exacta del problema.

II.5.1 VARIABLES QUE DETERMINAN EL COSTO DEL ALIMENTADOR PRIMARIO.

Las variables que determinan el costo del alimentador primario son :

- Distancia desde la fuente de energía hasta la red secundaria a servirse.
- Número de alimentadores.
- Voltaje del alimentador.
- Area de la red.
- Número de las redes secundarias.

La longitud del alimentador expreso se puede determinar en base a la figura 12.

El área de carga está servida por el máximo número de alimentadores primarios permisible para el voltaje deseado. Se pueden formar dos o más redes, cada una servida por un número apropiado de alimentadores.

En la fig. 12 se observa el caso específico de 4 áreas separadas; cada una puede ser alimentada por un máximo permisible de hasta 10 alimentadores, asumiendo que todas las 4 redes están servidas desde una sola fuente de energía.

La determinación del costo de los alimentadores primarios principales y laterales, es un poco más compleja, pues la longitud total del circuito dentro del área de servicio, es una función de tres variables : área de la red a servirse, número de estas áreas, y número de alimentadores.

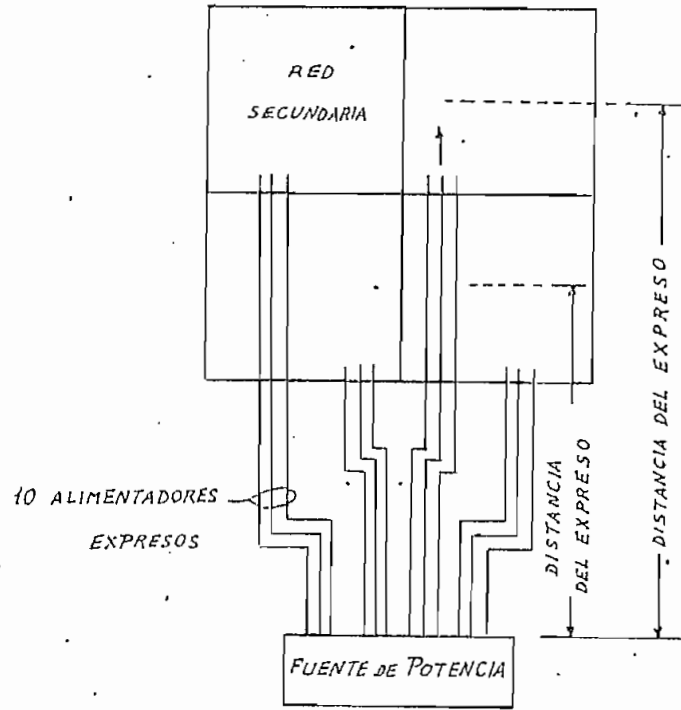


Fig. 12. Método de servicio para dos o más redes secundarias desde una sola fuente. Cada red está alimentada por un máximo permisible de 10 alimentadores.

En la Referencia 1, páginas 190-193, se presentan gráficos y curvas en los que se observa la interrelación de los diversos parámetros anotados, con respecto a la longitud y al costo del sistema primario.

II.5.2 INFLUENCIA DEL NIVEL DE VOLTAJE PRIMARIO.

El nivel de voltaje del sistema primario es probablemente, el parámetro que en la planificación del sistema influye más fuertemente sobre el costo, diseño y operación del sistema.

El nivel de voltaje tiene un efecto directo sobre la longitud del alimentador primario, cargabilidad del alimentador, número y evaluación de las subestaciones de distribución, la cantidad de líneas de subtransmisión y el número de consumidores afectados por una salida de servicio.

La selección del nivel de voltaje primario afecta en el número de alimentadores requeridos para servir una área dada, y por lo tanto, incide en el costo del servicio, pues afectará directamente en el número de las subestaciones de distribución y en la cantidad de líneas de subtransmisión requeridas.

El costo del equipo de distribución, también variará para diferentes niveles de voltaje del alimentador primario. La Tabla 2, tomada de la Referencia 1, compara el costo del equipo para diferentes niveles de voltaje. El costo del equipo para 4,16 KV. con sistema primario en Y, se toma como base para el costo por unidad, de los otros niveles de voltaje.

Generalmente, las consideraciones de costo determinan el uso de un alimentador densamente cargado. Sin embargo, para obtener una alta calidad de servicio, generalmente se requiere una baja cargabilidad en el alimentador.

Considerando estos factores, la capacidad del alimentador primario debería ser tan baja como económicamente justificada. (Referencia 1).

TABLA 2.- COMPARACION APROXIMADA DEL COSTO DE EQUIPO PARA DIFERENTES NIVELES DE VOLTAJE PRIMARIO.						
	NIVEL DE VOLTAJE PRIMARIO (KV.)					
	4,16Y	4,8Δ	7,2Y	7,2Δ	12,4Y	23Y
Transf. Distrb.	1,0pu.	1,08	1,08	1,17	1,17	1,49
Fusibles Corte	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Reconectores o Seccionadores	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Reguladores Volt. (igual KVA)	1,0	1,0	1,0	1,02	1,02	1,37
Capacitores	1,0	1,04	1,04	1,04	1,04	
Pararrayos (tipo línea)	1,0	1,48	1,48	1,76	1,76	3,05
Aisladores (línea)	1,0	1,0	1,14	1,14	1,83	4,67

II.5.3 FACTORES QUE DETERMINAN EL VOLTAJE MAS ECONOMICO DE DISTRIBUCION PRIMARIA.

(Referencia 7).

Los siguientes factores influyen en la comparación económica de los diferentes niveles de voltaje de distribución primaria, para servir una carga específica.

- Costos del alimentador primario.
- Pérdidas dentro del área de carga.
- Diferencias en los gastos de operación anual.
- Incremento en el costo del equipo de seccionamiento para un nivel de voltaje más alto y para una mayor cargabilidad del alimentador.
- Incremento en el costo de los capacitores fijos y desconectables, cuando se instalan en alimentadores de voltaje más alto.
- Costo de los transformadores de distribución.
- Costo del sistema secundario.

La Referencia 7 hace énfasis en que los factores más importantes en la selección del nivel económico de voltaje primario son :

- Minimización del número de transformaciones de voltaje requeridas, para obtener el voltaje adecuado de utilización.
- Costos del transformador de distribución, lo que constituye el factor más importante en la selección del nivel económico de voltaje primario.

C A P I T U L O I I I

CAPACIDAD OPTIMA DE SUBESTACIONES.

La planificación de un sistema de distribución es bastante compleja, pues sus características propias no permiten aplicar un solo criterio. Sin embargo, el diseño debe tener suficiente flexibilidad, de tal forma que permita manejar el crecimiento de la carga sin que tengan lugar gastos ni modificaciones excesivas.

La multiplicidad de situaciones, la interrelación económica entre los diversos parámetros, complica la elección de alternativas.

A medida que el sistema de distribución se expande, se debe hacer un análisis de la capacidad de la subestación o de las subestaciones necesarias en cada zona, en base a los índices de crecimiento y a la anticipación de cargas de alta demanda.

Este estudio cuidadoso, tanto por la cuantía de la inversión, cuanto por la labor de coordinación necesaria para proporcionar un servicio adecuado, decidirá o no la necesidad de aumentar la capacidad de transformación en incrementos económicos y prácticos, o la de instalar nuevas subestaciones, con el objeto de satisfacer a cabalidad los requerimientos de energía.

III.1 CRITERIOS GENERALES DE PLANIFICACION.

En el método que se va a describir, las áreas de servicio de las subestaciones de distribución tienen forma de polígonos regulares. El número de lados del polígono es igual al número de alimentadores primarios que salen desde el pun-

to alimentador del circuito primario, localizado en el centro del área.

Estas áreas de carga y estos circuitos patrones de geometría variable (descritos en el capítulo II), son abstracciones que sirven para simplificar el estudio.

La siguiente nomenclatura se utilizará en las fórmulas y gráficos que ayudarán al desarrollo de este tema :

KVA_{nt} = Carga total servida desde la subestación.

n = Número de alimentadores primarios.

A_{nt} = Area total de la subestación, en Km^2 .

KV = Voltaje del alimentador primario en Kilovoltios.

D = Densidad de carga en KVA/Km^2 .

V = Porcentaje de caída de voltaje en el alimentador primario.

PLANIFICACION DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.

(Referencia 2).

Un fenómeno común en todas las áreas de carga dentro de un sistema de distribución, es el incremento de la densidad de carga.

Dentro del plan adoptado para servir esas áreas, el crecimiento de la carga debe estar acompañado de un incremento equivalente en la capacidad de la subestación de distribución y en la capacidad de los alimentadores primarios.

Muchas características de las subestaciones de distribución y alimentadores primarios pueden cambiarse, sobre -

cualquier período razonable de tiempo, a condición de que los fondos requeridos para realizar los cambios estén disponibles, y la continuidad de servicio de los usuarios se mantenga mientras se mejora el sistema. Tales cambios pueden afectar a los siguientes parámetros : voltaje del alimentador primario, capacidad de la subestación de distribución y su disposición , número de alimentadores primarios, cargabilidad de los mismos, aplicación de reguladores suplementarios de voltaje, aplicación de capacitores fijos y desconectables, aparatos de seccionamiento de las líneas, etc.

El aumento de la capacidad de una subestación de distribución puede estar comprendido en una gran variedad de planes generales, los cuales a su vez pueden estar comprendidos entre dos extremos. En el uno, el área servida desde la subestación, permanece fija y la capacidad de la subestación debe crecer con el aumento de la densidad de carga. En el segundo extremo se tiene una capacidad fija de transformación en la subestación, debiendo localizarse capacidades adicionales de transformación en nuevos lugares, de acuerdo al crecimiento de la carga.

Estos dos extremos en el crecimiento del sistema de distribución se denominan :

- 1- Planificación de área de subestación constante.
- 2- Planificación de capacidad de subestación constante.

Entre los dos extremos pueden haber una gran variedad de planes.

Cuando la carga crece, el incremento en la capacidad de las subestaciones de distribución y de los alimentadores primarios puede ser lento o rápido, dependiendo de las so

luciones que se hayan tomado. Estas soluciones pueden agruparse en dos categorías generales : Aquellas que se realizan manteniendo la densidad de carga constante, y aquellas en que la densidad de carga se incrementa. Estas últimas se logran generalmente sobre largos períodos de tiempo.

III.1.1 CAMBIOS EN EL SISTEMA A DENSIDAD DE CARGA CONSTANTE.

En esta parte del capítulo, se examinarán los tipos básicos de cambios para subestaciones de distribución y alimentadores primarios, mientras la densidad de carga permanece constante.

En la planificación de un sistema, con mucha frecuencia se deben tomar medidas con el objeto de contrarrestar ciertas deficiencias, como una inadecuada capacidad en las subestaciones de distribución y en los alimentadores primarios existentes, o una pobre calidad y continuidad de servicio.

Generalmente, las subestaciones de distribución y los circuitos de alimentación primaria, son inadecuados ya sea por la insuficiencia en la capacidad de transporte de carga, caídas de voltaje excesivas y salidas de servicio frecuentes y de larga duración.

Continuando con este estudio, por medio de las figuras 13 a 17, se describen cinco planes diferentes respecto al cambio de la capacidad y área servida por la subestación de distribución, o al cambio en el número de alimentadores primarios, bajo la suposición de una densidad de carga constante.

Como ya se dijo anteriormente, se usan para las su-

bestaciones, áreas hipotéticas de carga con forma de polígonos regulares, con el objeto de demostrar los efectos de esos cambios.

III.1.1.a INCREMENTO DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO.

Seguidamente se ilustran varios casos que pueden presentarse cuando la densidad de carga es constante y se incrementa el voltaje primario.

CASO 1.- VARIACION DEL NUMERO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS.

A densidad de carga constante, área y capacidad de la subestación también constantes, y porcentaje de caída de voltaje por alimentador, constante, el número de alimentadores primarios varía inversamente al cuadrado del voltaje del alimentador primario.

Este efecto puede expresarse mediante la relación:

$$n_p \propto \frac{1}{KV^2} \quad \left| \begin{array}{l} \text{cte: } D, KVA_{nt}, A_{nt}, V \end{array} \right. \quad (\text{III-1})$$

En la figura 13, por ejemplo, se ilustran áreas hipotéticas servidas por una subestación de distribución, para lo cual se han empleado tres valores relativos de voltaje: 1,0 KV; 1,73 KV y 3,0 KV, con 18, 6 y 2 alimentadores primarios requeridos a esos voltajes, respectivamente.

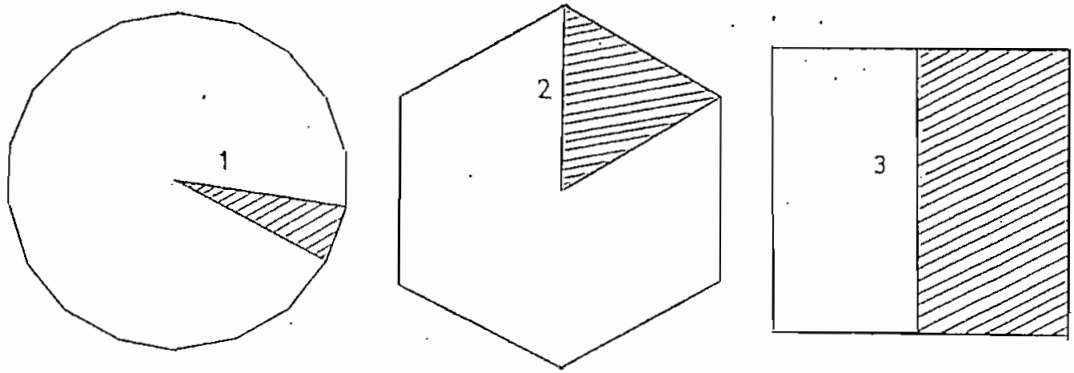


Fig. 13. Variación del número de alimentadores primarios con el voltaje del alimentador, cuando permanecen constantes: D , KVA_{nt} , A_{nt} , V .

Valores relativos de voltaje:

1 KV=1,0; 2 KV=1,73; 3 KV=3,0.

CASO 2.- VARIACION DEL AREA SERVIDA.

Si para un incremento en el voltaje del alimentador primario, el número de alimentadores primarios que salen desde una subestación o punto de alimentación, permanece constante, y el porcentaje total de caída de voltaje por alimentador permanece también constante, cada alimentador puede servir una área más grande, a la misma densidad de carga.

Este efecto puede expresarse mediante la relación:

$$KVA_{nt} \approx A_{nt} \approx KV^{4/3} \quad \left| \quad \text{cte: } D, n, V. \quad \text{(III-2)} \right.$$

La figura 14 muestra las áreas relativas servidas por alimentadores primarios operando a 1,73; 3,0 y 5,0 veces el voltaje original (KV), de un valor relativo de 1,0. Estas áreas serán aproximadamente de 2,07; 4,31 y 8,50 veces el valor del área original, de un valor relativo de área de 1,0.

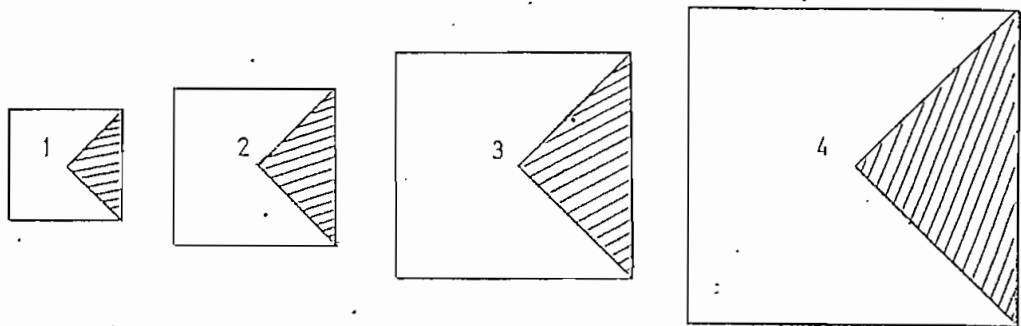


Fig. 14. Variación de la capacidad de la subestación y del área de servicio, cuando permanecen constantes: D , n , V .

Valores relativos de voltaje en el alimentador primario:

1 KV=1,0; 2 KV=1,73; 3 KV=3,0; 4 KV=5,0.

CASO 3.- VARIACION DEL NUMERO DE ALIMENTADORES Y DEL AREA SERVIDA.

Un incremento en el voltaje del alimentador primario puede resultar en una área modelo de subestación, que esté comprendida entre las figuras 13 y 14 como extremos.

Al pasar a un voltaje más alto en el alimentador primario, pueden obtenerse tres resultados: reducción en el número de alimentadores, incremento de la capacidad de la

subestación y reducción en el porcentaje de caída de voltaje en el alimentador. Estos tres beneficios juntos están relacionados por la siguiente expresión :

$$V \approx \frac{KVA_{nt}^{3/2}}{n^{3/2} KV^2} \quad \left| \quad \text{cte: D.} \right. \quad (III-3)$$

La figura 15 muestra los cambios producidos para voltajes más altos en el alimentador primario, mientras que el porcentaje de caída de voltaje en los alimentadores permanece constante.

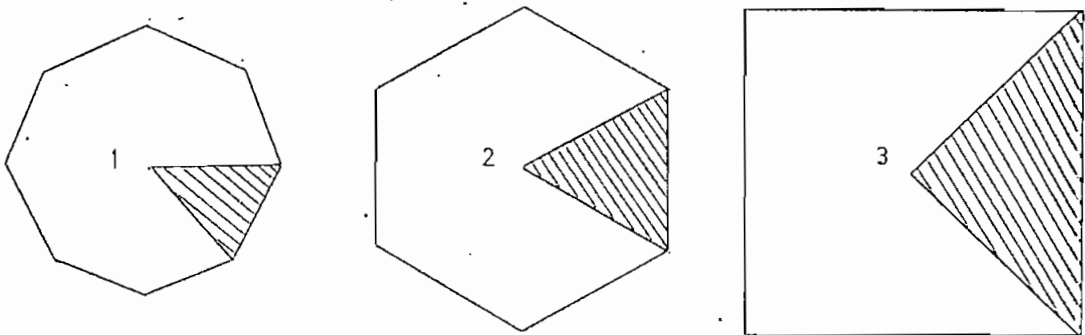


Fig. 15. Variación de la capacidad de la subestación, del número de alimentadores primarios, y del voltaje de alimentación primaria, cuando permanece constante D.

Valores relativos de voltaje en el alimentador primario:

1 KV=1,0; 2 KV=1,73; 3 KV=3,0.

Cuando el voltaje del alimentador primario existente se multiplica por 1,73, el número de alimentadores puede reducirse en un 25 % (de 8 a 6 en este caso), mientras la capacidad de la subestación puede incrementarse en un 55 %.

Con un cambio a tres veces el voltaje original del alimentador primario, el número de alimentadores primarios puede reducirse a la mitad, de 8 a 4, y la capacidad de la subestación puede duplicarse.

Los cambios ilustrados en la fig. 15, no se proponen representar una ingeniería óptima ni un perfeccionamiento económico, sino sólo sirven para representar qué puede o qué no puede realizarse, con el cambio a un voltaje más alto en el alimentador primario.

Si se desea alguna reducción en el porcentaje de caída de voltaje en el alimentador, cuando se realiza el aumento de voltaje, el incremento en la capacidad de la subestación no será tan grande como el mostrado en la fig. 15, pues esta figura ilustra el caso de caída de voltaje constante.

III.1.1.b UTILIZACION DEL MISMO VOLTAGE DEL ALIMENTADOR PRIMARIO.

En este punto se ilustran los posibles cambios en la capacidad de la subestación, y en el modelo del alimentador primario, mientras se mantiene en el alimentador el mismo voltaje.

Tales cambios generalmente, no requieren de los altos costos iniciales que acompañan al aumento del voltaje en

el alimentador primario:

A densidad de carga constante, con el uso del voltaje primario existente, puede incrementarse la capacidad de la subestación de distribución, aumentando el número de alimentadores primarios o incrementando la carga en los alimentadores.

CASO 1.- AUMENTO DE CARGA EN EL ALIMENTADOR.

Un incremento de carga en el alimentador, a densidad de carga constante, trae consigo un incremento en el porcentaje de caída de voltaje en cada alimentador. Por ejemplo, en una subestación hipotética de 4 alimentadores, un incremento del 60 % en la carga del alimentador; resulta en una duplicación del porcentaje de caída de voltaje original; y un incremento del 110 % en la carga del alimentador, resulta en 3 veces el porcentaje de caída de voltaje original.

La siguiente relación describe estos resultados :

$$KVA_{nt} \propto A_{nt} \propto V^{2/3} \quad \left| \text{cte: } D, KV, n. \right. \quad (III-4)$$

Un incremento en el porcentaje de caída de voltaje, debe compensarse mediante diversos tipos de regulación de voltaje en el alimentador primario.

La figura 16 ilustra el ejemplo anotado.

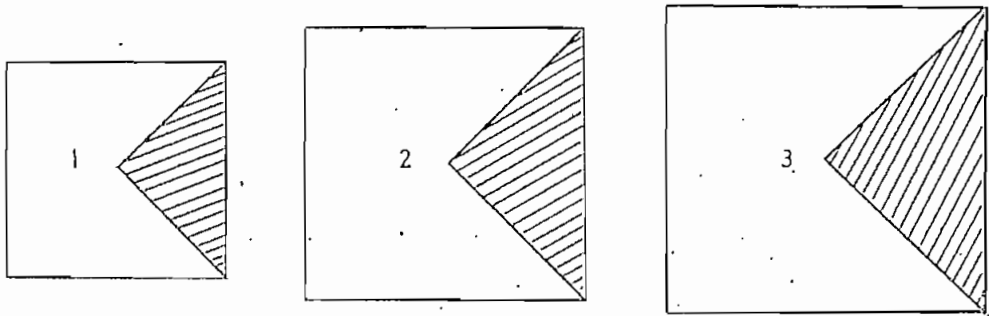


Fig. 16. Variación de la capacidad de la subestación y del área de servicio, cuando permanecen constantes: D , KV , n .

Valores relativos de porcentaje de caída de voltaje en el alimentador primario:

1 $V=1,0$; 2 $V=2,0$; 3 $V=3,0$.

CASO 2.- AUMENTO DEL NUMERO DE ALIMENTADORES.

Un método para incrementar la capacidad de la subestación, con el mismo voltaje en el alimentador primario, e igual porcentaje de caída de voltaje, a densidad de carga constante, consiste en incrementar el número de alimentadores.

La expresión para este tipo de cambio está dada en forma aproximada por :

$$n \approx \frac{KVA_{nt}}{\text{tg}^{1/3} \left[\frac{180}{n} \text{grados} \right]} \quad \text{cte: } D, KV, V. \quad (\text{III-5})$$

Así, la variación de KVA_{nt} con n , dependerá de los valores particulares de n , empleados antes o después del cambio.

En la figura 17, por ejemplo, se muestra un caso de aumento de alimentadores, a densidad de carga y porcentaje de caída de voltaje constantes. Un incremento de 4 a 8 alimentadores permite también, un incremento del 50 % en la capacidad de la subestación. Triplicando el número de alimentadores, é de 4 a 12, se puede aproximadamente duplicar la capacidad de la subestación.

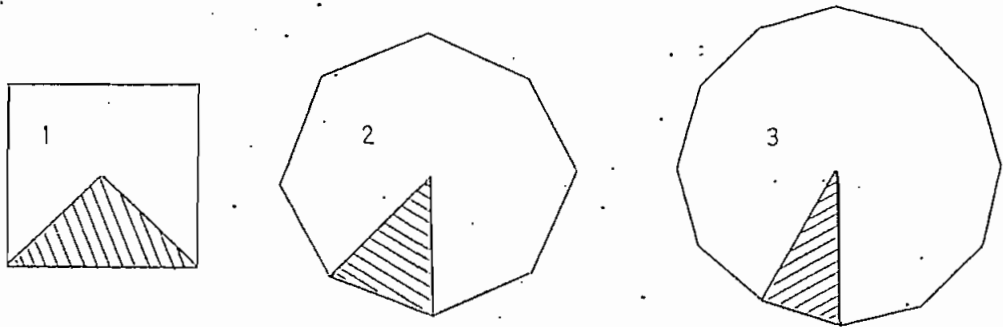


Fig. 17. Variación de la capacidad de la subestación y del número de alimentadores primarios, cuando permanecen constantes : D , KV , V .

Valores relativos de capacidad son :

$$1 \text{ KVA}_{4t} = 1,0; \quad 2 \text{ KVA}_{8t} = 1,5; \quad 3 \text{ KVA}_{12t} = 2,0.$$

En resumen, las variaciones que se efectúen en la capacidad de la subestación y en los alimentadores primarios, a densidad de carga constante, dependerán del tipo de cambio a realizarse.

Las relaciones mostradas en las figs. 13 a 17, son aplicables durante pequeños períodos de tiempo, o en porciones particulares del sistema, en las cuales la densidad de carga se incrementa sólo levemente.

III.1.2. CAMBIOS EN EL SISTEMA CON EL INCREMENTO DE LA DENSIDAD DE CARGA.

Cuando se incrementa la densidad de carga, pueden emplearse varios tipos de planes respecto al cambio del sistema. Estos diferentes planes estarán comprendidos entre dos extremos: el uno manteniendo constante la capacidad de la subestación, y el otro, al mantener constante el área de la misma.

Ninguno de los dos planes extremos permite obtener un óptimo beneficio en todos los componentes del sistema de distribución. Por lo tanto, una planificación óptima consistirá en obtener algunos de los beneficios de ambos planes.

Seguidamente se analizan los dos casos extremos.

III.1.2.a PLANIFICACION CUANDO LA CAPACIDAD DE LA SUBESTACION ES CONSTANTE.

Si la capacidad de una subestación permanece fija cuando la densidad de carga se incrementa, entonces, deben sumarse continuamente incrementos de nueva capacidad, y localizarse en puntos ubicados entre las subestaciones existentes. Esto es así, porque a medida que la densidad de carga se incrementa, si se mantuviera constante la capacidad de la subestación, el área servida por ésta, decrecería.

La principal desventaja de este plan está en que - como la carga crece continuamente, es muy difícil obtener sitios apropiados para la subestación, lo que implica también altos costos de inversión.

Cuando la capacidad de la subestación es constante; la planificación puede agruparse en dos esquemas básicos : En el uno, el número de circuitos de alimentación primaria - permanece constante mientras se incrementa la densidad de - carga. En el segundo esquema, la caída de voltaje del alimentador primario permanece constante al incrementarse la densidad de carga.

Estos dos esquemas se muestran en las figuras 18 y 19.

CASO 1.- NUMERO CONSTANTE DE CIRCUITOS PRIMARIOS.

Con el incremento de la densidad de carga y el uso de un número constante de alimentadores primarios, que suministran energía desde una subestación de capacidad constante, una posible alternativa sería obtener un decrecimiento continuo del porcentaje de caída de voltaje en los circuitos alimentadores. Consecuentemente, debería reducirse paulatinamente la carga de los alimentadores primarios, produciéndose la disminución del área servida por la subestación, con el objeto de mantener un porcentaje de caída de voltaje adecuado.

La siguiente relación describe estos resultados.

$$V \approx \frac{1}{D^{1/2}} \approx A_{nt}^{1/2} \quad \left| \quad \text{cte: } KVA_{nt}, n, KV. \quad \right. \quad (III-6)$$

En la figura 18, por ejemplo, cuando la densidad de carga en una área cualquiera, servida por una subestación de capacidad constante, ha doblado su valor, la caída de voltaje se reduce al 70 % de su valor original, y el área de la subestación se reduce a la mitad.

Cuando la densidad de carga en el área de la subestación, es 4 veces el valor original, el porcentaje de caída de voltaje se reduce a la mitad de su valor original, y el área servida por la subestación se reduce a la cuarta parte de su valor inicial.

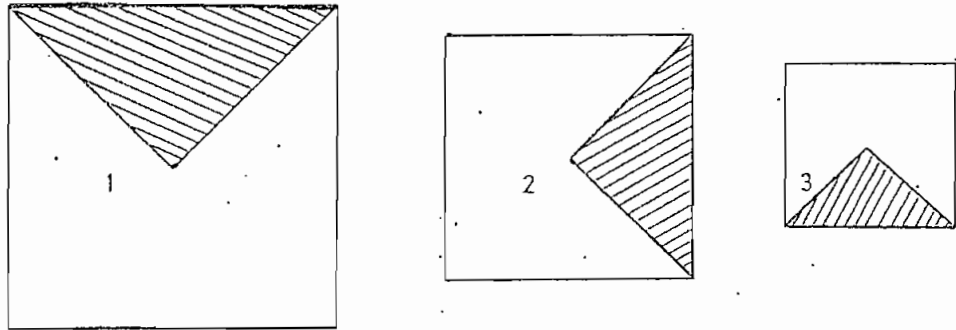


Fig. 18. Variación del área de servicio de la subestación y del porcentaje de caída de voltaje en el alimentador, a medida que la densidad de carga se incrementa, mientras permanecen constantes: KVA_{nt} , n , KV .

Valores relativos de densidad de carga, área de servicio y porcentaje de caída de voltaje son :

- 1 $D=1,0$; $A_{4t}=1,0$; $V=1,0$
- 2 $D=2,0$; $A_{4t}=0,5$; $V=0,7$
- 3 $D=4,0$; $A_{4t}=0,25$; $V=0,5$

CASO 2.- PORCENTAJE DE CAIDA DE TENSION CONSTANTE.

Con el incremento de la densidad de carga y la capacidad de la subestación constante, el porcentaje de caída de voltaje en los alimentadores primarios puede mantenerse constante, mientras el número requerido de alimentadores por subestación disminuya continuamente, trayendo consigo una disminución del área servida.

El número de alimentadores por subestación, como una función de la densidad de carga, está dado por :

$$\bar{n} \approx \frac{1}{D^{1/2}} \approx A_{nt}^{1/2} \quad \left| \begin{array}{l} \text{cte: KVA}_{nt}, V, KV. \end{array} \right. \quad (\text{III-7})$$

En la figura 19, por ejemplo, la capacidad de la subestación permanece constante y, cuando la densidad de carga se duplica, el número de alimentadores primarios requerido, se reduce de 8 a 6 y consecuentemente, el área servida se reducirá aproximadamente a la mitad del área original.

Cuando la densidad de carga se cuadruplica, el número de alimentadores se reduce a 4 y el área servida aproximadamente a la cuarta parte de la original.

Se debe anotar la necesidad de considerar siempre un número entero de alimentadores primarios, lo que requerirá el uso del número entero próximo superior, si el valor de \bar{n} dado en la ecuación (III-7), no resulta en un número entero.

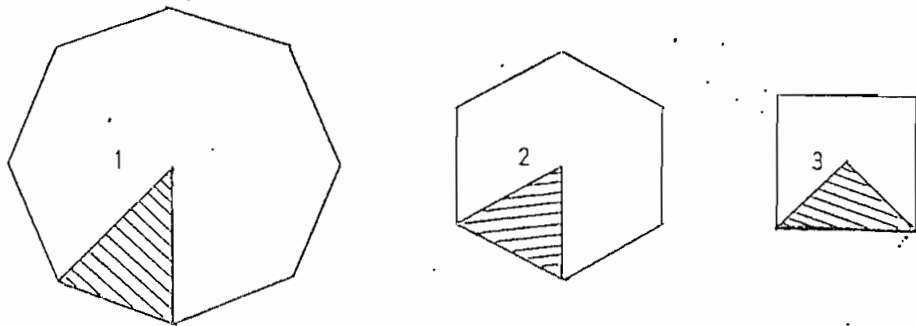


Fig. 19. Variación del número de alimentadores primarios y del área de servicio de la subestación, a medida que la densidad de carga se incrementa, mientras permanecen constantes: KVA_{nt} , V, KV.

Valores relativos de densidad de carga, área de servicio y porcentaje de caída de voltaje son :

$$1 \quad D=1,0; \quad A_{8t}=1,0; \quad V=1,0$$

$$2 \quad D=2,0; \quad A_{6t}=0,5; \quad V=1,0$$

$$3 \quad D=4,0; \quad A_{4t}=0,25; \quad V=1,0$$

III.1.2.b PLANIFICACION CUANDO EL AREA DE LA SUBESTACION ES CONSTANTE.

Si el área servida desde una subestación dada permanece constante, y la densidad de carga se incrementa, debe localizarse en el punto de la subestación una capacidad de transformación adicional, en proporción a la carga incrementada en esa área. Consecuentemente, se debe proporcionar en forma continua una capacidad adicional en el circuito de alimentación primaria, con el objeto de transportar la potencia a los sitios alejados de la subestación en crecimiento.

La ventaja de no tener subestaciones localizadas - en sitios nuevos, a medida que crece la carga, está compensada por la necesidad de construir nuevos circuitos de alimentación primaria, o incrementar la capacidad de transporte de carga de los alimentadores existentes.

CASO 1.- AUMENTO DEL NUMERO DE ALIMENTADORES.

Cuando la densidad de carga en una área determinada se incrementa, deben añadirse alimentadores adicionales - para mantener constante el porcentaje de caída de voltaje en el circuito alimentador. En el caso mostrado en la figura 20, por ejemplo, cuando la densidad de carga y consecuentemente, la carga de la subestación se han duplicado, el número de alimentadores primarios se incrementa de 4 a 7. Al cuadruplicarse tanto la capacidad de la subestación, como la densidad de carga originales, se requieren 10 alimentadores primarios.

La relación entre el número de alimentadores y la capacidad de la subestación, en la planificación que considere el área constante, está dada aproximadamente por :

$$\bar{n} \approx \frac{KVA_{nt}}{D^{1/3}} \quad \left| \text{cte: } A_{nt}, V, KV. \right.$$

(III-8)

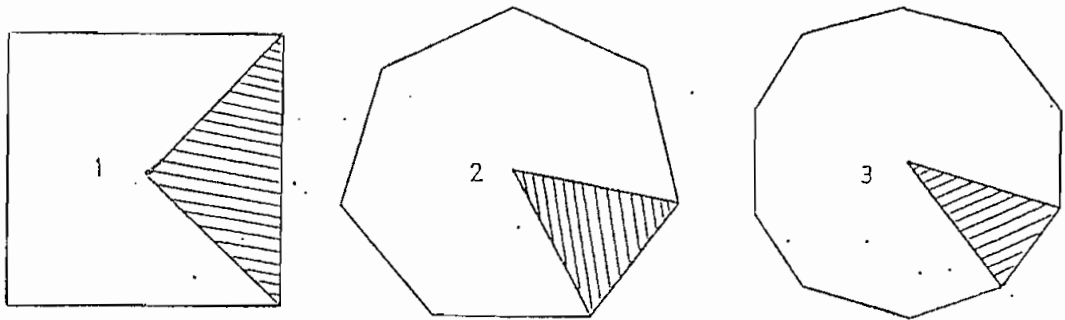


Fig. 20. Variación del número de alimentadores primarios, a medida que la densidad de carga y consecuentemente la carga de la subestación se incrementan, cuando permanecen constantes:

A_{nt} , V, KV.

Valores relativos de densidad de carga, número de alimentadores primarios, y % de caída de voltaje son :

- 1 $D=1,0$; $n=4$; $V=1,0$
- 2 $D=2,0$; $n=7$; $V=1,0$
- 3 $D=4,0$; $n=10$; $V=1,0$.

CASO 2.- NUMERO DE ALIMENTADORES CONSTANTE.

Con el área de la subestación constante, cuando se incrementa la densidad de carga, si no se añaden más circuitos alimentadores, la capacidad de los circuitos existentes debe estar sobredimensionada desde su construcción, o de lo contrario, debe ser continuamente incrementada.

La figura 21 muestra una área fija, servida por el mismo número de alimentadores primarios, a medida que la densidad de carga se incrementa. El porcentaje total de caída

de voltaje en cada alimentador, a medida que la carga crece, va aumentando, de acuerdo con la siguiente relación :

$$V \propto KVA_{nt} \propto D \quad \left| \text{cte: } A_{nt}, n, KV. \right. \quad (\text{III-9})$$

La capacidad de un número constante de alimentadores que sirven una área constante, a medida que la densidad de carga se incrementa, está limitada en dos aspectos: El primero es la capacidad térmica de los conductores del alimentador, y el otro es el máximo porcentaje de caída de voltaje permisible en el circuito alimentador.

A condición de que los circuitos alimentadores existentes sean de capacidad adecuada para transportar la corriente de carga, pueden añadirse, a lo largo de los alimentadores, reguladores suplementarios de voltaje desde el momento en que dicha caída de voltaje llegue a ser excesiva.

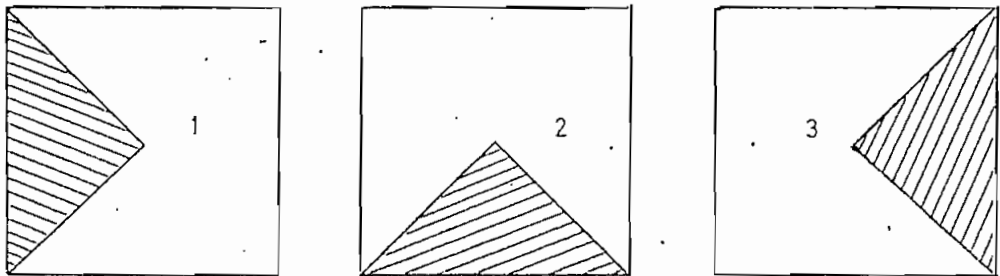


Fig. 21. Variación del % de caída de voltaje en los alimentadores primarios, a medida que la densidad de carga y consecuentemente la carga de la S/E. se incrementan, cuando permanecen constantes: A_{nt} , n , KV. Valores relativos de densidad de carga, número de alimentadores primarios, y % de caída de voltaje son:

- 1 $D=1,0$; $n=4$; $V=1,0$
- 2 $D=2,0$; $n=4$; $V=2,0$
- 3 $D=4,0$; $n=4$; $V=4,0$.

III.1.2.c INCREMENTO DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR.

En la planificación de un sistema siempre se considera el incremento de la densidad de carga. Con frecuencia tal planificación puede considerar también incrementos en el voltaje del alimentador.

Los ejemplos de las figuras 13, 14 y 15, referentes a densidad de carga constante, se basan en incrementos de voltaje en el alimentador primario.

Los ejemplos de las figuras 18 a 21, sobre el incremento de la densidad de carga, se basan en un voltaje de alimentación primaria constante.

Los efectos de incrementar el voltaje del alimentador primario bajo un incremento en la densidad de carga, puede obtenerse por combinación de los planes de las figuras 13, 14 y 15, con cualquiera de los planes de las figuras 18 a 21. Este es un proceso en el cual se mantiene estático un valor de densidad de carga para varios valores de voltaje, - cada uno más alto que el anterior. Esto se repite igualmente para otro u otros valores incrementados de densidad de carga y para los mismos valores de voltaje.

Los efectos de varios planes puede luego observarse, comparando los resultados obtenidos con un valor de densidad de carga, y los siguientes.

III.1.3 PLANIFICACION PARA SISTEMAS ESPECIFICOS.

Los cambios que pueden aplicarse a subestaciones de distribución y alimentadores primarios. se han descrito -

en las figuras 13 a 21.

La planificación para tales cambios puede catalogarse así :

- 1- Planificación a densidad de carga constante.
 - a- Incrementando el voltaje en el alimentador primario, figuras : 13, 14 y 15.
 - b- Manteniendo el mismo voltaje en el alimentador primario, figuras : 16 y 17.

- 2- Planificación cuando se incrementa la densidad de carga.
 - a- Subestaciones de distribución, cuando la capacidad es constante, figuras : 18 y 19.
 - b- Subestaciones de distribución cuando el área es constante, figuras : 20 y 21.

Las ecuaciones (III-1) a (III-9), describen las relaciones cualitativas entre los parámetros : densidad de carga, capacidad de la subestación y área de servicio, número de alimentadores primarios, voltaje de alimentación primaria y porcentaje de caída de voltaje en el alimentador, para las figuras 13 a 21 respectivamente.

Las ecuaciones han sido deducidas de los resultados presentados en los apéndices de la Referencia 2, y son una herramienta práctica para determinar las características físicas y eléctricas del sistema de distribución.

La sustitución de estos parámetros (en amplios rangos y con valores prácticos), en la ecuación (II-26), proporcionan una información muy útil, la misma que puede aplicarse en la planificación de sistemas de distribución específicos.

cos.

En las curvas presentadas en la figura 6, se muestran los resultados típicos de dichas sustituciones.

III. 2. CAPACIDAD Y NUMERO DE TRANSFORMADORES.

III.2.1 ASPECTOS GENERALES.

Uno de los problemas a resolverse en el diseño de las subestaciones de distribución, es el que se refiere a la subdivisión de la potencia total en varias unidades de transformación.

En instalaciones pequeñas y de poca importancia, solamente se coloca un transformador de la capacidad necesaria. Una interrupción del servicio por avería de aquél, puede resolverse cambiando el transformador averiado por otro en buen estado de funcionamiento, ya que en previsión de estos accidentes debe contarse con transformadores de reserva.

En instalaciones importantes el problema se presenta bajo otros aspectos, y debe ser resuelto de acuerdo a cada caso particular.

Una solución ideal consistiría en fraccionar la potencia en varias unidades que trabajarían acopladas en paralelo, y de las cuales funcionarían sólo las necesarias, de acuerdo a la curva de carga del sistema que está alimentado por la subestación. Así sería posible obtener un rendimiento excelente, pero a base de un alto costo de instalación, no solamente por el mayor número de unidades necesarias, sino

también por el equipamiento adicional de las mismas (interruptores, seccionadores, transformadores de medida, etc.).

Hay que considerar que si bien, es conveniente reducir el número de transformadores en cuanto al costo de inversión inicial, en caso de avería de uno de ellos, los restantes deben poder soportar la punta de carga, que generalmente dura unas horas. Disponiendo de un transformador de reserva - la solución es acertada, pero a cambio de una mayor inversión.

En bancos de transformadores trifásicos, constituidos por tres transformadores monofásicos, la solución consiste en disponer de una unidad monofásica de reserva para los diversos bancos, lo que representa una buena economía, pues se requiere de solamente un 33 % de inversión adicional.

Cuando en una instalación compuesta de varias unidades trifásicas, no se dispone de un transformador de reserva, en caso de avería de uno de aquellos, habrá que contar con que los restantes en funcionamiento aporten al menos con una capacidad del 80 % de la de plena carga de la subestación, y a las horas pico, en caso necesario, deberán soportar un 20 % de sobrecarga, siempre y cuando ésta no sea de larga duración.

El tamaño económico de las subestaciones está significativamente influenciado por la capacidad de los transformadores individuales. Uno de los mayores incentivos para el uso de un menor número de transformadores, de capacidad más alta, es su costo más bajo por KVA.

Cuando las subestaciones más grandes están compuestas de más de tres transformadores, esta economía se minimiza por el costo adicional de los circuitos de interrupción, en

especial los de alto voltaje.

De lo expuesto, se deduce que no es posible dar reglas fijas y determinadas acerca del número de las unidades de transformación a utilizarse, pues la solución técnico-económica más conveniente depende de cada caso particular.

III.2.2 TIPOS DE TRANSFORMADORES.

(Referencia 3).

De acuerdo a la clase de enfriamiento, los transformadores se clasifican en los siguientes tipos :

OA .- Sumergido en aceite y autoenfriado.

El aceite circula alrededor del núcleo por convección natural. Los tanques del transformador pueden tener paredes lisas, corrugadas, tubos fijos, desmontables, o radiadores desechables..

Los rangos de capacidad según los diversos tipos de paredes son :

Paredes lisas: transformadores de distribución hasta de 50 KVA.

Paredes lisas y aletas adosadas: hasta 150 KVA.

Con tubos fijos : hasta 3000 KVA

Con tubos desmontables o con radiadores desmontables: 3000 KVA o más.

Los transformadores con un rango de 46 KV. o menos, pueden llenarse con líquidos inertes, en vez de llenarse con aceite.

El transformador tipo OA, sirve como base para evaluar la capacidad y costo de otros tipos de transformadores.

OA/FA .- Sumergido en aceite, autoenfriado; enfriamiento por aire forzado.

Básicamente es un transformador tipo OA al que se añaden ventiladores para incrementar el enfriamiento de las superficies y por consiguiente, incrementar su capacidad. Se lo emplea en sistemas donde se presentan períodos de sobrecarga con determinada frecuencia, sin afectar la expectativa de vida del transformador.

La mayor capacidad en KVA, obtenida mediante el uso de ventiladores, depende del rango de enfriamiento propio del transformador. Estos valores están estandarizados y se muestran en la Tabla 3, para transformadores de capacidad intermedia, según las normas ANSI.

FOA .- Sumergido en aceite, con enfriamiento por aceite y aire forzados.

El intercambio de calor del aceite al aire se efectúa en intercambiadores exteriores de calor. Este tipo de transformador tiene una capacidad de sobrecarga de 1,667 con respecto al tipo OA.

OA/FOA/FOA .- Sumergido en aceite, autoenfriado, con doble enfriamiento de aceite forzado y aire forzado.

La capacidad de un transformador sumergido en aceite puede ser incrementada desde su capacidad OA, mediante la combinación de radiadores y bombas de aceite. Normalmente se construyen en el rango de 10.000 KVA (OA) monofásicos, o ...

12.000 KVA (OA) o más, para unidades trifásicas. Los incrementos de capacidad, respectivamente, son de 1,333 y 1,667 veces la capacidad OA, como se indica en la Tabla 3.

Variaciones estandarizadas de estos transformadores de triple capacidad son los tipos : OA/FA/FA y OA/FA/FOA.

Normalmente se usan controles automáticos de temperatura para mantener los radiadores y bombas en una secuencia seleccionada de acuerdo al incremento de carga del transformador.

OW .- Sumergido en aceite, enfriado por circulación de agua a través de serpentines. Estos se encuentran en contacto con el aceite, que circula por convección natural.

Este tipo de transformador no tiene capacidad nominal autoenfriada.

FOW .- Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado y provisto de enfriadores de agua forzada. En este tipo de unidad se usan intercambiadores externos de calor, para transferirlo del aceite al agua enfriante. Aparte de esto, este transformador es similar al tipo FOA.

AA .- Tipo seco autoenfriado. Estos transformadores disponibles para voltajes de hasta 15 KV., no contienen aceite ni otro líquido refrigerante-aislante. El aire es el medio circundante del núcleo y bobinas y está diseñado para permitir su circulación por convección natural.

AFA .- Tipo seco. Enfriamiento por aire forzado mediante ventiladores. Su capacidad corresponde a la del tipo AA, más la de ventilación.

AA/FA .- Tipo seco, con enfriamiento por convección natural. Con enfriamiento por aire forzado mediante radiadores.

TABLA 3.

POTENCIAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CAPACIDAD INTERMEDIA
SEGUN LAS NORMAS ANSI.*

Tipo de Enfriamiento.	KVA CON VENTILACION NATURAL		Porcentaje de los KVA de ventilación natural, con ventilación auxiliar.
	Monofásico	Trifásico	
OA/FA	501-2499	501-2499	115
	2500-9999	2500-11999	125
	10.000	12000-30000	133
OA/FA/FOA	10.000- 16.667	12000-30000	133/166

-Un transformador diseñado para un aumento de temperatura de 65°C. puede soportar un aumento de carga del 12 %, sin reducción de su vida útil.

- Una unidad diseñada para un aumento de temperatura de 55°C no tiene la capacidad adicional del 12 %.

* Estos valores se basan en la prueba del punto más alto de temperatura del cobre, que es de 65°C. sobre los 30°C. de temperatura ambiente.

Utilizando la información anterior; seguidamente se indican las características de un transformador normal, según las normas ANSI.

Las características nominales de una unidad trifásica, diseñada para un aumento de temperatura de 55°C, OA/FA, con potencia básica de 12 MVA, serían las siguientes:

OA	55°C.	12000	KVA
FA	55°C.	15960	KVA
FOA	55°C.	19920	KVA

Si la unidad trifásica fuese diseñada para un aumento de temperatura de 65°C, podría soportar un aumento de carga del 12 %, sin reducción de su vida útil;

III.2.3 GUIAS DE CARGABILIDAD PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE.

Los KVA nominales de salida de un transformador, es aquella carga que puede entregar continuamente a voltaje nominal, sin exceder un cierto rango de temperatura, medida bajo condiciones de prueba, preestablecidas.

La potencia que entrega un transformador en servicio, puede ser mayor o menor que la nominal, dependiendo de las características de diseño y de las condiciones de operación existentes en determinado momento particular.

El tema referente a la sobrecarga de los transformadores de potencia, sobre sus características nominales de placa, ha sido muy discutido.

Es necesario saber por qué es factible sobrecargar los transformadores, y cuáles son los factores que determinan la cargabilidad permisible que es apropiada, para un conjunto de condiciones dadas.

Las características nominales de placa, dan la carga de trabajo continuo del transformador, para 95°C. de temperatura máxima de los bobinados, pudiendo obtenerse así, un servicio satisfactorio y una razonable vida útil.

Los 95°C. significan un aumento de temperatura de hasta 65°C. como máximo, sobre 30°C. de temperatura ambiente, promediada durante cualquier período de 24 horas, y que en ningún momento exceda los 40°C. Por consiguiente, las condiciones de 30°C. de temperatura ambiente, y 100 % de carga, establecen las bases de la capacidad nominal del transformador.

Así, la capacidad de sobrecarga de un transformador, sin exceder los 95°C. de temperatura máxima de los bobinados, depende de las variaciones de la temperatura ambiente, y también del hecho de que la temperatura del aceite no sigue instantáneamente los cambios efectuados en la carga del transformador, a causa del almacenamiento térmico producido.

Se puede sobrecargar al transformador hasta exceder los 95°C. de temperatura máxima de los bobinados. Cuando esto ocurre, el exceso de temperatura disminuirá la vida del aislamiento, y consecuentemente, la vida útil del transformador.

III.2.3.a CARGABILIDAD BASADA EN LA TEMPERATURA AMBIENTE.

Los transformadores sumergidos en aceite y enfriados por aire, construídos para cumplir las normas establecidas, operarán continuamente con una expectativa normal de vida, a carga y voltajes nominales, para una temperatura ambiente promedio no mayor de 30°C, a través de un período de 24 horas, con una temperatura máxima del aire que no exceda de 40°C.

Los transformadores enfriados por agua están construídos para operar continuamente a potencia nominal, con una temperatura ambiente promedio del agua de 25°C, y que no exceda los 30°C.

Cuando la temperatura promedio del medio refrigerante es diferente de los valores dados, debe hacerse una modificación de la cargabilidad del transformador, de acuerdo a la Tabla 4. (Referencia 3).

TABLA 4.- PORCENTAJE DE CAMBIO EN LOS KVA DE CARGA, POR CADA GRADO CENTIGRADO DE VARIACION EN LA TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO.		
Tipo de Enfriamiento	Aire sobre 30°C promedio o Agua sobre 25°C promedio.	Aire bajo 30°C promedio o Agua bajo 25°C promedio.
Autoenfriado	-1,5% por °C.	+1,0% por °C.
Enfriamiento de Agua	-1,5	+1,0
Enfriamiento de Aire Forzado	-1,0*	+0,75*
Enfriamiento de Aceite Forzado	-1,0*	+0,75*
* (Basado en el enfriamiento forzado nominal).		

En casos en que la diferencia entre la temperatura máxima del aire y la temperatura promedio del aire, exceda los 10°C , se debe usar una nueva temperatura, 10°C menor que la máxima, en lugar de la temperatura promedio verdadera.

La diferencia permisible entre las temperaturas máxima y promedio, del agua de enfriamiento de los transformadores, es de 5°C .

III.2.3.b CARGABILIDAD BASADA EN LA MEDICION DE LA TEMPERATURA DEL ACEITE.

La alta temperatura tiene una gran influencia en el grado de deterioro del aislamiento de un transformador de potencia.

Para transformadores sumergidos en aceite, los límites de temperatura han sido fijados en 105°C como máximo, y 95°C como promedio, a través de un período de 24 horas.

Estos límites determinan una expectativa normal de vida del transformador.

La temperatura máxima del aceite, más un incremento de temperatura adecuado, se denomina: "punto máximo de calor - del cobre sobre la temperatura máxima del aceite", o también "gradiente máxima de calor del cobre", y se utiliza para indicar el punto más alto de calor y temperatura.

Para determinar la temperatura máxima permisible del aceite, para una carga particular, se resta de 95°C , la gradiente máxima de calor del cobre, para esa carga.

La gradiente máxima de calor del cobre debe obtenerse de los datos de diseño del transformador, para obtener resultados precisos. Sin embargo pueden asumirse valores típicos, para propósitos estimativos.

Si se conoce la gradiente de calor del cobre para cierta condición de carga, puede encontrarse mediante la figura 22 (Referencia 3), un estimativo de otra gradiente para otras condiciones de carga.

En la figura 23, tomada de la misma Referencia anterior, se presenta una guía de cargabilidad basada en valores de temperatura máxima del aceite.

III.2.3.c CARGABILIDAD BASADA EN EL FACTOR DE CAPACIDAD.

La capacidad utilizada en un transformador, conocida como factor de capacidad del transformador, (KVA de operación divididos por los KVA nominales), promediado a través de un período de 24 horas, puede ser inferior al 100 %. Cuando esto ocurre, puede incrementarse la carga máxima del transformador.

La Tabla 5 (Referencia 3), da el incremento porcentual en la carga máxima, como una función del factor de capacidad, en base a una expectativa normal de duración del transformador.

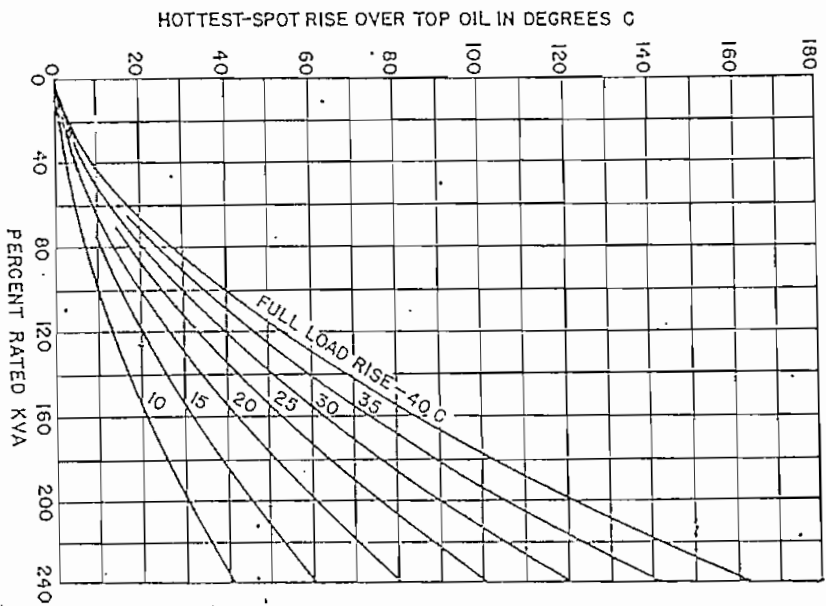


Fig. 22.
 Punto máximo de temperatura del
 cobre sobre la temperatura del
 aceite, para varios valores de
 temperatura del cobre, a plena
 carga.

Fig. 23.
 Guía de cargaabilidad, basada en la
 temperatura máxima del aceite.
 (A) T_{pos} : OA, OW, OA/FA
 (B) T_{pos} : OA/FA/FOA,
 FOA, FOW.

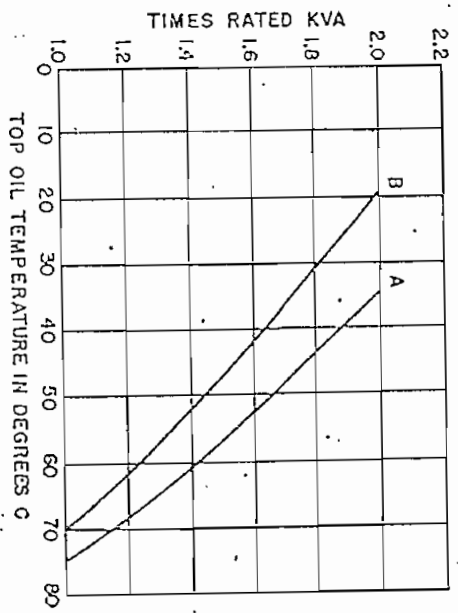


TABLA 5.- CARGA PERMISIBLE DEL TRANSFORMADOR, BASADA EN UN PROMEDIO DE LOS FACTORES DE CAPACIDAD EXPRESADOS EN %*.

Tipo de Enfriamiento	% de Incremento sobre los KVA nominales por cada 1% del Factor de Capacidad inferior a 100.	Máximo porcentaje de incremento sin tomar en cuenta el Factor de Capacidad.
Autoenfriado	0,5	25
Enfriam. de Agua	0,5	25
Enfriam. por Aire Forzado.	0,4	20
Enfriam. por Aceite Forzado.	0,4	20

* Aquí, el porcentaje del Factor de Capacidad es igual a $\frac{\text{KVA de operación}}{\text{KVA nominales}} \times 100$, promediado a través de un período de 24 horas.

III.2.3.d. CARGABILIDAD BASADA EN SOBRECARGAS DE CORTA DURACION.

Las sobrecargas de corta duración, que no se repiten más de una vez en un período de 24 horas, pueden ocasionar una reducción predecible en la vida del transformador.

La sobrecarga permisible, es una función de la carga promedio previa al período de sobrecarga, de acuerdo a la Tabla 6 (Referencia 3).

TABLA 6 .- CARGABILIDAD PERMISIBLE DEL TRANSFORMADOR
BASADA EN UNA ESPECTATIVA NORMAL DE VIDA .

Duración de la Sobrecarga en Horas.	CARGA MAXIMA EN P.U. DE LA CAPACIDAD NOMINAL ^(a) DE TRANSFORMACION.								
	OA, OW			OA/FA ^(b)			OA/FA/FOA,FOA ^(c)		
	Carga Inicial Promedio en P.U. de la Capacidad Nominal de Transformación.								
	0,90	0,70	0,50	0,90	0,70	0,50	0,90	0,70	0,50
0,5	1,59	1,77	1,89	1,45	1,58	1,68	1,36	1,47	1,50
1	1,40	1,54	1,60	1,31	1,38	1,50	1,24	1,31	1,34
2	1,24	1,33	1,37	1,19	1,23	1,26	1,14	1,18	1,21
4	1,12	1,17	1,19	1,11	1,13	1,15	1,09	1,10	1,10
8	1,06	1,08	1,08	1,06	1,07	1,07	1,05	1,06	1,06

(a) Se asume para esta Tabla, las temperaturas ambiente de 30°C para el aire y 25°C para el agua.

(b) Basado en el enfriamiento FA nominal.

(c) Basado en el enfriamiento FOA nominal.

(d) Use como carga promedio la estimada para 2 horas previas al período de sobrecarga, o una carga promedio para 24 horas (menos el período de sobrecarga); cualquiera de las dos es buena.

Las cargas de corta duración, de valores más altos que los de la Tabla 6, producirán una disminución en la vida del transformador. Algunos valores estimativos al respecto se pueden obtener de tablas de la Referencia 3.

El porcentaje razonable de disminución en la vida del transformador, que se puede sacrificar para enfrentar una emergencia, depende de muchos factores. Al respecto, la Guía ASA, para cargabilidad de transformadores, (Referencia 8), dice lo siguiente : "Una pérdida promedio de vida del 1. por ciento por año, (ó 5 % en algún caso de emergencia), se considera razonable" .

III.2.3.e OTROS FACTORES QUE INFLUENCIAN LA CARGABILIDAD.

A más de los factores : temperatura, características de diseño y condiciones de operación, entre otros, la Guía ASA señala otros factores que pueden limitar la cargabilidad del transformador a valores menores que los expuestos anteriormente. Tales factores incluyen : "expansión del aceite; presión en : las unidades de sellado hermético, pasatas (bushings), soldadura de las conexiones, cambiadores de taps; y, la capacidad térmica del equipo asociado, es decir: cables, reactores, interruptores automáticos, switches desconectadores y transformadores de corriente."

Hay también otros aspectos que deben considerarse. La evaluación de pérdidas, incluyendo las I^2R e I^2X , pueden en ciertos casos, demostrar que a la larga es más económico comprar capacidad adicional de transformación, que sobrecargar diariamente el transformador, en base a los valores sugeridos en las Guías. (Referencia 8).

III.2.4 CAPACIDAD DE LA SUBESTACION.

III.2.4.1 CAPACIDAD NORMAL DE LA SUBESTACION.

Esta es la capacidad de carga de la subestación, bajo condiciones normales, es decir con todo el equipo y las líneas existentes en servicio. Este valor refleja la capacidad de carga del transformador, con una expectativa de vida normal.

Las características de la carga del sistema, determinarán cuál es la capacidad normal de la subestación.

III.2.4.2 CAPACIDAD FIRME DE EMERGENCIA.

La capacidad firme de emergencia de la subestación, es la carga que ésta puede servir con una línea o un transformador fuera de servicio. En la mayoría de los casos, este límite lo determina una salida de servicio por daño en el transformador.

Para incrementar la capacidad firme de la subestación, hasta un valor tan alto como práctico, se acepta sobrecargar al transformador por un corto tiempo y con un cierto sacrificio de su expectativa de vida. Por lo tanto, habrá que definir el tiempo de duración de la emergencia y la pérdida de vida que se acepte.

La que con más frecuencia se usa es la "capacidad firme de emergencia por 24 horas", sobre la base de que la emergencia (pérdida de suministro en la línea o en el transformador), pueda ocurrir justamente antes de la punta de car

ga diaria, y de que la subestación no será aliviada antes de que la emergencia haya concluido. Sin embargo, se asume que - dentro de 24 horas, esto es, antes del próximo pico diario, la estación ya podrá restituirse a su operación normal; la carga habría sido transferida a otras subestaciones adyacentes, o una capacidad de transformación de reserva habría entrado en servicio.

La pérdida en la expectativa de vida normal del transformador, debido a la "capacidad firme de emergencia por 24 horas", varía en un amplio rango, puesto que ella es función de la frecuencia de estas emergencias, y de la política seguida por la Empresa.

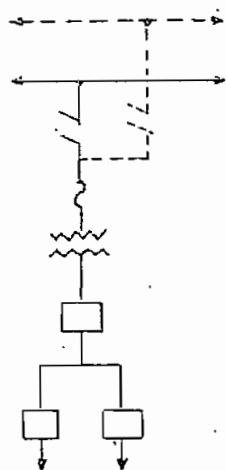
Como se indicó, los valores de pérdidas van desde cero hasta 5 ó 6 %, siendo el valor más común el de 1 % anual. (Referencia 9).

III.2.4.3 INFLUENCIA DEL NUMERO DE TRANSFORMADORES EN LA CAPACIDAD FIRME DE EMERGENCIA DE LA SUBESTACION.

En la figura 24, se ilustra el efecto que tiene el número de transformadores por subestación, sobre la capacidad firme de emergencia de la misma.

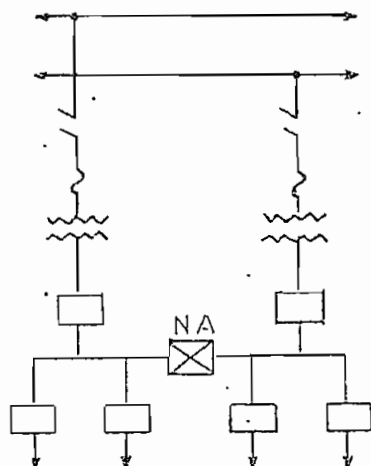
Estrictamente hablando, una subestación con un solo transformador, no tiene capacidad firme de emergencia. Si el transformador sale fuera de servicio, la carga queda sin alimentación. Lo mismo puede decirse si se tiene un solo circuito de alimentación y ocurre una falla en éste. Sin embargo, el servicio puede mantenerse o restaurarse mediante un circuito suplementario en alto voltaje, si se tiene el equipo de interrupción necesario, y un doble suministro de energía. (Figura 24 A).

FIG. 24. CAPACIDAD FIRME DE EMERGENCIA
VS. NUMERO DE TRANSFORMADORES POR SUBESTACION .



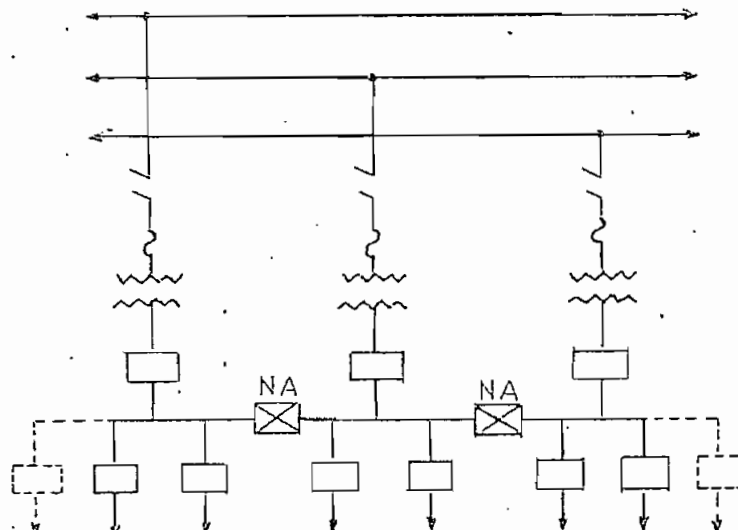
A

SUBESTACION
DE
UN TRANSFORMADOR.
SIN CAPACIDAD
FIRME DE
EMERGENCIA.



B

SUBESTACION
DE
DOS TRANSFORMADORES.
CAPACIDAD FIRME IGUAL
A LA CAPACIDAD DE EMERGENCIA
DE UN TRANSFORMADOR .



C

SUBESTACION
DE
TRES TRANSFORMADORES .
CAPACIDAD FIRME IGUAL A 1,5 VECES
(Ó 2), LA CAPACIDAD DE EMERGENCIA
DE UN TRANSFORMADOR.

La mayoría de las subestaciones de distribución en servicio, son de un solo banco y hay sistemas que solamente tienen subestaciones de este tipo.

Para una subestación de dos transformadores, fig. 24 B, la capacidad firme se define como la capacidad de emergencia de un transformador, cuando el otro está fuera de servicio. Para esto se asume que antes de los subsiguientes picos diarios, la carga podrá reducirse (por transferencia por ejemplo), a un valor que esté dentro de la capacidad normal del equipo permanente.

Para una subestación de tres transformadores, la capacidad firme de emergencia es aquella que no excede la capacidad de emergencia de los dos transformadores restantes, cuando uno está fuera de servicio.

Dependiendo de la disposición de la barra de baja tensión, la capacidad firme de emergencia puede ser 1,5 ó 2 veces la capacidad de emergencia de un transformador.

Si los dos transformadores restantes están en paralelo, cuando uno está fuera de servicio, la capacidad firme de emergencia de la subestación, es dos veces la capacidad de emergencia de un transformador, puesto que los dos transformadores que permanecen, comparten las cargas por igual.

Sin embargo, puede no ser permisible una operación en paralelo, ya sea por la corriente de falla permitida en los alimentadores, o por la capacidad interrúptiva del equipo de baja tensión. En este caso, con el arreglo de la barra mostrado en la figura 24 C, la capacidad firme sería 1,5 veces la capacidad de emergencia de un transformador.

Esto es así, porque la carga abandonada por el transformador fuera de servicio, puede ser recobrada por uno u otro de los transformadores permanentes. Por lo tanto, para evitar un exceso en la capacidad de este transformador, la carga por sección de barra, debe limitarse a la mitad de la capacidad de emergencia de un transformador, dando una capacidad firme de emergencia total de la subestación, de 1,5 veces la capacidad de emergencia de un transformador.

La cargabilidad permisible, o la capacidad firme de emergencia de la subestación, puede incrementarse a dos veces la capacidad de emergencia de un transformador, si la disposición de la barra de bajo voltaje es tal, que permita la permanencia de los transformadores fuera del paralelo, y que cada transformador sirva a la mitad de los alimentadores, cuando el transformador esté fuera de servicio. Esto asume igual carga en los alimentadores y desprecia cualquier diferencia en la carga diversificada de los mismos.

Las subestaciones de distribución con cuatro o más bancos de transformadores, no se usan con mucha frecuencia. El costo de los circuitos de alto voltaje y de los circuitos de interrupción, para dar un suministro independiente a cada transformador, tiende a ser muy alto. (Referencia 9).

III.3 REGULACION DE VOLTAJE EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.

La subestación es el primer lugar para la instalación del equipo de regulación de voltaje, que, en estos casos, se utiliza normalmente para corregir las variaciones en el voltaje de subtransmisión, en vez de las variaciones o caídas de voltaje en las redes de distribución.

Al utilizar equipos de regulación de voltaje, puede elegirse entre varias alternativas. Si se desea regular la tensión en las barras colectoras de la subestación, puede hacerse por medio de cambiadores de tomas bajo carga (CTBC) en el transformador de la subestación, o bien con reguladores de voltaje, ya sean trifásicos o monofásicos.

También se puede hacer uso de capacitores desconectables, localizados en la barra de bajo voltaje.

Si se precisa mejor uniformidad de voltaje que la que se obtiene con la regulación en las barras colectoras, puede emplearse la regulación en cada alimentador, por medio de reguladores monofásicos o trifásicos del tipo de distribución, o bien por medio de capacitores u otros medios.

Los factores que deben tomarse en cuenta para determinar la alternativa correcta, serán los siguientes :

- 1- Los requisitos de voltaje en la carga.
- 2- El costo de las alternativas.
- 3- Los requisitos de espacio en la subestación.
- 4- La apariencia.
- 5- La flexibilidad y la movilidad.

6- La carga de cortocircuito.

7- Los medios de mantenimiento.

Los requisitos de voltaje vienen a ser el factor más importante que debe tenerse en cuenta en la evaluación, para lo cual hay que considerar las características de los alimentadores que salen de la subestación, así como también las variaciones de voltaje.

Si en una subestación determinada, todos los alimentadores tienen la misma variación de carga, los mismos tipos de carga, longitudes parecidas, bien sea como líneas aéreas o subterráneas, de sistemas rurales o urbanos, el tipo de regulación en las barras colectoras será suficiente.

Por el contrario, si la subestación tiene alimentadores de distintas longitudes, algunos de ellos aéreos y otros subterráneos, que alimentan indistintamente zonas residenciales y comerciales, resulta muy difícil obtener el grado de regulación de voltaje que las cargas de hoy en día requieren, mediante la aplicación de la técnica de regulación en las barras colectoras. (Referencias: 1, 10).

III.3.1 TRANSFORMADOR CON CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA (CTBC).

Es un buen recurso de compensación de voltaje. Como estas unidades pueden trabajar en forma permanente en la posición de transición (poseen regulación automática en sus devanados, y transición por reactor), tienen la ventaja de poder ser empleadas en subestaciones medianas, donde no se cuenta con interruptor automático en el lado de alta tensión. Estos transformadores regulados automáticamente, mejoran la

estética de la subestación, y tienen menores costos de instalación.

La compensación permite elevar el voltaje en las barras, en forma proporcional a las componentes RI y XI de la caída de voltaje en la línea, hasta un punto "pivot" (centro de carga), cuya tensión se mantiene prácticamente constante, en forma independiente de la carga. Además, en los terminales de consumo, la variación de voltaje baja considerablemente.

El cambiador de tomas bajo carga (CTBC) viene en varios tipos, de acuerdo al fabricante, y se diferencian por su capacidad y voltaje. La capacidad del CTBC, está dada por la del transformador al cual se acopla. Su operación puede ser manual, manual a control remoto o automática.

Rangos de regulación.

El más común es el rango de $\pm 10\%$, lo que significa que a plena carga el CTBC puede subir o bajar el 10% del voltaje. También los hay con rangos de regulación de $\pm 7\frac{1}{2}\%$, y $\pm 5\%$.

Se diferencian también por el número de pasos de regulación, pudiendo tener: 8, 16 y 32 pasos, dependiendo de las características del sistema.

El de 32 pasos es el más común, y para un rango de $\pm 10\%$, cada paso tiene una regulación de $\frac{5}{8}\%$ (cambia $\frac{3}{4}$ de voltio por paso, sobre una base de 120 voltios).

Estudios económicos de varias Empresas Eléctricas Norteamericanas permiten concluir, que la mayor inversión que representan los transformadores regulados, frente a los de regulación fija, ofrecen una rentabilidad que los justifica plenamente, por los mejores ingresos derivados de la regulación que producen estos transformadores, por el aumento de los consumos y por las menores pérdidas de potencia y energía, que se derivan del aumento del voltaje a las horas de mayor demanda. (Referencias: 1, 11).

III.3.2 REGULADORES DE VOLTAJE.

Los reguladores de voltaje, utilizados para la regulación de la barra, son predominantemente trifásicos.

El banco trifásico, compuesto por tres reguladores monofásicos, se usa cuando hay un excesivo desbalance en el voltaje fase de la barra, o cuando los requerimientos de potencia demandan un regulador de repuesto a ser incluido en la subestación, para propósitos de mantenimiento y emergencia. Esto se debe a que cuatro reguladores monofásicos son menos costosos que dos unidades trifásicas.

El regulador de voltaje, aplicado entre la barra de baja tensión y el transformador de la subestación, corregirá cualquier variación en el voltaje de entrada, para mantener el voltaje de la barra dentro de límites predeterminados. También sus controles pueden fijarse para que se mantenga un voltaje alto en la barra, durante períodos de máxima carga, y un voltaje más bajo en la barra, durante períodos de mínima carga.

El propósito primario, es proporcionar un voltaje - adecuado a la salida de cada alimentador primario, para permitir un diseño económico del sistema, y mantener la amplitud especificada de voltaje.

Los reguladores de voltaje para subestaciones, básicamente son de dos tipos : de inducción y de paso. Cada tipo tiene sus clasificaciones, que obedecen a diferencias de orden técnico y económico.

Los reguladores monofásicos se construyen hasta - 250 KVA y 69 KV y los trifásicos, hasta 2500 KVA y 69 KV, para ambos tipos.

Rangos de regulación.

El más común es el de $\pm 10\%$. Pueden ser de 16 y 32 pasos de regulación.

El de 32 pasos, para el rango de $\pm 10\%$, indica una regulación de $\frac{5}{8}\%$ por cada paso.

El de 16 pasos, para el mismo rango, tiene una regulación de $\frac{5}{4}\%$ por paso.

La capacidad del regulador viene dada por la fórmula :

$$KVA_{\text{(Regulador)}} = \frac{KVA_{\text{(circuito)}} \cdot R\%}{100} \quad (\text{III-10})$$

Donde $R\%$ es el valor de regulación, en porcentaje.

Si el porcentaje de regulación, es menor que el del valor nominal del regulador, éste puede admitir cierta sobrecarga, sin disminución de su duración normal, de acuerdo a la Tabla 7. (Referencias : 1, 11).

TABLA 7. CAPACIDAD DE SOBRECARGA DEL REGULADOR.		
C A P A C I D A D (%)		
R%	Regul. 1 ϕ .	Regul. 3 ϕ .
10	100	100
$8 \frac{3}{4}$	110	108
$7 \frac{1}{2}$	120	115
$6 \frac{1}{4}$	135	120
5	160	130

III.3.3 BANCOS DE CONDENSADORES EN LAS SUBESTACIONES.

Los capacitores, aplicados en las subestaciones, producen varios efectos; entre ellos los siguientes: incrementan el nivel de voltaje; mejoran la regulación de la tensión de la barra; reducen las pérdidas I^2R e I^2X , debido a la disminución en la corriente; mejoran el factor de potencia de los generadores, etc.

Para obtener el máximo beneficio económico de los capacitores, éstos, para sistemas de distribución, deben instalarse lo más cerca posible de la carga. El sitio de instalación más adecuado desde el punto de vista técnico-económico es en los alimentadores, pudiendo también instalarse en las subestaciones.

Los factores que determinan la instalación de capacitores en las subestaciones son :

- 1- Una carga grande se sirve directamente desde la subestación.
- 2- Sobrevoltajes producidos a mínima carga, lo que impide instalar más capacitores fijos en los alimentadores.
- 3- Alto costo de los bancos de capacitores desconectables, provistos de control especial, que se instalan en los alimentadores.
- 4- Por las características propias del sistema, cuando se requiere más reactivos para controlar el voltaje.
- 5- Cuando el sistema es muy grande y se requiere de un gran bloque de capacitores, para facilitar el control desde el centro de despacho de carga.

La instalación de capacitores en las subestaciones se realiza en bancos desconectables. Los grandes bancos rara vez pueden desconectarse en un solo paso, debido a que el cambio de voltaje puede ser excesivo.

Si el banco se controla automáticamente, se usa control de voltaje o control de tiempo a reloj. Otros tipos de control son : de corriente, de factor de potencia, de temperatura, o sus combinaciones.

Los KVAR del banco pueden aumentarse, añadiendo unidades en paralelo; y el voltaje requerido puede obtenerse, añadiendo unidades en serie. A esto se debe que la instalación del banco sea una combinación de grupos de capacitores, conectados en serie. (combinación serie-paralelo).

Por razones económicas, los capacitores deben operar a un voltaje igual o mayor al de diseño, sin sobrepasar el 10 % de su voltaje nominal. Debido a que los KVAR de salida varían con el cuadrado del voltaje, a voltaje inferior al nominal, se obtendría un pobre aprovechamiento de la capacidad del banco.

En bancos de alto voltaje, cada capacitor viene provisto de un fusible del tipo adecuado. Con fusibles individuales, la unidad fallosa puede localizarse más fácilmente, y se asegura también una mejor protección del banco.

El número de unidades serie del banco está determinado por el voltaje fase-neutro del sistema, y por el voltaje nominal de los capacitores.

El número de unidades en paralelo, en cada grupo, es importante. Varias consideraciones afectan la selección del número correcto.

- 1- El número de unidades en paralelo debe ser tal, que asegure la fundición del fusible en cada unidad, cuando ésta se cortocircuite. El fusible debe portar la corriente de fase.

Si el número de unidades en paralelo es muy pequeño, la corriente a través del fusible puede ser tan baja, que éste, en caso de falla de un capacitor, no se funda, o tome

mucho tiempo en hacerlo, ocasionando daños en más unidades.

- 2- Con la operación de un fusible en un grupo, el voltaje en las unidades restantes no debe llegar a ser excesivo, siendo deseable, que el sobrevoltaje no sea mayor que el 110 % del voltaje nominal del grupo.
- 3- Se debe considerar la capacidad nominal de los fusibles que se usen, para evitar su operación en períodos transientes. Tomando en cuenta la energía de arco requerida en el caso de ruptura del capacitor, se ha establecido que la corriente de falla a través del fusible, cuando una unidad llegue a cortocircuitarse, nunca sea menor que 10 veces la corriente nominal del capacitor.

La cantidad de corriente que fluye a través de un fusible, cuando una unidad se cortocircuita, también se ve afectada por el número de grupos en serie, y por el tipo de conexión del neutro.

En la Referencia 1, se presentan dos tablas en las que se puede obtener el número apropiado de unidades que deben usarse en paralelo (cada grupo de capacitores por fase), para un número dado de grupos en serie, y para conexiones de capacitores en Y, con neutro aislado, o con neutro puesto a tierra. (Referencias : 1, 11).

III.4 PERDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES.

Las pérdidas en los transformadores de las subestaciones de distribución, tienen un valor reducido, y puede considerárselas despreciables para el tipo de análisis, objeto del presente trabajo de Tesis.

Es conocido que el rendimiento de los transformadores aumenta con la potencia, debido a que el peso de los materiales necesarios para la construcción de los mismos, se reduce proporcionalmente con el aumento de capacidad, siendo ésta la razón de la disminución de las pérdidas.

Además, con los progresos de la tecnología moderna, los mejores sistemas de aislamiento y refrigeración, contribuyen a que las pérdidas se limiten mucho más.

Las pérdidas en los transformadores son de dos clases : las pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío, y las pérdidas en los arrollamientos o pérdidas en el cobre, debidas a las corrientes de carga.

III.4.1 PERDIDAS DE POTENCIA.

Las pérdidas totales a máxima potencia vienen dadas por la fórmula :

$$P = P_0 + n^2 P_1 \quad (\text{III-11})$$

Donde :

P_0 = Pérdidas en vacío (pérdidas en el hierro), en KW.

P_1 = Pérdidas en los arrollamientos (pérdidas en el cobre, a potencia nominal), en KW.

n = Relación entre la carga máxima y la potencia nominal.

P = Pérdidas totales a máxima potencia, en KW.

Las casas constructoras, suministran como datos las pérdidas en vacío (P_0), y las pérdidas en los arrollamientos (P_1), a plena carga y para un factor de potencia unitario.

Si se supone que las pérdidas totales son del orden de 1,5 %, aproximadamente el 0,5 % correspondería a las pérdidas en el hierro, que son prácticamente constantes, y el 1 % restante, a las pérdidas en los arrollamientos.

III.4.2 PERDIDAS DE ENERGIA.

Para evaluar las pérdidas de energía será preciso conocer el diagrama de carga de la subestación, que debe corresponder a la media de los diversos diagramas durante el año.

Supongamos el diagrama de carga de la figura 25. En este diagrama, el intervalo de tiempo de 24 horas queda dividido en varios períodos, en cada uno de los cuales, la demanda es constante.

Así, el diagrama indica el porcentaje de cada una de las demandas (en relación a la demanda máxima), durante el período de tiempo (en horas), que les corresponde.

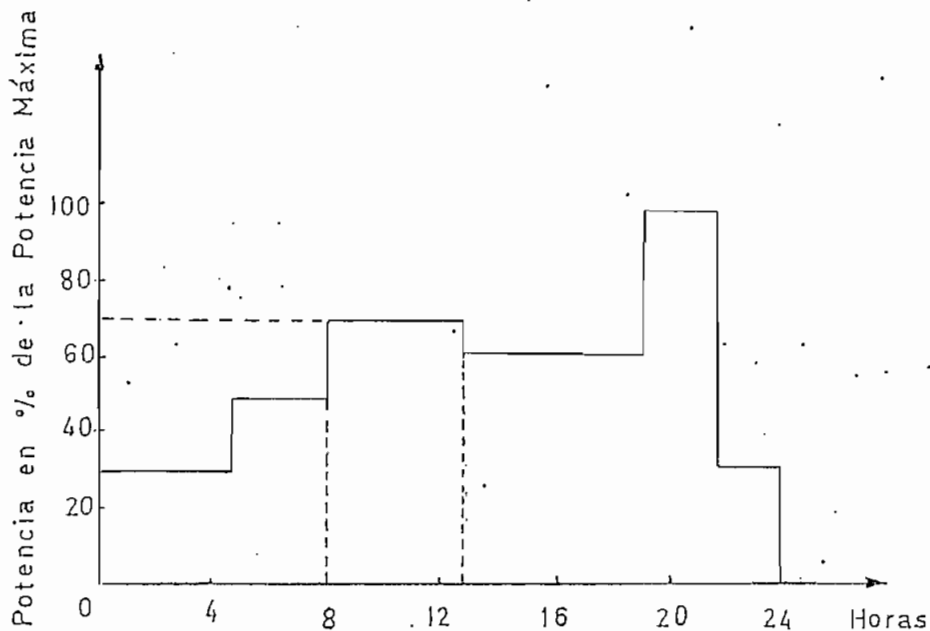


Fig. 25. Diagrama de carga de una subestación.

Habiendo determinado las pérdidas totales de potencia (P), (correspondientes a la hora de máxima demanda), en la subestación, se puede calcular las pérdidas de energía correspondientes a cada uno de los porcentajes de demanda.

Como las pérdidas de potencia son directamente proporcionales a la relación:

$$\left[\frac{(\text{demanda considerada, en \% de la demanda máxima})}{(100 \% \text{ de demanda máxima})} \right]^2 \quad (\text{III-12}),$$

habrá que multiplicar el valor de (P), por cada una de estas relaciones, de acuerdo al porcentaje de demanda considerado.

Si por ejemplo, la demanda durante un período de 5 horas es del 70 % de la demanda máxima, la pérdida de energía será :

$$P_e (70 \%) = \left(\frac{70\%}{100\%} \right)^2 \cdot (P) \text{ KW} \cdot 5 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \cdot 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} \quad (\text{III-13})$$

$$P_e (70 \%) = 0,49 (P) \cdot 5 \cdot 365 = 894,25 (P), \text{ KWH/año.}$$

Procediendo en igual forma con los restantes períodos de tiempo, y sumando los valores obtenidos en cada uno de ellos, para las pérdidas respectivas, se obtendrán las pérdidas totales de energía de la subestación, en KWH/año. (Referencias : 12, 13).

III.5 CONSIDERACIONES ECONOMICAS.

En la selección de las subestaciones de distribución, el costo es un factor de mucha importancia.

Para una subestación de capacidad dada, el costo se incrementa con la cantidad de switches, barras, relés, y el número de transformadores que se usen.

Generalmente, el diseño de la subestación está coordinado con el diseño completo del sistema de distribución.

Las características físicas y eléctricas del sistema, afectan al costo de la subestación. Por ejemplo, cuando se tienen circuitos de subtransmisión subterráneos, las lí-

neas que entran a las subestaciones de distribución, pueden también ser subterráneas; esto afecta en la selección del equipo de desconexión en alto voltaje, y elimina la necesidad de la estructura de acero, interruptores y líneas aéreas; en todo caso, generalmente, la construcción subterránea es más costosa que la construcción aérea.

Para facilitar una comparación económica de los diferentes tipos de diseño, los componentes principales de una subestación de distribución son : el terreno necesario; las estructuras terminales de las líneas de subtransmisión; el equipo de protección y maniobra; los transformadores de reducción de la tensión; las estructuras de las barras de alto y de bajo voltaje, y los alimentadores.

El costo de una subestación de distribución, puede interpretarse de dos maneras : el costo total, o el costo por KVA. En general, el costo por KVA es un valor más significativo para efectos de comparación económica de alternativas.

Para ilustrar lo anterior, asumamos que un mismo diseño de la subestación de distribución, se usa en dos localizaciones diferentes de un sistema. Los voltajes de subtransmisión y de alimentación primaria son los mismos para las dos localizaciones, pero en el un caso, el transformador tiene cuatro veces la capacidad del transformador del segundo caso. Es decir, estas subestaciones son idénticas en todos los aspectos, excepto en la capacidad de transformación.

La subestación que tiene el transformador de más capacidad, debería costar más, sobre la base del costo total, pero menos sobre la base del costo por KVA.

El costo total, compuesto por los costos de : la estructura de la línea de entrada; costo de los desconectadores de alto voltaje, y costo de los desconectadores del alimentador primario, se asume es el mismo para cada caso. Pero el costo por KVA -para este equipamiento-, en la subestación de más capacidad, es menor que el de la subestación de menor capacidad.

El costo del transformador de más capacidad, en base a su menor precio por KVA, podría disminuir en un orden de 10 a 20 %, dependiendo de los rangos de capacidad y de voltaje.

La diferencia en la capacidad de las subestaciones de distribución, es equivalente a una diferencia en la cargabilidad de los alimentadores primarios. Por lo tanto, como el nivel de voltaje primario tiene un efecto directo sobre la cargabilidad del alimentador, también afectará a la capacidad y al número de las subestaciones de distribución.

En la Referencia 1, página 70, se hace una comparación de los costos totales relativos, de diferentes diseños de subestaciones de distribución. Según esta Referencia, la capacidad económica de la subestación se alcanza, cuando la suma de los costos para las tres partes del sistema, es un mínimo.

Estos tres ítems son : el costo de las subestaciones en sí mismas; el costo de subtransmisión, para suministrar energía a las subestaciones, y el costo de los alimentadores primarios servidos por estas subestaciones.

En síntesis, para un sistema dado, hay una capacidad

más económica de la subestación de distribución, para cierta densidad de carga, para determinado tipo de diseño, y para cierta combinación de voltajes.

(Referencias : 1, 14).

C A P I T U L O I V

DESCRIPCION DEL MODELO MATEMATICO.

El modelo matemático que se aplica al programa digital, simula el crecimiento de la carga y áreas de servicio de las subestaciones de distribución.

Los datos de este modelo matemático, se usan para determinar la capacidad, el área de servicio, el programa de expansión de las subestaciones de distribución, el número y la longitud óptima de los alimentadores primarios, de acuerdo al porcentaje de caída de tensión que se tenga en el alimentador.

El modelo también calcula las pérdidas de potencia que se producen en transformación y en los alimentadores primarios.

Las fórmulas y los patrones geométricos que se aplican en el modelo, y que ya se han analizado en los capítulos precedentes, se han obtenido de las referencias : 1, 15 y 16.

En los criterios y análisis efectuados en el modelo matemático, se asumen ciertas simplificaciones que no se cumplen en la realidad, pero que constituyen un método viable para resolver el problema.

Seguidamente se describe el modelo :

IV.1 ARCHIVO DE DATOS.

El desarrollo del modelo matemático requiere que el área en estudio se divida en una malla, conformada por un número preestablecido de áreas componentes, de acuerdo al número

ro de filas y columnas que se especifiquen como datos. De esta manera, el dato básico del modelo está conformado por el número de consumidores y por las demandas promedio mensuales en KWH, para los diversos tipos de consumo, y para cada área básica de carga del sistema en estudio.

En el capítulo V, numeral 3.1, se presenta una descripción detallada de todos los datos necesarios para el programa, y de sus correspondientes códigos de formato.

Estos valores, almacenados en la memoria de la máquina, conforman lo que se ha denominado archivo de datos.

Para facilitar el manejo de los datos en la computadora, todo dato se localiza en el cuarto cuadrante del plano XY, (plano PQ de la figura 26), y está asignado con coordenadas positivas.

MFILAS es el máximo número de filas (eje P), y ... MCOLUM es el máximo número de columnas (eje Q), del área en estudio.

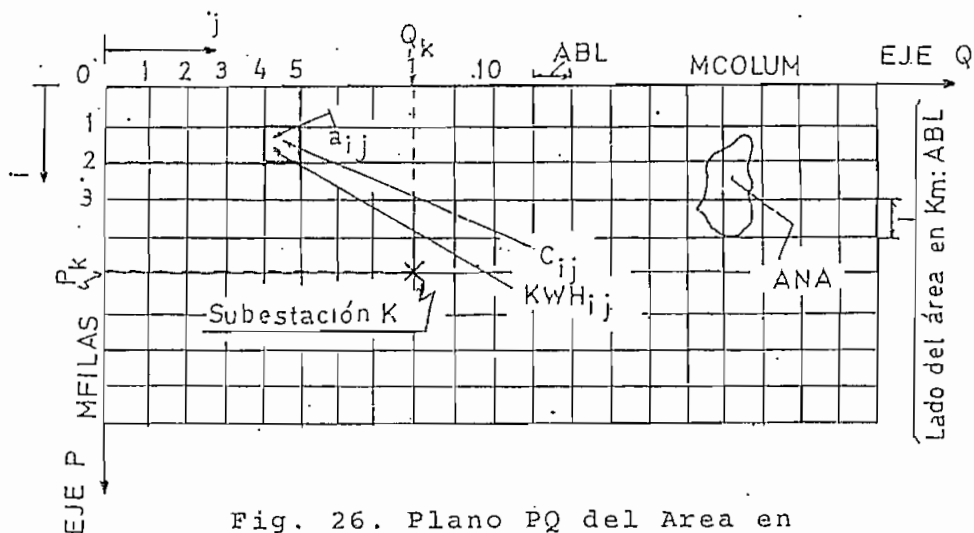


Fig. 26. Plano PQ del Área en estudio.

IV.2 TRANSFORMACION DE CARGA.

Mediante la subrutina de transformación de carga, se determinan los valores de carga, correspondientes a cada área básica.

Los kilovatios de demanda residencial por cada área básica, se obtienen del producto de los factores A_{ij} y B_{ij} . (Referencia 17).

$$KW_{ij} = A_{ij} \times B_{ij} \quad (IV-1)$$

Donde :

$$\text{Factor } A_{ij} = C_{ij} \left[1 - 0,4C_{ij} + 0,4(C_{ij}^2 + 40)^{1/2} \right] \quad (IV-2)$$

C_{ij} = Número de consumidores residenciales por cada área básica de carga, localizada en las coordenadas (i,j).

$$\text{Factor } B_{ij} = 0,005925 (\overline{\text{KWH-mes-consumidor}})_{ij}^{0,885} \quad (IV-3)$$

$(\overline{\text{KWH-mes-consumidor}})_{ij}$ = Demanda residencial promedio mensual por cada área básica de carga, localizada en las coordenadas (i,j):

El Factor A, o factor de consumo, "refleja la diversificación resultante de un incremento en el número de consumidores", y el Factor B, o factor KWH, "refleja el factor de carga del sistema". (Referencia 17).

La carga residencial, contenida en cada área básica de carga, se la obtiene como :

$$L_{ij} = KW_{ij} / \cos\phi_i \quad (IV-4)$$

Donde $\cos\phi_i$, es el factor de potencia de la carga.

La carga para la categoría comercial, por área básica, se obtiene mediante las fórmulas (IV-5) y (IV-6). (Referencia 19).

$$CRGCOM_{ij} = \frac{KWHMCO_{ij} \times CCOM_{ij}}{730 \times FDCOM_{ij} \times \cos\phi_i} \quad (IV-5)$$

Donde :

$KWHMCO_{ij}$ = Demanda máxima mensual para la categoría comercial, en KWH, en el área (i,j).

$CCOM_{ij}$ = Número de consumidores comerciales en el área (i,j).

$\cos\phi_i$ = Factor de potencia de la carga.

$FDCOM_{ij}$ = Factor de diversificación para el consumo comercial, dado por :

$$FDCOM_{ij} = \frac{KWHMCO_{ij}}{KWHCOM_{ij}} \quad (IV-6)$$

Donde :

$KWHCOM_{ij}$ = Demanda promedio mensual para la categoría comercial, en KWH, en el área (i,j).

La carga para la categoría oficial, se determina con las fórmulas :

$$\text{CRGOFI}_{ij} = \frac{\text{KWHMOF}_{ij} \times \text{COFIC}_{ij}}{730 \times \text{FDOFI}_{ij} \times \text{cosfi}} \quad (\text{IV-5a})$$

Donde :

KWHMOF_{ij} = Demanda máxima mensual para la categoría oficial, en KWH, en el área (i,j).

COFIC_{ij} = Número de consumidores oficiales en el área (i,j):

FDOFI_{ij} = Factor de diversificación para el consumo oficial dado por :

$$\text{FDOFI}_{ij} = \frac{\text{KWHMOF}_{ij}}{\text{KWHOF}_{ij}} \quad (\text{IV-6a})$$

Donde :

KWHOF_{ij} = Demanda promedio mensual para la categoría oficial, en KWH, en el área (i,j).

La carga para la categoría industrial, se ha determinado mediante la fórmula (IV-7). (Referencia 20).

$$\text{CRGIND}_{ij} = \frac{\text{KWHIND}_{ij}}{730 \times \text{fcarga} \times \text{cosfi}} \quad (\text{IV-7})$$

Donde :

$KWHIND_{ij}$ = Consumo mensual total, para la categoría industrial, en KWH, en el área (i,j).

$fcarga$ = Factor de carga mensual del sistema.

$CRGIND_{ij}$ = KVA de carga máxima mensual, para la categoría industrial.

La carga total contenida en cada área básica, se la obtiene por la suma de las cargas parciales correspondientes a las cuatro categorías de consumo ya anotadas, así :

$$CRGTOT_{ij} = L_{ij} + CRGCOM_{ij} + CRGOFI_{ij} + CRGIND_{ij} \quad (KVA). \quad (IV-8)$$

El cálculo de la carga total, contenida en cada área básica, se modifica con el objeto de obtener un valor más real, mediante la suma de las cargas de las subestaciones.

$$CRGCTO_{ij} = CRGTOT_{ij} \left[\frac{\sum_{K=1}^N CM_K}{\sum_{i=1}^{MFILAS} \sum_{j=1}^{MCOLUM} CRGTOT_{ij}} \right] \quad (IV-9)$$

Donde :

i = Coordenada P del área básica de carga a_{ij} .

j = Coordenada Q del área básica de carga a_{ij} .

$CRGTOT_{ij}$ = KVA de carga total por a_{ij} , determinada según la subrutina de transformación de carga.

$CRGCTO_{ij}$ = KVA de carga corregida por a_{ij} .

CM_K = Carga medida para la subestación K.

- N = Número total de subestaciones.
 $MFILAS$ = Número de divisiones en P del área en estudio.
 $MCOLUM$ = Número de divisiones en Q del área en estudio.

IV.3 AREAS DE ÓPTIMO SERVICIO.

Para pronosticar las cargas de la subestación, en base a los valores de densidad de carga, se define lo que es una área de óptimo servicio. Estas pueden o no corresponder a las áreas actuales de servicio de la subestación, en cualquier año.

Las áreas de óptimo servicio AOS, están formadas nada más que por la agrupación de cada área básica de carga, con la subestación más cercana.

Así :

AOS_K es el grupo $\{a_{ijK}\}$, tal que a_{ijK} no es un elemento de ANA. (áreas no accesibles). (IV-10)

Donde el a_{ijK} , correspondiente a la subestación K , se determina cuando :

$$\sqrt{(i - P_K)^2 + (j - Q_K)^2} \quad \text{es un mínimo, a medida que}$$

i varía de 1 a $MFILAS$, j varía de 1 a $MCOLUM$, y K varía de 1 a N .

(IV-11)

- P_K = Coordenada P de la subestación K . (Ver fig. 26).
 Q_K = Coordenada Q de la subestación K .
 AOS_K = Area de óptimo servicio de la subestación K .

ANA = Areas no accesibles tales como lagos, ríos, etc., o áreas servidas a diferente voltaje y que no están sujetas a cambio.

IV.4 PRONOSTICOS DE CARGA.

Se hace un pronóstico de carga de la subestación, basado en los valores calculados de densidad de carga.

Para cualquier año, la carga de la subestación CS_K se define como la carga que está dentro del área de óptimo servicio de la subestación.

Así, la carga de la subestación K está dada por :

$$CS_K = \sum CRGCTO_{ij} \quad (IV-12)$$

Donde $\{CRGCTO_{ij}\}$ debe corresponder al $\{a_{ijK}\}$.

Habiendo calculado la carga de la subestación o de las subestaciones del sistema estudiado, se debe hacer un pronóstico de cargas para los próximos años, necesitándose como datos la tasa de crecimiento media anual de carga de las subestaciones, y el número de años (n) de proyección.

Cuando no se conoce la tasa de crecimiento media anual de carga de las subestaciones, o no se tienen datos actualizados de carga, puede utilizarse datos históricos de carga de años pasados, con el objeto de hacer una proyección.

Con estos cálculos, puede obtenerse fácilmente una tasa de crecimiento promedio anual de carga, para cada subestación.

Mediante el programa digital encontrado en la Referencia 18, y que se muestra en el Anexo 3, se obtienen, por el método de mínimos cuadrados, los coeficientes Beta de un polinomio, el cual representará adecuadamente un juego de datos. Este juego de datos : (X,Y), corresponde: en nuestro caso, a un cierto número de observaciones : (año-carga de una subestación K).

Por reemplazo de los coeficientes Beta, en el polinomio (IV-13), para un valor de X igual al número de observaciones más el número de años de la proyección, se obtendrá la carga de la subestación para el último año de la proyección, pudiéndose calcular la tasa de crecimiento media anual de carga de la subestación correspondiente.

$$Y_{(X)} = \beta_0 + \beta_1 X + \beta_2 X^2 + \beta_3 X^3 + \dots + \beta_{10} X^{10} \quad (\text{IV-13})$$

Donde :

$Y_{(X)}$ = Pronóstico de carga de la subestación, para el año X.

(X) = Número de observaciones + n.

n = Número de años de la proyección.

Los pronósticos de carga de la subestación, para cada año de la proyección, están sujetos a la restricción siguiente :

$$\sum_{K=1}^N CS_K^n \geq P_n \quad (\text{IV-14})$$

Donde :

P_n = Pronóstico de la máxima demanda del sistema, para el año n .

Pueden obtenerse estos pronósticos de demanda máxima, con ayuda del programa de mínimos cuadrados de la Referencia 18.

IV.5 CALCULOS DE CAIDA DE VOLTAJE.

Los pronósticos de caída de voltaje se basan en las siguientes suposiciones :

- 1- La densidad de carga es uniforme dentro de una área de servicio de la subestación, y
- 2- El área de servicio de la subestación puede ser aproximada a un polígono regular, de área igual al área servida, y que tenga tantos lados como alimentadores haya.

Este cálculo tiene un proceso de dos pasos.:

Primero se calculan los valores de las áreas de servicio ARS, de las subestaciones. Estas áreas se definen como aquellas que contienen carga y que se encuentran dentro del área de óptimo servicio de la subestación.

Así :

$$ARS_K = \{a_{ij}^K\} \text{ tal que } CRGCTO_{ij} \neq 0 \quad (\text{IV-15})$$

Futuras áreas de servicio pueden pronosticarse para próximos años, mediante la tasa de crecimiento anual del área servida por cada subestación.

Los pronósticos del área de servicio de la subestación, para cada año n de proyección, están sujetos a la restricción :

$$ARS_K^n \leq AOS_K \quad (IV-16)$$

Las caídas de voltaje en el alimentador, para una subestación cualquiera, teniendo n alimentadores, se calcula en base al proceso que indica la Referencia 2.

Sea :

ARS_K el área de un polígono regular de n lados, de lado b , donde se tiene : $n \geq 3$. (Ver fig. 4, capítulo II).

$$ARS_K = \frac{1}{4} n b^2 \operatorname{ctg} (\pi/n) \quad (IV-17)$$

Donde: (π/n) está en radianes, y ARS_K en Km^2 .

$$b = 2 \sqrt{ARS_K / (n \operatorname{ctg} (\pi/n))} = \text{lado del polígono en Km.}$$

Si S , es la altura de los n triángulos isósceles que comprende el polígono, entonces :

$$\operatorname{tg} (\pi/n) = b / 2S$$

$$S = b / (2 \operatorname{tg} (\pi/n)) \quad (\text{IV-18})$$

Donde S es la longitud del alimentador, en Km.

Por la ecuación (II-25) del capítulo II, se tiene que :

$$V_K = \frac{2}{3} S \text{ KP } (CS_K/n) \quad (\text{IV-19})$$

Donde :

KP = Porcentaje de caída de voltaje por KVA-Km., cuyo valor depende del nivel de voltaje, factor de potencia de la carga, espaciamento de los conductores y calibre del conductor utilizado.

V_K = Porcentaje de caída de voltaje en el alimentador de la subestación K.

Cuando el número de alimentadores es $n = 1$ ó 2 , se asume una área cuadrada de servicio, de lado S. (Ver fig. 5; capítulo II).

Entonces :

$$S = \sqrt{ARS_K} \quad (\text{IV-20})$$

Por la ecuación (II-22) del capítulo II, se tiene que :

$$V_K = \frac{S}{2} \text{ KP } CS_K \quad (\text{IV-21})$$

IV.6 CALCULO DE PERDIDAS.

IV.6.1 Pérdidas en Transformación.

Estas pérdidas, como se explicara en el capítulo - III, punto 3, son del orden de 0,5 a 1,5 % de la capacidad de la subestación, pudiendo considerarse este valor como dato.

IV.6.2 Pérdidas en los Alimentaadores.

Habiendo calculado S por los pasos previos, las pérdidas se calculan en base al siguiente proceso : (Referencia 5).

Para el caso de carga uniformemente distribuída, - las pérdidas están dadas por :

$$PS_K = \frac{n}{3} (f \cdot CS_K / KV \cdot n)^2 S.R \quad (\text{Vatios}) \quad (\text{IV-22})$$

Donde :

f = Relación de la máxima demanda del sistema, a la carga conectada.

KV = Voltaje línea a línea, en Kilovoltios.

R = Resistencia del alimentador en ohmios/Km.

PS_K = Pérdidas en los alimentadores de la subestación K.

C A P I T U L O V

DESARROLLO DEL PROGRAMA DIGITAL.

Los programas digitales son una herramienta de gran ayuda, pues tienden a desarrollar métodos rápidos de evaluación de los numerosos parámetros y datos que confronta la planificación de cualquier sistema; en nuestro caso, de un sistema eléctrico de distribución. Esto proporciona soluciones objetivas, de acuerdo a las restricciones impuestas.

El uso de métodos iterativos, resulta ideal para el desarrollo de un programa digital.

Definido claramente el proceso numérico, como un conjunto de fórmulas y operaciones, existen dos pasos necesarios para desarrollar un programa digital. En el primero, la secuencia de operaciones del método de solución, se describe en forma gráfica en un diagrama de flujo. Este diagrama es valioso, como una guía de lo que se quiere hacer.

Entonces, usando el diagrama de flujo, se escribe el programa en uno de los lenguajes que entiende la máquina. FORTRAN es el más conocido y utilizado en la solución de problemas científicos y de ingeniería.

V.1 DIAGRAMAS DE FLUJO.

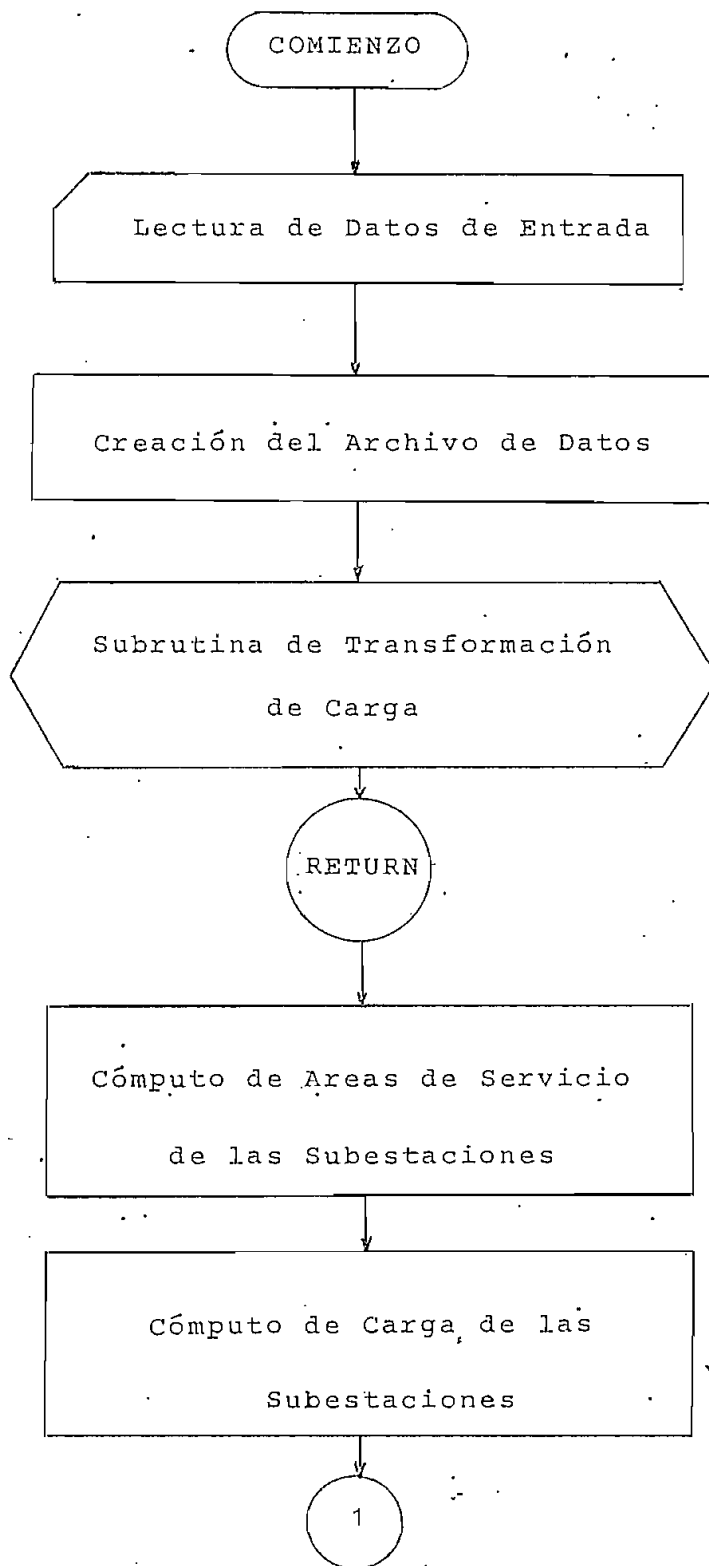
Los diagramas de flujo del presente trabajo de Tesis, pueden dividirse en tres partes :

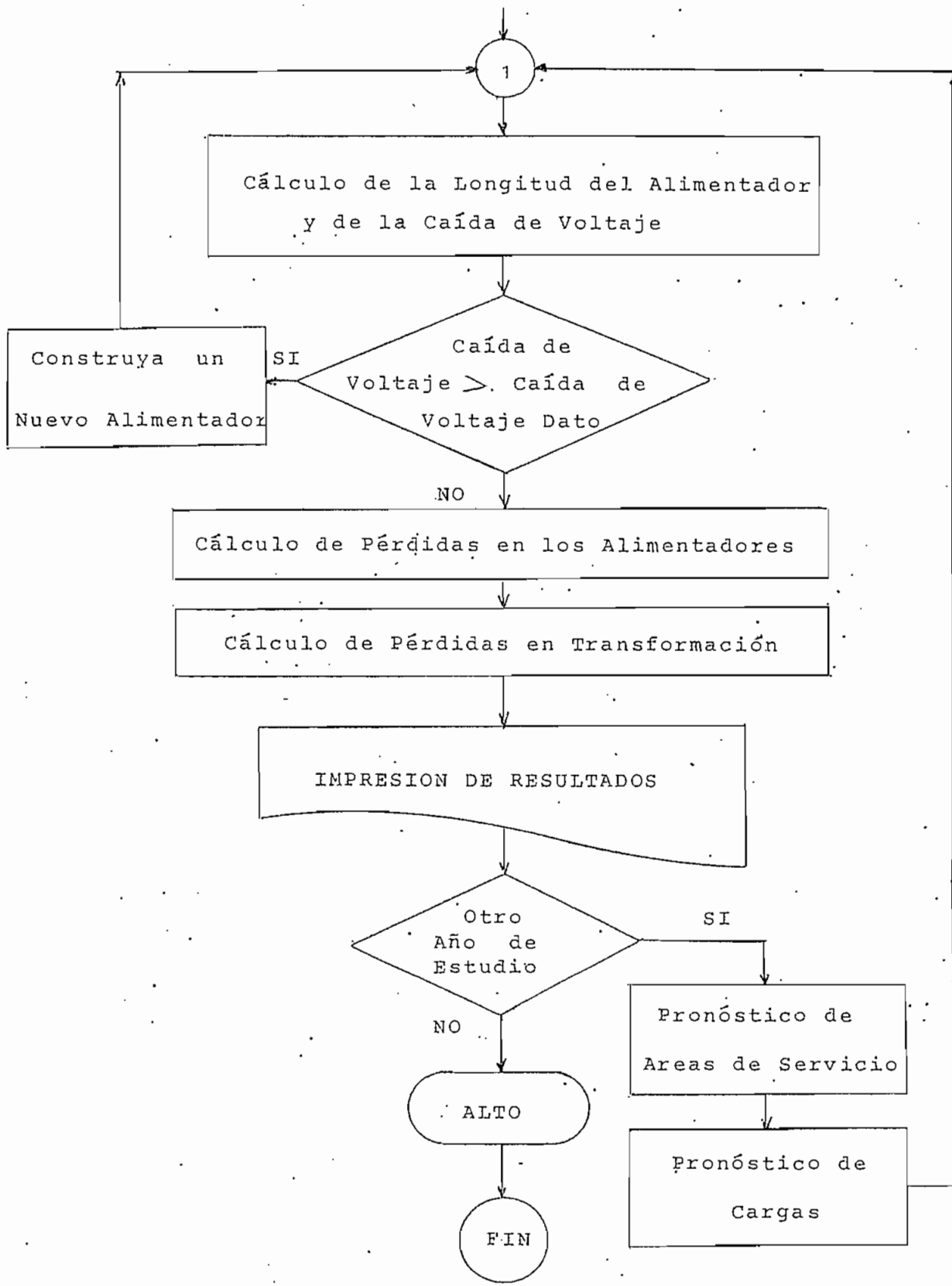
a) El diagrama general de flujo, para dar una visión global del proceso de cálculo del programa..

- b) El diagrama de flujo del programa principal.
- c) El diagrama de flujo de la subrutina TCARGA.

Los dos últimos literales indican la constitución propia del programa.

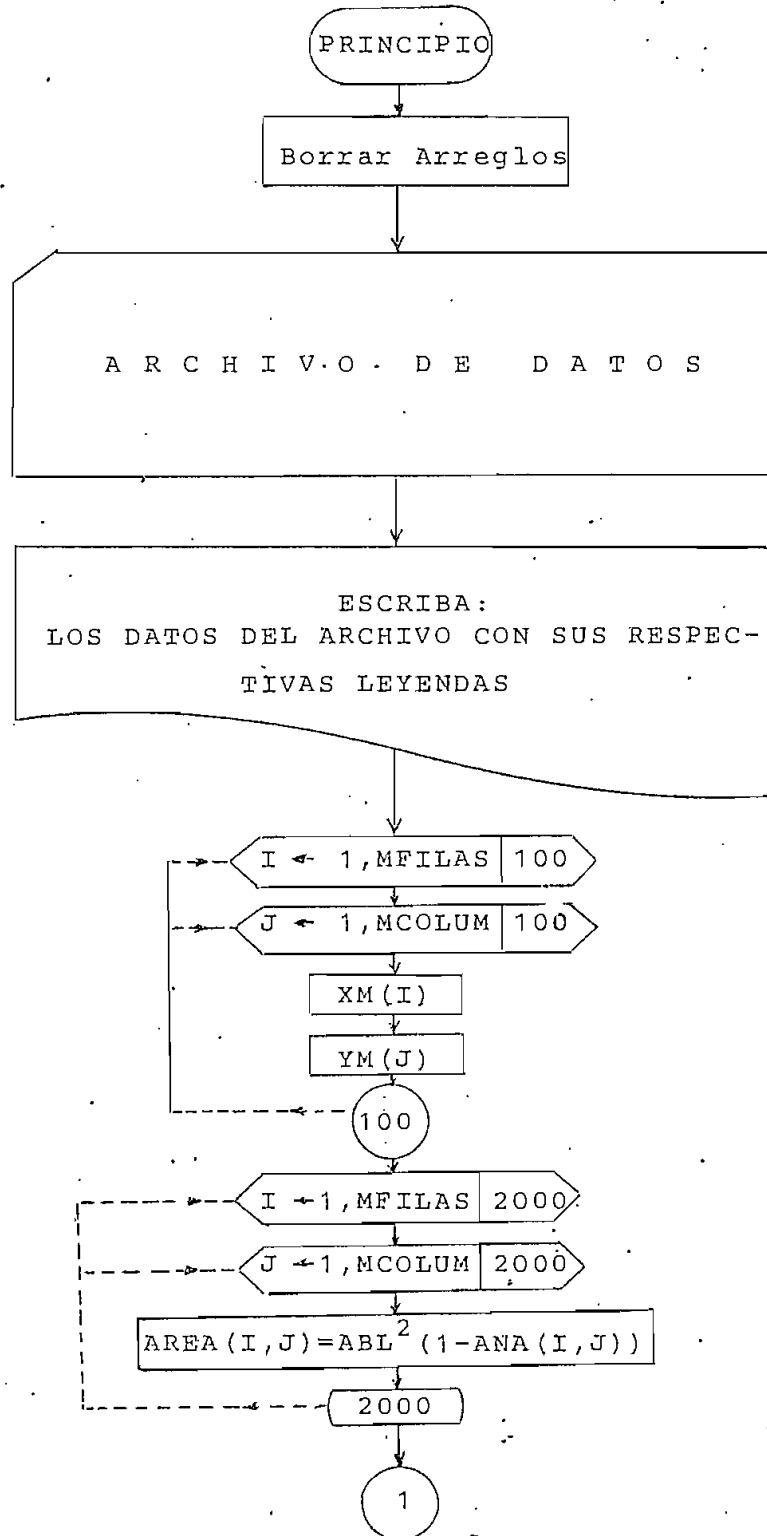
V.1.1

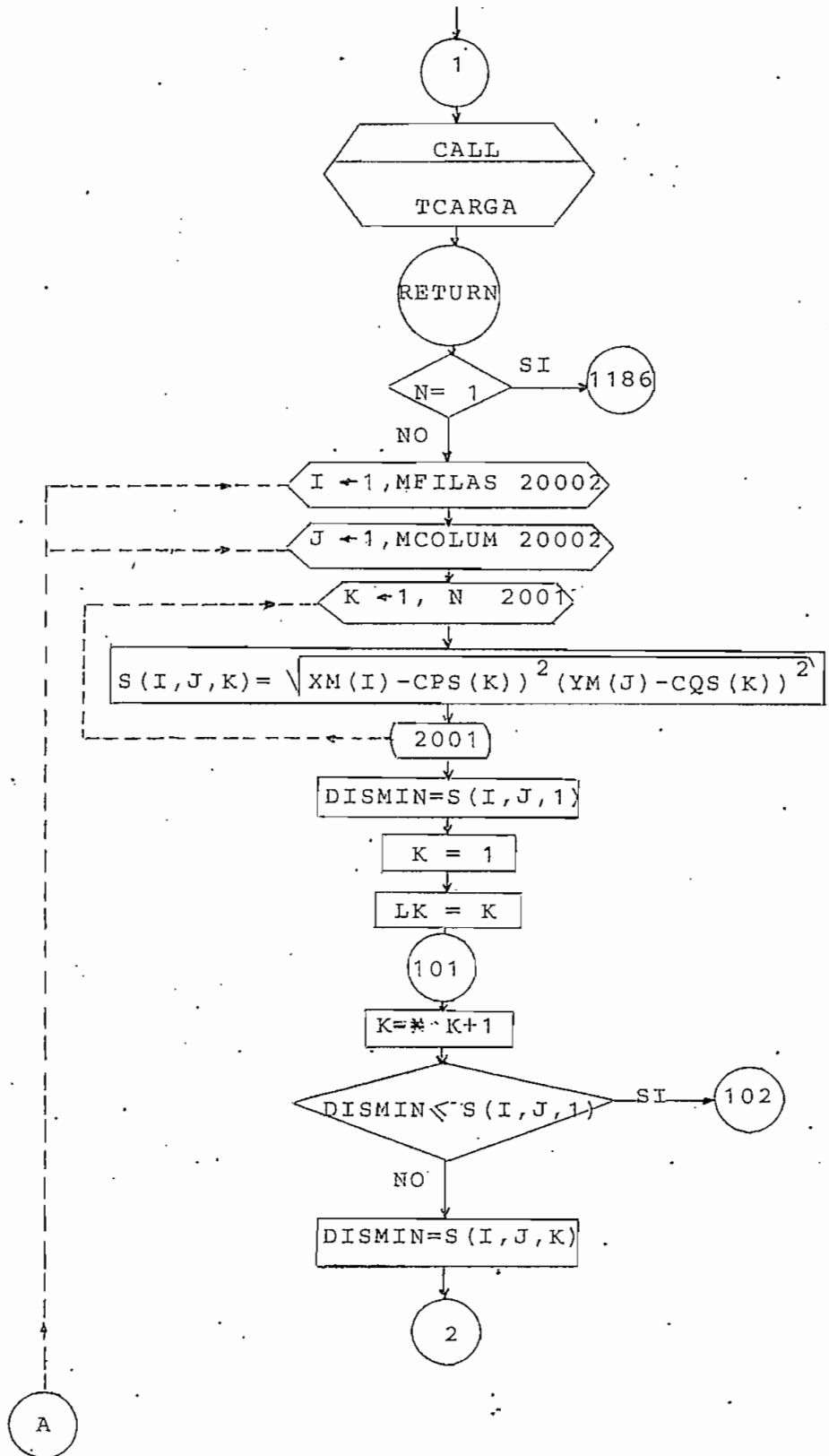
DIAGRAMA GENERAL DE FLUJO.

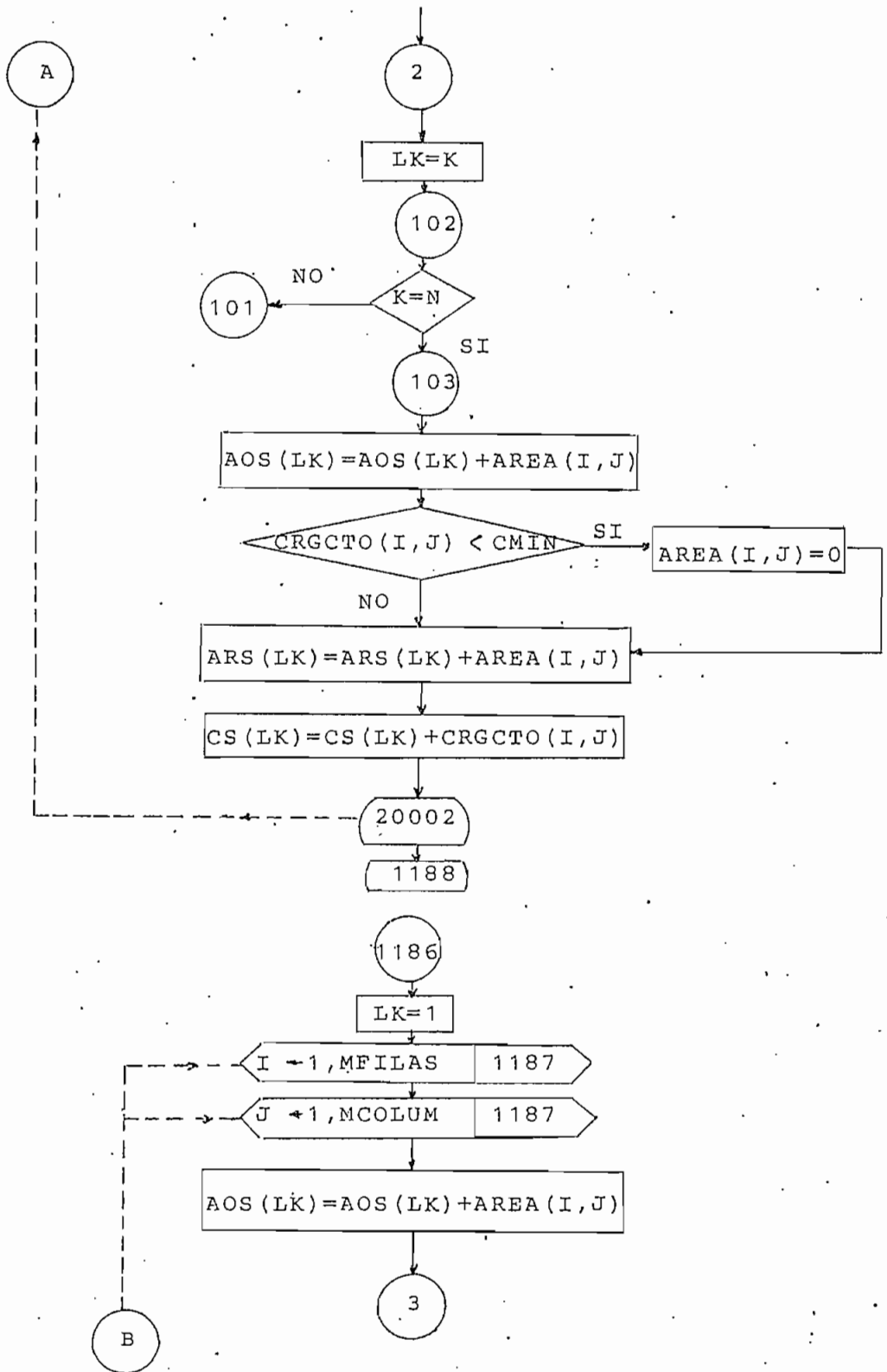


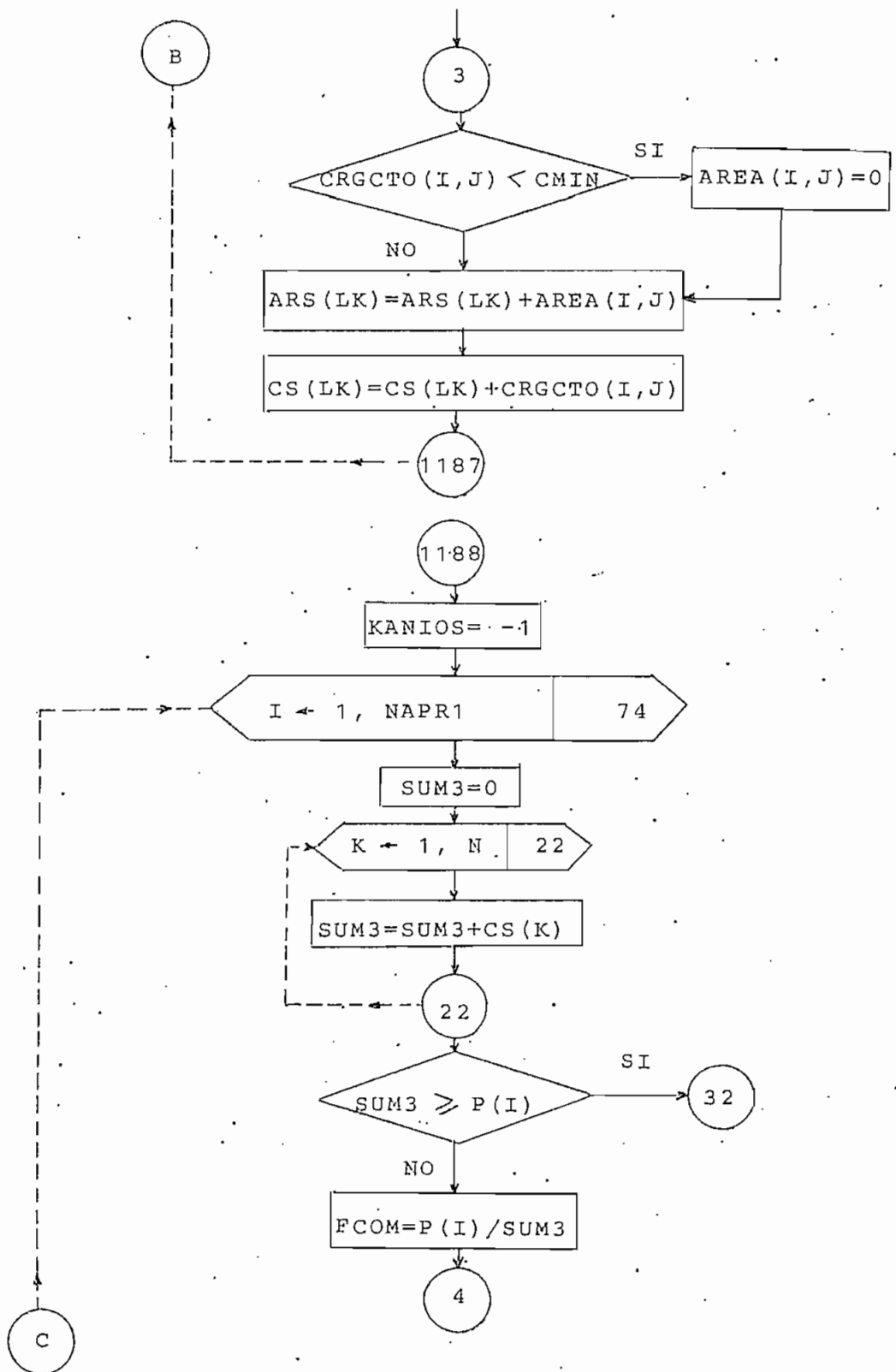
V.1.2

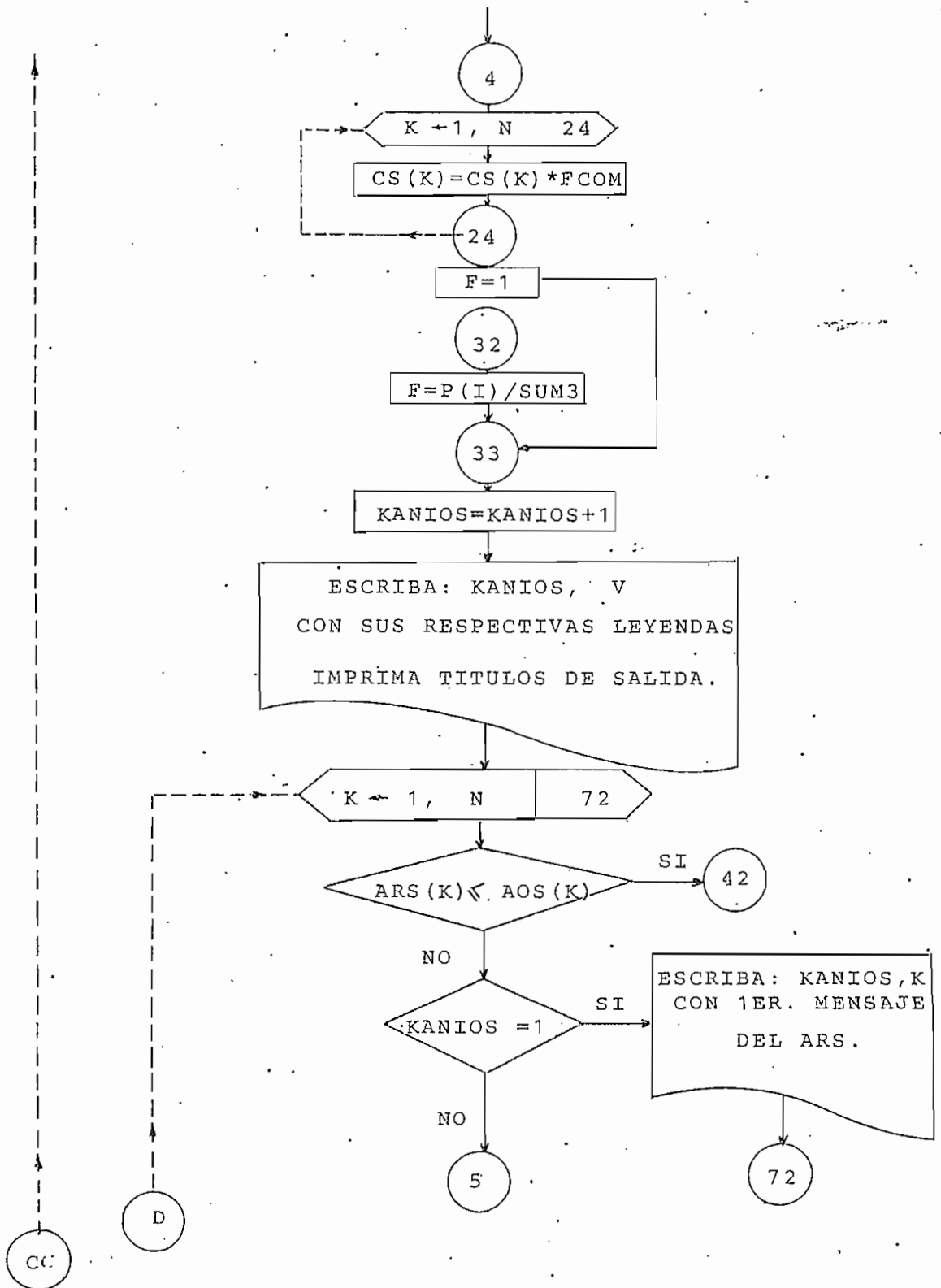
DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA PRINCIPAL.

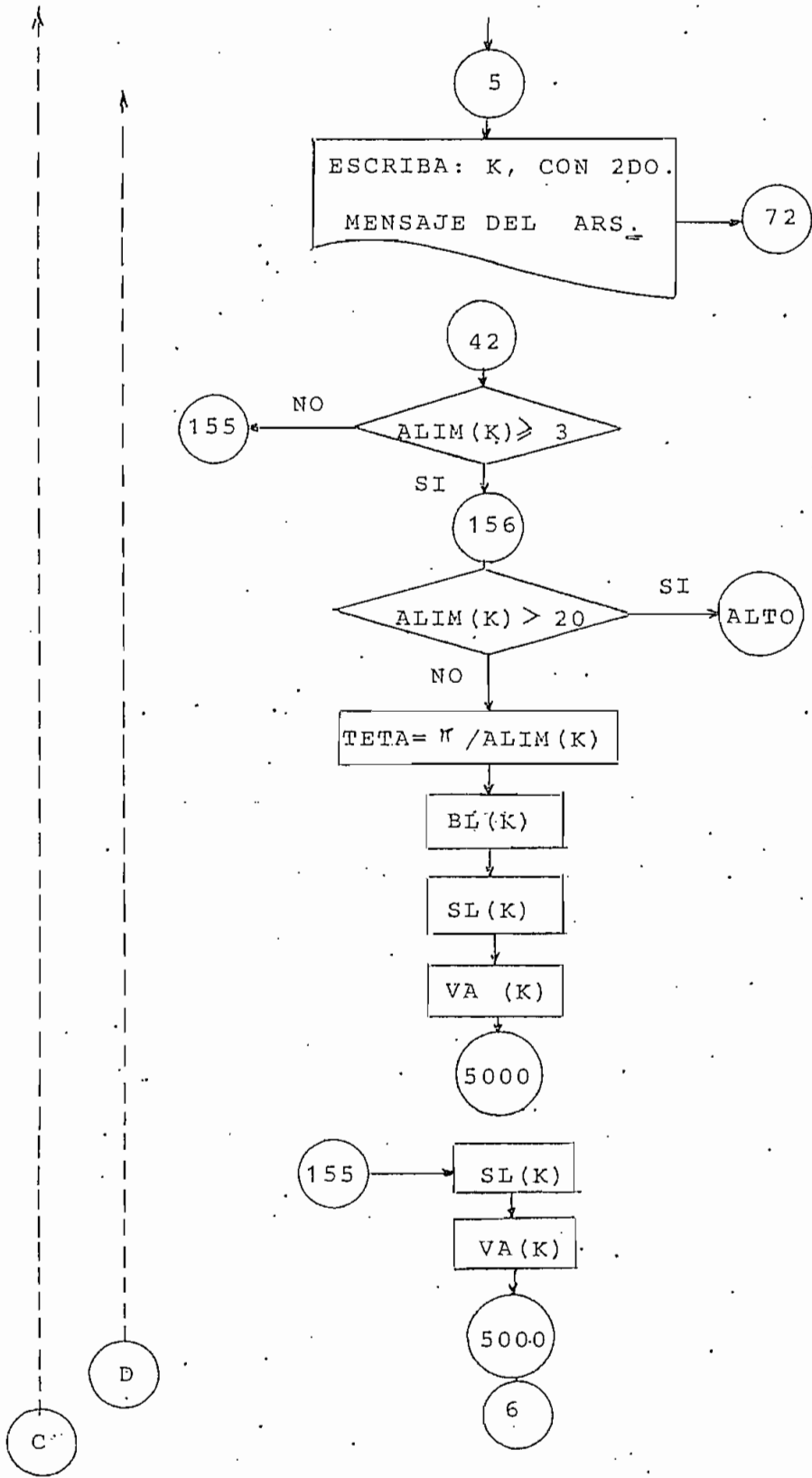


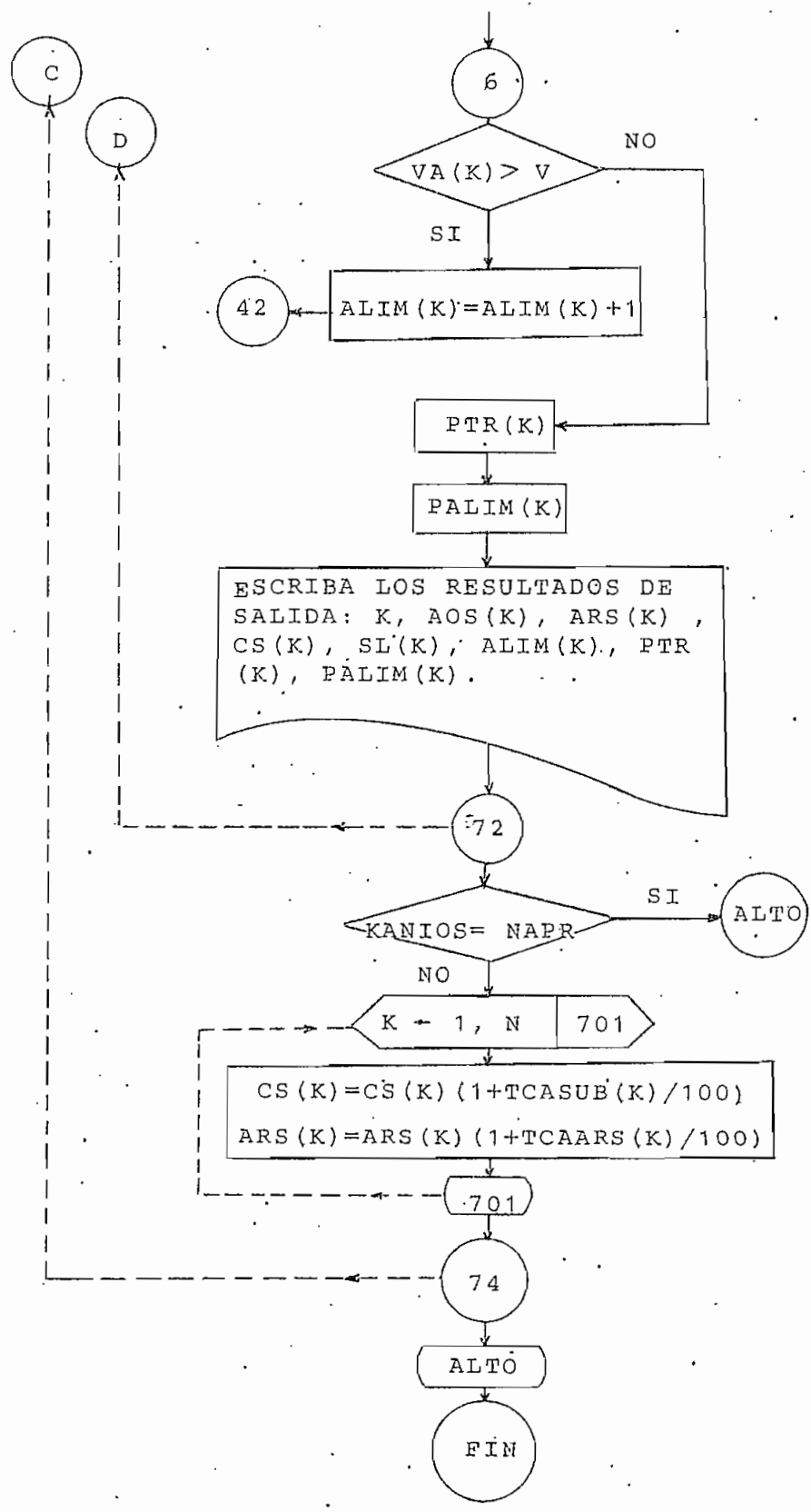




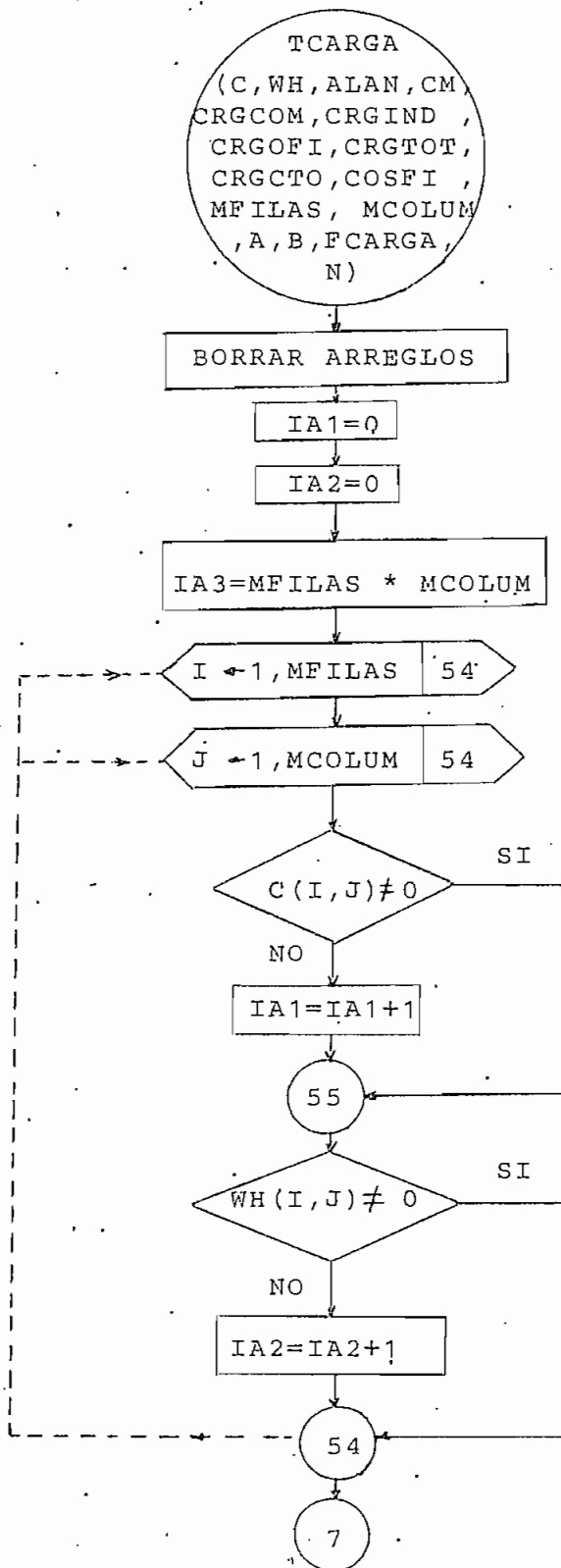


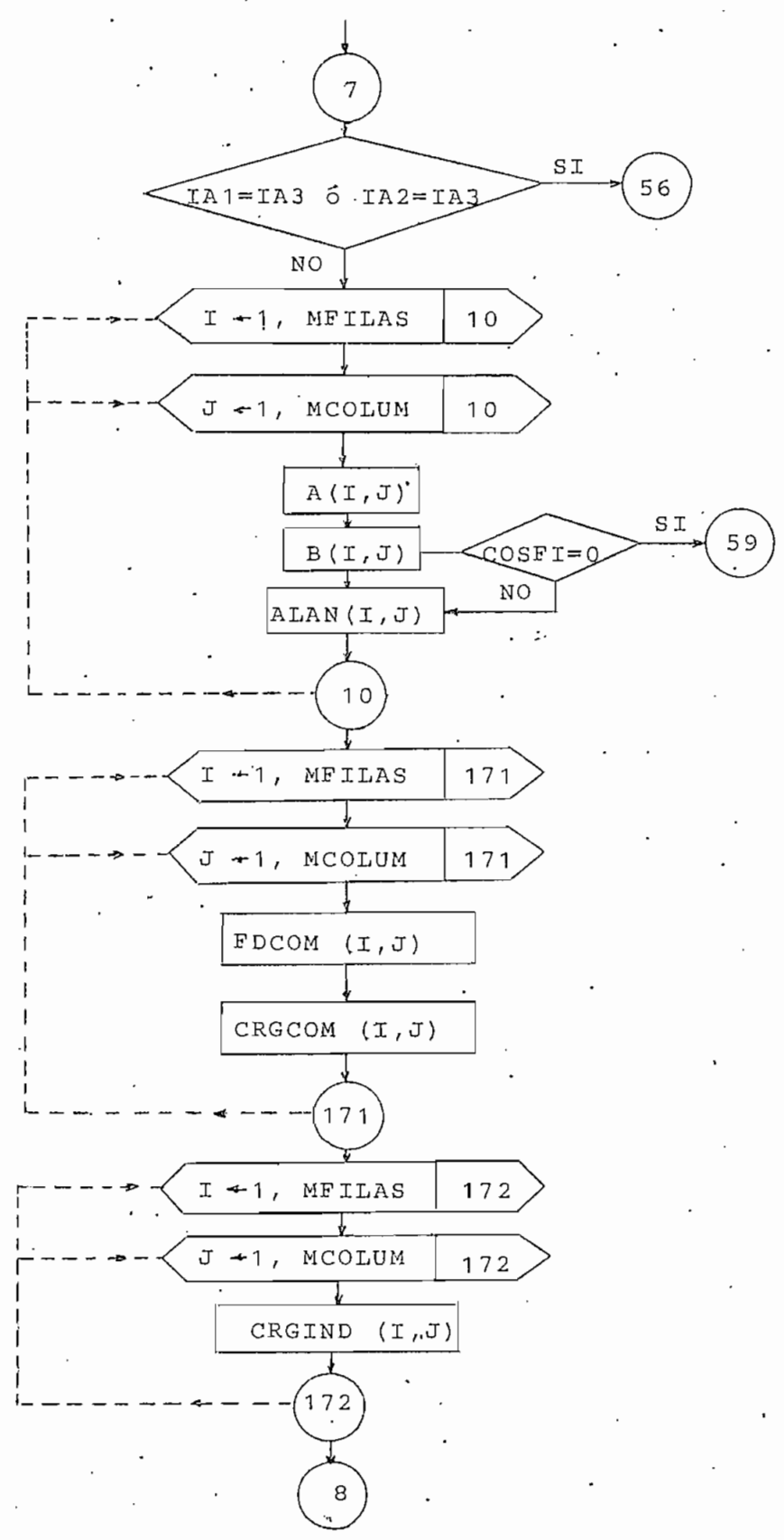


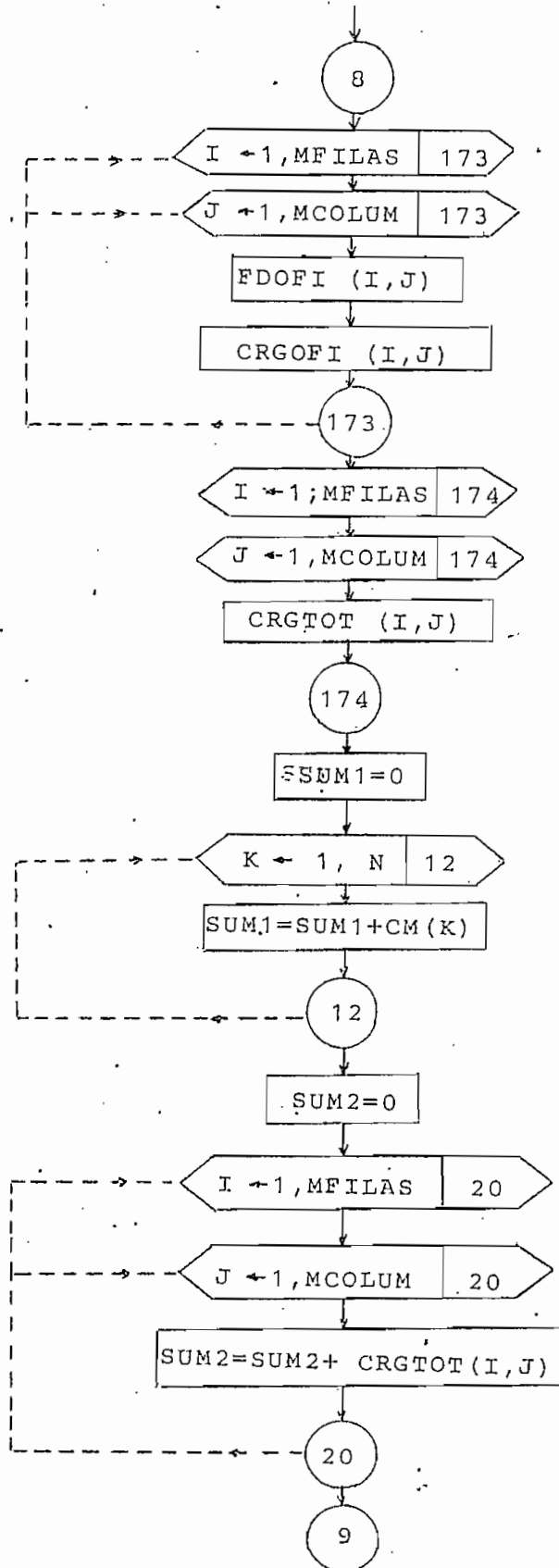


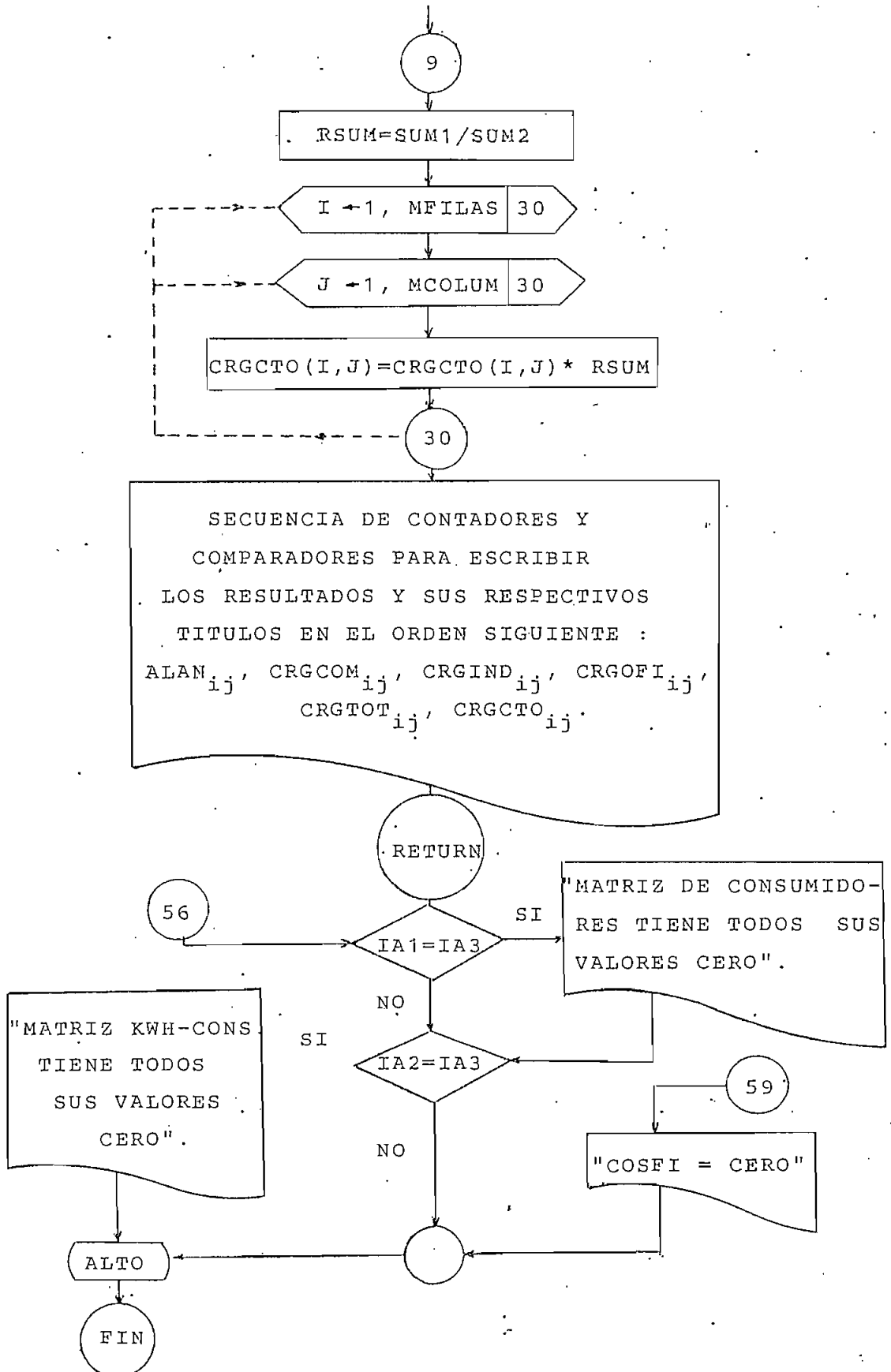


V.1.3 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA SUBROUTINA TCARGA.









V.2 DESCRIPCION DEL PROGRAMA.

El programa digital, está conformado por dos partes principales : Programa principal, y subrutina de transformación de carga.

V.2.1. PROGRAMA PRINCIPAL.

Consta primeramente del archivo de datos, donde se almacenan todos los valores y cantidades necesarios para el desarrollo del programa, (datos).

Los formatos de entrada del archivo de datos, se describirán en el punto 3 de este capítulo. Los formatos de salida y los títulos de los resultados, se crean también en esta parte del programa.

El programa principal contiene las instrucciones que ejecutan los siguientes cálculos :

Aplicando las condiciones dadas en (IV-10) y (IV-11):

- Distancias desde el centro de cada área básica de carga a_{ij} , a las N subestaciones del sistema en estudio.
- Valor de cada área básica de carga a_{ij} , descontando el valor correspondiente de $AN\bar{A}_{ij}$ (área no accesible $_{ij}$), si es que la hay.
- Distancia mínima entre cada a_{ij} y las N subestaciones; asignación de esa a_{ij} a la subestación más cercana.
- Area de óptimo servicio AOS, de cada subestación.

Aplicando las condiciones dadas en (IV-15):

- Area de servicio ARS, de cada subestación.

Aplicando las condiciones dadas en (IV-12) :

- Carga de cada subestación.

Prosiguiendo con el programa principal.

Aplicando las fórmulas (IV-17), (IV-18) y (IV-19), para el caso en que el número de alimentadores sea 3.

- Longitud del alimentador primario principal.
- Porcentaje de caída de voltaje en el alimentador.

Aplicando las fórmulas (IV-20) y (IV-21), para el caso en que el número de alimentadores sea 1 ó 2.

- Longitud del alimentador primario principal.
- Porcentaje de caída de voltaje en el alimentador.

Condición de Caída de Voltaje.

Si el cálculo del porcentaje de caída de tensión en el alimentador, es mayor que el porcentaje de caída de tensión dato, el programa construirá un nuevo alimentador para esa subestación. Si no fuera así, utilizando el mismo número de alimentadores inicializado, o existente en la memoria de la máquina, el programa procederá al cálculo de pérdidas en el alimentador, mediante la fórmula (IV-22).

El dato del porcentaje de pérdidas en el transformador, permitirá calcular la pérdida de potencia activa en KW, producida en cada subestación.

Cuando no se han completado todos los años de estudio, se procederá a efectuar nuevos pronósticos de carga y -

de áreas de servicio. Con la ayuda de métodos iterativos, aplicando las restricciones impuestas en (IV-14) y (IV-16), se procesarán nuevos resultados.

Cumplidos todos los cálculos descritos, para todos los años proyectados, un contador hará que el programa auto-finalice.

V.2.2 SUBROUTINA DE TRANSFORMACION DE CARGA (TCARGA).

Es la segunda parte del programa digital: Aquí se procesan los cálculos de carga de cada una de las áreas básicas a_{ij} del sistema, mediante la aplicación de las fórmulas: (IV-1) a (IV-9).

La subrutina TCARGA tiene una secuencia de contadores y de comparadores lógicos, necesarios para imprimir los resultados obtenidos y sus títulos respectivos, en un orden previsto.

Efectuados los cálculos necesarios, se devuelve el control al programa principal.

V.3 DATOS DE ENTRADA Y RESULTADOS DE SALIDA.

Una gran parte del trabajo de programación gira al rededor de la entrada y salida de datos.

Por medio de las proposiciones de lectura y escritura, cuyos formatos proporciona el programador, se puede establecer un control sobre esta parte del programa.

V.3.1 DATOS DE ENTRADA.

Los datos de entrada del programa digital, se perforan en el orden siguiente :

<u>DATO / OS.</u>	<u>CODIGO DE FORMATO.</u>
TITULO	(20A4)
<p><u>Comentario:</u> Nombre del programa; se lo presenta como: CAPACIDAD DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION Y NUMERO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS. Se contiene en una tarjeta, con 80 caracteres alfabéticos.</p>	
TITUL1, TITUL2	(20A4)
<p><u>Comentario:</u> El primero contiene el nombre del sistema en estudio. TITUL2 contiene la aclaración de que no se considera alumbrado público. Cada título se contiene en una tarjeta separada, (80 caracteres alfanuméricos cada una)..</p>	
MFILAS, MCOLUM, N, COSFI, AIJ	(3I2, 2F10.0)
<p><u>Comentario:</u> En su orden : Número de filas; número de columnas y número de subestaciones del sistema; factor de potencia de la carga, y valor del área básica de carga ($a_{i,j}$), en Km^2.</p>	

Los tres primeros datos son enteros; cada uno se contiene en dos columnas. Estos se perforarán acomodándolos lo más hacia la derecha de su campo

respectivo.

Pueden haber hasta 15 filas, 30 columnas y 20 subestaciones.

Los dos últimos datos son reales. Cada uno se contiene en 10 columnas y puede tener el número de decimales necesarios.

El cero (en el código de formato), significa que si no se perforan puntos decimales en el campo de datos de la tarjeta, los números en ese campo se tomarán con cero lugares decimales. Si se perforan puntos decimales, el cero no tiene efecto.

FCARGA

(F10.0)

Comentario: Factor de carga mensual del sistema. Dato real, se contiene en las 10 primeras columnas de la tarjeta.

CA(i,j)

(8F10.0)

Comentario: Número de consumidores residenciales por cada área básica de carga.

Pueden haber tantas tarjetas como sean necesarias. Cada tarjeta puede contener hasta 8 datos, cada uno en 10 columnas. No es necesario perforar el punto decimal.

A todos los datos perforados con este formato, la máquina los lee por filas.

WHA(i,j)

(8F10.0)

Comentario: KWH-mes-consumidor residencial, por cada a_{ij} .

Se aplican los comentarios anteriores. Si se perforan decimales, el cero del formato no tiene efecto.

CCOM(i,j) (8F10.0)

Comentario: Número de consumidores comerciales por área básica de carga. Se aplican los mismos comentarios que para CA(i,j).

KWHCOM(i,j) (8F10.0)

Comentario: KWH-mes-consumo comercial promedio por cada área de carga. Pueden haber tantas tarjetas como sean necesarias. Cada tarjeta puede contener hasta 8 datos, cada uno en 10 columnas. Si se perforan decimales, el cero del formato no tiene efecto. A estos datos, los lee la máquina por filas.

KWHMCO(i,j) (8F10.0)

Comentario: KWH-mes-consumo comercial máximo por cada área de carga. Se aplican los comentarios anteriores.

KWHIND(i,j) (8F10.0)

Comentario: KWH-mes-consumo industrial total por cada área de carga. Se aplican los comentarios de KWHCOM.

COFIC(i,j) (8F10.0)

Comentario: Número de consumidores oficiales por área de carga. Ver los comentarios de CA(i,j).

KWHOF(i,j) (8F10.0)

Comentario: KWH-mes-consumo oficial promedio por área de carga. Ver los comentarios de KWHCOM(i,j).

KWHMOF(i,j) (8F10.0)

Comentario: KWH-mes-consumo oficial máximo por cada área básica de carga. Ver los comentarios de KWHCOM.

CMA(k) (8F10.0)

Comentario: Carga medida por subestación (KVA). Pueden haber tantas tarjetas como sean necesarias (hasta 3 tarjetas, la última con 4 datos). Cada tarjeta puede contener hasta 8 valores, cada uno en 10 columnas. Si se perforan decimales el cero no tiene efecto.

ALIM(k) (8F10.0)

Comentario: Número de alimentadores por subestación. Pueden haber hasta 3 tarjetas, y caben hasta 8 datos por tarjeta, cada uno en 10 columnas. No es necesario el punto de coma.

ABL, CMIN (2F10.0)

Comentario: En su orden : Lado del área básica en Km; carga mínima (KVA) que debe tener cada $a_{i,j}$, para que forme parte del área de servicio de la subestación.

Los dos datos se contienen en una tarjeta, cada uno ocupa 10 columnas, y si tienen decimales, el cero del formato no tiene efecto.

CPS (k) (8F10.0)

Comentario: Coordenadas P de las subestaciones. El orden de las subestaciones lo decide el perforador. Pueden haber hasta 3 tarjetas; caben hasta 8 datos por tarjeta, cada uno en 10 columnas. Si se perforan decimales, el cero del formato no tiene efecto.

CQS (k) (8F10.0)

Comentario: Coordenadas Q de las subestaciones. Se aplican los mismos comentarios anteriores.

NANA (I3)

Comentario: Número de áreas no accesibles. Este dato es un número entero, entra en una tarjeta y se contiene en las 3 primeras columnas. Se lo perforará acomodándolo lo más hacia la derecha del campo.

ANA (i, j), I, J (F10.0, 2I3)

Comentario: En su orden : Valor de una área no accesible, localizada en las coordenadas (i, j). Este valor es una fracción decimal de su correspondiente área básica de carga, dada en Km^2 .
 I = número de la fila que ubica a la correspondiente área no accesible.
 j = número de la columna que ubica a la correspondiente área no accesible. Estos 3 valores en tran en una sola tarjeta. El número de tarjetas dependerá del número de áreas no accesibles, que hayan en el sistema en estudio.

El valor del área no accesible ocupa las 10 primeras columnas, y puede tener cualquier número de decimales.

El número de la fila se contiene en las 3 columnas siguientes, y el número de la columna, en las 3 subsiguientes de la tarjeta.

Fila y columna tienen un valor entero, y se las perforará acomodándolas lo más hacia la derecha de su campo respectivo.

NAPR

(I2)

Comentario: Número de años de la proyección del estudio. Valor entero que se perfora en las 2 primeras columnas de la tarjeta.

Pueden haber hasta 20 años de proyección.

PK, V, PPTR, KV, R

(5F10.0)

Comentario: En su orden : Porcentaje de caída de voltaje - por KVA-Km.; porcentaje de caída de voltaje en el alimentador primario; porcentaje de pérdidas en el transformador de las subestaciones; voltaje primario en Kilovoltios, y resistencia del alimentador en ohmios/Km.

Estos 5 valores entran en una tarjeta; cada uno ocupa un campo de 10 columnas.

P(I)

(8F10.0)

Comentario: Pronóstico de las demandas máximas anuales del sistema (KW).

Pueden haber hasta 21 valores de demanda, correspondiendo el primer valor al año en que se ini-

cia el estudio. Los otros 20 valores, corresponden a un igual número de años de la proyección. Cada tarjeta puede contener hasta 8 datos, cada uno en un campo de 10 columnas. Pueden haber decimales.

TCASUB (k),

(8F10.0)

Comentario: Tasa de crecimiento anual de carga de las subestaciones del sistema. Pueden haber hasta 20 valores, todos expresados en porcentaje. La perforación de los datos se hará en un campo de 10 columnas para cada uno, pudiendo contener cada tarjeta hasta 8 datos. Pueden haber decimales.

TCAARS (k)

(8F10.0)

Comentario: Tasa de crecimiento anual del área de servicio de las subestaciones del sistema. Pueden haber hasta 20 valores. La perforación de los datos es la misma del caso anterior.

En el programa se ha previsto la impresión de todos los datos de entrada, con el objeto de efectuar un chequeo de la corrección de los valores perforados.

Todos los datos son fácilmente identificables, por que tienen sus títulos respectivos.

V.3.2 RESULTADOS DE SALIDA.

Los resultados de salida son en su orden :

MATRIZ DE CARGA RESIDENCIAL POR AREA BASICA.

Se presentan los cálculos concernientes a la carga residencial (KVA), contenida en cada una de las áreas básicas del sistema.

Al presentar estos valores en forma de matriz, se puede ubicar fácilmente cualquier resultado.

MATRIZ DE CARGA COMERCIAL POR AREA BASICA.

Aquí se dan los resultados de la carga comercial (KVA), contenida en cada una de las áreas básicas en estudio.

Cualquier resultado se ubica por la fila y la columna respectivas.

MATRIZ DE CARGA INDUSTRIAL POR AREA BASICA.

En esta matriz se presentan los valores de carga para la categoría industrial (KVA), de todas las áreas sujetas a estudio.

MATRIZ DE CARGA OFICIAL POR AREA BASICA.

Resultados correspondientes a la carga de la categoría oficial (KVA). En ésta se incluyen ministerios, municipios, y en general los organismos cuyo consumo eléctrico lo paga el Estado.

MATRIZ DE CARGA TOTAL POR AREA BASICA.

Se presentan los valores de la carga total (KVA) , contenida en cada una de las áreas en que se ha dividido el sistema. Estos valores son el resultado de la suma de los cuatro tipos de carga considerados.

MATRIZ DE CARGA TOTAL CORREGIDA, POR AREA BASICA.

El cálculo de la matriz de carga total se modifica con el objeto de obtener un valor mejorado, que se ajuste con más corrección a la realidad, mediante la suma de los datos de carga de las subestaciones del sistema.

Estos valores corregidos se dan en forma de matriz, en la misma disposición de los anteriores, lo que facilita su ubicación y correspondencia.

RESULTADOS PARA EL AÑO EN EL QUE SE INICIA EL ESTUDIO.

El año en el que se inicia el estudio, está identificado en el listado del programa como : "Año 0 del estudio", y significa el año al que pertenecen los datos utilizados en el programa.

Los resultados son los siguientes:

Número de la subestación; valor de su área de óptimo servicio, en Km^2 ; valor de su área de servicio, en Km^2 ; capacidad de la subestación, en KVA; longitud óptima del alimentador primario, en Km, de acuerdo al porcentaje de caída de voltaje establecido (dato); número de alimentadores prima

rios; pérdidas en transformación, en KW., y pérdidas en los alimentadores primarios, en KW.

Estos resultados se dan para todas las subestaciones del sistema.

RESULTADOS PARA LOS AÑOS DE LA PROYECCION.

Los años de la proyección se identifican numéricamente desde 1 hasta el valor establecido como dato.

Los resultados para todos los años de la proyección, se presentan en el orden descrito en los párrafos anteriores, con un formato adecuado, y para todas las subestaciones del sistema.

El listado completo y los resultados del programa digital, se presentan en el Anexo 1.

C A P I T U L O VI

EJEMPLO DE APLICACION.

El programa digital se lo ha aplicado al sistema - Babahoyo, más concretamente, a la ciudad de Babahoyo, cuyo - servicio está administrado por la Empresa Eléctrica de Los Ríos.

Para el efecto se ha dividido el área total de la ciudad, en una malla de 14 filas por 29 columnas. Cada división corresponde a una área básica de carga, de 0,15 Km. por lado.

Los valores de demanda, necesarios para cada área básica de carga, se han determinado en base a los datos estadísticos disponibles en la Empresa Eléctrica de Los Ríos. Estos corresponden al mes de diciembre de 1975; se los presenta en la Tabla 8.

TABLA 8.- DATOS DE DEMANDA Y DE CONSUMIDORES DE LA CIUDAD DE BABAHOYO, PARA EL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO 1975.			
TIPO DE CONSUMO.	DEMANDA TOTAL (KWH).	NUMERO DE ABONADOS.	KWH. POR ABONADO.
RESIDENCIAL	266.666	2370	112,5
COMERCIAL	146.551	930	157,5
INDUSTRIAL	57.143	20	2857,0
ARTESANAL	1.528	34	45,0
OFICIAL	18.712	41	456,4
ALUMB. PUB.	47.914	1	47914,0

De la información estadística mensual de las Empresas Eléctricas del País, se concluye que el máximo valor de demanda mensual, se registra en el mes de diciembre.

La distribución del número de consumidores por área de carga, se la ha efectuado en base a una zonificación de la ciudad de Babahoyo, realizada por la Empresa Eléctrica.

En esta zonificación, la ciudad ha sido dividida en tres sectores, y según se ha estimado, el número promedio de abonados por manzana es el siguiente:

Zona R1 (centro de la ciudad)	50 abonados/manzana.
Zona R2 (sectores no céntricos)	30 abonados/manzana.
Zona R3 (sectores muy alejados del centro, pocas viviendas)	8 abonados/manzana.

La zona comercial, está localizada casi exclusivamente en el centro de la ciudad, lo que hace de este sector el más densamente cargado.

Dentro del perímetro urbano, el consumo industrial consiste en el equipo de bombeo del agua potable, la fábrica de hielo, y pequeñas piladoras y molinos.

El desarrollo de las industrias está superitado a la escasez de energía eléctrica.

Las industrias mayores, localizadas fuera del perímetro urbano, tienen capacidad de autogeneración, lo que ocasiona altos costos de producción.

A las pequeñas piladoras y molinos también les urge el servicio eléctrico, para abaratar sus costos de producción.

Dentro del consumo oficial se han tomado en cuenta las siguientes instituciones : escuelas y colegios estatales, universidad, hospitales, cuarteles, municipios, etc.

Babahoyo está servida por una sola subestación de distribución, de 2 x 600 KVA de capacidad. Las redes de distribución son vetustas, lo que provoca grandes pérdidas de energía y frecuentes interrupciones de servicio.

La barra primaria tiene un voltaje de 4160 voltios, y de ella salen tres alimentadores que se distribuyen en forma radial simple, teniendo como protecciones dos portafusibles y un disyuntor.

Se usan conductores de cobre de calibre 2/0, aunque se ha iniciado el cambio a ACSR, manteniéndose todavía las estructuras y aislamientos para 4,16 KV.

El factor de potencia de la carga es de 0,8 en atraso.

APLICACION DEL PROGRAMA.

Para la aplicación del programa, la subestación queda ubicada en las coordenadas (3,5; 17,6), del área en estudio. Las áreas no accesibles de este ejemplo corresponden en su totalidad, a las de los ríos Babahoyo y Caracol, que pasan por la ciudad.

De la información estadística de la Empresa, la carga máxima, medida para la subestación, es de aproximadamente 1400 KVA.

Considerando la incertidumbre que involucra hacer proyecciones para períodos mayores de 10 años, se ha definido una proyección de la demanda del área de Babahoyo, para un período de 10 años, aceptando una sola proyección de la demanda.

La Referencia 20 expresa textualmente lo siguiente: "Se dice que los mercados eléctricos que han alcanzado un buen grado de desarrollo, crecen con una tasa media anual de alrededor del 8 %. Naturalmente para los países en vías de desarrollo, esta tasa debe ser mayor. En el caso de nuestro País, la tasa media de crecimiento demuestra ser del orden del 12 al 16 % para el período 1975-1990".

Normalmente hay zonas en las cuales, la tasa de crecimiento de la demanda es más alta que la antes señalada; éste es el caso de Babahoyo, para la cual se señala una tasa de crecimiento media anual del orden del 22 %. (Referencia 21). Considerando las dos informaciones, se ha asumido como dato para este ejemplo, una tasa media anual del 18 %.

Tomando en cuenta que en la planificación de la ciudad de Babahoyo, se ha previsto que ésta duplicará su extensión en un período de 10 años, la tasa de crecimiento anual del área de servicio de la subestación se la ha estimado en un 7 %.

Los resultados de este ejemplo se observa en el Anexo 1.

En vista de que el sistema en estudio tiene una sola subestación de distribución, y tomando en cuenta que la caída de voltaje y las pérdidas de potencia en los alimentadores primarios son excesivas, por la gran longitud de los mismos, al servir cargas muy alejadas, se ha considerado aconsejable determinar uno o dos centros de carga adicionales, con el objeto de aumentar una o dos subestaciones, tomando también en cuenta los sectores donde el desarrollo urbano sea más acelerado.

De esta manera, al repartir la carga del sistema entre dos o tres subestaciones, se aliviará la sobrecarga en la única subestación existente, y mejorará la calidad y continuidad de servicio de los abonados.

Por lo expuesto, en el ejemplo de aplicación, también se consideran estas dos alternativas :

- 1- Sistema Babahoyo con dos subestaciones de distribución.
- 2- Sistema Babahoyo con tres subestaciones de distribución.

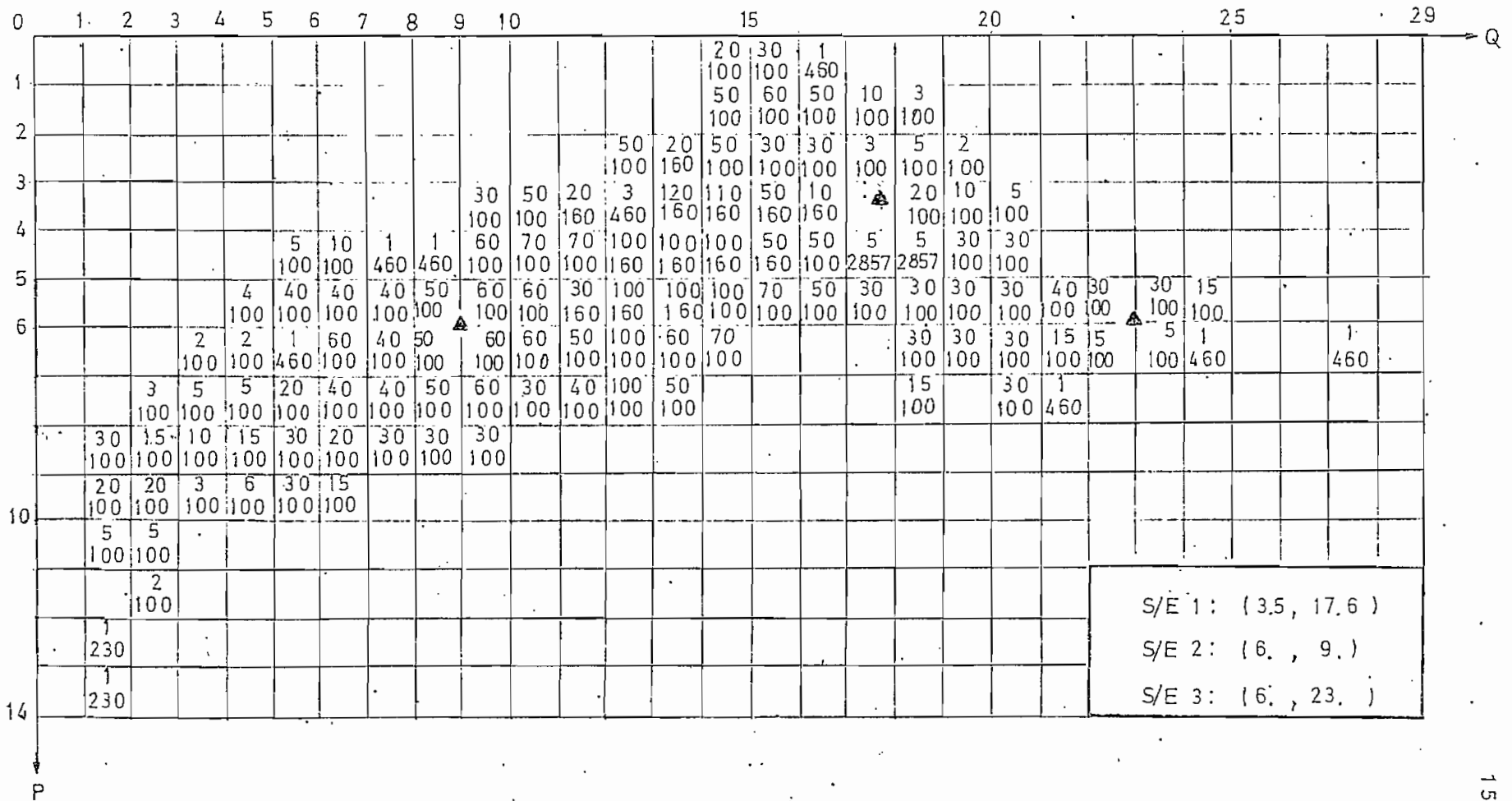
La ubicación de las nuevas subestaciones se ha determinado calculando dos centros de carga adicionales.

Bajo la suposición de carga uniformemente distribuida, se hace un estimativo de cargas y se va concentrando las. Conociendo el valor de las cargas y sus distancias, se puede localizar el centro principal de carga. La figura 27 muestra la ubicación de las dos nuevas subestaciones dentro del área de Babahoyo, esquematizada con los valores de consumidores y demandas promedio, por cada área de carga.

En los Anexos 2(a) y 2(b), se presentan los resultados para estas dos alternativas.

FIG. 27.

ESQUEMA DE LA CIUDAD DE BABAHOYO CON VALORES DE CONSUMIDORES
Y DEMANDAS PROMEDIO, POR CADA AREA DE CARGA.



CAPITULO VII

CONCLUSIONES.

Los programas digitales constituyen una importante herramienta de diseño, pues facilitan la evaluación de los numerosos parámetros y datos que confronta la planificación de un sistema de distribución.

El proceso que se ha planteado en este trabajo de Tesis, es útil para determinar la capacidad de las subestaciones y el programa de expansión de un sistema de distribución.

En el método de planificación expuesto, los sistemas de distribución pueden ser representados por ciertos modelos geométricos equivalentes, los cuales son relativamente simples de construir y analizar.

Del análisis de estos modelos de circuitos de alimentación primaria, de diferentes arreglos geométricos, se puede concluir que la planificación de las subestaciones de distribución y de los alimentadores primarios, es factible de realizarse con ayuda de estos modelos.

La planificación de un sistema de distribución muestra la interrelación de sus parámetros componentes: densidad de carga, capacidad de la subestación, nivel de voltaje primario, número de alimentadores primarios, y caída de voltaje en los circuitos de alimentación primaria.

Con ayuda de los modelos geométricos, se analizan varios planes para cambios en la capacidad de la subestación de distribución, y en el número de alimentadores primarios, para densidad de carga constante, y para un incremento en la densidad de carga. Así, la evaluación de los efectos de estos cambios se simplifica; y se puede apreciar las relaciones cuantitativas de todos los parámetros que intervienen en la planificación del sistema.

Las relaciones cuantitativas de estos parámetros, se ilustran en las curvas presentadas en la figura 6, y pueden usarse para efectuar rápidos análisis de alternativas de planificación, o para propósitos de cambios en el sistema.

El análisis y las consideraciones anotadas, se aplican en el desarrollo del programa digital.

La salida del programa, da los siguientes resultados :

-Los valores de carga, de cada una de las áreas en que se ha dividido el sistema en estudio. Estos resultados pueden servir como una guía para establecer la capacidad de los transformadores de distribución, que sirven a estas áreas de carga.

-La capacidad de las subestaciones de distribución de un sistema, el área de servicio de cada subestación, el número y la longitud de los alimentadores primarios, según la caída de voltaje que se tenga en el circuito de alimentación primaria.

También se calculan las pérdidas en el transformador y en los alimentadores primarios de cada subestación.

Los cálculos incluyen el programa de expansión del sistema en estudio, realizado en base a índices de crecimiento y a metas de desarrollo.

Las fórmulas que se han utilizado en el modelo matemático y en el programa digital, analizadas oportunamente, han sido obtenidas de fuentes autorizadas en el campo de ingeniería eléctrica de distribución.

Para obtener un buen servicio de energía eléctrica, la zonificación del área a servirse es muy importante. Esta zonificación debe estar complementada con estudios razonables de consumo, basados en la experiencia y en el uso de índices confiables de desarrollo, para los períodos de crecimiento

que se establezcan.

El servicio de los consumidores puede mejorarse, al disponer de una suficiente capacidad de subestación, de tal forma que se pueda suministrar un servicio eficiente, bajo condiciones de máxima carga, disminuyendo posibles interrupciones de servicio.

Al prevenir el crecimiento de las cargas existentes, así como también el desarrollo de otras nuevas, se estará asegurando un servicio satisfactorio, lo que redundará en mejores ingresos económicos para la Empresa.

La aplicación del programa digital, a la ciudad de Babahoyo, muestra que este sistema está muy sobrecargado, pues la capacidad nominal de la subestación de distribución es de sólo 1200 KVA.

El cálculo de la capacidad de la subestación, para el año 1975, al que pertenecen los datos utilizados, y sin considerar la carga por concepto de alumbrado público, tiene un valor de 1600 KVA. Se necesitan 3 alimentadores primarios principales, con una longitud óptima de 692 metros para cada uno, para un porcentaje de caída de voltaje de 3 %, el mismo que se ha utilizado, en vista de que es el normalizado por INECEL, para redes primarias.

Al considerar la carga máxima por concepto de alumbrado público, (47.914 KWH/mes), la capacidad de la subestación de distribución de Babahoyo, aumenta a 1682 KVA.

Estos resultados, y el programa de expansión para esta subestación, se presentan en el Anexo 1.

Como el sistema en estudio tiene una sola subestación de distribución, y considerando que la caída de voltaje y las pérdidas de potencia en los alimentadores primarios son excesivas, por la gran longitud de los mismos, al servir cargas muy alejadas, se ha considerado aconsejable determinar dos centros adicionales de carga, con el objeto de ubicar dos nuevas subestaciones.

De esta forma, al repartir la carga del sistema entre dos o tres subestaciones, se aliviará la sobrecarga en la única subestación existente, y se mejorará la calidad y continuidad de servicio de los usuarios.

Los resultados para estas dos nuevas alternativas, y su programa de expansión correspondiente, se presentan en los Anexos 2(a) y 2(b), respectivamente.

** EPN HSJS TIEMPO DE UCP UTILIZADO POR EL PROGRAMA SOLCIR -----> 000.82 SEGUNDOS FECHA: 16/03/77 **

DOS FORTRAN IV-360N-FO-479 3-8

OPTIONS IN EFFECT

LOAD =4
DECK NO
LIST YES
LISTX NO
FSCDIC:

ANEXO 1

POLITECNICA

DOS FORTRAN IV-360N-FO-479 3-9 MAINPGM DATE 16/03/77 TIME 20.43.59 PAGE 0001

PROGRAMA PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD
DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION Y
EL NUMERO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS.

NUMERO MAXIMO DE FILAS = 15
NUMERO MAXIMO DE COLUMNAS = 30
NUMERO MAXIMO DE SUBESTACIONES = 20

0001 COMMON CA(15,30),XHA(15,70),AA(15,70),BA(15,30),ALANA(15,30)
0002 COMMON CCPY(15,30),KWHCOM(15,20),KWHMCO(15,30)
0003 COMMON PRCM(15,30),PCCGM(15,30)
0004 COMMON KWHITM(15,30),CPCITM(15,30)
0005 COMMON CFC(15,30),KWHOF(15,30),KWHYOF(15,30)
0006 COMMON FOCF(15,30),CPCCF(15,30)
0007 COMMON CRA(20),CPSF1,KVFLAS,COLUM,N,CARGA
0008 COMMON CPGOT(15,20),CPCGT(15,30)
0009 DIMENSION AREA(15,30),ANA(15,20),XV(450),YH(450),TITULO(20)
0010 DIMENSION CPS(20),COS(20),S(15,20,20),AOS(20),AN(200)
0011 DIMENSION CA(20),AS(20),P(20),TCA,SUB(20),TITUL1(20),VA(20),PL(20)
0012 DIMENSION TCAAPS(20),SL(20),ALTM(20),PTR(20),PALTM(20),TITUL2(20)
0013 REAL XH,KWHCOM,KWHIND,KWHOF,KWHYCO,KWHYOF

CREACION DEL ARCHIVO DE DATOS.

LECTURA Y ESCRITURA DEL TITULO.

0014 READ(1,400) TITULO
0015 READ(1,400) TITUL1
0016 READ(1,400) TITUL2
0017 400 READ(2044)
0018 WRITE(3,500) TITULO
0019 WRITE(3,501) TITUL1
0020 WRITE(3,501) TITUL2
0021 500 FORMAT(1H1,///,20X,20A4,///)
0022 501 FORMAT(20X,20A4,///)
0023 113 FORMAT(///)
0024 50 FORMAT(///)
0025 WRITE(3,105)
0026 105 FORMAT(44X, 'D A T O S D E E N T R A D A .',44X,32(' '),///)
0027 WRITE(3,106)
0028 106 FORMAT(17X, 'NUMERO DE FILAS, COLUMNAS Y SUBESTACIONES. FACTOR DE
SUBSTANCIA, AREA BASICA DE CARGA.')

LECTURAS DE MAXIMO NUMERO DE DIVISIONES DE FILAS Y COLUMNAS.
NUMERO DE SUBESTACIONES, FACTOR DE POTENCIA, AREA BASICA DE CARGA.

0030 READ(1,1) NFI,NCOL,N,CPSF1,ALJ

0075 0FAD(1,1)(COFIC(1,J),J=1,MCOLUM)

0076 1A7 WRTTE(3,113)

0077 WRTTE(3,113)

009A C LECTURA Y ESCRITURA DE LA DEMANDA OFICIAL POR AREA BASICA.

009B WRTTE(3,118)

009C FORMAT(10Y,KVH-MFS-CONSUMO OFICIAL POR AREA BASICA DE CARGA,117)

0100 DO 159 151,MEILLAS

0101 05A(1,1)(KWHDF(1,J),J=1,MCOLUM)

0102 180 WRTTE(3,170)(KWHDF(1,J),J=1,MCOLUM)

0103 WRTTE(3,113)

0104 C LECTURA Y ESCRITURA DE LA DEMANDA OFICIAL MAXIMA MENSUAL POR AREA BASICA.

0105 252 FORMAT(10Y,KVH-MFS-CONSUMO OFICIAL MAXIMO, POR AREA BASICA DE CARGA,117)

0106 DO 253 151,MEILLAS

0107 0FAD(1,1)(KWHDF(1,J),J=1,MCOLUM)

0108 253 WRTTE(3,170)(KWHDF(1,J),J=1,MCOLUM)

0109 WRTTE(3,113)

0110 WRTTE(3,110)

0111 G FORMAT(40Y,VALORES DE CARGA MEDIDA POR SUBSTACION,117)

0112 0FAD(1,4)(CHA(K),K=1,N)

0113 WRTTE(3,112)(CHA(K),K=1,N)

0114 FORMAT(80Y,40)

0115 FORMAT(20Y,AP10.2)

0116 WRTTE(3,113)

DOS FORTRAN IV 360N-F0-470 1-8 MAINPGM DATE 16/07/71 TIME 20.43.59 PAGE 0003

INSTITUTO TECNICA NACIONAL

0117 C LECTURA DEL NUMERO DE ALIMENTADORES POR SUBSTACION.

0118 FORMAT(20Y,NUMERO DE ALIMENTADORES POR SUBSTACION,117)

0119 0FAD(1,151)(ALIM(K),K=1,N)

0120 WRTTE(3,151)

0121 FORMAT(40Y,CALIN(S),K=1,N)

0122 151 FORMAT(20Y,SE10.0,117)

0123 WRTTE(3,113)

0124 C LECTURA DEL LADO DEL AREA BASICA. (EN KILOMETROS).

0125 ESTI VALOR CAMBIA PARA CADA CASO.

0126 LECTURA DE LA CARGA MINIMA EN KVA.(CHIN), QUE DEBE TENER CADA AREA BASICA DE CARGA PARA QUE PUEDA FORMAR PARTE DEL AREA BASICA DE SERVICIO (APS) DE LA SUBSTACION.

0127 ESTI VALOR CAMBIA PARA CADA CASO.

0128 0FAD(1,117)ARL*CHIN

0129 FORMAT(20Y,115)

0130 WRTTE(3,115)

0131 SUBSTR(1,115)ARL*CHIN

0132 FORMAT(40Y,PA*120Y,FA*1,117)

0133 LECTURAS DE LAS COORDENADAS P (EJE X) DE LAS SUBSTACIONES.

0134 55 FORMAT(40Y,0)

0135 WRTTE(3,118)

0136 FORMAT(10Y,COORDENADAS P (EJE Y) DE LAS SUBSTACIONES,117)

0137 WRTTE(3,119)(COS(K),K=1,N)

0138 FORMAT(20Y,AP10.3)

0139 WRTTE(3,113)

0140 C LECTURAS DE LAS COORDENADAS Q (EJE X) DE LAS SUBSTACIONES.

0141 DO 170 170

0142 WRTTE(3,120)

0143 FORMAT(10Y,COORDENADAS Q (EJE X) DE LAS SUBSTACIONES,117)

0144 WRTTE(3,113)

0145 DO 171 171

0146 C INICIALIZACION EN CERD DEL VECTOR ANA (AREAS NO ACCESIBLES).

0147 DO 171 171

0148 ANA(1,150)

0149 ABAFAC(1,1)-0.

0150 6 CONTINUE

0151 C LECTURAS DEL NUMERO DE AREAS NO ACCESIBLES: NANA.

0152 0FAD(1,140)NANA

0153 WRTTE(3,146)

0154 NANA(1,146)

0155 WRTTE(3,146)

0156 WRTTE(3,146)

0157 1A9 FORMAT(40Y,AREAS NO ACCESIBLES Y SUS VALORES,117)

0158 C LECTURAS DE LOS VALORES DE AREAS NO ACCESIBLES ANA.

0159 LA FILA Y LA COLUMNA QUE UNIFICAN A LA ANA.

0160 ESTOS SON LOS VALORES ENTENDIENDO EN LA TABLA

```

C EL NUMERO DE TABLEROS DEPENDEVA DEL NUMERO DE ANA.
C EL VALOR DE ANA ES UNA FRACCION EN DECIMALES DE SU
C COMPLEJIDAD DE AREA BASICA DE CARGA.
0154 DO 144 IJ=1,NANA
0155 READ(1,145) AN(IJ),I,J
0156 WRITE(3,146) I,J,AN(IJ)
0157 FORMAT(A4X,'AREA NO ACCESIBLE ('.12','.12.') ='.F6.3/)
0158 145 COMBAT(10,0,213)
0159 ANA(I,J)=AN(IJ)
0160 144 CONTINUE
0161 WRITE(3,50)
C INICIALIZACION EN CERO DEL VECTOR ADS, (AREA DE OPTIMO SERVICIO).
0162 DO 7 M=1,N
0163 ADS(M)=0.
0164 CONTINUE
C INICIALIZACION EN CERO DEL VECTOR ARS (AREA REAL DE SERVICIO) DE
C LA SUBESTACION.
0165 DO 8 MI=1,N
0166 ARS(MI)=0.
0167 CONTINUE
C INICIALIZACION EN CERO DEL VECTOR CS,(CARGA DE LA SUBESTACION).
0168 DO 9 I=1,N
0169 CS(I)=0.
0170 CONTINUE
C INICIALIZACION EN CERO DEL ARREGLO S.
0171 DO 509 I=1,15
0172 DO 509 J=1,30
0173 DO 509 K=1,20

```

POLITECNICA

DD5 FORTRAN-IV 3604-EO-479 3-A MAINDGH DATE 16/03/77 TIME 20.43.50 PAGE 0004

```

0174 509 S(I,J,K)=0.
C LECTURAS DE : NUMERO DE ANOS DE LA PROYECCION, PORCENTAJE DE CAIDA DE
C VOLTAJE POR KVA-KM, PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR,
C PORCENTAJE DE PERDIDAS EN EL TRANSFORMADOR, VOLTAJE PRIMARIO EN KV,
C RESISTENCIA DEL ALIMENTADOR EN OHMS/KM.
C PUEDEN HABER HASTA 20 ANOS DE PROYECCION.
0175 37 FORMAT(12)
0176 READ(1,17) NAPP
0177 WRITE(3,121) NAPP
0178 171 FORMAT(41X,'NUMERO DE ANOS DE LA PROYECCION = '.12)
0179 WRITE(3,117)
0180 WRITE(3,171)
0181 123 FORMAT('12X,'PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE POR KVA-KM, %.75X,'POR
C SCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR, %.73X,'PORCENTAJE
C DE PERDIDAS EN TRANSFORMACION, %.74X,'VOLTAJE PRIMARIO EN KILOVOL
C TIOS Y, %.73X,'RESISTENCIA DEL ALIMENTADOR EN OHMS/KM, %//)
0182 38 FORMAT(4E10.0)
0183 READ(1,174) OK,V,DPTR,KV,R
0184 WRITE(3,124) OK,V,DPTR,KV,R
0185 125 FORMAT('5X,'5E10.6,///)
C LECTURAS DE PRONOSTICOS DE LA DEMANDA ANUAL DEL SISTEMA (KW).
C EL PRIMER VALOR ES DEL ANIO EN QUE SE TOMARON LOS DATOS DE CONSUMIDORES.
0186 WRITE(3,126)
0187 126 FORMAT(20X,'PRONOSTICO DE LAS DEMANDAS MAXIMAS ANUALES DEL SISTEM
C A, (KW), //)
C NAPP1=NAPP+1
0188 108 FORMAT(10,0)
0189 READ(1,104)(P(1),I=1,NAPP1)
0190 WRITE(3,127)(P(I),I=1,NAPP1)
0191 127 FORMAT(20X,'10-1)
0192 WRITE(3,113)
0193 C LECTURAS DE TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DE CARGA DE CADA SUBESTACION,
C EN PORCENTAJE.
0194 WRITE(3,128)
0195 128 FORMAT('11X,'TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DE CARGA DE LAS SUBESTACION
C SFS, //)
0196 READ(1,108)(TCASUB(J),J=1,N)
0197 WRITE(3,129)(TCASUB(J),J=1,N)
0198 129 FORMAT(20X,'10.3)
0199 WRITE(3,111)
C LECTURAS DE TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL AREA DE SERVICIO DE CADA
C SUBESTACION, EN PORCENTAJE.
0200 WRITE(3,130)
0201 130 FORMAT(25X,'TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DEL AREA DE SERVICIO DE LAS
C S SUBESTACIONES, //)
0202 READ(1,108)(TCAARS(IJ),IJ=1,N)
0203 WRITE(3,129)(TCAARS(IJ),IJ=1,N)
C
0204 WRITE(3,50)
0205 WRITE(3,50)

```

```

0209      XN(I)=(L*NAI(I)-0.5)
0210      YN(J)=(I*NAI(J)-0.5)
0211      100 CONTINUE
0212      DO 2000 I=1,NFILAS
0213      DO 2000 J=1,NCOLUM
C -CALCULO DEL AREA ARA(A(I,J),DESCONTANDO SU VALOR DE ANA(I,J))
0214      AREA(I,J)=ARL*ABL*(1.-ANA(I,J))
0215      CALL TCARGA
0216      IF(N.FO-1) GO TO 1186
0217      DO 2000 I=1,NFILAS
0218      DO 2000 J=1,NCOLUM
0219      DO 2001 K=1,N
0220      S(I,J,K)=SQRT((XN(I)-CPS(K))*2+(YN(J)-COS(K))*2)
0221      CONTINUE
0222      DISMIN=S(I,J,1)
0223      K=1
0224      LX=K
0225      101 K=K+1
C CONDICION DE DISTANCIA MINIMA.
0226      IF(DISMIN.LE.S(I,J,K)) GO TO 102
0227      DISMIN=S(I,J,K)
0228      LX=K
0229      102 IF(K.FO.N) GO TO 103
0230      GO TO 101
C CALCULO DEL AREA DE OPTIMO SERVICIO ADS. DE CADA SUBESTACION.
0231      ADS(LK)=ADS(LK)+AREA(I,J)
C CALCULO DEL AREA REAL DE SERVICIO ADS DE CADA SUBESTACION.

```

BOGOTÁ

-----DOS FORTRAN IV 360N-FQ-479.3-A MAINPDM DATE 16/03/77 TIME 20.43.59 PAGE 0005-----

```

C CMIN ES LA CARGA MINIMA (DATO), QUE DEBE TENER CADA
C AREA BASICA DE CARGA.
0231      IF(CRGCTO(I,J).LT.CMIN) AREA(I,J)=0.0
0232      ADS(LK)=ADS(LK)+AREA(I,J)
C CALCULO DE LA CARGA DE CADA SUBESTACION: CS.
0233      CS(I,J)=CS(I,K)+CRGCTO(I,J)
0234      20002 CONTINUE
0235      GO TO 1186
C CALCULOS CUANDO HAYA UNA SOLA SUBESTACION.
1186      LK=1
0236      DO 1187 I=1,NFILAS
0237      DO 1187 J=1,NCOLUM
0238      ADS(LK)=ADS(LK)+AREA(I,J)
0239      IF(CRGCTO(I,J).LT.CMIN) AREA(I,J)=0.0
0240      ADS(LK)=ADS(LK)+AREA(I,J)
0241      CS(LK)=CS(LK)+CRGCTO(I,J)
0242      C CALCULOS DE ALIMENTADORES Y PERDIAS.
1187      KANIOS=1
0243      DO 74 I=1,NADRI
0244      SUM1=0.
0245      DO 22 K=1,N
C CAPACIDAD DE LA SUBESTACION PARA CUALQUIER ANIO.
0246      22 SUM1=SUM1+CS(K)
C RESTRICCION DE CAPACIDAD.
0247      IF(SUM1.GT.P(I)) GO TO 32
0248      FCOM=P(I)/SUM1
0249      DO 24 K=1,N
0250      CS(K)=CS(K)*FCOM
0251      F=1
0252      GO TO 33
0253      24 F=P(I)/SUM1
0254      33 KANIOS=KANIOS+1
0255      WRITE(3,62) KANIOS,V
0256      62 FORMAT('1.////.4X.'P F S U L T A D O P S'//.4X.2P('1.))//
0257      S/.50X.'ANIO'//.12.' DEL ESTUDIO.'//.33V.'PORCENTAJE DE CARGA DE V.
SOLTAJE EN EL ALIMENTADOR'//.F4-0.'//.23X.'S/F'.4X.'ADS'.1X.'ARS.
S'.6X.'CAPACIDAD'.4X.'LONG AL'.2X.'NUMR'.2X.'PERD TPE'.2X.'PERD
SALS'//.20X.'(KV2)'.5X.'(KV2)'.4X.'(KVA)'.9X.'(KH)'.5X.'ALPT'.4X.'
S(KN)'.6X.'(KV)'.23X.76('1.))
0258      DO 72 K=1,N
C RESTRICCION DEL AREA DE SERVICIO.
0259      IF(ARS(K).LE.ADS(K)) GO TO 42
0260      IF(KANIOS.FO.1) GO TO 320
0261      WRITE(3,318) K
0262      318 FORMAT('1.////.20X.'EL AREA DE SERVICIO DE LA SUBESTACION'//.12.' EXCFE
SE'//.20X.'EL VALOR DE SU AREA OPTIMA DE SERVICIO.')
0263      GO TO 72
0264      320 WRITE(3,71) KANIOS,K
0265      71 FORMAT('1.////.20X.'A LOS'//.12.' ANIOS DE INICIADO EL ESTUDIO. EL AREA
S DE SERVICIO DE LA SUBESTACION'//.12.'//.20X.'EXCFE AL VALOR DE SU
AREA OPTIMA DE SERVICIO.')

```

ORIGINAL

SUMA

```

0267 27 IF (ALIM(K)-GT.15) GO TO 156
0268 GO TO 156
0269 C 156 IF (ALIM(K)-GT.20) GO TO 801
0270 C CALCULO CUANDO EL NUMERO DE ALIMENTADORES ES MAYOR O IGUAL A 3.
TETA=(3-1416/ALIM(K))
0271 C LONGITUD DEL LADO DEL POLIGONO.
RL(K)=2.*5001*((ARS(K)+SIN(TETA))/(ALIM(K)*COS(TETA)))
0272 C LONGITUD DEL ALIMENTADOR.
SL(K)=RL(K)+COS(TETA)/(2.*SIN(TETA))
0273 C PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR.
VA(K)=2.*SL(K)*PK*CS(K)/(2.*ALIM(K))
0274 GO TO 5000
0275 C LONGITUD DEL ALIMENTADOR CUANDO EL NUMERO DE ALIMENTADORES ES 1 O 2.
156 SL(K)=SQRT(ARS(K))
0276 C PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE PARA 1 O 2 ALIMENTADORES.
VA(K)=SL(K)*PK*CS(K)/2.
0277 C CONDICION DE CAIDA DE VOLTAJE.
5000 IF (VA(K)-GT.V) GO TO 157
0278 GO TO 158
0279 C CONSTRUYA UN NUEVO ALIMENTADOR.
157 ALIM(K)=ALIM(K)+1.
0280 GO TO 42
0281 C CALCULO DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION.
158 PTR(K)=COS(1+CS(K)*PTR/100.
0282 C CALCULO DE PERDIDAS EN LOS ALIMENTADORES.
X=2*SL(K)/3.*ALIM(K))
0283 Y=(F+CS(K)/KV)*42.
0284 PALIM(K)=X*Y/1000.

```

POLITECNICA

TELEFONO

005 FORTRAN IV 360N-F0-479 3-A MATNPGH DATE 16/03/77 TIME 20.43.59 PAGE 0000

```

0285 WRITE(3,99) K,ARS(K),ARS(K),CS(K),SL(K),ALIM(K),PTR(K),PALIM(K)
0286 83 FORMAT(10,22X,12,2X,C7-3,7X,F7-3,5X,D12.5,2X,F7-3,4X,F4-1,4X,F7-3
0287 72 CONTINUE
0288 IF (KANIOS.F0.NAPR) GO TO 801
0289 C HAGA UN PRONOSTICO DE CS(K) Y ARS(K), PARA UN PROXIMO ANIO.
801 K=1.5
0290 CS(K)=CS(K)*(1.+TCASUB(K)/100.)
0291 ARS(K)=ARS(K)*(1.+TCAARS(K)/100.)
0292 74 CONTINUE
0293 801 WRITE(3,29)
0294 29 FORMAT(10(/))
0295 STOP
0296 END

```

005 FORTRAN IV 360N-F0-479 3-A MATNPGH DATE 16/03/77 TIME 20.43.59 PAGE 0007

COMMON BLOCK / MAP SIZE

SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
CA	0	WHA	70A	AA	F10	PA	151E	ALANA	1070
CCOM	232A	KWHCOM	2A70	KWHMCO	317A	FBCOM	3840	KWHCOM	354A
KWHINO	4A50	CPGIND	405B	CPGIC	5A60	KWHOP	586B	KWHOP	6270
FOOFI	497A	CPGOFI	7090	CHA	778A	COSFI	77DB	WELAS	77DC
WCOLU	77F0	N	77F4	FCARGA	77EA	CRGTOT	77FC	CRGCTO	71FA

SCALAR MAP

SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
ALU	270	I	27A	J	27B	K	27C	ARI	280
CVIN	284	NANA	28B	IJ	28C	H	290	HI	29C
NAPR	208	PK	28C	V	2A0	PTR	2A4	KV	2AB
P	2AC	NAPR1	2A0	DISHIN	20A	LK	20B	KANIOS	2AC
CHM2	200	FCOM	2CA	F	2CB	TETA	2CC	X	2DD
Y	2DA								

ARRAY MAP

SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
APEA	20A	ANA	0F0	XM	10FA	YM	17F0	TITULO	1FF0
CPS	1F2B	COS	1F0B	S	1FFA	ANS	AC8B	AN	AC0A
CS	AFFB	ARS	B04B	P	B09B	TCA SUB	B0FC	TITUL1	B13C
VI	B1AC	RL	B10C	TCAARS	B22C	SL	B27C	ALIM	B2CC
PTR	B31C	PALIM	B36C	TITUL2	B3BC				


```

0060      20      DO 20 J=1,NCOLUM
0061          SUM2=SUM2+CRGTOT(I,J)
0062          CSUM=SUM1/SUM2
0063      DO 30 I=1,MFILAS
0064          DO 30 J=1,NCOLUM
0065      30      CRGTOT(I,J)=CRGTOT(I,J)+RSUM
0066          MN1=(NCOLUM-1)/7+1
0067          DO 53 KIP=1,7
0068      40      WRITE(3,40)
          FORMAT(/)

```

ONS FORTRAN IV 360N-ED-479 3-8 TCARGA DATE 16/03/77 TIME 20.45.34 PAGE 0002

```

0069      KIPQ=0
0070      DO 53 I=1,MFILAS
0071          DO 53 NIN2=1,MINI
0072          NA=(NIN2-1)*7+1
0073          N4=N4+1
0074          IF(NP.GT.NCOLUM)GO TO 51
0075      GO TO (3001,3002,3003,3004,3005,3006,3007),KIP
0076      7001 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,134)
0077      134 FORMAT(4(/),50X,'R E S U L T A D O S :',/,50X,20('*'),//)
0078          IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,131)
0079      131 FORMAT(//,32X,'MATRIZ DE CARGA RESIDENCIAL POR AREA BASICA--(KVA/A
          S(,),//)
0080          WRITE(3,52)(ALAN(I,J),J=NA,NR)
0081          KIPQ=1
0082      GO TO 53
0083      7002 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,132)
0084      132 FORMAT(//,33X,'MATRIZ DE CARGA COMERCIAL, POR AREA BASICA. (KVA/AIJ
          S(,),//)
0085          WRITE(3,52)(CRGCOM(I,J),J=NA,NR)
0086          KIPQ=1
0087      GO TO 53
0088      7003 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,133)
0089          IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,52)(CH(J),J=NA,NR)
0090      133 FORMAT(//,40X,'VECTOR DE CARGA MEDIDA POR SUBSTACION.
          KIPQ=1
0091      GO TO 53
0092      3004 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,1341)
0093      1341 FORMAT(//,33X,'MATRIZ DE CARGA INDUSTRIAL POR AREA BASICA (KVA/AI
          S(,),//)
0094          WRITE(3,52)(CRGIND(I,J),J=NA,NR)
0095          KIPQ=1
0096      GO TO 53
0097      3005 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,135)
0098      135 FORMAT(//,34X,'MATRIZ DE CARGA OFICIAL POR AREA BASICA. (KVA/AIJ).
          S(,),//)
0099          WRITE(3,52)(CRGOFI(I,J),J=NA,NR)
0100          KIPQ=1
0101      GO TO 53
0102      3006 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,134)
0103      136 FORMAT(//,35X,'MATRIZ DE CARGA TOTAL POR AREA BASICA. (KVA/AIJ).
          S(,),//)
0104          WRITE(3,52)(CRGTOT(I,J),J=NA,NR)
0105          KIPQ=1
0106      GO TO 53
0107      3007 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,137)
0108      137 FORMAT(//,35X,'MATRIZ DE CARGA TOTAL CORREGIDA POR AREA BASICA. (K
          SVA/AIJ).
          SVA/AIJ),//)
0109          WRITE(3,52)(CRGCTO(I,J),J=NA,NR)
0110          KIPQ=1
0111      GO TO 53
0112      51 GO TO (4001,4002,4003,4004,4005,4006,4007),KIP
0113      4001 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,134)
0114          IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,131)
0115          WRITE(3,52)(ALAN(I,J),J=NA,NCOLUM)
0116          KIPQ=1
0117      GO TO 53
0118      4002 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,132)
0119          WRITE(3,52)(CRGCOM(I,J),J=NA,NCOLUM)
0120          KIPQ=1
0121      GO TO 53
0122      4003 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,133)
0123          IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,52)(CH(J),J=NA,NCOLUM)
0124          KIPQ=1
0125      GO TO 53
0126      4004 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,1341)
0127          WRITE(3,52)(CRGIND(I,J),J=NA,NCOLUM)
0128          KIPQ=1
0129      GO TO 53
0130      4005 IF(KIPQ.EQ.0) WRITE(3,135)
0131          WRITE(3,52)(CRGOFI(I,J),J=NA,NCOLUM)
0132          KIPQ=1
0133      GO TO 53

```

INGENIERIA
 ELECTRONICA
 QUITO

```

0135 4000 IF (X(10),F0.0) WRITE(3,136)
0136 WRITE(3,52) (CPGCTO(I,J),J=NA,MCOLUM)
0137 KIP0=1
0138 GO TO 53
0139 4007 IF (X(10),F0.0) WRITE(3,137)
0140 WRITE(3,52) (CPGCTO(I,J),J=NA,MCOLUM)
0141 KIP0=1
0142 GO TO 53

```

DDS FORTRAN-IV-360N-F0-479 3-R TCARGA DATE 16/03/77 TIME 20.45.34 PAGE 0003

```

0143 52 FORMAT(10X,7(1X,F12.2))
0144 CONTINUE
0145 RETURN
0146 56 IF (IA1),F0,IA3) WRITE(3,57)
0147 57 FORMAT(///,33X, 'LA MATRIZ DE CONSUMIDORES TIENE TODOS SUS VALORES
SCFRO. ')
0148 IF (IA2),F0,IA3) WRITE(3,58)
0149 58 FORMAT(///,33X, 'LA MATRIZ DE KWH-CONSUMIDOR TIENE TODOS SUS VALORE
SS CFRO. ')
0150 STOP
0151 59 WRITE(3,60)
0152 60 FORMAT(///,49X, 'COSFI ES IGUAL A CFRO. RECTIFIQUELO. ')
0153 STOP
0154 END

```

POLITECNICA

DDS FORTRAN IV 360N-F0-479 3-R TCARGA DATE 16/03/77 TIME 20.45.34 PAGE 0004

COMMON BLOCK				MAP SIZE				R5FC			
SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
CCOM	272A	WH	708A	A	F10	R	151B	AIAN	102C	PCOM	304D
KWHND	465B	KWHCOM	2430.1	KWHMCO	313A	KWHDF	586B	KWHMDF	697C	CRGCOM	3F4P
CRGFI	407B	CRGND	405B	CRGFI	708A	COSFI	770B	HFILAS	770C	CRGDF	770C
MCOLUM	77F0	N	77F4	FCARGA	77FA	CPGCTO	77EC	CRGCTD	77FA		
SCALAR MAP											
SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
T	240	J	244B	IA1	24B	IA2	24C	IA3	250	RSUM	26A
SUM1	254	K	25A	SUM2	25C	NA	27A	NIN1	27A	NB	27B
KIP	26A	KIP0	26C	NIN2	270						
SUBPROGRAMS CALLED											
SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
FPXPRV	27C	IPCOM	280	SGRT	28A						
FORMAT STATEMENT MAP											
SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
40	294	134	297	131	2C1	132	302	133	3A1		
1341	372	135	3R2	136	3FF	137	42A	52:	4CF		
57	47B	58	40B	60	4FD						

LADO DFL AREA BASICA (KM), Y SU CARGA MINIMA EN KVA.

0.150 0.100

COORDENADAS P (EJE Y) DE LAS SUBESTACIONES.

3.500

COORDENADAS Q (EJE X) DE LAS SUBESTACIONES.

17.600

NUMERO DE AREAS NO ACCESIBLES NANA = 67

AREAS NO ACCESIBLES Y SUS VALORES:

AREA NO ACCESIBLE (8 , 1) = 0.700

AREA NO ACCESIBLE (9 , 1) = 0.800

AREA NO ACCESIBLE (10 , 1) = 1.000

AREA NO ACCESIBLE (11 , 1) = 0.800

AREA NO ACCESIBLE (7 , 2) = 0.400

AREA NO ACCESIBLE (8 , 2) = 1.000

AREA NO ACCESIBLE (9 , 2) = 0.400

AREA NO ACCESIBLE (7 , 3) = 1.000

AREA NO ACCESIBLE (8 , 3) = 0.300

AREA NO ACCESIBLE (4 , 4) = 0.200

AREA NO ACCESIBLE (5 , 4) = 1.000

AREA NO ACCESIBLE (6 , 4) = 0.900

AREA NO ACCESIBLE (7 , 4) = 0.200

AREA NO ACCESIBLE (4 , 5) = 0.400

AREA NO ACCESIBLE (5 , 5) = 0.900

AREA NO ACCESIBLE (6 , 5) = 0.150

AREA NO ACCESIBLE (4 , 6) = 1.000

AREA NO ACCESIBLE (5 , 6) = 0.500

AREA NO ACCESIBLE (3 , 7) = 0.400

AREA NO ACCESIBLE (4 , 7) = 1.000

AREA NO ACCESIBLE (5 , 7) = 0.300

AREA NO ACCESIBLE (3 , 8) = 0.600

AREA NO ACCESIBLE (4 , 8) = 1.000

AREA NO ACCESIBLE (5 , 8) = 0.100

AREA NO ACCESIBLE (3 , 9) = 0.800

AREA NO ACCESIBLE (4 , 9) = 0.800

AREA NO ACCESIBLE (3 , 10) = 0.900

ESQUEMA

1	AREA NO ACCESIBLE (2 .11) = 0.200
2	AREA NO ACCESIBLE (3 .11) = 1.000
3	AREA NO ACCESIBLE (4 .11) = 0.400
4	AREA NO ACCESIBLE (2 .12) = 0.450
5	AREA NO ACCESIBLE (3 .12) = 1.000
6	AREA NO ACCESIBLE (2 .13) = 0.600
7	AREA NO ACCESIBLE (3 .13) = 0.500
8	AREA NO ACCESIBLE (1 .14) = 0.800
9	AREA NO ACCESIBLE (2 .14) = 0.700
10	AREA NO ACCESIBLE (3 .14) = 0.700
11	AREA NO ACCESIBLE (2 .15) = 0.400
12	AREA NO ACCESIBLE (3 .15) = 0.150
13	AREA NO ACCESIBLE (2 .16) = 0.150
14	AREA NO ACCESIBLE (3 .16) = 0.300
15	AREA NO ACCESIBLE (2 .17) = 0.100
16	AREA NO ACCESIBLE (3 .17) = 0.700
17	AREA NO ACCESIBLE (3 .18) = 0.800
18	AREA NO ACCESIBLE (4 .18) = 0.100
19	AREA NO ACCESIBLE (3 .19) = 0.400
20	AREA NO ACCESIBLE (4 .19) = 0.500
21	AREA NO ACCESIBLE (4 .20) = 0.900
22	AREA NO ACCESIBLE (4 .21) = 0.900
23	AREA NO ACCESIBLE (3 .22) = 0.150
24	AREA NO ACCESIBLE (4 .22) = 0.700
25	AREA NO ACCESIBLE (3 .23) = 0.200
26	AREA NO ACCESIBLE (4 .23) = 0.500
27	AREA NO ACCESIBLE (3 .24) = 0.200
28	AREA NO ACCESIBLE (4 .24) = 0.400
29	AREA NO ACCESIBLE (4 .25) = 0.500
30	AREA NO ACCESIBLE (5 .25) = 0.150
31	AREA NO ACCESIBLE (4 .26) = 0.700
32	AREA NO ACCESIBLE (5 .26) = 0.700
33	AREA NO ACCESIBLE (6 .26) = 0.100
34	AREA NO ACCESIBLE (5 .27) = 0.400
35	AREA NO ACCESIBLE (6 .27) = 0.500
36	AREA NO ACCESIBLE (7 .27) = 0.100
37	AREA NO ACCESIBLE (6 .28) = 0.400
38	AREA NO ACCESIBLE (7 .28) = 0.500
39	AREA NO ACCESIBLE (7 .29) = 0.500

ESCUELA

NUMERO DE ANOS DE LA PROYECCION = 10

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR.
 PORCENTAJE DE PERDIDAS EN TRANSFORMACION.
 VOLTAJE PRIMARIO EN KILOVOLTIOS Y
 RESISTENCIA DEL ALIMENTADOR EN OHMIOS/KM.

0.002820 3.000000 1.000000 4.160000 0.556100

PROMEDIO DE LAS DEMANDAS MAXIMAS ANUALES DEL SISTEMA (KW).

1666.0 1727.3 2453.0 2794.0 6052.8 7040.3 8195.7 9289.7
 10507.7 11928.6 13564.6

TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES.

18.000

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DEL SERVICIO DE LAS SUBESTACIONES.

7.100



RESULTADOS:

MATRIZ DE CARGA RESIDENCIAL POR AREA BASICA (KVA/AIJ).

0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19.13	16.53	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25.28	29.65	25.28	12.13	4.85	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25.28	16.53	16.53	4.85	7.56	25.28	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	16.53	25.28	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	7.56	12.13	12.13	7.56	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.38	0.0	34.01	34.01	34.01	47.10	68.40	0.0
0.0	0.0	34.01	0.0	0.0	16.53	16.53	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	4.85	25.28	25.28	0.0
25.28	25.28	29.65	34.01	0.0	47.10	0.0	0.0
47.10	34.01	25.28	25.28	16.53	16.53	16.53	0.0
20.91	16.53	16.53	9.89	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	2.49	2.49	0.0	29.65	0.0
25.28	25.28	29.65	29.65	25.28	38.32	47.10	0.0
34.01	34.01	0.0	0.0	0.0	16.53	16.53	0.0
16.53	0.0	9.89	4.85	0.0	0.0	0.0	0.0

R E S U L T A D O S

ANIO 0 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	8.343	2.487	0.16000E 04	0.692	3.0	12.800	6.324

R E S U L T A D O S

ANIO 1 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	8.343	2.684	0.18980E 04	0.716	3.0	15.104	7.627

R E S U L T A D O S

ANIO 2 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	8.343	2.853	0.24930E 04	0.741	3.0	19.624	15.920

R E S U L T A D O S

ANIO 3 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ANS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	8.343	3.056	0.28945E 04	0.777	3.0	23.156	21.374

R E S U L T A D O S

ANIO 4 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ANS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	8.343	3.273	0.60528E 04	0.905	4.0	48.422	48.738

R E S U L T A D O S

ANIO 5 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ANS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	8.343	3.505	0.71423E 04	0.982	5.0	57.138	104.298

PROYECTO DE OBRAS DE RECONSTRUCCION DEL SISTEMA DE TRAMVIA

R E S U L T A D O S

ANIO 6 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	8.343	3.754	0.84279E 04	1.041	6.0	57.423	124.825

R E S U L T A D O S

ANIO 7 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	8.343	4.020	0.99449E 04	1.092	7.0	70.559	144.210

R E S U L T A D O S

ANIO 8 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	8.343	4.306	0.11735E 05	1.146	9.0	93.880	150.655

R E S U L T A D O S

ANIO 9 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	AOS- (KM2)	APS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	8.343	4.611	0.13847E 05	1.195	11.0	110.778	165.559

R E S U L T A D O S

ANIO 10 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	AOS- (KM2)	APS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	8.343	4.939	0.16340E 05	1.242	13.0	130.718	188.219

** FROM MEJES TIEMPO DE UCP UTILIZADO, POR EL PROGRAMA ANEXO-11 -----> 160.96 SEGUNDOS FECHA: 16/03/77 **
DOS FORTRAN IV 360N-FD-479 3-8

OPTIONS IN EFFECT

LOAD =A
DECK NO
LIST NO
LISTX NO
EBCDIC

QUITO

ANEXO 2(a)

*CAPACIDAD DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION Y NUMERO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS.

* SISTEMA BARAHOYO CON DOS SUBESTACIONES. DATOS DICIEMBRE 1975. *

NO SE HA CONSIDERADO ALUMBRADO PUBLICO.

R E S U L T A D O S

ANIO 0 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KMP)	APS. (KMP)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	4.410	1.100	0.84776E 03	1.085	1.0	6.019	6.350
2	3.933	1.387	0.84766E 03	1.178	1.0	6.791	9.064

R E S U L T A D O S

ANIO 1 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/F	ADS. (KMP)	APS. (KMP)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	4.410	1.177	0.84776E 03	1.085	1.0	7.102	7.667
2	3.933	1.484	0.10002E 04	1.210	1.0	8.002	10.928

R E S U L T A D O S

ANIO 2 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KMP)	APS. (KMP)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	4.410	1.260	0.11534E 04	1.127	1.0	9.227	15.994
2	3.933	1.588	0.12996E 04	1.260	1.0	10.397	22.797

P E S U L T A D O S

ANTO 3 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN FL ALIMENTADOR = 3.

S/E	AOS. (KM ²)	APS. (KM ²)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	4.410	1.340	0.13611E 04	1.161	1.0	10.888	21.464
2	3.933	1.699	0.15335E 04	1.304	1.0	12.268	30.503

POLITECNICA

R E S U L T A D O S

ANTO 4 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN FL ALIMENTADOR = 3.

S/E	AOS. (KM ²)	APS. (KM ²)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	4.410	1.442	0.28461E 04	0.527	3.0	22.769	15.237
2	3.933	1.818	0.32067E 04	0.592	3.0	25.653	21.718

R E S U L T A D O S

ANTO 5 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN FL ALIMENTADOR = 3.

S/E	AOS. (KM ²)	APS. (KM ²)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	4.410	1.543	0.33584E 04	0.545	3.0	26.867	21.323
2	3.933	1.945	0.37839E 04	0.612	3.0	30.271	30.393

R E S U L T A D O S

ANIO 6 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KM2)	APS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	4.410	1.651	0.39629F 04	0.564	3.0	31.703	29.891
2	3.933	2.082	0.44650E 04	0.633	3.0	35.720	42.605

R E S U L T A D O S

ANIO 7 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KM2)	APS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	4.410	1.767	0.46762F 04	0.583	3.0	37.410	39.725
2	3.933	2.237	0.52687E 04	0.655	3.0	42.149	56.622

R E S U L T A D O S

ANIO 8 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KM2)	APS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	4.410	1.890	0.55180F 04	0.603	3.0	44.144	52.573
2	3.933	2.383	0.62170E 04	0.677	3.0	49.736	74.935

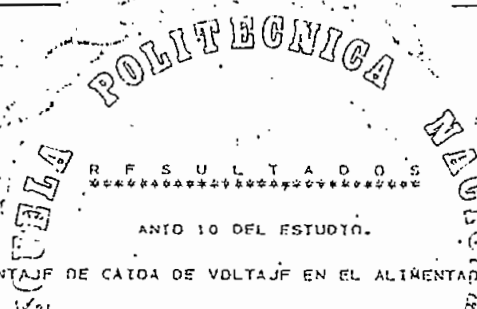


R E S U L T A D O S

ANIO 9 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	AOS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	4.410	2.023	0.65112E 04	0.624	3.0	52.089	70.684
2	3.933	2.550	0.73361E 04	0.798	4.0	58.689	85.391



R E S U L T A D O S

ANIO 10 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	AOS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	4.310	2.164	0.76832E 04	0.736	4.0	61.465	80.135
2	3.933	2.729	0.86566E 04	0.867	5.0	69.253	95.884

QUITO

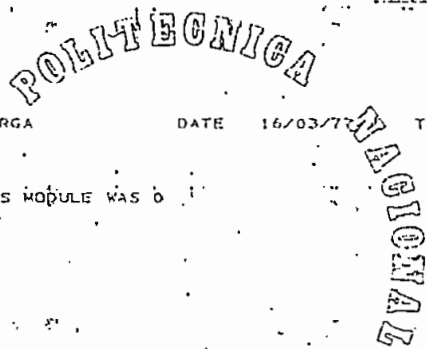
** EPN MSJ'S TIEMPO DE UCP UTILIZADO POR EL PROGRAMA ANEXO-2 -----> 156.00 SEGUNDOS FECHA: 16/03/77

TOTAL MEMORY REQUIREMENTS 0000DE BYTES
 HIGHEST SEVERITY LEVEL OF ERRORS FOR THIS MODULE WAS 0

0005 FORTRAN IV 360N-FC-479-3-R TCARGA DATE 16/03/77 TIME 21.22.45 PAGE 0001

TOTAL MEMORY REQUIREMENTS 0014E2 BYTES
 HIGHEST SEVERITY LEVEL OF ERRORS FOR THIS MODULE WAS 0

21.23.27 TOTAL COMPILATION TIME 00.01.57



ANEXO 2(b)

*CAPACIDAD DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION Y NUMERO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS.

SISTEMA BARAHYO CON TRES SUBESTACIONES. DATOS DICIEMBRE 1975.

NO SE HA CONSIDERADO ALUMBRADO PUBLICO.

RESULTADOS

ANIO 0 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ADS. (KM2)	ABS. (KV2)	CAPACIDAD (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KV)
1	1.469	0.729	0.61786E 03	0.854	1.0	4.943	3.491
2	3.933	1.387	0.84766E 03	1.179	1.0	6.791	0.062
3	2.041	0.371	0.13448E 03	0.609	1.0	1.076	0.118

R E S U L T A D O S

ANIO 1 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ANS. (KM2)	ABS. V (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	1.469	0.780	0.72907E 03	0.883	1.0	5.833	4.209
2	3.933	1.484	0.10002E 04	1.218	1.0	8.002	10.928
3	2.941	0.397	0.15869E 03	0.630	1.0	1.270	0.142

R E S U L T A D O S

ANIO 2 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ANS. (KM2)	ABS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	1.469	0.833	0.94726E 03	0.914	1.0	7.578	8.781
2	3.933	1.588	0.12996E 04	1.260	1.0	10.396	22.797
3	2.941	0.425	0.20618E 03	0.652	1.0	1.649	0.297

ESCUELA POLITECNICA
 MAGICNA

21/11/90

R E S U L T A D O S

ANIO 3 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ACS. (KVA)	APS. (KVA)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	1.469	0.893	0.11178E 04	0.945	1.0	8.942	11.794
2	3.033	1.699	0.15335E 04	1.304	1.0	12.268	30.593
3	2.941	0.455	0.24329E 03	0.674	1.0	1.946	0.398

ESCUELA POLITÉCNICA

R E S U L T A D O S

ANIO 4 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	ACS. (KVA)	APS. (KVA)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMP. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	1.469	0.956	0.23374E 04	0.429	3.0	18.699	8.365
2	3.033	1.818	0.32067E 04	0.592	3.0	25.653	21.718
3	2.941	0.487	0.50875E 03	0.698	1.0	4.070	1.934

QUITO

RESULTADOS

ANIO 5 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/F	ANS. (KM2)	ANS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMB. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	1.469	1.022	0.27581E 04	0.444	3.0	22.065	11.706
2	3.933	1.945	0.37039E 04	0.612	3.0	30.271	30.393
3	2.941	0.521	0.60033E 03	0.722	1.0	4.803	2.707

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA NACIONAL

RESULTADOS

ANIO 6 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/F	ANS. (KM2)	ANS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMB. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	1.469	1.024	0.32948E 04	0.459	3.0	26.036	16.410
2	3.933	2.082	0.44650E 04	0.633	3.0	35.720	42.605
3	2.941	0.557	0.70839E 03	0.746	1.0	5.667	3.794

(2/11/70)

R E S U L T A D O S

ANIO 7 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/F	ANS. (KM2)	APS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMB. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	1.469	1.171	0.38404F 04	0.475	3.0	30.723	21.809
2	3.933	2.227	0.52687F 04	0.655	3.0	42.149	56.621
3	2.941	0.596	0.83590F 03	0.772	1.0	6.667	5.042

ESCUELA POLITÉCNICA

R E S U L T A D O S

ANIO 8 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/F	ANS. (KM2)	APS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMB. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	1.469	1.253	0.45316F 04	0.491	3.0	36.253	28.863
2	3.933	2.283	0.62170E 04	0.677	3.0	49.736	74.935
3	2.941	0.638	0.98636F 03	0.799	1.0	7.891	6.673

QUITO

R E S U L T A D O S

ANIO 9 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	AOS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	1.469	1.340	0.53473E 04	0.508	3.0	42.778	38.476
2	3.933	2.550	0.73361E 04	0.798	4.0	58.689	65.391
3	2.941	0.683	0.11639E 04	0.826	1.0	9.311	8.896

R E S U L T A D O S

ANIO 10 DEL ESTUDIO.

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR = 3.

S/E	AOS. (KM2)	ARS. (KM2)	CAPACIDAD. (KVA)	LONG AL. (KM)	NUMR. ALMT.	PERD TRF (KW)	PERD ALS (KW)
1	1.469	1.434	0.63098E 04	0.525	3.0	50.478	51.465
2	3.933	2.729	0.86566E 04	0.867	5.0	69.253	95.884
3	2.941	0.730	0.13734E 04	0.855	1.0	10.987	11.399

** CPN RSJS TIEMPO DE UCP UTILIZADO POR EL PROGRAMA ANEXO-2 -> 157.41 SEGUNDOS FFCHA: 16/03/77.***

ANEXO 3.

El programa de regresión polinómica de mínimos cuadrados, que se presenta en este Anexo, está diseñado para encontrar los coeficientes de un polinomio que represente adecuadamente un juego de datos. El programa maneja hasta 200 observaciones $(X(I), Y(I))$, y sirve para polinomios hasta de décimo grado. K , es el grado del polinomio, $YHAT(I)$ es la respuesta predicha a $X(I)$, y NUM es el número de observaciones.

La subrutina Gauss-Jordan (GSJOR), se usa para resolver las ecuaciones normales, y encontrar los coeficientes de las incógnitas.

Datos de Entrada.

Tarjeta 1 columnas 2 - 80 TITULO Descripción del problema, usando cualquier carácter de perforación.

Tarjeta 2 columnas 1 - 5 NUM Número de observaciones (I5)

Tarjetas 3 hasta T,

columnas 1 - 10 $X(I)$ Ier. valor de X (F10.0)

columnas 11 - 20 $Y(I)$ Ier. valor de Y (F10.0)

Cada observación entra en una tarjeta.

Para resolver más de un problema al mismo tiempo, se repite la secuencia de lectura, poniendo los datos uno a continuación de otro.

Resultados.

El programa imprime :

K = Grado del polinomio que representa adecuadamente los datos.

BETA = Coeficientes del polinomio, o valores de la solución.

CMSSQ = Suma modificada de cuadrados.

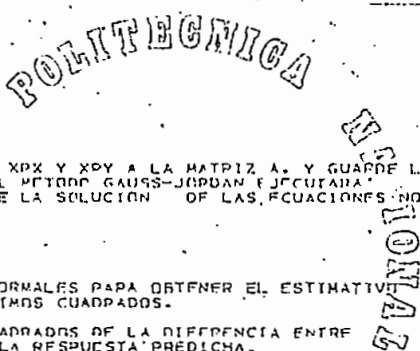
$YHAT(I)$ = Valor predicho de Y , a $X(I)$, para un grado dado del polinomio.

El listado del programa, y los resultados para dos ejemplos hipotéticos, se presenta a continuación.

```

0001 DIMENSION A(11,12),XPX(11,11),XPY(11),X(200),Y(200),TITLE(20)
0002 DIMENSION P(11)
0003 PTAIAR X,Y,YHAT,DIFF
-----
0004 C LFA LA TARJETA TITULO Y EL NUMERO DE OBSERVACIONES.
0005 I READ(1,100,FND=2000) TITLE
0006 100 FORMAT(20A4)
0007 WRITE(3,101) TITLE
0008 101 FORMAT(///20X,20A4//)
0009 READ(1,102) NUM
0010 102 FORMAT(I5)
-----
0011 C LFA LAS OBSERVACIONES Y CALCULE LOS COEFICIENTES DE LAS ECUACIONES
0012 C NORMALES PARA AJUSTAR UN POLINOMIO DE PRIMER GRADO.
0013 SUMY=0.0
0014 SUMX=0.0
0015 SUMYS=0.0
0016 DO 4 I=1,NUM
0017 READ(1,103) X(I),Y(I)
0018 103 FORMAT(2I10.0)
0019 SUMY=SUMY+Y(I)
0020 SUMX=SUMX+X(I)
0021 SUMYY=SUMYY+Y(I)*Y(I)
0022 SUMXY=SUMXY+X(I)*Y(I)
0023 SUMSQ=10.F4
0024 K=1
0025 N=K+1
0026 M=N+1
0027 XPX(1,1)=NUM
0028 XPX(1,2)=SUMX
0029 XPX(2,1)=SUMY
0030 XPX(2,2)=SUMXS
0031 XPY(1)=SUMXY
0032 XPY(2)=SUMYY
-----
0033 C TRANSFORMA LAS CANTIDADES XPX Y XPY A LA MATRIZ A, Y GUARDE LAS
0034 C CANTIDADES YPX Y XPY. EL METODO GAUSS-JORDAN EJECUTARA
0035 C TRANSFORMACIONES HASTA QUE LA SOLUCION DE LAS ECUACIONES NORMALES
0036 C ESTE EN A(I,J), I=1,N,
0037 10 DO 12 I=1,N
0038 DO 10 J=1,N
0039 10 A(I,J)=XPX(I,J)
0040 12 A(I,M)=XPY(I)
-----
0041 C RESUELVA LAS ECUACIONES NORMALES PARA OBTENER EL ESTIMATIVO
0042 C DE LOS PARAMETROS POR MINIMOS CUADRADOS.
0043 CALL CSJON(M,M,A)
0044 C CALCULE LA SUMA DE LOS CUADRADOS DE LA DIFERENCIA ENTRE
0045 C LA RESPUESTA OBSERVADA Y LA RESPUESTA PREDICHA.
0046 SUMSQ=0.0
0047 DO 14 I=1,NUM
0048 P=0.0
0049 DO 17 J=1,Y
0050 17 P=P+A(J+1,M)*X(I)+J
0051 YHAT=A(1,M)+P*Y(I)
0052 14 SUMSQ=SUMSQ+(Y(I)-YHAT)**2
0053 IF(NUM-K-1.F0.0) GO TO 42
0054 C CALCULE LA SUMA MODIFICADA DE CUADRADOS
0055 CMSSO=SUMSQ/(NUM-K-1)
-----
0056 C SI LA SUMA MODIFICADA DE CUADRADOS ES MAS GRANDE QUE LA SUMA
0057 C MODIFICADA PREVIA DE CUADRADOS, SE HA OBTENIDO UN GRADO ADECUADO
0058 C DE POLINOMIO, POR LO TANTO VAMOS A LA INSTRUCCION 42. DE LO
0059 C CONTRARIO, ESCIPIA EL GRADO DEL POLINOMIO RECIBEN OBTENIDO.
0060 C EL ESTIMATIVO DE LOS PARAMETROS POR MINIMOS CUADRADOS, Y
0061 C LA SUMA MODIFICADA DE LOS CUADRADOS.
0062 IF(CMSSO.GE.PMSSO) GO TO 42
0063 WRITE(3,104)K
0064 104 FORMAT(1X,'POR MINIMOS CUADRADOS, LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO D
0065 SE GRADO',12,1X,'SON:',/)
0066 DO 15 I=1,N
0067 15 WRITE(3,105)I,A(I,M)
0068 105 FORMAT(1X,'RETA(',12,')='F12.6)
0069 WRITE(3,106)CMSSO
0070 106 FORMAT(2,1X,'CMSSO='F12.6//)
0071 PMSSO=CMSSO
0072 IF(X.F0.10) GO TO 1
-----
0073 C INCREMENTE EL GRADO DEL POLINOMIO, SIENDO FIJADO K, CONSTRUYA
0074 C LAS NUEVAS ECUACIONES NORMALES, Y LUEGO REGRESA A LA INSTRUCCION 10
0075 K=K+1
0076 N=K+1
0077 M=N+1
0078 KPI=K+1

```



```

0060      KVI=K-1
0061      DO 20 I=1,KVI
0062      XPX(KP1,I)=XPX(K,I+1)
0063      20 XPX(I,KP1)=XPX(KP1,I)
0064      SUM1=0.0
0065      SUM2=0.0
0066      SUM3=0.0
0067      DO 21 I=1,NUM
0068      XX=X(I)*X
0069      SUM1=SUM1+XX*X(I)**(K-1)
0070      SUM2=SUM2+XX*XX
0071      21 SUM3=SUM3+XX*X(I)
0072      XPX(KP1,K)=SUM1
0073      XPX(KP1,KP1)=SUM2
0074      YPX(Y,KP1)=SUM1
0075      XQY(KP1)=SUM3
0076      DO 27 J=1,K
0077      27 R(J)=A(J,N)
0078      GO TO 14
C      IMPRIMA X, Y, YHAT, Y (Y-YHAT) PARA EL POLINOMIO QUE
C      ADECUADAMENTE REPRESENTA EL DATO.
0079      42 KVI=K-1
0080      WRITE(3,107) KVI
0081      107 FORMAT(//,IX,'EL POLINOMIO DE GRADO',IX,' REPRESENTA ADECUADAMEN
0082      108 FORMAT(//,IX,' X',IX,' Y',IX,' YHAT',IX,' (Y-YHAT)')
0083      WRITE(3,108)
0084      DO 25 I=1,NUM
0085      PRD=0.0
0086      DO 26 J=1,KVI
0087      26 PRD=PRD+R(J+1)*X(I)**J
0088      YHAT=Y(I)+PRD
0089      DIFF=Y(I)-YHAT
0090      25 WRITE(3,109) X(I),Y(I),YHAT,DIFF
0091      109 FORMAT(4F14.6)
0092      GO TO 1
0093      2000 STOP
0094      END
    
```

SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
YHAT	FA	DIFF	FO	NUM	FA	SUMY	FC	SUMX	100
SUMXY	104	SUMXS	108	J	106	PHSSQ	110	K	114
N	11A	M	11C	J	120	SUMSQ	124	PRD	128
PHSSQ	12C	IV	170	KP1	134	KVI	138	SUM1	13C
SUM2	140	SUM3	144	XK	148				

SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
A	14C	XPX	15C	XQY	1540	X	570	Y	590
TITLE	11F0	B	1240						

SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
IPCON	126C	GSJOR	1270	FOXPI	1274				

SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
100	124A	101	124A	102	1247	103	120B	104	12C2
105	1311	106	1325	107	1337	108	137C	109	139F

LOCATION	STA NUM	LABEL	STATEMENT	LABEL	MAP	LOCATION	STA NUM	LABEL	LOCATION	STA NUM	LABEL
001434	8					001460	6		001480	12	
00149C	10					0014AA	11		00144C	13	
001494	13					00140C	14		0014C9	15	
0015F0	17					0014FF	14		00150C	18	
001520	20	4				00144C	21		00155F	22	
001560	23					00154C	24		001578	25	
001578	26					0015A0	27		0015A8	28	
001500	30					00150B	30		0015C0	31	18
001504	32					0015F2	33	10	001606	34	12
00167C	35					00164F	36		001656	37	
001666	38					001672	38		00167E	40	17
001702	41					0016F4	42	16	001722	43	
00173C	44					00176A	45		001778	46	
001798	48					001744	49		0017B4	50	15
001800	52					001820	54		00182A	55	
001836	56					001842	57		00184E	58	
001844	59					001866	60		001872	61	
001902	62					0018A6	63	20	0018F8	64	
0019F4	65					0018EC	66		001904	67	
001910	68					00192F	69		001964	70	
001974	71	21				0019A2	72		0019C0	73	
001904	74					0019F4	75		001A04	76	
001A14	77	27				001A46	78		001AAC	79	42
001A5C	80					001A7C	82		001A90	84	
001A40	85					001AAC	86		001AB8	87	26
001AFF	88					001B0E	89		001B1A	90	25
001B70	92					001B76	93	2000			

TOTAL MEMORY REQUIREMENTS 001588 BYTES

HIGHEST SEVERITY LEVEL OF ERRORS FOR THIS MODULE WAS 0

```

0001 SUBROUTINE GSJOP(N,M,A)
0002 DIMENSION A(11,12)
0003 DO 16 K=1,N
0004 KP1=K+1
0005 DO 9 J=KP1,M
0006 A(K,J)=A(K,J)/A(K,K)
0007 CONTINUE
0008 DO 12 I=1,N
0009 IF(I=K,K) GO TO 12
0010 DO 14 J=KP1,M
0011 A(I,J)=A(I,J)-A(I,K)*A(K,J)
0012 CONTINUE
0013 CONTINUE
0014 CONTINUE
0015 RETURN
0016 END
    
```

INSTITUTO TECNICO NACIONAL
 QUITO

SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
K	AC	N	BO	KPI	B4	J	BS	M	RC
I	CO								

SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION	SYMBOL	LOCATION
A	C4								

LOCATION	STA NUM	LABEL	STATEMENT LABEL MAP	LOCATION	STA NUM	LABEL	LOCATION	STA NUM	LABEL
0001P2	1		0001R2	3		0001AF	4		
0001PA	5		0001D0	6		0001E0	7		9
0001FA	8		00020A	9		000218	10		
00027C	11		000242	12	14	00025A	13		12
000276	14	14	000222	15	13				

TOTAL MEMORY REQUIREMENTS 00022A BYTES

HIGHEST SEVERITY LEVEL OF ERRORS FOR THIS MODULE WAS 0

18.31.07. TOTAL COMPILATION TIME. 00.00.40

ESTOS COEFICIENTES SIRVEN PARA LA PROYECCION DE LA DEMANDA EN UN SISTEMA.

POR MINIMOS CUADRADOS. LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE GRADO 1 SON:

BETA(0) = 34.220007
 BETA(1) = 7.250829

CMSS0 = -1.308271

POR MINIMOS CUADRADOS. LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE GRADO 2 SON:

BETA(0) = 32.679397
 BETA(1) = 8.321211
 BETA(2) = -0.007301

CMSS0 = 0.780354

EL POLINOMIO DE GRADO 2 REPRESENTA ADECUADAMENTE LOS DATOS

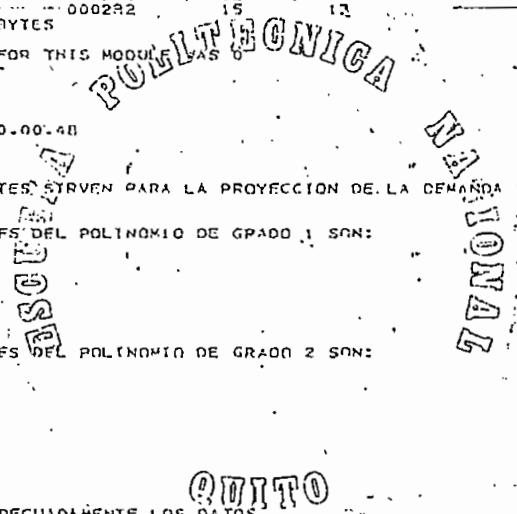
X	Y	YHAT	(Y-YHAT)
1.000000	40.700000	40.903290	-0.603290
2.000000	50.200000	48.932547	1.267453
3.000000	58.700000	50.702008	-1.072008
4.000000	61.100000	62.407394	-0.002604
5.000000	72.300000	71.852890	0.447110
6.000000	78.200000	79.103790	-0.903790
7.000000	85.900000	86.160095	-0.260095
8.000000	91.000000	93.021790	-0.021790
9.000000	100.500000	99.688873	0.811127
10.000000	105.200000	106.161362	-0.361362

ESTOS COEFICIENTES SIRVEN PARA LA PROYECCION DE LA DEMANDA EN UN SISTEMA.

POR MINIMOS CUADRADOS. LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE GRADO 1 SON:

BETA(0) = 7.285889
 BETA(1) = 5.496826

CMSS0 = 20.543701



POR MINIMOS CUADRADOS, LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE GRADO 2 SON:

BETA(0)= -19.584001
BETA(1)= 13.833602
BETA(2)= -0.605545

CVSSO= 11.654674

EL POLINOMIO DE GRADO 2 REPRESENTA ADECUADAMENTE LOS DATOS

X	Y	YHAT	(Y-YHAT)
6.400000	42.000000	45.531860	-3.531860
7.100000	20.000000	19.666809	1.333191
8.500000	45.000000	46.140060	-1.140060
9.700000	55.000000	59.208130	-4.208130
11.000000	27.000000	29.661894	-2.661894
12.400000	50.000000	45.531860	-4.531860
13.900000	60.000000	57.103775	-2.103775
15.400000	62.000000	60.413635	-1.586365
17.000000	71.000000	74.153458	-1.153458
18.700000	40.000000	47.288712	2.711288

** EPN MSJS TIEMPO DE UCP UTILIZADO, POR EL PROGRAMA ANEXO 1, 32.27 SEGUNDOS FECHA: 16/03/77 **

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

QUITO

B I B L I O G R A F I A .

- 1 - ELECTRIC UTILITY ENGINEERING REFERENCE BOOK.
DISTRIBUTION SYSTEMS. WESTINGHOUSE.
- 2 - DISTRIBUTION SUBSTATION AND PRIMARY FEEDER PLANNING.
W. J. DENTON, D. N. REPS. IEEE. JUNE 1955.
- 3 - ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK.
WESTINGHOUSE.
- 4 - COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL CIER.
TOMO 1, AGOSTO 1970.
- 5 - DETERMINATION OF PRIMARY FEEDER LOSSES.
NELSON E. CHANG. IEEE. DECEMBER 1968.
- 6 - OPTIMUM ALLOCATION OF SHUNT CAPACITORS AND VOLTAGE REGULATORS ON PRIMARY FEEDERS. IEEE. JANUARY 1967.
- 7 - ECONOMICS OF PRIMARY DISTRIBUTION VOLTAGES OF 4.16 THROUGH 34.5 KV. J. A. SMITH. IEEE. OCTOBER 1961.
- 8 - GUIDE FOR LOADING OIL-IMMERSED DISTRIBUTION AND POWER TRANSFORMERS. APPENDIX, ASA STANDARD C57.92, AMERICAN STANDARDS ASSOCIATION, NEW YORK, JANUARY 1956.
- 9 - EFFECT OF TRANSFORMER OVERLOADING PRACTICES ON SUBSTATION DESIGN. J. A. SMITH. ELECTRIC UTILITY ENGINEERING. GENERAL ELECTRIC COMPANY. SCHENECTADY, N.Y.
- 10- THE ECONOMICS OF SUBSTATION VOLTAGE REGULATION.
J. W. BROCK. GENERAL ELECTRIC CO.

- 11- SISTEMAS DE REGULACION EN SUBESTACIONES.
COMISION ELECTRICA REGIONAL CIER. TOMO III, AGOSTO 1970.
- 12- PLAN MAESTRO DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION. SISTEMA
MANABI. NORMAN G. CEVALLOS R. TESIS DE GRADO. E.P.N.
- 13- ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DE DISTRIBUCION.
G. ZOPPETTI JUDEZ. EDIT. GUSTAVO GILI. 3RA. EDICION.
- 14- DETERMINATION OF ECONOMICAL DISTRIBUTION SUBSTATION SIZE.
J. A. SMITH. IEEE. OCTOBER 1961.
- 15- SOME ASPECTS OF DISTRIBUTION LOAD AREA GEOMETRY.
AIEE. TRANSACTIONS. VOL. 73. 1954.
- 16- AN INTERACTIVE PROCEDURE FOR SIZING AND TIMING DISTRIBUTION
SUBSTATIONS USING OPTIMIZATION TECHNIQUES.
IEEE. TRANSACTIONS. VOL. 93. 1974.
- 17- REA BULLETIN 45-2, DATED JUNE 1963.
- 18- CENTRO DE INFORMATICA Y COMPUTACION.
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.
- 19- DISEÑO OPTIMO DE REDES DE DISTRIBUCION.
CONGRESO PANAMERICANO DE INGENIERIA MECANICA, ELECTRICA
Y DE RAMAS AFINES. V REUNION, BOGOTA, AGOSTO 1973.
- 20- METODOLOGIA DEL ESTUDIO DE MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA.
OCTUBRE 1975. SUBCOMITE ECUATORIANO DE PLANIFICACION DE
SISTEMAS ELECTRICOS. ECUACIER.
- 21- ESTADISTICAS ELECTRICAS. BOLETIN N°9, 1974. DEPARTAMENTO
DE TARIFAS Y ESTADISTICAS. INECEL.