



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN

" CONSIDERACIONES BASICAS PARA EL DISEÑO
DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA "

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A N :

ANTONIO GONZALEZ ALMAGUER
JORGE ZEPEDA MORENO

ASESOR: ING. MA. DE LA LUZ GONZALEZ QUIJANO

CUAUTITLAN, IZCALLI, EDO DE MEXICO

1993.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

GENERALIDADES.....9

CAPITULO 1. Caracteristicas de Carga.

1.1.- Definiciones Basicas.....	11
1.2.- Relacion entre Carga y Factores de Pérdida.....	31
1.3.- Máxima Demanda Diversificada.....	47
1.4.- Incremento de Carga.....	53
1.5.- Tasa Estructurada.....	55

CAPITULO 2. Diseño de Líneas de Subtransmisión y Subestaciones de Distribución.

2.1.- Introducción.....	57
2.2.- Subtransmisión.....	59
2.3.- Subestación de Distribución.....	62
2.4.- Diagramas de Buses de Subestaciones.....	66
2.5.- Ubicación de Subestaciones.....	69
2.6.- Capacidad de una Subestación de Distribución.....	70
2.7.- Caso General: Area de Servicio con n Alimentadores Primarios.....	76
2.8.- Comparación de los Patrones de Cuatro y Seis Alimentadores.....	79
2.9.- Derivación de la constante k.....	85
2.10.- Aplicación de Curvas.....	99
2.11.- Interpretación de la Fórmula de Porcentaje de Caída de Voltaje.....	107

CAPITULO 3. Consideraciones de Diseño de Sistemas Primarios.

3.1.- Introducción.....	130
3.2.- Alimentador Primario de Tipo Radial.....	133
3.3.- Alimentador Primario Tipo Anillo.....	137
3.4.- Red Primaria.....	137

3.5. - Niveles de Voltaje en Alimentadores Primarios.	140
3.6. - Carga del Alimentador Primario.....	144
3.7. - Líneas de Conmutación.....	146
3.8. - Salida de Alimentadores de Distribución: Desarrollo de Modelo Rectangular.....	149
3.9. - Desarrollo del Tipo Radial.....	155
3.10. - Alimentadores Radiales con Carga Uniformemente Distribuida.....	156
3.11. - Alimentadores Radiales con Cargas no Uniformemente Distribuidas.....	163
3.12. - Aplicación de las Constantes de Circuito General A, B, C, D, para Alimentadores Radiales.....	165
3.13. - Diseño de Sistemas Primarios de Distribución Radial.....	176

CAPITULO 4. Consideraciones de Diseño de Sistemas Secundarios.

4.1. - Introducción.....	203
4.2. - Niveles de Voltaje Secundarios.....	205
4.3. - Prácticas de Diseño Actuales.....	206
4.4. - Bancos Secundarios.....	208
4.5. - Las Redes Secundarias.....	211
4.5.1. - Principales Secundarios.....	213
4.5.2. - Limitadores.....	214
4.5.3. - Protectores de Red.....	216
4.5.4. - Interruptores de Alto Voltaje.....	220
4.5.5. - Transformadores de Red.....	220
4.5.6. - Aplicación del Factor de Transformación.....	221
4.6. - Red Común.....	222
4.7. - Cargas no Balanceadas y Voltajes.....	224

CONCLUSIONES..... 240

APENDICES..... 244

BIBLIOGRAFIA..... 258

GENERALIDADES

En los Sistemas Eléctricos de Distribución existen innumerables complejidades para determinar la eficiencia de los elementos que lo componen. Esto se deriva de la existencia de variables humanas dinámicas, tales como el crecimiento de carga en una área determinada, así como el tipo de servicio, sea comercial, industrial, de iluminación o doméstico que se desarrolle como consecuencia de las actividades económicas y sociales del entorno humano.

Es por esto necesario considerar en la planeación la diversidad de la demanda de los servicios como concepto eléctrico, para establecer los parámetros de los sistemas, así como también las probabilidades de incremento de carga instalada en un futuro razonable.

Por otra parte, durante la etapa de planeación existe evidentemente un compromiso económico del rendimiento y de la expectativa de vida de los sistemas, basados en la calidad del servicio que se debe prestar, por lo que en los sistemas eléctricos debe prestarse especial atención al nivel de Distribución, ya que es el nivel energético que llega a manos de los consumidores finales, siendo, además, necesario considerar que el comportamiento de los consumidores determina las condiciones de entrega del servicio afectando la localización de los equipos, el tipo y capacidad de los mismos, así como también los caminos físicos y topográficos que deben recorrerse para la entrega del suministro eléctrico.

Al efectuar un análisis que logre evaluar todas las condiciones anteriores pueden incluso considerarse elementos de control automático que estén sometidos a control supervisorio, de tal manera que el reemplazo de partes dañadas, sea más seguro y eficiente para que no sean afectados un gran número de usuarios o minimizar los periodos de interrupción.

Es importante señalar que el estudio de los Sistemas de Distribución Eléctrica al ser enfocado desde el punto de vista de la planeación no se circunscribe sólo al diseño, sino que partiendo de la planeación es posible realizar una valoración más profunda de los sistemas ya instalados para el mejoramiento de su balance de cargas y para la supervisión del consumo de cargas.

El tipo de demanda, el factor de carga y otras características necesarias por los usuarios son esenciales para determinar el sistema de distribución adecuado. Las cargas del sistema ayudan a situar la localización y el tamaño de la subestación, contemplando futuras expansiones debido al constante incremento de la carga y también, que estén de acuerdo con los criterios de desarrollo previstos en nuestro país por las entidades gubernamentales; tomando en cuenta la continuidad en el servicio, la máxima caída de voltaje del usuario más alejado, la caída de voltaje debido al arranque de motores en el punto más lejano, las pérdidas de potencia, el máximo pico de carga permitido etc.

Como se puede claramente cuando una expansión es necesaria, se evalúan los costos de la misma y en algunos casos es tan alto este costo que conviene reevaluarlos para ver si es necesario construir otra subestación en otro lugar, como una opción más.

En general en un proceso de planeación futura se deben de tener en cuenta ciertos factores como son: El factor económico, donde la inflación afecta directamente a planes futuros; el factor demográfico, el cual afecta a la planeación de un futuro cercano, ya que las grandes urbes crecen de una manera desmesurada; y el factor tecnológico, donde otras alternativas de energía se están desarrollando como son la eólica, la solar etc.

CAPITULO 1

CARACTERISTICAS DE CARGA

1.1- DEFINICIONES BASICAS.

DEMANDA. La demanda de un sistema o de una instalación es el promedio de carga recibida en una terminal en un intervalo de tiempo definido. Esta se expresa en Kilovars, Kilovoltampere, Kilowatts, Kiloamperes o Amperes.

INTERVALO DE DEMANDA. Es el periodo sobre el cual la carga es promedio. Este periodo de tiempo (Δt) puede ser de 15, 30 minutos, una hora o más. Desde luego existen muchas situaciones donde una demanda de 15 minutos es idéntica a una de 30.

El estado de la demanda expresa el intervalo de demanda medido con respecto a las variaciones de carga. En la figura 1.1. se muestra un estado de demanda o curva de carga, como una función de los diferentes intervalos de demanda; observando que tanto Δt como el tiempo total t son arbitrarios. La carga se expresa en unidades de picos de carga (PU) o por unidad. En el ejemplo de la fig.1.1. la demanda máxima de 15 minutos sería 0.940 PU, y la demanda máxima de 1 hora es 0.884 y la demanda promedio diaria del sistema sería 0.254. Los datos ofrecidos por la curva de la figura 1.1. también se podrían expresar con otro tipo de curva (fig.1.2.) donde el tiempo esta determinado por unidad de tiempo total. La curva está construida seleccionando los puntos máximos y uniendolos para obtener su estado de demanda. Esta curva es llamada Curva de Duración de Carga, éste tipo de curva puede ser diaria, semanal, mensual o anual. Si la curva es graficada para las 8760 horas de carga durante un año esta se llamará Curva Anual de Duración de Carga. En este caso, la curva muestra las cargas recibidas por hora durante el año pero no en el orden en que ellas ocurren y el número de horas en el año en que la carga fue excesiva.

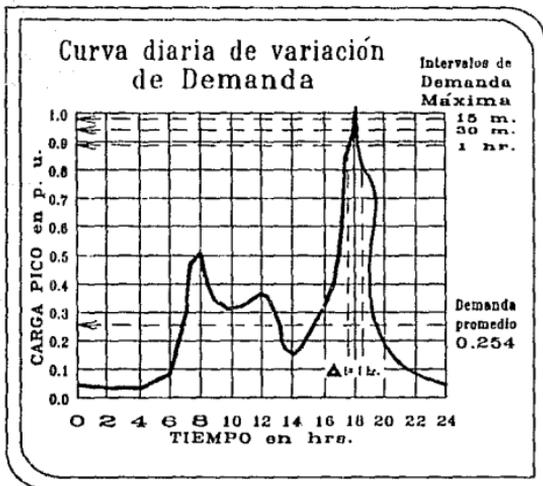


Fig. 1.1.

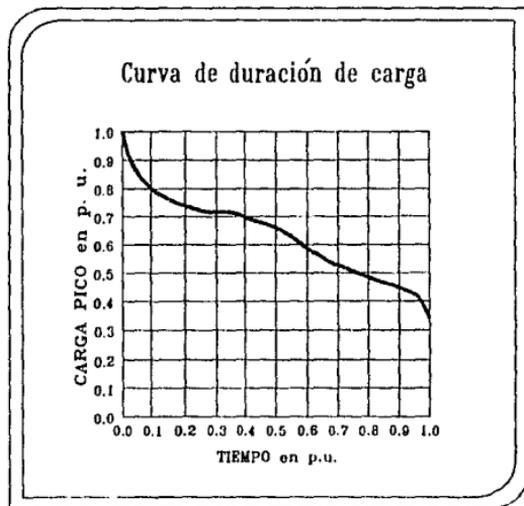


Fig. 1.2.

La carga medida hora a hora de un sistema cambia a lo largo del rango de tiempo muestreado. Por ejemplo, la carga pico diaria es generalmente el doble de la carga mínima durante la noche. Usualmente la carga pico anual varía de acuerdo a las estaciones del año o tres veces como mínimo aproximadamente.

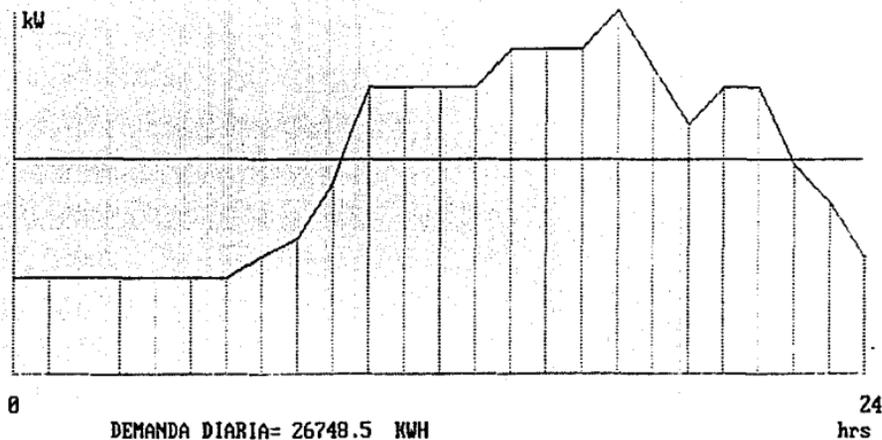
Para calcular la demanda promedio, el área bajo la curva de demanda debe ser determinada. Esto puede ser realizado por medio de un programa de computadora, como el que se muestra en la tabla 1.1.

DEMANDA MAXIMA. La demanda máxima de una instalación o sistema es la demanda mayor que ocurrió durante un periodo específico de tiempo. El estado de la demanda máxima se puede expresar en función del intervalo usado para medirla.

Ejemplo 1.1. Asumiendo que los datos de carga dados en la tabla 1.2. pertenece a un alimentador primario de una industria en un día de invierno, la curva de demanda se representa de acuerdo a la figura 1.3.

DEMANDA DIVERSIFICADA (DEMANDA COINCIDENTE). Es la demanda de un grupo compuesto de cargas no relacionadas y vistas como un todo en un periodo de tiempo específico. La máxima demanda diversificada es la suma de las contribuciones máximas de las demandas individuales durante un periodo específico de tiempo.

Por ejemplo, si por la localización de las cargas, estas pueden ser representativas de usuarios residenciales como un todo, una curva de carga de todos los usuarios residenciales puede ser preparada, del mismo modo puede prepararse otra curva para otra clase de usuarios.



0

24
hrs

DEMANDA DIARIA= 26748.5 KWH
 DEMANDA PROMEDIO= 1114.521 kwatts
 DEMANDA MAXIMA= 1900 kwatts a las 17 hrs.
 DEMANDA MINIMA= 500 kwatts a las 1 hrs.
 EL INTERVALO DE MAXIMO CONSUMO OCURRIO DE LAS 16 A LAS 17 hrs.
 CON UN CONSUMO DE 1800 KWH

F.E.S.-C.

U.N.A.M.

Normal termination. Press any key.

Datos obtenidos de la tabla 1.2.
 Listado del programa en la tabla A-5.

Tabla 1.2. Datos idealizados para un alimentador primario.

Tiempo	Carga kW		
	Alumbrado público	Residencial	Comercial
0 Hrs.	100	200	200
1	100	200	200
3	100	200	200
4	100	200	200
5	100	200	200
6	100	200	200
7	100	300	200
8	---	400	300
9	---	500	500
10	---	500	1000
11	---	500	1000
12	---	500	1000
13	---	500	1000
14	---	500	1200
15	---	500	1200
16	---	500	1200
17	100	600	1200
18	100	700	800
19	100	800	400
20	100	1000	400
21	100	1000	400
22	100	800	200
23	100	600	200
24 Hrs.	100	300	200

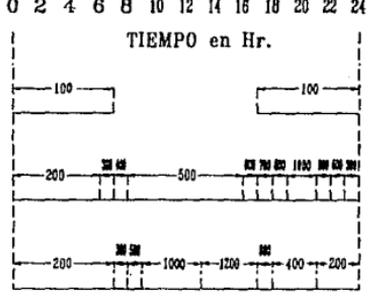
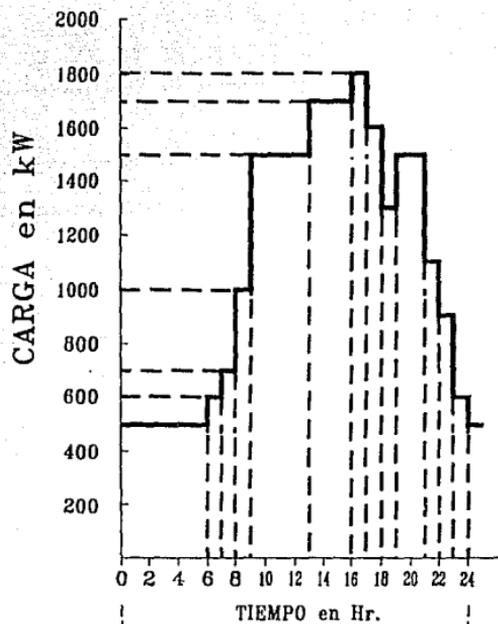


Fig. 1.3.

DEMANDA NO COINCIDENTE. Es la suma de las demandas de un grupo de cargas sin restricciones en el intervalo en el que cada demanda es aplicable.

FACTOR DE DEMANDA. Se define como la razón de la demanda máxima de un sistema y la carga conectada al sistema. Por lo tanto, el factor de demanda (DF) es :

$$DF = \frac{\Delta \text{ DEMANDA MAXIMA}}{\text{DEMANDA TOTAL CONECTADA}} \quad 1.1.$$

El factor de demanda puede ser determinado para una parte del sistema, como para un usuario comercial o industrial en vez de para todo un sistema. Usualmente el factor de demanda es menor que 1.0. Es un indicador del total de cargas operando simultáneamente.

CARGA CONECTADA. Es la suma de la tasa de la carga de los aparatos conectados a un sistema o una parte de él. Cuando la demanda máxima y la demanda total conectada tienen las mismas unidades el factor de demanda es adimensional.

FACTOR DE UTILIZACION. Es la razón de la demanda máxima de un sistema y la capacidad de un sistema. El factor de utilización (Fu) es:

$$Fu = \frac{\text{DEMANDA MAXIMA}}{\text{CAPACIDAD DEL SISTEMA}} \quad 1.2.$$

El factor de utilización puede ser determinado para una parte del sistema. La capacidad del sistema puede ser considerada, por ejemplo, como una caída de voltaje.

FACTOR DE PLANTA. Es la razón de la energía total producida o entregada durante un periodo de tiempo determinado y la energía que puede ser producida o entregada si la planta o unidad operó continuamente a su máxima capacidad. Esto es conocido también como Factor de Capacidad o Factor de Uso.

$$\text{FACTOR DE PLANTA} = \frac{\text{ENERGIA ENTREGADA O PRODUCIDA} * T}{\text{PLANTA A SU MAXIMA CAPACIDAD} * T} \quad 1.3.$$

En los estudios de generación es más usual:

$$\text{FACTOR ANUAL DE PLANTA} = \frac{\text{GENERACION ANUAL}}{\text{PLANTA A SU MAXIMA CAPACIDAD}} \quad 1.4.$$

O:

$$\text{FACTOR ANUAL DE PLANTA} = \frac{\text{GENERACION DE ENERGIA ANUAL}}{\text{PLANTA A SU MAXIMA CAPACIDAD} * 8760} \quad 1.5.$$

FACTOR DE CARGA. Se define como la relación entre la carga promedio en un periodo de tiempo determinado y la carga pico del mismo periodo:

$$F_{LD} = \frac{\Delta \text{ CARGA PROMEDIO}}{\text{CARGA PICO}} \quad 1.6.$$

$$F_{LD} = \frac{\Delta \text{ CARGA PROMEDIO} * T}{\text{CARGA PICO} * T} \quad 1.7.$$

Donde T = tiempo, en días, semanas, meses o años. El tamaño del periodo T es el factor resultante más pequeño, la razón de éste es que para la misma demanda máxima, la energía consumida cubre un periodo de tiempo largo y por lo tanto la carga promedio es pequeña. Cuando el tiempo T es seleccionado ya sea en días, semanas, meses, años, se utilizan 24, 168, 730 u 8760 horas y el resultado es menor o igual a 1.0.

Por ejemplo, el factor de carga anual es:

$$\text{FACTOR ANUAL DE CARGA} = \frac{\text{ENERGIA TOTAL ANUAL}}{\text{CARGA PICO ANUAL} \times 8760} \quad \text{1.8.}$$

FACTOR DE DIVERSIDAD. Es la relación entre la suma individual de demanda máxima de varias subdivisiones de un sistema y la demanda máxima de todo el sistema.

$$F_D = \frac{\Delta \text{ SUMA INDIVIDUAL DE DEMANDA MAXIMA}}{\text{DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE}} \quad \text{1.9.}$$

$$F_D = \frac{D_1 + D_2 + \dots + D_n}{D_g} \quad \text{1.10.}$$

$$F_D = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{D_g} \quad \text{1.11.}$$

Donde:

D_i = Demanda máxima de carga i , sin importar el tiempo de ocurrencia.

$$D_g = D_1 + 2 + 3 + 4 + \dots + D_n$$

= Demanda máxima coincidente de un grupo de n cargas.

El factor de diversificación puede ser igual o mayor que 1.0.

Por lo tanto el factor de demanda se determina por:

$$DF = \frac{\text{DEMANDA MAXIMA}}{\text{DEMANDA TOTAL CONECTADA}}$$

O:

$$\text{DEMANDA MÁXIMA} = \text{DEMANDA TOTAL CONECTADA} * \text{DF} \quad 1.12.$$

Por lo tanto, el factor de diversificación también se determina por:

$$F_D = \frac{\sum_{l=1}^n \text{TCD}_l * \text{DF}_l}{D_g} \quad 1.13.$$

Donde:

TCD_l = Demanda total conectada de un grupo o clase, donde l es la carga.

DF_l = El factor de demanda de un grupo o clase donde l es la carga.

FACTOR COINCIDENTE. Es la relación entre la demanda total máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las máximas demandas de potencia de los consumidores individuales que componen el grupo y que toman energía del mismo puerto de entrada al mismo tiempo.

$$F_c = \frac{\Delta \text{ DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE}}{\text{LA SUMA DE DEMANDAS MÁXIMAS INDIVIDUALES}} \quad 1.14.$$

O:

$$F_c = \frac{D_g}{\sum_{i=1}^n D_i} \quad 1.15.$$

El Factor de Coincidencia es recíproco de el Factor de Diversificación, esto es:

$$F_c = \frac{1}{F_D} \quad 1.16.$$

Estas ideas acerca de la diversificación y coincidencia son básicas para la teoría y la práctica de interconexiones de potencia en un sistema.

DIVERSIFICACION DE CARGA. Es la diferencia entre la suma de los picos de dos o más cargas individuales y el pico de la carga combinada.

$$LD = \Delta \left[\sum_{i=1}^n D_i \right] - D_g \quad 1.17.$$

FACTOR DE CONTRIBUCION. El Factor de Contribución de la i-ésima carga es la relación entre la demanda de la carga i en un tiempo T y la demanda máxima de carga D_i , donde para D_i no importa el tiempo de ocurrencia. Esto es:

$$C_i = \frac{D(t)}{D_i}$$

Por lo tanto:

$$D_g = C_1 D_1 + C_2 D_2 + \dots + C_n D_n \quad 1.18.$$

Igualando lo anterior con el factor de coincidencia:

$$F_c = \frac{C_1 D_1 + C_2 D_2 + \dots + C_n D_n}{\sum_{i=1}^n D_i} \quad 1.19.$$

$$F_c = \frac{\sum_{i=1}^n C_i * D_i}{\sum_{i=1}^n D_i} \quad 1.20.$$

FACTOR DE PERDIDA. Es la relación entre la potencia de pérdida promedio y la potencia pico de pérdida durante un periodo de tiempo específico.

$$F_{LS} = \frac{\text{PERDIDA DE POTENCIA PROMEDIO}}{\text{PERDIDA PICO DE POTENCIA}} \quad 1.21.$$

Esta ecuación es aplicable para las pérdidas por cobre de un sistema pero no para las pérdidas por hierro.

Ejemplo 1.2.

Asumiendo que la carga pico anual de un alimentador primario es 2000kw en la cual las pérdidas por cobre, o sea I^2R , es 80kw para las tres fases. Asumiendo un factor anual de pérdida de 0.15 determine:

a) La pérdida anual de potencia.

b) La energía anual perdida por cobre del circuito alimentador.

Solución.

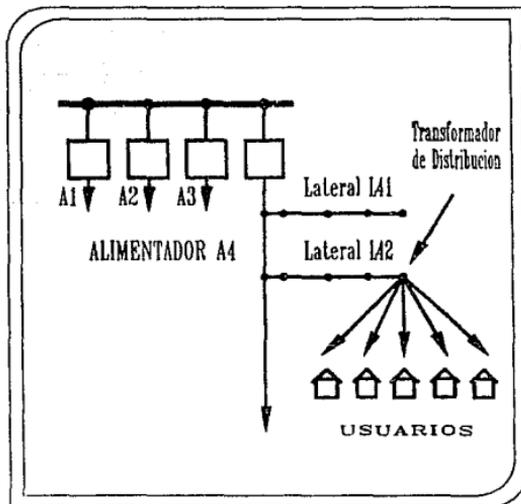
a) De la ecuación 1.21.:

$$\begin{aligned} \text{Potencia perdida promedio} &= \text{Potencia perdida a carga pico} * F_{LS} \\ &= 80\text{kw} * 0.15 \\ &= 12\text{kw} \end{aligned}$$

b) La pérdida de energía total anual es:

$$\begin{aligned} \text{TAE}_{\text{CU}} &= \text{PROMEDIO DE LA POTENCIA PERDIDA} * 8760 \text{ hr/año} \\ &= 12 * 8760 \\ &= 105,120 \text{ kwh} \end{aligned}$$

Fig. 1.4.



Ejemplo 1.3.

Asumiendo que existen seis usuarios residenciales conectados a un transformador de distribución tal como se muestra en la figura 1.4. el último usuario tiene el código 4276, donde el 4 indica que se alimenta del alimentador número 4, el segundo dígito indica el número de salida ramal del alimentador 4, el tercer dígito es el número de transformador de distribución sobre la salida ramal y el último dígito es el número de casa conectado al transformador de distribución.

Asumiendo que la carga conectada es de 9kw y que el factor de demanda y el factor de diversidad para el grupo de seis casas es de 0.65 y 1.10 respectivamente. Determinar la demanda diversificada del grupo sobre el transformador DT427.

Solución: La demanda diversificada es:

$$D_g = \frac{\sum_{i=1}^6 TCD_i * DF_i}{F_D}$$

$$\sum_{i=1}^6 9kw * 0.65$$

$$1.1$$

$$6 * 9kw * 0.65$$

$$1.1$$

$$= 31.9kw$$

Ejemplo 1.4.

Asumiendo que el alimentador 4 del ejemplo anterior tiene un pico de 3000kva por fase y una pérdida en el cobre del 0.5%. Determinar:

- a) Las pérdidas de cobre del alimentador por kw * fase.
- b) Las pérdidas por fase del cobre del alimentador en kw * las tres fases.

Solución.

a)

$$\begin{aligned} I^2 R &= 0.5\% \cdot \text{pico del sistema} \\ &= 0.005 \cdot 3000 \text{ kVA} \\ &= 15 \text{ kW por fase} \end{aligned}$$

b)

$$\begin{aligned} 3I^2 R &= 3 \cdot 15 \\ &= 45 \text{ kW por las tres fases} \end{aligned}$$

Ejemplo 1.5.

Asumiendo que dos alimentadores primarios son suministrados por uno de tres transformadores de una subestación de distribución tal como se muestra en la figura 1.5.

Uno de los alimentadores suministra a una carga industrial lo cual ocurre principalmente entre las 8 hrs. y las 23hrs., con un pico de 2000 kW a las 17hrs. El otro alimenta cargas residenciales lo cual ocurre principalmente entre las 6 y las 24 hrs, con un pico de 2000 kW a las 21 hrs., como se observa en la figura 1.6.

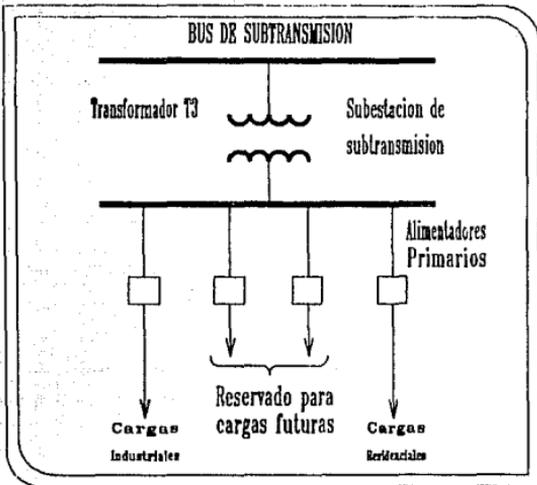
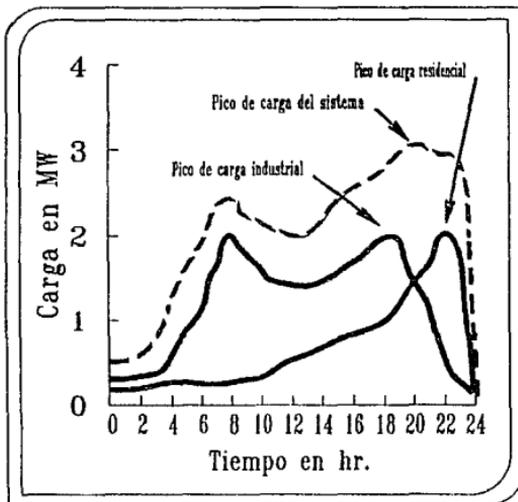


Fig.1.5.

Fig.1.6.



Determinar lo siguiente:

- a) El factor de diversidad de la carga conectada al transformador T3.
- b) El factor de diversidad de la misma carga, y
- c) El factor de coincidencia de la misma.

Solución.

a)

$$\begin{aligned} F_D &= \frac{\sum_{i=1}^2 D_i}{D_g} \\ &= \frac{2000 + 2000}{3000} \\ &= 1.33 \end{aligned}$$

b)

$$\begin{aligned} LD &= \sum_{i=1}^2 D_i - D_g \\ &= 4000 - 3000 \\ &= 1000 \text{ kW} \end{aligned}$$

c)

$$F_c = \frac{1}{F_D}$$

$$= \frac{1}{1.33}$$

$$\approx 0.752$$

Ejemplo 1.0.

De acuerdo a los datos del primer ejemplo de este capítulo y observando que el pico ocurre a las 17 hrs determinar:

- a) Los factores de contribución para cada uno de los tres tipos de carga.
- b) El factor de diversidad para el alimentador primario.
- c) La demanda máxima diversificada del grupo.
- d) El factor de coincidencia.

Solución.

a)

$$C_c = \frac{\text{DEMANDA PICO DEL SISTEMA}}{\text{DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE DEL SISTEMA}}$$

Los tres tipos de carga son: alumbrado público, residencial y comercial:

$$C_{\text{alumbrado}} = \frac{0 \text{ kW}}{100 \text{ kW}} = 0$$

$$C_{\text{residencial}} = \frac{600 \text{ kW}}{1000 \text{ kW}} = 0.6$$

$$C_{\text{comercial}} = \frac{1200 \text{ kW}}{1200 \text{ kW}} = 1.0$$

b) De la ecuación sig.:

$$F_D = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{D_g} \quad \text{I. 14.}$$

y:

$$D_g = C_1 D_1 + C_2 D_2 + \dots + C_n D_n \quad \text{I. 15.}$$

Sustituyendo:

$$F_D = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{\sum_{i=1}^n C_i \times D_i}$$

Definiendo la sumatoria:

$$F_D = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{\sum_{i=1}^n C_i \times D_i}$$

$$= \frac{100 + 1000 + 1200}{0 * 100 + 0.6 * 1000 + 1.0 * 1200}$$

$$= 1.278$$

c) Sustituyendo :

$$F_D = \frac{\sum_{i=1}^n TCD_i * DF_i}{D_g}$$

En :

$$\text{DEMANDA MAXIMA} = \text{DEMANDA TOTAL CONECTADA} * DF$$

Obtenemos :

$$F_D = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{D_g}$$

O :

$$D_g = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{F_D}$$

Definiendo la sumatoria:

$$\begin{aligned} D_g &= \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{F_D} \\ &= \frac{100 + 1000 + 1200}{1.278} \\ &= 1800\text{kW} \end{aligned}$$

d)

$$F_c = \frac{D_g}{\sum_{l=1}^n D_l}$$

O:

$$F_c = \frac{1}{F_D}$$

$$= \frac{1}{1.278}$$

$$= 0.7825$$

12.- RELACION ENTRE CARGA Y FACTORES DE PERDIDA.

En general, el factor de pérdida no se puede determinar a partir del factor de carga; asumiendo que el alimentador primario de la figura 1.7., esta conectada a una carga variable con una curva idealizada representada a un lado. El pico bajo, o punto bajo de la curva (P_{LS1}), representa el valor más bajo debido a la carga P_1 , así como P_{1a2} es el pico de valor más bajo para la carga P_2 . El factor de carga esta dado por:

$$F_{LD} = \frac{P_{AV}}{P_{MAX}}$$

$$= \frac{P_{AV}}{P_2}$$

1. 22.

$$P_{AV} = \frac{P_2 + t + P_1 * (T - t)}{T} \quad 1.23.$$

Sustituyendo:

$$F_{LD} = \frac{P_2 + t + P_1 * (T - t)}{P_2 * T}$$

O :

$$F_{LD} = \frac{t}{T} + \frac{P_1}{P_2} * \frac{T - t}{T} \quad 1.24.$$

El factor de pérdida es:

$$F_{LS} = \frac{P_{LS,AV}}{P_{LS,MAX}}$$

$$F_{LS} = \frac{P_{LS,AV}}{P_{LS,2}} \quad 1.25.$$

Donde:

$P_{LS,AV}$ = PERDIDA DE POTENCIA PROMEDIO

$P_{LS,MAX}$ = PERDIDA DE POTENCIA MAXIMA

$P_{LS,2}$ = PERDIDA DE POTENCIA A LA CARGA PICO

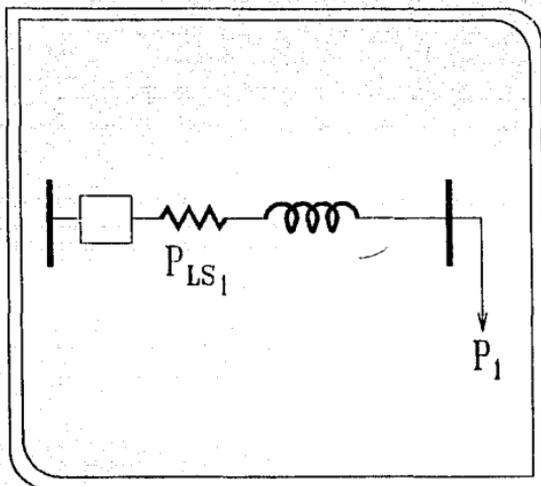


Fig. 1.7.

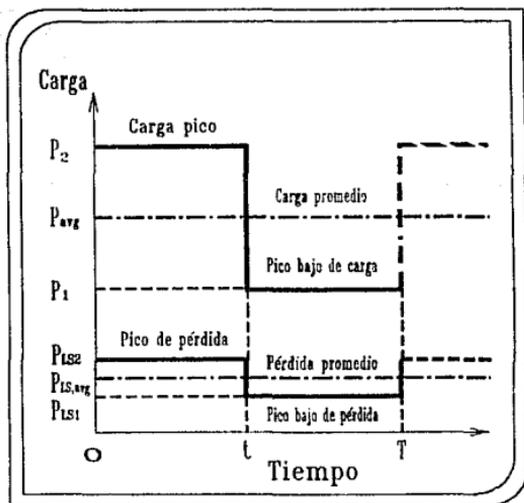


Fig. 1.8.

De la figura 1.8.:

$$P_{LS,AV} = \frac{P_{LS2} * t + P_{LS1} * (T - t)}{T} \quad 1.26.$$

Sustituyendo:

$$L_{LS} = \frac{P_{LS2} * t + P_{LS1} * (T - t)}{P_{LS,2} * T} \quad 1.27.$$

Donde:

$P_{LS,1}$ = PERDIDA PICO BAJO A LA PERDIDA DE CARGA

t = DURACION DE LA CARGA PICO

$T - t$ = TIEMPO DE DURACION DE LA CARGA PICO BAJO

Las pérdidas en el cobre estan en función de las cargas asociadas. Por lo tanto la carga de pico bajo y la carga pico se pueden representar por:

$$P_{LS,1} = k * P_1^2 \quad 1.28.$$

$$P_{LS,2} = k * P_2^2 \quad 1.29.$$

Donde:

k = Constante

Sustituyendo:

$$F_{LS} = \frac{(k * P^2) * t + (k * P^2) * (T - t)}{(k * P^2) * T} \quad \text{i. 30.}$$

0 :

$$F_{LS} = \frac{t}{T} + \left[\frac{P_1}{P_2} \right]^2 \frac{T - t}{T} \quad \text{i. 31.}$$

Relacionando el factor de carga y el factor de pérdida obtenemos tres casos diferentes:

Caso 1: La carga de pico bajo es cero.

$$P_{LS,1} = 0$$

Donde $P_1 = 0$

De la ecuación del factor de carga:

$$F_{Lb} = \frac{t}{T} + \frac{P_1}{P_2} * \frac{T - t}{T}$$

Y de la ecuación del factor de pérdida:

$$F_{LS} = \frac{t}{T} + \left[\frac{P_1}{P_2} \right]^2 \frac{T - t}{T}$$

Como $P_1 = 0$

$$F_{Lb} = F_{LS} = \frac{t}{T} \quad \text{i. 32.}$$

Caso 2: Cuando el tiempo de carga pico tiende a cero.

$$t \rightarrow 0$$

Sustituyendo igual que en caso 1:

$$\frac{T - t}{T} \rightarrow 1.0$$

Por lo tanto:

$$F_{LS} \rightarrow (F_{LD})^2 \quad 1.39.$$

Esto es: El factor de pérdida tiende al cuadrado del valor de carga.

Caso 3: Cuando la carga es estable.

$$t \rightarrow T$$

En este caso, la diferencia entre la carga pico y la carga pico bajo es prácticamente la misma. Por ejemplo la carga de una Planta Petroquímica podría ser este caso. En un análisis similar a los anteriores, tenemos que:

$$F_{LS} \rightarrow F_{LD} \quad 1.34.$$

Esto es, el valor del factor de pérdida tiende al valor del factor de carga.

En general el valor del factor de pérdida está dado por:

$$F_{LD}^2 < F_{LG} < F_{LD} \quad 1.35.$$

Por lo tanto el factor de pérdida no puede ser determinado directamente del factor de carga. La razón es que el factor de pérdida está determinado por las pérdidas en función del tiempo, las cuales en cambio son proporcionales en función del tiempo al cuadrado de la carga.

Se ha desarrollado una fórmula aproximada para relacionar el factor de pérdida y el factor de carga :

$$F_{LS} = 0.3F_{LD} + 0.7F_{LD}^2 \quad \text{1.90.}$$

Donde:

F_{LS} = FACTOR DE PERDIDA, POR UNIDAD.

F_{LD} = FACTOR DE CARGA.

Esta última ecuación ofrece un resultado razonablemente cercano.

La figura 1.9. muestra tres diferentes curvas del factor de pérdida como una función del factor de carga.

Ejemplo 1.7.

Considerese para una subestación de distribución una carga pico anual de 3,500 kW, donde la energía total anual suministrada por el circuito primario es de 10,000,000 kWh. La demanda pico ocurre en Julio y Agosto.

a) Determinar la demanda promedio de potencia anual.

b) Encontrar el factor de carga anual.

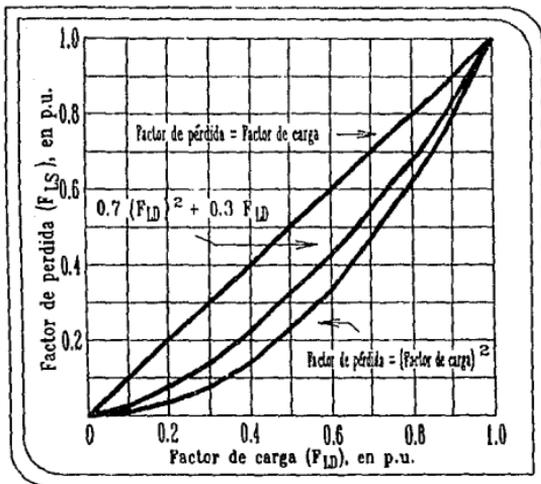


Fig. 1.9.

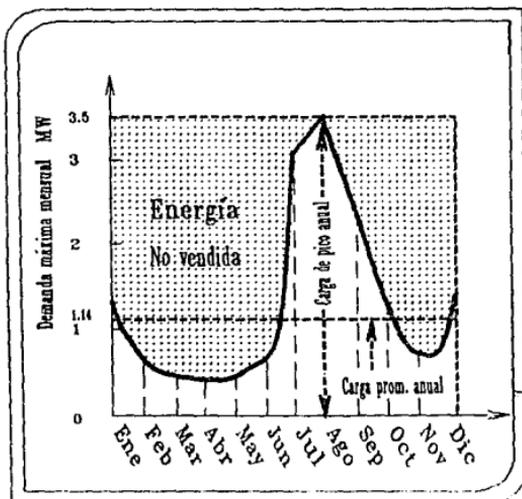


Fig. 1.10.

Solución.

Asumiendo la siguiente curva de carga por mes :

a) La demanda promedio de potencia anual es:

$$\begin{aligned} P_{av, \text{ anual}} &= \frac{\text{ENERGIA TOTAL ANUAL}}{\text{AÑO}} \\ &= \frac{10^7 \text{ kW h / año}}{8760 \text{ h / año}} \\ &= 1141 \text{ kW} \end{aligned}$$

b) El factor de carga anual es:

$$\begin{aligned} F_{LD} &= \frac{\text{CARGA ANUAL PROMEDIO}}{\text{DEMANDA DEL MES PICO}} \\ &= \frac{1141 \text{ kW}}{3500 \text{ kW}} \\ &= 0.326 \end{aligned}$$

O:

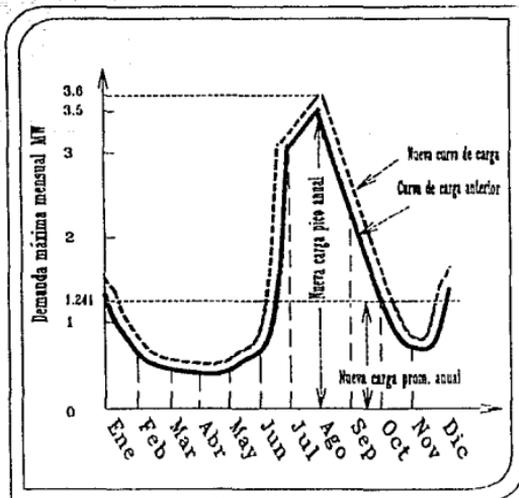
$$\begin{aligned} \text{Factor de carga anual} &= \frac{\text{ENERGIA TOTAL ANUAL}}{\text{PICO DE CARGA ANUAL} \times 8760} \\ &= \frac{10^7 \text{ kWh / año}}{3500 \text{ kW} \times 8760} \\ &= 0.326 \end{aligned}$$

El total de la energía no suministrada va en relación con el costo, por lo tanto debe ser mínima.

Ejemplo 1.6.

Usando los datos del ejemplo 1.6., y suponiendo que una nueva carga de 100 kW con un factor anual de carga de 100% es suministrado por la misma subestación, y el costo de inversión de la energía entregada a la subestación es de \$3.0/kW por mes. Asumiendo que la energía entregada a los alimentadores primarios tiene un valor de \$0.03/kWh.

- a) Encontrar el nuevo factor de carga anual de la subestación.
- b) Encontrar el costo total anual para la compañía suministradora.



Solución.

En la figura 1.11. se muestra la nueva curva de carga después de añadir la carga mencionada.

a) El nuevo factor de carga anual.

$$F_{LD} = \frac{\text{CARGA ANUAL PROMEDIO}}{\text{DEMANDA DEL MES PICO}}$$
$$= \frac{1141 + 100}{3500 + 100}$$
$$= 0.344$$

b) El costo total anual y el costo adicional, o sea el costo de servicio, tiene dos componentes, que son:

COSTO DE CAPACIDAD ADICIONAL ANUAL:

$$= \$3/\text{kW}/\text{mes} \times 12\text{meses}/\text{año} \times 100\text{kW}$$
$$= 3600$$

COSTO DE ENERGIA ANUAL:

$$= 100\text{kW} \times 8760\text{h}/\text{año} \times \$0.03/\text{kWh}$$
$$= \$26280$$

Entonces:

$$\text{COSTO DE CAPACIDAD ADICIONAL ANUAL} = \text{COSTO DE CAPACIDAD ANUAL} +$$
$$+ \text{COSTO ANUAL DE ENERGIA}$$
$$= \$3600 + \$26280$$
$$= \$29880$$

Ejemplo 1.0.

Asumiendo que la entrada a un alimentador primario tiene una carga pico anual de 2,000kW y un programa de calculadora calcula las caídas de voltaje y las pérdidas I^2R , mostrando que las pérdidas en el cobre en el periodo del pico de carga es:

$$\sum I^2R = 100\text{kW}$$

La energía total anual suministrada al alimentador es 5.61 * 10⁶ kWh.

a) Usando la ecuación:

$$F_{LS} = 0.3F_{LD} + 0.7F_{LD}^2$$

Determinar el factor anual de pérdida.

b) Calcular las pérdidas por cobre anuales totales a un valor de \$0.03/kWh.

Solución.

a) Utilizando la ecuación anterior, donde:

$$F_{LD} = \frac{5.61 * 10^6 \text{ kWh}}{8760 \text{ hrs/año} * 2,000 \text{ kW}}$$
$$= 0.32$$

Entonces:

$$F_{LS} = 0.3 * 0.32 + 0.7 * 0.32^2$$
$$= 0.1881$$

De la ecuación:

$$F_{Ls} = \frac{\text{PERDIDA DE POTENCIA PROMEDIO}}{\text{PERDIDA PICO DE POTENCIA}}$$

Q:

$$\begin{aligned} \text{PERDIDA DE POTENCIA PROMEDIO} &= 0.1681 * 100\text{Kw} \\ &= 16.81\text{Kw} \end{aligned}$$

Entonces:

$$\begin{aligned} \text{PERDIDAS POR COBRE TOTALES ANUALES} &= 16.81\text{Kw} * 8760 \text{ h/año} \\ &= 147,000\text{kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{COSTO DE PERDIDAS POR COBRE TOTALES ANUALES} &= 147,000\text{kWh} * \\ & * \$0.03 / \text{kWh} \\ &= \$4410 \end{aligned}$$

Ejemplo 1.10.

Asumiendo que un transformador de distribución cuenta con tres alimentadores primarios y la demanda máxima por alimentador en periodos de 30 min. anual máxima, es como se muestra en la siguiente tabla junto al factor de potencia en el periodo de la carga de pico anual.

ALIMENTADOR	DEMANDA kw	PF
1	1800	0.85
2	2000	0.85
3	2000	0.90

Asumiendo que el factor de diversidad es de 1.15 para los tres alimentadores para la potencia real (P) y la potencia reactiva (Q).

a) Calcular la demanda máxima anual de un periodo de 30min en un transformador en kilowatts y kilovoltamperes.

b) Determinar la diversidad de carga en kilowatts.

c) Seleccione el tamaño de un transformador de distribución si se tiene una carga igual a cero que se incrementa gradualmente y las políticas de la compañía que suministra, permiten a lo mucho un 25% de sobre carga en periodos cortos de tiempo. Los tamaños estandar disponibles para transformadores trifásicos son:

2500/3125 kVA Autorefrigerado con aire forzado.

3750/4687 kVA Autorefrigerado con aire forzado.

5000/6250 kVA Autorefrigerado con aire forzado.

7500/9375 kVA Autorefrigerado con aire forzado.

d) Ahora asuma que la carga de la subestación aumenta a una tasa porcentual constante por año que se duplicará en 10 años. Si el transformador instalado es de 7599/9375 kVA. En cuantos años será cargado hasta su máxima carga permitida?

Solución.

a) Usando la ecuación:

$$F_D = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{D_g}$$

$$F_D = \frac{1800 + 2000 + 2200}{D_a} = 1.15$$

Entonces:

$$D_a = \frac{6000}{1.15}$$

$$= 5217 \text{ kW} = P$$

Para definir la potencia en kilovoltampere, se encuentran los ángulos del factor de potencia:

$$PF_1 = \cos \theta_1 = 0.95 \longrightarrow \theta_1 = 18.2^\circ$$

$$PF_2 = \cos \theta_2 = 0.85 \longrightarrow \theta_2 = 31.79^\circ$$

$$PF_3 = \cos \theta_3 = 0.90 \longrightarrow \theta_3 = 25.84^\circ$$

La potencia reactiva diversificada es:

$$Q = \sum_{l=1}^3 P_l * \tan \theta_l$$

$$= \frac{1800 * \tan 18.2^\circ + 2000 * \tan 31.79^\circ + 2200 * \tan 25.84^\circ}{1.15}$$
$$= 2518.8 \text{ kvar}$$

Entonces:

$$D_g = (P^2 + Q^2)^{1/2} = S$$
$$= (5217^2 + 2518.8^2)^{1/2}$$
$$= 5793.60 \text{ kVA}$$

b) De la ecuación:

$$LD = \left[\sum_{l=1}^3 D_l \right] - D_g$$
$$= 6000 - 5217$$
$$= 738 \text{ kW}$$

c) El transformador se selecciona a partir de su capacidad máxima y la sobrecarga que soporta, utilizando el transformador de 3750/4687 kVA y el 25% de sobrecarga tenemos:

$$4687 * 1.25 = 5858.8 \text{ kVA}$$

Lo cual es mayor a la demanda máxima de 5793.6 kVA calculada en el inciso a.

d) Dado que el transformador será cargado a su máximo permitido esto implica que debe ser enfriado por aire forzado. Para encontrar el incremento (g) por año:

$$(1 + g)^{10} = 2$$

$$1 + g = 1.07175$$

$$g = 7.175\%/\text{año}$$

Entonces:

$$(1.07175)^n * 5793.6 = 9375 \text{ kVA}$$

$$(1.07175)^n = 1.6182$$

$$n = \frac{\ln 1.6182}{\ln 1.07175}$$

$$= 6.948, \text{ o sea } 7 \text{ años}$$

De acuerdo a esto si se utiliza el transformador de 7500/9375 kVA, este será cargado a su máximo permitido en 7 años.

1.3.- MÁXIMA DEMANDA DIVERSIFICADA.

Se ha desarrollado un método de estimación de cargas en transformadores de distribución para áreas residenciales por demandas diversificadas, el cual toma en cuenta la diversidad entre cargas similares y los picos no coincidentes de diferentes tipos de cargas. Introduce el término de factor de variación por hora, el cual es la relación de la demanda de un tipo de carga coincidente con la demanda máxima de grupo; a la máxima demanda de esa carga en particular. La tabla 1.3. nos da las diferentes

curvas de variación por hora para las diferentes aplicaciones residenciales. La figura 1.12. las diferentes curvas de estas aplicaciones, con las cuales se determina el promedio de demanda máxima diversificada por usuario en kilowatts por carga. Cada curva representa el 100% del nivel de saturación para una demanda específica.

Para aplicar este método se sugieren los siguientes pasos:

1.- Determinar el número total de aplicaciones multiplicadas por el número total de usuarios por la unidad de saturación.

2.- Leer la correspondiente demanda diversificada por usuario de la curva para el número dado de aplicaciones.

3.- Determinar la demanda máxima multiplicando la demanda encontrada en el paso 2 por el número total de aplicaciones.

4.- Finalmente, determinar la contribución de ese tipo de carga a la demanda máxima de grupo, multiplicando el resultante en el paso 3 por el correspondiente factor de variación por hora encontrado en dicha tabla.

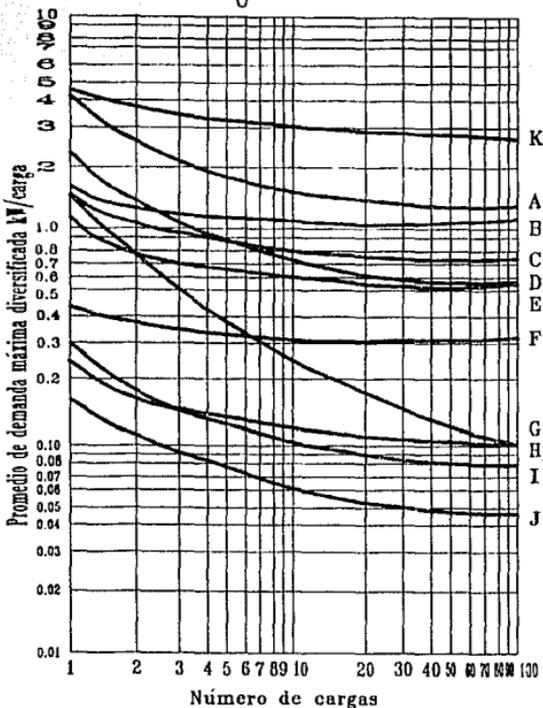
Hora	Ilumi na ción	Refrí gera dor	Hie lera	Rango	Aire Acon dicio nado*	Bombas*			Calentamiento de agua+		No Con trolla dos	Seca dora
						In vier no	Ve ra no	Cale frec ción+	No Rest.	Elementos Restringidos		
0	0.32	0.93	0.92	0.02	0.40	0.42	0.34	0.11	0.41	0.61	0.51	0.03
1	0.12	0.89	0.90	0.01	0.39	0.35	0.49	0.07	0.33	0.46	0.37	0.02
2	0.10	0.80	0.87	0.01	0.36	0.35	0.51	0.09	0.25	0.34	0.30	0.00
3	0.09	0.76	0.85	0.01	0.35	0.20	0.54	0.08	0.17	0.24	0.22	0.00
4	0.08	0.79	0.82	0.01	0.35	0.20	0.57	0.13	0.13	0.19	0.15	0.00
5	0.10	0.72	0.84	0.02	0.33	0.26	0.63	0.15	0.13	0.19	0.14	0.00
6	0.19	0.75	0.85	0.05	0.30	0.26	0.74	0.17	0.17	0.24	0.16	0.00
7	0.41	0.75	0.85	0.30	0.41	0.35	1.00	0.76	0.27	0.37	0.46	0.00
8	0.35	0.79	0.86	0.47	0.53	0.49	0.91	1.00	0.47	0.65	0.70	0.08
9	0.31	0.79	0.86	0.28	0.62	0.58	0.83	0.97	0.63	0.87	1.00	0.20
10	0.31	0.79	0.87	0.22	0.72	0.70	0.74	0.68	0.67	0.93	1.00	0.65
11	0.30	0.85	0.90	0.22	0.74	0.73	0.60	0.57	0.67	0.93	0.99	1.00
12	0.28	0.85	0.92	0.33	0.80	0.84	0.57	0.55	0.67	0.93	0.98	0.98
13	0.26	0.87	0.96	0.25	0.86	0.88	0.49	0.51	0.61	0.85	0.86	0.70
14	0.29	0.90	0.98	0.16	0.89	0.95	0.46	0.49	0.55	0.76	0.82	0.65
15	0.30	0.90	0.99	0.17	0.96	1.00	0.40	0.48	0.49	0.68	0.81	0.63
16	0.32	0.90	1.00	0.24	0.97	1.00	0.43	0.44	0.33	0.46	0.79	0.38
17	0.70	0.90	1.00	0.80	0.99	1.00	0.43	0.79	0.00	0.09	0.75	0.30
18	0.92	0.90	0.99	1.00	1.00	1.00	0.49	0.88	0.00	0.13	0.75	0.22
19	1.00	0.95	0.98	0.30	0.91	0.88	0.51	0.76	0.00	0.19	0.80	0.26
20	0.95	1.00	0.98	0.12	0.79	0.73	0.60	0.54	1.00	1.00	0.81	0.20
21	0.85	0.95	0.97	0.09	0.71	0.72	0.54	0.42	0.84	0.98	0.73	0.18
22	0.72	0.88	0.96	0.05	0.64	0.53	0.51	0.27	0.67	0.77	0.67	0.10
23	0.50	0.88	0.95	0.04	0.55	0.49	0.34	0.23	0.54	0.69	0.59	0.04
24	0.32	0.93	0.92	0.02	0.40	0.42	0.34	0.11	0.44	0.61	0.51	0.03

Tabla 1.3. Variación de consumo en aplicaciones domésticas.

*El ciclo de carga y la demanda máxima diversificada dependen de la temperatura externa el tipo de construcción y aislamiento entre otros factores.

+El ciclo de carga y la demanda máxima diversificada dependen del volumen de agua y los elementos térmicos (la tabla muestra valores de 1500 a 1000 W. para 200 lts.)

Fig.1.12.



Características de diferentes cargas residenciales:

- | | |
|--------------------------------|---------------------------------------------|
| A = Secadora de ropa. | G = Pico por calentador de agua. |
| B = Calentador de agua. | H = Calefacción. |
| C = Calentador de agua manual. | I = Hielera. |
| D = Range. | J = Refrigerador. |
| E = Iluminación. | K = Aire acondicionado para 4 tons de aire. |
| F = Motor doméstico 1/2 hp. | |

Ejemplo 1.11.

Asumiendo un transformador de distribución típico (DT) el cual da servicio a 6 cargas residenciales a través de 6 líneas de servicio y dos líneas secundarias; suponiendo que son en total 150 transformadores de distribución y 900 residencias, con una carga típica que incluye refrigerador, secadora de ropa, iluminación y otras; determinar:

a) La demanda máxima diversificada en periodos de 30 minutos en el transformador de distribución.

b) La demanda máxima diversificada en periodos de 30 minutos sobre el total del suministro.

c) Usando los factores de variación por hora dados en la tabla y calculando una pequeña parte de la curva de la demanda diaria en el transformador de distribución, observando el total de la demanda diversificada por hora a las 4, 5 y 6 p.m. sobre el transformador de distribución, en kilowatts.

Solución.

a) Para determinar la demanda máxima de diversificación en periodos de 30 minutos en el transformador de distribución, el promedio de la demanda diversificada por usuario se determina por medio de la fig. anterior y cuando el número de cargas es seis, la demanda máxima diversificada por usuario es:

$$P_{AV,MAX} = \left\{ \begin{array}{ll} 1.6 \text{ kW / casa} & \text{para una secadora} \\ 0.8 \text{ kW / casa} & \text{para una plancha} \\ 0.066 \text{ kW / casa} & \text{para un refrigerador} \\ 0.81 \text{ kW / casa} & \text{para iluminación y misceláneos} \end{array} \right.$$

Como se puede observar, la contribución de las aplicaciones a la demanda máxima diversificada en periodos de 30 minutos en el transformador de distribución es aproximadamente 18.5 kW.

b) Al igual que en el inciso (a), el promedio de la demanda máxima diversificada por usuario se determina a partir de la figura anterior, entonces cuando el número de cargas es 900, la demanda máxima diversificada por usuario esta dada por:

$$P_{AV,MAX} = \begin{cases} 1.2 \text{ kW / casa} & \text{para una secadora} \\ 0.53 \text{ kW / casa} & \text{para una plancha} \\ 0.52 \text{ kW / casa} & \text{para un refrigerador} \\ 0.044 \text{ kW / casa} & \text{para iluminación y misceláneos} \end{cases}$$

Donde:

$$\sum_{L=1}^4 (P_{AV,MAX})_L = 1.2 + 0.53 + 0.52 + 0.044$$

$$= 2.294 \text{ kW / casa}$$

Así la demanda máxima diversificada en periodos de 30 minutos sobre el total del suministro es:

$$\sum_{L=1}^4 (P_{AV,MAX})_L = 900 * 2.294$$

$$= 2084.6 \text{ kW}$$

Si la respuesta de la demanda máxima diversificada en periodos de 30 minutos determinada en el inciso a se multiplica por 150, para encontrar la demanda máxima diversificada en periodos de 30 minutos sobre el total del suministro será:

$$150 * 18.5 = 2775 \text{ kW}$$

Que es mucho mayor que 2084.6 kW encontrados anteriormente.

c) De la tabla 1.3. los factores de variación por hora pueden encontrarse como 0.38, 0.24, 0.90, y 0.32 para la secadora, etc. Entonces la demanda total diversificada por hora en el transformador de distribución puede ser calculada como se muestra en la siguiente tabla: (donde los resultados obtenidos en la columna 6 son la suma de los valores de las columnas 2 a la 5.

Tiempo (1)	Contribuciones de demanda para				Horas Deman. Diver. kW (6)
	Secadora kW(2)	Plancha kW(3)	Refrigerador kW (4)	Ilumin. kW(5)	
4 p.m.	9.6 * 0.38	4.8 * 0.24	0.4 * 0.90	3.7 * 0.32	6.344
5 p.m.	9.6 * 0.30	4.8 * 0.80	0.4 * 0.90	3.7 * 0.70	9.670
6 p.m.	9.6 * 0.22	4.8 * 1.00	0.4 * 0.90	3.7 * 0.92	10.674

14.- INCREMENTO DE CARGA.

El incremento de carga en una área de servicio es, para una compañía eléctrica, el factor más importante de influencia para la expansión dentro de sus sistemas de distribución. A partir de una gráfica exponencial con los datos potenciados logarítmicamente con la ecuación:

$$y_t = ab^x$$

La cual es llamada Ecuación de Crecimiento. Por ejemplo, si la tasa de crecimiento de carga es conocida, la carga al final del n-año esta dada por:

$$P_n = P_0 (1 + g)^n$$

Donde:

P_n = Carga al final del n-afío.

P_0 = Carga inicial.

g = Tasa de crecimiento anual.

n = Número de años.

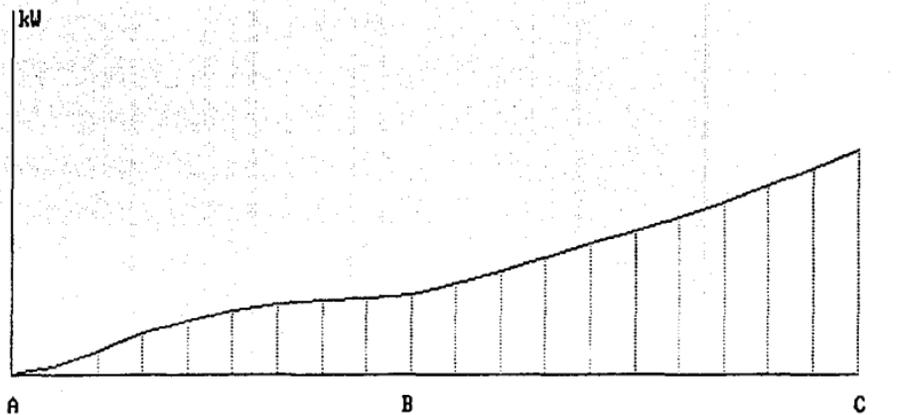
Ahora, si llamamos $P_n = y$, $P_0 = a$, $1 + g = b$, y $n = X$, entonces la ecuación:

$$P_n = P_0 (1 + g)^n$$

Es igual a la ecuación:

$$y = ab^x$$

El programa siguiente nos ayuda a determinar los valores de demanda futuros a partir de unos valores de demanda anteriores.



TASA DE CRECIMIENTO
 PROMEDIO = 9.243853E-02

INTERVALO H ENTRE
 MUESTRAS (en años)
 = .5635353

	FECHA	CARGA (kW)
A	01/03/88 (inicial)	3952
B	20/10/93 (actual)	6552
C	99.52345 (pronóstico)	10783.37

Listado y Datos del Programa en la tabla A-6.

15.- TASA ESTRUCTURADA.

Siendo que los precios de servicio son gravados por el gobierno en forma monopólica, las tasas de servicios pueden ser iguales a costo total del servicio para una compañía eléctrica.

Entonces:

$$\text{Contribución} = \text{Gastos de Operación} + \text{Gastos de Depreciación} + \\ + \text{impuestos} + \text{tasa base} + \text{tasa de retorno.}$$

La determinación de estos requerimientos depende normalmente de una comisión revisora gubernamental.

La tasa de retorno es parcialmente una función de las condiciones locales y debe dar respuesta a compañías que comparten riesgos similares. Esto debe ser suficiente para permitir utilidades cuando se realiza una inversión.

CAPITULO 2

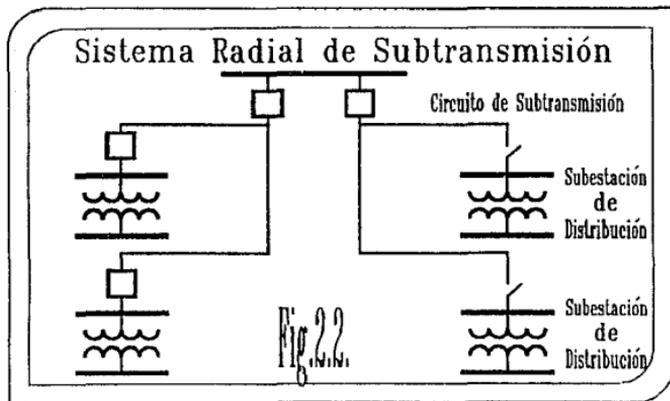
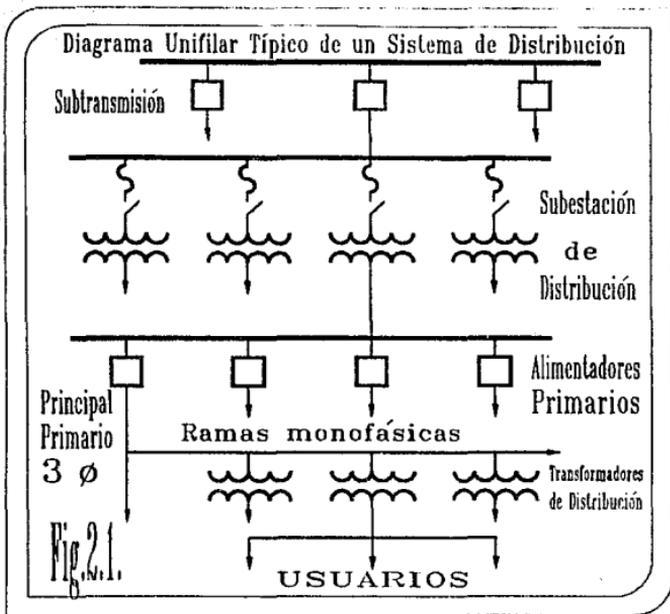
DISEÑO DE LINEAS DE SUBTRANSMISION Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

2.1- INTRODUCCION.

Un sistema de distribución es la parte intermedia entre la Subestación de Distribución y la acometida del usuario. Esta definición incluye los siguientes componentes:

- 1.-Sistema de Subtransmisión.
- 2.-Subestación de distribución.
- 3.-Distribución o alimentador primario.
- 4.-Trasformador de distribución.
- 5.-Círculo secundario.
- 6.-Falla en el servicio.

La figura 2.1., muestra un diagrama unifilar de un sistema típico de distribución. El circuito de subtransmisión entrega energía de la planta generadora a la subestación de distribución. El voltaje de subtransmisión está entre 12.47 y 245 kV. La subestación de distribución consta de: Transformadores de potencia; Dispositivos para regulación de voltaje; buses y conectores. Estos son los requisitos para reducir el voltaje de subtransmisión a nivel de un sistema primario para la distribución local. Un alimentador primario trifásico opera generalmente en el rango de 4.16 a 34.7 kV, distribuyendo energía desde la línea de bajo voltaje de la subestación hasta el centro de carga donde ramifica a los subalimentadores trifásicos y los ramales monofásicos.



Los transformadores de distribución, en rangos que van de los 10 a los 500 kVA, son usualmente conectados en cada alimentador primario, subalimentadores y ramales, reducen el voltaje de distribución al voltaje de utilización, y los transformadores secundarios distribuyen la energía a los usuarios.

2.2- SUBTRANSMISION.

Un sistema de subtransmisión es la parte del sistema del suministro eléctrico que libera energía desde el nivel de generación al nivel de la subestación de transmisión.

El voltaje de los circuitos de subtransmisión varía desde 12.47 a 245 kV, siendo usuales los niveles de 69, 115, 138 kV.

El diseño de un sistema de subtransmisión varía desde un simple sistema radial hasta una red de subtransmisión. Donde las mayores consideraciones que afectan el diseño son el costo y la rentabilidad.

La figura 2.2. muestra un sistema radial de subtransmisión. En un sistema radial tal como el nombre lo indica el circuito radia desde el nivel de la planta generadora hacia la subestación de distribución. Un sistema radial es simple y tiene un costo inicial bajo pero también tiene una mala continuidad de servicio.

Por esta razón estos sistemas no son comúnmente utilizados. Dentro del diseño se prefiere una variación del tipo radial tal y como se muestra en la figura 2.3. Esta forma permite una restauración rápida del servicio cuando una falla ocurre en uno de los circuitos de subtransmisión.

Debido a su alta rentabilidad los sistemas de distribución son diseñados como un circuito de anillo o circuitos múltiples formando una red de subtransmisión. En la figura 2.4., se muestra un sistema de subtransmisión tipo anillo. En este diseño el circuito simple se origina desde el bus de potencia a varias subestaciones y regresa al mismo bus.

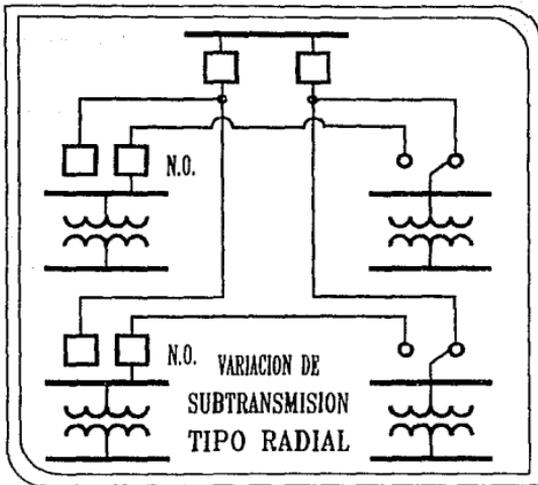


Fig. 23.

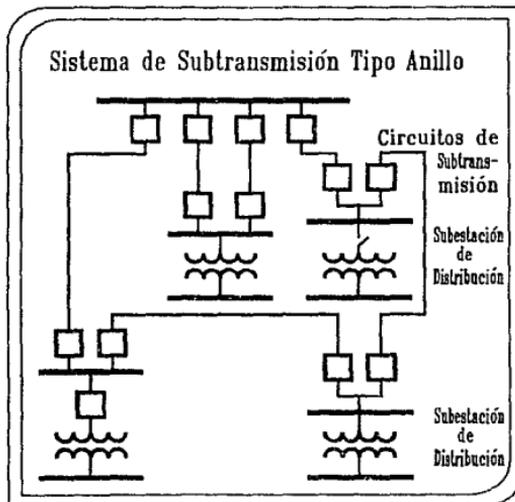
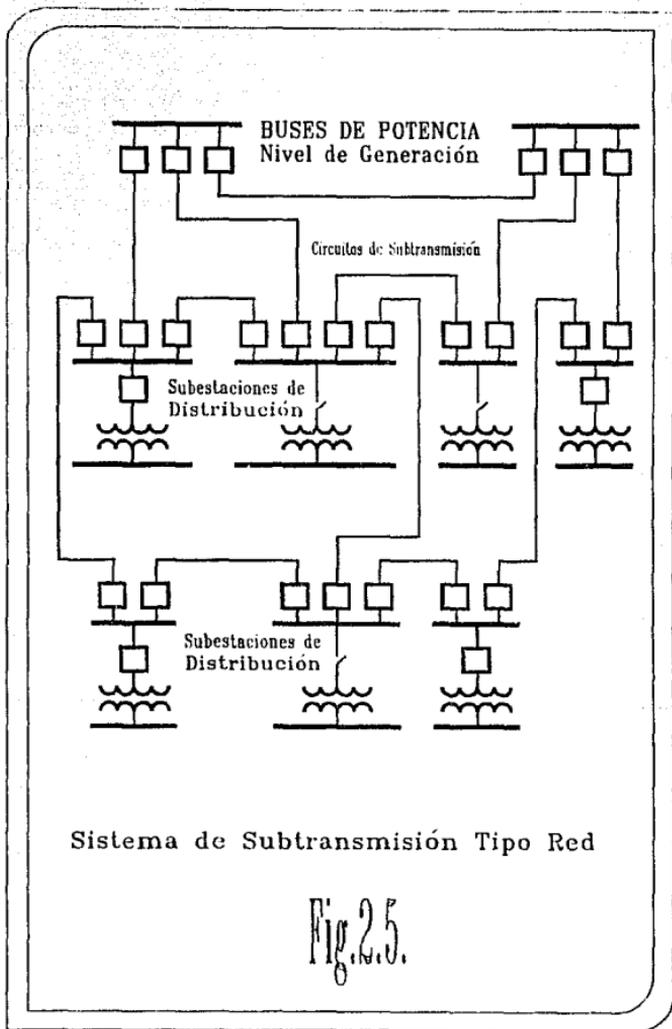


Fig. 24.



En la figura 2.5. se muestra una subtransmisión tipo red la cual tiene múltiples circuitos. Las subestaciones de distribución están interconectadas y el diseño puede tener más de un bus de potencia. Este tipo tiene una gran rentabilidad de servicio y tiene un costo considerable para controlar el flujo de potencia y el control de relevos. Es el tipo de subtransmisión de mayor uso.

2.3- SUBESTACION DE DISTRIBUCION.

Están diseñadas de tal manera que se han estandarizado por la industria eléctrica de servicio.

Una subestación típica puede incluir el siguiente equipo:

- Transformador de potencia.
- Interruptores mecánicos.
- Interruptores termomagnéticos.
- Aisladores.
- Buses de transmisión.
- Limitadores de corriente.
- Derivadores.
- Transformadores de corriente.
- Transformadores de potencial.
- Capacitores en serie.
- Sistema de tierras.
- Relevadores de protección, baterías y otros.

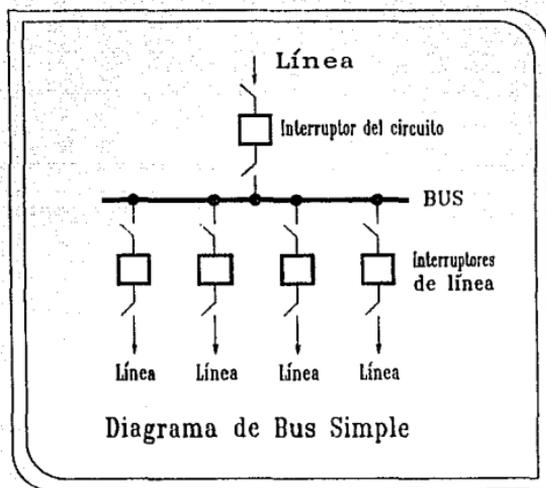


Fig. 26.

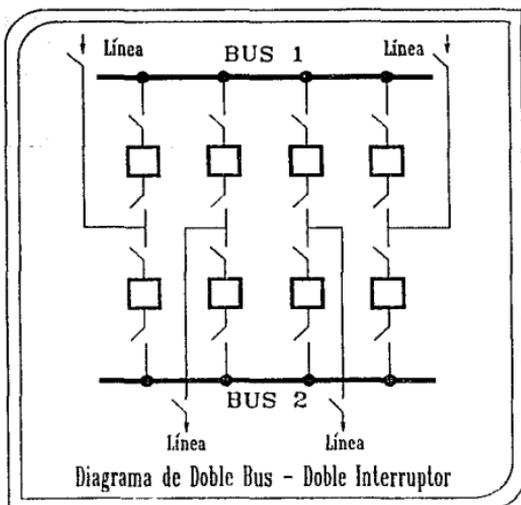


Fig. 27.

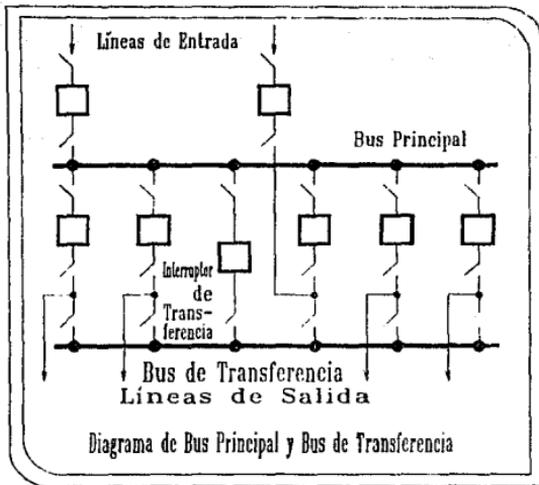


Fig. 2.8.

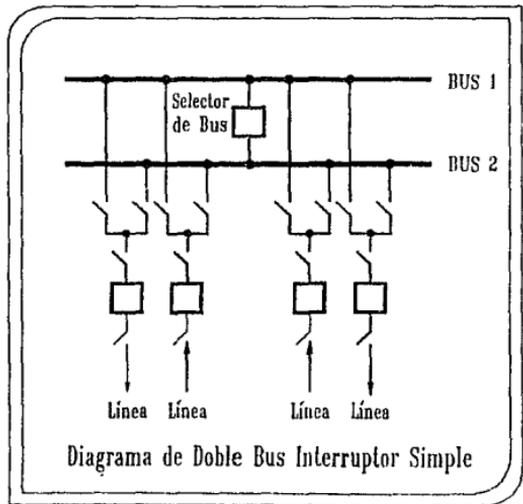


Fig. 2.9.

Fig.2.10.

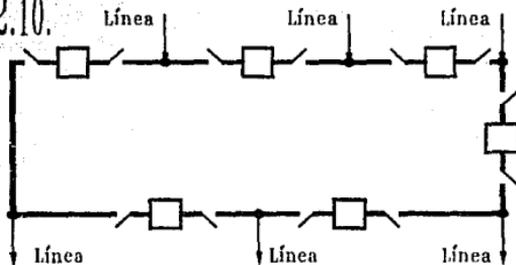


Diagrama de Bus en Anillo

Fig.2.11.

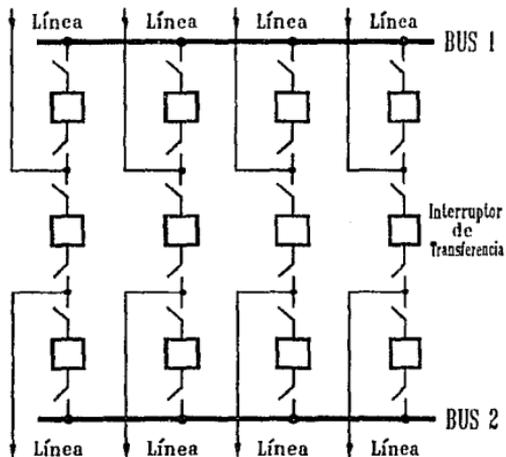


Diagrama de Interruptor y Medio

2.4.- DIAGRAMAS DE BUSES DE SUBESTACIONES.

La selección de un diagrama en particular de una subestación se basa en la seguridad, rentabilidad, economía, simplicidad y otras consideraciones.

Los diagramas de buses de subestación son:

- Diagrama de bus simple.
- Diagrama de doble bus-doble interruptor.
- Diagrama de bus principal y bus de transferencia.
- Diagrama de doble bus interruptor simple.
- Diagrama de bus en anillo.
- Diagrama de interruptor y medio.

Los siguientes puntos muestran los tipos antes mencionados.
(Figs. 2.6., 2.7., 2.8., 2.9., 2.10., y 2.11.)

1. Bus simple.

VENTAJAS:

1. Bajo costo.

DESVENTAJAS:

1. Falla en interruptor o bus y produce una interrupción total.
2. Dificultad para realizar cualquier mantenimiento.
3. No es posible ampliar el bus sin desenergizar completamente la subestación.
4. Se puede usar en cargas que pueden ser interrumpidas, o teniendo una línea de emergencia.

2. Doble bus-doble interruptor.

VENTAJAS:

1. Cada circuito consta de dos interruptores.

2. Tiene la flexibilidad de conectar circuitos alimentadores a otro bus.
3. Cualquier interruptor puede ser desconectado del servicio para mantenimiento.
4. Alta confiabilidad.

DESVENTAJAS:

1. Alto costo.
2. Se pueden perder la mitad de los circuitos por falla en el interruptor si no son conectados en los dos buses.

3. Bus principal y bus de transferencia.

VENTAJAS:

1. Costo último y costo inicial bajo.
2. Cualquier interruptor puede ser desconectado del servicio para mantenimiento.
3. Los dispositivos de potencial pueden ser usados en el bus principal para relevar.

DESVENTAJAS:

1. Se requiere un interruptor extra para el bus de transferencia.
2. La conmutación es complicada cuando se da mantenimiento a algún interruptor.
3. Una falla en el interruptor de cualquier circuito o bus produce una falla total del servicio.

4. Doble bus-interruptor sencillo.

VENTAJAS:

1. Es flexible al operar dos buses.
2. Un bus principal puede ser aislado para mantenimiento.
3. El circuito puede ser transferido fácilmente de un bus

a otro utilizando un bus de transferencia y conmutadores de selección de bus.

DESVENTAJAS:

1. Se requiere un interruptor termomagnético extra para el bus de transferencia.
2. Se requieren cuatro interruptores mecánicos para cada circuito.
3. El diagrama del bus de protección puede causar pérdidas en la subestación cuando opera, si todos los circuitos están conectados a ese bus.
4. Los buses están altamente expuestos a falla.
5. Las fallas de línea en los interruptores termomagnéticos ocasionan que todos los circuitos conectados a ese bus queden fuera de servicio.
6. Una falla en el interruptor termomagnético del bus de transferencia origina una falla total en el servicio.

5. Bus de anillo.

VENTAJAS:

1. Costo último y costo inicial bajo.
2. Es flexible en la operación para mantenimiento de interruptores termomagnético.
3. Cualquier interruptor termomagnético puede ser desconectado para su servicio sin interrumpir la carga.
4. Se requiere un interruptor por circuito.
5. No se utiliza bus principal.
6. Cada circuito está alimentado por dos interruptores.
7. Todas las conmutaciones se realizan por medio de interruptores.

DESVENTAJAS:

1. Si una falla ocurre durante el periodo de mantenimiento de un interruptor, el anillo puede ser separado en dos secciones.

- 2.El restablecimiento automático y la circuitería de relevo es bastante compleja.
- 3.Si un solo juego de relevadores es utilizado el circuito debe ser sacado de servicio para mantenimiento de relevadores (esto sucede en todos los diagramas).
- 4.Se requieren dispositivos de potencial en todos los circuitos para sincronización, línea viva o indicación de voltaje.
- 5.Una falla en el interruptor durante una pérdida del servicio ocasiona la pérdida de un circuito.

6. Interruptor y medio.

VENTAJAS:

- 1.Mayor flexibilidad en la operación.
- 2.Alta confiabilidad.
- 3.Una falla en el interruptor de un lado del bus deja sin servicio sólo un circuito.
- 4.Operación sencilla; no se requiere desconectar el interruptor para una operación normal.
- 5.Otro bus principal puede quedar fuera de servicio en cualquier momento para su mantenimiento.
- 6.Una falla en el bus no interrumpe ningún alimentador del servicio.

DESVENTAJAS:

- 1.Se necesitan uno y medio interruptores por circuito.
- 2.El restablecimiento y los relevadores automáticos están en alguna manera involucrados con los circuitos.

2.5.- UBICACION DE SUBESTACIONES.

Esta determinada por los niveles de voltaje, tomando en cuenta factores de regulación de voltaje, costos de subtransmisión, costos de subestación y los costos de los alimentadores primarios, principales y transformadores de distribución.

Para seleccionar la ubicación de una subestación se debe tener en cuenta:

- a) Debe estar próxima al centro de carga y al área de servicio.
- b) La regulación de voltaje al nivel apropiado no debe subir excesivamente el costo, con respecto a su ubicación.
- c) Debe ubicarse en modo tal que las líneas de subtransmisión y las de los alimentadores primarios tengan un acceso apropiado considerando una futura expansión.
- d) Su ubicación debe considerar las regulaciones locales de uso del suelo.
- e) Deben considerarse las alteraciones al servicio de tal manera que se afecte a un mínimo de usuarios.
- f) Otras consideraciones para determinar la ubicación de una subestación son la confiabilidad, adaptabilidad, las condiciones de alguna emergencia, etc.

2.6 - CAPACIDAD DE UNA SUBESTACION DE DISTRIBUCION.

Los requerimientos de una capacidad adicional de un sistema con una densidad de carga creciente están determinados por:

- a) La necesidad de sostener un servicio continuo para la carga instalada y los subsecuentes incrementos en el área.
- b) Desarrollar nuevas subestaciones o mantener constante la carga instalada.

Esto nos ayuda a asumir los cambios en el sistema a una densidad de carga constante para la planeación de la distribución a corto plazo o, de otra manera, hacerlo a largo plazo.

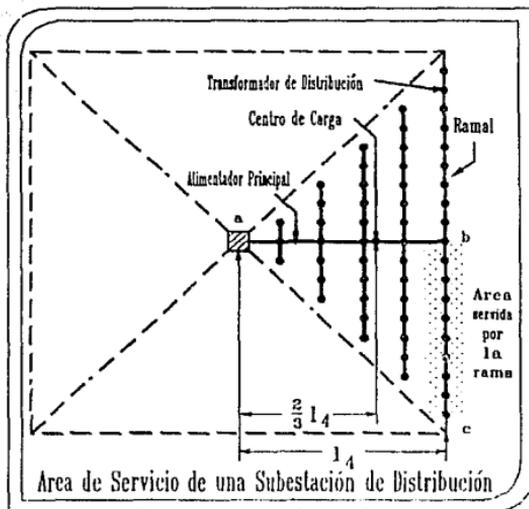
La comparación de los diferentes planes que requieren diferentes tamaños de subestaciones de distribución, pueden ser representados por un método gráfico.

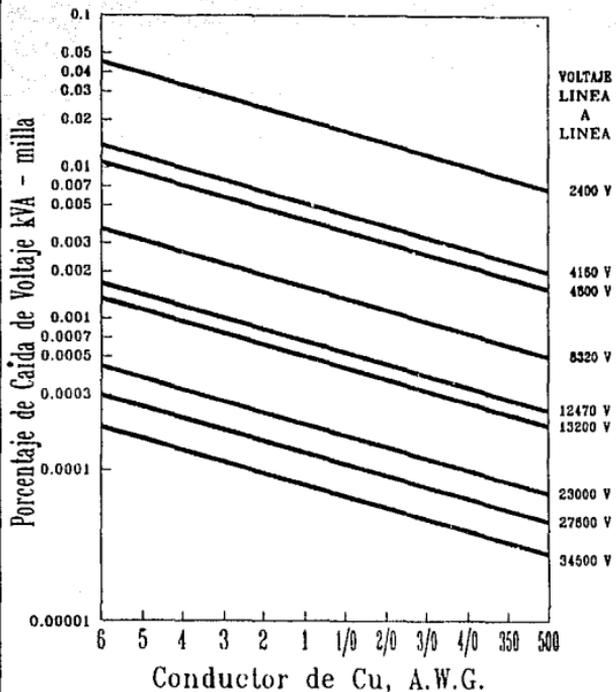
Utilizando un diagrama cuadrado se puede representar una parte o una área de servicio. Asumiendo para la figura 2.12, una área de servicio que utiliza cuatro alimentadores primarios suministrados por un punto central, donde cada alimentador y sus ramales son trifásicos, y cuyas cargas balanceadas son representadas por puntos, el porcentaje de la caída de voltaje desde el alimentador en el punto a hasta el fin de la última rama c es:

$$\%V D_{AC} = \%V D_{AB} + \%V D_{BC}$$

Puede simplificarse el cálculo de la caída de voltaje utilizando una constante k definiendola como: el porcentaje de la caída de voltaje por kilovoltampere-milla.

Fig. 2.12.





Valor de K para conductores de cobre, con un f.p. de 0.9 en atraso

Fig. 2.13.

La figura 2.13. nos muestra la constante k para diferentes voltajes y conductores de cobre. Esta figura está desarrollada para líneas trifásicas.

En la figura 2.12., cada alimentador suministra una carga total de:

$$S_4 = A_4 * D \quad \text{kVA} \quad 2.1.$$

Donde:

S_4 = kVA servidos por uno de los cuatro alimentadores.

A_4 = Área suministrada por uno de los cuatro alimentadores, millas cuadradas.

D = Densidad de carga, kVA/mi²

O tambien:

$$S_4 = I_4^2 * D \quad \text{kVA} \quad 2.2.$$

Y:

$$A_4 = I_4^2 \quad 2.3.$$

Donde I_4 es la dimensión lineal del Área de servicio del alimentador primario en millas.

Asumiendo una carga uniformemente distribuida por transformadores de distribución con cargas idénticas, la caída en el alimentador primario principal es:

$$XVD_{4,\text{main}} = \frac{2}{3} * I_4 * K * S_4 \quad 2.4.$$

Sustituyendo la ecuación 2.2. en 2.4.:

$$kVD_{4, \text{main}} = 0.667 * K * D * l_d^3 \quad 2.5.$$

Podemos concluir que la carga total se localiza en un punto sobre el alimentador principal a una distancia $\frac{2}{3} * l_d$ del punto A.

En el siguiente caso se muestran seis alimentadores con una área de servicio hexagonal como se muestra en la figura 2.14. Asumiendo que el área de servicio de cada alimentador es igual a un sexto del área total, o sea:

$$A_d = \frac{l_d^2}{\sqrt{3}} * l_d$$

$$= 0.578 * l_d^3 \quad 2.6.$$

Donde:

A_d = Área servida por uno de los seis alimentadores suministrada, desde el punto de alimentación .

l_d = Dimensión lineal del alimentador primario de servicio en millas.

Cada alimentador suministra una carga total de:

$$S_d = A_d * D \quad \text{kVA} \quad 2.7.$$

Sustituyendo:

$$S_d = 0.578 * D * l_d^2 \quad 2.8.$$

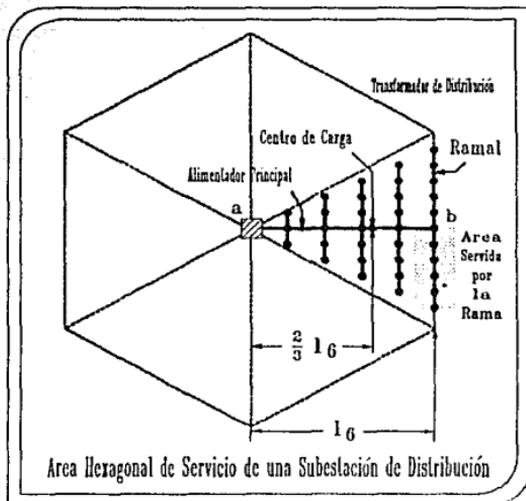
Al igual que el ejemplo anterior la carga total se localiza en un punto sobre el alimentador principal a una distancia $\frac{2}{3} * l_d$ desde el punto de alimentación. El porcentaje de la caída del alimentador principal es:

$$\%VD_{d,main} = \frac{2}{3} * l_d * K * S_d \quad 2.9.$$

Sustituyendo:

$$\%VD_{d,main} = 0.385 * K * D * l_d^3 \quad 2.10.$$

Fig. 2.14.



2.7- CASO GENERAL: AREA DE SERVICIO CON N ALIMENTADORES PRIMARIOS.

Extendiendo la discusión a un caso general en el cual el área de servicio de una subestación de distribución es suministrada por n alimentadores primarios emanando desde el mismo punto, como se muestra en la figura 2.15. La carga en el área de servicio está uniformemente distribuida y cada alimentador suministra una área triangular. La diferencial de carga servida por el alimentador en una diferencial de área (dA) es:

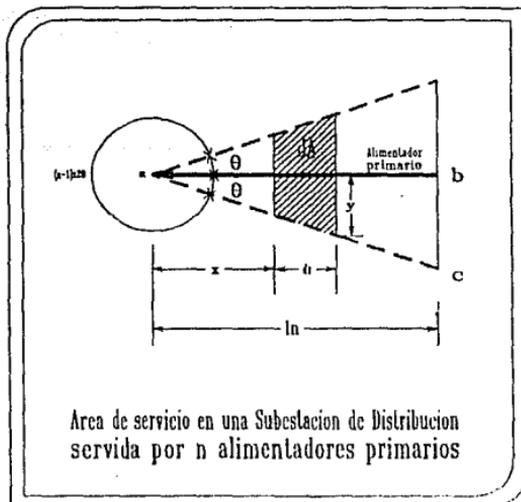
$$dS = D \, dA \quad \text{kVA} \qquad 2.11.$$

Donde:

dS = Diferencial de carga servida por el alimentador en la diferencial de área dA , kVA.

D = Densidad de carga, kVA/mi²

dA = Diferencial del área de servicio mi²



De la figura 2.15, se desprende la siguiente relación:

$$\tan \theta = \frac{y}{x + dx} \quad 2.12.$$

$$y = (x + dx) \tan \theta$$

$$\cong x \tan \theta$$

El área total de servicio se puede calcular por medio de:

$$A_n = \int_{x=0}^{l_n} dA$$

2.14.

$$= l_n^2 \tan \theta$$

La carga total en kilovoltampere servida por uno de los n alimentadores se puede calcular por:

$$S_n = \int_{x=0}^{l_n} dS$$

2.15.

$$= D * l_n^2 \tan \theta$$

Esta carga total esta localizada en un punto del alimentador principal a una distancia de $\frac{2}{3} * l_n$ del punto de alimentación a. El porcentaje de las contribuciones de voltaje de todas las áreas es:

$$\%VD_n = \frac{2}{3} * l_n * K * S_n \quad 2.16.$$

Sustituyendo la ecuación 2.15. en la 2.16.:

$$\%VD_n = \frac{2}{3} * K * D * l_n^3 * \tan \theta \quad 2.17.$$

Si:

$$n(2\theta) = 360^\circ$$

2.18.

La ecuación 2.17., también puede expresarse como:

$$\%VD_n = \frac{2}{3} * K * D * I_n^2 * \tan \frac{360^\circ}{2n} \quad 2.19.$$

Nota: Las ecuaciones 2.18. y 2.19. sólo son aplicables cuando $n \geq 3$.

En la tabla 2.1., se muestran los resultados de la ecuación:

$$\%VD_n = \frac{2}{3} * K * D * I_n^2 * \tan \theta$$

Para Áreas cuadradas y hexagonales.

Tabla 2.1.

n	θ	$\tan \theta$	$\%VD_n$
4	45°	1.0	$\left[\frac{2}{3} K * D * I_n^2 \right]$
6	30°	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\left[\frac{2}{3} K * D * I_n^2 \right]$

Para $n = 1$ el porcentaje de caída de voltaje del alimentador principal es:

$$\%VD_1 = \frac{1}{2} * K * D * I_1^2 \quad 2.20.$$

Y para $n = 2$:

$$\%VD_2 = \frac{1}{2} * K * D * I_2^2 \quad 2.21.$$

El porcentaje de caída de voltaje en una carga ramal uniforme, se calcula considerándola como la carga total localizada en el punto medio de su longitud multiplicada por los kilovoltampere milla, por la longitud de la línea, la carga y por la constante K.

2.8.- COMPARACION DE LOS PATRONES DE CUATRO Y SEIS ALIMENTADORES.

Para una subestación de distribución de cuatro alimentadores primarios, $n = 4$ y el área suministrada por uno de ellos será:

$$A_4 = I_4^2 \quad \text{mi}^2 \quad 2.22.$$

El área servida por los cuatro alimentadores es:

$$\begin{aligned} TA_4 &= 4 A_4 \\ &= 4 I_4^2 \quad \text{mi}^2 \quad 2.23. \end{aligned}$$

La carga servida por uno de los alimentadores es:

$$S_4 = D * I_4^2 \quad \text{kVA} \quad 2.24.$$

La carga servida por los cuatro alimentadores es:

$$TS_4 = 4D * I_4^2 \quad \text{kVA} \quad 2.25.$$

El porcentaje de caída de voltaje en el alimentador principal es:

$$\%VD_{4, \text{main}} = \frac{2}{9} K * D * I_4^3 \quad 2.26.$$

La carga en curso del alimentador principal al punto a es:

$$I_4 = \frac{S_4}{\sqrt{3} * V_{L-L}} \quad \text{A} \quad 2.27.$$

$$I_4 = \frac{D * I_4^2}{\sqrt{3} * V_{L-L}} \quad \text{A} \quad 2.28.$$

La ampacidad de conducción, en amperes, de los conductores utilizados por el alimentador principal deben ser mayores que los obtenidos en la ecuación 2.27. y 2.28.

Por otro lado, para el caso de seis alimentadores primarios $n = 6$ y el Área de servicio de uno de los alimentadores es:

$$A_d = \frac{1}{\sqrt{3}} I_d^2 \quad \text{mi}^2 \quad 2.29.$$

El Area total servida por los seis alimentadores es:

$$TA_d = \frac{6}{\sqrt{3}} I_d^2 \quad \text{mi}^2 \quad 2.30.$$

La carga servida por uno de los alimentadores es:

$$S_d = \frac{1}{\sqrt{3}} D * I_d^2 \quad \text{kVA} \quad 2.31.$$

La carga total servida por los seis alimentadores es:

$$TS_d = \frac{6}{\sqrt{3}} D * I_d^2 \quad \text{kVA} \quad 2.32.$$

El porcentaje de caída de voltaje en el alimentador principal es:

$$XVD_{d,\text{main}} = \frac{2}{3\sqrt{3}} K * D * l_d^3 \quad 2.33.$$

La carga en curso del alimentador principal al punto a es:

$$I_d = \frac{S_d}{3 * V_{L-L}} \quad A \quad 2.34.$$

$$I_d = \frac{D * l_d^2}{3 * V_{L-L}} \quad A \quad 2.35.$$

La relación entre los patrones de las Áreas de servicio para cuatro ó seis alimentadores la encontramos en dos aspectos:

- a) Los circuitos alimentadores están térmicamente limitados.
- b) Los circuitos alimentadores tienen un límite en la caída de voltaje.

a) En el caso:

$$I_4 = I_d \quad 2.36.$$

Sustituyendo la ecuación 2.28. y 2.35. en la 2.36.:

$$\frac{D * l_4^2}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{D * l_d^2}{3 * V_{L-L}} \quad 2.37.$$

De la ecuación 2.37.:

$$\left[\frac{l_d}{l_4} \right]^2 = \sqrt{3} \quad 2.38.$$

Dividiendo la ecuación 2.30. en 2.23.:

$$\frac{TA_{\sigma}}{TA_4} = \frac{6 / \sqrt{3} \cdot I_{\sigma}^2}{4 I_4^2} \quad 2.39.$$

$$= \frac{\sqrt{3}}{2} \left[\frac{I_{\sigma}}{I_4} \right]^2$$

Sustituyendo la ecuación 2.38. en 2.39.:

$$\frac{TA_{\sigma}}{TA_4} = \frac{3}{2} \quad 2.40.$$

O:

$$TA_{\sigma} = TA_4 * 1.5 \quad 2.41.$$

Por lo tanto seis alimentadores pueden acarrear 1.5 veces más carga que cuatro alimentadores si ellos están térmicamente cargados.

b) En el segundo caso:

$$\%VD_4 = \%VD_{\sigma} \quad 2.42.$$

Sustituyendo la ecuación 2.26. y 2.33. en la ecuación 2.42. y simplificando, tenemos:

$$I_4 = 0.833 * I_{\sigma} \quad 2.43.$$

De la ecuación 2.30. el área total servida por los seis alimentadores es:

$$TA_{\sigma} = \frac{6}{\sqrt{3}} \cdot I_{\sigma}^2 \quad 2.44.$$

Sustituyendo la ecuación 2.43. en la ecuación 2.23. el área total servida por los cuatro alimentadores es:

$$TA_4 = 2.78 * I_0^2 \quad 2.45.$$

Dividiendo la ecuación 2.44. en la ecuación 2.45.:

$$\frac{TA_0}{TA_4} = \frac{5}{4} \quad 2.46.$$

O:

$$TA_0 = TA_4 * 1.25 \quad 2.47.$$

Por lo tanto seis alimentadores pueden acarrear 1.25 veces más carga que cuatro alimentadores si ellos tienen limitada su caída de voltaje.

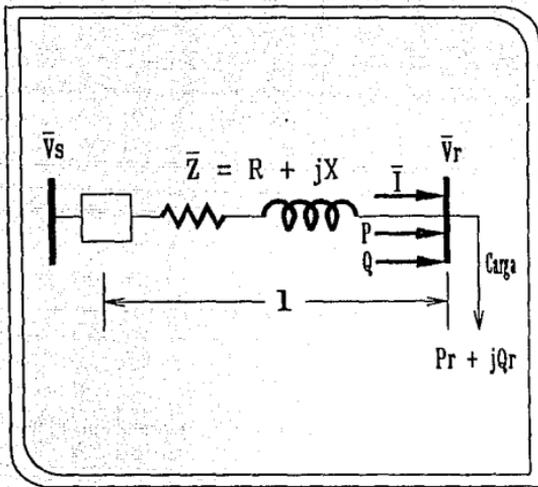


Fig. 2.16.

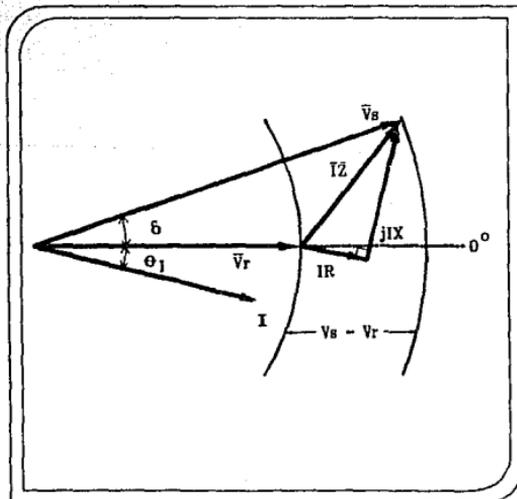


Fig. 2.17.

2.9.- DERIVACION DE LA CONSTANTE K.

Considerando el alimentador primario, tal y como se muestra en la figura 2.16. la impedancia Z depende de la naturaleza de la carga. Por ejemplo cuando es conectada una carga masiva la impedancia efectiva es:

$$\bar{Z} = z * l \quad \Omega/\text{fase} \quad 2.48.$$

Donde:

z = La impedancia en las tres fases de la línea principal, Ω /(millas fase).

l = Longitud del alimentador principal, en millas.

Cuando la carga es uniformemente distribuida, la impedancia efectiva es:

$$\bar{Z} = \frac{1}{2} z * l \quad \Omega/\text{fase} \quad 2.49.$$

Cuando existe una densidad de carga incrementandose en el sistema, la impedancia efectiva será:

$$\bar{Z} = \frac{2}{3} z * l \quad \Omega/\text{fase} \quad 2.50.$$

Tomando el voltaje recibido por la carga al final de la línea como la referencia angular del fasor:

$$\bar{V}_r = V_r \angle 0^\circ \quad \text{V} \quad 2.51.$$

Del diagrama fasorial de la figura 2.17, el voltaje de envío es:

$$\bar{V}_s = V_s \angle \delta^\circ \quad \text{V} \quad 2.52.$$

La corriente es:

$$\bar{I} = I \angle -\theta_I^\circ \quad \text{A}$$

El ángulo del factor de potencia es:

$$\begin{aligned} \theta^\circ &= \theta_{V_r}^\circ - \theta_{\bar{I}}^\circ \\ &= -\theta_{\bar{I}}^\circ \end{aligned} \quad 2.53.$$

Y el factor de potencia se encuentra en retraso. Cuando la potencia real P y la potencia reactiva Q fluye en sentidos opuestos, el factor de potencia se encuentra en retraso.

La regulación de voltaje se define, por unidad, como:

$$VR_{PU} = \frac{\Delta V_S - V_r}{V_r} \quad 2.54.$$

Y el porcentaje de regulación de voltaje es:

$$\%VR = \frac{V_S - V_r}{V_r} * 100 \quad 2.55.$$

O:

$$\%VR = 100 * VR_{PU} \quad 2.56.$$

Así como también la definición de porcentaje de caída de voltaje es:

$$VD_{PU} = \frac{\Delta V_S - V_r}{V_b} \quad 2.57.$$

Y el porcentaje de caída de voltaje es:

$$\%VD = \frac{V_S - V_r}{V_b} * 100 \quad 2.58.$$

O:

$$\%VD = 100 * VD_{PU} \quad 2.59.$$

Donde V_b es un voltaje base arbitrario. El voltaje base secundario generalmente se selecciona como 120 V. El voltaje base primario generalmente se selecciona con respecto al transformador de potencial (PT).

Valores comunes de PT	V_b
20	2,400 V
60	7,200 V
100	12,000 V

De las figuras 2.16. y 2.17. el voltaje de envío al final de la línea es:

$$\bar{V}_s = \bar{V}_r + \bar{I} \bar{Z} \quad 2.60.$$

O:

$$V_s (\cos \delta + j \operatorname{sen} \delta) = V_r \angle 0^\circ + I (\cos \theta - j \operatorname{sen} \theta) (R + jX) \quad 2.61.$$

Las cantidades en la ecuación anterior pueden manejarse en P.U. o en sistema MKS o SI, ya sea, usando voltajes línea a neutro monofásico con tres líneas ó como sistema trifásico de tres o cuatro cables.

En un circuito típico de distribución:

$$R \cong X$$

Y el ángulo del voltaje δ es cercano a cero o típicamente:

$$0 \leq \delta \leq 4$$

Así como en los circuitos de transmisión es típico:

$$\delta \cong 0$$

Donde X es mucho más grande que R

Entonces, para la ecuación 2.61. el seno de θ puede ser despreciado:

$$V_r \cong V_b \cos \theta$$

Y la ecuación 2.61. viene a ser:

$$V_r \cong V_b + I R \cos \theta + I X \sin \theta \quad 2.62.$$

Entonces la caída de voltaje por unidad para un factor de potencia atrasado es:

$$VD_{PU} = \frac{I R \cos \theta + I X \sin \theta}{V_b} \quad 2.63.$$

Esto es una cantidad positiva. El VD_{PU} es negativa cuando hay un factor de potencia adelantado, debido a capacitores conectados en paralelo o cuando hay una reactancia negativa X debido a capacitores instalados en el circuito.

La potencia compleja al final de la línea de recepción es:

$$P_r + j Q_r = \bar{V}_r \bar{I} \quad 2.64.$$

Entonces:

$$\bar{I} = \frac{P_r - j Q_r}{\bar{V}_r} \quad 2.65.$$

Donde:

$$\bar{V}_r = V_r \angle 0^\circ$$

Sustituyendo la ecuación 2.65. en la 2.61. donde el ángulo δ no es omitido, el voltaje de envío se expresa como:

$$\vec{V}_S = V_r \angle 0^\circ + \frac{R P_r + X Q_r}{V_r \angle 0^\circ} - j \frac{R Q_r - X P_r}{V_r \angle 0^\circ}$$

2. 66.

O aproximadamente:

$$V_S \cong V_r + \frac{R P_r + X Q_r}{V_r}$$

2. 67.

Sustituyendo la ecuación 2.67. en la 2.57.:

$$VD_{PU} \cong \frac{R P_r + X Q_r}{V_r V_b}$$

2. 68.

O:

$$VD_{PU} \cong \frac{(S_r / V_r) R \cos \theta + (S_r / V_r) X \sin \theta}{V_b}$$

p. u. V.

O:

2. 69.

$$VD_{PU} \cong \frac{S_r R \cos \theta + S_r X \sin \theta}{V_b V_r}$$

p. u. V.

2. 70

Donde:

$$P_r = S_r \cos \theta \quad W$$

2. 71.

Y:

$$Q_r = S_r \text{ sen } \theta \quad \text{VAR} \quad 2.72.$$

Las ecuaciones 2.69. y 2.70. pueden deducirse a partir de la ecuación 2.63. donde:

$$S_r = V_r I \quad \text{VA} \quad 2.73.$$

Las ecuaciones 2.70. y 2.68. pueden expresarse en p.u. utilizando voltajes de la línea a neutro o voltajes de fase para Q_r , P_r y S_r .

Para determinar la constante K se utiliza la ecuación 2.68.:

$$VD_{p.u.} \cong \frac{R P_r + X Q_r}{V_r V_b} \quad \text{p.u. V}$$

O:

$$VD_{p.u.} \cong \frac{(S_{3\phi}) (s) (r \cos \theta + x \text{ sen } \theta) \left(\frac{1}{B} * 1000\right)}{V_r V_b}$$

p.u. V

O:

2.74.

$$VD_{p.u.} = s * K S_{3\phi} \quad \text{p.u. V} \quad 2.75.$$

Donde:

$$K \cong \frac{(r \cos \theta + x \text{ sen } \theta) \left(\frac{1}{B} * 1000\right)}{V_r V_b} \quad 2.76.$$

Entonces:

$$K = f (\text{tamaño del conductor, distancia entre conductores,} \\ \cos \theta, V_b)$$

Y tiene las unidades de:

$$\frac{VD}{P.U.} \\ \text{número arbitrario de kVA * milla}$$

Para calcular el porcentaje de caída de voltaje utilizando la ecuación 2.76, por cien:

$$K \approx \frac{(r \cos \theta + x \sin \theta) (\frac{I}{S} * 1000)}{V_r V_b} * 100$$

2.77.

Y tiene las unidades de:

$$\frac{\%VD}{\text{número arbitrario de kVA * milla}}$$

En las ecuaciones 2.74. y 2.75., s es la longitud efectiva del alimentador principal la cual depende de la naturaleza de la carga. Por ejemplo, cuando la carga masiva del sistema esta conectada al final del alimentador principal, la longitud efectiva del alimentador es:

$$s = 1 \quad \text{unidades de longitud}$$

Cuando la carga esta uniformemente distribuida a lo largo del alimentador principal:

$$s = \frac{1}{2} l \quad \text{unidades de longitud}$$

Cuando el sistema tiene una densidad de carga en incremento:

$$s = \frac{2}{3} l \quad \text{unidades de longitud}$$

Ejemplo 2.1.

Suponiendo que un alimentador principal trifásico de 4.16 kV tiene conductores de calibre 4 con un espaciamiento equivalente de 37 pulgadas entre fases y un factor de potencia en retraso de 0.9.

- Determinar la constante K utilizando la ecuación 2.76.
- Determinar la constante K del alimentador principal usando el porcentaje de caída de voltaje por medio de curvas en kilovoltampere-milla y comparar con los resultados del inciso anterior.

Solución.

a) De la ecuación 2.76.:

$$K \cong \frac{(r \cos \theta + x \sin \theta) \left(\frac{1}{3} + 1000 \right)}{V_r V_b}$$

Donde:

$$r = 1.503 \Omega/\text{mi.} \quad (\text{tabla A-1, para } 50^\circ\text{C y } 60 \text{ Hz})$$

$$x_L = x_a + x_d = 0.7456 \Omega/\text{mi.}$$

$$x_a = 0.609 \Omega/\text{mi.} \quad (\text{tabla A-3, para } 60 \text{ Hz y } 37'' \text{ de espaciamiento})$$

$$\cos \theta = 0.9 \text{ en atraso.}$$

$$V_r = V_b = 2,400 \text{ V, voltaje línea a neutro.}$$

Entonces la caída de voltaje por unidad por kilovoltampere - milla es:

$$K \cong \frac{(1.503 * 0.9 + 0.7456 * 0.4359) \left(\frac{1}{3} * 1000 \right)}{2,400^2}$$

$$\cong 0.0001 \text{ VD}_{\text{p.u.}} / (\text{kVA} * \text{mi})$$

O:

$$K \cong 0.01 \text{ XVD}_{\text{p.u.}} / (\text{kVA} * \text{mi})$$

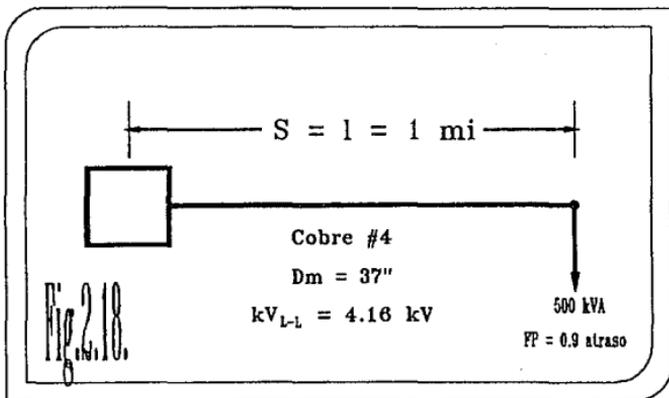
b) De la figura 2.17. la constante K para conductores de cobre de calibre 4 es:

$$K = 0.01 \text{ XVD}_{\text{p.u.}} / (\text{kVA} * \text{mi})$$

La cual es la misma que se determinó en el inciso a.

Ejemplo 2.2.

Suponiendo que el alimentador mostrado en la figura 2.18. tiene las mismas características del ejemplo anterior y una carga masiva de 500 kVA con un factor de potencia atrasado de 0.9 conectado al final del alimentador principal (una milla de longitud). Calcular el porcentaje de caída de voltaje en el alimentador principal.



Solución.

$$\begin{aligned} \%VD &= s * K * S_n \\ &= 1.0 \text{ mi} * 0.01 \%VD / (\text{kVA} * \text{mi}) * 500 \text{ kVA} \\ &= 5.0 \% \end{aligned}$$

Ejemplo 2.3.

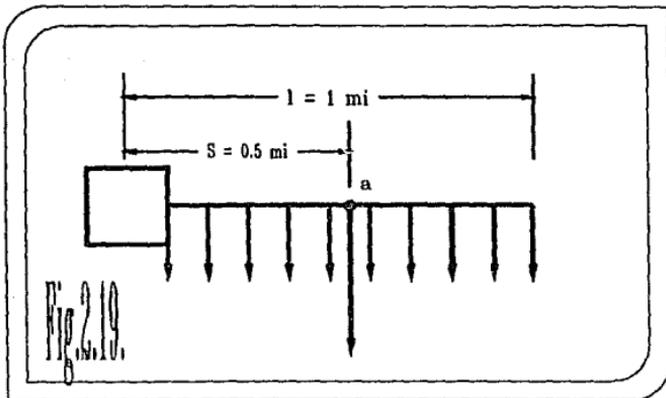
Suponiendo que el alimentador mostrado en la figura 2.19. tiene las mismas características que el ejemplo anterior, pero con una carga de 500 kVA uniformemente distribuida, calcular el porcentaje de caída de voltaje en el alimentador principal.

Solución.

$$\%VD = s * K * S_n$$

Como la longitud efectiva del alimentador es es:

$$s = \frac{l}{2} \text{ mi.}$$



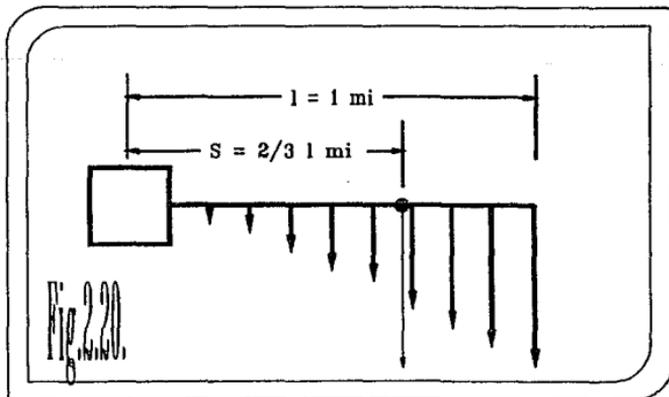
Sustituyendo:

$$\%VD = 0.5 \text{ mi} * 0.01 / \%VD / (\text{kVA} * \text{mi}) (500 \text{ kVA})$$
$$= 2.5 \%$$

Como podemos observar el efecto negativo de una carga masiva en el $\%VD$ es menor a 1 para una carga uniformemente distribuida. La figura 2.19. también muestra la conversión de una carga uniformemente distribuida a una carga masiva localizada en el punto a para el cálculo de la caída de voltaje.

Ejemplo 2.4.

Suponiendo que el alimentador mostrado en la figura 2.20. tiene las mismas características de la figura 2.2. pero con una carga de 500 kVA con una densidad de carga en incremento, calcular el porcentaje de caída de voltaje del alimentador principal.



Solución.

$$\%VD = s * K * S_n$$

Donde la longitud efectiva del alimentador s es:

$$s = \frac{2}{3} l$$

Sustituyendo:

$$\%VD = 0.6667 \text{ ml} * 0.01 \%VD / (\text{kVA} * \text{ml}) (500 \text{ kVA})$$

$$= 3.33 \%$$

Esto nos permite observar que el efecto negativo de la carga con una densidad de carga en incremento es menor que 1 para una carga uniformemente distribuida, pero es mejor que 1 para una carga masiva. La figura 2.20. también nos muestra la conversión de la carga con una densidad de carga en incremento para una carga masiva localizada en el punto b, para el cálculo de la caída de voltaje.

Ejemplo 2.5.

Utilizando los resultados obtenidos en los ejemplos 2.2. al 2.4. calcular y comparar las tasas de porcentaje de caída de voltaje.

Solución.

a) La razón del porcentaje de caída de voltaje para una carga masiva entre la carga uniformemente distribuida es:

$$\frac{\%VD_{\text{masiva}}}{\%VD_{\text{uniforme}}} = \frac{5}{2.5} = 2 \quad 2.70.$$

Entonces:

$$\%VD_{\text{masiva}} = 2 * \%VD_{\text{uniforme}} \quad 2.79.$$

b) La razón del porcentaje de caída de voltaje para una carga masiva entre el porcentaje de caída de voltaje para una densidad de carga en incremento es:

$$\frac{\%VD_{\text{masiva}}}{\%VD_{\text{en incremento}}} = \frac{5}{3.33} = 1.5 \quad 2.80.$$

Entonces:

$$\%VD_{\text{masiva}} = 1.5 * \%VD_{\text{en incremento}} \quad 2.81.$$

c) La razón del porcentaje de caída de voltaje para una carga con una densidad de carga en incremento entre una carga uniformemente distribuida es:

$$\frac{\%VD_{\text{en incremento}}}{\%VD_{\text{uniforme}}} = \frac{3.33}{2.5} = 1.33 \quad 2.82.$$

Entonces:

$$\%VD_{\text{en incremento}} = 1.33 * \%VD_{\text{uniforme}} \quad 2.83.$$

2.10.- APLICACION DE CURVAS.

La siguiente fórmula relaciona la aplicación de las áreas de carga a las subestaciones de distribución.

$$\%VD_n = \frac{\left(\frac{x}{n} + l_n\right) K (n + D + A_n)}{n} \quad 2.84.$$

Donde:

$\%VD_n$ = Porcentaje de caída de voltaje en el alimentador primario.

$\frac{x}{n} + l_n$ = Longitud efectiva del alimentador primario.

K = $\%VD / (kVA + ml)$ del alimentador.

A_n = Área suministrada por un alimentador.

n = Número de alimentadores primarios.

D = Densidad de carga.

Una ecuación alternativa a la forma de la ecuación 2.84. es:

$$\%VD_n = \frac{TS_n^{2/3}}{n^{2/3} * D^{1/2}} \frac{\frac{x}{n} + K}{(\tan \theta)^{1/2}} \quad 2.85.$$

Donde:

TS_n = kVA's totales suministrados desde una subestación
 $C = n + D + A_n$.

NUMERO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

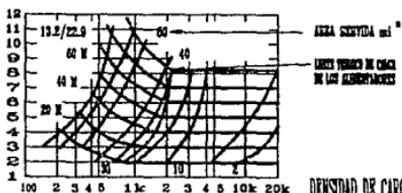
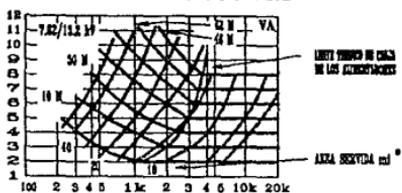
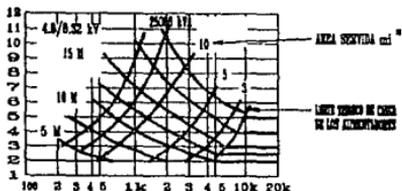
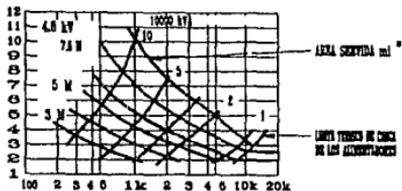
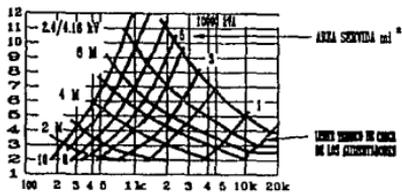


Fig. 2.21

DENSIDAD DE CARGA WTA/mi²

NUMERO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

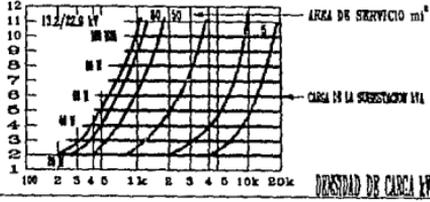
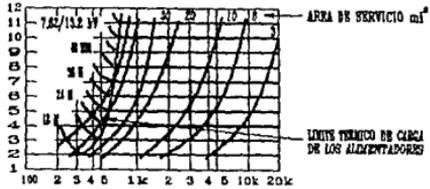
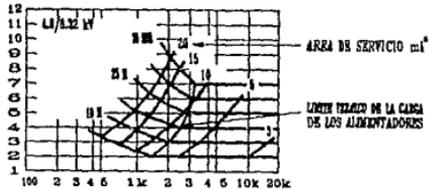
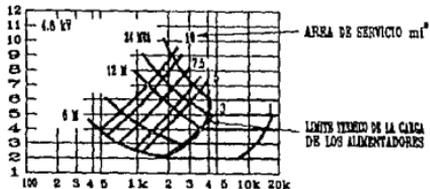
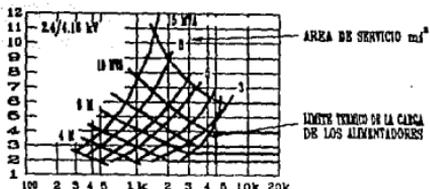


Fig. 222

A partir de la ecuación 2.85., se desarrollaron curvas de aplicación para subestaciones de distribución, como se muestra en las figuras 2.21. y 2.22. Estas curvas relacionan la densidad de carga, la carga de la subestación en kilovoltampere, el voltaje del alimentador primario y la carga permisible del alimentador.

Estas curvas de aplicación están basadas en las siguientes condiciones:

- 1.-Conductores de cobre calibre 4/0 AWG para el primario principal trifásico.
- 2.-Conductores de cobre calibre 4 AWG para los ramales del alimentador primario trifásico.
- 3.-El espaciamento entre fases para los conductores es 37" .
- 4.-El factor de potencia es 0.9 en retraso.

Las curvas son los registros de el número de alimentadores primarios n contra la densidad de carga D , para diferentes valores de TS_n , que es la carga total en kilovoltampere de todos los n alimentadores primarios incluyendo un patrón de servicio del Área de servicio de una subestación o punto de alimentación. En las figuras 2.21. y 2.22., las curvas para n contra D están dadas para TS_n y TA_n , que es el área total servida por todos los n alimentadores que provienen de un punto de alimentación o una subestación. Las curvas están dibujadas para cinco niveles de voltaje del alimentador primario y para dos diferentes porcentajes de caída de voltaje, que son tres y seis por ciento.

La combinación de subestaciones de distribución y alimentadores primarios aplicados a un sistema dado, generalmente son diseñados para obtener un porcentaje de caída de voltaje específico o para una carga específica en kVA en los alimentadores primarios. En las áreas donde la densidad de carga es pequeña los alimentadores primarios deben cubrir grandes distancias, en el máximo porcentaje de caída de voltaje permisible de un alimentador primario, generalmente determina el límite de cargas en kVA en el alimentador. En áreas donde la densidad de carga es relativamente grande y los alimentadores primarios de corto alcance, la máxima carga permisible en un alimentador

primario depende de la capacidad de corriente que puede manejar, la cual lo puede llegar a sobrecargar y la caída de voltaje puede convertirse en un problema.

Las curvas de aplicación nos muestran que el comportamiento de la carga de un alimentador primario de una área de subestación dada, está limitado por la caída de voltaje o por la capacidad de corriente que puede manejar. Para cada subestación o punto de alimentación, una curva de carga constante o densidad de carga en incremento está trazada de la esquina superior izquierda a la inferior derecha. A medida que se sigue la curva la densidad de carga se incrementa y el número de alimentadores primarios requeridos para servir la carga se decrementa. Pero eventualmente el número de alimentadores primarios disminuye hasta un mínimo requerido para entregar sus kVA a la carga desde un puerto. Así disminuyendo el número de alimentadores primarios se alcanza un punto no permisible y la línea de alimentación constante para un punto de carga cambia abruptamente su inclinación y se estabiliza en una horizontal. Para esta porción horizontal de la curva la línea de carga es constante pero el porcentaje de caída de voltaje se decrementa así como la densidad de carga se incrementa. Entonces cada juego de curvas puede ser dividido en general, en dos regiones: Una región en la que existe caída de voltaje, y otra en la cual la carga del alimentador es constante. En esta última región el porcentaje de caída de voltaje se decrementa así como la densidad de carga se incrementa.

Ejemplo 2.6.

Observando las curvas de aplicación dadas en las figuras 2.21. y 2.22. son válidas sólo para el tamaño del conductor, el espaciamiento, y factor de potencia indicado.

a) Usando las curvas de aplicación y los datos dados en la tabla 2.2. para ocho diferentes casos determinar: El tamaño de la subestación el número de alimentadores requeridos y el límite de la caída de voltaje o el límite térmico.

b) En el caso de los alimentadores térmicamente limitados intente deducir si el alimentador principal siendo de cobre calibre 4/0 AWG y el alimentador ramal siendo de calibre 4 AWG están térmicamente limitados.

Tabla 2.2.

Caso No.	Densidad de carga D kVA/mi ²	Area de cobertura TA mi ² ⁿ	Maximo %VD del alim.	Voltaje base del alim. kV L-L
1	500	6.0	3.0	4.16
2	500	6.0	6.0	4.16
3	2000	3.0	3.0	4.16
4	2000	3.0	6.0	4.16
5	10000	1.0	3.0	4.16
6	10000	1.0	6.0	4.16
7	2000	15.0	3.0	13.20
8	2000	15.0	6.0	13.20

Solución.

a) Para el caso número uno, la carga total de la subestación es:

$$TS_n = D * TA_n$$

$$= 500 * 6.0$$

$$= 3000 \text{ kVA}$$

Con un porcentaje de caída de voltaje de 3.0 y un voltaje línea a línea de 4.16 kV en la figura 2.21, para una carga de subestación de 3000 kVA, una densidad de carga de 500 kVA/mi², y 6.0 mi² de área cubierta, el número requerido de alimentadores es 3.8, o 4. El punto correspondiente en la figura está localizado al lado izquierdo de la curva para el límite térmico de carga, por lo tanto, el alimentador está limitado por caída de voltaje. En los demás casos se aplica el mismo criterio obteniendo la tabla 2.3. Observe que los casos 6 y 8 son alimentadores térmicamente limitados donde sus correspondientes puntos están localizados al lado derecho de la curva del límite térmico de carga.

b) Los casos 6 y 8 los cuales están térmicamente limitados. De la tabla A-1 la ampacidad de un conductor de cobre calibre 4/0 principal y para un ramal de cobre calibre 4, se observan los valores de 480 y 180 A, respectivamente.

Para el caso 6 la carga en kVA de un alimentador es:

$$S_n = \frac{TS_n}{n}$$

$$= \frac{10000 \text{ kVA}}{4} = 2500 \text{ kVA}$$

La corriente de carga es:

$$I = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_{L-L}}$$

$$I = \frac{2500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 4.16 \text{ kV}} = 347.4 \text{ A}$$

Donde la ampacidad del conductor del ramal es menor que la corriente de carga, y está térmicamente limitado, no así el alimentador principal.

Para el caso 8, la carga en kVA de un alimentador es:

$$S_n = \frac{30000 \text{ kVA}}{5} = 6000 \text{ kVA}$$

La corriente de carga es:

$$I = \frac{6000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.2 \text{ kV}} = 202.4 \text{ A}$$

Por lo tanto sólo el ramal está térmicamente limitado.

Tabla 2.3.

Caso No.	Tamaño de subestación TS _n	Número requerido de alimentadores n	Alimentadores limitados: Por caída de voltaje VDL Térmicamente TL
1	3000	3.8 (o 4)	VDL
2	3000	2	VDL
3	6000	5	VDL
4	6000	3	VDL
5	10000	5	VDL
6	10000	4	TL
7	30000	5.65 (o 6)	VDL
8	30000	5	TL

2.11.- INTERPRETACION DE LA FORMULA DE PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE.

La ecuación 2.84. puede expresarse en otra forma para ilustrar la interrelación de algunos parámetros para guiar la aplicación de subestaciones de distribución al estudio de las áreas de carga:

$$\begin{aligned} \%VD_n &= \frac{\left[\frac{z}{s} * l_n * K \right] n * D * A_n}{n} \\ &= \frac{\left[\frac{z}{s} * l_n * K \right] TS_n}{n} \\ &= \left[\frac{z}{s} * l_n * K \right] S_n \end{aligned}$$

Donde:

$\%VD_n$ = Porcentaje de caída de voltaje en el circuito del alimentador primario.

K = $\%VD/(kVA * mi)$ Característica del alimentador.

$\frac{z}{s} * l_n$ = Longitud efectiva del alimentador primario.

TS_n = $n * D * A_n$ = Total de kVA suministrados desde el punto de alimentación.

S_n = kVA servidos por uno de los n alimentadores.

n = Número de alimentadores primarios.

D = Densidad de carga, en kVA/mi^2 .

A_n = Area servida por un alimentador.

Para ilustrar el uso e interpretación de la ecuación, se asumen 5 diferentes casos como se observa en la tabla 2.4.

Caso 1.

Representa una área de servicio en incremento como resultado de la expansión geográfica de una ciudad. Si la longitud de un alimentador primario se duplica manteniendo lo demás constante, el Área A_n de servicio del alimentador se incrementa 4 veces lo cual incrementa en TS_n y S_n , 4 veces, ocasionando que $\%VD_n$ en el alimentador se incremente 8 veces. Por lo tanto el incremento en la longitud del alimentador debe de evitarse para remediar estas dos fallas.

Caso 2.

Representa el crecimiento de carga debido al incremento de la densidad de carga. Por ejemplo, si la densidad de carga se duplica, TS_n y S_n se duplicarán produciendo un incremento tal que en el alimentador el $\%VD_n$ se duplicará, por lo tanto un incremento en la densidad de carga también tiene un efecto negativo sobre la caída de voltaje.

Caso 3.

Representa la adición de nuevos alimentadores. Por ejemplo, si el número de alimentadores se duplica esto produce que S_n se reduzca a la mitad al igual que $\%VD_n$. Por lo tanto, la adición de nuevos alimentadores ayuda a reducir la caída de voltaje.

Caso 4

Representa un alimentador reconductor. Por ejemplo si el tamaño del conductor se duplica, la constante K se reduce a la mitad al igual que el $\%VD_n$.

Caso 5.

Representa la conversión delta-estrella. Si se incrementa el voltaje línea-línea en razón de $\sqrt{3}$ entonces la constante K se decrementa produciendo que el $\%VD$ disminuya un tercio de su valor previo.

Tabla 2.4.

Caso	l_n	K	Base kV _{L-L}	n	D	A_n	TS_n	S_n	xVD_n
1. Ext. geográfica.	$x2_{\uparrow}$	x1	x1	$x1$	$x1$	$x4_{\uparrow}$	$x4_{\uparrow}$	$x4_{\uparrow}$	$x8_{\uparrow}$
2. Crecimiento de carga.	x1	x1	x1	$x1$	$x2_{\uparrow}$	$x1$	$x2_{\uparrow}$	$x2_{\uparrow}$	$x2_{\uparrow}$
3. Añadir nuevos alimentadores.	x1	x1	x1	$x2_{\uparrow}$	$x1$	$x1$	$x1$	$x\frac{1}{2}_{\downarrow}$	$x\frac{1}{2}_{\downarrow}$
4. Reconducción.	x1	$x\frac{1}{2}_{\downarrow}$	x1	$x1$	$x1$	$x1$	$x1$	$x1$	$x\frac{1}{2}_{\downarrow}$
5. Conversión delta estrella aterr.	x1	$x\frac{1}{3}_{\downarrow}$	$x\sqrt{3}_{\uparrow}$	$x1$	$x1$	$x1$	$x1$	$x1$	$x\frac{1}{3}_{\uparrow}$

Ejemplo 2.7.

Para ilustrar el tamaño y el espaciamiento en una subestación de distribución, con una área de servicio como la sombreada en la figura 2.16., donde la subestación está servida por cuatro conductores trifásicos, con 2.4 / 4.16 kV en un arreglo estrella en los alimentadores primarios. El alimentador principal está constituido por conductores de cobre calibre 2 AWG o en su defecto 1/0 ACSR. En circuito abierto el espaciamiento entre conductores es de 37. Con un factor de potencia en atraso de 0.9 y una densidad de carga uniformemente distribuida de 1000 kVA/m².

Determinar:

a) Considerando al alimentador principal térmicamente cargado, encontrar:

- i) Máxima carga por alimentador.
- ii) Tamaño de la subestación.
- iii) Espaciamiento de la subestación en ambos sentidos.
- iv) El porcentaje de caída de voltaje desde el punto de alimentación, hasta el final del principal.

b) Considerando a los alimentadores limitados por caída de voltaje, los cuales tienen el 3% de caída de voltaje, encontrar:

- i) Espaciamiento de la subestación en ambos sentidos.
- ii) Máxima carga por alimentador.
- iii) Tamaño de la subestación.
- iv) Amperes en el alimentador principal, en P.U.

Solución.

Utilizando las tablas A-1 y A-2, las ampacidades para los conductores 2 AWG de cobre y 1/0 ACSR son: 230 A, para ambos casos.

a) Principal térmicamente limitado.

i)

$$\begin{aligned} S_n &= \sqrt{3} * V_{L-L} * I_{max} \\ &= \sqrt{3} * 4.16 * 230 \\ &= 1657.2 \text{ kVA} \end{aligned}$$

ii)

$$\begin{aligned} TS_n &= 4 * S_n \\ &= 4 * 1657.2 \\ &= 6628.8 \text{ kVA} \end{aligned}$$

iii)

$$\begin{aligned} S_n &= A_n * D \\ &= 1.4 * D \end{aligned}$$

0:

$$l_4 = \left[\frac{S_n}{D} \right]^{1/2}$$
$$= \left[\frac{1657.2 \text{ kVA}}{1000 \text{ kVA/mi}^2} \right]^{1/2}$$
$$= 1.287 \text{ mi}$$

Entonces:

$$2 l_4 = 2 * 1.287 = 2.575 \text{ mi.}$$

(v)

$$\%VD = \frac{2}{3} * K * D * l_4^3$$

Para $K = 0.007$ determinado en la figura 2.13.:

$$= \frac{2}{3} * 0.007 * 1000 * (1.287)^3$$
$$= 9.95 \%$$

b) Alimentadores limitados por caída de voltaje.

i)

$$\%VD = \frac{2}{3} * K * D * l_4^3$$

$$l_4 = \left[\frac{3 * \%VD_n}{2 * K * D} \right]^{1/3}$$

$$= \left[\frac{3 * 3}{2 * 0.007 * 1000} \right]^{1/3}$$

$$= 0.86 \text{ m}$$

Entonces:

$$2 l_4 = 2 * 0.86$$

$$= 1.72 \text{ m}$$

(ii)

$$S_n = D * l_4^2$$

$$= 1000 * (0.86)^2 = 750 \text{ kVA}$$

(iii)

$$TS_n = 4 * S_n$$

$$= 4 * 750 = 3000 \text{ kVA}$$

(iv)

$$I = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_{L-L}}$$

$$= \frac{750}{\sqrt{3} * 4.16}$$

$$= 104.09 \text{ A}$$

Entonces la corriente de carga del alimentador principal por unidad, por ampacidad del conductor es:

$$I_{p.u.} = \frac{104.09 \text{ A}}{230 \text{ A}}$$

$$= 0.4526 \text{ p.u.}$$

Ejemplo 2.8.

En una subestación de distribución, con una área de servicio como la sombreada en la figura 2.23., donde el área es 4 mi^2 y tiene muchas ramales trifásicas, la carga es uniformemente distribuida y la densidad de carga es de $2000 \text{ kVA}/\text{mi}^2$. El factor de demanda, el cual es un factor promedio de todas las cargas es de 0.60. El factor de diversidad entre todas las cargas del área es de 1.20. El factor de potencia es de 0.9 en atraso, el cual es un valor promedio aplicable para todas las cargas.

Existen dos localidades A y B entre las cuales debe construirse dicha subestación. Si se construye en A, el alimentador principal debe tener 2 millas de longitud y sus ramales trifásicos serán 16 en total con dos millas de longitud, por otro lado, si se construye en B su alimentador principal tendrá tres millas de longitud y 32 ramales trifásicos con una milla de longitud.

Se desea seleccionar el mejor lugar se investiga la caída de voltaje de pico total al final de la ramal más lejana al punto a suponiendo que el alimentador principal tiene un arreglo en estrella, con 4 conductores trifásicos de $7.62/13.2 \text{ kV}$ conectados al alimentador primario. Dichos conductores son de cobre calibre 2/0. Las ramales constan de conductores de cobre calibre número 4 trifásicos en un arreglo en estrella.

Utilizando el porcentaje de caída de voltaje por kilovoltampere-milla dado en la curva de la figura 2.13., determinar el mejor lugar para la subestación calculando el porcentaje de caída de voltaje al punto a para cada localidad y seleccionar el mejor lugar.

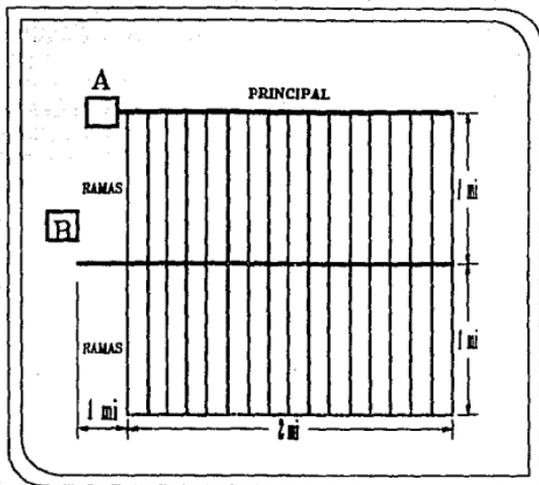


Fig. 2.23

Solución.

Demanda máxima diversificada.

$$\begin{aligned}
 \text{DEMANDA DIVERSIFICADA} &= \frac{\sum_{i=1}^n \text{FACTOR DE DEMANDA}_i * \text{CARGA CONECTADA}_i}{\text{FACTOR DE DIVERSIDAD}} \\
 &= \frac{0.60 * 2000 \text{ kVA/ml}^2}{1.20} \\
 &= 1000 \text{ kVA/ml}^2
 \end{aligned}$$

Las cargas pico para las dos localidades son las mismas:

$$\begin{aligned} TS_n &= 1000 \text{ kVA/mi}^2 * 4 \text{ mi}^2 \\ &= 4000 \text{ kVA} \end{aligned}$$

De la figura 2.13., se determina la constante K para conductores calibre 2/0 y calibre 4. Dichos valores son: 0.0004 y 0.00095 respectivamente.

El porcentaje de caída de voltaje para la subestación A ocurre en el punto a y éste es la suma del porcentaje de caída de voltaje en el alimentador principal y el de la última ramal.

Entonces:

$$\%VD_a = \frac{l}{z} K_m S_m + \frac{l}{z} K_l S_l$$

(Siendo l para la ramal y m para el principal).

Esto es:

$$\begin{aligned} &= \frac{2}{z} * 0.0004 * 4000 + \frac{2}{z} * 0.00095 * \frac{4000}{16} \\ &\cong 1.84 \% \end{aligned}$$

El máximo porcentaje de caída de voltaje para la subestación B también ocurre en el punto a:

$$\begin{aligned} \%VD_a &= 2 * 0.0004 * 4000 + \frac{l}{z} * 0.00095 * \frac{4000}{32} \\ &\cong 3.26 \% \end{aligned}$$

Por lo tanto, la localización A es mejor que la B, visto a partir de la caída de voltaje.

Ejemplo 2.9.

En una subestación de distribución, con una área de servicio como la sombreada en la figura 2.24., donde la subestación de 4 alimentadores sirve a un área de $2a * 2a \text{ mi}^2$.

La distribución de la densidad de carga es D , kVa/mi^2 , y está uniformemente distribuida.

Cada alimentador principal tiene cuatro conductores trifásicos en arreglo estrella con neutro común a tierra en línea abierta.

Suponiendo que la dimensión d es menor que la dimensión a , donde la longitud de cada alimentador principal es a millas, y el área servida por la última ramal, como se indica en el área sombreada, es aproximadamente $a * d \text{ mi}^2$. El factor de potencia para todas las cargas es $\cos \theta$ en atraso.

La impedancia de línea del alimentador principal por fase es:

$$Z_m = r_m + j x_m \quad \Omega/\text{mi}$$

La impedancia de la línea ramal por fase es:

$$Z_l = r_l + j x_l \quad \Omega/\text{mi}$$

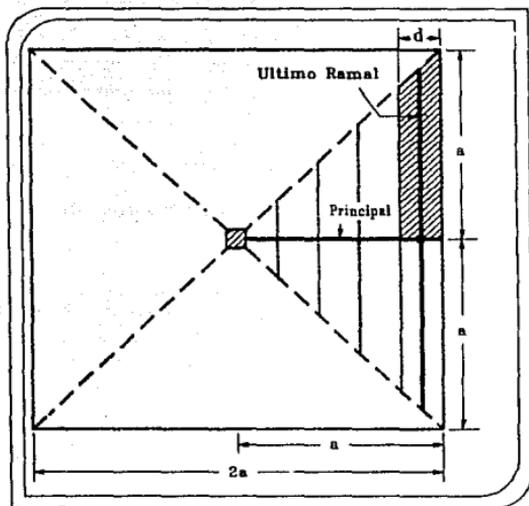
El V_{L-L} es el voltaje base línea a línea en kV, la cual es también el voltaje de operación o nominal.

a) Asumiendo que las ramales tienen un arreglo de cuatro hilos trifásicos en estrella, con neutro común a tierra en línea abierta. El porcentaje de caída de voltaje al final de la última ramal es:

$$\%VD = \frac{2 D * a^3 (r_m \cos \theta + x_m \sin \theta)}{30 * V_{L-L}^2} + \frac{D * a^2 * d (r_l \cos \theta + x_l \sin \theta)}{20 * V_{L-L}^2}$$

2. 06.

Fig. 2.24.



b) Si las ramales son monofásicos con dos hilos con neutro común a tierra en línea abierta, aplicando el método de aproximación y modificando la ecuación dada en la parte a.

Solución.

a) El total de la carga en kilovoltampere servido por un alimentador principal es:

$$S_m = D + \frac{(2a)^2}{4}$$

2.87.

$$= D + a^2 \text{ kVA}$$

La corriente en el alimentador principal es:

$$I_m = \frac{D * a^2}{\sqrt{3} * V_{L-L}} \quad \text{A} \quad \text{2.00.}$$

Entonces, el porcentaje de caída de voltaje es al final del alimentador principal es:

$$\%VD_m = \frac{D * a^2}{\sqrt{3} * V_{L-L}} (r_m \cos\theta + x_m \sin\theta) \frac{\sqrt{3}}{1000 * V_{L-L}} \left(\frac{z}{a} a \right) 100$$

2.00.

$$= \frac{2 D * a^3}{30 * V_{L-L}^2} (r_m \cos\theta + x_m \sin\theta)$$

La carga en kilovoltampere servidos a la última ramal es:

$$S_l = D * a * d \quad \text{kVA} \quad \text{2.00.}$$

La corriente en la ramal es:

$$I_l = \frac{D * a * d}{\sqrt{3} * V_{L-L}} \quad \text{A} \quad \text{2.01.}$$

Por lo tanto el porcentaje de caída de voltaje al final de la ramal es:

$$\%VD_L = \frac{D * a * d}{\sqrt{3} * V_{L-L}} (r_L \cos\theta + x_L \sin\theta) \frac{\sqrt{3}}{1000 * V_{L-L}} \left[\frac{1}{2} a \right] 100$$

2.92.

$$= \frac{D * a^2 * d}{20 * V_{L-L}} (r_L \cos\theta + x_L \sin\theta)$$

La suma de la ecuación 2.89. y 2.92. da por resultado la ecuación 2.86.

b) El porcentaje de caída de voltaje de un circuito monofásico es aproximadamente cuatro veces el del circuito trifásico, suponiendo que se utilizan conductores de igual calibre tenemos:

$$\%VD_{1\phi} = 4 * \%VD_{3\phi} \quad 2.93.$$

De aquí que el porcentaje de caída de voltaje en el alimentador principal es el mismo que el obtenido en el inciso a, pero no así en la ramal, el cual es:

$$\%VD_{L,1\phi} = 4 * \frac{D * a^2 * d}{20 * V_{L-L}} (r_L \cos\theta + x_L \sin\theta)$$

2.94.

$$= \frac{D * a^2 * d}{5 * V_{L-L}} (r_L \cos\theta + x_L \sin\theta)$$

Entonces el porcentaje de caída de voltaje total, será la suma de el porcentaje de caída del voltaje trifásico del alimentador principal, dado por la ecuación 2.89., y el monofásico de la ramal, dada por la ecuación 2.94. Entonces la caída de voltaje total es:

$$\%VD = \frac{2D * a^3 (r_m \cos\theta + x_m \sin\theta)}{30 * V_{L-L}} + \frac{D * a^2 * d}{5 * V_{L-L}^2} (r_l \cos\theta + x_l \sin\theta)$$

2.95.

Ejemplo 2.10.

La figura 2.25., muestra un patrón de Área de servicio cubierta (no necesariamente un buen patrón) con alimentadores principales y sus ramales. Son cinco subestaciones cada una con dos alimentadores primarios. Por ejemplo, la subestación A tiene dos marcados como A, y cada principal tiene muchos ramales marcados como a-a.

En el caso de que los ramales no fueran trifásicos, se asume que la carga para el alimentador principal, esta balanceada.

Usando la siguiente notación y la dada en las figuras, analizar el alimentador principal.

D = Densidad O de carga uniformemente distribuida, kVA/mi².

V_{L-L} = Voltaje base y nominal de operación, línea a línea en kV.

A₂ = Area servida por un alimentador principal.

TA₂ = Area servida por una subestación.

S₂ = kVA a la entrada de una subestación, conectados a un alimentador principal.

TS₂ = Total de carga en kVA suministrado por una subestación.

$K_2 = \%VD / (kVA \cdot mi)$ para conductores y factor de potencia iniciales.

$z_2 =$ Impedancia de una línea principal trifásica $\Omega/(mi-fase)$.

$VD_2 =$ Caída de voltaje al final del alimentador principal (por ejemplo A_1).

a) Encontrar el área diferencial dA y la diferencial de carga en kilovoltampere suministrada dS , mostrada en la figura 2.26.

b) Encontrar la carga en kVA del alimentador principal en el punto s que es S_s . Expresando S_s en términos de S_2 , s , y l_2 .

c) Determinar la caída de voltaje diferencial en el punto s , mostrando que la carga total puede ser concentrada en $s = l_2/3$ para propósitos de cálculo para VD_2 .

d) Suponiendo que este patrón de dos alimentadores por subestación está limitado térmicamente.

Si la densidad de carga es $500 \text{ kVA}/mi^2$, el voltaje entre líneas es 12.47 kV y el alimentador principal tiene conductores calibre 4/0 AWG ACSR. Determinar el espaciamiento en ambos sentidos ($2l_2$), siendo la carga en los transformadores de la subestación TS_2 .

Solución.

a) De la figura 2.26., el área diferencial es:

$$dA = 2 (l_2 - s) ds \quad mi^2 \quad 2.26.$$

Entonces la carga diferencial en kilovoltampere suministrada es:

$$d(S) = 2 D (l_2 - s) ds \quad kVA \quad 2.27.$$

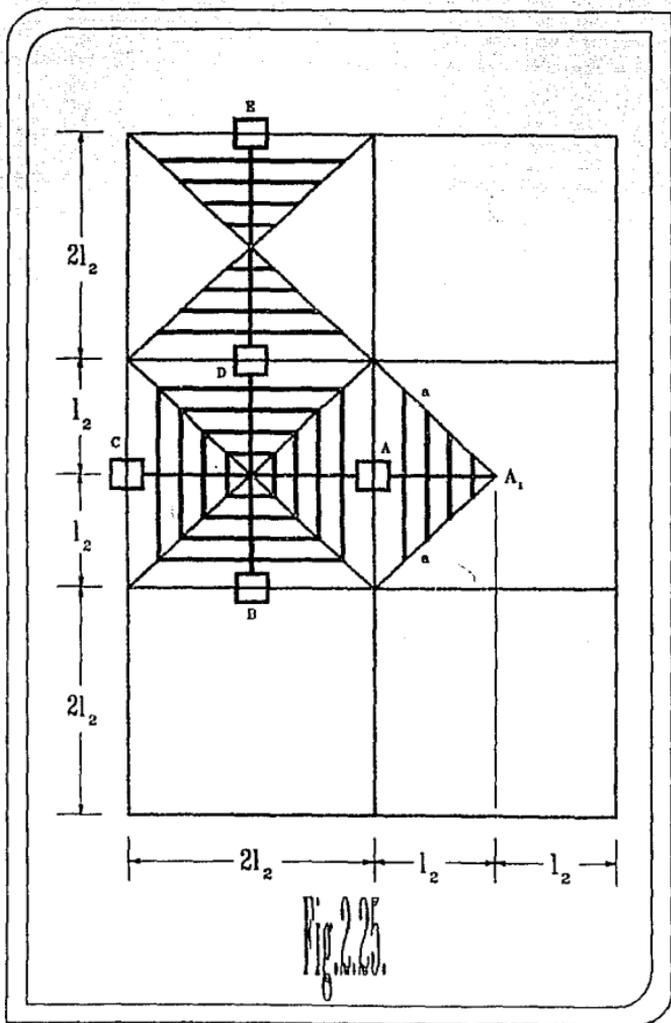
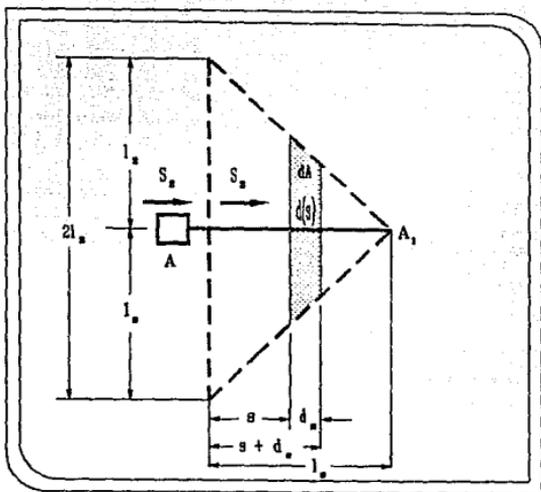


Fig. 2.28



b) El flujo de carga en kilovoltampere en el alimentador principal para cualquier punto s es:

$$\begin{aligned}
 S_s &= 2 (l_2 - s)^2 D \\
 &= 2 (l_2 - s)^2 * \frac{S_2}{2 l_2^2} \\
 &= \left[\frac{l_2 - s}{l_2} \right]^2 * S_2 \quad \text{kVA} \quad \text{2.08.}
 \end{aligned}$$

La corriente diferencial en el punto s es:

$$I_s = \frac{S_s}{\sqrt{3} * V_{L-L}} \quad A \quad 2.99.$$

Entonces la diferencial de caída de voltaje en el punto s es:

$$d(VD)_s = I_s * z_2 ds$$

$$= \frac{S_s}{\sqrt{3} * V_{L-L}} * z_2 ds$$

$$= \left[\frac{l_2 - s}{l_2} \right]^2 \left[\frac{S_s}{\sqrt{3} * V_{L-L}} \right] z_2 ds$$

$$= \frac{S_s * z_2}{\sqrt{3} * V_{L-L} * l_2^2} * (l_2 - s)^2 ds \quad 2.100.$$

La integración por otro lado, nos da la caída de voltaje en el punto s.

$$VD_s = \int_0^s d(VD)_s$$

$$= \int_0^s \frac{S_s * z_2}{\sqrt{3} * V_{L-L} * l_2^2} * (l_2 - s)^2 ds$$

$$= \frac{S_a * z_2}{\sqrt{3} * V_{L-L} * l_2^2} * \frac{(l_2 - s)^3}{3} \quad \left| \begin{array}{l} \cdot \\ 0 \end{array} \right.$$

$$= \frac{S_a * z_2}{\sqrt{3} * V_{L-L} * l_2^2} * \frac{l_2^3}{3} - \frac{S_a * z_2}{\sqrt{3} * V_{L-L} * l_2^2} * \frac{(l_2 - s)^3}{3}$$

$$= \frac{S_a * z_2}{3 \sqrt{3} * V_{L-L} * l_2^2} \left(l_2^3 - (l_2 - s)^3 \right) \quad 2.101$$

Cuando $s = l_2$:

$$VD_2 = \frac{S_a * z_2 * l_2^3}{3 \sqrt{3} * V_{L-L} * l_2^2}$$

$$= \frac{S_a * z_2 * l_2}{3 \sqrt{3} * V_{L-L}}$$

$$= \frac{S_2}{\sqrt{3}} * z_2 * \frac{l_2}{3} \quad 2.102.$$

Entonces, la mayor carga será en $l_2 / 3$.

d) De la tabla A-2, la ampacidad del conductor para 4/0 AWG ACSR es 340 A. Entonces:

$$S_2 = \sqrt{3} * 12.47 \text{ kV} * 340 \text{ A}$$

$$\cong 7335 \text{ kVA}$$

Como:

$$S_2 = D * I_2^2$$

Entonces:

$$I_2 = \left[\frac{S_2}{D} \right]^{1/2}$$

$$= \left[\frac{7335 \text{ kVA}}{500 \text{ kVA}/\text{mi}^2} \right]^{1/2} \quad 2.103.$$

$$= 3.83 \text{ mi}$$

Entonces el espaciamiento de los conductores en ambos sentidos es:

$$2 I_2 = 2 * 3.83 = 7.66 \text{ mi}$$

La carga total entregada por una subestación es:

$$TS_2 = 2 * S_2$$

$$= 2 * 7335 = 14670 \text{ kVA}$$

Ejemplo 2.11.

Compare el método de área de servicio cubierta dado en el ejemplo 2.10., con un patrón de cuatro alimentadores por subestación, figura 2.12., usando el mismo tipo de conductor de tal forma que $K_2 = K_4$, y con el mismo voltaje nominal línea a línea V_{L-L} .

Si s_4 son los kilovoltampere a la entrada de un alimentador principal de una subestación de cuatro alimentadores, determinar el límite de caída de voltaje de los alimentadores y los siguientes incisos:

a) Espaciamiento promedio de los conductores = $2 l_2 / 2 l_4$.

b) El promedio de las áreas cubiertas por alimentador principal = A_2 / A_4 .

c) Promedio de las cargas de la subestación = TS_2 / TS_4 .

Solución.

a) Suponiendo que los porcentajes de caída de voltaje y las K constantes son las mismas en ambos casos.

$$\%VD_2 = \%VD_4$$

Y:

$$K_2 = K_4$$

Donde:

$$\begin{aligned} \%VD_2 &= (D + l_2^2) (K_2) \left(\frac{1}{3} l_2 \right) \\ &= \frac{1}{3} K_2 + D + l_2^2 \end{aligned}$$

Y:

$$\begin{aligned} \%VD_4 &= (D + 1_4) \left(K_4 \right) \left(\frac{1}{3} 1_4 \right) \\ &= \frac{2}{3} K_4 * D * 1_4 \\ 1_2 &= 2 1_4 \end{aligned}$$

El promedio de los espaciamientos es:

$$\left(\frac{1_2}{1_4} \right)^3 = 2 \quad 2.104.$$

O para los dos sentidos:

$$\frac{2 1_2}{2 1_4} \approx 1.26 \quad 2.105.$$

b) El promedio de las áreas cubiertas por alimentador es:

$$\begin{aligned} \frac{A_2}{A_4} &= \frac{1_2^2}{1_4^2} \\ &= \left(\frac{1_2}{1_4} \right)^2 \end{aligned}$$

$$= 2^{2/3} \approx 1.59 \quad 2.106.$$

c) El promedio de las cargas de la subestación es:

$$\frac{TS_2}{TS_4} = \frac{2 * D * 1_2^2}{4 * D * 1_4^2}$$

$$= \frac{1}{z} \left(\frac{1-z}{1-z^4} \right)^2$$

№ 0.8

2.107.

CAPITULO 3

CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE SISTEMAS PRIMARIOS

3.1- INTRODUCCION.

El sistema primario es la parte comprendida entre la subestación de distribución y los transformadores de distribución y está compuesta por circuitos conocidos como alimentadores primarios o alimentadores primarios de distribución.

En la figura 3.1. se muestra un diagrama unifilar de un alimentador primario de distribución, éste consta de un alimentador principal el cual por lo general es un circuito trifásico de cuatro hilos, y ramales los cuales generalmente son circuitos monofásicos conectados al alimentador principal. En algunas ocasiones estos ramales tienen conectados subramales según se requiera. En general los ramales y subramales se utilizan en zonas residenciales y rurales, son monofásicos y consisten en un conductor para la fase y otro para el neutro. La mayoría de los transformadores son monofásicos y están conectados entre la fase y el neutro a través de fusibles.

Un alimentador está seccionado por medio de dispositivos de recierre en varias localidades, a manera de que en caso de alguna falla, esta se pueda reparar afectando lo menos posible el servicio. Esto se hace a través de una operación coordinada de todos los fusibles y recierres.

Debido al crecimiento en el servicio, los diagramas de protección en el futuro deberán ser más sofisticados y complejos, y pasarán de ser dispositivos operados manualmente a dispositivos operados automáticamente, y a partir de controles supervisorios o simplemente controlados por un sistema de computadora.

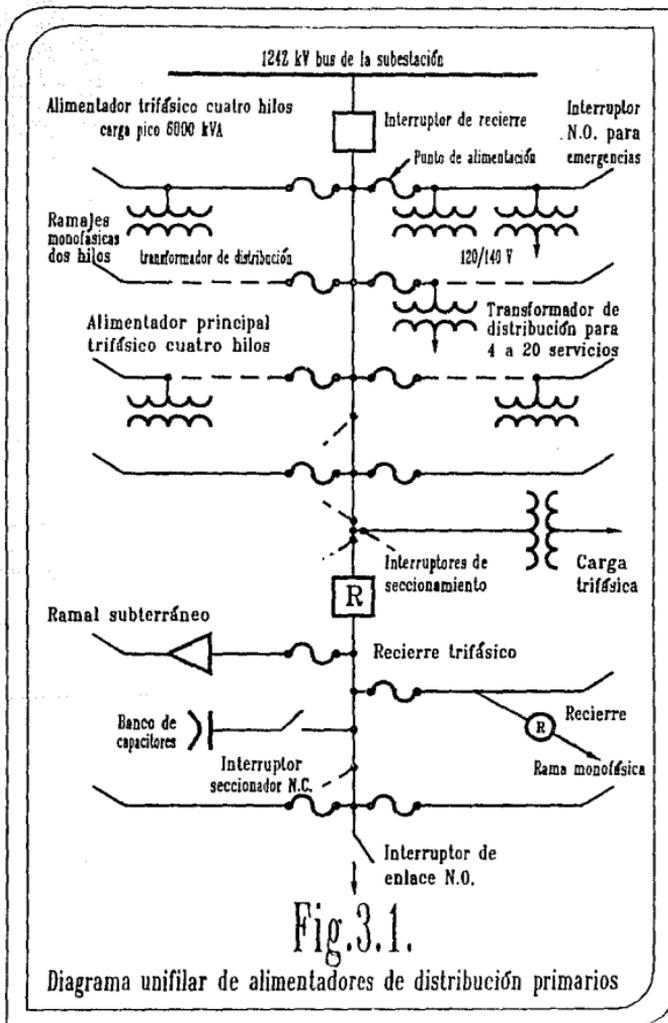


Fig.3.1.

Diagrama unifilar de alimentadores de distribución primarios

En localidades muy congestionadas (áreas metropolitanas) el servicio es por medio de alimentadores primarios subterráneos, y generalmente utilizan cables de tres conductores. La apariencia y las fallas poco frecuentes, son las principales ventajas de este método. Pero es mucho más costoso y el tiempo de reparación es más prolongado comparado con los sistemas aéreos.

Existen varios factores que influyen en la selección de un alimentador primario por ejemplo:

- La naturaleza de la carga conectada.
- La densidad de carga del área servida.
- El promedio de crecimiento de la carga.
- La necesidad de proveer la capacidad de reserva para operaciones de emergencia.
- El tipo y costo, para la construcción de circuitos empleados.
- El diseño y capacidad de la subestación involucrada.
- El tipo de equipo de regulación utilizado.
- La calidad de servicio requerido.
- La continuidad de servicio requerido.

Las condiciones de voltaje en los sistemas de distribución, pueden ser implementados por medio de capacitores, los cuales se conectan lo más cerca posible de las cargas para obtener el mejor beneficio, estos también mejoran el factor de potencia disminuyendo las caídas de voltaje y corriente, en las partes de los sistemas de distribución entre los capacitores y el conjunto de buses de potencia. El tipo de los capacitores a usarse se debe seleccionar cuidadosamente para prevenir los sobrevoltajes debido al voltaje elevado, producido por las corrientes del capacitor.

Las condiciones de voltaje en sistemas de distribución, también pueden ser implementadas, por medio de series de capacitores, sólo que en este caso no se reducen las pérdidas en la corriente del sistema.

3.2.- ALIMENTADOR PRIMARIO DE TIPO RADIAL.

Es el más sencillo y el más económico de los alimentadores primarios (figura 3.2.). El alimentador principal primario se deriva en varios ramales primarios, los cuales a su vez se derivan en múltiples subramales, para servir a todos los transformadores de distribución. En general el alimentador y los subalimentadores son trifásicos de tres o cuatro hilos y los ramales son trifásicos o monofásicos. La magnitud de la corriente es muy grande en los conductores del circuito que salen de la subestación. La magnitud de la corriente continuamente disminuye hacia el final del alimentador así como en ramales y subramales. Como la corriente disminuye, el tamaño de los conductores se reduce, sin embargo la regulación de voltaje permisible queda restringida al tamaño de la reducción, la cual sólo está basada en la capacidad térmica. Por ejemplo, la capacidad de corriente del alimentador.

La credibilidad en la continuidad de servicio en este tipo de alimentadores es baja. Una falla en cualquier localidad en el alimentador primario radial origina una caída en el servicio para los consumidores a menos de que la falla pueda ser aislada desconectando un dispositivo como puede ser un fusible, un seccionador, desconectando un switch o por medio de un recierre.

En la figura 3.3. se muestra un alimentador primario tipo radial modificado con conmutadores entre alimentadores y switches de seccionamiento para reestablecer rápido el servicio a usuarios por medio de switches de secciones no dañadas conectados a un alimentador primario adyacente. Así la falla puede ser aislada desconectando dispositivos en cada lado de la miema.

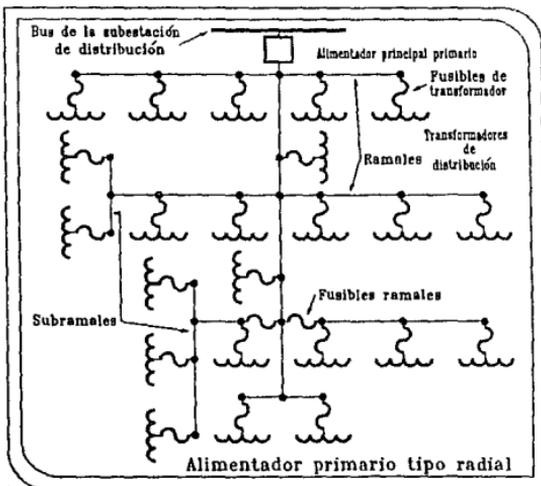


Fig. 32

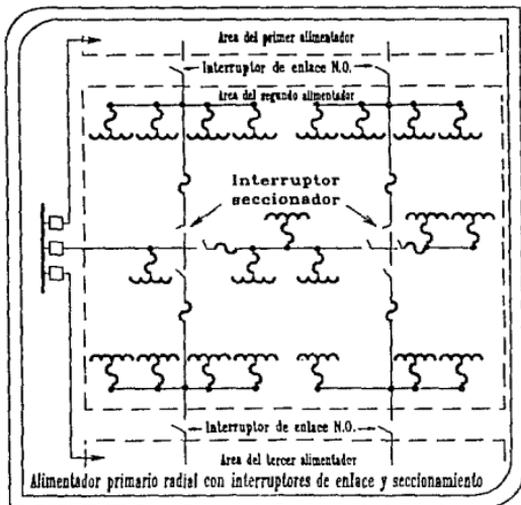


Fig. 33

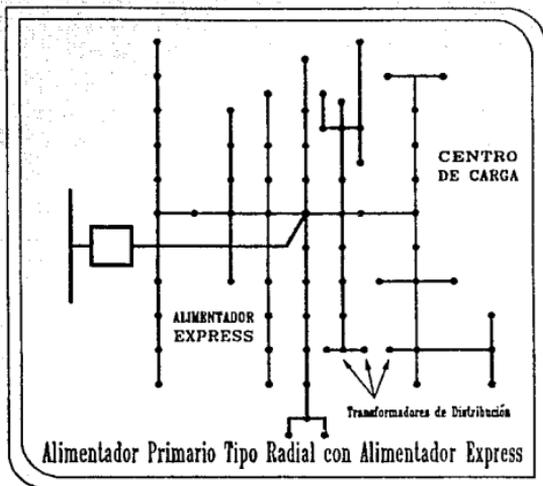
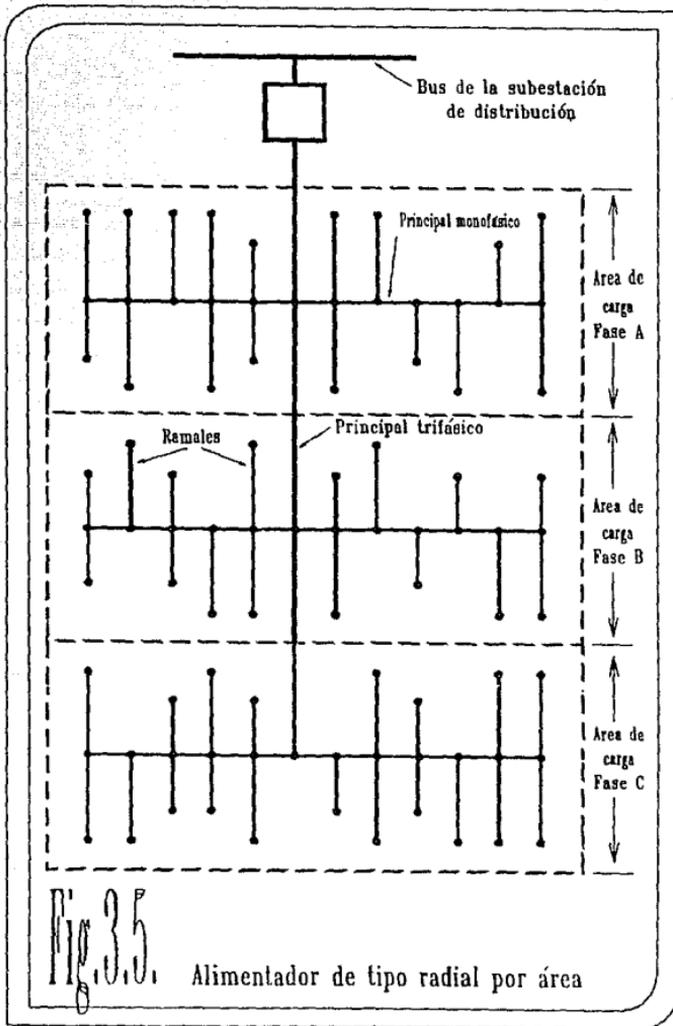


Fig. 3.4.

En la figura 3.4. se muestra otro alimentador primario tipo radial el cual tiene un alimentador y un retroalimentador. La sección del alimentador entre el bus del alimentador (bajo voltaje) y el centro de carga del área de servicio es llamada alimentador express. Ni los subalimentadores o ramales son permitidos para ser conectados en el alimentador express. Sin embargo un subalimentador puede usarse como un retroalimentador hacia la subestación desde el centro de carga.

La figura 3.5. nos muestra un arreglo de un alimentador del tipo radial por área, en el cual cada fase del alimentador trifásico sirve a su propia área de servicio. En las figuras 3.4. y 3.5. cada señal representa una carga trifásica balanceada en ese punto.



3.3.- ALIMENTADOR PRIMARIO TIPO ANILLO.

La figura 3.6. nos muestra un alimentador primario tipo anillo en el cual el anillo corre a través del área de la carga del alimentador y regresa al bus. Algunas veces el switch que desconecta el anillo es reemplazado por un interruptor de anillo debido a las condiciones de la carga. En cualquiera de los casos el anillo funciona ya sea con el switch o interruptor normalmente abierto o cerrado.

Usualmente, el tamaño del conductor del alimentador es el mismo a través del anillo. Este está seleccionado para soportar su carga normal más la carga de otro y medio anillo.

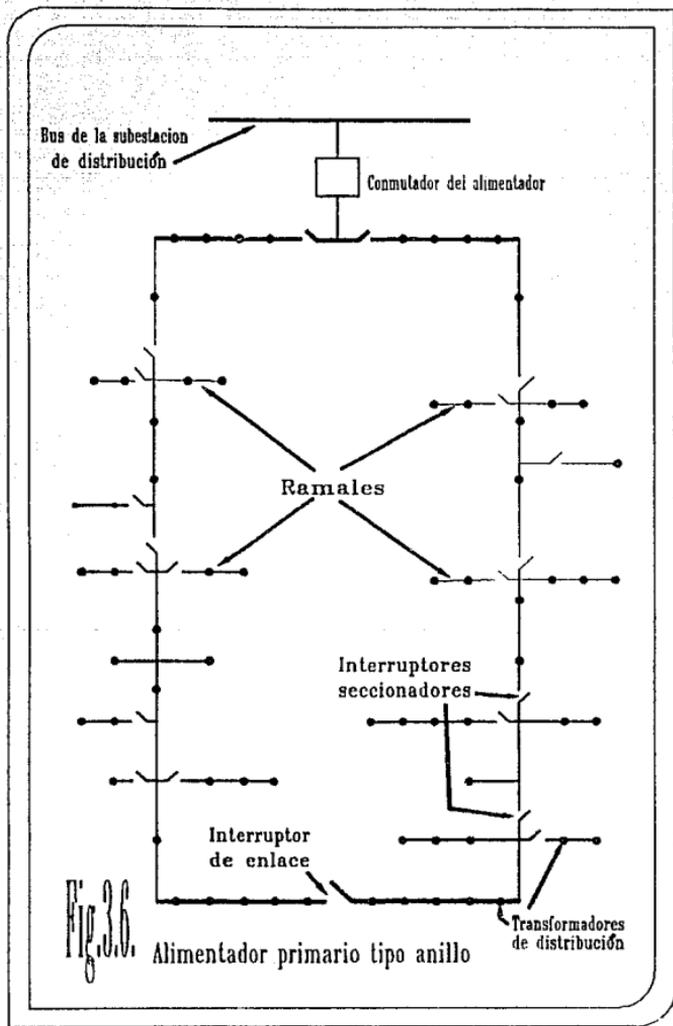
Este arreglo nos permite tener dos caminos paralelos desde la subestación hasta la carga cuando el anillo opera con interruptores normalmente abiertos o switches desconectados.

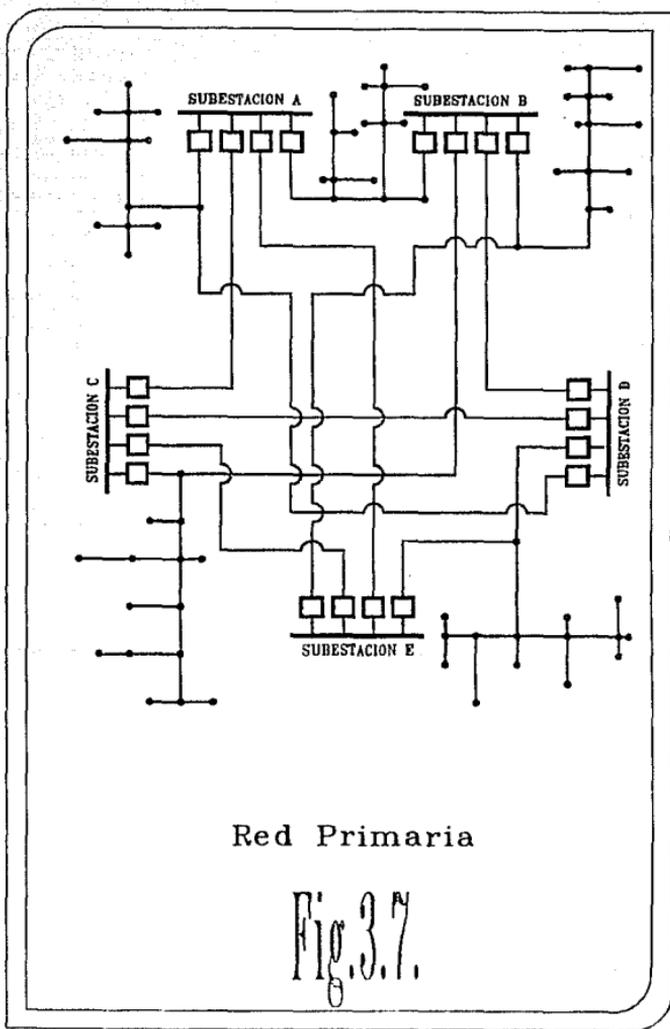
Una falla en el alimentador primario origina que el interruptor del alimentador se abra, éste quedará abierto hasta que la falla sea aislada en ambas direcciones. Este tipo de arreglo es beneficioso para cargas con servicio muy importante y se recomiendan interruptores separados en cada lado del anillo.

Los alimentadores principales en anillo con ramales normalmente abiertos se utilizan generalmente en sistemas subterráneos.

3.4.- RED PRIMARIA.

Tal como se muestra en la figura 3.7., una red primaria es un sistema de alimentadores interconectados que suministran a un cierto número de subestaciones. El alimentador primario radial puede ser interconectado a los conmutadores entre alimentadores. Ellos también pueden servir directamente desde la subestación. Cada conmutador está asociado a dos interruptores en cada extremo de tal manera que las interrupciones sean mínimas en caso de falla.





Un sistema de red primaria suministra una carga desde diferentes direcciones. La localización apropiada de los transformadores se encuentra cercana a la carga masiva y la regulación de los alimentadores en los buses de la subestación proveen un adecuado voltaje en los puntos de utilización. En general, las pérdidas en una red primaria son menores que las que se dan en un sistema radial por división de carga.

La credibilidad y calidad en servicio de un arreglo de red primaria es mucho más alta que en el arreglo radial o el de anillo. Sin embargo es más difícil de diseñar y operar que el sistema radial o el de anillo.

3.5.- NIVELES DE VOLTAJE EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

Es el factor más importante que afecta el diseño de sistemas, costo y operación. Algunos aspectos de diseño más afectados son:

- 1.-Longitud del alimentador primario.
- 2.-Carga.
- 3.-Número de subestaciones de distribución.
- 4.-El promedio de subestaciones de distribución.
- 5.-Número de líneas de subtransmisión.
- 6.-Número de usuarios afectados por una falla específica.
- 7.-Mantonimiento al sistema.
- 8.-La extensión del árbol de distribución.
- 9.-Cantidad de uniones en un poste.
- 10.-Construcción y diseño de postes.
- 11.-Distribución de postes.

En la figura 3.6. se visualizan otros factores que afectan las decisiones en elección de nivel de voltaje para alimentadores primarios.

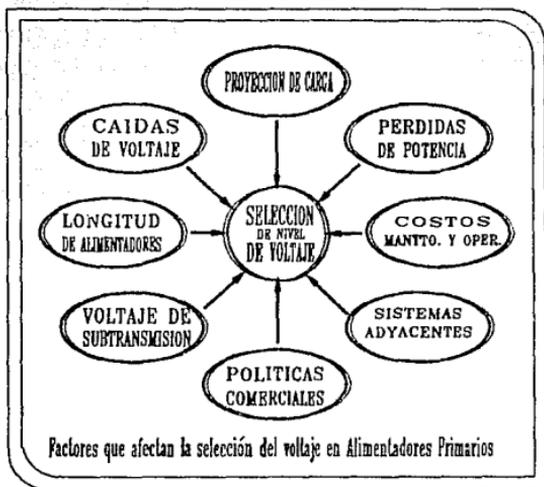


Fig. 3.8.

Usualmente los alimentadores primarios localizados en áreas de baja densidad de carga están restringidos en la longitud y carga por caída de voltaje permisible preferentemente que por las restricciones térmicas así como los alimentadores primarios localizados en áreas de alta densidad de carga. Por ejemplo, áreas industriales, comerciales etc. que tienen limitaciones térmicas.

En general, para un porcentaje de caída de voltaje dado la longitud y la carga son funciones directas del nivel de voltaje del alimentador. Esta relación es conocida como la regla de voltaje al cuadrado. Por ejemplo, si el voltaje alimentado es duplicado para el mismo porcentaje de caída de voltaje, la misma fuente de suministro puede abastecer hasta cuatro veces la distancia original. Por lo tanto a mayor carga mayor distancia y la relación obtenida es:

$$\text{Cuadrado del factor de voltaje} = \left(\frac{V_{L-N, \text{actual}}}{V_{L-N, \text{anterior}}} \right)^2 \quad 3.1.$$

Por lo tanto, puede considerarse la siguiente relación:

$$\text{Distancia radial} \cdot \text{carga radial} = \text{Cuadrado del factor de voltaje} \quad 3.2.$$

Donde:

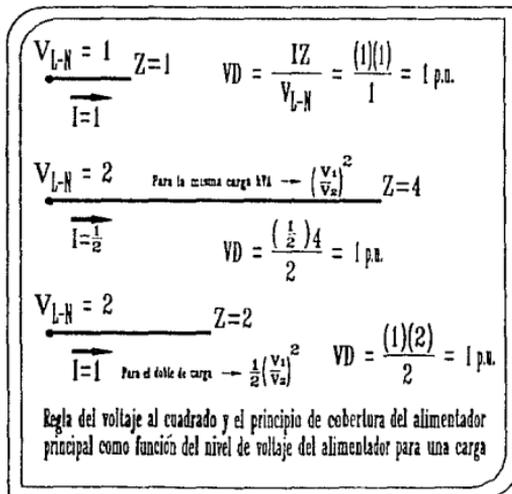
$$\text{Distancia radial} = \frac{\text{Distancia actual}}{\text{Distancia anterior}} \quad 3.3.$$

Y:

$$\text{Carga radial} = \frac{\text{Carga actual en el alimentador}}{\text{Carga anterior en el alimentador}} \quad 3.4.$$

La relación entre la regla del factor al cuadrado y la cobertura del alimentador principal se explica observando la figura 3.9.

Fig. 3.9.



Esta es una relación entre una área servida por una subestación y la regla del voltaje al cuadrado.

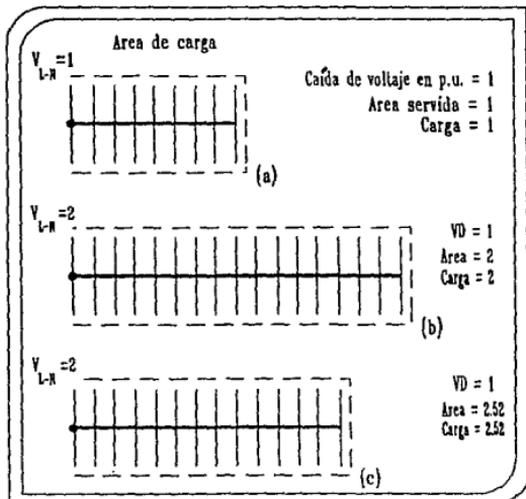
La figura 3.10. para un porcentaje constante de caída de voltaje y una carga uniformemente distribuida, el área de servicio del alimentador es proporcional a:

$$\left[\left(\frac{V_{L-N,actual}}{V_{L-N,anterior}} \right)^2 \right]^{2/3} \quad 3.5.$$

Ambas dimensiones del área de servicio cambian en la misma proporción. Por, ejemplo, si el nuevo nivel de voltaje del alimentador es incrementado al doble del voltaje inicial, la nueva carga y área que pueden ser servidas con el mismo porcentaje de caída de voltaje es:

$$\left[\left(\frac{V_{L-N,actual}}{V_{L-N,anterior}} \right)^2 \right]^{2/3} = (2^2)^{2/3} = 2.52 \quad 3.6.$$

Fig. 3.10.



Es 2.52 veces la carga y área original. Si el nuevo nivel de voltaje del alimentador se incrementa 3 veces el nivel de voltaje inicial, la nueva carga y área que se pueden servir con el mismo porcentaje de caída de voltaje es:

$$\left[\left(\frac{V_{L-N,actual}}{V_{L-N,anterior}} \right)^2 \right]^{2/3} = (3^2)^{2/3} = 4.32 \quad \text{a. 7.}$$

Es 4.32. veces la carga y área original.

3.6.- CARGA DEL ALIMENTADOR PRIMARIO.

Se define como la carga en el alimentador durante las condiciones de un pico de carga medidas en la subestación. Algunos de los factores que afectan el diseño de cargas de un alimentador son:

- 1.- La densidad de la carga en el alimentador.
- 2.- La naturaleza de la carga.
- 3.- El porcentaje de crecimiento de la carga.
- 4.- Los requerimientos de capacidad de reserva para emergencias.
- 5.- Los requerimientos en la continuidad del servicio.
- 6.- Los requerimientos de credibilidad en el servicio.
- 7.- La calidad de servicio.
- 8.- El nivel de voltaje del alimentador primario.
- 9.- El tipo y el costo de la construcción.
- 10.- La localización y capacidad de la subestación de distribución.
- 11.- Los requerimientos para la regulación de voltaje.

Existen factores adicionales que afectan la decisión de las rutas del alimentador, número de alimentadores la elección del tamaño del conductor, tal y como se muestran en las figuras 3.11., 3.12, y 3.13.

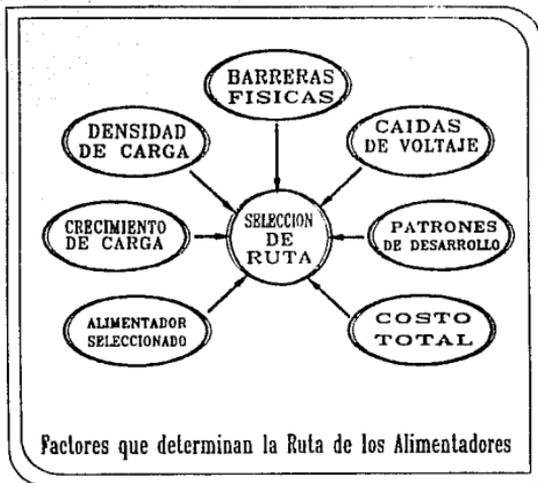


Fig. 3.11.

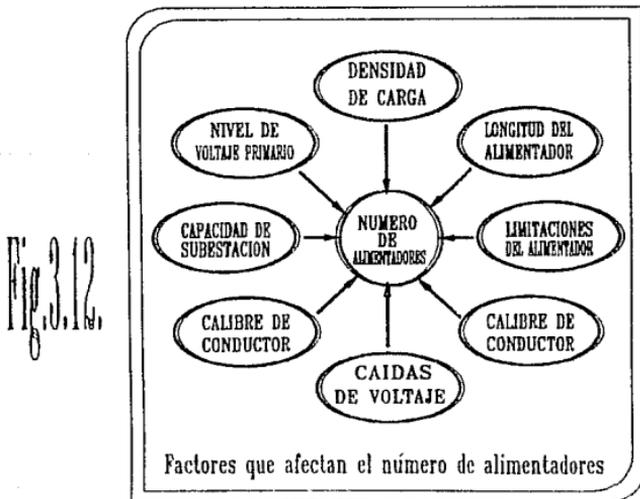
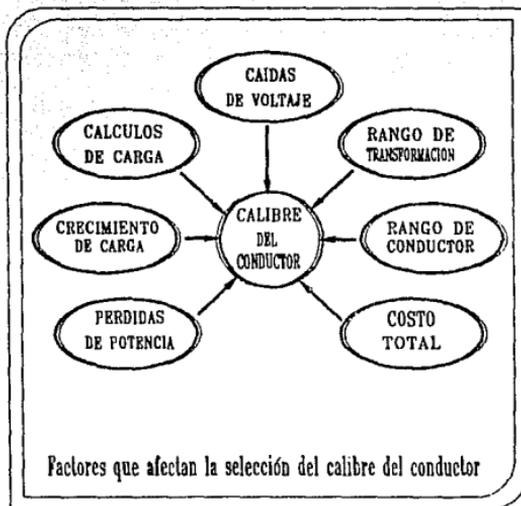


Fig. 3.12.

Fig. 3.13.



3.7.- LINEAS DE CONMUTACION.

Estas son líneas que conectan dos sistemas de suministro para proporcionar servicios de emergencia de un sistema a otro, como se muestra en la figura 3.14. Usualmente, estas líneas proporcionan el servicio para áreas a lo largo de la ruta y el servicio para áreas adyacentes o subestaciones.

Estas líneas son necesarias para cumplir dos funciones:

- 1.- Para proporcionar servicio de emergencia para un alimentador adyacente por la reducción del tiempo de ausencia de servicio a los usuarios durante condiciones de emergencia.

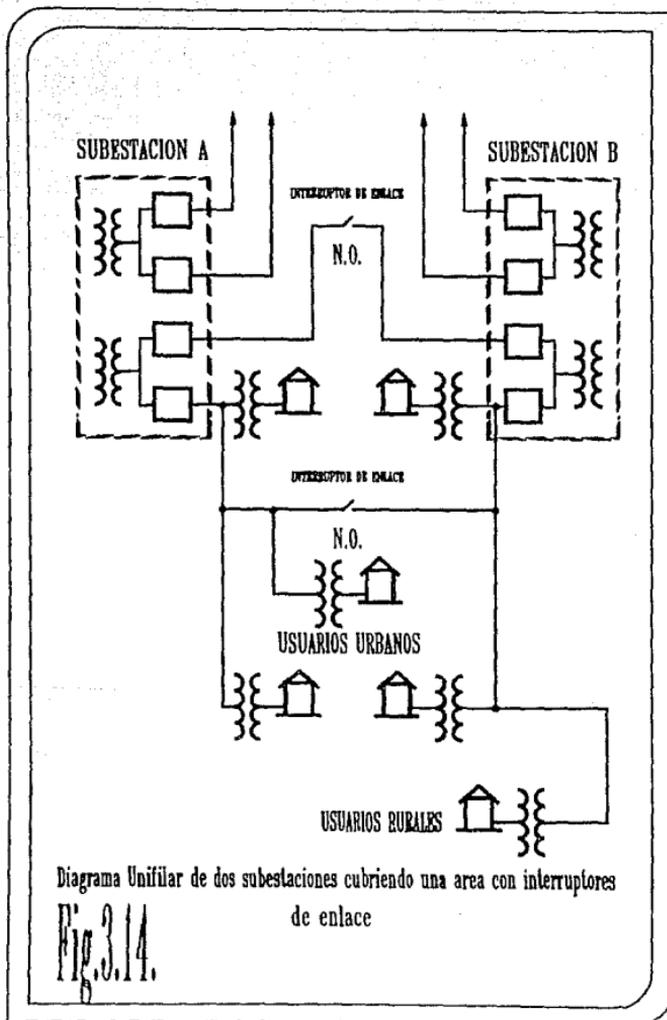


Diagrama Unifilar de dos subestaciones cubriendo una area con interruptores de enlace

Fig. 3.14.

2.- Para proporcionar servicio de emergencia para los sistemas de una subestación adyacente y para eliminar la necesidad de tener una planta de emergencia para cada subestación. Estas líneas deben ser instaladas cuando más de una subestación es requerida para servir una área como si fuera un voltaje primario de distribución.

Usualmente, los alimentadores primarios de una subestación están diseñados e instalados en un determinado arreglo en el cual se tienen alimentadores suministrados por el mismo transformador extendiéndose en direcciones opuestas, de esta manera todos los conmutadores requeridos están constituidos por circuitos suministrados de diferentes transformadores. Por ejemplo, una subestación con dos transformadores y cuatro alimentadores debe tener dos alimentadores de un transformador extendiéndose hacia el norte y el sur. Los dos alimentadores del otro transformador se deben extender al este y al oeste. Todas las líneas de conmutadores deben estar constituidas por circuitos suministrados por otros transformadores. Esto haría mucho más fácil, en caso de que el área se afecte por falla del transformador, el restablecimiento del servicio.

Los interruptores se instalan en intervalos de las líneas de conmutación del alimentador principal para facilitar la transferencia de carga y el restablecimiento del servicio. La localidad a desconectar se selecciona cuidadosamente para obtener la máxima flexibilidad de operación.

No solo el arreglo físico del circuito sino también la naturaleza y tamaño de las cargas entre los interruptores es importante. Las cargas entre los interruptores, para desconectar, deben estar balanceadas lo mejor posible, de tal manera que las cargas de transferencia entre los circuitos no afecten la operación. Las condiciones óptimas de voltaje son obtenidas sólo si el circuito es balanceado tanto como sea posible a través de su longitud.

38.- SALIDA DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION. DESARROLLO DE MODELO RECTANGULAR.

El objetivo de los modelos rectangulares es minimizar los cambios asociados a la circuitería pensando en la expansión de un sistema de distribución.

Asumiendo que un alimentador subterráneo sale y se extiende fuera de la subestación de distribución hacia un sistema aéreo y que el último desarrollo de la subestación abarca una área de servicio de 6 mi^2 la cual es servida por un total de 12 circuitos alimentadores (cuatro por transformador) y suponiendo que la distribución de la carga es uniforme en los doce circuitos entonces el área de cada uno de ellos es $1/2 \text{ mi}^2$ en el área de servicio del desarrollo, su modelo rectangular estaría representado en las figuras 3.15., 3.16., 3.17. y 3.18.

En general las áreas de servicio adyacentes son servidas de diferentes bancos de transformadores en un orden tal que proporcionen por transformador a los circuitos adyacentes, cuando ocurre una falla en el transformador. El agregar nuevos circuitos alimentadores y bancos de transformadores requiere cambios en el número de los circuitos según se desarrolle el área de servicio. El banco central de transformadores está totalmente desarrollado cuando la subestación tiene 8 circuitos alimentadores. Cuando el área de servicio se desarrolla, los demás bancos de transformadores pueden desarrollarse a toda su capacidad.

Existen dos métodos básicos de desarrollo dependiendo de la densidad de carga del área de servicio, llamado método del circuito alimentador 1-2-4-8-12 y método del circuito alimentador 1-2-4-6-8-12. Los números mostrados para alimentadores y bancos de transformadores en las siguientes figuras representan sólo la secuencia de instalación del desarrollo de la subestación.

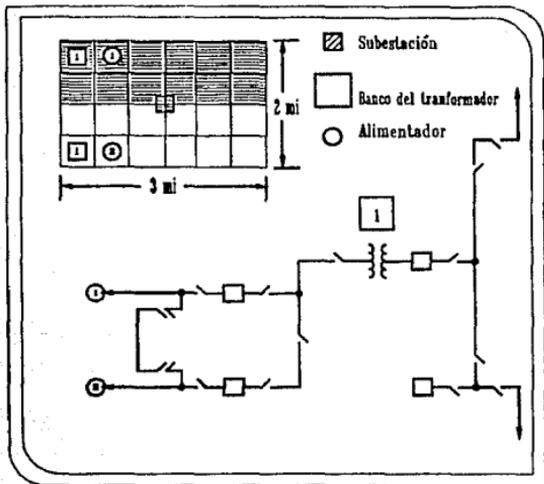
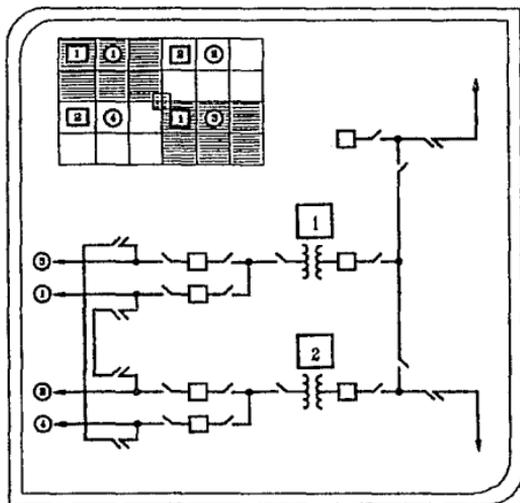


Fig. 3.15.

Fig. 3.16.



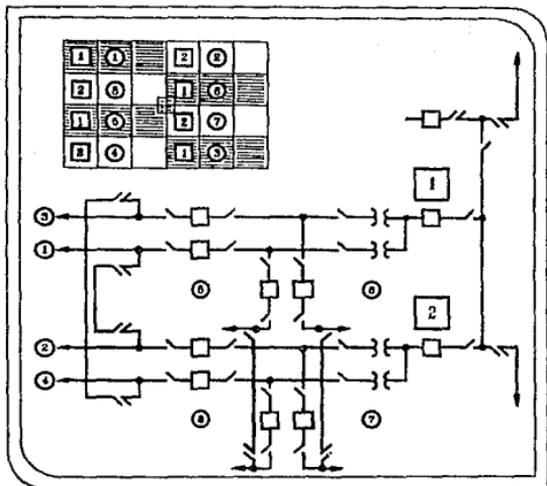


Fig. 3.17.

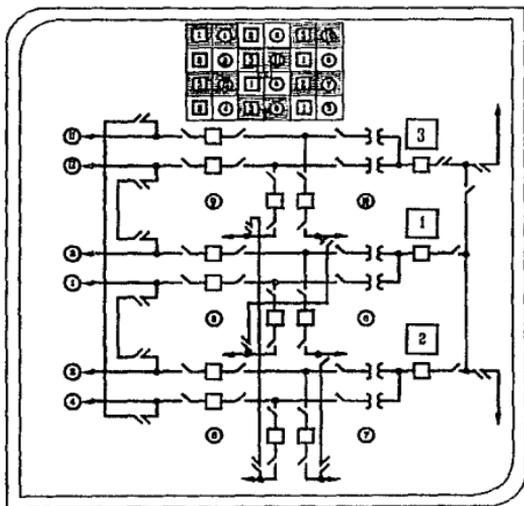


Fig. 3.18.

Método para áreas de alta densidad de carga. En estas áreas las subestaciones adyacentes son desarrolladas para proporcionar una adecuada transferencia de carga y continuidad de servicio. Por ejemplo, una subestación con un banco de dos transformadores puede transportar un promedio firme para una emergencia típica de un banco más sus circuitos de conmutación, tomando en cuenta consideraciones de reserva. Los circuitos de conmutación deben estar disponibles para soportar la pérdida de un transformador. El método del alimentador 1-2-4-8-12 es deseable para áreas de alta densidad de cargas. Las figuras 3.15. a 3.18. nos muestran la secuencia de instalar un transformador más y un alimentador más.

Método para áreas de baja densidad de carga. En este tipo de áreas las subestaciones adyacentes no son desarrolladas adecuadamente y los circuitos de conmutación no están disponibles, debido a las distancias demasiado grandes entre subestaciones, el circuito 1-2-4-8-8-12 es el apropiado para este tipo de desarrollo. Al tener distancias grandes entre las subestaciones generalmente limitan el total de las cargas que pueden ser transferidas entre las subestaciones sin objeciones en cuanto al tiempo de ausencia de servicio debido al switcheo de circuitos y garantiza que el mínimo nivel de voltaje demandado será sostenido. Este método requiere que la subestación tenga tres bancos de transformadores antes de usar los transformadores en forma tal que provee una gran garantía de continuidad en el servicio.

En las figuras, 3.19. a 3.23., por ejemplo, unidades de transformadores de 12/16/20 MVA, y seis alimentadores, con dos alternativas para una expansión futura: Primero, removiendo uno de los bancos e incrementando el tamaño de los otros dos bancos, por ejemplo a 24/32/40 MVA, las unidades de transformadores utilizan el lado de baja tensión de el tercer transformador como parte de la circuitería en el desarrollo de los dos bancos, o segundo, completamente ignorando el área del banco del tercer transformador y completando el desarrollo de las dos secciones restantes similarmente al método anterior.

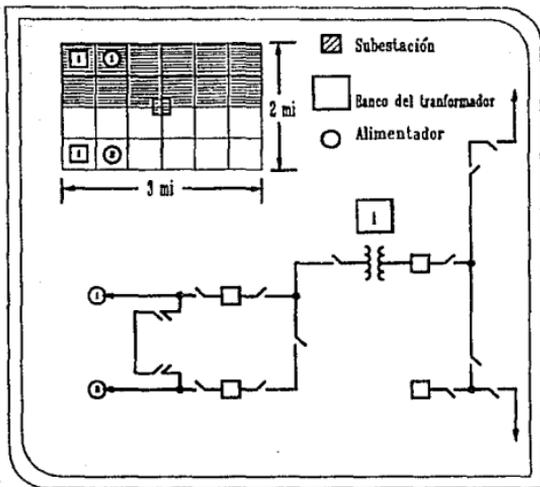


Fig. 3.19.

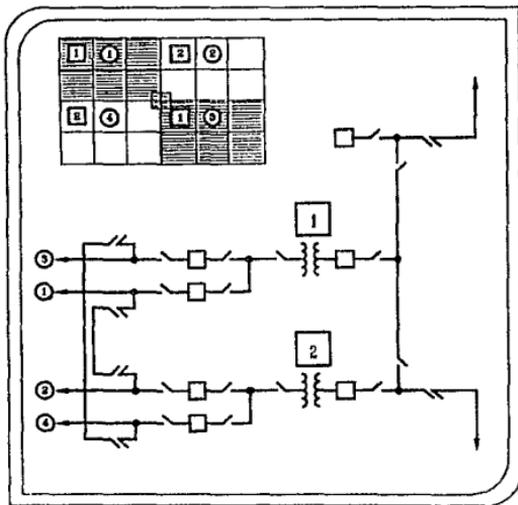


Fig. 3.20.

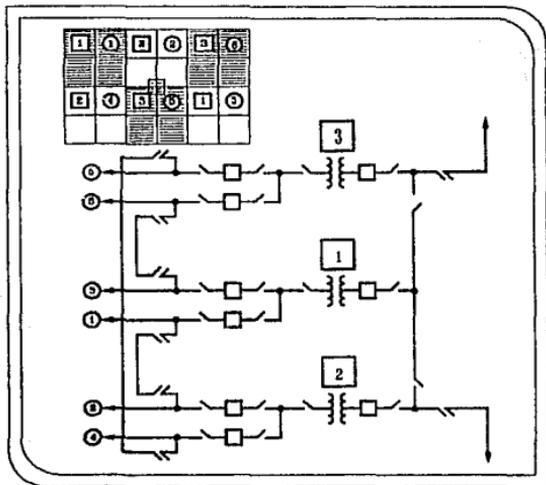
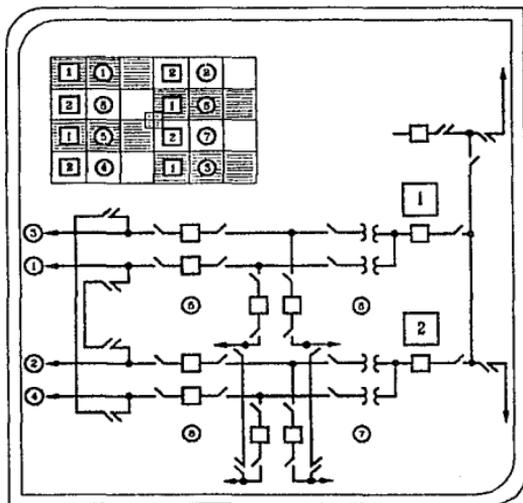
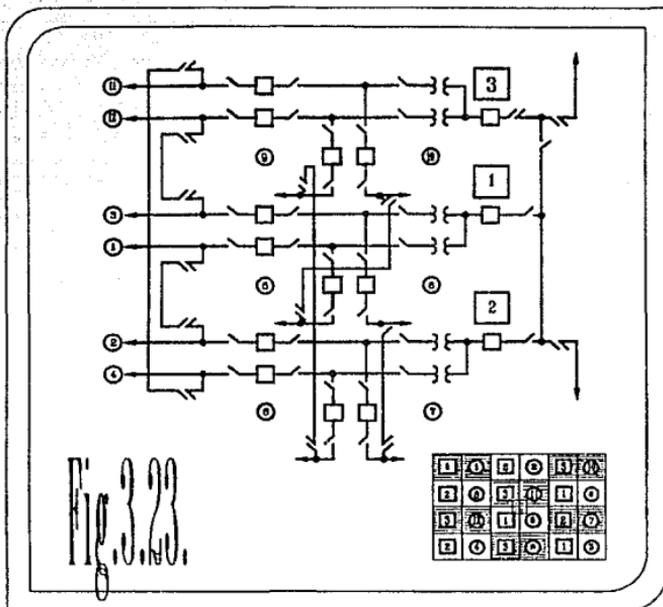


Fig. 3.21.

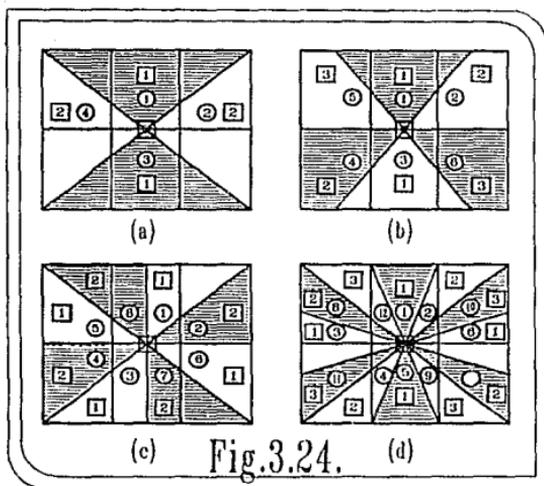
Fig. 3.22.





3.9.- DESARROLLO DEL TIPO RADIAL.

Aparte del método de desarrollo rectangular asociado a una expansión aérea, existe un segundo tipo de desarrollo para el crecimiento de un sistema de distribución subterráneo para áreas de servicio local y salida para áreas adyacentes. Las líneas subterráneas se extienden a través del área de servicio y generalmente terminan en algún alimentador aéreo. Este tipo de desarrollo es llamado desarrollo de tipo radial, en el cual se encuentra la subestación al centro y los alimentadores en los extremos, como se muestra en la figura 3.24.



3.10.- ALIMENTADORES RADIALES CON CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA.

El diagrama unifilar mostrado en la figura 3.25. muestra un alimentador trifásico principal con parámetros iguales de construcción, cableado, espaciamento, etc. a todo lo largo de su longitud l . La impedancia de la línea es $z = r + jx$ por unidad de longitud.

La corriente de la carga en el alimentador se considera perfectamente balanceada y uniformemente distribuida para todas las localidades a lo largo del alimentador principal. En la práctica, un buen balance de fases algunas veces se realiza cuando una fase y una estrella abierta se distribuyen a lo largo de las tres fases del alimentador.

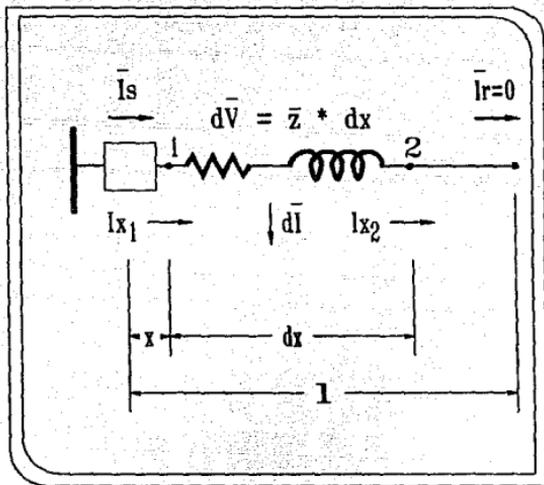
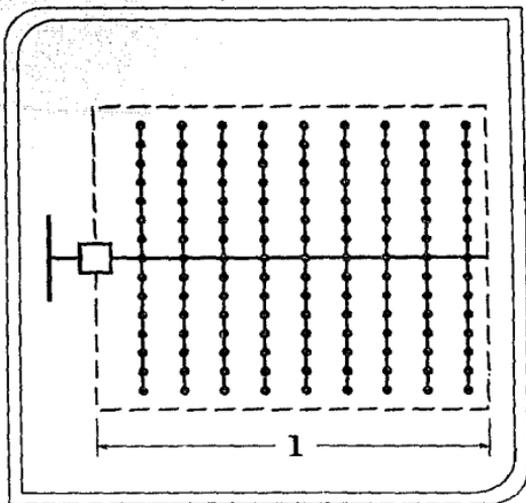


Fig. 3.25.

Fig. 3.26.



La carga es uniformemente distribuida a lo largo del principal como se muestra en la figura 3.26., y la corriente de carga está en función de la distancia. Cuando ocurre que existen muchas pequeñas cargas muy próximas a lo largo de la línea, se considera una diferencial de la corriente de carga dI , la cual va asociada a una dx , que es la diferencial de distancia. l es la longitud total del alimentador y x es la distancia del punto número 1 al extremo inicial del alimentador, así como la distancia del punto 2 al extremo inicial del alimentador, es $x + dx$.

I_s es la corriente mandada al final del alimentador (a la izq. en la fig.), e I_r es la corriente de recepción. I_{x1} e I_{x2} son las corrientes en el principal en los puntos 1 y 2 respectivamente. Todas las cargas conectadas al principal tienen el mismo factor de potencia.

Las siguientes ecuaciones se pueden utilizar en unidades por fases o por unidad. El voltaje para el circuito puede ser el del primario o el del secundario y los efectos capacitivos se desprecian.

A partir de una carga total uniformemente distribuida, de $x = 0$ a $x = l$,

$$\frac{d \bar{I}_x}{d x} = k \quad \text{p. p.}$$

Donde k es una constante.

Entonces \bar{I}_x , que es la corriente en el principal de cierta distancia x desde el circuito interruptor, puede determinarse como una función de la corriente de envío I_s y de la distancia x .

Como se observa en la ecuación que contiene la integración de dI y la distancia dx :

$$\bar{I}_{x_1} = \bar{I}_{x_2} + d\bar{I} \quad 3.9.$$

O:

$$\bar{I}_{x_2} = \bar{I}_{x_1} - d\bar{I} \quad 3.10.$$

De la ecuación 3.10.:

$$\bar{I}_{x_2} = \bar{I}_{x_1} - d\bar{I} \frac{dx}{dx} \quad 3.11.$$

$$= \bar{I}_{x_1} - \frac{d\bar{I}}{dx} dx$$

O:

$$\bar{I}_{x_2} = \bar{I}_{x_1} - \bar{k} dx \quad 3.12.$$

Donde:

$$\bar{k} = \frac{d\bar{I}}{dx}$$

O aproximadamente:

$$I_{x_2} = I_{x_1} - k dx \quad 3.13.$$

$$I_{x_1} = I_{x_2} + k dx \quad 3.14.$$

Para la alimentación total:

$$I_r = I_n - k + 1 \quad 3.15.$$

Y:

$$I_n = I_r + k + 1 \quad 3.16.$$

Cuando $x = 1$, de la ecuación 3.15. tenemos:

$$I_r = I_n - k + 1 = 0$$

Entonces:

$$k = \frac{I_n}{1} \quad 3.17.$$

Si $x = l$:

$$I_r = I_s - k * x \quad 3.18.$$

Sustituyendo la ecuación 3.17. en la 3.18.:

$$I_r = I_s \left(1 - \frac{x}{l} \right) \quad 3.19.$$

Para una distancia x dada:

$$I_x = I_r$$

La ecuación 3.19. puede reescribirse como:

$$I_x = I_s \left(1 - \frac{x}{l} \right) \quad 3.20.$$

La cual muestra la corriente en el principal a una distancia x , de la ecuación 3.20.:

$$I_x = \begin{cases} I_r = 0 & \text{para } x = l \\ I_r = I_s & \text{para } x = 0 \end{cases}$$

La diferencial de caída de voltaje $d\bar{V}$, y la diferencial de pérdida de potencia dP_{LS} debida a las pérdidas por I^2R , pueden ser también encontradas como una función de la corriente de envío I_s , y de la distancia x de manera similar.

$$d\bar{V} = I_x * z dx \quad 3.21.$$

O sustituyendo la ecuación 3.20. en la ecuación 3.21.:

$$d\bar{V} = I_s * z \left(1 - \frac{x}{l} \right) dx \quad 3.22.$$

También la diferencial de pérdida de potencia puede encontrarse como:

$$dP_{LS} = I_x^2 * r dx \quad 3.23.$$

O sustituyendo la ecuación 3.20. en la ecuación 3.23.:

$$d P_{LS} = \left[I_o \left(1 - \frac{x}{1} \right) \right]^2 r dx \quad 3.24.$$

La caída de voltaje VD_x debido a la corriente I_x en cualquier punto x , en el alimentador es:

$$VD_x = \int_0^x dV \quad 3.25.$$

Sustituyendo la ecuación 3.22. en la ecuación 3.25.:

$$VD_x = \int_0^x I_o * z \left(1 - \frac{x}{1} \right) dx \quad 3.26.$$

O:

$$VD_x = I_o * z * x \left(1 - \frac{x}{2l} \right) \quad 3.27.$$

Entonces, la caída de voltaje total $\sum VD_x$ sobre el alimentador principal cuando $x = l$ es:

$$\begin{aligned} \sum VD_x &= I_o * z * x \left(1 - \frac{x}{2l} \right) \\ &= \frac{1}{2} z * l * I_o \end{aligned} \quad 3.28.$$

Las pérdidas totales por cobre por fase en el principal debido a las I^2R es:

$$\sum P_{LS} = \int_0^l d P_{LS} \quad 3.29.$$

O:

$$\sum P_{LS} = \frac{1}{3} I_o^2 * r * l \quad 3.30.$$

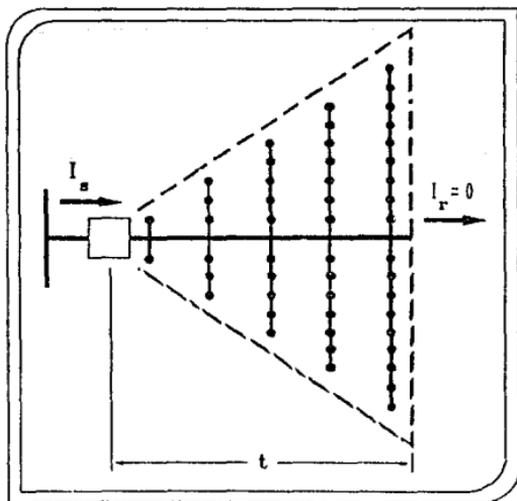
Entonces de la ecuación 3.26. la distancia x desde el inicio del alimentador principal al lugar donde la corriente de carga I_g quizá se concentra, por ejemplo, con el propósito de calcular la caída de voltaje total es:

$$x = \frac{l}{2}$$

De esta forma para la ecuación 3.30., la distancia x del inicio del alimentador principal al lugar donde la corriente de carga total I_g , quizá está concentrada para propósitos de cálculo, de las pérdidas de potencia totales es:

$$x = \frac{l}{2}$$

Fig. 3.27.



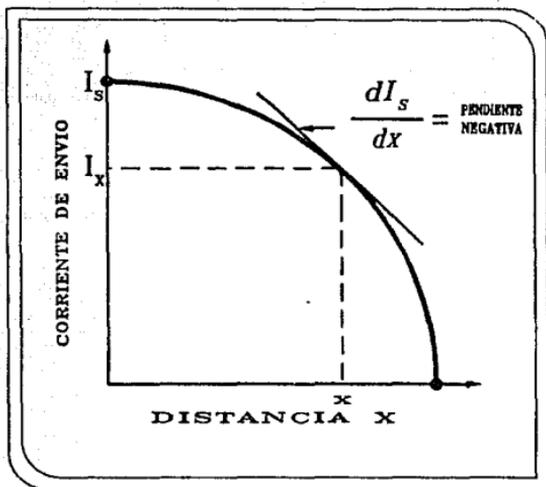


Fig. 3.28.

3.11.- ALIMENTADORES RADIALES CON CARGAS NO UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDAS.

El diagrama unifilar mostrado en la figura 3.27. muestra un alimentador trifásico el cual tiene conectada una carga que se incrementa linealmente con la distancia x . Observando que la carga es cero para $x = 0$. La curva de la corriente de envío contra la distancia x , a lo largo del alimentador principal se representa en la figura 3.28., donde la tangente es negativa y corresponde a la ecuación:

$$\frac{d I_x}{d x} = -k * I_s * x \quad \text{p. 21.}$$

La constante k puede encontrarse a partir de:

$$I_s = \int_{x=0}^l -d I_x$$

$$= \int_{x=0}^l k * I_0 * x dx \quad 3.32.$$

O:

$$I_x = k * I_0 * \frac{l^2}{2} \quad 3.33.$$

De la ec. anterior, la constante k es:

$$k = \frac{2}{l^2} \quad 3.34.$$

Sustituyendo la anterior en la ecuación 3.31.:

$$\frac{dI_x}{dx} = -2I_x + \frac{x}{l} \quad 3.35.$$

Entonces la corriente en el principal para alguna distancia x del interruptor se puede encontrar como:

$$I_x = I_0 \left[1 - \frac{x^2}{l^2} \right] \quad 3.36.$$

Donde la diferencial de caída de voltaje es:

$$d\bar{V} = I_x * z dx \quad 3.37.$$

$$d\bar{V} = I_0 * z \left[1 - \frac{x^2}{l^2} \right] dx \quad 3.38.$$

La diferencial de la pérdida de potencia puede determinarse como:

$$dP_{LS} = I_x^2 * r dx \quad 3.39.$$

O:

$$d P_{LS} = I_o^2 * r \left(1 - \frac{x^2}{2} \right) dx \quad 3.40.$$

La caída de voltaje debido a la corriente I_x a cualquier punto x en el principal es:

$$VD_x = \int_0^x dV \quad 3.41.$$

Sustituyendo la ecuación 3.38. en la anterior e integrando tenemos:

$$VD_x = I_o^2 * z * x \left[1 - \frac{x^2}{2} \right] \quad 3.42.$$

Entonces la caída de voltaje en el principal cuando $x = 1$ es:

$$\sum VD_x = \frac{z}{2} z * 1 * I_o^2 \quad 3.43.$$

Las pérdidas totales por cobre en el alimentador debido a las pérdidas de I^2R son:

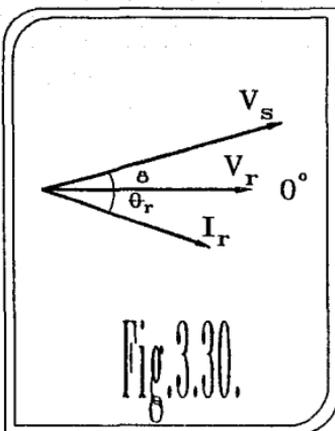
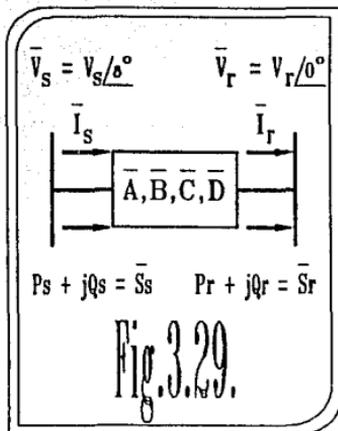
$$\sum P_{LS} = \int_0^1 d P_{LS} \quad 3.44.$$

O:

$$\sum P_{LS} = \frac{9}{15} I_o^2 * r * 1 \quad 3.45.$$

3.12.-APLICACION DE LAS CONSTANTES DE CIRCUITO GENERAL A,B,C,D. PARA ALIMENTADORES RADIALES.

La figura 3.29. muestra un circuito de transmisión o distribución monofásico o trifásico balanceado caracterizado por las constantes generales de circuito \bar{A} , \bar{B} , \bar{C} , \bar{D} .



Los datos conocidos previamente al diseño son $|V_\pi|$, P , $\cos \theta$ y todos los datos son representados por fase o por unidad.

Como se muestra en la figura 3.30. y tomando el fasor \bar{V}_r como referencia:

$$\bar{V}_r = v_r \angle 0^\circ \quad 3.46.$$

$$\bar{V}_s = v_s \angle \delta^\circ \quad 3.47.$$

$$\bar{I}_r = I_r \angle -\theta_r^\circ \quad 3.48.$$

Donde:

\bar{V}_r = Fasor de voltaje de recepción al final de la línea.

\bar{V}_s = Fasor de voltaje de envío al final de la línea.

\bar{I}_r = Fasor de corriente al final de la línea.

El voltaje de envío al final de la línea en términos de las constantes de circuito general se puede expresar como

$$\bar{V}_s = \bar{A} * \bar{V}_r + \bar{B} * \bar{I}_r \quad 3.49.$$

Donde:

$$\bar{A} = A_1 + j A_2 \quad 3.50.$$

$$\bar{B} = B_1 + j B_2 \quad 3.51.$$

$$\bar{I}_r = I_r (\cos \theta_r - j \text{sen } \theta_r) \quad 3.52.$$

$$\bar{V}_r = V_r \angle 0^\circ = V_r \quad 3.53.$$

$$\bar{V}_s = V_s (\cos \delta - j \text{sen } \delta) \quad 3.54.$$

Entonces, la ecuación 3.49. se puede escribir como:

$$V_s * \cos \delta + j V_s * \text{sen } \delta = (A_1 + j A_2) V_r + (B_1 + j B_2) (I_r * \cos \theta_r - j I_r * \text{sen } \theta_r)$$

De la cual:

$$V_s * \cos \delta = A_1 * V_r + B_1 * I_r * \cos \theta_r + B_2 * I_r * \text{sen } \theta_r \quad 3.55.$$

Y:

$$V_s * \text{sen } \delta = A_2 * V_r + B_2 * I_r * \cos \theta_r - B_1 * I_r * \text{sen } \theta_r \quad 3.56.$$

Elevando al cuadrado las dos ecuaciones anteriores y sumandolas:

$$V_n^2 = \left[A_1 + V_r + B_1 + I_r \cos \theta_r + B_2 + I_r \sin \theta_r \right]^2 + \left[A_2 + V_r + B_2 + I_r \cos \theta_r - B_1 + I_r \sin \theta_r \right]^2 \quad 9.57.$$

0:

$$\begin{aligned} V_n^2 &= V_r^2 (A_1^2 + A_2^2) + 2V_r + I_r \cos \theta_r (A_1 + B_1 + A_2 + B_2) \\ &+ B_1^2 (V_r^2 + \cos^2 \theta_r + I_r^2 \sin^2 \theta_r) \\ &+ B_2^2 (I_r^2 + \sin^2 \theta_r + I_r^2 \cos^2 \theta_r) \\ &+ 2V_r + I_r \sin \theta_r (A_1 + B_2 - A_2 + B_1) \end{aligned} \quad 9.58.$$

Donde:

$$P_r = V_r + I_r \cos \theta_r \quad 9.59.$$

$$Q_r = V_r + I_r \sin \theta_r \quad 9.60.$$

$$Q_r = P_r \tan \theta_r \quad 9.61.$$

Sustituyendo en la ecuación 3.58, tenemos que:

$$V_r^2 (C A_1^2 + A_2^2) + (C B_1^2 + B_2^2) (1 + \tan^2 \theta_r) \frac{P_r^2}{V_r} =$$

$$= V_r^2 - 2P_r \left[(C A_1 + B_1 + A_2 + B_2) + (C A_1 + B_2 - B_1 + A_2) \tan \theta_r \right]$$

3. d2.

Siendo:

$$\hat{K} = V_r^2 - 2P_r \left[(C A_1 + B_1 + A_2 + B_2) + (C A_1 + B_2 - B_1 + A_2) \tan \theta_r \right]$$

3. d3.

Entonces:

$$V_r^2 (C A_1^2 + A_2^2) + (C B_1^2 + B_2^2) (1 + \tan^2 \theta_r) \frac{P_r^2}{V_r} - \hat{K} = 0$$

3. d4.

O:

$$V_r^2 (C A_1^2 + A_2^2) + (C B_1^2 + B_2^2) (\sec^2 \theta_r) \frac{P_r^2}{V_r} - \hat{K} = 0$$

3. d5.

Entonces:

$$V_r = \left[\frac{\hat{K} \pm \left(\hat{K}^2 - 4 (C A_1^2 + A_2^2) + (C B_1^2 + B_2^2) * P_r^2 * \sec^2 \theta_r \right)^{1/2}}{2 (C A_1^2 + A_2^2)} \right]$$

3. d6.

De la ecuación 3.55. y 3.56.:

$$V_s \cos \phi = A_1 * V_r + B_1 * I_r \cos \theta_r + B_2 * I_r \sin \theta_r \quad 3.55.$$

Y:

$$V_s \sin \phi = A_2 * V_r + B_2 * I_r \cos \theta_r - B_1 * I_r \sin \theta_r \quad 3.56.$$

Donde:

$$I_r = \frac{P_r}{V_r \cos \theta_r} \quad 3.67.$$

Entonces:

$$V_s \sin \phi = A_2 * V_r + \frac{B_2 * P_r}{V_r} - \frac{B_1 * P_r}{V_r} \tan \theta_r \quad 3.68.$$

Y:

$$V_s \cos \phi = A_1 * V_r + \frac{B_1 * P_r}{V_r} - \frac{B_2 * P_r}{V_r} \tan \theta_r \quad 3.69.$$

Dividiendo la ec. 3.68. en la 3.69.:

$$\tan \phi = \frac{A_2 * V_r + B_2 * P_r - B_1 * P_r * \tan \theta_r}{A_1 * V_r + B_1 * P_r + B_2 * P_r * \tan \theta_r} \quad 3.70.$$

0:

$$\tan \delta = \frac{A_2 + V_r^2 + P_r (B_2 - B_1 + \tan \theta_r)}{A_1 + V_r^2 + P_r (B_1 + B_2 + \tan \theta_r)} \quad 3.74.$$

Las ecuaciones 3.66. y 3.71. son encontradas para un sistema de transmisión general. Estas pueden ser adaptadas para una transmisión más sencilla, consistente en un alimentador de voltaje primario bajo donde la capacitancia del alimentador es despreciable, como se muestra en la figura 3.31.

Las ecuaciones 3.63., 3.66. y 3.71. se pueden escribir en términos de X y R. Entonces, para el alimentador de la figura 3.31. tenemos:

$$[\bar{I}] = [\bar{Y}] [\bar{V}] \quad 3.72.$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_s \\ \bar{I}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_s \\ \bar{V}_r \end{bmatrix} \quad 3.73.$$

Donde:

$$\bar{Y}_{11} = Z^{-1} \quad 3.74.$$

$$\bar{Y}_{21} = \bar{Y}_{12} = Z^{-1} \quad 3.75.$$

$$\bar{Y}_{22} = Z^{-1} \quad 3.76.$$

Entonces:

$$\bar{A}_1 = - \frac{\bar{Y}_{22}}{\bar{Y}_{21}} = 1 \quad 3.77.$$

$$A_1 + j A_2 = 1 \quad 3.78.$$

Donde:

$$A_1 = 1 \quad \text{E. 79.}$$

$$A_2 = 0 \quad \text{E. 80.}$$

Similarmente:

$$\bar{B}_1 = - \frac{1}{\bar{Y}_{Ra}} = \bar{Z} \quad \text{E. 81.}$$

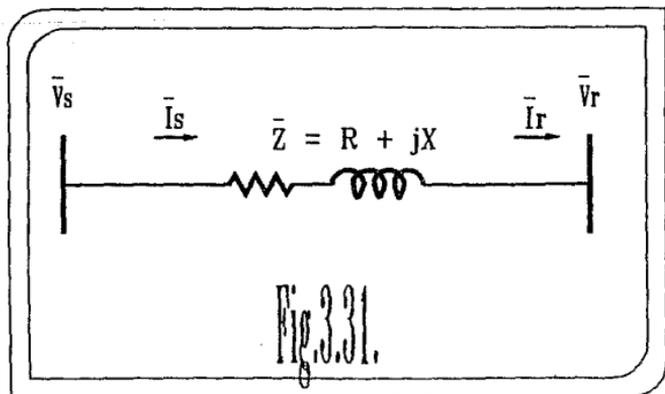
O:

$$\bar{B}_1 + j \bar{B}_2 = R + jX \quad \text{E. 82.}$$

Donde:

$$\bar{B}_1 = R \quad \text{E. 83.}$$

$$\bar{B}_2 = X \quad \text{E. 84.}$$



Sustituyendo las ecuaciones 3.79., 3.80., 3.83. y 3.84. en la ecuación 3.86.:

$$V_r = \left[\frac{\hat{K}^2 - \left(\hat{K}^2 - 4 (R^2 - X^2) P_r^2 \sec^2 \theta \right)^{1/2}}{2} \right]^{1/2} \quad 3.85.$$

O:

$$V_r = \left[\frac{\hat{K}}{2} \left\{ 1 \pm \left[1 - \frac{4 (R^2 - X^2) P_r^2}{\hat{K}^2 \cos^2 \theta} \right]^{1/2} \right\} \right]^{1/2} \quad 3.86.$$

$$V_r = \left[\frac{\hat{K}}{2} \left\{ 1 \pm \left[1 - \left(\frac{2 + Z + P_r}{\hat{K} \cos \theta} \right)^2 \right]^{1/2} \right\} \right]^{1/2} \quad 3.87.$$

Donde:

$$\hat{K} = V_u^2 - 2 + P_r (R + X + \tan \theta) \quad 3.88.$$

Y también de la ecuación 3.71.:

$$\tan \delta = \frac{P_r (X - R + \tan \theta)}{V_r + P_r (R + X + \tan \theta)} \quad 3.89.$$

Ejemplo 3.1.

Asumiendo que el alimentador express radial mostrado en la figura 3.31. es usado en una distribución rural y está conectado a un conjunto de cargas en la parte receptora al final de la línea. La impedancia del alimentador es $0.10 + j0.10$ pu, el voltaje al final de la línea es 1.0 pu, la potencia de carga es constante P_r es 1.0 pu y el factor de potencia al final de la parte receptora es 0.80 en atraso. Usando los datos dados y las ecuaciones para K , V_r y $\tan \delta$, determinar:

- Calcular V_r y δ y determine los valores correspondientes para las corrientes I_r e I_n .
- Verificar los resultados numéricos encontrados en la parte a sustituyéndolos en:

$$\bar{V}_n = \bar{V}_r + (R + jX) \bar{I}_r \quad \text{e. 3.86.}$$

Solución:

- Utilizando la ecuación 3.86.:

$$\begin{aligned} K &= V_n^2 - 2 * P_r (R + X * \tan \theta_r) \\ &= 1.0^2 - 2 * 1 (0.10 + 0.1 * \tan (\cos^{-1} 0.80)) \\ &= 0.65 \text{ pu} \end{aligned}$$

De la ecuación 3.87.:

$$V_r = \left[\frac{K}{Z} \left\{ 1 \pm \left[1 - \left(\frac{2 * Z * P_r}{K * \cos \theta_r} \right)^2 \right]^{1/2} \right\} \right]^{1/2}$$

$$= \left[\frac{0.65}{2} \left\{ 1 + \left[1 - \left[\frac{2 * 0.141 * 1}{0.65 + 0.8} \right]^2 \right]^{1/2} \right\} \right]^{1/2}$$

$$= 0.77 \text{ pu}$$

De la ecuación 3.89.:

$$\tan \delta = \frac{P_r (X - R * \tan \theta_r)}{V_r + P_r (R + X * \tan \theta_r)}$$

$$= \frac{1.0 [0.10 - 0.10 * \tan (\cos^{-1} 0.80)]}{0.7731^2 + 1.0 [0.10 + 0.10 * \tan (\cos^{-1} 0.80)]}$$

$$= 0.0323$$

Entonces:

$$\delta \approx 1.85^\circ$$

Donde:

$$\bar{I}_r = \bar{I}_s = \frac{P_r}{V * \cos \theta_r} \angle -\theta_r$$

$$= \frac{1.0}{0.7731 * 0.80} \angle -36.8^\circ$$

$$= 1.617 \angle -36.8^\circ \text{ pu}$$

b) De la ecuación dada:

$$\begin{aligned}\bar{V}_r &= \bar{V}_r + (R + jX) \bar{I}_r \\ &= 1.0 \angle 1.85^\circ - (0.10 + j0.10) (1.017 \angle -38.8^\circ) \\ &\approx 0.7731 \angle 0^\circ \text{ pu}\end{aligned}$$

3.13.- DISEÑO DE SISTEMAS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.

Existen diferentes diseños por ejemplo, con primarios aéreos y ramales aéreos o con distribución residencial subterránea (primarios aéreos y ramales subterráneos).

PRIMARIOS AEREOS.

La figura 3.32. muestra un arreglo de una distribución aérea, la cual incluye un alimentador principal y diez ramales conectados al principal con fusibles por sección. Se supone que la subestación de distribución mostrada en la figura está localizada arbitrariamente, ésta podría servir a una segunda Area la cual no se muestra en la figura considerada del mismo tamaño.

El alimentador principal es trifásico, los ramales por otro lado tienen protecciones con fusibles por sección, éstas son monofásicas con un arreglo Y aterrizada, o trifásicas.

En el caso de que una falla ocurriera en una línea ramal, solo una pequeña fracción del Area total quedaría fuera de servicio. Generalmente las fallas en líneas aéreas se pueden encontrar y reparar fácilmente.

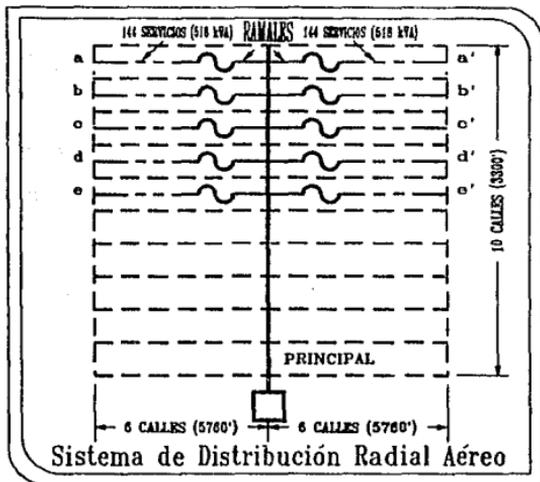


Fig. 3.32.

DISTRIBUCION RESIDENCIAL SUBTERRANEA.

Por lo general el costo de ésta, es de 1.25 a 10 veces más que un sistema aéreo, pero debido a sus ventajas se utiliza frecuentemente, entre éstas se encuentran:

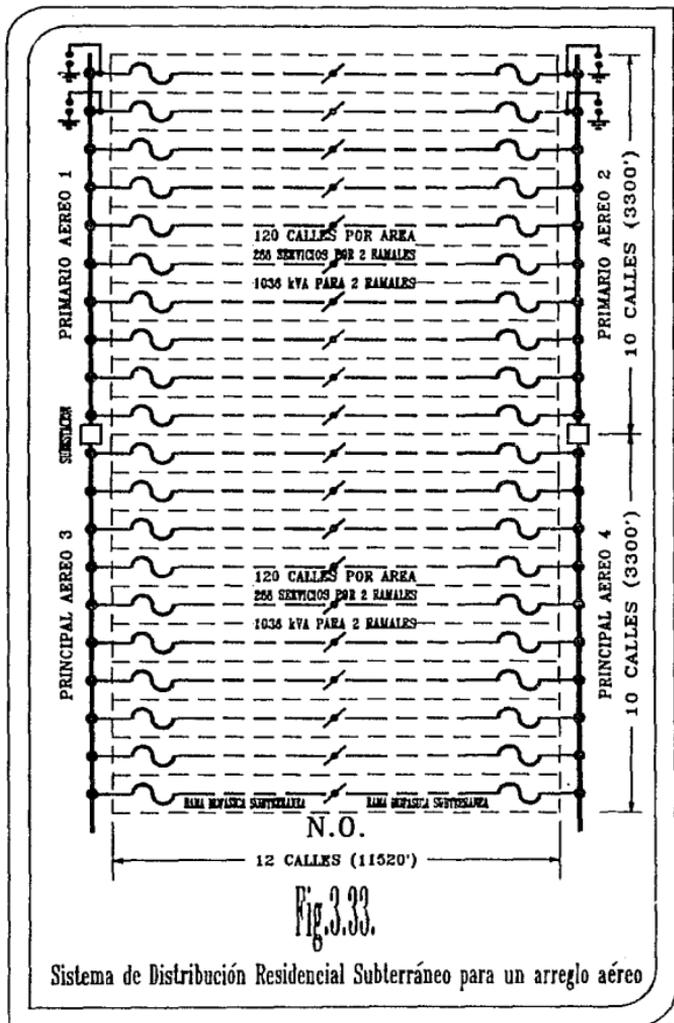
- 1.-La falta de servicio debido a factores climáticos: lluvia, nieve, descargas eléctricas, etc.
- 2.-La falta de servicio ocasionada por accidentes como: fuego, y objetos extraños.
- 3.-La ausencia de postes y otros tipos de mantenimiento.
- 4.-La ausencia de una apariencia estética.

La figura 3.33. nos muestra una distribución residencial subterránea para un arreglo aéreo y un sistema de distribución primario subterráneo con alimentación del tipo doble sentido. Las dos subestaciones localizadas arbitrariamente están alimentadas de la misma línea de subtransmisión la cual no se muestra en la figura y los buses de bajo voltaje de las dos subestaciones están normalmente en fase. En la figura los dos alimentadores primarios principales aéreos llevan el total de la carga del área considerada, por ejemplo, el área en la figura es de 12 calles por 10 calles.

Los ramales en áreas residenciales, generalmente son monofásicos y utilizan cable insulated subterráneo. El cable insulated para 15 KV línea a línea se utiliza para el neutro a tierra y el normalmente usado para voltaje en líneas monofásicas es de 7200 o 7620 V.

Los transformadores que se utilizan en la actualidad son de tipo sumergible o normalmente soportados. Estos últimos se encuentran encerrados o montados en una grada de concreto. Los transformadores de distribución de tipo sumergible están localizados en una excavación cilíndrica totalmente aislados. Generalmente cada línea ramal opera normalmente abierta (ver figura 3.33.). Se requiere mucho tiempo para localizar una falla y repararla cuando ésta sucede en el cable primario; por esta causa se recomienda usar interruptores para poder desenergizar los cables a reparar o cambiar, manteniendo el servicio a todos o casi todos los transformadores de distribución.

La figura 3.34. nos muestra un aparato que nos facilita el manejo de interruptores de seccionalización. La figura muestra un diagrama unifilar de un circuito alimentador tipo anillo para un sistema de distribución subterráneo de bajo costo, en áreas residenciales. La figura 3.34.a. lo muestra con un interruptor abierto en cada transformador, mientras que la figura 3.34.b. carece de ellos. En la figura 3.34.a. si ocurre una falla en el interruptor arriba del punto C entonces, los interruptores aíslan al transformador en C, cerrando posteriormente el interruptor del punto B.



La figura 3.35. muestra un transformador de distribución con un fusible interno de alto voltaje con cuchillas operadas con pértiga para interrupción de carga. Los rangos más comunes son 8.86 kV de línea a neutro, 200 A, etc.

La figura 3.36. nos muestra un transformador de distribución con un fusible interno de alto voltaje que puede ser usado en cuatro modos de operación:

- 1.- El transformador es energizado y el anillo es cerrado.
- 2.- El transformador es energizado y el anillo está abierto por la derecha.
- 3.- El transformador es energizado y el anillo está abierto por la izquierda.
- 4.- El transformador está desenergizado y el anillo está abierto.

En la figura 3.33. se observa que en caso de falla el punto abierto del anillo puede estar cerca de los puntos de alimentación subterránea. Entonces, para éste diseño, al menos, los cables monofásicos subterráneos pueden tener la mínima ampacidad para la carga de 12 calles.

En la figura 3.33., se observa la dificultad para proveer una protección adecuada de sobrevoltaje en los cables y transformadores de distribución colocando arrestadores de flama al final de los cables. La localización de los interruptores deben considerar el clima, las posibles reparaciones y el balanceo de carga.

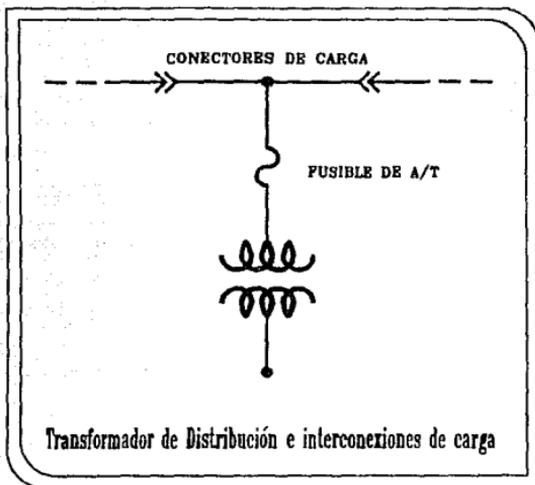


Fig. 3.35.

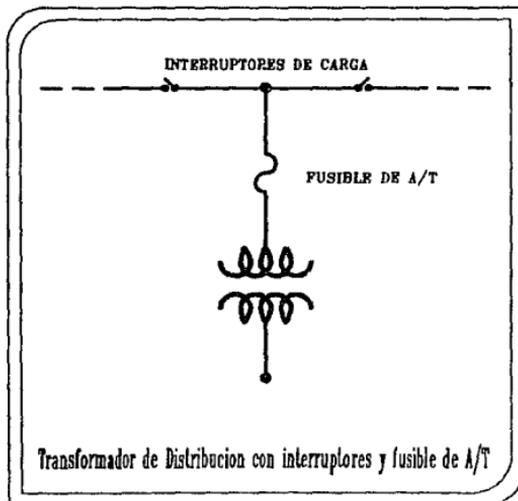


Fig. 3.36.

Ejemplo 3.2.

Considerando la geometría del área y la demanda pico anual mostrada en la figura 3.32., la demanda pico por cada ramal se determina como:

$$144 \text{ usuarios} \times 3.6 \text{ kVA} / \text{usuario} \cong 518 \text{ kVA}$$

Para un factor de potencia de 0.9 en atraso para todas las localidades y todos los circuitos primarios en todo el tiempo de la carga pico anual. Para propósitos de cálculo de la caída de voltaje en el principal y en los ramales trifásicos, se considera que la carga monofásica está perfectamente balanceada entre las tres fases, idealizando los cálculos de caída de voltaje asumiendo una carga uniformemente distribuida a lo largo de los ramales. Se asume también que el voltaje de operación es el nominal para efectos de cálculo de la corriente a partir de la carga en kilovoltampere.

Para líneas de cobre aéreas en circuito abierto calcular el porcentaje de caída de voltaje, usando el porcentaje de caída de voltaje precalculado por kilovoltampere-milla dado en las curvas del capítulo 2. Donde $D_m = 37''$.

De acuerdo con reportes de la EEI y de NEMA se define como favorable el voltaje en un punto de utilización para uso en edificios en el rango de 110 a 125 volts. Para propósitos ilustrativos, el valor medido será de 116 V al final del cable de servicio. Esto permite compensar caídas de voltaje adicionales no calculadas debidas a:

- 1.- Cargas desbalanceadas en tres cables monofásicos secundarios.
- 2.- Cargas desbalanceadas en cuatro cables primarios trifásicos.

3.- Crecimiento de carga.

4.- Caídas de voltaje en cableado de edificios.

Entonces, el criterio de voltaje que se usará en este problema será:

$$V_{\max} = 125 \text{ V} = 1.0417 \text{ pu}$$

Y:

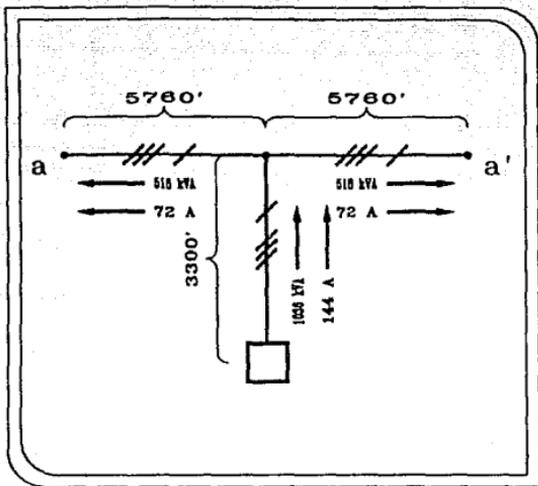
$$V_{\min} = 115 \text{ V} = 0.9687 \text{ pu}$$

La máxima caída de voltaje del bus de bajo voltaje de la subestación de distribución al más remoto medidor es 7.5 %. Se asume que 3.5 % es un porcentaje aceptable para el estado estable de caída de voltaje en el secundario del sistema de distribución. Entonces, el máximo permisible de porcentaje de caída de voltaje será de 4.0 %.

Asumiendo que el primario aéreo en circuito abierto con ramales trifásicos de cuatro cables, y que el voltaje nominal es usado como voltaje base y es igual a 2400/4160 V. para un sistema trifásico de cuatro cables en estrella aterrizada, con conductores de cobre y $D_m = 37"$. Considerando el circuito primario más largo, con un alimentador principal de 3300 pies, y los dos ramales más remotos, como los ramales a y a' de la figura 3.32. Usando conductores con una cierta ampacidad menor que la del cable AWG # 6 por razones de esfuerzo mecánico. Determinar lo siguiente:

1.- Porcentaje de caída de voltaje al final de los ramales y en el principal.

2.- Si el criterio del 4 % de porcentaje de caída de voltaje es excedido, encontrar una combinación razonable de conductores para el principal y para ramales adecuado.



Solución.

1.- La figura 3.37. nos muestra el circuito primario más largo, que consiste en un alimentador principal de 3300 pies y los ramales más remotos a y a'. En la figura 3.37. los símbolos / / / / indican que allí hay 3 conductores trifásicos y un neutro en el diagrama de línea. La corriente en la ramal es:

$$I_{\text{ramal}} = \frac{S_L}{\sqrt{3} \cdot V_{L-L}} \quad \text{p. 04.}$$

$$= \frac{518}{\sqrt{3} \cdot 4.16} \approx 72 \text{ A}$$

De la tabla A-1. El conductor de cobre AWG#6 con ampacidad de 130 Amps. es el seleccionado para los ramales. La corriente en el principal es:

$$I_{\text{principal}} = \frac{S_m}{\sqrt{3} * V_{L-L}} \quad \text{E. 02.}$$

$$= \frac{1036}{\sqrt{3} * 4.16} \approx 14.4 \text{ A}$$

De la tabla A-1 el conductor de cobre AWG#4 con una ampacidad de 180 Amps. es el seleccionado para el principal. El conductor de cobre AWG#5 con una ampacidad de 150 Amps. no se selecciona debido a que la resultante de total de caída de voltaje es demasiado alta.

De la figura 2.18. las constantes K para los ramales AWG#6 y AWG#4 para el principal se pueden determinar como 0.015 y 0.01 respectivamente. Entonces, a partir de que la carga es asumida como uniformemente distribuida a lo largo del ramal:

$$\% VD_{\text{ramal}} = \frac{1}{2} * K * S \quad \text{E. 04.}$$

$$= \frac{1}{2} * \frac{5760 \text{ ft}}{5280 \text{ ft/mi}} * 0.015 * 518 \text{ kVA}$$

$$= 4.24$$

Y a partir de que el principal es considerado con una carga masiva de 1036 kVA al final de la longitud del mismo cable.

$$\% VD_{\text{principal}} = I + K + S \quad \text{3.05.}$$

$$= \frac{3300 \text{ ft}}{5280 \text{ ft/mi}} + 0.01 + 1038 \text{ kVA}$$

$$= 6.48$$

Entonces, el porcentaje de caída de voltaje en el primario es:

$$\sum \% VD = \% VD_{\text{principal}} + \% VD_{\text{ramal}} \quad \text{3.05.}$$

$$= 6.48 + 4.24$$

$$= 10.72$$

La cual excede el criterio de caída de voltaje máximo permisible en el primario de 4 %.

Si los ramales monofásicos fueran usados en vez de los ramales trifásicos, el porcentaje de caída de voltaje de un circuito monofásico es aproximadamente 4 veces mayor que el del circuito trifásico, utilizando conductores del mismo calibre.

Para las ramales tenemos que:

$$\sum \% VD_{i\phi} = 4 (\% VD_{3\phi}) \quad \text{3.06.}$$

$$= 4 + 4.2$$

$$\approx 16.08$$

De la ecuación 3.95. el nuevo total de porcentaje de caída de voltaje puede ser:

$$\begin{aligned} \sum \% VD &= \% VD_{\text{principal}} + \% VD_{\text{ramal}} \\ &= 6.48 + 16.96 \\ &= 23.44 \end{aligned}$$

El cual está bastante lejos de exceder el máximo porcentaje de caída de voltaje permisible (4 %) en el primario.

2.- Entonces, para encontrar el valor máximo sin exceder el criterio del 4 % , utilizamos la tabla A-1 y seleccionamos conductores de cobre 4/0 y AWG#1, con ampacidad de 480 Amps. y 270 Amps. para el principal y ramales respectivamente. De la ecuación 3.93. :

$$\begin{aligned} \% VD_{\text{ramal}} &= \frac{1}{2} * K * S \\ &= \frac{1}{2} * \frac{5760 \text{ ft}}{5280 \text{ ft}/\text{mi}} * 0.006 * 518 \text{ kVA} \\ &= 1.695 \end{aligned}$$

Y de la ecuación 3.94.:

$$\begin{aligned} \% VD_{\text{principal}} &= 1 * K * S \\ &= \frac{3300 \text{ ft}}{5280 \text{ ft}/\text{mi}} * 0.003 * 1036 \text{ kVA} \\ &\cong 1.943 \end{aligned}$$

Y de la ecuación 3.95.:

$$\sum \% VD = \% VD_{\text{principal}} + \% VD_{\text{ramal}}$$

$$= 1.943 + 1.695$$

$$= 3.638$$

El cual representa la máxima caída de voltaje en el primario, tomando en cuenta el criterio del 4 %.

Ejemplo 3.3.

Repetiendo el ejemplo 3.2. pero en vez de utilizar un sistema primario abierto se utiliza un cable aéreo autoportado con conductores de aluminio. Esto último se considera por cuestiones estáticas, para sistemas aéreos ya que requiere muy pocos cruces de líneas en postes.

Para efectos de cálculo de la caída de voltaje se utiliza la tabla A-4 para valores de resistencia y reactancia, para ampacidades se utiliza la tabla 3.1. para conductores de aluminio aislados con aislamiento cruzado de polietileno, con neutro aterrizado y calibre 3/0. Estas ampacidades están basadas en temperatura ambiente de 40°C y temperaturas de 90°C de temperatura del conductor.

Solución.

1.- La caída de voltaje debida a una carga distribuida uniformemente en la ramal es:

$$VD_{\text{ramal}} = I (r + \cos\theta + X_L + \sin\theta) \frac{l}{2} V \quad 2.97.$$

Donde:

$I = 72$ Amps. del ejemplo 3.2.

$r = 4.13 \Omega / \text{milla.}$ para conductores de aluminio AWG#6 de la tabla A-4.

$x_L = 0.258 \Omega / \text{milla.}$ para conductores de aluminio AWG#6.

$\cos \theta = 0.90$

$\text{sen } \theta = 0.436$

Entonces:

$$VD_{\text{ramal}} = 72 (4.13 * 0.0 + 0.258 * 0.436) \frac{5760 \text{ ft}}{5280 \text{ ft/mi}} * \frac{1}{2}$$
$$= 150.4 \text{ V}$$

Tabla 3.1. Capacidad de transmisión de corriente para cables aéreos de polietileno.

Calibre de conductor	Ampacidad	
	Cable 5-kV	Cable 15-kV
6 AWG	75	
4 AWG	99	
2 AWG	130	135
1 AWG	151	155
1/0 AWG	174	178
2/0 AWG	201	205
3/0 AWG	231	237
4/0 AWG	268	273
250 kcmil	297	302
350 kcmil	368	372
500 kcmil	459	462

0 en porcentaje:

$$\% VD_{\text{ramal}} = \frac{150.4 \text{ V}}{2400 \text{ V}}$$
$$= 6.27$$

La caída de voltaje debido a la suma de cargas masiva al final del principal es:

$$VD_{\text{principal}} = I (r + \cos\theta + x_L + \text{sen}\theta) l \text{ V s.es.}$$

Donde:

I = 144 Amps. del ejemplo 3.2.

r = 1.29 Ω / milla. para conductores de aluminio AWG#1 de la tabla A-4.

x_L = 0.211 Ω / milla, para conductores de aluminio AWG#1.

Entonces:

$$VD_{\text{principal}} = 144 (1.29 + 0.9 + 0.211 + 0.436) \frac{3300 \text{ ft}}{5280 \text{ ft/mi}}$$
$$= 112.8 \text{ V}$$

0 en porcentaje:

$$\% VD_{\text{principal}} = \frac{112.8 \text{ V}}{2400 \text{ V}}$$
$$= 4.7$$

El cual representa la máxima caída de voltaje en el primario, tomando en cuenta el criterio del 4 %.

$$\begin{aligned} \sum \% VD &= \% VD_{\text{principal}} + \% VD_{\text{ramal}} \\ &= 4.7 + 6.27 \\ &= 10.97 \end{aligned}$$

2.-Utilizando las tablas 3.1. y la A-4 seleccionando los conductores de aluminio de 4/0 y 1/0 con ampacidades de 268 Amps. y 174 Amps. para el principal y los ramales, respectivamente.

Entonces, de la ecuación 3.97.:

$$\begin{aligned} VD_{\text{ramal}} &= 72 (1.03 * 0.9 + 0.207 * 0.436) \frac{5760 \text{ ft}}{5280 \text{ ft/mi}} * \frac{1}{2} \\ &= 39.95 \text{ V} \end{aligned}$$

O en porcentaje:

$$\begin{aligned} \% VD_{\text{ramal}} &= \frac{39.95 \text{ V}}{2400 \text{ V}} \\ &= 1.66 \end{aligned}$$

De la ecuación 3.98:

$$\begin{aligned} VD_{\text{principal}} &= 144 (0.518 * 0.9 + 0.191 * 0.436) \frac{3300 \text{ ft}}{5280 \text{ ft/mi}} \\ &= 49.45 \text{ V} \end{aligned}$$

O en porcentaje:

$$\begin{aligned} \% VD_{\text{principal}} &= \frac{49.45 \text{ V}}{2400 \text{ V}} \\ &= 2.06 \text{ V} \end{aligned}$$

De la ecuación 3.95, el total de porcentaje de caída de voltaje en el primario es:

$$\begin{aligned}\sum x VD &= 2.06 + 1.66 \\ &= 3.72\end{aligned}$$

El cual representa la máxima caída de voltaje en el primario, tomando en cuenta el criterio del 4 %.

Ejemplo 3.4.

Del ejemplo 2.2. asumiendo que el voltaje nominal de operación es usado como la base de voltaje y es igual a 7200/12470V, para un sistema primario trifásico de cuatro hilos en arreglo de estrella aterrizada con conductores de cobre. Con $D_m = 37'$ aunque el valor $D_m = 53'$ es más realista para esta clase de voltaje. Esta simplificación permite usar el porcentaje de caída de voltaje recalculado a través de las curvas de kilovoltaje-temperatura-milla dadas en el capítulo 2.

Considerando el área de servicio de $12 \times 10 = 120$ calles mostrada en la figura 3.32., con dos alimentadores principales, siendo el más largo de los dos de 3300 pies para el principal y con 10 ramales, por ejemplo, los ramales a hasta e', y los ramales a' hasta e'. Los conductores deben tener una ampacidad no menor que AWG#6 para determinar lo siguiente:

- 1.-Repetir la parte a del ejemplo 3.2.
- 2.-Repetir la parte b del ejemplo 3.2.
- 3.-El uso deliberado de un D_m pequeño conduce a pequeños errores, en qué y porqué?.

Solución.

1.-La carga asumida a lo largo del alimentador es:

$$5.18 \text{ kVA/ramal} * 10 \text{ ramales /alimentador} = 5180 \text{ kVA}$$

Por lo tanto la corriente en el principal es:

$$I_{\text{principal}} = \frac{5180 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 12.47 \text{ kV}}$$
$$= 240.1 \text{ A}$$

Utilizando la tabla A-1 se seleccionan para el principal conductores de cobre calibre AWG#2 y la corriente en el ramal es:

$$I_{\text{ramal}} = \frac{518 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 12.47 \text{ kV}}$$
$$= 24.01 \text{ A}$$

Por lo tanto se selecciona para los ramales conductores de cobre calibre AWG#6 de la tabla A-1.

De la figura 3.18, las constantes K para ramales AWG#6 y para el principal AWG#2 son 0.00175 y 0.0008 respectivamente. Ahora si la carga es uniformemente distribuida a lo largo del ramal usando la ecuación 3.93, tenemos:

$$\% \text{ VD}_{\text{ramal}} = \frac{1}{2} * K * S$$

$$= \frac{1}{2} * \frac{5760 \text{ ft}}{5280 \text{ ft/ml}} * 0.00175 * 518 \text{ kVA}$$

$$= 0.50$$

Debido a la peculiaridad de este nuevo problema, la mitad del principal es considerada como un alimentador express y la otra está conectada a una carga uniformemente distribuida de 5180 kVA.

$$\% \text{ VD}_{\text{principal}} = \frac{s}{4} * 1 * K * S \quad \text{s.oo.}$$

$$= \frac{s}{4} * \frac{3300 \text{ ft}}{5280 \text{ ft/ml}} * 0.0008 * 5180 \text{ kVA}$$

$$= 1.94$$

De la ecuación 3.95, el porcentaje total de caída de voltaje en el primario es:

$$\sum \% \text{ VD} = 1.94 + 0.50$$

$$= 2.44$$

2.-Esto cumple el criterio del 4% de máxima caída de voltaje.

3.-A partir de que la reactancia de la línea es inductiva:

$$x_L = 0.1213 * \ln \frac{1}{D_s} + 0.1213 * \ln D_m \quad \Omega/\text{mi}$$

O:

$$x_L = x_a + x_d \quad \Omega/\text{mi}$$

Cuando $D_m = 37''$:

$$\begin{aligned}x_d &= 0.1213 * \ln \frac{37 \text{ in}}{12 \text{ in/ft}} \\ &= 0.1366 \text{ } \Omega/\text{mi}\end{aligned}$$

Cuando $D_m = 53''$:

$$\begin{aligned}x_d &= 0.1213 * \ln \frac{53 \text{ in}}{12 \text{ in/ft}} \\ &= 0.1802 \text{ } \Omega/\text{mi}\end{aligned}$$

La diferencia de ambos es:

$$\Delta x_d = 0.0436 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

Con lo cual se calcula un valor de caída de voltaje menor de lo que en realidad es.

Ejemplo 3.5.

Considerando la geometría del Área y la demanda de pico anual mostrada en la figura 3.33. El sistema primario de distribución en la figura es un sistema compuesto con principales aéreos y una distribución residencial subterránea (DRS). Si el principal aéreo abierto es usado con conductores ACSR trifásico de cuatro hilos en estrella aterrizada, con 7200/12470 volts y $D_m=53''$. Se asume que el cable subterráneo es aislado (XLPE, Cross-Linked Polyethylene o polietileno entrelazado) con neutro concéntrico y conductores de aluminio que son usados para los ramales monofásicos subterráneos con 7200 volts.

Para cálculos de caída de voltaje y ampacidad, para cables DRS con aislamiento XLPE con conductores de aluminio se utiliza la tabla 3.2.

Los datos de la tabla corresponden a un voltaje de 15 kV para cables sólidamente aterrizados cuya construcción consiste en, primero, en conductores de aluminio por fase, segundo, un escudo semiconductor a presión, tercero, 175 milésimas de pulgada de XLPE como aislante, cuarto, una funda semiconductor a presión con escudo aislante y, quinto, hilos de cobre aplicados en forma espiral alrededor de las capas interiores como conductor de corriente. Los datos de la tabla, también considerarán las condiciones de un cable monofásico, donde el número y calibre del concéntrico neutral se considera tiene una ampacidad " 100 por ciento neutral ". En el caso de un circuito trifásico el número y/o calibre del concéntrico neutral reduce su ampacidad en un 33 % para cada cable ó menos.

Otro tipo de aislamiento de uso común es el Polietileno de Alto Peso Molecular ó HMWPE (High Molecular Weight Polyethylene). Este se utiliza para conductores a 75°C solamente y proporciona un poco menos ampacidad que el aislamiento XLPE para el mismo calibre de conductor. El HMWPE requiere 220 milésimas de aislamiento en ves de las 175 del caso anterior.

Las reactancias del cable son ligeramente mayores cuando el HMWPE es utilizado. De cualquier manera, la diferencia entre los valores de caída de voltaje Δx_L despreciable para estos propósitos.

El cálculo correcto de los valores $r + jx_L$ de éstos cables con neutro concéntrico todavía está sujeto a investigación. Una parte de la corriente neutral remanente en el conductor neutral concéntrico regresa a tierra. Usando los datos obtenidos determine lo siguiente:

a) Calibre de cada primario aéreo 1 y 2 de la figura 3.33, con una ampacidad suficiente para servir el Área de 12 * 10 calles. El calibre de cada cable monofásico ramal (DRS) con ampacidad para la carga de 12 calles.

Tabla 3.2. 15kV Cable de aluminio URD con neutro concéntrico y aislamiento XLPE.

Calibre Conductor Aluminio	Cu neutral	Ω 1000 pies *			
		r^+	x_L	Subte- rráneo	En ducto
4 AWG	6-#14	0.526	0.0345	128	91
2 AWG	10-#14	0.331	0.0300	168	119
1 AWG	13-#14	0.262	0.0290	193	137
1/0 AWG	16-#14	0.208	0.0275	218	155
2/0 AWG	13-#12	0.166	0.0260	248	177
3/0 AWG	10-#12	0.132	0.0240	284	201
4/0 AWG	20-#12	0.105	0.0230	324	230
250 kcmil	25-#12	0.089	0.0220	360	257
350 kcmil	18-#10	0.074	0.0215	403	291
500 kcmil	20-#10	0.063	0.0210	440	315

* Para circuiteria monofásica.

+ Para temperatura de conductor de 90°C.

b) Determinar el porcentaje de caída de voltaje al final de los ramales más remotos bajo operación normal, por ejemplo, todos los ramales abiertos en el centro y los principales energizados.

c) Determinar el porcentaje de caída de voltaje del ramal mas remoto bajo la peor condición de operación de emergencia, por ejemplo, si un principal queda fuera de servicio y todos los ramales alimentan toda la longitud con un sólo alimentador principal.

d) Está el voltaje en los dos casos anteriores dentro del criterio de caída de voltaje?

Solución.

Partiendo de la operación de emergencia el principal energizado suministra el doble de ramales y por lo tanto, la carga será:

$$2 * 518 \text{ kVA} / \text{RAMAL} * 10 \text{ RAMALES} / \text{ALIMENTADOR} = 10360 \text{ kVA}$$

Entonces la corriente en el principal es:

$$I_{\text{principal}} = \frac{10360 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 12.47 \text{ kV}}$$
$$= 480.2 \text{ A}$$

De la tabla A-2 el conductor ACSR con 300 kcmil con una ampacidad de 500 Amps. es el seleccionado para el principal. Como se trabaja bajo condiciones de operación de emergencia y se tiene una carga doble, entonces la corriente del ramal es el doble.

$$I_{\text{ramal}} = \frac{2 * 518 \text{ kVA}}{7.2 \text{ kV}}$$
$$\cong 144 \text{ A}$$

Para los ramales se utiliza la tabla 3.2. para cable DRS de aluminio con aislamiento XLPE calibre AWG#2, el cual tiene una ampacidad de 168 Amps.

b) Bajo operación normal, todos los ramales están abiertos al centro y los dos alimentadores están energizados. La caída de voltaje debida a la carga uniformemente distribuida en el alimentador es:

$$VD_{\text{principal}} = I (r * \cos\theta + x_L * \text{sen}\theta) \frac{1}{2} V \quad \text{B.100.}$$

0:

$$VD_{\text{principal}} = I (r + \cos\theta + (x_a + x_d) * \text{sen}\theta) \frac{1}{2} V \text{ s. los.}$$

Donde:

$$I = 480.2/2 = 240.1 \text{ Amps.}$$

$r = 0.342 \Omega / \text{milla.}$ para conductores ACSR de 300 kmils de la tabla A-2.

$x_a = 0.458 \Omega / \text{milla.}$ para conductores ACSR de 300 kmils de la tabla A-2.

$x_d = 0.1802 \Omega / \text{milla.}$ para $D_m = 53''$ de la tabla A-3.

$$\cos \theta = 0.90$$

$$\text{sen } \theta = 0.436$$

Entonces:

$$VD_{\text{principal}} = 240.1 [0.342 + 0.9 + (0.458 + 0.1802)0.436] *$$

$$* \frac{3300 \text{ ft}}{5280 \text{ ft./mi}} * \frac{1}{2}$$

$$\cong 44 \text{ V}$$

0 en porcentaje:

$$\% VD_{\text{principal}} = \frac{44 \text{ V}}{7200 \text{ V}}$$

$$= 0.61$$

La caída de voltaje en el ramal debido a la carga uniformemente distribuida es, usando la ecuación 3.97.:

$$VD_{\text{ramal}} = I (r + \cos\theta + x * \text{sen}\theta) \frac{1}{2} V$$

Donde:

$$I = 144/2 = 72 \text{ Amps.}$$

$r = 0.331 \Omega / 1000'$, para conductores DRS XLPE AWG#2 de aluminio, de la tabla 3.2.

$x_L = 0.030 \Omega / 1000'$, para conductores DRS XLPE AWG#2 de aluminio, de la tabla 3.2.

Entonces:

$$VD_{\text{ramal}} = 72 (0.331 * 0.9 + 0.030 * 0.436) \frac{5760 \text{ ft}}{1000 \text{ ft/mi}} * \frac{1}{2}$$
$$\approx 64.5 \text{ V}$$

0 en porcentaje:

$$\% VD_{\text{ramal}} = \frac{64.5 \text{ V}}{7200 \text{ V}}$$
$$= 0.9$$

Usando la ecuación 3.95, el total de porcentaje de caída de voltaje en el primario es:

$$\sum \% VD = 0.61 + 0.9$$
$$= 1.51$$

c) Bajo la peor condición posible de emergencia, cuando un alimentador está fuera de servicio y todas los ramales alimentan a toda la longitud, a partir del alimentador energizado. La caída de voltaje en el principal debido a una carga uniformemente distribuida y usando la ecuación 3.101, es:

$$VD_{\text{principal}} = 480.2 (0.3078 + 0.2783) \frac{3300 \text{ ft}}{5280 \text{ ft/mi}} + \frac{1}{2}$$

$$\approx 88 \text{ V}$$

o en porcentaje:

$$\% VD_{\text{principal}} = 1.22$$

La caída de voltaje en el ramal debido a la carga uniformemente distribuida y usando la ecuación 3.97. es:

$$VD_{\text{ramal}} = 144 (0.331 + 0.9 + 0.030 + 0.436) \frac{5760 \text{ ft}}{1000 \text{ ft/mi}}$$

$$\approx 258 \text{ V}$$

o en porcentaje:

$$\% VD_{\text{ramal}} = \frac{258 \text{ V}}{7200 \text{ V}}$$

$$= 3.5$$

De la ecuación 3.95. el porcentaje total de la caída de voltaje en el primario es:

$$\sum \% VD = 1.22 + 3.5$$

$$= 4.72$$

d) En la condición de operación normal el criterio de caída de voltaje se satisface, no así en el peor caso de operación de emergencia.

CAPITULO 4

CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE SISTEMAS SECUNDARIOS

4.1- INTRODUCCION.

Una visión realista de los sistemas de distribución de potencia puede estar basada más en el "agrupamiento" de funciones que en la "distribución", donde el tamaño y la localización de la demanda de los usuarios no está determinada por la Ingeniería de distribución tanto como por los mismos usuarios. Los consumidores pueden utilizar cualquier tipo de dispositivo eléctrico y éstos los instalan en cualquier combinación concebible y de acuerdo a sus necesidades. Este concepto de distribución inicia con los consumidores y las cargas, revizando muchas agrupaciones que incluyen muchos usuarios y cargas en incremento. Actualmente las estaciones de generación, en sí mismas, suministran servicios secundarios, transformadores de distribución, alimentadores primarios, subestaciones de distribución, líneas de subtransmisión y subestaciones de potencia.

En el diseño de un sistema, la ingeniería de distribución debe considerar no solo lo inmediato, por ejemplo, factores de corto o largo plazo que puedan ocasionar problemas. El diseño de un sistema podría no solo resolver los problemas de tipo económico en la operación y construcción de sistemas para servir a las cargas actuales sino también resolver las proyecciones futuras para determinar las componentes y prácticas más económicas, para abastecer los niveles más altos de las demandas de los consumidores que existirán.

Entonces un diseño práctico en el presente deberá ser influenciado por los requerimientos de un sistema futuro.

Desde luego, la ingeniería de distribución, tiene que considerar muchos factores, variables y soluciones alternativas a los complejos problemas del diseño de distribución, por lo que necesita una técnica que le permita seleccionar la combinación del tamaño más económico de transformadores de distribución, conductores secundarios y ausencias en el servicio.

El reciente desarrollo en las computadoras, y el uso de programas a colaborado en: 1.- El análisis rápido y económico de muchas alternativas y 2.- La evaluación económica e ingenieril de éstas alternativas, y las diferentes estrategias que emanan de ellas. Las estrategias pueden incluir por ejemplo, interrupciones en el secundario, cambio de transformadores y la posible adición de capacitores.

Naturalmente cada sistema diseñado tiene sus propios criterios de eficiencia a través de su periodo de estudio. Por ejemplo, el diseño óptimo de un sistema puede corresponder al un estudio de proyección del crecimiento de la carga. También por el uso de programas, la ingeniería de distribución puede determinar si se requieren o no modificaciones como resultado de algunos cambios de orden económico y proyección de crecimiento de cargas, debido a cambios ambientales en la localización del diseño.

Para minimizar la longitud del circuito secundario la ingeniería de distribución, acomoda los transformadores de distribución cerca de los centros de carga y procura tener las ausencias de servicio a consumidores individuales al mínimo posible.

Sólo un pequeño porcentaje de todas las interrupciones son debidas a fallas en el sistema secundario. La ingeniería de distribución basa sus decisiones con respecto al secundario de distribución principalmente por consideraciones de economía, pérdidas por cobre en el transformador y circuito secundario, caídas permisibles de voltaje y las necesarias para prevenir problemas por cortos circuitos. Por supuesto que existen otros factores de tipo económicos e ingenieriles que afectan la

selección de transformadores de distribución y de configuración del secundario, como la carga permisible del transformador, cargas balanceadas por fase para el sistema primario, costo de inversión en componentes para el secundario, costo de operación, costo de capital, y tasa de inflación.

Los transformadores de distribución representan una parte importante del costo del sistema secundario. Entonces uno de los mayores consensos entre los ingenieros de distribución es minimizar la inversión en transformadores de distribución. En general, la práctica actual en la industria energética, es planificar la carga de los transformadores de distribución basándose en que no debe tenerse una capacidad instalada excesiva.

Usualmente un sistema de operación de transformadores es deseable para prácticas y para planes de expansión. La ingeniería de distribución reconoce lo impráctico de obtener una completa información de la demanda de todos los usuarios, y se prefiere combinar los datos de la demanda y los registros de las lecturas de consumo de los archivos de los usuarios. Una curva de demanda típica es trazada de acuerdo a la energía consumida y la información resultante es usada para estimar los picos de carga de equipo específico, como transformadores de distribución en cuyo caso es conocido como sistema de operación de transformadores, alimentadores y subestaciones.

En general, los usuarios residenciales, comerciales e industriales se clasifican por carga instalada. Los datos de la demanda son generalmente registrados para propósitos de generación de curvas típicas y análisis.

4.2.- NIVELES DE VOLTAJE SECUNDARIOS.

En la actualidad los niveles de voltaje preferidos, para los sistemas eléctricos de potencia están dados por la (ANSI) American National Standards Institute's.

El nivel de voltaje estandar para cargas residenciales monofásicas es 120/240V. El cual es suministrado a través de tres hilos monofásicos desde los cuales se sirven 120V para iluminación y 240V para aplicaciones de potencia casera. Para usuarios residenciales o comerciales con densidades altas de carga, el nivel de voltaje empleado es de 208Y/ 240V y éste es abastecido por medio de tres hilos monofásicos, para iluminación 120V y monofásico de 208V para potencia. Para redes utilizadas en áreas suburbanas con conjuntos habitacionales que tienen una gran densidad de carga y también para áreas industriales o comerciales, el nivel de voltaje es 480Y/277V suministrado por cuatro hilos trifásicos. Sin embargo también pueden encontrarse niveles de voltaje que no corresponden a los estandares ANSI, por ejemplo, 120/240V en cuatro hilos trifásicos, 240V en tres hilos, etc.

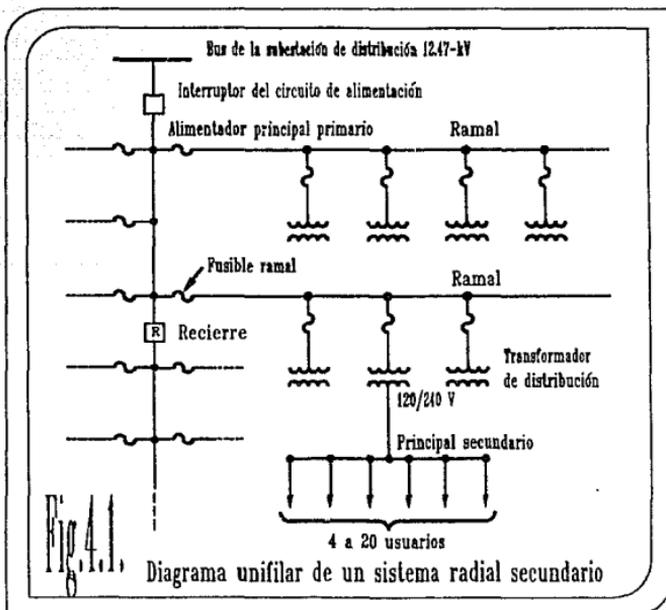
Para incrementar la continuidad de servicio para cargas críticas, tales como hospitales, centros de computo, etc. se utilizan generadores de emergencia o sistemas de respaldo con baterías.

4.3.- PRACTICAS DE DISEÑO ACTUALES.

La parte intermedia entre los sistemas primarios y las instalaciones de los usuarios es llamada sistema secundario. Los sistemas de distribución secundarios incluyen la parte de baja de los transformadores de distribución, los circuitos secundarios (principales secundarios), los servicios del usuario (o caídas de servicio), y los medidores del usuario.

Generalmente los sistemas de distribución secundarios están diseñados en forma monofásica para áreas de usuarios residenciales y en forma trifásica para áreas de tipo comercial o industrial con alta densidad de carga. Los diferentes tipos de sistemas de distribución secundario incluyen:

- 1.-Los sistemas de servicio para cada consumidor con transformadores de distribución y conexiones secundarias en forma separada.
- 2.-El sistema radial con un principal secundario común, el cual es suministrado por un transformador de distribución y alimenta a un grupo de consumidores.
- 3.-Un sistema de banco secundario con un principal secundario común que está suministrado por diferentes transformadores de distribución los cuales son todos alimentados por el mismo alimentador primario.



- 4.-Un sistema de red secundaria con un principal de tipo malla común que es suministrado por un gran número de transformadores de distribución que pueden ser conectados a varios alimentadores como su suministro.

El sistema de servicio separado raramente es utilizado. Sólomente se utiliza en áreas industriales o de tipo rural. Hablando en general, la mayoría de los servicios residenciales, rurales y áreas de iluminación comercial son diseñadas como tipo radial. La figura 4.1.muestra el diagrama unifilar de tipo radial. Este es de bajo costo y operación sencilla.

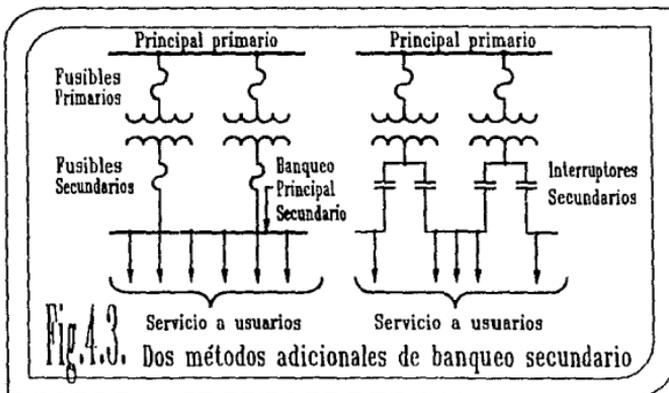
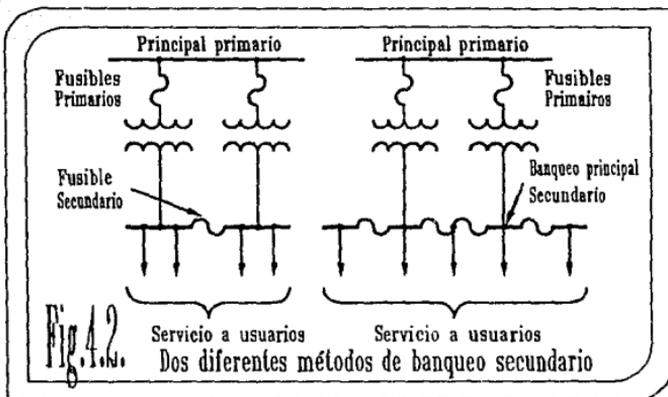
4.4.- BANCOS SECUNDARIOS.

El banqueo de los transformadores de distribución, por ejemplo conexiones en paralelo o en otras palabras la interconexión de los lados secundarios de dos o más transformadores de distribución que son suministrados por el mismo alimentador primario, en ocasiones se realiza en áreas residenciales o de iluminación comercial donde los servicios están relativamente cerca uno de otro, y por lo tanto el espacio requerido entre transformadores es pequeño.

Muchas veces se prefiere mantener al secundario de cada transformador de distribución separado de cualquier otro. De alguna manera el banqueo secundario es una forma especial de configuración de red en un sistema de distribución radial. Las ventajas del banqueo de transformadores de distribución radial incluyen:

- 1.-Regulación de voltaje perfeccionada.
- 2.-Reduce problemas debido al arranque de motores.
- 3.-Credibilidad en la continuidad del servicio.
- 4.-Flexibilidad en el reacomodo de crecimiento de cargas, a bajo costo, por ejemplo, Es posible el incremento en el promedio de la carga de los transformadores sin el correspondiente incremento en el pico de carga.

El banco de los transformadores secundarios nos permite tomar ventajas de la diversidad de carga existente dado el gran número de consumidores. Esto induce a tener un ahorro que puede ser tan grande como el 35% dependiendo del tipo de cargas y el número de consumidores.



La figura 4.2. muestra dos diferentes métodos de banco secundarios. El método ilustrado en la figura 4.2.a. es comunmente usado y en general es preferido porque permite el uso de fusibles de bajo rango en el lado de alta del transformador y previene la necesidad de fusibles en cascada. Este método también simplifica la coordinación entre los fusibles de seccionamiento de los alimentadores primarios. Además es el sistema más económico.

La figura 4.3. muestra otros dos métodos. El mostrado en la figura 4.3.a. es el más antiguo y ofrece menor protección que el mostrado en la figura 4.3.b. Los métodos ilustrados en las figuras 4.2.a., 4.2.b. y 4.3.a. Tienen algunas desventajas definidas tales como:

- 1.-Require muchos cuidados para detectar fusibles dañados en el sistema secundario.
- 2.-Existen dificultades de coordinación de los fusibles del secundario.
- 3.-El método ilustrado en la figura 4.2.b. Tiene la desventaja adicional que consiste en la dificultad para restaurar el servicio ante un número de fusibles sobre transformadores adyacentes que estén dañados.

En la actualidad debido a las dificultades anteriormente mencionadas muchos usuarios prefieren el método dado en la figura 4.3.b. El transformador de distribución conocido como de banco completamente autoprotegido (BCAP) cuenta con una unidad interconstruida de protección de alto voltaje, interruptores secundarios, luces para la prevención de sobrecargas y protección de iluminación.

Los transformadores BCAP se construyen en forma monofásica y trifásica. Tienen dos interruptores secundarios idénticos los cuales actúan independientemente para flujos de corriente excesiva. En el caso de una falla en un transformador, la protección primaria de unión y los interruptores se abren. Entonces la interrupción del servicio será mínima y restringida sólo a aquellos consumidores que están alimentados por la sección

del secundario que falló. Todos los métodos de banqueo tienen una desventaja inherente: La dificultad en la realización del manejo de carga del transformador. El consenso general en el diseño de banqueos en el sistema secundario es el equilibrio de la división de carga entre transformadores. Es deseable que los transformadores cuyos secundarios son banqueados en línea sean del mismo tamaño. Para otros tipos de banqueo, los transformadores pueden ser de dos tamaños para prevenir una sobrecarga excesiva en el caso de que un fusible primario de un transformador adyacente grande pudiera estar dañado. En general, el banqueo se aplica a los secundarios de transformadores monofásicos, y todos los transformadores en el banco deben estar alimentados de la misma fase del alimentador primario.

4.5.- LAS REDES SECUNDARIAS.

En general la mayoría de los sistemas secundarios tienen un diseño radial a excepción de algunas áreas de servicio específicas (por ejemplo áreas suburbanas o financieras, algunas instalaciones militares, hospitales), donde la credibilidad en la continuidad del servicio es mucho más importante que el costo u otras consideraciones económicas. Entonces los sistemas secundarios pueden ser diseñados en malla o en configuración de red para estas áreas. Las redes secundarias de bajo voltaje están particularmente bien justificadas en áreas de alta densidad de carga. También pueden ser construidas en forma subterránea para evitar congestionamientos aéreos. Las redes secundarias de bajo voltaje aéreas, son preferibles en cuanto a costo, sobre las redes subterráneas en áreas de densidad media. Las redes secundarias subterráneas tienen un alto grado de continuidad de servicio. En general, donde la densidad de carga justifica un sistema subterráneo, se justifica un sistema de red secundaria.

La figura 4.4. nos muestra un diagrama unifilar de un pequeño segmento de una red secundaria suministrado por tres alimentadores primarios. En general el bajo voltaje (208Y/120V) de un sistema de red secundaria tipo malla es suministrado a través de

transformadores tipo red, por dos o más alimentadores primarios para incrementar la credibilidad en el servicio. En otras palabras se utilizan alimentadores primarios de tipo radial, ya que los alimentadores primarios de tipo anillo tienen un uso muy limitado. Los alimentadores primarios están interrelacionados de cierta forma que proveen el abastecimiento de cualquiera de los dos bancos de transformadores adyacentes desde el mismo alimentador. Como resultado de este arreglo, si uno de los alimentadores principales queda fuera de servicio por cualquier razón, los demás alimentadores pueden alimentar la carga sin tener un exceso de sobrecarga y sin ningún tipo de caída de voltaje objetable. Los niveles de voltaje de alimentadores primarios se encuentran entre los rangos de 4.16 a 34.5kV. Esta es una tendencia de el uso de voltajes primarios elevados. Comúnmente la clase de los 15kV predomina, la red secundaria debe ser diseñada de tal manera que provea al menos uno de los alimentadores primarios como una reserva de capacidad junto con sus transformadores. Para tener una buena distribución entre transformadores y una caída de voltaje mínima en la red, los transformadores tienen que ser localizados alrededor de la red secundaria.

Como se explicó previamente las redes secundarias más pequeñas están diseñadas basadas en una sola contingencia, por ejemplo, las salidas de servicio de un alimentador primario. Los sistemas de redes secundarias más grandes están diseñadas basadas en una doble contingencia o segunda contingencia, por ejemplo, teniendo dos alimentadores primarios fuera de servicio simultáneamente.

Los factores que afectan la probabilidad de una doble contingencia son:

- 1.-El número total de alimentadores primarios.
- 2.-La longitud del circuito alimentador primario.
- 3.-El número de contingencias accidentales por año.
- 4.-El tiempo total de ausencia de servicio por año.
- 5.-La duración promedio de una contingencia en el alimentador.

Teóricamente, los alimentadores primarios pueden ser alimentados desde diferentes fuentes tales como subestaciones de distribución, subestaciones de potencia, o plantas generadoras, pero en general se prefiere tener a los alimentadores suministrados desde la misma subestación para prevenir diferencias de magnitud de voltaje y ángulo de fase entre los alimentadores, las cuales pueden ocasionar un decremento en las capacidades de los transformadores asociados debido a una impropia división de carga entre ellos. También, durante los periodos diurnos el flujo de potencia en una dirección inversa en algunos alimentadores conectados a fuentes separadas es un asunto adicional.

4.5.1- PRINCIPALES SECUNDARIOS.

El arreglo apropiado de un principal secundario está determinado por:

- 1.-La apropiada división de la carga normal en los transformadores de la red.
- 2.-La apropiada división de la falta de corriente, en los transformadores de la red.
- 3.-La adecuada regulación de voltaje.
- 4.-El correcto aterrizaje de cualquier punto sin interrupción de servicio.

Todos los principales secundarios (subterráneos o aéreos) son trazados a lo largo de las calles, y son trifásicos de cuatro hilos en estrella sólidamente aterrizada. En las redes subterráneas, los principales secundarios usualmente consisten de cables sencillos los cuales pueden estar blindados metálicamente o no. Los cables para el secundario comúnmente, están aislados con hule pero últimamente se a extendido el uso del PE, que se instalan en ductos o bancos de ductos. Los registros hombre en las intersecciones de las calles son construidos con suficiente espacio para proveer la interconexión de cables y limitadores, así como para permitir las reparaciones necesarias.

Por otra parte, los principales secundarios en las redes aéreas, usualmente son circuitos abiertos con conductores a prueba de ambiente. El tamaño del conductor depende del rango de los transformadores. Para un principal secundario tipo malla, el tamaño mínimo de conductor debe permitirle transportar alrededor del 60% de la corriente a plena carga del transformador más largo de la red. Este porcentaje es mucho menor para los principales secundarios subterráneos. El tamaño de cable más utilizado para principales secundarios es el 4/0 o 250kcmil, algunas veces se extiende a 350 o 500kcmil. La selección de los tamaños de los principales también es afectada por consideraciones de falla. En el caso de un corto circuito fase a fase o fase a tierra, la red secundaria está diseñada para autoapagarse, sin utilizar fusibles de seccionamiento u otros dispositivos de protección de sobrecarga. El autoapagado de una falla en cable se refiere a la formación de un contacto entre fases o de una fase a tierra hasta que el bajo voltaje de la red secundaria no puede soportar el arco. Para actuar rápidamente la red secundaria debe soportar una alta corriente de falla. Desde luego, la longitud del cable, debe de tomarse en cuenta para soportar el más alto valor de corriente de corto circuito. Por lo tanto los conductores de 500kcmil, son los más grandes utilizados para principales secundarios de red. También se selecciona el tamaño teniendo en mente el criterio de caída de voltaje del 3%.

4.52.- LIMITADORES.

La mayoría de las veces el método que permite a los conductores de red secundaria autoapagarse, especialmente en el rango de 120/208 V, da buenos resultados sin pérdida de servicio. Bajo algunas circunstancias, particularmente en altos voltajes por ejemplo 480V, este método quizá no elimine la falla debido a una insuficiente corriente de falla y como resultado puede dañar ampliamente a los cables, los registros hombre y pueden ocurrir interrupciones de servicio.

Para resolver ésto se utilizan limitadores. Un limitador es un fusible de alta capacidad con una sección de cobre que es instalado por cada fase y por cada punto de unión del principal secundario. Los limitadores por fusible o por tiempo de corriente son diseñados para permitir que la corriente normal de la carga de la red pase sin derretir el aislamiento del cable por el calor generado sacando de servicio la sección dañada. La falla debe ser aislada por los limitadores rápidamente antes de que se disparen los fusibles. Entonces las características de tiempo de corriente de los limitadores seleccionados deberán estar coordinados con las características de tiempo de corriente de las protecciones de la red y con las características de daños de aislamientos en cables.

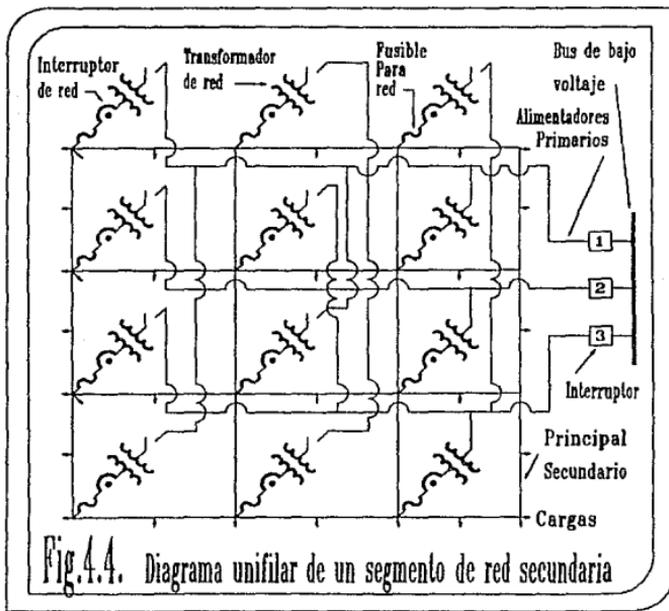
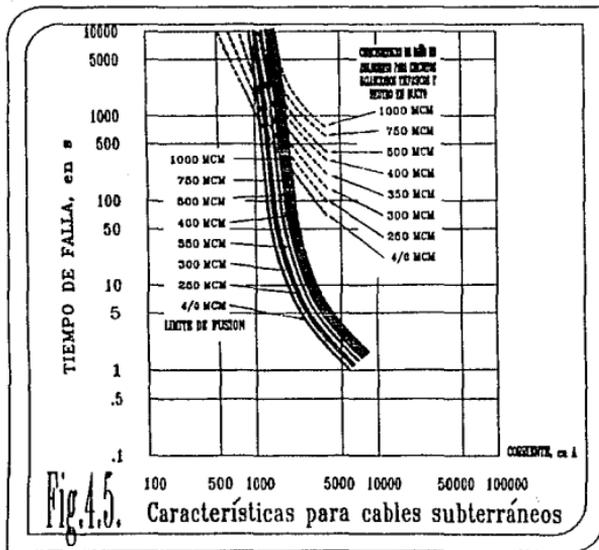


Fig. 4.4. Diagrama unifilar de un segmento de red secundaria

La decisión de usar limitadores se basa en dos consideraciones: 1.-Mínima interrupción de servicio, y 2.-El costo de los limitadores se justifica con el ahorro en reparaciones de cables dañados. La figura 4.5. muestra las características de tiempo de corriente de los limitadores usados en los sistemas de 120/208V y las características de daños en aislamientos de los cables de red subterránea (con aislamiento de papel o hule).

4.5.3.- PROTECTORES DE RED.

Como se muestra en la figura 4.4., el transformador de red esta conectado a la red secundaria a través de un protector de red. Este consiste en un interruptor termomagnético, con un mecanismo de recierre controlado por una red maestra, relevadores de fase, y fusibles de respaldo. Las funciones de un protector de red son:



1.-Disponer de un aislamiento automático de la falla en el transformador de la red o el alimentador primario. Por ejemplo, cuando la falla ocurre en uno de los alimentadores de alto voltaje, esto provoca que el interruptor del circuito alimentador en la subestación se abra.

Al mismo tiempo, un flujo de corriente que va del punto de falla hasta la red secundaria pasa a través de la red de transformadores normalmente suministrados por el alimentador que falla. Esta potencia fluye en sentido inverso disparando los interruptores de las protecciones de red conectadas al alimentador que falla, entonces la falla queda aislada sin ninguna interrupción para cualquiera de los consumidores conectados a la red.

2.-Proporcionar un cierre automático para recierres en condiciones predeterminadas, por ejemplo, cuando el voltaje del alimentador primario y la relación de fase con respecto al voltaje de la red es el correcto. Por ejemplo, el voltaje del transformador puede ser ligeramente superior (digamos 2V) que el voltaje de la red secundaria de modo tal que el flujo de potencia desde el transformador de red fluya hacia el sistema de red secundario y no en sentido inverso. También, el voltaje de el lado de baja puede estar en fase con el voltaje de la red.

3.-Proporcionar la adecuada sensibilidad del relevador de potencia (para potencia en sentido inverso) para corrientes tan pequeñas como la corriente de excitación del transformador. Por ejemplo, esto es importante para la protección contra las fallas línea a línea que ocurren en los alimentadores primarios de tres hilos no aterrizados alimentando transformadores de red en conexiones delta.

4.-Proporcionar protección contra la potencia en sentido inverso en algunos alimentadores conectados a fuentes separadas. Por ejemplo, cuando una red es alimentada por dos diferentes subestaciones, bajo ciertas condiciones la potencia puede fluir desde una subestación a la otra a través de la red secundaria y

los transformadores de red. Entonces las protecciones de la red deben de detectar este flujo de potencia en sentido inverso y abrir. Desde luego, la mejor protección es no utilizar más de una subestación como fuente.

Como se a explicado anteriormente cada red contiene fusibles de respaldo, uno por fase. Esto provee de una última protección si los interruptores fallan. La figura 4.6. ilustra una coordinación ideal de los protectores de la red secundaria. Esta coordinación se alcanza por la apropiada selección de los tiempos de retardo de los dispositivos de protección conectados en serie. La tabla 4.1. indica las acciones que se requieren o la operación de cada equipo de protección bajo diferentes condiciones de falla asociadas con el sistema de red secundaria. Por ejemplo, si la falla se encuentra en el principal secundario sólo los limitadores asociados podrán aislar la falla en caso de una falla interna del transformador los protectores de la red y los interruptores de la subestación se disparan.

Fig. 4.6.

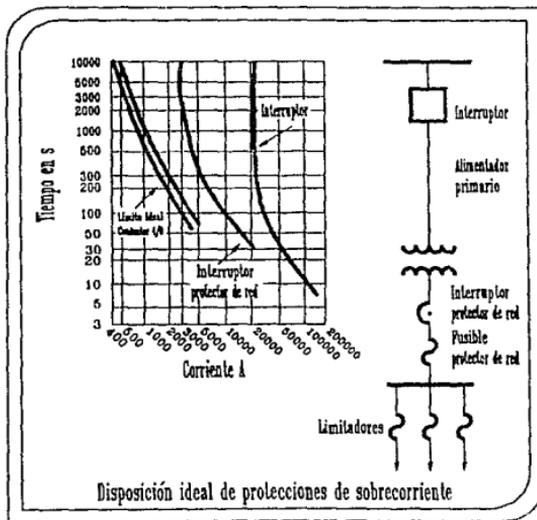
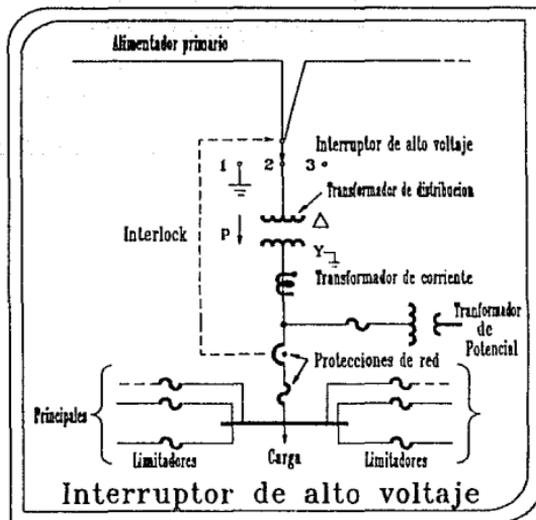


TABLA 4.1. APARATOS DE PROTECCION REQUERIDOS POR FALLA.

LUGAR DE FALLA	LIMITADOR	FUSIBLE NP	INTERRUP. NP	INTERRUP. DE CTO.
PRINCIPAL	SI	NO	NO	NO
BUS DE BAJO VOLTAJE	SI	SI	NO	NO
FALLA INTERNA DEL TRANSFORMADOR	NO	NO	SI	SI
ALIMENTADOR PRIMARIO	NO	NO	SI	SI

NP.- Protector de Red

Fig. 4.7.



4.5.4.- INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE.

Las figuras 4.4. y 4.7. muestran interruptores de tres posiciones eléctricamente conectados en el lado de alto voltaje de los transformadores de la red, y físicamente están montados en un extremo de los transformadores de la red.

Como se muestra en la figura 4.7., la posición 2 es para operación normal, la posición 3 es para desconectar el transformador de la red y la posición 1 es para aterrizar el circuito primario. En cualquier caso el interruptor es operado manualmente y no está diseñado para interrumpir corriente. El primer paso es para abrir el interruptor del circuito del alimentador primario de la subestación antes de abrir el interruptor y retirar del servicio a la unidad de la red. Después de sacar la unidad, el interruptor del circuito alimentador quizá esté cerrado para restablecer el servicio al resto de la red. El interruptor no puede ser operado debido a un sistema eléctrico de candado o interlock, a menos que el transformador de la red esté previamente desenergizado. La posición de aterrizaje garantiza la seguridad de realizar cualquier trabajo manual en el alimentador primario. Para facilitar la desconexión del transformador de un alimentador energizado, algunas veces se tiene un interruptor especial el cual tiene un interlock con el protector asociado a la red como se muestra en la figura 4.7. Entonces el interruptor no puede ser abierto a menos que la carga sea primeramente removida por el protector de la red.

4.5.5.- TRANSFORMADORES DE RED.

En las redes secundarias aéreas, pueden ser montadas en postes o plataformas dependiendo de su tamaño. Para 75 a 150kVA puede ser montada en postes o para 300kVA en plataforma.

En las redes subterráneas secundarias los transformadores son instalados en bodegas. Los protectores de la red están montados a un lado y los interruptores de tres posiciones en el otro. Este

tipo de arreglo es llamado unidad de red. Un transformador de red típico es trifásico con un rango bajo de voltaje de 216Y/125V y tan grande como 1000kVA. La tabla 4.2. muestra los rangos estandar para los transformadores trifásicos que son utilizados en las redes secundarias. Las redes de transformadores se construyen actualmente como unidades trifásicas. En general los transformadores de red son sumergidos en aceite.

4.5.6.- APLICACION DEL FACTOR DE TRANSFORMACION.

Se define como:

$$\text{FACTOR DE APLICACION} = \frac{\sum S_T}{\sum S_L} \quad 4.1.$$

Donde:

$\sum S_T$ = Capacidad total de los transformadores de la red.

$\sum S_L$ = Carga total de la red secundaria.

El factor de aplicación se basa en una sola contingencia, por ejemplo, la pérdida de uno de los alimentadores primarios. El factor de aplicación está en función de:

- 1.-El número de alimentadores primarios utilizados.
- 2.-La razón de Z_M/Z_T , donde Z_M es la impedancia de cada sección del principal secundario y Z_T es la impedancia de la red secundaria del transformador.
- 3.-La extensión de la discontinuidad en la distribución de la carga a través de los transformadores de la red, bajo una sola contingencia.

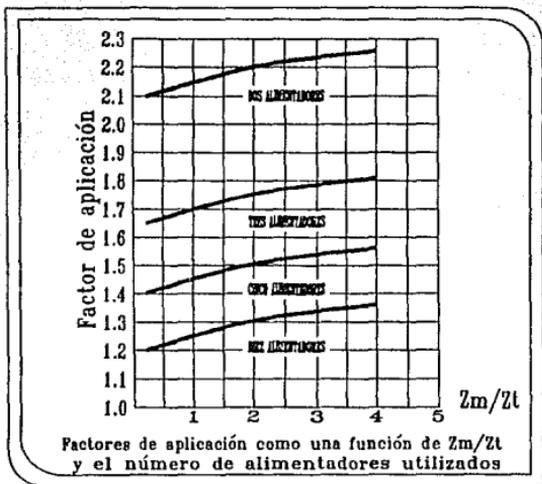


Fig. 4.8.

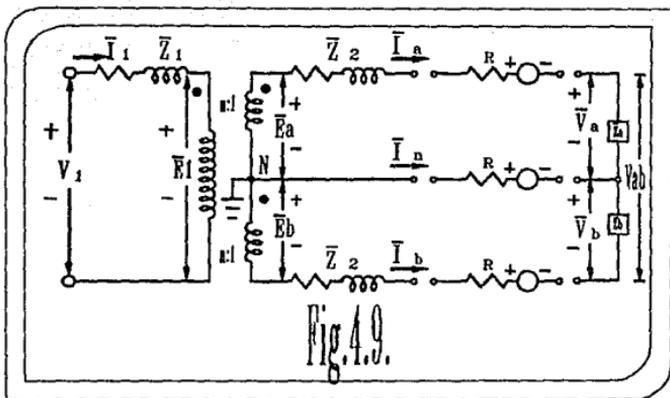
La figura 4.8. muestra las curvas del factor de aplicación contra la razón de Z_m/Z_t , para diferente número de alimentadores dada una razón Z_m/Z_t , la capacidad requerida de los transformadores de la red para alimentar una carga dada se puede encontrar usando la figura 4.8.

4.6.- RED COMUN.

Una red común es un tipo especial de red el cual puede tener dos o más unidades de la red alimentando a un bus común al cual están conectados los servicios. La capacidad de utilización del transformador es mejor en las redes comunes que en las redes distribuidas debido a que una división de carga equilibrada a través de los transformadores desde el punto de vista de una contingencia. La impedancia del principal secundario entre transformadores es cero, en las redes comunes. Estas redes se prefieren en edificios comerciales grandes. En cargas de iluminación con redes comunes el voltaje utilizado es de 208Y/120V y el voltaje nominal más utilizado es 480Y/277V.

TABLA 4.2 RANGOS ESTANDAR PARA TRANSFORMADORES DE RED SECUNDARIA TRIFASICA.

SISTEMA PREFERIDO VOLTAJE NOMINAL	TRANSFORMADOR DE ALTO VOLTAJE				kVA's PROM PARA EL RANGO DE 216Y/125V
	R A N G O	BIL (kV)	T A P S		
			ARRIBA	ABAJO	
2400/4180Y	4160*	60	NINGUNO	NINGUNO	300, 500 750
	4160Y/2400**		NINGUNO	NINGUNO	
	4330		NINGUNO	NINGUNO	
	4330Y/2500*		NINGUNO	NINGUNO	
4800	5000	60	NINGUNO	4875/4750/ 4625/4500	300, 500 750
7200	7200*	75	NINGUNO	7020/6840/ 6650/6480	300, 500 750
	7500		NINGUNO	7313/7126/ 6938/6752	
7200	11500	95	NINGUNO	11213/10928/ 10639/10352	300, 500, 750, 1000
12000	12000*	95	NINGUNO	11700/11400/ 11100/10500	300, 500, 750, 1000
	12500		NINGUNO	12180/11875/ 11565/11250	
7200/12470Y	13000Y/7500*	95	NINGUNO	12875/12350/ 12025/11700	300, 500, 750, 1000
13200 7620/13200 Y	13200*	95	NINGUNO	12870/12540/ 12210/11880	300, 500 750, 1000
	13200Y/7620**		NINGUNO	12870/12540/ 12210/11880	
	13750		NINGUNO	13406/13063/ 12719/12375	
	13750Y/7840*		NINGUNO	13406/13063/ 12719/12375	
14440	14400*	95	NINGUNO	14040/13680/ 13320/12960	300, 500, 750, 1000
23000	22900*	150	24100/ 23500	22300/ 21700	500, 750 1000
	24000		25200/ 24800	23400/ 22800	



4.7.- CARGAS NO BALANCEADAS Y VOLTAJES.

Un circuito monofásico de tres hilos se considera desbalanceado si la corriente en el neutro es diferente de cero.

Esto ocurre cuando las cargas conectadas, por ejemplo, entre línea y neutro no son iguales. El resultado es una corriente asimétrica, voltaje asimétrico, y una corriente diferente de cero en el neutro. En este caso se efectúan cálculos usando el método de componentes simétricos.

Ejemplo 4.1.

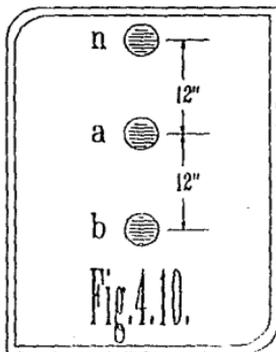
Este ejemplo y los dos siguientes son acerca de cargas monofásicas no balanceadas tal y como se muestra en la figura 4.9. Aquí, el método de impedancia mutua y el método de enlace de flujo son aplicables como métodos alternativos para computar las caídas de voltaje en la línea secundaria. Este ejemplo trata con el computo de enlaces complejos debidos a las corrientes de línea en los conductores a, b, y n.

Se asume que el transformador de distribución utilizado para esta distribución monofásica en tres hilos está en el rango de 7200/120-240V., 25kVA, 60Hz, y que los radios r_1 y r_2 son 60 y 30. La figura sugiere que las dos mitades del circuito están cargadas independientemente con cargas desiguales. El espaciamiento vertical entre los cables se observa en la figura 4.10, y se asume los cables son de calibre #4/0 trenzado de aluminio y que la línea es de 400 pies de longitud. Se utiliza una temperatura de 50°C para las impedancias de línea.

Además, se asume que las impedancias de carga son independientes del voltaje (\bar{Z}_a, \bar{Z}_b); el voltaje del lado primario es 7272 $\angle 0^\circ$ V y se mantiene constante; y las capacitancias de línea son despreciables así como también las corrientes de excitación del transformador.

Con lo anterior, desarrollar las ecuaciones expresadas en fasores de los enlaces de flujo, en términos de las corrientes; en otras palabras, encontrar el coeficiente de la matriz siguiente:

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{coeficiente} \\ \text{de la} \\ \text{matriz} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \end{bmatrix} \quad 4.2.$$



Solución.

Las expresiones en favor de los enlaces de flujo $\bar{\lambda}_a, \bar{\lambda}_b$, y $\bar{\lambda}_n$ debido a las corrientes de línea en los conductores a, b, y n son las siguientes:

$$\bar{\lambda}_a = 2 * 10^{-7} \left[\bar{I}_a * \ln \frac{1}{D_{aa}} + \bar{I}_b * \ln \frac{1}{D_{ab}} + \bar{I}_n * \ln \frac{1}{D_{an}} \right] \frac{Wb T}{m} \quad 4.3.$$

$$\bar{\lambda}_b = 2 * 10^{-7} \left[\bar{I}_a * \ln \frac{1}{D_{ab}} + \bar{I}_b * \ln \frac{1}{D_{aa}} + \bar{I}_n * \ln \frac{1}{D_{bn}} \right] \frac{Wb T}{m} \quad 4.4.$$

$$\bar{\lambda}_n = 2 * 10^{-7} \left[\bar{I}_a * \ln \frac{1}{D_{na}} + \bar{I}_b * \ln \frac{1}{D_{nb}} + \bar{I}_n * \ln \frac{1}{D_{nn}} \right] \frac{Wb T}{m} \quad 4.5.$$

Donde:

$$\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_n = 0 \quad 4.6.$$

La corriente en el conductor neutro se puede escribir como:

$$\bar{I}_n = - \bar{I}_a - \bar{I}_b \quad 4.7.$$

Sustituyendo la ec. 4.7. en las ecuaciones 4.3. a la 4.5., tenemos:

$$\bar{\lambda}_a = 2 * 10^{-7} \left[\bar{I}_a * \ln \frac{D_{an}}{D_{aa}} + \bar{I}_b * \ln \frac{D_{an}}{D_{ab}} \right] \frac{Wb T}{m} \quad 4.8.$$

$$\bar{\lambda}_b = 2 * 10^{-7} \left[\bar{I}_a * 1n \frac{D_{bn}}{D_{ab}} + \bar{I}_b * 1n \frac{D_{bb}}{D_{bb}} \right] \frac{Wb T}{m}$$

4.9.

$$\bar{\lambda}_n = 2 * 10^{-7} \left[\bar{I}_a * 1n \frac{D_{nn}}{D_{na}} + \bar{I}_b * 1n \frac{D_{nb}}{D_{nb}} \right] \frac{Wb T}{m}$$

4.10.

Entonces, de las ecuaciones 4.8. a 4.10.:

$$\begin{bmatrix} \bar{\lambda}_a \\ \bar{\lambda}_b \\ \bar{\lambda}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2*10^{-7} * 1n \frac{D_{an}}{D_{aa}} & 2*10^{-7} * 1n \frac{D_{an}}{D_{ab}} \\ 2*10^{-7} * 1n \frac{D_{bn}}{D_{ab}} & 2*10^{-7} * 1n \frac{D_{bn}}{D_{bb}} \\ 2*10^{-7} * 1n \frac{D_{nn}}{D_{na}} & 2*10^{-7} * 1n \frac{D_{nn}}{D_{nb}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \end{bmatrix} \frac{Wb T}{m}$$

4.11.

De la ecuación anterior, el coeficiente numérico de la matriz será:

$$\begin{aligned}
 \left[\begin{array}{c} \text{coeficiente} \\ \text{de la} \\ \text{matriz} \end{array} \right] &= \begin{bmatrix} 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{0.01577} & 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{1} \\ 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{2}{1} & 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{2}{0.01577} \\ 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{0.01577}{1} & 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{0.01577}{2} \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} 8.2992 \cdot 10^{-7} & 0 \\ 1.3862 \cdot 10^{-7} & 9.6855 \cdot 10^{-7} \\ -8.2992 \cdot 10^{-7} & -9.6855 \cdot 10^{-7} \end{bmatrix} \frac{\text{Wb T}}{\text{m}}
 \end{aligned}$$

Ejemplo 4.2.

En el ejemplo anterior, \vec{I}_a , \vec{I}_b y \vec{V}_1 están especificados pero no las impedancias de carga \vec{Z}_a y \vec{Z}_b .

Desarrollar las ecuaciones simbólicas que den solución para los voltajes \vec{V}_a , \vec{V}_b y \vec{V}_{ab} en términos del voltaje \vec{V}_1 , las impedancias y los enlaces de flujo.

Solución.

La razón de transformación del transformador de distribución es:

$$\begin{aligned}
 n &= \frac{E_1}{E_a} = \frac{E_1}{E_b} \\
 &= \frac{7200 \text{ V}}{120 \text{ V}} \\
 &= 60
 \end{aligned}$$

La corriente en el primario puede escribirse como:

$$\bar{I}_a = \frac{\bar{I}_a - \bar{I}_b}{n} \quad 4.12.$$

Y:

$$\bar{E}_1 = \bar{V}_1 - \bar{I}_1 \bar{Z}_1 \quad 4.13.$$

Sustituyendo la ecuación 4.12. en la 4.13.:

$$\bar{E}_1 = \bar{V}_1 - \bar{Z}_1 * \frac{\bar{I}_a - \bar{I}_b}{n} \quad 4.14.$$

También :

$$\bar{E}_a = \bar{E}_b = \frac{\bar{E}_1}{N} \quad 4.15.$$

Sustituyendo la ecuación 4.14. en la 4.15.:

$$\bar{E}_a = \bar{E}_b = \frac{\bar{V}_1}{n} - \frac{\bar{Z}_1}{n^2} \left[\bar{I}_a - \bar{I}_b \right] \quad 4.16.$$

La ecuación de malla para el lado secundario de la red equivalente de la figura 4.9. sería:

$$-\bar{E}_a + \bar{Z}_2 \bar{I}_a + R \bar{I}_a + j \omega \bar{\lambda}_a + \bar{V}_a - j \omega \bar{\lambda}_n + R (\bar{I}_a + \bar{I}_b) = 0 \quad 4.17.$$

Sustituyendo la ecuación 4.16. en la ecuación 4.17.:

$$-\frac{\bar{V}_1}{n} + \frac{\bar{Z}_1}{n^2} \left[\bar{I}_a - \bar{I}_b \right] + \bar{Z}_2 \bar{I}_a + R \bar{I}_a + j \omega \bar{\lambda}_a + \bar{V}_a - j \omega \bar{\lambda}_n + R (\bar{I}_a + \bar{I}_b) = 0$$

O:

$$\bar{V}_a = \frac{\bar{V}_1}{n} + \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} - R \right] \bar{I}_b - \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} + \bar{Z}_2 + 2R \right] \bar{I}_a - j \omega (\bar{\lambda}_a - \bar{\lambda}_n) \quad 4.18.$$

Una segunda ecuación se puede escribir como:

$$\bar{E}_b + \bar{Z}_2 \bar{I}_b + R \bar{I}_b + j\omega \bar{\lambda}_b - \bar{V}_b + R(\bar{I}_a + \bar{I}_b) - j\omega \bar{\lambda}_n = 0 \quad 4.18.$$

Sustituyendo la ecuación 4.16, en la 4.18.:

$$\bar{V}_b = \frac{\bar{V}_1}{n} - \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} - R \right] \bar{I}_a + \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} + \bar{Z}_2 + 2R \right] \bar{I}_b + j\omega C (\bar{\lambda}_b - \bar{\lambda}_n) \quad 4.20.$$

De la figura 4.9.:

$$\bar{V}_{ab} = \bar{V}_a + \bar{V}_b \quad 4.21.$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.16. y 4.20. en la 4.21.:

$$\bar{V}_{ab} = \frac{2\bar{V}_1}{n} - \left[\frac{2\bar{Z}_1}{n^2} + R + \bar{Z}_2 \right] \bar{I}_a + \left[\frac{2\bar{Z}_1}{n^2} + R + \bar{Z}_2 \right] \bar{I}_b + j\omega C (\bar{\lambda}_b - \bar{\lambda}_n) \quad 4.22.$$

Ejemplo 4.3.

Asumiendo que en el ejemplo 4.2. los voltajes dados son:

$$\bar{V}_1 = 7272 \angle 0^\circ \text{ V}$$

$$\bar{E}_a = 120 \angle 0^\circ \text{ V}$$

$$\bar{E}_b = 120 \angle 0^\circ \text{ V}$$

Y las impedancias de carga son:

$$\bar{Z}_a = 0.80 + j 0.60 \Omega$$

$$\bar{Z}_b = 0.80 + j 0.60 \Omega$$

Determinar lo siguiente:

- 1.- Las corrientes del secundario \bar{I}_a e \bar{I}_b .
- 2.- La corriente a neutro del secundario \bar{I}_n .
- 3.- Los voltajes del secundario \bar{V}_a y \bar{V}_b .
- 4.- El voltaje del secundario \bar{V}_{ab} .

Solución.

De la ecuación 4.18.:

$$\bar{V}_a = \frac{\bar{V}_1}{n} + \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} - R \right] \bar{I}_b - \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} + \bar{Z}_2 + 2R \right] \bar{I}_a - j\omega C (\bar{\lambda}_a - \bar{\lambda}_n) \quad 4.18.$$

$$= \bar{I}_a \bar{Z}_a$$

0:

$$\frac{\bar{V}_1}{n} = - \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} - R \right] \bar{I}_b + \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} + \bar{Z}_2 + 2R + \bar{Z}_a \right] \bar{I}_a + j\omega C (\bar{\lambda}_a - \bar{\lambda}_n) \quad 4.23.$$

Similarmente, de la ecuación 4.20.:

$$\bar{V}_b = \frac{\bar{V}_1}{n} - \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} - R \right] \bar{I}_a + \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} + \bar{Z}_2 + 2R \right] \bar{I}_b + j\omega C (\bar{\lambda}_b - \bar{\lambda}_n) \quad 4.20.$$

$$= - \bar{I}_b \bar{Z}_b$$

0:

$$\frac{\bar{V}_1}{n} = \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} - R \right] \bar{I}_a - \left[\frac{\bar{Z}_1}{n^2} + \bar{Z}_2 + 2R + \bar{Z}_b \right] \bar{I}_b - j\omega C (\bar{\lambda}_b - \bar{\lambda}_n) \quad 4.24.$$

Sustituyendo los valores dados en la ecuación 4.23.:

$$\begin{aligned} \frac{7272}{60} = & \bar{I}_a \left[\frac{14.5152}{60^2} + j \frac{19.90856}{60^2} + 0.008064 + j0.027648 + 0.8 + \right. \\ & \left. + j0.6 + \frac{2(400)(0.486)}{5280} \right] + \bar{I}_b \left[\frac{(400)(0.486)}{5280} - \frac{14.5152}{60^2} - \right. \\ & \left. - j \frac{19.90856}{60^2} \right] + j377(0.3048)(400) * 10^{-7} (8.299 \bar{I}_a + \\ & + 8.299 \bar{I}_a + 0.686 \bar{I}_b) \end{aligned}$$

0:

$$121.2 = \bar{I}_a (0.8657 + j0.6848) + \bar{I}_b (0.03279 + j0.03899)$$

4.25.

Ahora, sustituyendo los valores para la ecuación 4.24.:

$$\begin{aligned} \frac{7272}{60} = & \bar{I}_a \left[\frac{14.5152}{60^2} + j \frac{19.90856}{60^2} - \frac{(440)(0.486)}{60^2} \right] + \\ & + \bar{I}_b \left[- 0.8 + j0.6 - \frac{14.5152}{60^2} - j \frac{19.90856}{60^2} - \right. \\ & \left. - 0.008064 - j0.0027648 - \frac{2(400)(0.486)}{5280} \right] - \\ & - j377(0.3048)(400) * 10^{-7} (1.386 \bar{I}_a + 0.686 \bar{I}_b + \\ & + 8.299 \bar{I}_a + 0.686 \bar{I}_b) \end{aligned}$$

O:

$$121.2 = \bar{I}_a (-0.03279 - j0.03899) + \bar{I}_b (-0.88574 + j0.50267) \quad 4.26.$$

Entonces, de las ecuaciones 4.25. y 4.26.:

$$\begin{bmatrix} 121.2 \\ 121.2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.8857 + j0.6848 & 0.03279 + j0.03899 \\ -0.03279 + j0.03899 & -0.88574 + j0.50267 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \end{bmatrix} \quad 4.27.$$

Resolviendo la ecuación 4.27.:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 89.8347 - j62.393 \\ -107.387 - j62.5885 \end{bmatrix} \text{ A} \quad 4.28.$$

1.- De la ecuación 4.26. las corrientes del secundario son:

$$\begin{aligned} \bar{I}_a &= 89.8347 - j62.393 \\ &= 109.376 \angle 34.78^\circ \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{I}_b &= -107.387 - j62.5885 \\ &= 124.295 \angle 210.24^\circ \text{ A} \end{aligned}$$

2.- La corriente a neutro del secundario \bar{I}_n es:

$$\begin{aligned} \bar{I}_n &= -\bar{I}_a - \bar{I}_b \\ &= 17.5523 + j124.9815 \text{ A} \end{aligned}$$

3.- Los voltajes del secundario \bar{V}_a y \bar{V}_b son:

$$\begin{aligned} \bar{V}_a &= \bar{I}_a + \bar{Z}_a \\ &= \left[109.376 \angle -34.78^\circ \right] \left[1 \angle 36.87^\circ \right] \\ &= 109.376 \angle 2.09^\circ \text{ V} \end{aligned}$$

Y:

$$\begin{aligned}\bar{V}_b &= -\bar{I}_b + \bar{Z}_b \\ &= - \left[\frac{124.295}{\angle 210.24^\circ} \right] \left[\frac{1}{\angle -38.87^\circ} \right] \\ &= 124.295 \angle -8.63^\circ \text{ V}\end{aligned}$$

4.- El voltaje del secundario V_{ab} es:

$$\begin{aligned}\bar{V}_{ab} &= \bar{V}_a + \bar{V}_b \\ &= 109.376 \angle 2.09^\circ + 124.295 \angle -8.63^\circ \\ &= 232.007 \angle -2.55^\circ\end{aligned}$$

Ejemplo 4.4.

La figura 4.11. muestra una red secundaria donde las cargas trifásicas están dadas en kilowatts y en kilovar, con un factor de potencia en atraso de 0.85. El voltaje nominal es de 208V. Todos los transformadores de distribución son de 500kVA trifásicos, con 4160V en delta en el lado de alta y 125/216V en estrella aterrizada en el lado de baja. Todos ellos tienen una impedancia de fuga Z_T de $0.0086 + j 0.0492$ p.u. basados en los rangos del transformador.

Todos los principales subterráneos tienen conductores de cobre 3-#4/0 por fase y 3-#3/0 en el neutro. En secuencia positiva, la impedancia Z_M de 500 pies del principal es $0.181 + j0.115$ p.u. con una base de 1000kVA.

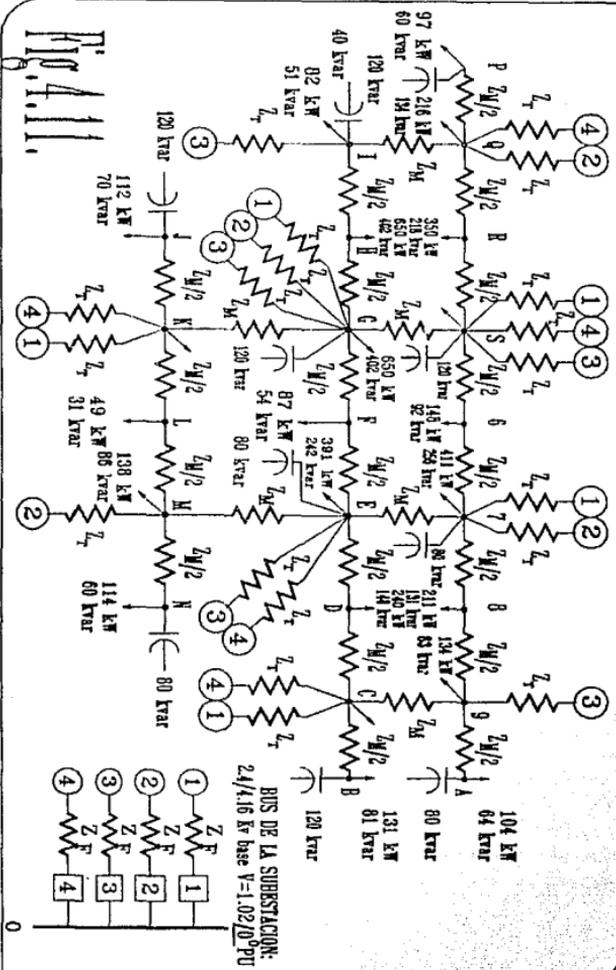


Fig. 4.11

Todos los circuitos de los alimentadores primarios son de 1.25 millas de longitud. Se utilizan tres conductores monofásicos de 500kcmil a 5kV con blindaje de PE a 90°, para el cableado subterráneo. Las impedancias dentro de pequeñas áreas de la red son despreciables. La impedancia en secuencia positiva Z_F de los cables del alimentador es $0.01 + j0.017$ p.u. sobre una base de 1000kVA para una longitud de 1.25 millas. La ampacidad aproximada es de 473Amps. para un circuito por ducto y 402Amps. para cuatro circuitos con la misma carga por ducto.

Las bases usadas son:

- 1.- Base de potencia de 1000 kVA trifásica.
- 2.- Para los secundarios, 125/216V, 2866.7A. y 0.04687Ω .
- 3.- Para los primarios, 2400/4180V., 138.9A., y 17.28Ω .

Los tamaños de capacitor utilizados para redes standard de 125/216V. son de 40, 60 y 120kvar. Para este ejercicio los capacitores no realizan conmutaciones. Comúnmente es deseado que los circuitos de distribución no afecten el factor de potencia de operación durante los periodos en que no ocurren los picos de carga. Entonces los vars de magnetización generados por los capacitores debido a la falta de conmutación de los capacitores, no deberá exceder el total de vars magnetizados en los periodos en que no ocurran los picos. En este ejemplo la carga total reactiva es de 3150kvar a carga pico, y se asume que la carga en los periodos en que no ocurran los picos es 1/3 de la carga pico, o 1050kvar. Entonces un capacitor de un tamaño de 960kvar se usaría. Si ha sido arbitrariamente a lo largo de la red en tamaños standard, pero con los bancos de capacitores más grandes generalmente se colocarán en los buses de mayor carga y al final de los extremos más cargados de la red.

Usando los datos dados, cuatro soluciones a cargas de flujo se obtienen de las siguientes condiciones de operación en el ejemplo de la red secundaria:

Caso 1. Switcheo normal. Carga normal y todos los capacitores están desconectados.

Caso 2. Switcheo normal. Carga normal y todos los capacitores están conectados.

Caso 3. Primera contingencia, fuera de servicio. El alimentador primario número 1 está fuera de servicio.

La carga es normal y todos los capacitores están conectados.

Caso 4. Segunda contingencia, fuera de servicio. Los alimentadores primarios 1 y 4 están fuera de servicio.

La carga es normal y todos los capacitores están conectados.

Observese que ésta contingencia es muy severa, causando la sobrecarga del bus 5 perdiéndose la pérdida de dos tercios de su capacidad de transformación.

La siguiente tabla ha sido desarrollada para el estudio del voltaje en los cuatro casos basada en el flujo de carga. Los valores dados en la tabla están dados p.u. por bus. Los buses seleccionados para este estudio son los localizados en los extremos y también los que son perturbados por la contingencia del caso 4.

Tabla 4.4. Valores de voltaje de bus p.u.

BUSES	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
A	0.951	0.967	0.954	0.915
B	0.958	0.975	0.955	0.860
C	0.976	0.986	0.966	0.873
J	0.959	0.976	0.954	0.864
K	0.974	0.984	0.962	0.875
N	0.958	0.973	0.963	0.924
P	0.960	0.977	0.966	0.926
R	0.945	0.954	0.938	0.890
S	0.964	0.972	0.951	0.898

Utilizando los datos de la tabla se determina lo siguiente:

1.- Si el voltaje mínimo favorable y el voltaje mínimo tolerable son 114V. y 111V., respectivamente. Cuales son los voltajes p.u., basados en 125V, que corresponde al voltaje mínimo favorable y al voltaje mínimo tolerable para sistemas de 120/208Y.

2.-Liste los buses dados en la tabla 4.4., para la primera contingencia que tenga: a) Voltaje menor que el favorable, b) Voltaje menor que el tolerable.

3.-Liste los buses dados en la tabla 4.4., para la segunda contingencia que tenga: a) Voltaje menor que el favorable, b) Voltaje menor que el tolerable.

4.-Determine Z_M/Z_T , $1/2(Z_M/Z_T)$, y usando la figura 4.8., encontrar el valor del factor de aplicación y hacer una valoración aproximada sobre la suficiencia del diseño de este arreglo.

Solución.

1.-El voltaje mínimo favorable en p.u. es:

$$\frac{114 \text{ V}}{125 \text{ V}} = 0.912 \text{ p.u.}$$

Y el voltaje mínimo tolerable en p.u. es:

$$\frac{111 \text{ V}}{125 \text{ V}} = 0.888 \text{ p.u.}$$

2.-No hay buses para la primera contingencia que tengan: a) El voltaje mínimo favorable y b) El voltaje mínimo tolerable.

3.-Para la segunda contingencia los buses de la tabla 4.4. son:

a) Para el voltaje mínimo favorable. B,C,R,J,K, y S. y para b) Para el voltaje mínimo tolerable. B,C,J,K.

4.-Si la impedancia del transformador es de $0.0086 + j0.0492$ p.u., basada en 500kVA. Entonces tenemos:

$$Z_T = 0.0172 + j0.0984 \text{ p.u.}$$

La cual está basada en 1000kVA, y los radios son:

$$\frac{Z_M}{Z_T} = \frac{0.181 + j0.115}{0.0172 + j0.0984}$$

$$= 2.147$$

O:

$$\frac{1}{2} \left(\frac{Z_M}{Z_T} \right) = 1.0735$$

Entonces de la figura 4.6. el factor de aplicación del transformador para cuatro alimentadores se determina como 1.6. Para verificar éste valor para el diseño dado, el actual factor de aplicación se puede recalcular como:

FACTOR DE APLICACION ACTUAL =

$$= \frac{\text{RED TOTAL INSTALADA} - \text{CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR}}{\text{CARGA TOTAL}}$$

$$= \frac{10 \text{ TRANSFORMADORES} \times 500 \text{ kVA} / \text{TRANSFORMADOR}}{5006 + j3158}$$

$$= 1.5846$$

Entonces el diseño para esta red es suficiente.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Es indiscutible que la necesidad de formarnos una representación precisa del comportamiento de los Sistemas de Distribución Eléctrica nos conduce a plantear los conceptos básicos que lo componen.

A partir de experiencias de campo, diferentes autores han estructurado las relaciones básicas entre las teorías que se manejan en la ingeniería eléctrica con los conceptos de comercialización, consumo de energía, mantenimiento y operación. Es así, como las diferentes técnicas siguen siendo desarrolladas incluyendo la aplicación de computadoras y tecnologías avanzadas para el control automático de sistemas.

Es posible afirmar que existe una fuerte tendencia a la optimización de recursos energéticos y que en los últimos años estos esfuerzos se han dirigido hacia 1.- Los Sistemas de Distribución y 2.- Al ahorro de energía que los consumidores finales puedan realizar. Para lograrlo, los Sistemas de Distribución deben contemplar los requerimientos de carga y los efectos que su variación produce en los sistemas.

Durante el desarrollo del presente trabajo de tesis, se ha hecho énfasis en la interpretación de los diferentes conceptos básicos que se toman en cuenta para el análisis previo a la planeación, pero se observa que la planeación no se circunscribe sólo al diseño, sino que partiendo de la planeación es posible realizar una valoración más profunda de los sistemas ya instalados para el mejoramiento de su balance de cargas y para la supervisión del consumo de energía.

Por ejemplo, al realizar una revisión de los diferentes tipos de buses con respecto al diseño de líneas de subtransmisión, se observa que una buena selección debe considerar no sólo las ventajas y desventajas eléctricas y operativas, sino también depende de la seguridad, la rentabilidad y la economía. Esta

filosofía debe ser, además, extensiva a casi todos los problemas relativos a la toma de decisión.

Dado que las subestaciones de distribución y los alimentadores primarios de un sistema están diseñados para obtener un porcentaje de caída de voltaje específico o para una carga en particular, es importante mencionar que las relaciones de porcentaje de caída de voltaje con la densidad, el área servida, el número de alimentadores y los kva's servidos por un alimentador, en la práctica son relaciones muy dinámicas, debido a las variaciones en la demanda, pero son aplicables para la determinación de las áreas de servicio en incremento y para el estudio del incremento de la densidad de carga.

Un Sistema de Distribución sólo puede ser funcional si considera todas las necesidades de los usuarios. El usuario es el factor determinante de las características y de la selección del tipo y de la capacidad del sistema.

Cada sistema diseñado tiene sus propios criterios de eficiencia, por lo que se requiere estudiar al sistema ya instalado para determinar si se requieren o no modificaciones, como resultado de cambios de orden económico y proyección de crecimiento de cargas futuras.

Con respecto a los Sistemas Secundarios, se observa que sólo un pequeño porcentaje de las interrupciones en el servicio a los usuarios se deben a éste, ya que sus limitadores pueden aislar una falla sin afectar todo el sistema, además de que el suministro puede sostenerse debido al uso de diseños de distribución radial.

Para efectos de demostración de las posibilidades del uso de computadoras, como herramientas de análisis, se realizaron dos programas. El primero, calcula la Curva de Demanda Diaria a partir de muestras con intervalos variables. El segundo, presenta en una sola curva dos aspectos: A partir de datos de carga en kW en intervalos de tiempo variables, ajusta la curva por interpolación a intervalos constantes por el método de Lagrange. Se determinan

los diferentes incrementos de carga en cada intervalo y se promedian para obtener una Tasa de Crecimiento promedio del sistema. La segunda parte de la curva desarrolla el pronóstico de crecimiento para la futura demanda en intervalos constantes, con el mismo valor de tiempo, a partir de la Ecuación de Crecimiento.

Las alternativas de desarrollo futuro para los Sistemas de Distribución Eléctrica se orientan actualmente a la aplicación de la electrónica. En el ámbito de los controles supervisorios se espera que el uso de los programas de computación para el análisis de los sistemas en tiempo real, tales como los sistemas SCADA, se incorporen también, en forma definitiva, en las etapas de planeación.

APENDICES

TABLA A-1. Características de conductores de cobre.

TAMAÑO DEL CONDUCTOR	NUM. DE HILOS	DIAM. x HILO (IN.)	DIAM. EXTE- RIOR (IN.)	ESFUER- ZO DE RUPTURA (LBS)	PESO x MILLA (LBS)	AMPA- CIDAD (A)	ra A 60 HZ (OHMS/MILLA)		xa	xa'	
							25°C	50°C			
							75°F	122°F			
1,000,000		37	0.1644	1.1510	43,830	16,300	1300	0.0634	0.0685	0.4000	0.0901
900,000		37	0.1560	1.0920	39,510	14,670	1220	0.0695	0.0752	0.4060	0.0916
800,000		37	0.1470	1.0290	35,120	13,040	1130	0.0772	0.0837	0.4130	0.0934
750,000		37	0.1424	0.9970	33,400	12,230	1090	0.0818	0.0888	0.4170	0.0943
700,000		37	0.1375	0.9630	31,170	11,410	1040	0.0871	0.0947	0.4220	0.0954
600,000		37	0.1273	0.8910	27,020	9,781	940	0.1066	0.1095	0.4320	0.0977
500,000		37	0.1162	0.8140	22,510	8,151	840	0.1196	0.1303	0.4430	0.1004
500,000		19	0.1622	0.8110	21,590	8,151	840	0.1196	0.1303	0.4450	0.1005
450,000		19	0.1539	0.7700	19,750	7,336	780	0.1323	0.1443	0.4510	0.1020
400,000		19	0.1451	0.7260	17,560	6,521	730	0.1484	0.1619	0.4580	0.1038
350,000		19	0.1357	0.6790	15,590	5,706	670	0.1690	0.1845	0.4660	0.1058
350,000		12	0.1708	0.7100	15,140	5,706	670	0.1690	0.1845	0.4660	0.1054
300,000		19	0.1257	0.6290	13,510	4,891	610	0.1966	0.2150	0.4760	0.1080
300,000		12	0.1581	0.6570	13,170	4,891	610	0.1966	0.2150	0.4700	0.1068
250,000		19	0.1147	0.5740	11,350	4,076	540	0.2350	0.2570	0.4870	0.1108
250,000		12	0.1443	0.6000	11,130	4,076	540	0.2350	0.2570	0.4810	0.1094
211,600	4/0	19	0.1055	0.5280	9,671	3,450	480	0.2780	0.3030	0.4970	0.1132
211,600	4/0	12	0.1328	0.5520	9,483	3,450	490	0.2700	0.3030	0.4910	0.1119
211,600	4/0	7	0.1739	0.5220	9,154	3,450	480	0.2700	0.3030	0.5030	0.1136
167,800	3/0	12	0.1183	0.4920	7,556	2,736	420	0.3500	0.3820	0.5050	0.1153
167,800	3/0	7	0.1548	0.4640	7,366	2,736	420	0.3500	0.3820	0.5180	0.1171
133,100	2/0	7	0.1379	0.4140	5,926	2,170	360	0.4400	0.4810	0.5320	0.1205
105,500	1/0	7	0.1228	0.3680	4,752	1,720	310	0.5550	0.6070	0.5460	0.1240
83,690	1	7	0.1093	0.3200	3,804	1,364	270	0.6990	0.7650	0.5600	0.1274
83,690	1	3	0.1670	0.3600	3,620	1,351	270	0.6920	0.7570	0.5570	0.1245
66,370	2	7	0.0974	0.2920	3,045	1,082	230	0.8820	0.9640	0.5740	0.1308
66,370	2	3	0.1487	0.3200	2,913	1,071	240	0.8730	0.9550	0.5710	0.1281
66,370	2	1		0.2500	3,003	1,061	220	0.8640	0.9450	0.5810	0.1345
52,630	3	7	0.0867	0.2500	2,433	858	200	1.1120	1.2160	0.5880	0.1343
52,630	3	3	0.1325	0.2850	2,359	850	200	1.1010	1.2040	0.5850	0.1315
52,630	3	1		0.2290	2,439	841	190	1.0900	1.1920	0.5950	0.1380
41,740	4	3	0.1180	0.2540	1,879	674	180	1.3880	1.5100	0.5990	0.1349
41,740	4	1		0.2040	1,970	667	170	1.3740	1.5030	0.6090	0.1415
33,100	5	3	0.1050	0.2260	1,505	534	150	1.7500	1.9140	0.6130	0.1384
33,100	5	1		0.1819	1,591	429	140	1.7330	1.8950	0.6230	0.1449
26,250	6	3	0.0935	0.2010	1,205	424	130	2.2100	2.4100	0.6280	0.1419
26,250	6	1		0.1620	1,280	420	120	2.1800	2.3900	0.6370	0.1483
20,820	7	1		0.1443	1,030	333	110	2.7500	3.0100	0.6510	0.1517
16,510	8	1		0.1285	826	264	90	3.4700	3.8000	0.6650	0.1552

xa ==> Reactancia Inductiva en ohms/milla a 1' de espaciamento, a 60 hertz.

xa' ==> Reactancia Capacitiva en megohms/milla a 1' de espaciamento, a 60 hertz.

TABLA A-2. Características de conductores de aluminio, refuerzo de acero.

Tamaño del Conductor (CMILS)	ALUMINIO		ACERO		DIAM. EXT. (IN.)	Ecuivalente de cobre ó AWG (CMILS)	Esfuerzo máximo de ruptura (LBS)	PESEO x MILLA (LBS)	ra		kg	m ²
	Num. de hilos	DIAM. x HILO (IN.)	Num. de hilos	DIAM. x HILO (IN.)					25°C	50°C		
									75°C	122°C		
1,560,000	54	0.1716	19	0.1030	1.545	1,000,000	54,000	10,777	0.0601	0.0684	0.359	0.0011
1,510,500	54	0.1679	19	0.1004	1.506	950,000	53,200	10,237	0.0632	0.1720	0.362	0.0021
1,431,000	54	0.1628	19	0.0977	1.455	900,000	50,400	9,698	0.0664	0.0760	0.365	0.0030
1,351,000	54	0.1582	19	0.0949	1.424	850,000	47,600	9,160	0.0695	0.0803	0.369	0.0034
1,272,000	54	0.1535	19	0.0921	1.382	800,000	44,800	8,621	0.0735	0.0851	0.372	0.0017
1,192,500	54	0.1486	19	0.0892	1.338	750,000	43,100	8,082	0.0788	0.0906	0.376	0.0057
1,113,000	54	0.1436	19	0.0862	1.293	700,000	40,200	7,544	0.0840	0.0909	0.380	0.0057
1,033,500	54	0.1384	7	0.1364	1.246	650,000	37,100	7,019	0.0909	0.1035	0.395	0.0078
954,000	54	0.1329	7	0.1329	1.196	600,000	34,200	6,478	0.0923	0.1128	0.390	0.0090
900,000	54	0.1291	7	0.1291	1.162	564,000	32,300	6,112	0.1040	0.1185	0.393	0.0090
874,500	54	0.1273	7	0.1273	1.148	550,000	31,400	5,940	0.1060	0.1220	0.395	0.0093
795,000	54	0.1214	7	0.1214	1.083	500,000	28,500	5,382	0.1190	0.1378	0.401	0.0917
795,000	20	0.1749	7	0.1360	1.100	500,000	31,200	5,770	0.1170	0.1208	0.399	0.0912
795,000	30	0.1820	19	0.0977	1.140	500,000	30,400	6,517	0.1170	0.1208	0.393	0.0904
715,500	54	0.1151	7	0.1151	1.036	450,000	26,300	4,868	0.1320	0.1402	0.407	0.0932
715,500	20	0.1690	7	0.1290	1.061	450,000	26,100	5,193	0.1310	0.1442	0.405	0.0928
715,500	30	0.1544	19	0.0926	1.061	450,000	34,600	5,865	0.1310	0.1442	0.399	0.0920
646,000	54	0.1111	7	0.1111	1.000	419,000	24,800	4,537	0.1410	0.1601	0.412	0.0430
634,000	54	0.1085	7	0.1086	0.977	400,000	23,000	4,319	0.1490	0.1688	0.414	0.0950
634,000	20	0.1544	7	0.1216	0.980	400,000	25,000	4,616	0.1470	0.1618	0.412	0.0945
634,000	30	0.1436	19	0.0874	1.019	400,000	31,500	5,213	0.1470	0.1618	0.406	0.0937
605,000	54	0.1080	7	0.1089	0.933	380,500	22,500	4,108	0.1550	0.1775	0.417	0.0957
605,000	30	0.1521	7	0.1189	0.968	380,500	34,100	4,301	0.1540	0.1720	0.415	0.0953
556,500	20	0.1463	7	0.1138	0.927	300,000	23,400	4,069	0.1680	0.1659	0.420	0.0965
556,500	30	0.1342	7	0.1262	0.953	300,000	27,200	4,560	0.1680	0.1859	0.415	0.0957
500,000	30	0.1291	7	0.1291	0.904	314,500	24,400	4,122	0.1870	0.2040	0.421	0.0978
477,000	20	0.1358	7	0.1064	0.856	300,000	19,430	3,463	0.1960	0.2160	0.430	0.0980
477,000	30	0.1261	7	0.1261	0.853	300,000	23,300	3,930	0.1940	0.2160	0.424	0.0930
397,500	20	0.1230	7	0.0961	0.703	280,000	16,190	3,868	0.2350	0.2500	0.441	0.1015
397,500	30	0.1151	7	0.1151	0.808	280,000	19,900	3,277	0.2350	0.2500	0.435	0.1006
334,400	20	0.1139	7	0.0985	0.721	40	15,080	2,443	0.2780	0.3040	0.451	0.1039
334,400	30	0.1040	7	0.1009	0.741	40	17,040	2,774	0.2780	0.3040	0.445	0.1032
306,000	20	0.1074	7	0.0858	0.600	186,700	12,660	2,170	0.3110	0.3420	0.450	0.1067
300,000	30	0.1000	7	0.1000	0.700	186,700	15,450	2,473	0.3110	0.3420	0.452	0.1049
264,800	20	0.1013	7	0.0786	0.642	30	11,280	1,936	0.3900	0.3950	0.465	0.1074
264,800	0	0.21	7	0.0700	0.063	30	9,845	1,003	0.3520	0.5330	0.608	0.1079
40	0	0.1878	1	0.1878	0.543	20	8,430	1,542	0.4450	0.5920	0.581	0.1113
30	0	0.1672	1	0.1672	0.503	10	6,675	1,223	0.5600	0.7230	0.621	0.1147
20	0	0.149	1	0.1490	0.447	1	5,345	970	0.7040	0.8950	0.641	0.1102
10	0	0.1327	1	0.1327	0.396	2	4,280	768	0.8980	1.1200	0.636	0.1218

xa ==> Reactancia Inductiva en ohms/milla a 1' de espaciamiento a 60 hertz.

xa' ==> Reactancia Capacitiva en megohms/milla a 1' de espaciamiento a 60 hertz.

TABLA A-2. Características de conductores de aluminio, refuerzo de acero.

Tamaño del Conductor (CMILS)	ALUMINIO		ACERO		DIAM. EXT. (IN.)	Equivalente de cobre ó AWC (CMILS)	Esfuerzo máximo de ruptura (LBS)	PESO x MILLA (LBS)	ra		K _a	K _a '
	Num. de hilos	DIAM. x HILO (IN.)	Num. de hilos	DIAM. x HILO (IN.)					(OHMS/MILLA)			
									25°C	50°C		
1	0	0.1185	1	0.1183	0.385	3	3,480	610	1.1200	1.3300	0.665	0.1250
2	0	0.1052	1	0.1063	0.316	4	2,790	484	1.4100	1.6000	0.665	0.1265
2	7	0.0974	1	0.1298	0.328	4	3,525	564	1.4100	1.6500	0.643	0.1276
3	6	0.0937	1	0.0837	0.281	5	2,260	384	1.7000	2.0700	0.661	0.1320
4	6	0.0634	1	0.0634	0.250	6	1,830	304	2.2400	2.5700	0.639	0.1353
4	7	0.0772	1	0.1028	0.237	6	2,284	366	2.2400	2.5800	0.653	0.1366
5	6	0.0743	1	0.0743	0.223	7	1,460	251	2.0200	3.1800	0.665	0.1388
6	6	0.0661	1	0.0661	0.196	8	1,170	191	3.5600	3.9000	0.673	0.1423

K_a ==> Reactancia Inductiva en ohms/milla a 1' de espaciamiento a 60 hertz.

K_a' ==> Reactancia Capacitiva en megohms/milla a 1' de espaciamiento a 60 hertz.

TABLA A-3 FACTOR Xd DE ESPACIAMIENTO DE REACTANCIA INDUCTIVA, OHMS/MILLA, A 60 HZ

Pies	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
0		(0.2794)	(0.1953)	(0.1461)	(0.1112)	(0.0841)	(0.0620)	(0.0433)	(0.0271)	(0.0128)
1	0.0000	0.0116	0.0221	0.0318	0.0408	0.0492	0.0570	0.0644	0.0713	0.0779
2	0.0841	0.0900	0.0957	0.1011	0.1062	0.1112	0.1159	0.1205	0.1249	0.1292
3	0.1333	0.1373	0.1411	0.1449	0.1485	0.1520	0.1554	0.1588	0.1620	0.1651
4	0.1682	0.1712	0.1741	0.1770	0.1790	0.1825	0.1852	0.1878	0.1903	0.1928
5	0.1953	0.1977	0.2001	0.2024	0.2046	0.2069	0.2090	0.2112	0.2133	0.2154
6	0.2174	0.2194	0.2214	0.2233	0.2252	0.2271	0.2290	0.2308	0.2326	0.2344
7	0.2361	0.2378	0.2395	0.2412	0.2429	0.2445	0.2461	0.2477	0.2493	0.2508
8	0.2523	0.2538	0.2553	0.2568	0.2582	0.2597	0.2611	0.2625	0.2639	0.2653
9	0.2666	0.2680	0.2693	0.2706	0.2719	0.2732	0.2744	0.2757	0.2769	0.2782
10	0.2794	0.2806	0.2818	0.2830	0.2842	0.2853	0.2865	0.2876	0.2887	0.2899
11	0.2910	0.2921	0.2932	0.2942	0.2953	0.2964	0.2974	0.2985	0.2995	0.3005
12	0.3015	0.3025	0.3035	0.3045	0.3055	0.3065	0.3074	0.3084	0.3094	0.3103
13	0.3112	0.3122	0.3131	0.3140	0.3149	0.3158	0.3167	0.3176	0.3185	0.3194
14	0.3202	0.3211	0.3219	0.3228	0.3236	0.3245	0.3253	0.3261	0.3270	0.3278
15	0.3286	0.3294	0.3302	0.3310	0.3318	0.3326	0.3334	0.3341	0.3349	0.3357
16	0.3364	0.3472	0.3379	0.3387	0.3394	0.3402	0.3409	0.3416	0.3424	0.3431
17	0.3438	0.3445	0.3452	0.3459	0.3466	0.3473	0.3480	0.3487	0.3494	0.3500
18	0.3507	0.3514	0.3521	0.3527	0.3534	0.3540	0.3547	0.3554	0.3560	0.3566
19	0.3573	0.3579	0.3586	0.3592	0.3599	0.3604	0.3611	0.3617	0.3623	0.3629
20	0.3635	0.3641	0.3647	0.3653	0.3659	0.3665	0.3671	0.3677	0.3683	0.3688
21	0.3694	0.3700	0.3706	0.3711	0.3717	0.3723	0.3728	0.3734	0.3740	0.3745
22	0.3751	0.3756	0.3762	0.3767	0.3773	0.3778	0.3783	0.3789	0.3794	0.3799
23	0.3805	0.3810	0.3815	0.3820	0.3826	0.3831	0.3836	0.3841	0.3846	0.3851
24	0.3856	0.3861	0.3866	0.3871	0.3876	0.3881	0.3886	0.3891	0.3896	0.3901
25	0.3906	0.3911	0.3916	0.3920	0.3925	0.3930	0.3935	0.3939	0.3944	0.3949
26	0.3953	0.3958	0.3963	0.3967	0.3972	0.3977	0.3981	0.3986	0.3990	0.3995
27	0.3999	0.4004	0.4008	0.4013	0.4017	0.4021	0.4026	0.4030	0.4035	0.4039
28	0.4043	0.4048	0.4052	0.4056	0.4061	0.4065	0.4069	0.4073	0.4078	0.4082
29	0.4086	0.4090	0.4094	0.4098	0.4103	0.4107	0.4111	0.4115	0.4119	0.4123
30	0.4127	0.4131	0.4135	0.4139	0.4143	0.4147	0.4151	0.4155	0.4159	0.4163
31	0.4167	0.4171	0.4175	0.4179	0.4182	0.4186	0.4190	0.4194	0.4198	0.4202
32	0.4205	0.4209	0.4213	0.4217	0.4220	0.4224	0.4228	0.4232	0.4235	0.4239
33	0.4243	0.4246	0.4250	0.4254	0.4257	0.4261	0.4265	0.4268	0.4272	0.4275
34	0.4279	0.4283	0.4286	0.4290	0.4293	0.4297	0.4300	0.4304	0.4307	0.4311
35	0.4314	0.4318	0.4321	0.4324	0.4328	0.4331	0.4335	0.4338	0.4342	0.4345
36	0.4348	0.4352	0.4355	0.4358	0.4362	0.4365	0.4368	0.4372	0.4375	0.4378
37	0.4382	0.4385	0.4388	0.4391	0.4395	0.4398	0.4401	0.4404	0.4408	0.4411
38	0.4414	0.4417	0.4420	0.4423	0.4427	0.4430	0.4433	0.4436	0.4439	0.4442
39	0.4445	0.4449	0.4452	0.4455	0.4458	0.4461	0.4464	0.4467	0.4470	0.4473
40	0.4476	0.4479	0.4482	0.4485	0.4488	0.4491	0.4494	0.4497	0.4500	0.4503

TABLE A-3 (CONTINUACION) FACTOR Xd DE ESPACIAMIENTO DE REACTANCIA INDUCTIVA.

Pies	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
41	0.4506	0.4509	0.4512	0.4515	0.4518	0.4521	0.4524	0.4527	0.4530	0.4532
42	0.4535	0.4538	0.4541	0.4544	0.4547	0.4550	0.4553	0.4555	0.4558	0.4561
43	0.4564	0.4577	0.4570	0.4572	0.4575	0.4578	0.4581	0.4584	0.4586	0.4589
44	0.4592	0.4595	0.4597	0.4600	0.4603	0.4606	0.4608	0.4611	0.4614	0.4616
45	0.4619	0.4622	0.4624	0.4627	0.4630	0.4632	0.4635	0.4638	0.4640	0.4643
46	0.4646	0.4648	0.4651	0.4654	0.4656	0.4659	0.4661	0.4664	0.4667	0.4669
47	0.4672	0.4674	0.4677	0.4680	0.4682	0.4685	0.4687	0.4690	0.4692	0.4695
48	0.4697	0.4700	0.4702	0.4705	0.4707	0.4710	0.4712	0.4715	0.4717	0.4720
49	0.4722	0.4725	0.4727	0.4730	0.4732	0.4735	0.4735	0.4740	0.4742	0.4744
50	0.4747	0.4749	0.4752	0.4754	0.4752	0.4759	0.4761	0.4764	0.4766	0.4769
51	0.4771	0.4773	0.4776	0.4778	0.4780	0.4783	0.4785	0.4787	0.4790	0.4792
52	0.4795	0.4797	0.4799	0.4801	0.4804	0.4806	0.4808	0.4811	0.4813	0.4815
53	0.4818	0.4820	0.4822	0.4824	0.4827	0.4829	0.4831	0.4834	0.4836	0.4838
54	0.4840	0.4843	0.4845	0.4847	0.4849	0.4851	0.4854	0.4856	0.4858	0.4860
55	0.4863	0.4865	0.4867	0.4869	0.4871	0.4874	0.4876	0.4878	0.4880	0.4882
56	0.4884	0.4887	0.4889	0.4891	0.4893	0.4895	0.4897	0.4900	0.4902	0.4904
57	0.4906	0.4908	0.4910	0.4912	0.4914	0.4917	0.4919	0.4921	0.4923	0.4925
58	0.4927	0.4929	0.4931	0.4933	0.4935	0.4937	0.4940	0.4942	0.4944	0.4946
59	0.4948	0.4950	0.4952	0.4954	0.4956	0.4958	0.4960	0.4962	0.4964	0.4966
60	0.4968	0.4970	0.4972	0.4974	0.4976	0.4978	0.4980	0.4982	0.4984	0.4986
61	0.4988	0.4990	0.4992	0.4944	0.4996	0.4998	0.5000	0.5002	0.5004	0.5006
62	0.5008	0.5010	0.5012	0.5014	0.5016	0.5018	0.5020	0.5022	0.5023	0.5025
63	0.5027	0.5029	0.5031	0.5033	0.5035	0.5037	0.5039	0.5041	0.5043	0.5045
64	0.5046	0.5048	0.5050	0.5052	0.5054	0.5056	0.5058	0.5060	0.5062	0.5063
65	0.5065	0.5067	0.5069	0.5071	0.5073	0.5075	0.5076	0.5078	0.5080	0.5082
66	0.5084	0.5086	0.5087	0.5089	0.5091	0.5093	0.5095	0.5097	0.5098	0.5100
67	0.5102	0.5104	0.5106	0.5107	0.5109	0.5111	0.5113	0.5115	0.5116	0.5118
68	0.5120	0.5122	0.5124	0.5125	0.5127	0.5129	0.5131	0.5132	0.5134	0.5136
69	0.5138	0.5139	0.5141	0.5143	0.5145	0.5147	0.5148	0.5150	0.5152	0.5153
70	0.5155	0.5157	0.5159	0.5160	0.5162	0.5164	0.5166	0.3517	0.5169	0.5171
71	0.5572	0.5174	0.5176	0.5178	0.5179	0.5181	0.5183	0.5184	0.5186	0.5188
72	0.5189	0.5191	0.5193	0.5194	0.5196	0.5198	0.5199	0.5201	0.5203	0.5204
73	0.5206	0.5208	0.5209	0.5211	0.5213	0.5214	0.5216	0.5218	0.5219	0.5221
74	0.5223	0.5224	0.5226	0.5228	0.5229	0.5231	0.5232	0.5234	0.5236	0.5231
75	0.5239	0.5241	0.5242	0.5244	0.5245	0.5247	0.5249	0.5250	0.5252	0.5253
76	0.5255	0.5257	0.5258	0.5260	0.5261	0.5263	0.5265	0.5266	0.5268	0.5269
77	0.5271	0.5272	0.5274	0.5276	0.5277	0.5279	0.5280	0.5282	0.5283	0.5285
78	0.5287	0.5288	0.5290	0.5291	0.5293	0.5294	0.5296	0.5297	0.5299	0.5300
79	0.5302	0.5304	0.5305	0.5307	0.5308	0.5310	0.5311	0.5313	0.5314	0.5316
80	0.5317	0.5319	0.5320	0.5322	0.5323	0.5325	0.5326	0.5328	0.5329	0.5331

TABLA A-3 (CONTINUACION) FACTOR X_d DE ESPACIAMIENTO DE REACTANCIA INDUCTIVA.

Pies	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
81	0.5332	0.5334	0.5335	0.5337	0.5338	0.5340	0.5341	0.5343	0.5344	0.5346
82	0.5347	0.5349	0.5350	0.5352	0.5353	0.5355	0.5356	0.5358	0.5359	0.5360
83	0.5362	0.5363	0.5365	0.5366	0.5368	0.5369	0.5371	0.5372	0.5374	0.5375
84	0.5376	0.5378	0.5379	0.5381	0.5382	0.5384	0.5385	0.5387	0.5388	0.5389
85	0.5391	0.5392	0.5394	0.5395	0.5396	0.5399	0.5399	0.5401	0.5402	0.5404
86	0.5405	0.5406	0.5408	0.5409	0.5411	0.5412	0.5413	0.5415	0.5416	0.5418
87	0.5419	0.5420	0.5422	0.5423	0.5425	0.5426	0.5427	0.5429	0.5430	0.5432
88	0.5433	0.5434	0.5436	0.5437	0.5438	0.5440	0.5441	0.5442	0.5444	0.5445
89	0.5447	0.5448	0.5449	0.5451	0.5452	0.5443	0.5455	0.5456	0.5457	0.5459
90	0.5460	0.5461	0.5463	0.5464	0.5466	0.5467	0.5468	0.5470	0.5471	0.5472
91	0.5474	0.5475	0.5476	0.5478	0.5479	0.5480	0.5482	0.5483	0.5484	0.5486
92	0.5487	0.5488	0.5489	0.5491	0.5492	0.5493	0.5495	0.5496	0.5497	0.5499
93	0.5500	0.5501	0.5504	0.5504	0.5505	0.5506	0.5508	0.5509	0.5510	0.5512
94	0.5513	0.5514	0.5515	0.5517	0.5518	0.5519	0.5521	0.5522	0.5523	0.5524
95	0.5526	0.5527	0.5528	0.5530	0.5531	0.5532	0.5533	0.5535	0.5536	0.5537
96	0.5538	0.5540	0.5541	0.5542	0.5544	0.5545	0.5546	0.5547	0.5549	0.5550
97	0.5551	0.5552	0.5554	0.5555	0.5556	0.5557	0.5559	0.5560	0.5561	0.5562
98	0.5563	0.5565	0.5566	0.5567	0.5568	0.5570	0.5571	0.5572	0.5573	0.5575
99	0.5576	0.5577	0.5578	0.5579	0.5581	0.5582	0.5583	0.5584	0.5586	0.5587
100	0.5588	0.5589	0.5590	0.5592	0.5593	0.5594	0.5595	0.5596	0.5598	0.5599

TABLE A-4. Características de cable aéreo autosoportado con aislamiento de neopreno.

Tipo de voltaje	#	Hilos	Aislamiento	Blindaje	Diam.	SECUENCIA POSITIVA A 60Hz. (OHMS/MILLA) ^A				SECUENCIA CERO A 60Hz.(OHMS/MILLA) ^A					
						Resistencia		Reactancia		Resistencia		Reactancia			
						Cu	Al	Inductancia	Capacitancia	Cu	Cu	Al	Capacitiva		
3 kV neutro no aterri- zado	6	7	10/64	NO	0.59	2,520	4,130	0.258	4,970	3,592	5,002	3,712	3,712		
	4	7	10/64	NO	0.67	1,580	2,580	0.246	4,320	2,632	3,572	3,662	3,662		
	2	7	10/64	NO	0.73	1,000	1,640	0.229	3,630	2,025	2,605	3,615	3,615		
	1	19	10/64	NO	0.77	0,791	1,290	0.211	3,330	1,615	2,275	3,502	3,502		
	1/0	19	10/64	NO	0.81	0,635	1,030	0.207	2,830	1,644	2,015	3,555	3,555		
	2/0	19	10/64	NO	0.85	0,501	0,816	0.200	2,330	1,622	1,803	3,162	3,162		
	3/0	19	10/64	NO	0.91	0,402	0,644	0.194	1,830	1,517	1,637	3,135	3,459		
	4/0	19	10/64	NO	0.99	0,318	0,518	0.191	1,330	1,401	1,508	2,265	3,459		
	5 kV neutro aterri- zado	250	37	11/64	NO	1.00	0,269	0,437	0.189	930	1,351	1,430	2,635	3,429	
	300	37	11/64	NO	1.13	0,220	0,366	0.184	830	1,138	1,465	2,612	3,042		
350	37	11/64	NO	1.10	0,197	0,316	0.180	730	1,277	1,415	2,591	3,021			
400	37	11/64	NO	1.23	0,172	0,276	0.176	630	1,252	1,377	2,576	3,006			
500	37	11/64	NO	1.32	0,141	0,223	0.172	530	1,219	1,290	2,543	2,543			
5 kV neutro no aterri- zado	6	7	10/64	SI	0.74	2,520	4,130	0.292	4,970	3,046	5,348	3,396	3,396	7,150	
	4	7	10/64	SI	0.79	1,580	2,580	0.272	4,320	2,901	3,831	3,364	3,364	6,260	
	2	7	10/64	SI	0.88	1,000	1,640	0.257	3,630	2,459	3,039	2,851	2,851	5,460	
	1	19	10/64	SI	0.92	0,791	1,290	0.241	3,330	2,052	2,701	2,837	2,837	5,110	
	1/0	19	10/64	SI	0.96	0,635	1,030	0.233	3,080	2,052	2,426	2,825	2,825	4,720	
	2/0	19	10/64	SI	1	0,501	0,816	0.223	2,830	1,782	2,214	2,251	2,801	4,370	
	3/0	19	10/64	SI	1.06	0,402	0,644	0.215	2,580	1,420	1,782	2,008	2,240	4,120	
	4/0	19	10/64	SI	1.11	0,310	0,510	0.207	2,380	1,096	1,214	2,251	2,801	4,120	
	250	37	11/64	SI	1.2	0,269	0,437	0.206	2,380	1,096	1,214	2,251	2,801	4,120	
	300	37	11/64	SI	1.29	0,220	0,366	0.203	2,280	1,096	1,214	2,251	2,801	4,120	
350	37	11/64	SI	1.34	0,197	0,316	0.199	2,090	1,096	1,214	2,251	2,801	4,120		
400	37	11/64	SI	1.39	0,172	0,276	0.194	1,890	1,096	1,214	2,251	2,801	4,120		
500	37	11/64	SI	1.47	0,141	0,223	0.187	1,740	1,096	1,214	2,251	2,801	4,120		
15 kV neutro aterri- zado	6	19	19/64	SI	1.05	2,520	4,130	0.326	7,150	3,046	5,348	3,396	3,396	7,150	
	4	19	19/64	SI	1.1	1,580	2,580	0.302	6,260	2,901	3,831	3,364	3,364	6,260	
	2	19	19/64	SI	1.16	1,000	1,640	0.279	5,460	2,459	3,039	2,851	2,851	5,460	
	1	19	19/64	SI	1.2	0,791	1,290	0.268	5,110	2,230	2,701	2,837	2,837	5,110	
	1/0	19	19/64	SI	1.27	0,635	1,030	0.260	4,220	2,052	2,426	2,825	2,825	4,720	
	2/0	19	19/64	SI	1.32	0,501	0,816	0.249	4,370	1,896	2,214	2,251	2,801	4,370	
	3/0	19	19/64	SI	1.37	0,402	0,644	0.241	4,120	1,782	2,008	2,240	2,240	4,120	
	4/0	19	19/64	SI	1.43	0,310	0,510	0.231	4,470	1,681	1,864	2,235	2,235	3,770	
	250	37	19/64	SI	1.47	0,269	0,437	0.223	3,570	1,630	1,782	2,227	2,227	3,570	
	300	37	19/64	SI	1.53	0,228	0,366	0.217	3,330	1,577	1,701	2,226	2,226	3,330	
350	37	19/64	SI	1.59	0,197	0,316	0.212	3,130	1,536	1,640	2,226	2,226	3,130		
400	37	19/64	SI	1.63	0,172	0,276	0.208	2,980	1,500	1,592	2,216	2,216	2,980		
500	37	19/64	SI	1.75	0,141	0,223	0.204	2,830	1,454	1,524	2,190	2,190	2,830		

A ==> La Impedancia de Secuencia Cero se basa en la corriente de retorno.

TABLA A-5. PROGRAMA PARA CALCULO DE CURVA DE DEMANDA DIARIA.

```

10 REM CALCULO DE CURVA DE DEMANDA DIARIA
20 DEMIN=10000
30 DIM AINT(51)
40 DIM ORDEN(51,2)
45 DIM PIX(51,2)
50 CLS : COLOR 4,8,0 : LOCATE 2,2
60 PRINT "CALCULO DE DEMANDA PROMEDIO DIARIA"
65 LOCATE 4,8 : PRINT "INTRODUCE LOS DATOS EN EL ORDEN INDICADO"
70 PRINT " LAS HORAS EN FRACCIONES DECIMALES DE 0 A 23.99"
75 PRINT " LA CARGA EN KILOWATTS (MAXIMO 50 DATOS)"
80 LOCATE 8,1 : COLOR 5,0,0 : PRINT "DATO NUM.   HORA   CARGA"
90 FOR I= 1 TO 50
100 PRINT I;".-"
102 W=CSRLIN-1
103 LOCATE W,10
110 INPUT ORDENCI,1) : LOCATE W,20
113 IF ORDENCI,1)<0 OR ORDENCI,1)>23.99 THEN 115 ELSE 120
115 LOCATE W,10 : PRINT "
117 GOTO 100
120 INPUT ORDENCI,2)
122 COLOR 3,0,0 : LOCATE W,28 : PRINT "(C)orrecto (R)epetir
(C)erminar"
124 COLOR 5,0,0 : S$=INPUT$(1)
126 IF S$="C" THEN 132 ELSE 128
128 IF S$="T" THEN 138 ELSE 130
130 IF S$="R" THEN 115 ELSE 131
131 IF S$<>"C" OR S$<>"T" THEN 122 ELSE 138
132 CUENTA=I
134 NEXT
136 GOTO 142
138 CUENTA=I
142 LPRINT "TERMINACION DE ENTRADA DE DATOS NORMAL"
143 LPRINT "DAT.NUM. HORA CARGACKWD ....."
144 LPRINT "-----"
145 REM ORDENAMIENTO POR HORA ASCENDENTE

```

```

146 FOR J=1 TO 50
147 FOR I=1 TO CUENTA
148 IF ORDENCI,1) > ORDENCI-1,1) THEN 200 ELSE 150
150 C=ORDENCI-1,1) : CC=ORDENCI-1,2)
152 ORDENCI-1,1)=ORDENCI,1) : ORDENCI-1,2)=ORDENCI,2)
154 ORDENCI,1)=C : ORDENCI,2)=CC
200 NEXT I
210 NEXT J
220 FOR I=1 TO CUENTA
222 LPRINT I; ". - "; ORDENCI,1), " "; ORDENCI,2)
224 NEXT
226 ORDENCO,1)=0 : ORDENCO,2)=ORDENCI,2)
228 ORDEN(CUENTA+1,1)=24 : ORDEN(CUENTA+1,2)=ORDEN(CUENTA,2)
230 FOR I=1 TO CUENTA+1
232 BB=ABS(ORDENCI,1)-ORDENCI-1,1))
233 IF ORDENCI-1,2)<=ORDENCI,2) THEN 234 ELSE 235
234 AREC=BB+ORDENCI-1,2) : GOTO 236
235 AREC=BB+ORDENCI,2)
236 TT=ABS(ORDENCI,2)-ORDENCI-1,2))
238 ATRI=BB+TT/2
240 AINT(I)=AREC + ATRI
241 AREA=AREA+AINT(I)
242 IF ORDENCI,2)>DEMAX THEN 244 ELSE 246
244 DEMAX=ORDENCI,2) : DEMAXI=ORDENCI,1)
246 IF ORDENCI,2)<DEMIN THEN 248 ELSE 250
248 DEMIN=ORDENCI,2) : DEMINT=ORDENCI,1)
250 IF AINT(I)>MAXINT THEN 252 ELSE 300
252 MAXINT=AINT(I)
253 MAXT1=ORDENCI,1) : MAXT2=ORDENCI-1,1)
254 MAXD1=ORDENCI,2) : MAXD2=ORDENCI-1,2)
300 NEXT
305 P=AREA/24
312 SCREEN 0
314 LINE (2,2)-(2,200),0
316 LINE (2,200)-(600,200),0
318 KY=DEMAX/200
320 KX=24/600
326 FOR I=0 TO CUENTA+1

```

```

328 PIX(I,1)=INT(2+(ORDENCI,1)/KX)
330 PIX(I,2)=INT(200-(ORDENCI,2)/KY)
332 NEXT
334 FOR I=1 TO CUENTA+1
336 LINE (PIX(I-1,1), PIX(I-1,2))-(PIX(I,1), PIX(I,2))
337 LINE (PIX(I,1), PIX(I,2))-(PIX(I,1), 200), 4, &HAAAA
338 NEXT
340 LINE (2, INT(200-(P/KY)))-(600, INT(200-(P/KY))), 5
342 LOCATE 1, 2 : PRINT "kW"
344 LOCATE 17, 74 : PRINT "hrs"
345 LOCATE 18, 1 : PRINT "0"
346 LOCATE 18, 78 : PRINT "24"
400 LOCATE 17, 10 : PRINT "DEMANDA DIARIA="; AREA; " KWH"
410 LOCATE 18, 10 : PRINT "DEMANDA PROMEDIO="; P; " kwatts"
420 LOCATE 18, 10 : PRINT "DEMANDA MAXIMA="; DEMAX; " kwatts a las";
DEMAX; " hrs. "
430 LOCATE 20, 10 : PRINT "DEMANDA MINIMA="; DEMIN; " kwatts a las";
DEMIN; " hrs. "
450 LOCATE 21, 10 : PRINT "EL INTERVALO DE MAXIMO CONSUMO OCURRIO
DE LAS"; MAXT2; " A LAS"; MAXT1; " hrs. "
452 LOCATE 22, 10 : PRINT "CON UN CONSUMO DE"; MAXINT; " KWH"
454 PRINT "F.E.S.-C." : LOCATE 23, 70 : PRINT "U.N.A.M."
460 FOR I=0 TO CUENTA+1
500 LPRINT "INTERVALO = "; I; ".-"; AINT(I)
510 NEXT
1000 END

```

TABLA A-6. Listado del Programa, Tabla de Datos y Tabla de Resultados.

```

32PRINT "CALCULO DE TASA DE CRECIMIENTO Y ECUACION DE CRECIMIENTO"
34PRINT "Curva de Interpolación de Cargas en Espacios Variables a
    Espacios"
35PRINT "Constantes por el Método de Lagrange y Determinación de
    la Curva"
36PRINT "      de Crecimiento Futuro de Carga por el Método de"
37PRINT "      Predicción - Corrección de Euler"
39 FOR I=1 TO 10
40 COLOR 4,8,0 : LINE (145,230)-(225,260),,B
45 LOCATE 16,16 : PRINT "FECHA: (dd/mm/aa)"
50 A$(I,1)=INPUT$(1) : LOCATE 18,20 : PRINT A$(I,1)
60 A$(I,2)=INPUT$(1) : LOCATE 18,21 : PRINT A$(I,2)
65 LOCATE 18,22 : PRINT "/"
70 A$(I,3)=INPUT$(1) : LOCATE 18,23 : PRINT A$(I,3)
80 A$(I,4)=INPUT$(1) : LOCATE 18,24 : PRINT A$(I,4)
85 LOCATE 18,25 : PRINT "/"
90 A$(I,5)=INPUT$(1) : LOCATE 18,26 : PRINT A$(I,5)
100 A$(I,6)=INPUT$(1) : LOCATE 18,27 : PRINT A$(I,6)
101 FOR J=1 TO 6
102 IF ASC(A$(I,J))<48 OR ASC(A$(I,J))>5B THEN 103 ELSE 104
103 LOCATE 18,20 : PRINT "      " : GOTO 45
104 A(I,J)=ASC(A$(I,J))-48
105 NEXT J
120 COLOR 5,0,0 : A7$(I)=A$(I,1)+A$(I,2)+"/"+A$(I,3)+A$(I,4)+"/"
    +A$(I,5)+A$(I,6)
121 LINE (145,230)-(225,260),,B : LOCATE 16,16
122 PRINT "FECHA: (dd/mm/aa)" : LOCATE 18,20 : PRINT A7$(I)
123 COLOR 4,8,0 : LINE (295,230)-(345,260),,B
125 LOCATE 16,34 : PRINT "CARGA: (###)kW"
126 C$(I,1)=INPUT$(1) : LOCATE 18,39 : PRINT C$(I,1)
127 C$(I,2)=INPUT$(1) : LOCATE 18,40 : PRINT C$(I,2)
128 C$(I,3)=INPUT$(1) : LOCATE 18,41 : PRINT C$(I,3)
129 C$(I,4)=INPUT$(1) : LOCATE 18,42 : PRINT C$(I,4)
132 FOR J=1 TO 4
134 IF ASC(C$(I,J))<48 OR ASC(C$(I,J))>5B THEN 135 ELSE 137
135 LOCATE 18,39 : PRINT "      " : GOTO 125
137 C(I,J)=ASC(C$(I,J))-48
138 NEXT J
140 COLOR 5,0,0 : C5$(I)=C$(I,1)+C$(I,2)+C$(I,3)+C$(I,4)
142 LINE (295,230)-(345,260),,B : LOCATE 16,34
144 PRINT "CARGA: (###)kW" : LOCATE 18,39 : PRINT C5$(I)
148 COLOR 4,8,0 : LOCATE 18,20 : PRINT "      "
151 LOCATE 18,39 : PRINT "      "
152 COLOR 3,0,0 : LOCATE I+4,20 : PRINT I;".-";A7$(I),C5$(I)
154 NEXT I
156 PRINT "TERMINACION DE ENTRADA DE DATOS NORMAL" : Z8=INPUT$(1)
158 FOR I=1 TO 10
160 VAR(I,1)=A(I,5)*10+A(I,6)+C(A(I,3))*10+A(I,4))/12+C(A(I,1))*10
    +A(I,2))/365.25
161 VAR(I,2)=C(I,1)+1000+C(I,2)*100+C(I,3)*10+C(I,4) : NEXT
169 FOR J=1 TO 10
170 FOR I=2 TO 10
172 IF VAR(I,1)>VAR(I-1,1) THEN 179 ELSE 174
174 E=VAR(I-1,1) : EE=VAR(I-1,2) : ES=A7$(I) : EES=C5$(I)

```

```

176 VARCI-1,1)=VARCI,1): VARCI-1,2)=VARCI,2): A78(CI-1)=A78(CI)
   : C58(CI-1)=C58(CI)
178 VARCI,1)=E : VARCI,2)=EE : A78(CI)=ES : C58(CI)=EES
179 NEXT I
180 NEXT J
181 CLS : H=(VARCI0,1)-VARCI,1)/10
182 FOR I=1 TO 10
183 CTESCI,1)=VARCI,1)+H*I
184 NEXT
186 FOR J=1 TO 10
187 FOR I=1 TO 10
188 IF CTESCI,1)>VARCI,1) THEN 181 ELSE 183
191 MENCI,1)=VARCI,1) : MENCI,2)=VARCI,2)
192 NEXT I
193 MAYCJ,1)=VARCI,1) : MAYCJ,2)=VARCI,2)
194 NEXT J
200 FOR I=1 TO 10
202 Y0=(CTESCI,1)-MAYCI,1)/((MENCI,1)-MAYCI,1))*MENCI,2)
203 Y1=(CTESCI,1)-MENCI,1)/((MAYCI,1)-MENCI,1))*MAYCI,2)
204 CTESCI,2)=Y0+Y1 : NEXT
206 PNCO,2)=CTESCI0,2)
207 FOR I=1 TO 9
209 GCI)=(CTESCI+1,2)/CTESCI,2))^(1/HD)-1 : G=G+GCI)
212 NEXT
214 GPROM=G/9
216 FOR I=1 TO 10
218 PNCI,1)=CTESCI0,1)+CI*HD : PNCI,2)=PNCI-1,2)*((1+GPROM^HD)
222 NEXT
230 SCREEN 9 : LINE (2,2)-(2,200),9 : LINE (2,200)-(600,200)
231 KY=PNCI0,2)/200 : KY=(PNCI0,1)-CTESCI,1)/200
232 FOR I=1 TO 10
233 PIXCI,1)=INT(2+(CTESCI,1)-CTESCI,1)/KY)
234 PIXCI+10,1)=INT(2+(PNCI,1)-CTESCI,1)/KY)
235 PIXCI,2)=INT(200-(CTESCI,2)-CTESCI,2)/KY)
236 PIXCI+10,2)=INT(200-(PNCI,2)-CTESCI,2)/KY)
237 NEXT
238 FOR I=2 TO 20
239 LINEPIXCI-1,1), PIXCI-1,2)-(PIXCI,1), PIXCI,2)
240 LINEPIXCI,1), PIXCI,2)-(PIXCI,1), 200), 4, , 8HAAAA
241 NEXT
242 LOCATE 1,2 : PRINT "kw" : LOCATE 17,74 : PRINT "Caños)"
243 LOCATE 16,1 : PRINT "A" : LOCATE 16,36 : PRINT "B"
244 LOCATE 16,76 : PRINT "C"
252 LOCATE 20,32 : PRINT A78(CI) : LOCATE 20,60 : PRINT C58(CI)
253 LOCATE 21,32 : PRINT A78(CI0) : LOCATE 21,60 : PRINT C58(CI0)
254 LOCATE 22,32 : PRINT PNCI0,1) : LOCATE 22,59 : PRINT PNCI0,2)
255 LOCATE 18,1 : PRINT "TASA DE CRECIMIENTO" : LOCATE 19,1
256 PRINT "PROMEDIO = "; GPROM : PRINT "INTERVALO H ENTRE"
258 LOCATE 22,1 : PRINT "MUESTRAS (en años)" : PRINT "="; H
342 Z$=INPUT$(1) : CLS : PRINT "INTERVALO H ENTRE
MUESTRAS (años)"; H
581 PRINT "AÑOS -- CARGA INTERPOLADA - CRECIMIENTO -- TASA PROM"
582 FOR I=1 TO 10
586 PRINT I; ".-"; CTESCI,1), CTESCI,2), GCI), GPROM : NEXT
595 PRINT " FUTURO ----- CARGA FUTURA"
600 FOR I=1 TO 10
610 PRINT I+10; ".-"; PNCI,1), PNCI,2) : NEXT
620 LOCATE 1,1 : Z$=INPUT$(1) : END

```

CALCULO DE TASA DE CRECIMIENTO Y ECUACION DE CRECIMIENTO
 INTRODUCE LOS DATOS EN EL ORDEN INDICADO (MAXIMO 10 PUNTOS)

1	.-01/03/88	3952
2	.-03/09/88	4200
3	.-07/10/89	4601
4	.-21/12/89	5083
5	.-15/06/90	5420
6	.-05/12/90	5750
7	.-18/05/91	6010
8	.-16/09/91	6150
9	.-10/05/92	6350
10	.-20/10/93	6552

TERMINACION DE ENTRADA DE DATOS NORMAL

FECHA: (dd/mm/aa) CARGA: (####)kV

Curva de Interpolación de Cargas en Espacios Variables a Espacios
 Constantes por el Metodo de Lagrange y Determinación de la Curva
 de Crecimiento Futuro de Carga por el Metodo de
 Predicción - Corrección de Euler

INTERVALO H ENTRE MUESTRAS (años) .5635353

ANOS	CARGA	INTERPOLADA	CRECIMIENTO	TASA PROM
1	.- 88.81620	4221.276	8.844781E-02	9.243853E-02
2	.- 89.37981	4427.781	.160235	9.243853E-02
3	.- 89.94334	4614.599	.2242903	9.243853E-02
4	.- 90.50688	5396.175	.130585	9.243853E-02
5	.- 91.07042	5782.615	9.362412E-02	9.243853E-02
6	.- 91.63395	6081.74	5.683112E-02	9.243853E-02
7	.- 92.19749	6274.164	.0342412	9.243853E-02
8	.- 92.76102	6394.34	2.198052E-02	9.243853E-02
9	.- 93.32455	6473.17	2.171171E-02	9.243853E-02
10	.- 93.88809	6552	0	9.243853E-02
FUTURO	CARGA	FUTURA		
11	.- 94.45163	6886.713		
12	.- 95.01516	7238.525		
13	.- 95.5787	7608.309		
14	.- 96.14224	7996.984		
15	.- 96.70577	8405.515		
16	.- 97.2693	8834.915		
17	.- 97.83284	9286.252		
18	.- 98.39636	9760.646		
19	.- 98.95991	10259.27		
20	.- 99.52345	10783.37		

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

- 1.-Electrical Transmission and Distribution Reference Book.
Westinghouse Electric Corp.
Pittsburgh, Penn. 1964.
- 2.-Elements of Power Systems Analysis.
Stevenson William D.
Tokio, Japan. Mc Graw-Hill 1975.
- 3.-Electric Power Systems.
Weedy B.M.
John Wiley & Sons. Bristol U.K. 1979.
- 4.-Estaciones Transformadoras y de Distribución.
Zoppeti Judez G.
Gustavo Gili. Barcelona Esp. 1981.
- 5.-Modern Power System Analysis.
Turan Gonen.
John Wiley & Sons Inc. Sacramento Cal. 1988.
- 6.-Electric Power Distribution System Engineering.
Turan Gonen.
Mc Graw-Hill. Sacramento Cal. 1986.
- 7.-Redes Eléctricas vol. 1 y 2.
Viqueira Landa J.
Representaciones y Servicios de Ingeniería. Mex. 1982.
- 8.-Diseño de Subestaciones Eléctricas.
José Radil Martín.
Mc Graw-Hill Mex. 1992.
- 9.-Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica vol. 1 y 2.
Enríquez Harper G. Limusa Mex. 1978.
- 10.-Sistemas Eléctricos de Potencia.
Stevenson William D.
Mc Graw-Hill Mex. 1979.