

FLUJO DE CARGA, CORTOCIRCUITOS Y PROTECCIONES
CONTRA SOBRECORRIENTES DE ALIMENTADORES PRIMARIOS
RADIALES DE DISTRIBUCION

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO
EN LA ESPECIALIZACION DE ELECTRICA EN LA ESCUELA
POLITECNICA NACIONAL

MANUEL RUEDA RUIZ

QUITO, JULIO DE 1.977

CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO FUE ELABORADO
POR EL SR. MANUEL RUEDA RUIZ BAJO MI DIRECCION.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'J. Barragan R.', with a large, stylized flourish at the end.

Ing. JOSE BARRAGAN R.

A G R A D E C I M I E N T O

Agradezco a los Ingenieros José Barragán, Victor Orejuela y Vicente Quizanga, quienes con su ayuda han hecho posible la consecución de este trabajo. Al mismo tiempo, hago extensivo mi agradecimiento al personal del Centro de Computación de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A., a la Srta. Susana Altamirano y al Sr. Mario Flores, por su colaboración.


-MANUEL RUEDA R.

A MIS PADRES

S U M A R I O .

Se desarrolla tres programas digitales aplicados al análisis de líneas radiales aéreas. El primero se refiere al flujo de carga basado en un método no iterativo considerando que el porcentaje de caída de voltaje no debe salir ~~fuera~~ de los límites permisibles asignados para líneas de distribución. El segundo programa calcula las impedancias de secuencia positiva y cero, usando el calibre, material del conductor y la configuración geométrica de la línea. El tercer programa calcula los máximos y mínimos valores de corriente de falla a cada nodo especificado del circuito usando las impedancias del segundo programa. Como un complemento a ésta serie de programas se da los criterios básicos para la protección de alimentadores primarios.

I N D I C E

Página

CAPITULO I.- INTRODUCCION.

1.1.-	Generalidades	1
1.2	Esquemas comunes de Circuitos	1
1.2.1	Alimentadores primarios Radiales	2
1.2.2	Alimentadores Primarios en Malla	2
1.3	Características Generales de la Carga	3

CAPITULO II.- FLUJO DE CARGA

2.1	Generalidades	5
2.1.1	Planteamiento del Problema Básico	5
2.1.2	Soluciones al Problema/	6
2.2.1	Flujo de Carga en Líneas Radiales en Ba se a la Formación de la Matriz Impedan- cia de Barra	6
2.1.2.2	Método Error Corrección	8
2.1.2.3	Método de la Caída de Tensión	9
2.2	Objetivos y Método	10
2.2.1	Objetivos	10
2.2.2	Método	10
2.2.2.1	Sistema Trifásico Balanceado	10
2.2.2.2	Capacitores Trifásicos Conectados en la Red	14
2.2.2.3	Reguladores no Automáticos Trifásicos en el Sistema	16
2.2.2.4	Regulación de voltaje y líneas Monofási- cas y Bifásicas	17
2.2.2.5	Crecimiento de la Carga	18
2.3	Programa Digital	
2.3.1	Introducción	19
2.3.2	Descripción del Programa Principal	20
2.3.3	Diagrama de Bloques	21

	Algoritmo para la Formación de los Arreglos para el paso I	23
	Algoritmo para la Utilización de los Arreglos para el paso II	26
2.4	Formatos de Entrada y Salida	
2.4.1	Preparación de los Datos	27
2.4.2	Datos	28
2.4.2.1	Datos Comunes para el Circuito	28
2.4.2.2	Datos Particulares para cada Nodo	29
2.5	Ejemplo de Aplicación	34
CAPITULO III.		
CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA		
3.1	Impedancias usadas en el Cálculo de Fallas	
3.1.1	Tipos de circuitos de Distribución	50
	Tabla I Tipos de Circuitos de Distribución	53
3.1.2	Impedancia de la Fuente	55
3.1.3	Impedancia de Falla	56
3.2	Método de Cálculo	
3.2.1	Características Geométricas de la Línea	57
	Tabla II Ecuaciones para las Distancias Geométricas entre Conductores	59
3.2.2	Fórmulas utilizadas para calcular las Impedancias de Secuencia	60
3.3	Programa Digital	
3.3.1	Introducción	64
3.3.2	Descripción del Programa Principal	64
3.4	Formatos de Entrada y Salida	
3.4.1	Preparación de los Datos de Entrada	66
3.4.2	Formato de Salida	69

CAPITULO IV.- CALCULO DE CORTOCIRCUITOS

4.1	Tipos de Fallas	72
4.2	Transformaciones a Componentes Simétricas	73
4.3	Método de Cálculo	
4.3.1	Teorema de Thevenin	74
4.3.2	Ecuaciones Para las Corrientes de Cortocircuito	75
4.4	Corriente Asimétrica de Falla	78
4.5	Programa Digital	80
4.5.1	Introducción	80
4.5.2	Descripción del Programa Principal	80
4.5.3	Diagrama de Bloques	82
4.6	Formatos de Entrada y Salida	
4.6.1	Preparación de los Datos de Entrada	85
4.6.2	Formatos de Salida	
4.7	Ejemplo de Aplicación	89

CAPITULO V.- CRITERIOS BASICOS DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES

5.1	Generalidades	112
5.2	Criterios para la utilización de Fusibles	
5.2.1	Utilización de Desconectores Fusibles en líneas de Distribución	112
5.2.2	Protección de Transformadores	115
5.2.3	Protección de Bancos de Capacitores	116
5.3	Criterios para la Utilización de Reconectores	117
5.4	Criterios para la Utilización de Seccionadores	119
5.5	Coordinación entre los diversos aparatos de protección	121
5.5.1	Coordinación entre un Relevador de la Subestación y un Reconector Hidráulico	122

5.5.2	Coordinación entre Reconectador Hidráulico y Seccionalizador Hidráulico	122
5.5.3	Coordinación entre Reconectador y Fusibles de Línea	123
5.5.4	Coordinación entre Reconectador, Seccionalizador y Fusibles de Línea	123
5.5.5	Coordinación entre Reconectador y Fusibles de Protección del Transformador	124
CAPITULO VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		125
APENDICE A		
A.1	Fórmulas de Carson	129
A.2.	Cálculo de las Impedancias de Secuencia	
A.2.1	Determinación de la Impedancia de Secuencia Positiva	132
A.2.2	Determinación de las Impedancias de Secuencia Cero	
A.2.2.1	Circuito Trifásico sin Conductor Neutro	137
A.2.2.2	Circuito Trifásico con Conductor Neutro	140
A.2.2.3	Circuito Trifásico con Conductor Neutro y retorno por Tierra	144
APENDICE B.- LISTADO DEL PROGRAMA DE FLUJO DE CARGA		147
APENDICE C.- LISTADO DEL PROGRAMA DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.		159
REFERENCIAS		174

C A P I T U L O 1

= = = = =

INTRODUCCION

1.1 GENERALIDADES.- En el sistema de distribución de nuestro país existe una gran cantidad de circuitos radiales, por lo que es conveniente hacer un estudio técnico, recurriendo a la ayuda del computador digital, reduciéndose el tiempo y la inversión en la planificación de estos sistemas.

En el trabajo a realizarse, se analizará en primer lugar el flujo de potencia en base a datos ya establecidos de carga en líneas radiales, sean estas trifásicas, bifásicas o monofásicas.

Luego se calculará las impedancias de secuencia de los alimentadores primarios, pasando de esta forma al cálculo de las corrientes de cortocircuito en puntos determinados de la red.

Finalmente se dará los criterios básicos para la protección de líneas radiales, completando así una visión general respecto a alimentadores primarios radiales.

1.2 ESQUEMAS COMUNES DE CIRCUITOS.- Un sistema de potencia consiste de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

El sistema de distribución es importante tanto por el servicio que se debe dar al usuario, como por la inversión realizada en él.

Observando la parte de distribución correspondiente a alimentadores primarios podemos encontrar los siguientes tipos de alimentadores:

- 1) Alimentadores primarios radiales, se trata de un simple camino para el flujo de potencia hacia la carga. Existe también alimentadores primarios de lazo.
- 2) Alimentadores primarios en malla, tienen más de un camino simultáneo para el flujo de potencia hacia la carga.

1.2.1 ALIMENTADORES PRIMARIOS RADIALES.- Existe un simple camino de alimentación, la magnitud de corriente es mayor - en los conductores que salen de la subestación y a medida -- que los transformadores de distribución y alimentadores se derivan del alimentador principal, la magnitud de corriente decrece continuamente y por lo tanto el tamaño del conductor también decrece.

En esta clase de alimentadores encontramos los siguientes arreglos:

- a) Alimentadores expresos al centro de carga.
- b) Alimentadores fase-área.

Los alimentadores expresos al centro de carga son propios para servir medianas densidades de carga, como áreas residenciales y ligeras áreas comerciales donde el centro de - carga es bien estable y definido, no prestando aplicación pa - ra el crecimiento de nuevas cargas.

En el arreglo fase-área hay que tener mucho cuidado en la planificación de las áreas, en orden a obtener carga ba - lanceada en las tres fases. Esto se torna difícil si el ali - mentador está localizado en un área de crecimiento de carga. Además no se puede servir cargas trifásicas en cualquier lu - gar. Este arreglo generalmente se aplica en áreas rurales de carga ligera.

1.2.2 ALIMENTADORES EN MALLA.- La malla primaria es un sis - tema interconectado de alimentadores, los cuales son servidos por varias subestaciones de distribución o unidades de malla localizadas a través del área de la malla.

Es necesario anotar algunas ventajas de un sistema ma - llado con relación a un sistema radial.

- a) Confiabilidad de servicio.
- b) Disminución de pérdidas de potencia, ya que esta potencia es llevada cerca de la carga prácticamente en altos volta - jes por los circuitos de subtransmisión.
- c) La flexibilidad es una decisiva ventaja, particularmente donde la carga total cambia con el tiempo o cambia desde una sección a otra.

Sin embargo, para un rango específico de densidad de carga la malla primaria puede no ser económica. Utilizándose en este caso el sistema radial (Ref. 1).

1.3 CARACTERISTICAS GENERALES DE LA CARGA.- Para el diseño y operación de un sistema de distribución es necesario conocer las características de la carga.

La determinación de las características de la carga con miras a utilizarse en el programa de flujo de carga "puede realizarse de dos maneras:

1.3.1 En general un circuito de distribución puede atender zonas que corresponden a diversas categorías de consumo residencial o comercial. o alimentar cargas especiales denominadas así por no ser asociadas con ninguna categoría homogénea considerada.

Para las categorías homogéneas de consumo (residenciales o comerciales) la carga en general se expresa en términos de una demanda (*) individual máxima en KVA, y factores de diversidad que relacionan la demanda correspondiente a un grupo de consumidores de una determinada categoría con la demanda individual máxima. El factor de diversidad para un mismo número de consumidores en general diferente para cada categoría de consumo.

Estos datos se pueden obtener de curvas típicas de demanda máxima diversificada (KVA por consumidor) para varias categorías de consumo y los factores de diversidad resultantes para cada una de ellas en función del número de consumidores. De acuerdo con estos factores se puede analizar el sistema de distribución secundario y considerar que la carga va a estar concentrada en el punto correspondiente a cada transformador (Ref. 3).

(*) Demanda: Se entiende por demanda de una instalación o sistema a la carga promedio a los terminales del receptor sobre un intervalo específico de tiempo.

Factor de diversidad: El factor de diversidad es la relación de la suma de las máximas demandas individuales de las varias subdivisiones del sistema a la máxima demanda de todo el sistema.

1.3.2 Una segunda manera de estimar las cargas es considerando el promedio anual de KWH consumidos por el consumidor y no la máxima demanda coincidente.

Debido al gran número de cargas la determinación de las características de la carga, se realiza tomando un pequeño número de cargas desde el campo de medida y luego se aplica -- principalmente principios estadísticos para estimar las características con precisión. Ya que en gran parte la falta de datos sobre la demanda diversificada y el costo de obtención de los mismos, hace que la relación de la máxima demanda y los KWH consumidos tenga un interés de atractiva consideración. De esta forma la demanda simultánea de una red puede ser expresada en términos de la energía consumida y este resultado podrá ser utilizado en el cálculo de flujo de potencias (Ref. 2).

Será necesario también tomar en cuenta el crecimiento de la carga que es de primera importancia tanto en el diseño eléctrico como en el diseño mecánico.

C A P I T U L O 2

FLUJO DE CARGA

2.1 GENERALIDADES

2.1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA BASICO.- Se tiene una línea radial de distribución o alimentador primario cuya configuración es de la siguiente forma:

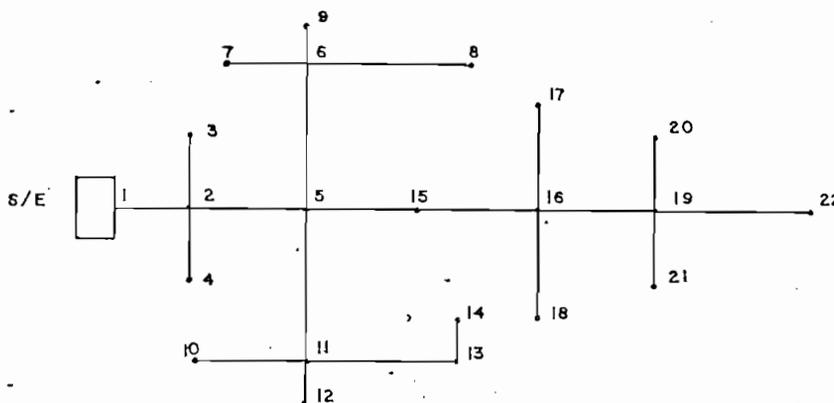


Fig. 2.1. Esquema de un sistema de distribución radial.

Como se muestra en la fig. 2.1. se tiene la subestación o nodo inicial de donde sale el alimentador a cada punto numerado (llamado nodo), en el cual se encuentra ubicado un transformador o donde el circuito cambia de un ramal principal trifásico, a un lateral simple fase.

El problema se presenta de esta manera, se tiene puntos de derivación y puntos terminales, además cada segmento de línea puede ser trifásico, bifásico o monofásico.

Este sistema puede tener cualquier configuración y complejidad. Se analizará el flujo de potencia en cada sección de línea y el voltaje de servicio en cada nodo.

Entendiéndose por voltaje de servicio, al voltaje existente o calculado para cada nodo del sistema, siendo por tanto el voltaje en el lado de alta tensión de los transformadores de distribución.

2.1.2 SOLUCIONES AL PROBLEMA

Entre las soluciones al problema podemos citar los siguientes procedimientos:

2.1.2.1 FLUJO DE CARGA EN LINEAS RADIALES EN BASE A LA FORMACION DE LA MATRIZ IMPEDANCIA DE BARRA⁽⁵⁾. Este método se basa en la formación de la matriz impedancia de barra de una línea radial, luego la aplicación de la técnica iterativa de Gauss Seidel, obteniéndose de esta manera el flujo de potencia en cada sección de línea y el voltaje en cada nodo.

a) Formación de la matriz impedancia de barra:

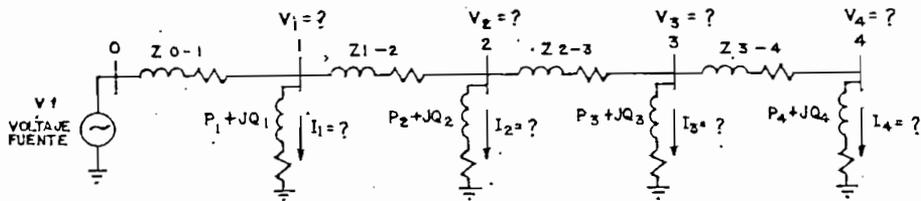


Fig. 2.2 Sistema Radial de Distribución:

Parámetros conocidos: Voltaje de la fuente V_f ,

Impedancia de cada segmento de línea

Z_{pq} ,

Carga expresada en forma de potencia

$P_k + jQ_k$,

Parámetros buscados: Voltaje a cada nodo V_k ,

Corriente en cada sección de línea I .

La matriz impedancia de barra es un arreglo lógico de las impedancias de cada segmento de línea que forma el sistema de distribución.

Aplicando La ley de Ohm en la Fig. 2.2.

$$\begin{aligned}
 V_{01} &= Z_{01} I_1 + Z_{01} I_2 + Z_{01} I_3 + Z_{01} I_4 \\
 V_{02} &= Z_{01} I_1 + Z_{02} I_2 + Z_{02} I_3 + Z_{02} I_4 \\
 V_{03} &= Z_{01} I_1 + Z_{02} I_2 + Z_{03} I_3 + Z_{03} I_4 \\
 V_{04} &= Z_{01} I_1 + Z_{02} I_2 + Z_{03} I_3 + Z_{04} I_4
 \end{aligned}
 \tag{2-1}$$

donde:

$$\begin{aligned}
 Z_{02} &= Z_{01} + Z_{12} \\
 Z_{03} &= Z_{02} + Z_{23} = Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} \\
 Z_{04} &= Z_{03} + Z_{34} = Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34}
 \end{aligned}$$

$$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{02} \\ V_{03} \\ V_{04} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{01} & Z_{01} & Z_{01} & Z_{01} \\ Z_{01} & Z_{02} & Z_{02} & Z_{02} \\ Z_{01} & Z_{02} & Z_{03} & Z_{03} \\ Z_{01} & Z_{02} & Z_{03} & Z_{04} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix}
 \tag{2-2}$$

$$\overline{V}_N = [Z_N] \overline{I}_N
 \tag{2-2}$$

Donde: \overline{V}_N es el vector de voltajes de cada nodo respecto al nodo de referencia, o nodo inicial correspondiente a la subestación.

Z_N es la matriz impedancia de nodos (o de barras).

\overline{I}_N corriente de carga en cada nodo.

b) Aplicación de la técnica iterativa de Gauss-Seidel.

Por medio de esta técnica se puede obtener los voltajes a cada nodo del sistema.

La ecuación general que relaciona el voltaje de cada nodo con el voltaje de la fuente, potencia e impedancia de dicho nodo será:

$$V_k = V_{\text{fuente}} + \sum_{i=1}^n Z_{ki} \left(\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - Y_i V_i \right) \quad (2-3)$$

donde: K es el nodo de interés,

n es el número de nodos,

Z_{ki} es el miembro de la matriz impedancia de nodos correspondiente a la K fila y la i columna,

$P_i - jQ_i$ es la carga en unidades de potencia al nodo i, y Y_i es la admitancia de cualquier banco de capacidades al nodo i.

2.1.2.2 METODO ERROR CORRECCION⁽⁴⁾.- La aplicación de este método a ciertos circuitos trifásicos balanceados se realiza asumiendo un voltaje en el nodo terminal del sistema y luego calculando los voltajes en cada nodo hasta llegar a la fuente, usando las ecuaciones (2-4) (2-5).

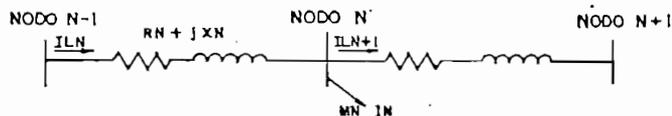


Fig. 2.3

Donde: I_N = corriente de carga,

$M_N = P_N + jQ_N$ Carga,

I_{LN} = corriente en la sección N de la línea,

Z_N = impedancia de la sección de la línea,

V_N = voltaje sobre la barra N

$$I_{LN} = I_N + I_{LN+1} \quad (2-4)$$

$$V_{N-1} = V_N + I_{LN} Z_N \quad (2-5)$$

De ésta manera el voltaje de la fuente ha sido calculado, después éste se compara con un valor deseado. La diferencia es designada por ΔV y es usada para variar el voltaje asumido o la compensación reactiva sobre la barra terminal del circuito en una nueva iteración.

$$\begin{aligned}\Delta V &= |V_f| \text{ (deseado)} - |V_f| \text{ (calculado)} \\ V_f &= \text{ voltaje de la fuente}\end{aligned}$$

Si ΔV es menor que la tolerancia especificada, se considera que el sistema converge siendo aceptable esta solución.

Para obtener una solución más rápida se multiplica el valor del voltaje asumido luego de la primera iteración por un valor de K , donde:

$$K = \frac{\Delta V + |V_n|}{|V_n|} \quad (2-6)$$

V_n = Voltaje terminal del circuito.

2.1.2.3. METODO DE LA CAIDA DE TENSION.- En éste método luego de tener la potencia instalada a nivel de subestación, junto con la demanda máxima del sistema, se calcula el voltaje de servicio a cada nodo del circuito, y el flujo de potencia en cada sección de línea (Ref. 2,3,6,7,10).

Con relación al primer método (2.1.2.1) se puede apreciar que el arreglo de ecuaciones tendrá una solución, o el sistema converge a una solución, si cumple con la condición suficiente que la diagonal del arreglo sea dominante con relación a los demás elementos del arreglo y como se puede notar, la diagonal de la matriz impedancia de nodos formada, no es dominante y por lo tanto el sistema converge muy difícilmente a una solución.

Del segundo método (2.1.2.2) se puede señalar, que dicho método tiene aplicación más en circuitos trifásicos y causaría problemas al tener un sistema complejo de distribución con muchas derivaciones o ramas.

Por lo tanto se ha escogido el tercer método (2.1.2.3), como método flexible en cuanto se refiere al número de ramas o -

derivaciones que pueden ser analizadas, siendo de una precisión bastante aceptable y además no presenta mayor dificultad en la preparación de los datos.

2.2. OBJETIVOS Y METODO

2.2.1. Los objetivos que se pretende del flujo de carga son - los siguientes:

- 1) Nivel de voltaje de servicio en cada nodo del sistema.
- 2) Regulación de voltaje.
- 3) Flujo de KVA, KW, KVAR, con y sin el efecto de capacitores.
- 4) Subida de voltaje debido al efecto de capacitores y reguladores no automáticos trifásicos instalados en la red.
- 5) Análisis para cualquier combinación de líneas trifásicas, - bifásicas o monofásicas.
- 6) Pérdidas en el sistema con y sin el efecto de capacitores - trifásicos instalados en el sistema.
- 7) Aplicación de factores de crecimiento a la carga.

2.2.2. METODO

Este programa digital está encaminado hacia la planificación de nuevos sistemas de distribución, siendo por tanto importante no perder de vista las aproximaciones hechas para la realización del programa como se indicará más adelante.

Para llevar a cabo el programa digital se ha analizado los siguientes casos:

2.2.2.1. SISTEMA TRIFASICO BALANCEADO

- 1) Se trata de conocer la potencia instalada en el sistema a nivel de subestación, para esto se define tres clases de -- cargas (KVA) que pueden existir en el sistema y son:
 - a.- Potencia de los transformadores, que no poseen factor de demanda medido
 - b.- Cargas medidas como fábricas o cargas correspondientes a transformadores con factor de demanda medido.
 - c.- Carga en KVAR correspondiente a capacitores que pueden estar instalados en el sistema.

Aquí se define como factor de demanda ($\frac{\text{demanda actual}}{\text{capacidad instalada}}$) : a la relación de la demanda actual a la capacidad instalada del transformador.

maxima

Además es necesario saber los KVA y KVAR instalados en cada rama o derivación.

2) Luego es necesario conocer la demanda máxima y el factor de potencia medidos en la subestación (datos).

Después de tener la potencia instalada se debe calcular el factor de demanda para los transformadores que no poseen este factor. Se realiza éste cálculo para repartir la carga de acuerdo a la necesidad del sistema que puede ser o por lo general es diferente de la potencia instalada. Además este factor de demanda se considera común para todos los transformadores del sistema, ya que se asume que todas las cargas están normalmente distribuidas durante los altos períodos de carga. Siendo muy similares entre sí para ciertas cargas típicas. Por ejemplo, cargas residenciales. (Ref. 2). El factor de demanda es igual a:

$$FD = \frac{DS - TCM}{TPT} \quad (2-7)$$

donde:

- FD = Factor de demanda
- DS = Demanda máxima en la subestación
- TCM = Total de cargas medidas en el sistema
- TPT = Total de potencia instalada de los transformadores sin factor de demanda.

Con el factor de demanda se asigna la carga respectiva en cada punto o nodo en base de la potencia instalada en dicho punto. Al mismo tiempo se calcula los KW y KVAR de acuerdo a los KVA del sistema y el factor de potencia que se estima similar para todo el sistema (Ref. 1).

3) Cálculo de la regulación.- En un tramo del circuito dado, Ver fig. 2.4, la regulación de voltaje está dado por la siguiente expresión.

$$CV\% = \frac{|V_f + IZ_L| - |V_f|}{|V_f|} = \frac{|V_i| - |V_f|}{|V_f|} \times 100 \quad (2-8)$$

Donde:

- $CV\%$ = Regulación de voltaje
 I = Fasor de corriente a través del tramo.
 Z = Impedancia del circuito por unidad de longitud
 $= R + jX$
 L = Longitud del tramo
 V_f = Voltaje en el terminal receptor.
 V_i = Voltaje en el terminal emisor.

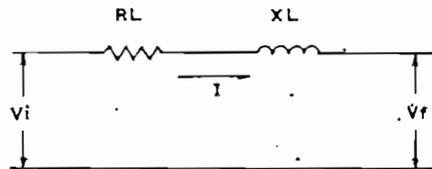


Fig. 2.4

Tomando como referencia el fasor de voltaje V_f , y suponiendo una corriente inductiva retrasada con relación a V_f en un ángulo ϕ el diagrama fasorial es el indicado en la siguiente figura

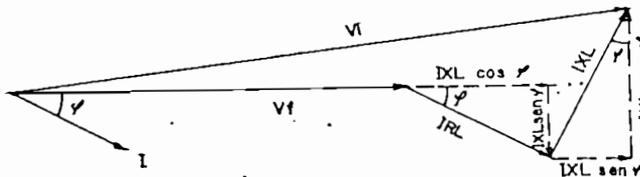


Fig. 2.5

De donde:

$$V_i^2 = [V_f + IRL \cos \varphi + IXL \sin \varphi]^2 + [IXL \cos \varphi - IRL \sin \varphi]^2 \quad (2-9)$$

Para los valores de resistencia, reactancia y factor de potencia usuales en redes de distribución, el segundo término de la ecuación anterior tiene un orden de magnitud totalmente despreciable (del orden del 0.01%) con relación al primer término por lo que puede ser excluido de la ecuación quedando entonces la expresión más simple.

$$|V_i| = V_f + IRL \cos \varphi + IXL \sin \varphi \quad (2-10)$$

De donde:

$$CV\% = \frac{|V_i| - |V_f|}{|V_f|} \times 100 = \frac{IRL \cos \varphi + IXL \sin \varphi}{|V_f|} \times 100$$

$$CV\% = \frac{I \cdot L}{|V_f|} (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \times 100 \quad (2-11)$$

Teniendo en cuenta que los límites de regulación permisibles en circuitos de distribución son bajos (del orden de 5 -7%), no se comete un error grande al utilizar el voltaje nominal de la red (V_{nom}) en la ecuación anterior en lugar de el V_f correspondiente a cada uno de los nodos del circuito. Por lo tanto se puede esperar algún error si el cálculo de los niveles de voltaje salen fuera del rango asumido.

$$CV\% = \frac{I \cdot L}{V_{nom}} (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \times 100 \quad (2-12)$$

Además

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} \cdot V_{ff}} \quad [A] \quad (2-13)$$

Donde:

KVA = Potencia trifásica

Vff = Voltaje fase - fase en KV

$$CV\% = KVA \times L \frac{R \cos \varphi + X \sin \varphi}{V_{ff}^2 \times 10} \quad (2-14)$$

Luego el voltaje de servicio será:

$$NVS\% = 100 - CV\% \quad (2-15)$$

Las pérdidas serán:

$$\text{Pérdidas} = 3 I^2 R \quad (2-16)$$

$$\text{Pérdidas} = R \frac{KW^2 + KVAR^2}{1000 V_{ff}^2} \quad KW \quad (2-17)$$

Este proceso se realiza nodo por nodo, rama por rama hasta llegar al último terminal del circuito.

2.2.2.2. CAPACITORES TRIFASICOS CONECTADOS EN LA RED.- Al existir capacitores en la red, se sigue el mismo procedimiento anterior con las siguientes modificaciones.

- 1) Se tiene a nivel de subestación el total de KVAR conectados en el sistema,
- 2) Se calcula la demanda correspondiente a la carga, es decir, sin el efecto de capacitores en el sistema de acuerdo con el siguiente gráfico.

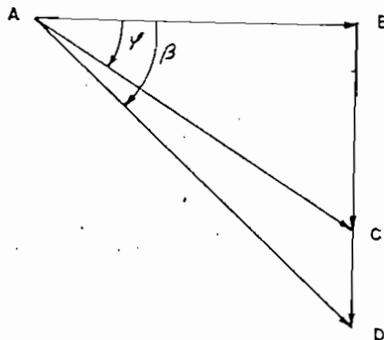


Fig. 2.6a

Donde:

- AB = son los KW que necesita el sistema,
- BD = son los KVAR que necesita el sistema,
- AC = es la demanda medida en la subestación en KVA,

AD = es la demanda que se mediría en la subestación sin el efecto de capacitores en el sistema (esta demanda se va a calcular),

CD = KVAR de los capacitores instalados en el sistema,

$\cos \varphi = FP$ = es el factor de potencia medido en la subestación con el efecto de capacitores.

$\cos \beta$ = factor de potencia de ^{1a} carga sin considerar el efecto de capacitores.

$$\text{Sen } \varphi = \sqrt{1 - \text{Cos } \varphi^2} = \sqrt{1 - FP^2} \quad (2-18)$$

$$AD^2 = AC^2 + CD^2 + 2AC \cdot CD \cdot \text{Sen } \varphi$$

$$AD = \sqrt{AC^2 + CD^2 \pm 2AC \cdot CD \sqrt{1 - FP^2}} \quad (2-19)$$

El signo \pm depende del factor de potencia, se considera positivo si el factor de potencia es atrasado.

Luego se pasa a calcular el factor de demanda de los transformadores con la nueva demanda calculada y el nuevo factor de potencia de la carga.

$$FD = \frac{AD - TCM}{TPT} \quad (2-20)$$

$$\text{Cos } \beta = \frac{AC \cdot \text{Cos } \varphi}{AD} \quad (2-21)$$

La subida de voltaje debido a los capacitores en porcentaje será:

$$\text{SVCAP}\% = \frac{X L CD}{10 V_{ff}^2} \quad (2-22)$$

Donde:

SVCAP% = subida de voltaje debido a los capacitores.

CD = KVAR instalados en el sistema.

El voltaje de servicio será igual a:

$$NVS\% = 100 - CV\% + SVCAP\% \quad (2-23)$$

El flujo de KVA con capacitores en cada rama está dado por la siguiente fórmula:

$$\text{Flujo} = \sqrt{KW^2 + (KVAR - CD)^2} \quad (2-24)$$

2.2.2.3 REGULADORES NO AUTOMATICOS TRIFASICOS EN EL SISTEMA

Al existir reguladores en cualquier nodo, el regulador alterará el valor de voltaje de servicio y el porcentaje de regulación. Siendo necesario determinar el porcentaje de regulación que debe subir para alcanzar el nivel deseado de voltaje.

$$VSR\% = NVD\% - (100 - CV\%) \quad (2-25)$$

Donde:

VSR% = es el porcentaje de voltaje que debe subir el regulador.

NVD% = es el nivel deseado de voltaje.

Luego se determina el porcentaje de voltaje que el regulador debe subir de acuerdo a su capacidad:

$$VRPS\% = CR\% \times (100 \div CV\%) \quad (2-26)$$

Donde:

VRPS% = es el porcentaje que el regulador puede subir,

CR% = es la capacidad del regulador en porcentaje (dato).

Y se compara entre estos dos valores calculados obteniéndose los siguientes resultados:

- a) Si el voltaje que debe subir el regulador para tener el nivel deseado de voltaje, es menor que el voltaje que es capaz de subir dicho regulador, entonces el regulador subirá el voltaje hasta su capacidad nominal siendo la regulación de voltaje igual a:

$$CV\% = 100 - NVD\% \quad (2-27)$$

- b) Si el porcentaje de voltaje que debe subir el regulador de acuerdo con su capacidad, es menor que el nivel deseado de voltaje, el regulador subirá dicho voltaje hasta su capacidad nominal, quedando un porcentaje de regulación igual a:

$$CV\% = CV\% - CR\% \times (100 - CV\%) \quad (2-28)$$

De ésta forma el nuevo nivel de voltaje de servicio será igual a

$$NVS\% = 100 - CV\%$$

2.2.2.4. REGULACION DE VOLTAJE EN LINEAS MONOFASICAS Y BIFASICAS.- Cuando se trata de calcular el porcentaje de regulación de líneas bifásicas o monofásicas, se utiliza la fórmula (2-14) correspondiente al caso trifásico, pero afectada por los factores de 6 para líneas monofásicas y 3 para líneas bifásicas.

Para el caso monofásico, la caída de voltaje será el doble que en un sistema trifásico y la carga equivalente monofásica, será igual a tres veces la carga por fase alimentada por un sistema trifásico. Por lo tanto la fórmula (2-14) deberá multiplicarse por el factor de 6.

Si se suma una fase a una simple fase lateral de un sistema a 4 hilos dividiendo la carga existente igualmente entre las dos fases, la caída de voltaje se reducirá, pero no por una sim

$\text{Cos } \alpha =$ nuevo factor de potencia del sistema.

La demanda proyectada en la subestación es igual a:

$$\text{AH} = \text{FDC} \times \text{CTIP} + \text{CMP} \quad (2-29)$$

donde:

FDC = factor de demanda calculado,

CTIP = capacidad de todos los transformadores en KVA
sin factor de demanda, proyectados y sin proyectar.

Luego:

$$\text{AF} = \sqrt{(\text{AH} \cos \beta)^2 + (\text{AH} \text{ Sen } \beta - \text{FH})^2} \quad (2-30)$$

$$\text{Cos } \alpha = \frac{\text{AH} \cos \beta}{\text{AF}} \quad (2-31)$$

En base a esta nueva demanda en la subestación se puede -- calcular el nuevo factor de demanda siguiendo el mismo procedimiento que para el caso trifásico 2.2.2.1.

Al calcular la demanda proyectada se utiliza la siguiente fórmula considerando que la demanda crece uniformemente durante un cierto período de tiempo.

$$\text{FC} = (1 + \text{FCR})^{\text{NA}} \quad (2-32)$$

Siendo:

NA = el período de años estimado en el cual la carga va a crecer.

FCR = el porcentaje con que la carga crecerá.

FC = el factor que se aplica a la carga existente.

2.3.- PROGRAMA DIGITAL

2.3.1. INTRODUCCION.- Este programa está escrito en FORTRAN - IV y ha sido procesado en el computador IBM

370-125 de la EPN. El objetivo sobre todo del programa es tener una herramienta para la planificación de nuevos sistemas y en base a éste criterio se ha enfocado la realización de éste programa.

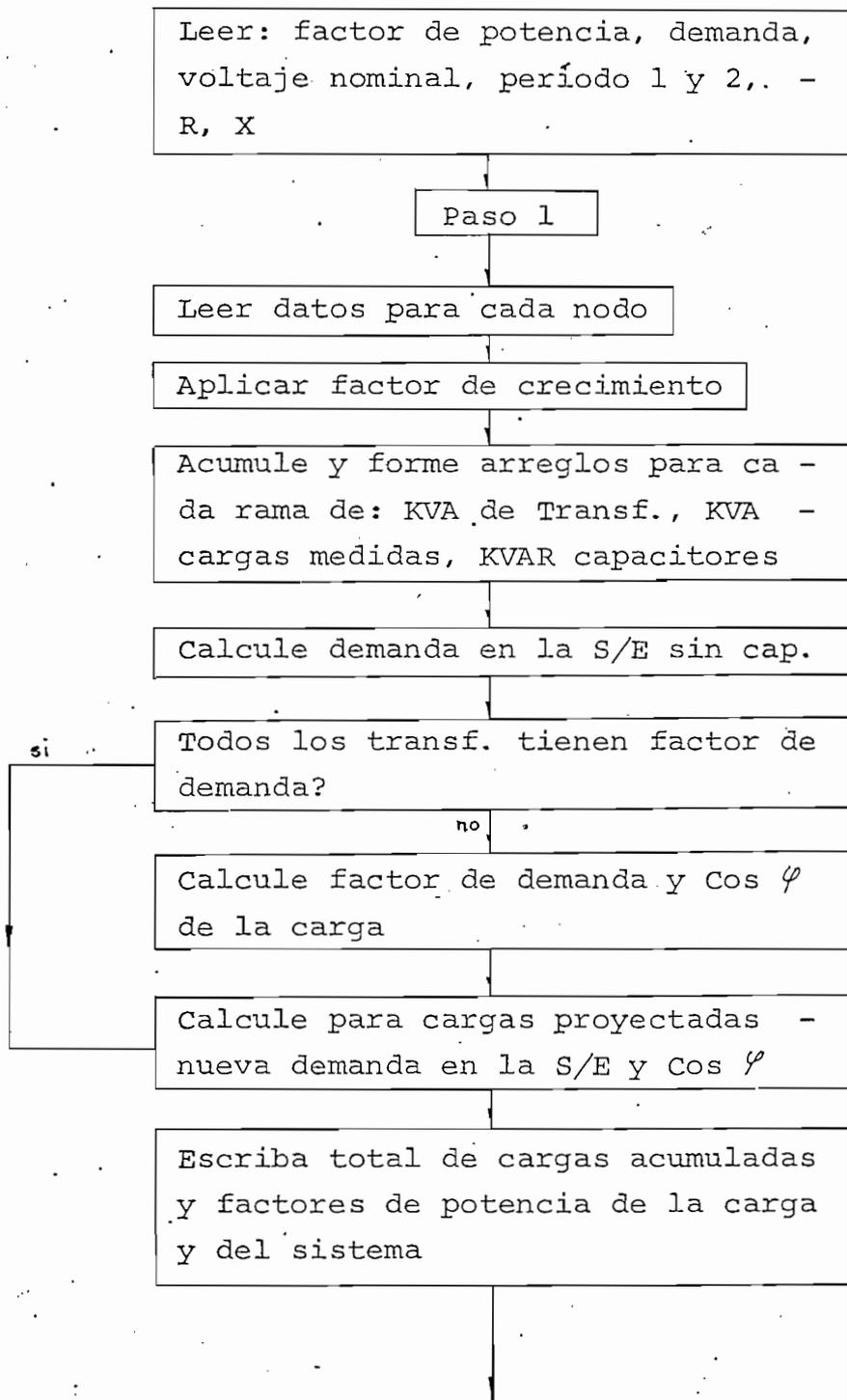
Se asume que las cargas son balanceadas para el cálculo de la regulación de voltaje. Posible desbalance debe tenerse en cuenta en las restricciones de la caída de voltaje permisible. La siguiente instrucción útil es dada por la referencia 13 en la cual se define un circuito balanceado como una línea multifase cargada, tal que la carga estimada de cualquier fase no sea menor que el 80% o no sea mayor que el 120% de el promedio de carga por fase:

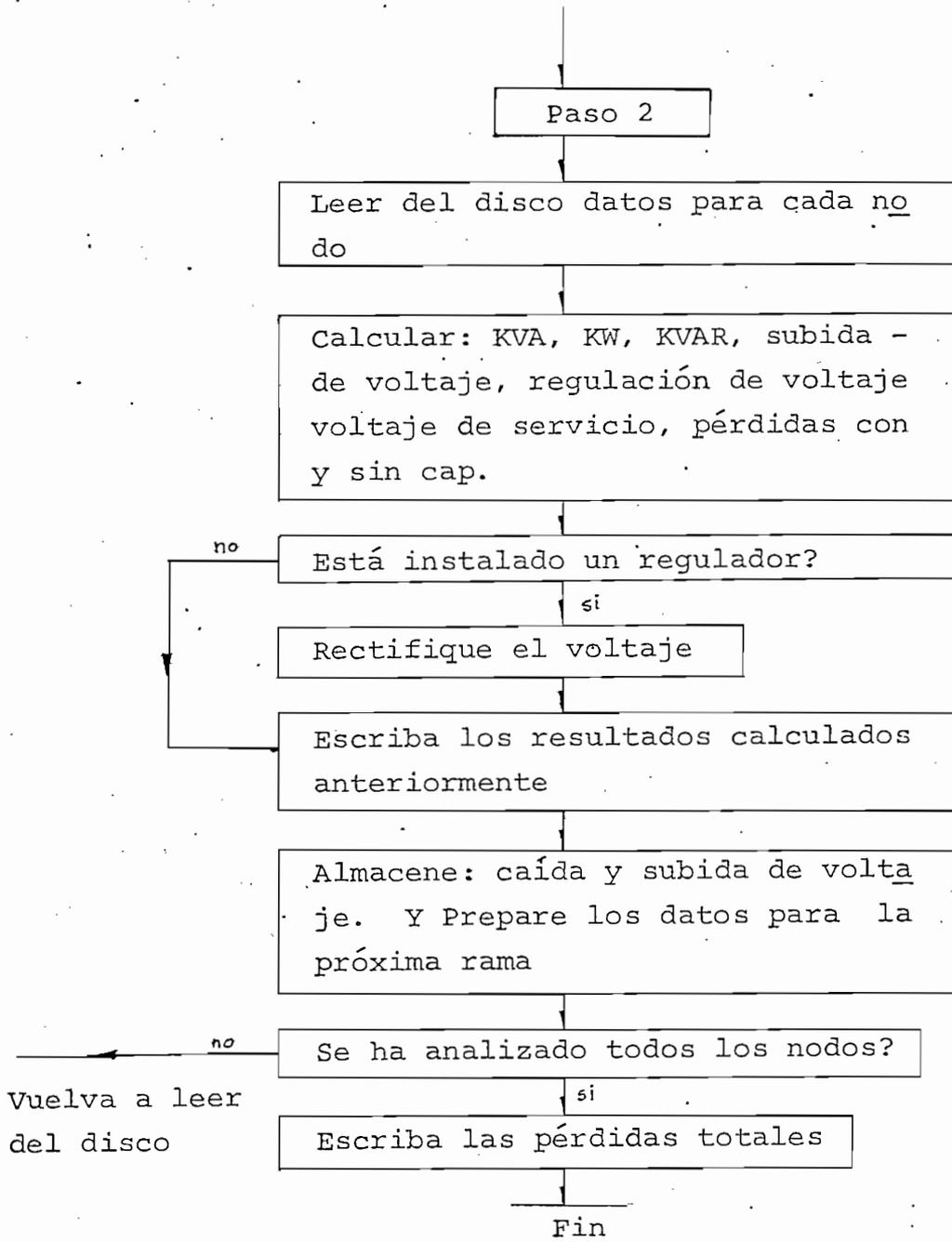
Las opciones que tiene el programa son el análisis de redes con capacitores y reguladores trifásicos no automáticos. Además este estudio se lo puede realizar sea por fase o por circuito.

2.3.2. DESCRIPCION DEL PROGRAMA PRINCIPAL.- El programa resuelve el sistema en dos partes: después de leer R y X la parte uno analiza el circuito desde la subestación hasta el último nodo, acumulando la capacidad total de KVA de los transformadores y cargas medidas, como KVAR de capacitores. Un arreglo de almacenamiento es generado.

La parte dos, haciendo uso del arreglo anterior, vuelve a examinar la red repartiendo la demanda correspondiente de los transformadores y cargas respectivas. Y calculando el flujo de potencia, regulación de voltaje, pérdidas totales.

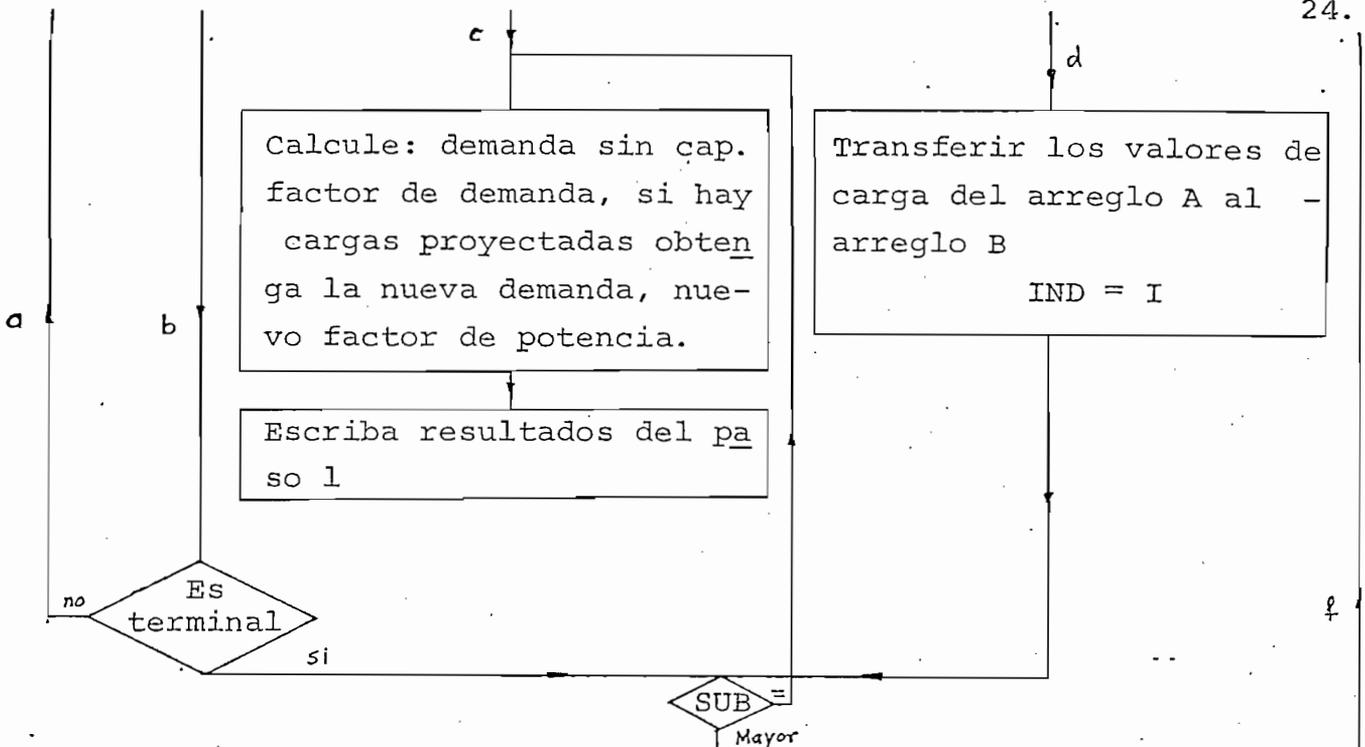
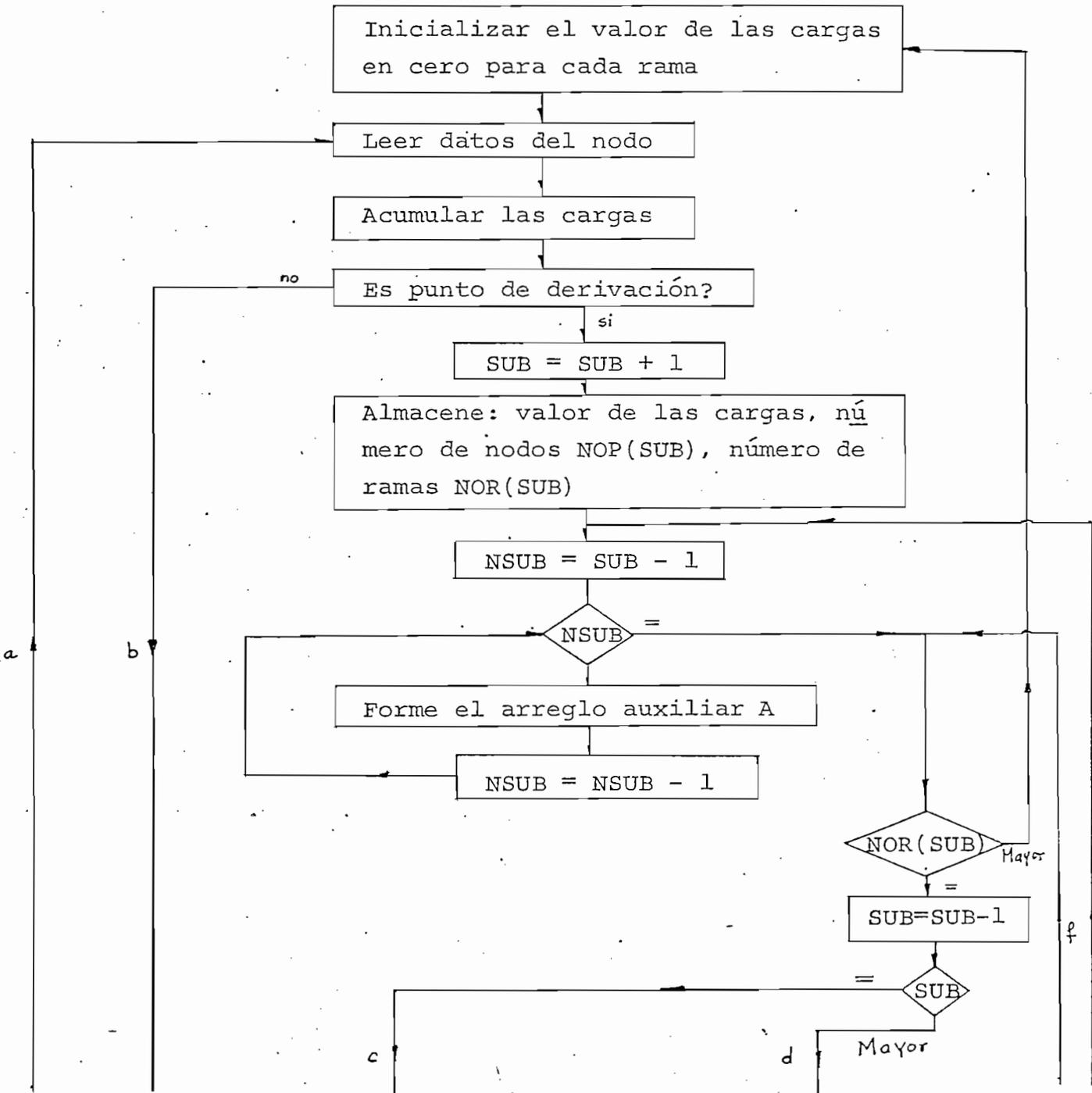
2.3.3.- DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROGRAMA PRINCIPAL

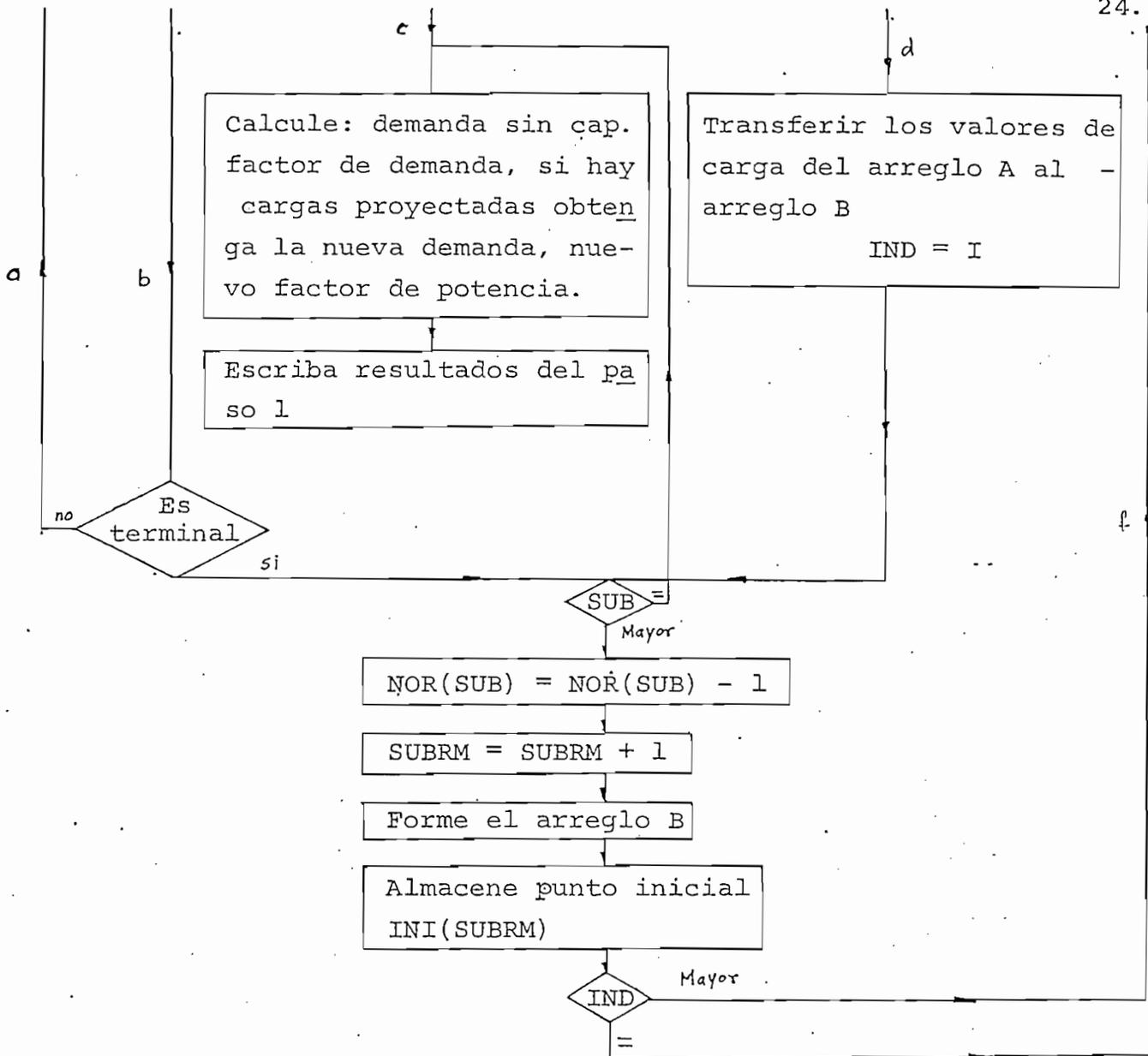




Algoritmo para la formación de los Arreglos para el

Paso 1





El arreglo auxiliar A está formado por los valores de cargas correspondientes a cada ramal o derivación analizada desde el nodo original hasta su terminal. Este arreglo es temporal - ya que existe mientras se estudia dicho ramal.

El arreglo B, contiene para cada nodo la suma total de las cargas conectadas en todas las subramas pertenecientes a la derivación que nace en el nodo analizado. La carga total excluye la carga del nodo.

SUB, SUBRM, NSUB: son los subíndices utilizados para la formación de los arreglos señalados anteriormente.

IND: Indicador.

Antes de calcular los distintos parámetros se tiene las cargas acumuladas a nivel de subestación.

001749

NRAMAS es el número de ramas que salen del nodo.

2.4 FORMATOS DE ENTRADA Y SALIDA

2.4.1 Preparación de datos.

El primer paso en la preparación de los datos es establecer sobre el diagrama del circuito de distribución los siguientes puntos:

- 1.- Puntos de carga (ya sea todos los puntos de carga o puntos a los cuales cargas adyacentes distribuidas pueden ser agrupadas convenientemente).
- 2.- Puntos de derivación (puntos desde los cuales el estudio se realizará en más de una dirección).
- 3.- Puntos donde el número de fases o el calibre del conductor cambia.
- 4.- Cualquier otro punto donde el voltaje de servicio o futuras conexiones pueden hacerse.

El número máximo de puntos (nodos) será de 100, y puede ser cualquiera desde el número 2 hasta el 100. El número 1 será para la subestación o nodo inicial. Ningún número puede ser usado dos veces en el mismo estudio. Se enumera comenzando en la subestación siguiendo hasta el primer punto de derivación, luego continuando por la derivación hasta su terminal, volviendo al ramal principal y siguiendo hasta el próximo punto de derivación. Es conveniente enumerar el ramal más corto primero ya que el tiempo utilizado en resolver el circuito disminuye.

El nodo 1 corresponde a la subestación, y no posee longitud para el conductor, considerándose un nodo ficticio ya que no tiene impedancia sobre el lado de la fuente, como se indica en la fig. 2.8 y 2.11, éste nodo tiene los siguientes datos: Número de fases, Tipo de conductor (cobre, aluminio) que parte de la S-E, factor de escala y factores de crecimiento

2.4.2 Datos

2.4.2.1 Datos comunes para el circuito.- En la primera tarjeta debe ir el nombre de la Empresa hasta la columna 40, la fecha va en las siguientes columnas (40-80).

La identificación del circuito (nombre de la subestación o del alimentador primario) pueden ocupar las 80 columnas de la segunda tarjeta.

Luego se debe llenar dos tarjetas adicionales de comentarios sea alfabética o numérica (indicando si existe carga proyectada, o cambios realizados para las alternativas del sistema, datos importantes en el diseño, etc). Esta información será escrita en la salida del programa (ver resultados pág... 34).

La quinta tarjeta está formada por las siguientes variables:

Factor de Potencia: es el factor de potencia medido en la subestación bajo condiciones de máxima carga (hora pico), Columnas 1 a 6 (F6.2). Un blanco en la primera columna indica factor de potencia atrasado, y un menos indica factor de potencia adelantado.

NC: si el estudio de la red se realiza por circuito trifásico entra en un uno (1) en la columna 8 y si es por fase entra un tres (3) en dicha columna.

Demanda del circuito: Es la máxima demanda en KVA medida en la subestación por fase. Entra en la columna 10 hasta la 18 para la fase A (F9.1), desde la 19 hasta la 26 para la fase B (F8.1), y desde la 27 hasta la 34 para la fase C (F8.1). Si el estudio se realiza por circuitos solamente y no por fase la demanda total va en las columnas pertenecientes a la fase A.

Voltaje: Es el voltaje nominal trifásico en KV. Columnas 35 a 40 (F7.2).

Proyección de la carga: TP1, cuando se proyecta la carga es necesario indicar el número de años del primer período de proyección. Columnas 41 - 42 (I2).

TP2: Número de años para el segundo período (queda en blanco si la proyección se hace solo para el primer período).

Columnas 43-44 (I2). Si no se provee proyecciones para el primer período, esas columnas deben permanecer en blanco.

Después entran los datos de R y X (6 tarjetas) como se indica más adelante en el punto correspondiente al calibre del conductor.

2.4.2.2 Datos particulares para cada nodo.- Los datos del conductor describe a la línea que precede al nodo considerado en dirección a la fuente. Puesto que el sistema puede ser enumerado de cualquier manera, solamente el orden de las líneas dictará la configuración del circuito.

Los datos para cada nodo como se indica, entran sobre una tarjeta conteniendo los siguientes valores Fig. 2.8.

Descripción: Cualquier descripción puede entrar en las columnas 1 a 12.

Número de nodo: Entra en las columnas 13 a 16 (I4).

Capacidad del transformador: La capacidad del transformador en KVA por fase, localizado o agrupado a este punto, entra en las columnas 17 a 23 para la fase A (F7.1), 24 a 28 para la fase B (F5.1) y 29 a 33 para la fase C (F5.1). Si el estudio se realiza por circuito solamente, la carga del transformador entra en las columnas correspondientes a la fase A, dichas columnas quedan en blanco si no existe transformador instalado en ese nodo.

Factor de Demanda: Si se conoce el factor de demanda del transformador entra en las columnas 34 a 36 (F2.3). De otra manera estas columnas permanecerán en blanco.

Carga medida: Entra en las columnas 37 a 42 para la fase A, (F6.0), 43 a 46 para la fase B (F4.0) y 47 a 50 para la fase C (F4.0). los KVA de demanda de cualquier carga medida diversificada al valor ocurrido para carga máxima. Esta carga será incrementada por un factor de crecimiento al hacer una proyección para los siguientes años, entra un menos en la primera columna de dicho campo. Si el análisis de este

sistema se hace por circuito trifásico, la carga medida entra en las columnas correspondientes a la fase A. Salen en blanco dichas columnas al no existir cargas medidas localizadas a este punto.

Capacitores: El valor de los KVAR de los capacitores instalados entra en las columnas 51 a 54 (F4.0). Si se proyecta instalar entra un menos en la columna 51. Al no existir capacitores conectados a este nodo, las columnas quedan en blanco

Distancia: La distancia entra en metros desde el nodo - analizado en dirección a la fuente, en las columnas 56 a 63 (F8.2). Es factible introducir en centímetros esta distancia (Longitud para cada sección del diagrama, considerando el factor de escala). Si la distancia está en metros la columna 56 queda en blanco, si está en centímetros se debe poner un menos en la columna 56 (Ver discusión del factor de escala).

Fase: El número de fases entran en la columna 64.

Tipo de conductor: Si es aluminio (Al) va un uno (1) en la columna 65, si es cobre (Cu) colocar un uno (1) en la columna 66.

Calibre del Conductor: Para indicar el apropiado calibre del conductor se ha asumido un cierto código como se muestra en la siguiente página, este valor va en las columnas 67-68 (I2).

CODIGO CONDUCTOR	C A L I B R E D E L C O N D U C T O R					
	ALUMINIO	R	X	COBRE	R	X
1	4 AWG	1.3919	.4851	8 AWG	2.1562	.5241
2	2 AWG	1.0998	.4675	6 AWG	1.3546	.5066
3	1/0 AWG	.5499	.4501	4 AWG	.8538	.4891
4	2/0 AWG	.4362	.4413	3 AWG	.6773	.4804
5	3/0 AWG	.3467	.4326	2 AWG	.5481	.4675
6	4/0 AWG	.2747	.4238	1 AWG	.4343	.4583
7	267 MCM	.2181	.4151	1/0 AWG	.3449	.4501
8	336 MCM	.1734	.4022	2/0 AWG	.2734	.4412
9	397 MCM	.1476	.3959	3/0 AWG	.2175	.4326
10	477 MCM	.1230	.3890	4/0 AWG	.1727	.4237
11	636 MCM	.0926	.3770	250 MCM	.1460	.4097
12	795 MCM	.0746	.3685	300 MCM	.1222	.4029

Estos valores entran como datos en el programa (tarjetas - 6-11), las tres primeras tarjetas corresponden a los valores de R y X del A1, y las tres siguientes a los valores de R y X del Cu como se señaló en el punto 2.4.2.1. los valores entran en el orden R - X de cada conductor con formato (F10.0).

Las impedancias utilizadas son las correspondientes a la estructura tipo "P" (28).

Número de Ramas: Entra el número de derivaciones existentes al nodo en la columna 69 (se incluirá el alimentador principal si sale de dicho punto). Al existir más de un alimentador a la barra de la subestación, se puede considerar a éste nodo inicial como un punto de derivación, el número de derivaciones o ramas será igual al número de alimentadores que salen de la subestación.

Punto Terminal: Si es el último nodo de una derivación o alimentador, entra un uno (1) en la columna 70.

Factor de escala: Si la distancia está en centímetros, entra el factor de escala (número de metros por centímetros) en las columnas 71 a 77 (F4.0). No es necesario que entre un factor de escala sobre cada tarjeta de datos. Cuando un factor de escala es leído, éste es usado hasta que otro sea leído. Además si el sistema entero tiene un factor de escala, el factor de escala necesita entrar solamente sobre la primera tarjeta de datos.

Factor de Crecimiento: En las columnas 75 a 77 (F3.2), y 78 a 80 (F3.2) entra el porcentaje de estimación anual de crecimiento de carga a éste punto. El primer factor de crecimiento (columna 75-77) corresponde respectivamente al primer período de proyección y el segundo factor de crecimiento al segundo período de proyección de la carga (Item 2.4.2.1).

Cómo se describió anteriormente (en el factor de escala) los factores de crecimiento necesitan entrar solamente cuando éstos cambian.

Datos del regulador: En el conjunto de tarjetas de datos, inmediatamente precediendo al nodo del cual el regulador de voltaje va a estar localizado o inmediatamente precediendo un centro de carga al cual el voltaje debe permanecer en un valor determinado, entra un menos en las columnas 17, 24, 29. El porcentaje de voltaje que debe mantenerse a ese nodo entra en las columnas 18 a 23 (F6.1), 25 a 28 (F4.1 y 30-33 (F4.1). El porcentaje de voltaje que puede modificar el regulador (por ejemplo 10%) entra en las columnas 34 a 36 (F3.2). El regulador subirá el voltaje hasta el nivel deseado si el porcentaje máximo de regulación no es excedido en caso contrario subirá hasta el nivel máximo permitido -- por el regulador.

Si se desea instalar un elevador fijo (Fixed boost) entra un menos en las columnas 17, 24, 29 y el porcentaje de voltaje que puede subir a dicho punto, en las columnas 18 a 23, 25 a 28 y 30 a 31. Las columnas 35 a 36 quedan en blanco.

El campo correspondiente a la fase A se utiliza en caso de que el estudio se realice por circuito.

Ninguna información adicional debe entrar sobre la tarjeta de datos del regulador.

Los siguientes ítems deben estar presentes sobre cada tarjeta de datos excepto la tarjeta de regulador:

- Número de nodos
- Número de fases
- Tipo de conductor (Al o Cu)
- Código para el calibre del conductor

FORMULARIO PARA PROCESAMIENTO ELECTRONICO DE DATOS

PROYECTO TESIS DE GRADO DE MANUEL RUEDA R PAGINA 38 DE
 PROGRAMA FLUJO DE CARGA VERIFICADO FECHA

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000

2.5 EJEMPLO DE APLICACION

Para indicar las opciones que tiene el programa, es conveniente imponerse un ejemplo, como el que se indica en la siguiente figura:

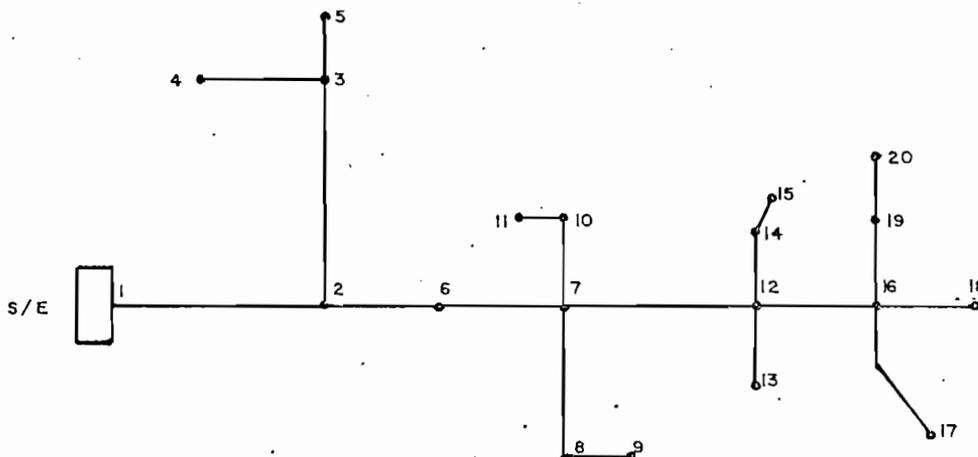


Fig. 2.9 Simple circuito trifásico de distribución.

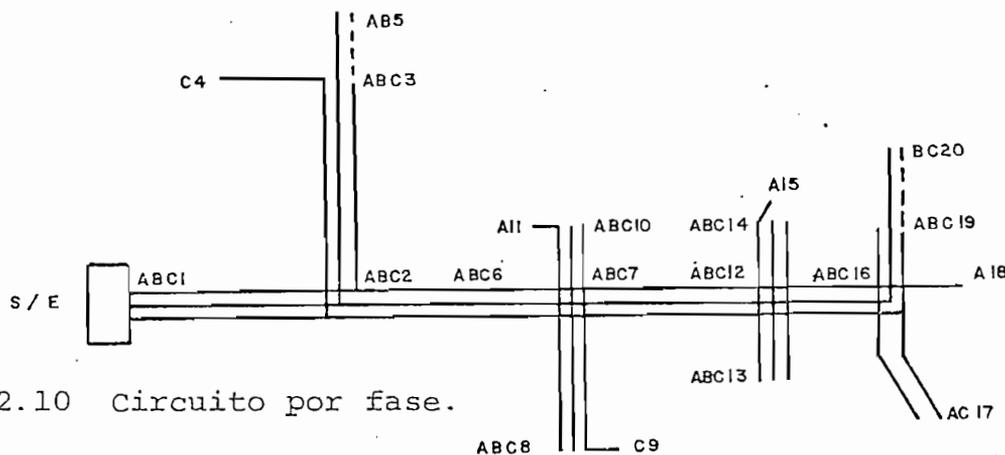


Fig. 2.10 Circuito por fase.

Para el ejemplo propuesto se ha codificado los datos necesarios como se indica a continuación.

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

PROGRAMA - A - CALCULO DEL FLUJO DE CARGA

EMPRESA - EL EGIRICA - QUITO

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO : ALIMENTADOR PRIMARIO NO-10

FECHA:

CIRCUITO A-13-2-KV - DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN LA SUBESTACION - 946.00-KVA

ANALISIS DEL PERFIL DE VOLTAJE

SISTEMA TRIFASICO

FACTOR DE POTENCIA - ATRASADO

FP DEL SISTEMA# 0.86

FP DE LA CARGA# 0.86

TOTAL DE TRANSFORMADORES INSTALADOS KVA# 2150.0

DEMANDA MEDIDA - KVA# 0.0

TOTAL DE CARGAS MEDIDAS KVA# 0.0

FACTOR DE DEMANDA - CALCULADO# 0.44

DESCRIPCION	DESDE NODO	AL NODO	VOLTAJE DE SERVICIO	SUBIDA DE VOLTAJE	REGULACION DE VOLTAJE	KW	KVAR	FLUJO DE KVA CON/SIN CAP.	FLUJO DE KVA CON CAP.
SUBESTACION	1	1	100.00	0.0	0.0	813.6	482.7	946.0	946.0
PTO. DERIV.	2	2	58.96	0.0	1.04	813.6	482.7	946.0	946.0
TRANS. A	3	5	58.66	0.0	1.34	151.4	89.8	176.0	176.0
AVE. PRINC.	4	6	58.42	0.0	1.58	548.7	325.6	638.0	638.0
	5	7	97.89	0.0	2.11	506.1	300.3	588.5	588.5
TRANS. B	6	8	97.79	0.0	2.21	52.0	30.9	60.5	60.5
	7	10	97.84	0.0	2.16	37.8	22.5	44.0	44.0
AVE. PRINC.	8	12	97.30	0.0	2.70	359.6	213.3	418.0	418.0
TRANS. C	9	15	97.27	0.0	2.73	28.4	16.8	33.0	33.0
	10	14	97.27	0.0	3.00	37.8	22.5	44.0	44.0
	11	16	97.00	0.0	3.00	208.1	123.5	242.0	242.0
TRANS. D	12	19	96.90	0.0	3.10	85.1	50.5	99.0	99.0

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO CON CAPACITORES KW# 16.77

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO SIN CAPACITORES KW# 16.77

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION
PROGRAMA - A - CALCULO DEL FLUJO DE CARGA,

EMPRESA - ELECTRECA-QUITO

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO : ALIMENTADOR PRIMARIO NO-10

FECHA :

CIRCUITO-A-13-2-KV-DEMANDA-MAXIMA-MEDIDA-EN-LA-SUBESTACION-1902-74-KVA
PROYECCION DE LA CARGA PARA 5 ANOS. A 15 PCT. ANUAL DE CRECIMIENTO
SISTEMA TRIFASICO

FACTOR-DE-POTENCIA-ATRASADO

FP DEL SISTEMA# 0.86

FP-DE-LA-CARGA# 0.86

TOTAL DE TRANSFORMADORES INSTALADOS KVA# 4324.4

DEMANDA-MEDIDA-KVA# 0.0

TOTAL DE CARGAS MEDIDAS KVA# 0.0

FACTOR-DE-DEMANDA-CALCULADO# 0.44

DESCRIPCION	DESDE NODO	AL NODO	VOLTAJE DE SERVICIO	SUBIDA DE VOLTAJE	REGULACION DE VOLTAJE	KW	KVAR	FLUJO DE KVA CON/SIN CAP.	FLUJO DE KVA CON CAP.
SUBESTACION	1	100.00	0.0	0.0	0.0	1636.4	971.0	1902.7	1902.7
PTO. DERIV.	2	97.91	0.0	2.09	2.09	1636.4	971.0	1902.7	1902.7
TRANS. A	3	97.31	0.0	2.69	2.69	304.4	180.6	354.0	354.0
AVE.-PRING.	6	96.92	0.0	3.18	3.18	1103.6	654.8	1283.2	1283.2
	7	95.75	0.0	4.25	4.25	1018.0	604.0	1183.7	1183.7
TRANS. B	8	95.55	0.0	4.45	4.45	104.7	62.1	121.7	121.7
	7	95.66	0.0	4.34	4.34	76.1	45.2	88.5	88.5
AVE.-PRING.	12	94.56	0.0	5.44	5.44	723.0	429.0	840.7	840.7
TRANS. C	13	94.51	0.0	5.49	5.49	57.1	33.9	66.4	66.4
	12	94.51	0.0	5.49	5.49	76.1	45.2	88.5	88.5
	16	93.97	0.0	6.03	6.03	418.6	248.4	486.7	486.7
TRANS. D	16	93.77	0.0	6.23	6.23	171.2	101.6	199.1	199.1

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO CON CAPACITORES KW# 67.86

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO SIN CAPACITORES KW# 67.86

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION
PROGRAMA - A - CALCULO DEL FLUJO DE CARGA

EMPRESA ELECTRICA QUITO

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO : ALIMENTADOR PRIMARIO NO-10

FECHA :

CIRCUITO A 13.2 KV - DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN LA SUBESTACION 1902-74 KVA
PROYECCION DE LA CARGA PARA 5 ANOS. A 15 PCT. ANUAL DE CRECIMIENTO
BANCO DE 450 KVAR EN EL NODO 16 - SISTEMA TRIFASICO

FACTOR DE POTENCIA ATRASADO

FP DEL SISTEMA# 0.95

FP DE LA CARGA# 0.86

TOTAL DE TRANSFORMADORES INSTALADOS KVA# 4324.4

DEMANDA MEDIDA KVA# 0.0

TOTAL DE CARGAS MEDIDAS KVA# 0.0

FACTOR DE DEMANDA CALCULADO# 0.44

DESCRIPCION	DESDE NODO	AL NODO	VOLTAJE DE SERVICIO	SUBIDA DE VOLTAJE	REGULACION DE VOLTAJE	KW	KVAR	FLUJO DE KVA CON/SIN CAP.	FLUJO DE KVA CON CAP.
SUBESTACION	1	1	100.00	0.0	0.0	1636.4	521.0	1902.7	1679.7
PTD. DERIV.	1	2	98.23	0.33	1.77	1636.4	521.0	1902.7	1679.7
TRANS. A	2	3	97.53	0.33	2.37	304.4	160.6	354.0	354.0
AVE. PRINC.	5	6	97.54	0.52	2.56	103.6	204.8	1283.2	1304.8
TRANS. B	6	7	96.47	0.72	3.53	104.7	154.0	1183.7	1262.0
AVE. PRINC.	7	8	96.27	0.72	3.73	104.7	62.1	121.7	121.7
TRANS. C	12	13	95.60	1.03	4.40	723.0	45.2	88.5	88.5
AVE. PRINC.	12	14	95.54	1.03	4.46	57.1	33.9	66.4	66.4
TRANS. D	16	17	95.20	1.23	4.86	76.1	45.2	88.5	88.5
AVE. PRINC.	16	19	95.00	1.23	4.80	418.6	201.6	486.7	1178.5
TRANS. D	16	19	95.00	1.23	5.00	171.2	101.6	199.1	199.1

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO CON CAPACITORES KW# 54.14

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO SIN CAPACITORES KW# 67.86

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

PROGRAMA - A - CALCULO DEL FLUJO DE CARGA

EMPRESA - ELECTRICA - QUITO

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO : ALIMENTADOR PRIMARIO NO-10

FECHA:

CIRCUITO - A - 13.2 KV - DEMANDA MAXIMA - MEDIDA EN LA SUBESTACION - 1902.74 KVA
 PROYECCION DE LA CARGA PARA 5 ANOS. A 15 PCT. ANUAL DE CRECIMIENTO

REGULADOR EN LA SUBESTACION - SISTEMA TRIFASICO -

FACTOR DE POTENCIA - ATRASADO

FP DEL SISTEMA# 0.86

FP DE LA CARGA# 0.86

TOTAL DE TRANSFORMADORES INSTALADOS KVA# 4324.4

DEMANDA MEDIDA KVA# 0.0

TOTAL DE CARGAS MEDIDAS KVA# 0.0

FACTOR DE DEMANDA - CALCULADO# 0.44

DESCRIPCION	DESDE NODO	AL NODO	VOLTAJE DE SERVICIO	SUBIDA DE VOLTAJE	REGULACION DE VOLTAJE	KW	KVAR	FLUJO DE KVA CON/SIN CAP.	FLUJO DE KVA CON CAP.
SUBESTACION	1	104.00	0.0	0.0	0.0	1636.4	971.0	1902.7	1902.7
PTO. DERIV.	2	101.91	0.0	2.09	2.09	1636.4	971.0	1902.7	1902.7
TRANS. A	3	101.31	0.0	2.69	2.69	304.4	180.6	354.0	354.0
AVE. PRINC.	6	100.82	0.0	3.18	3.18	1103.6	654.8	1283.2	1283.2
	7	99.75	0.0	4.25	4.25	1018.0	604.0	1183.7	1183.7
TRANS. B	8	99.55	0.0	4.45	4.45	104.7	62.1	121.7	121.7
	7	99.86	0.0	4.34	4.34	76.1	45.2	88.5	88.5
AVE. PRINC.	12	98.56	0.0	5.44	5.44	723.0	429.0	840.7	840.7
TRANS. C	13	98.51	0.0	5.49	5.49	57.1	33.9	66.4	66.4
	14	98.51	0.0	5.49	5.49	76.1	45.2	88.5	88.5
	12	97.97	0.0	6.03	6.03	418.6	248.4	486.7	486.7
TRANS. D	16	97.77	0.0	6.23	6.23	171.2	101.6	199.1	199.1

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO CON CAPACITORES KW# 67.86

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO SIN CAPACITORES KW# 67.86

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

PROGRAMA A CARGOS DEL FLUJO DE CORRIENTE

EMPRESA ELECTRICA OUITO

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO: ALIMENTADOR PRIMARIO NO-10

FECHA:

CIRCUITO A 13.2 KV - DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN LA SUBESTACION 1902.74 KVA
 INSTALACION DE LA CARGA PARA 3 ANOS A 13.2 KV. ANUAL DE CRECIMIENTO
 REGULADOR EN LA SUBESTACION, BANCO DE 450 KVAR EN EL NODO 16

FACTOR DE POTENCIA ATRASADO

FP DEL SISTEMA# 0.95

FP DE LA CARGA 0.86

TOTAL DE TRANSFORMADORES INSTALADOS KVA# 4324.4

DEMANDA MEDIDA KVA# 0.0

TOTAL DE CARGAS MEDIDAS KVA# 0.0

FACTOR DE DEMANDA CALCULADO# 0.44

DESCRIPCION	DESDE NODO	AL NODO	VOLTAJE DE SERVICIO	VOLTAJE DE REGULACION	KW	KVAR	FLUJO DE KVA CON/SIN CAP.	FLUJO DE KVA CON CAP.
SUBESTACION								
PTJ. DERIV.	1	2	104.00	0.0	1030.4	521.0	1902.7	1679.7
TRANS. A	2	3	101.63	0.33	304.4	180.5	354.0	354.0
AVE. PRINC.	2	6	101.34	0.52	1103.6	204.8	1283.2	1304.3
	6	7	100.44	0.72	1030.9	130.9	1163.7	1292.0
TRANS. B	7	18	100.27	0.72	104.7	62.1	121.7	121.7
AVE. PFINC.	7	10	100.34	0.72	76.1	45.2	84.5	84.5
TRANS. C	7	12	99.65	1.03	723.0	-21.0	840.7	1170.9
	12	13	99.34	1.23	57.1	33.7	65.4	65.4
	12	14	99.54	1.03	76.1	45.2	88.5	88.5
	12	16	99.20	1.23	418.6	-201.6	486.7	1178.5
TRANS. D	16	19	99.00	1.23	171.2	101.6	199.1	199.1

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO CON CAPACITORES KW# 54.14

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO SIN CAPACITORES KW# 67.86

10
 11
 12
 13
 14
 15
 16
 17
 18
 19
 20
 21
 22
 23
 24
 25
 26
 27
 28
 29
 30
 31
 32
 33
 34
 35
 36
 37
 38
 39
 40
 41
 42
 43
 44
 45
 46
 47
 48
 49
 50
 51
 52
 53
 54
 55
 56
 57
 58
 59
 60
 61
 62
 63
 64
 65
 66
 67
 68
 69
 70
 71
 72
 73
 74
 75
 76
 77
 78
 79
 80
 81
 82
 83
 84
 85
 86
 87
 88
 89
 90
 91
 92
 93
 94
 95
 96
 97
 98
 99
 100

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

PROGRAMA - A - CALCULO DEL FLUJO DE CARGA

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO: ALIMENTADOR PRIMARIO NO-10

FECHA:

CIRCUITO A 13.2 KV PERDIDA POR LA MEDIDA EN LA SUFECTACION 1002-73-KVA
 PRIVIFICACION DE LA CARGA PARA 5 AÑOS, A 15 PCT. DE CRE. 450 KVAR EN EL NODO 16
 REGULADOR EN LA S/E, DERIVACIONES TRIFASICAS Y MONOFASICAS

FACTOR DE POTENCIA ATASADO

FP DEL SISTEMA 0.95

FP DE LA CARGA 0.95

TOTAL DE TRANSFORMADORES INSTALADOS KVAR 4324.4

DEMANDA MEDIDA KVAR 833

TOTAL DE CARGAS MEDIDAS KVAR 0.0

FACTOR DE DEMANDA CATEGORIA 0.7

DESCRIPCION DE SDE AL NODO SERVICIO AL NODO DE REGULACION KW KVAR FLUJO DE KVA FLUJO DE KVA CON/SIN CAP. CON CAP.

DESCRIPCION DE SDE AL NODO SERVICIO	AL NODO	VOLTAJE DE REGULACION DE VOLTAJE	KW	KVAR	FLUJO DE KVA CON/SIN CAP.	FLUJO DE KVA CON CAP.	
SUBESTACION	1	104.00	0.0	1636.4	521.0	1902.7	1679.7
PTO. DERIV.	2	102.23	0.33	1636.4	521.0	1902.7	1679.7
TRANS. A	3	101.63	0.37	304.4	180.6	354.0	354.0
TRANS. B	4	101.21	0.43	57.1	33.9	66.4	66.4
RAMAL 2F.	5	101.50	0.33	76.1	45.2	88.5	88.5
AVE. PRINC.	6	101.34	0.42	1103.6	204.8	1281.2	1304.3
TRANS. F	7	100.47	0.72	1018.0	154.0	1183.7	1262.0
TRANS. G	8	100.20	0.72	19.0	11.3	22.1	22.1
TRANS. H	9	100.38	0.72	76.1	45.2	88.5	88.5
TRANS. I	10	100.35	0.72	19.0	11.3	22.1	22.1
TRANS. J	11	99.59	1.03	76.1	45.2	88.5	88.5
TRANS. K	12	99.57	1.03	57.1	33.9	66.4	66.4
TRANS. L	13	99.54	1.03	76.1	45.2	88.5	88.5
TRANS. M	14	99.53	1.03	19.0	11.3	22.1	22.1
TRANS. N	15	99.50	1.03	76.1	45.2	88.5	88.5
TRANS. O	16	98.94	1.23	76.1	45.2	88.5	88.5
TRANS. P	17	98.98	1.23	57.1	33.9	66.4	66.4
TRANS. Q	18	99.00	1.23	171.2	101.6	199.1	199.1
TRANS. R	19	99.01	1.23	57.1	33.9	66.4	66.4
TRANS. S	20	99.01	1.23	57.1	33.9	66.4	66.4

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO CON CAPACITORES KVA 54.14

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO SIN CAPACITORES KVA 67.86

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

PROGRAMA - A - CÁLCULO DEL FLUJO DE CARGA

EMPRESA - ELÉCTRICA QUITO

IDENTIFICACIÓN DEL SISTEMA PRIMARIO: ALIMENTADOR PRIMARIO NO-10

FECHA:

CIRCUITO A - 13.2 KV - DEMANDA MÁXIMA MEDIDA EN LA SUBESTACIÓN - 1902.73 KVA
 PROYECCIÓN DE LA CARGA PARA 5 AÑOS, A 15 PCT. DE CRECIMIENTO ANUAL
 REGULADOR EN LA S/E - ANÁLISIS POR FASE DEL PERFIL DE VOLTAJE -

FASE A

FACTOR DE POTENCIA ATRASADO

FP DEL SISTEMA# 0.95

FP DE LA CARGA# 0.86

TOTAL DE TRANSFORMADORES INSTALADOS KVA# 1566.8

DEMANDA MEDIDA KVA# 0.0

TOTAL DE CARGAS MEDIDAS KVA# 0.0

FACTOR DE DEMANDA CALCULADO# 0.41

FASE B

FACTOR DE POTENCIA ATRASADO

FP DEL SISTEMA# 0.95

FP DE LA CARGA# 0.86

TOTAL DE TRANSFORMADORES INSTALADOS KVA# 1482.4

DEMANDA MEDIDA KVA# 0.0

TOTAL DE CARGAS MEDIDAS KVA# 0.0

FACTOR DE DEMANDA CALCULADO# 0.48

FASE C

FACTOR DE POTENCIA ATRASADO

FP DEL SISTEMA# 0.95

FP DE LA CARGA# 0.86

TOTAL DE TRANSFORMADORES INSTALADOS KVA# 1623.2

DEMANDA MEDIDA KVA# 0.0

TOTAL DE CARGAS MEDIDAS KVA# 0.0

FACTOR DE DEMANDA CALCULADO# 0.34

DESCRIPCION	DESDE			AL			VOLTAJIE DE SERVICIO			FLUJO DE KW			FLUJO DE KVAR			FLUJO DE KVA CON CAP.			FLUJO DE KVA CONZIN CAP.			
	NOOO	NOOO	NOOO	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	
SUBSTACION	1	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00	547.2	613.2	476.0	174.7	213.9	132.4	561.3	619.2	504.6	1902.7						
PTO. DERIV.	2	102.23	101.97	102.50			547.2	613.2	476.0	174.7	213.9	132.4	561.3	619.2	504.6	1902.7						
TRANS. A	3	101.75	101.12	101.92			80.3	131.2	88.5	47.7	78.3	52.5	91.5	153.3	102.9	349.7						
RAMAL 1F	4	0.0	0.0	101.22			0.0	0.0	44.2	0.0	0.0	20.2	0.0	0.0	51.4	51.4						
RAMAL 2F	5	101.56	100.78	0.0			36.9	61.1	0.0	21.9	48.1	0.0	42.9	94.3	0.0	137.2						
AVE. PRINC.	6	101.24	100.99	101.72			398.5	398.1	328.5	85.3	86.2	44.9	450.9	451.9	415.9	1306.0						
TRANS. B	7	100.28	100.03	100.95			370.2	365.9	306.4	62.6	67.7	31.8	436.0	434.3	407.2	1213.4						
	8	100.12	99.86	100.75			27.4	30.8	36.3	16.3	18.3	8.7	31.9	35.0	42.2	104.8						
	9	0.0	0.0	100.60			-0.0	-0.0	14.7	0.0	0.0	9.8	0.0	0.0	17.1	17.1						
	10	100.15	99.98	100.90			38.6	14.1	16.5	22.9	8.4	9.8	44.9	16.4	19.2	80.6						
	11	100.95	0.0	0.0			17.6	0.0	0.0	10.4	0.0	0.0	20.4	0.0	0.0	20.4						
AVE. PRINC.	12	99.24	99.13	100.08			276.0	247.1	241.8	13.8	-3.4	-0.5	397.6	391.3	390.4	889.5						
TRANS. C	13	99.18	99.09	100.03			21.1	14.1	16.5	12.5	8.4	9.8	24.5	16.4	19.2	60.2						
	14	99.14	99.11	100.04			40.7	3.3	18.9	24.2	4.0	11.2	47.4	9.7	21.9	79.0						
	15	99.04	0.0	0.0			17.6	-0.0	-0.0	10.4	0.0	0.0	20.4	0.0	0.0	20.4						
450 KVAR	16	98.70	98.60	99.55			172.1	170.6	197.5	-47.9	-48.8	-62.5	388.1	388.3	391.3	569.9						
	17	98.34	0.0	99.34			35.1	0.0	29.5	20.8	0.0	17.5	40.8	0.0	34.3	75.1						
	18	98.10	0.0	0.0			52.7	0.0	0.0	31.3	0.0	0.0	61.3	0.0	0.0	61.3						
TRANS. D	19	98.59	98.23	99.39			31.6	108.2	73.7	18.8	61.2	43.7	36.8	125.8	85.7	248.3						
	20	0.0	98.13	99.26			-0.0	20.8	29.5	0.0	12.3	17.5	0.0	24.2	34.3	58.5						

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO CON CAPACITORES KWH 56.38

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO SIN CAPACITORES KWH 71.00

Con relación a los listados de resultados del programa de flujo de carga se puede hacer las siguientes observaciones:

El factor de potencia del sistema corresponde al factor de potencia que se mide en la subestación (o se asume que se mediría en una subestación; factor de potencia típico).

El factor de potencia de la carga es el factor de potencia para el cual no se toma en cuenta los capacitores instalados en el sistema.

La demanda medida es la suma de todas las cargas especiales que están conectadas al circuito y el total de cargas medidas es la suma de la demanda medida más todas las cargas de los transformadores que poseen factor de demanda.

El factor de demanda (calculado), es común para todos los transformadores de la red.

El listado incluye dos columnas que corresponden al flujo de potencia, como se puede observar en la pág. 39. Una de dichas columnas tienen en cuenta el efecto de los capacitores instalados en el sistema. La otra columna no tiene en cuenta sea que exista o no capacitores instalados. El voltaje del servicio está relacionado con el número de nodo de la segunda columna (AL NODO).

Para ésta primera corrida pág. 39 no existe capacitores instalados en el sistema por lo tanto la columna correspondiente a la subida de voltaje tiene valores iguales a cero. Además se ha considerado el sistema trifásico, sin derivaciones bifásica o monofásicas.

La longitud del alimentador llega a unos 12 km con una carga total de 946.0 KVA. La caída de voltaje al terminal más alejado electricamente de la subestación está dentro del rango aceptable de regulación de voltaje (5%).

La elección del conductor para líneas con tramos bastante largos se hace en base del porcentaje de caída de voltaje para bajas densidades de carga. Para el ejemplo propuesto la densidad de carga es baja, debiendo escogerse el conductor apropiado de acuerdo con la caída de voltaje permisible. El voltaje nominal del sistema es de 13.2 KV, resulta conveniente en lo que se refiere a regulación de voltaje. Además es necesario chequear la capacidad térmica del conductor.

Como segunda opción del programa, la carga se proyecta para un período de 5 años con un crecimiento del 15% anual. En este caso el nivel de voltaje al terminal más distante de la subestación, sale fuera del rango aceptable de la caída de voltaje, por lo tanto es necesario rectificar el voltaje y disminuir las pérdidas de potencia. Optándose por la instalación de un banco de 450KVAR en el nodo 16.

Si se observa los resultados de la página 41 el nivel de voltaje no mejora apreciablemente, no así las pérdidas que disminuyen en un 20%. También el factor de potencia mejora de .86 a .95.

Para mejorar el nivel de voltaje del servicio se recurre a una tercera opción del programa, instalando un regulador en la subestación, ajustado de tal manera que el voltaje en la S/E, se mantenga en 104% del voltaje nominal. De esta forma como se indica en la pág. 42 el voltaje de servicio mejora notablemente permaneciendo dentro de los límites permisibles de caída de voltaje.

Además se incluye en las salidas del programa pág. 44 el análisis del sistema incrementando derivaciones bifásicas y monofásicas.

En el análisis por fase se tiene los niveles de voltaje de servicio por fase, lo mismo que el flujo con y sin el efecto de capacitores. Estos resultados dan una idea clara de las condiciones en que se encuentra trabajando el sistema. La carga conectada a más de una fase, puede considerarse que se divide en cantidades iguales entre dichas fases (por ejemplo un transformador trifásico).

Vale indicar que el programa trabaja en base de la potencia KVA, KW y KVAR como muestran las fórmulas utilizadas, y no en base a corrientes y voltajes que sería el caso de ecuaciones no lineales.

La utilidad práctica del programa se encuentra en la planificación de sistemas de distribución en el cual se puede -- considerar la caída de voltaje al terminal del circuito no va a ser mayor de un 5%. También se puede chequear la utilidad de

dicho sistema teniendo en cuenta un crecimiento anual de carga. Esta proyección puede ser para dos períodos diferentes (por ejemplo 5 años, 3 años) aunque en realidad se debe chequear para un número menor de años.

El programa pierde su utilidad práctica en el análisis de sistemas ya que si la caída de voltaje sale de los límites aceptables, el porcentaje de error será mayor, dando resultados optimistas con relación a los valores reales.

El valor de corriente calculada en base de los KW, voltaje nominal de operación y factor de potencia del sistema sirven para chequear la capacidad térmica del conductor.

Sería conveniente para un cierto esquema típico, analizar el flujo de potencia (tratando de obtener los calibres óptimos de conductores) y adoptando un cierto sistema como modelo.

El programa es de mucha utilidad si se aplica a redes de distribución secundaria, para estas redes un nodo puede corresponder a cada sitio donde se derivan acometidas o sitios donde la red se divide en dos o más ramales. El nodo de origen será, el punto donde se encuentra un transformador de distribución. Es por tanto necesario para este caso estimar o tener la demanda máxima en cada nodo del circuito secundario.

Como parte interesante del programa se puede señalar el algoritmo utilizado en el desarrollo del programa (págs. 23-26). Con lo cual se reduce el almacenamiento de datos en la memoria del computador.

El programa no puede trabajar con cambiadores automáticos de Taps bajo carga.

C A P I T U L O 3

CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

3.1 IMPEDANCIAS USADAS EN EL CALCULO DE FALLAS.- Las ecuaciones utilizadas en el cálculo de las corrientes de falla - como se verá en el capítulo siguiente, indican que es necesario tener información de las impedancias de secuencia del sistema vistas desde cada punto de falla y también el valor de la impedancia de falla. Las impedancias de falla son independientes del sistema.

La impedancia vista desde cada punto de falla de un alimentador será igual a la impedancia equivalente del sistema (que comprende generación, transmisión y subtransmisión) hasta la subestación o fuente del sistema de distribución, más la impedancia encontrada desde la subestación hasta el punto de falla. Para lo cual se ha definido varios tipos de circuitos.

3.1.1 TIPOS DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCION.- La impedancia de un circuito de distribución está afectada no sólo por el material del conductor, calibre y espaciamiento sino también por factores tales como la presencia o ausencia de un conductor neutro, la naturaleza del sistema a tierra, y la conexión del transformador de la subestación. De acuerdo con estos factores se pueden distinguir los diferentes tipos de circuitos.

1.- Circuito a cuatro hilos, neutro puesto a tierra en varios puntos del sistema (multigrounded-neutral).

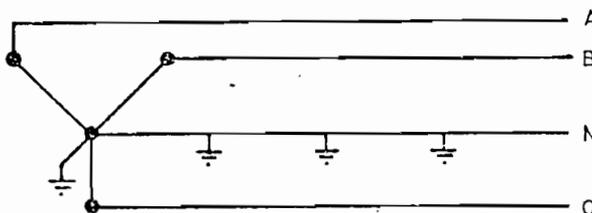


Fig. 3.1

- 2.- Circuito a cuatro hilos con el neutro puesto a tierra en la subestación del sistema (unigrounded - neutral)

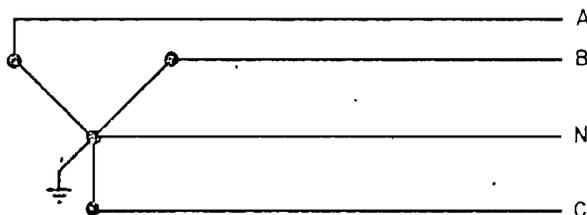


Fig. 3.2

- 3.- Circuito a tres hilos, con el punto neutro puesto a tierra en la subestación (unigrounded - system).

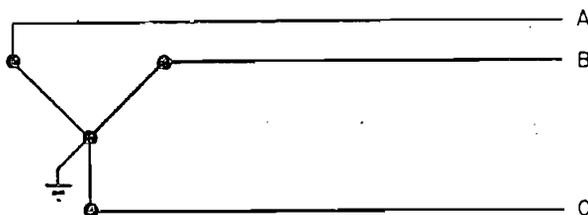


Fig. 3.3

- 4.- Sistema a tres hilos servido desde un transformador - conectado en delta.

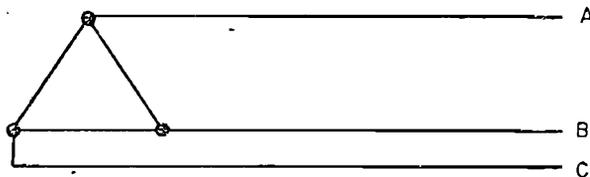


Fig. 3.4

Una clasificación adicional, se puede identificar para circuitos que envuelven varias combinaciones de una o dos fases y el neutro; aunque en la práctica existe como dos fases: o simple fase laterales, derivadas de cualquier tipo de circuito señalado anteriormente. Estos tipos de circuito serán:

- 5.- Circuito a 3 hilos: dos fases y el conductor neutro puesto a tierra en varios puntos (multigrounded-neutral), derivación del tipo (1) de circuito.
- 6.- Circuito a 3 hilos: dos fases, conductor neutro puesto a tierra en la subestación (unigrounded-neutral), derivación del tipo (2) de circuito.
- 7.- Dos fases, neutro a tierra en la subestación, derivación del tipo (3).
- 8.- Dos fases, sin neutro, derivación del tipo (4) de circuito.
- 9.- Dos hilos, una fase y conductor neutro puesto a tierra en varios puntos del sistema (multigrounded).
10. Dos hilos, una fase y conductor neutro puesto a tierra en la subestación (unigrounded).

La impedancia de secuencia positiva para los diez tipos de conductores se designará por Z_{11} .

La principal distinción entre los diferentes tipos de circuito es el concepto de impedancia de secuencia cero.

Para el tipo (2), que es un circuito trifásico a 4 hilos, neutro puesto a tierra solamente en la subestación, pueden ocurrir algunas fallas sobre la línea, la cual envuelve solamente tierra, obteniéndose en este caso la impedancia de secuencia cero Z_{001} , otra falla puede envolver solamente el neutro siendo la impedancia designada por Z_{002} y otra puede envolver ambos neutro y tierra, debiendo calcularse un tercer valor de impedancia de secuencia cero Z_{003} .

TABLA I. TIPOS DE CIRCUITOS PRIMARIOS DE DISTRIBUCION

Tipo de Circuito	Descripción de la línea	Impedancia de secuencia		
		Z ₁₁	Z ₀₀₁	Z ₀₀₂ Z ₀₀₃
		3	Tierra	Neutro N-T
1.- 3Ø - Y,4 Hilos	3 fases, 1 multi-tierra conduc tor neutro.	X		X
2.- 3Ø - Y,4 Hilos	3 fases, 1 uni-tierra conduc tor neutro.	X	X	X
3.- 3Ø - Y,3 Hilos	3 fases, neutro a tierra a la subestación.	X	X	
4.- 3Ø - ,3 Hilos	3 fases.	X		
5.- Ø-Ø-Y abierta 3 Hilos	2 fases, 1 multi-tierra conduc tor neutro.	X		X
6.- Ø-Ø-Y abierta 3 Hilos	2 fases, 1 uni-tierra conduc tor neutro.	X	X	X
7.- 1Ø-2 Hilos	2 fases, neutro a tierra en la subestación.	X	X	
8.- 1Ø-2 Hilos	2 fases sin conductor neutro.	X		
9.- 1Ø-2 Hilos	1 fase, 1 multi-tierra conduc tor neutro.	X		X
10.- 1Ø-2 Hilos	1 fase, 1 uni-tierra conduc tor neutro.	X	X	X

** Se emplea el término uni-tierra para indicar que el conductor neutro está a tierra unicamente en un punto, siendo éste la subestación.

Tipos de circuitos primarios de distribución. Tabla 1.-

El tipo (1) de circuito, tiene el neutro puesto a tierra en varios lugares, por lo tanto cualquier falla a tierra debe también envolver el conductor neutro como un camino paralelo; aquí solamente un valor de impedancia de secuencia cero necesita ser calculada Z_{003} . Para el tipo (3) de circuito, que no posee conductor neutro, puesto a tierra unicamente en la subestación, el valor de impedancia cero que se ve para fallas a tierra es Z_{001} . El tipo (4) de circuito, siendo un sistema en delta no posee impedancia de secuencia cero.

El tipo (5) es un circuito fase-fase Y abierta, tiene un conductor neutro a tierra en muchas partes de la red, la impedancia de secuencia será Z_{003} . En el tipo (6) circuito fase-fase Y abierta, el neutro está a tierra solamente en la subestación, y tiene las mismas características que el tipo (2) de allí que esté asociado con 3 valores de impedancia de secuencia cero.

El tipo (7) puede ser una derivación lateral de un circuito trifásico a tres hilos en Y, el cual tiene a tierra del neutro en la subestación. En este caso la impedancia a tierra de secuencia cero es calculada. Si el tipo (8) es una derivación de un alimentador principal trifásico en delta, no puede tener cualquiera de las impedancias de secuencia cero.

Los tipos (9) y (10) son ambos circuitos simple fase, con puestos de una fase y un conductor neutro. Si el neutro es conectado a tierra en varios lugares, el valor de Z_{003} es determinado. Si está a tierra solamente en la subestación, se obtienen los tres valores de impedancia.

Los diez tipos de circuitos primarios radiales pueden ser manejados por el programa.

3.1.2 IMPEDANCIA DE LA FUENTE.- Una aproximación conveniente para el cálculo de fallas, en un sistema radial de distribución es considerar la barra de bajo voltaje de la subestación como nodo inicial del circuito, para el cual se desea calcular las corrientes de falla en cada nodo de interés. Para hacer esto, es necesario conocer el valor de la impedancia de la fuente a la barra de bajo voltaje de la subestación. Esta es la impedancia vista hacia el sistema que alimenta al circuito de distribución, o sea la impedancia equivalente de la red de transformadores, líneas de transmisión y generadores. Dependiendo de la información disponible existe varios métodos para encontrar la impedancia de la fuente, y son los siguientes:

1.- Se calcula el valor de las impedancias de secuencia directamente, reduciendo el sistema a una fuente y una impedancia equivalente, si el sistema es simple.

2.- Si se ha realizado un estudio de cortocircuitos de un sistema de transmisión, se obtiene los valores por unidad de corriente de falla a la barra de alto voltaje de la subestación de distribución. En base a estos valores de corriente se puede obtener las impedancias de secuencia a la barra de alto voltaje de la subestación, por las siguientes expresiones:

$$Z_{F1} = \frac{V}{I_{f3\phi}} - Z_f \quad (3-1)$$

$$Z_{F2} = \frac{j \cdot 3 \cdot V}{I_{fLL}} - Z_{F1} - Z_f \quad (3-2)$$

$$Z_{FO} = \frac{3 \cdot V}{I_{fLT}} - Z_{F1} - Z_{F2} - 3Z_f \quad (3-3)$$

Donde: Z_{F1} , Z_{F2} y Z_{FO} son las impedancias de secuencia a la barra de alto voltaje de la subestación, y Z_f es la impedancia de falla usada en los estudios de cortocircuito. Usualmente al calcular un cortocircuito franco para estudios de fallas, Z_f es cero y puede ser omitida de las ecuaciones anteriores.

$I_{f3\phi}$, es la corriente de falla trifásica.

I_{fLL} es la corriente de falla línea - línea, y

I_{fLT} es la corriente para una falla línea - tierra.

- 3) Otra posible información de las impedancias de secuencia de la fuente es la matriz impedancia de barra. En esta matriz los elementos diagonales son las impedancias vistas desde cada barra hacia el sistema. Si la barra de alto voltaje de la subestación está representada en la matriz impedancia de barra, el elemento de la matriz impedancia de secuencia positiva será Z_{F1} y el elemento (diagonal) en la matriz de secuencia cero será Z_{F0} .

Los valores de impedancias Z_{F1} , Z_{F2} y Z_{F0} deben combinarse en forma apropiada con la impedancia de secuencia del transformador de la subestación, para tener la impedancia deseada en la barra de bajo voltaje.

3.1.3 IMPEDANCIA DE FALLA.-En la aplicación del equipo de protección a sistemas de distribución es importante conocer las condiciones para los niveles de máxima corriente de falla que son: máximo voltaje, impedancia de la fuente para condiciones de máxima generación e impedancia de falla igual a cero. Similarmen- te las condiciones para mínima corriente de falla son: mínimo voltaje, impedancias de la fuente para el caso de mínima generación y algún valor de impedancia de falla.

La impedancia de falla Z_f es una variable que cambia mucho dependiendo de la causa de la falla, del tipo de falla y del medio ambiente.

Seleccionar un valor apropiado de Z_f para encontrar la mínima corriente de falla sobre el sistema es un tanto arbitrario. Por esto, se debe adoptar un valor tal como la capacidad de corriente del conductor a un punto dado del circuito como la mínima corriente de falla a ese punto. La desventaja de esta aproximación es que una corriente de falla más baja que el límite térmico --

del conductor no puede ser detectada.

Otro criterio es calcular la mínima corriente de falla usando un valor estable de Z_f . Este valor puede ser determinado estadísticamente. De las referencias 27, 29 y 30 se tiene que el valor de resistencia de falla varía entre cinco y cuarenta ohmios. Por lo tanto es necesario seleccionar un valor adecuado de impedancia de falla para un sistema, y para un punto particular del circuito, capaz de tener un valor de corriente de falla mínimo razonable y que pueda ser detectado por los aparatos de protección utilizados.

3.2 METODO DE CALCULO

3.2.1 CARACTERISTICAS GEOMETRICAS DE LA LINEA.- Primero se trata de determinar las características de la línea (promedio de alturas y espaciamentos), requeridos por las ecuaciones de las impedancias como se indicará más adelante.

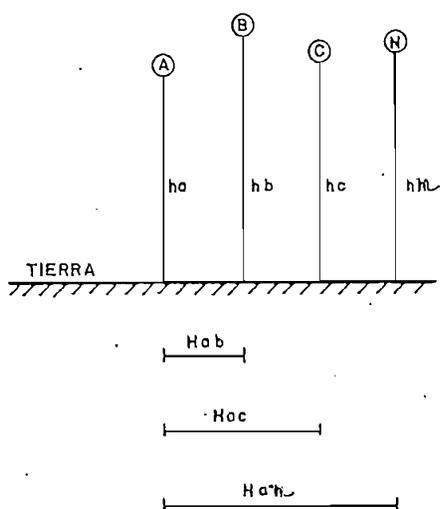


Fig. 3.5

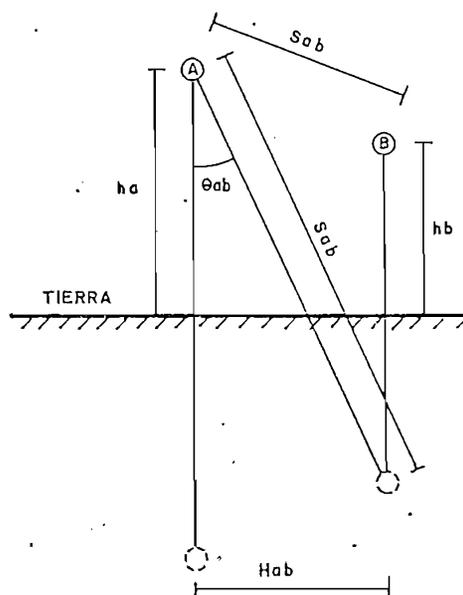


Fig. 3.6

En la figura 3.5 se puede observar los diferentes parámetros utilizados para definir las distancias equivalentes entre conductores, partiendo de los siguientes datos, H_a , h_b , h_c y h_n , altura de cada conductor sobre tierra y H_{ab} , H_{ac} y H_{an} son los espaciamientos horizontales entre dos conductores. Se toma como referencia la fase "A" para trazar las distancias respectivas a las otras fases.

En base a estos datos se puede calcular los siguientes valores:

$$H_{bc} = |H_{ac} - H_{ab}| \quad (3-4)$$

$$H_{bn} = |H_{an} - H_{ab}| \quad (3-5)$$

$$H_{cn} = |H_{an} - H_{ac}| \quad (3-6)$$

$$S_{xy} = [H_{xy}^2 + h_x - h_y]^{1/2} \quad (3-7)$$

$$S_{xy} = [H_{xy}^2 + h_x + h_y]^{1/2} \quad (3-8)$$

Donde:

$$xy = ab, ac, bc, an, bn, cn$$

s_{xy} = es el espaciamiento entre dos conductores como se muestra en la fig. 3.6

S_{xy} = es el espaciamiento entre un conductor y la imagen de otro conductor (ver fig. 3.6).

Obtenidos estos valores se puede formar la siguiente tabla por calcularse de acuerdo al tipo de circuito.

TABLA II. ECUACIONES PARA LAS DISTANCIAS GEOMETRICAS
ENTRE CONDUCTORES

Tipo de Circuito	Conductores de Fase	Conductor neutro*
1,2	$s = \sqrt[3]{s_{ab} \cdot s_{ac} \cdot s_{bc}}$ $S = 1/3 (S_{ab} + S_{bc} + S_{ca})$ $h = 1/3 (h_a + h_b + h_c)$ $H = 1/3 (H_{ab} + H_{bc} + H_{ca})$	$s_n = \sqrt[3]{s_a \cdot s_{bn} \cdot s_{cn}}$ $S_n = 1/3 (S_{an} + S_{bn} + S_{cn})$ $h_n = h_n$ $H_n = 1/3 (H_{an} + H_{bn} + H_{cn})$
3,4	lo mismo que 1,2	sin conductor neutro
5,6	$s = s_{ab}$ $S = S_{ab}$ $h = 1/2 (h_a + h_b)$ $H = H_{ab} $	$s_n = \sqrt{s_{an} \cdot s_{bn}}$ $S_n = 1/2 (S_{an} + S_{bn})$ $h_n = h_n$ $H_n = 1/2 (H_{an} + H_{bn})$
7,8	lo mismo que 5,6	sin conductor neutro
9,10	$h = h_a$	$s_n = s_{an}$ $S_n = S_{an}$ $h_n = h_n$ $H_n = H_{an} $

Donde:

s, s_n es el espaciamento medio geométrico de un grupo de conductores, en el caso de un circuito trifásico a 3 conductores, s será el espaciamento equivalente delta.

S, S_n es el espaciamento promedio conductor-imagen
 h es la altura de un conductor o el promedio de altura de un grupo de conductores sobre tierra.

H, H_n es el promedio de espaciamento horizontal entre conductores.

3.2.2 FORMULAS UTILIZADAS PARA CALCULAR LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA.- Las fórmulas utilizadas en el desarrollo del programa son las siguientes:

$$X_i = 0.2794 \cdot f/60 \log_{10} \frac{d}{24 \text{ (GMR)}} \quad (3.9)$$

Donde:

X_i = resistencia interna de un conductor en ohms por millas.

d = diámetro exterior del conductor en pulgadas.

f = frecuencia en cps (ciclos por segundo).

GMR = radio medio geométrico en pies.

Las tres últimas variables (d , f , GMR) son datos del programa

$$\theta = \arcsen (H/S) \quad (3-10)$$

Donde:

H, H_n = espaciamento promedio de un grupo de conductores sobre tierra (en mts.)

S, S_n = espaciamento promedio entre un conductor y la imagen de otro conductor (en mts.).

$$R_{aa-g} = w \left\{ 2.528 \times 10^{-4} - 2.599 \times 10^{-7} h \sqrt{f/\rho} + 2.717 \times 10^{-10} h^2 (f/\rho) \times (3.360 + \log_{10} \frac{1}{h} \sqrt{\rho/f}) \times \right. \\ \left. 5.084 \times 10^{-14} h^3 (f/\rho)^{3/2} \right\} \quad (\text{OHMS/MILLA})$$

(3-11)

R_{aa-g} , R_{nn-g} = es la parte real de la impedancia propia, con retorno por tierra para la fase a y el conductor neutro respectivamente. Cuando existe más de una fase, R_{aa-g} se calcula, usando la altura promedio de los conductores sobre tierra.

ρ = resistividad de tierra en ohmios/ mt.^3

$$R_{ab-g} = w \left\{ 2.528 \times 10^{-4} - 1.299 \times 10^{-7} \sqrt{f/\rho} S \cos \theta + 6.785 \times 10^{-11} (f/\rho) S^2 \cos 2\theta (3.661 + \right. \\ \left. \log_{10} \frac{1}{S} \sqrt{\rho/f}) + 2.951 \times 10^{-11} (f/\rho) \times S^2 \theta \sin 2\theta + 6.355 \times 10^{-15} (f/\rho)^{3/2} S^3 \cos 3\theta \right\}$$

(3-12)

R_{ab-g} , R_{ang} = es la componente real de la impedancia mutua entre dos conductores, con retorno por tierra. Se usa los valores promedios de S y H.

$$X_{aa-g} = w \left\{ 3.4944 \times 10^{-3} + 7.4113 \times 10^{-4} \log_{10} \frac{1}{d} \sqrt{\rho/f} + 2.599 \times 10^{-7} h \sqrt{f/\rho} - 9.271 \times 10^{-11} \right. \\ \left. h^2 f/\rho + 5.084 \times 10^{-14} h^3 (f/\rho)^{3/2} \right\} \quad (\text{OHMS/MILLA})$$

(3-13)

X_{aa-g}, X_{nn-g} = es la componente imaginaria de la impedancia - propia del conductor con retorno por tierra.

$$X_{ab-g} = w \left\{ 2.4715 \times 10^{-3} + 7.4113 \times 10^{-4} \log_{10} \frac{1}{S} \sqrt{\rho/f} + 1.299 \times 10^{-7} \sqrt{f/\rho} S \cos \theta - 2.318 \times 10^{-11} (f/\rho) S^2 \cos 2\theta \right\} \quad (\text{OHMS / MILLA})$$

(3-14)

X_{ab-g}, X_{an-g} = es la componente imaginaria de la impedancia - mutua con retorno común entre dos conductores.

$$Z_{aa-g} = (r + R_{aa-g}) + j(X_i + X_{aa-g})$$

(3-15)

Donde:

r = es la resistencia del conductor en ohms por milla.

Z_{aa-g}, Z_{nn-g} = impedancia propia de un conductor con retorno -- por tierra en ohms por milla

$$Z_{ab-g} = R_{ab-g} + j X_{ab-g}$$

(3-16)

$Z_{ab,g}, Z_{an-g}$ = impedancia mutua entre dos conductores con retorno común por tierra en ohms por milla.

$$Z_{ii} = Z_{aa-g} - Z_{ab-g}$$

(3-17)

Z_{11} = es la impedancia propia de secuencia positiva, se tiene en cuenta la presencia de tierra.

$$Z_{001} = Z_{00-g} + 2Z_{0b-g}$$

(3-18)

Z_{001} = es la impedancia de secuencia cero para fallas que envuelven solamente tierra y no el conductor neutro.

$$Z_{002} = Z_{001} + 3Z_{nn-g} - 6Z_{0n-g}$$

(3-19)

Z_{002} = es la impedancia propia de secuencia cero de un sistema cuyo conductor neutro esta conectado a tierra unicamente en la subestación. Este valor de impedancia existe solamente para fallas que envuelven solamente el conductor neutro.

$$Z_{003} = Z_{001} - 3Z_{0n-g}^2 / Z_{nn-g}$$

(3-20)

Z_{003} = es la impedancia propia de secuencia cero de un conductor, con el conductor neutro puesto a tierra en muchos sitios y con la presencia de tierra tomada en cuenta. Para fallas que en vuelven al conductor neutro y tierra como caminos paralelos para la corriente de falla.

La deducción de las fórmulas se da en el Apéndice A.

3.3 PROGRAMA DIGITAL

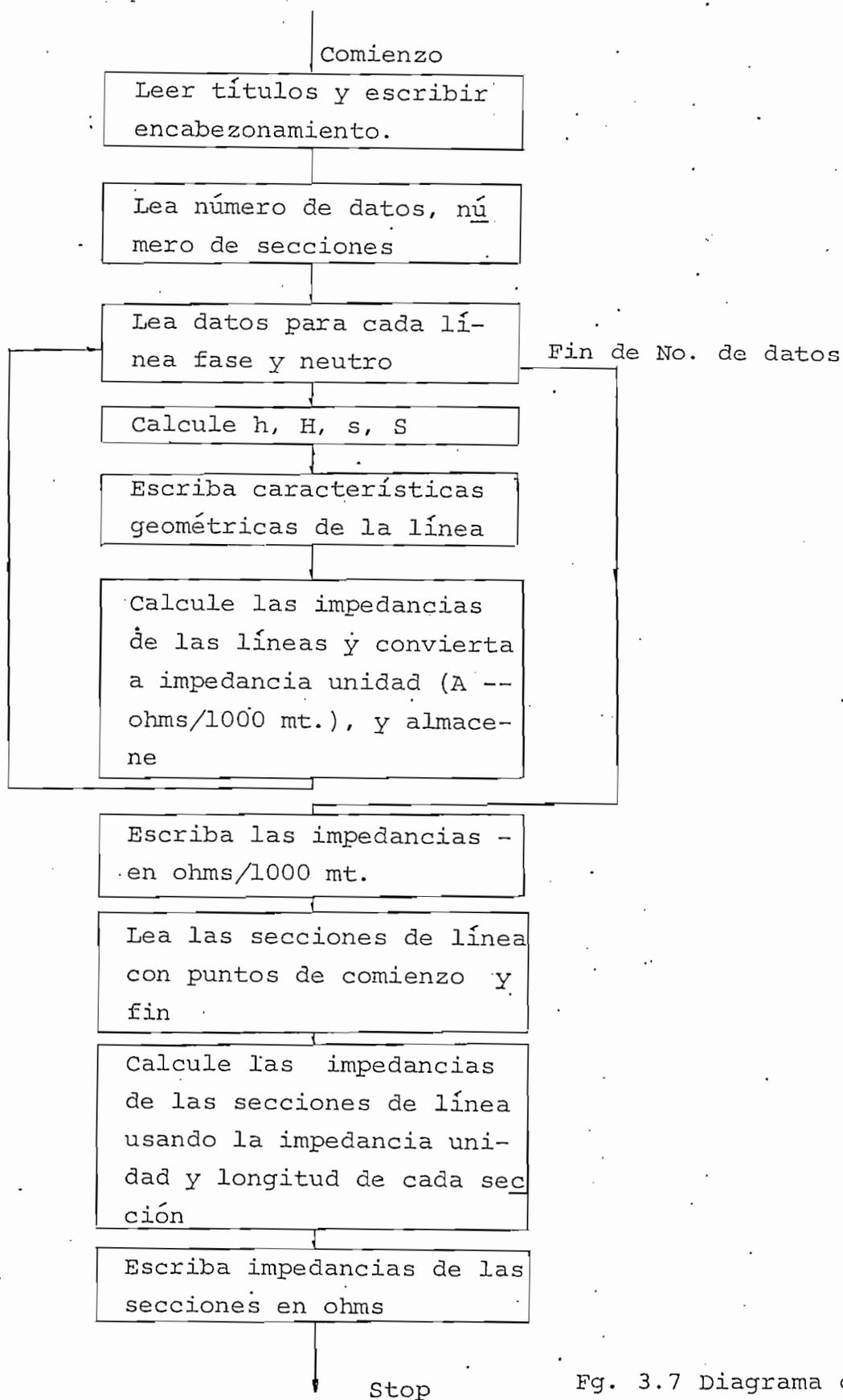
3.3.1 INTRODUCCION.- El programa para calcular las impedancia de secuencia ha sido procesado en la máquina IBM 370-125 del Instituto de Computación de la Escuela Politécnica Nacional. El lenguaje utilizado es FORTRAN IV.

El programa calcula las impedancias de secuencia para los diez tipos de circuitos aéreos radiales anotados anteriormente, 99 tipos de líneas que poseen diferentes características geométricas, que son de diferente tipo, material de conductor, etc., y 99 secciones de línea que difieren en su longitud. Sin embargo estos valores son flexibles y pueden ser incrementados de acuerdo a la necesidad y capacidad del computador.

3.3.2 DESCRIPCION DEL PROGRAMA PRINCIPAL.- El programa consta de dos partes; la primera parte encuentra las características geométricas de la línea (alturas y espaciamientos promedio) y en base a estos datos se calcula las impedancias propias y mutuas, obteniéndose las impedancias en ohmios por Km. (impedancia unidad), lo mismo que las impedancias de secuencia positiva y cero. La segunda parte combina las impedancias unidad y las longitudes de cada sección para determinar la impedancia en ohms de cada sección.

Para la escritura de los resultados se utiliza dos subrutinas CEROS1 y CEROS2 que tienen por objeto transformar los resultados que son ceros en caracteres blancos, ya que el valor para las diversas impedancias de secuencia cero no son cero, sino que no existe dicho valor para una configuración dada de circuito.

3.3.2 DIAGRAMA DE BLOQUES



Fg. 3.7 Diagrama de flujo Programa B.

3.4 FORMATOS DE ENTRADA Y SALIDA

3.4.1 PREPARACION DE LOS DATOS DE ENTRADA.- Llenar el nombre de la empresa, identificación del sistema primario, fecha, como se indica en el encabezamiento del pliego 1 de datos fg. 3.8 Usando el diagrama del sistema primario, identificar todas las líneas existentes, y registrar los datos sobre una o más páginas como se muestra en la fig. 3.8.

El número de líneas que necesitan ser especificadas cambiará solamente cuando el tipo de circuito, material del conductor, calibre cableado o configuración geométrica difieran desde alguna línea - previamente especificada. Además, el mismo número puede aparecer sobre porciones separadas del mismo circuito radial.

FASE Y NEUTRO (F - N)

Esto se denota si el dato que acompaña es para la fase o el neutro. Las líneas que pertenecen a los tipos 3,4,7 u 8 no tienen datos de conductor neutro.

NUMERO DE LINEA (NO)

Este debe ser un dato de uno o dos dígitos y la numeración debe hacerse en forma continua y ordenados (desde uno (1) en adelante hasta el número de línea que exista, siendo el número máximo de 99), como se indica en la figura 3.8.

TIPO DE CIRCUITO (TIPO)

Cada línea debe ser clasificada de acuerdo a uno de los diez tipos de circuitos listados en la tabla I.

ITEMS ADICIONALES

Material del conductor (Matl), calibre, cableado (hebr), resistencia, radio medio geométrico (GMR) y diámetro del conductor (Diam)

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION
PROGRAMA -B- CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE CIRCUITOS PRIMARIOS
EMPRESA :
IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO:
FECHA :

FASE	LINEA	CIRC.	MATL	CONDUCT.	HEBRAS	RESIS.	GMR	DIAM.	HA/HN	HB	HC	HAB/HAN	HAC	RHO
NEUTRO	No.	TIPO		CALIBRE		OHMS/MT.	FT.	IN.	MT.	MT.	MT.	MT.	MT.	OHMS/MC
F	1	1	CUHD	4/0	7	.278	.01579	.522	8.1	8.8	8.1	.9	1.8	100
N			CUHD	2/0	7	.440	.01252	.414	6.9			1.05		
F	2	1	CUHD	4	1	1.374	.00663	.204	8.1	8.8	8.1	.9	1.8	100
N			CUHD	6	1	2.180	.00523	.162	6.9			1.05		
F	3	5	CUHD	6	1	2.180	.00526	.162	8.1	8.1		1.8		100
N			CUHD	6	1	2.180	.00526	.162				.9		
F	4	9	CUHD	4	1	1.374	.00663	.204	7.45					100
N			CUHD	4	1	1.374	.00663	.204	6.15			.15		

Fig. 3.8 Pliego 1 de datos, Programa B

Los primeros tres ítemsⁿ son usados por el programa, pero se incluye en la salida de los resultados. La resistencia del conductor se puede tomar de las tablas dadas en la ref. 1, 9, 14 en ohmios/milla, lo mismo que el GMR en pies y el diámetro exterior en pulgadas, estos datos se utilizarán para calcular la reactancia interna del conductor.

GEOMETRIA DEL CONDUCTOR (H,h)

H, es el espaciamiento horizontal entre dos conductores en mt mientras que, h, es la altura del conductor sobre tierra en mt.

Cualquier línea primaria a 4 hilos puede tener desde 7 ítems a 3 ítems si es una derivación a 2 hilos. Si se desea trabajar en el sistema inglés los datos de los espaciamientos y alturas entran en pies (los resultados se obtendrán en las mismas unidades).

RESISTIVIDAD DE TIERRA (RHO)

Debido a que la resistividad de tierra puede variar de un lugar a otro dentro de la ciudad, este valor será dato -- que entra en la tarjeta correspondiente a cada fase para una línea determinada.

Sobre el diagrama del circuito se debe indicar y numerar todos los nodos. Los números asignados a cada nodo, serán de hasta 5 caracteres, como se muestra en el pliego 2 de datos fig. 3.9.

PROGRAMA B CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE
SECUENCIA DE CIRCUITOS PRIMARIOS

SECCIONES DE LINEA

COMIENZO	FIN	LINEA No.	LONGITUD Mt.
1	2	1	1250.
2	3	3	900.
2	4	4	1200.
2	5	2	1000.
5	6	3	750.

Fig.- 3.9 Pliego 2 datos.

Puntos en el circuito donde el número de línea cambia o donde existenderivaciones pueden ser identificados como nodos. La primera sección registrada sobre la página de datos pliego 2, debe comenzar con la identificación de la subestación o punto inicial del circuito. Las secciones de línea más allá de la primera, pueden ser registradas en cualquier orden; no necesariamente una a continuación de otra desde la subestación fuera del terminal del circuito. El número de línea y su longitud en mt. deben ser provistos para cada sección (puede entrar la longitud en pies si se trabaja en el sistema inglés como se indica en la pág. 71).

3.4.2 FORMATOS DE SALIDA.- En el listado de los resultados se repite la información de los datos de entrada del pliego 1 como se indica en el cuadro 1 pág. 91

Además se da los valores de reactancia interna del conductor, espaciamento medio geométrico de un grupo de conductores (S), espaciamento promedio conductor-imagen (SM), altura promedio de un grupo de conductores sobre tierra (H) y espaciamento promedio horizontal entre conductores (HM) fig.

3.6.

Las ecuaciones para el cálculo de los valores de impedancia, requieren de éstas cantidades.

En el cuadro II (pág. 92), se tabulan las impedancias unidad en ohms por Km. de cada una de las líneas cuyas características están dadas en el cuadro I (pág. 91). Las impedancias de secuencia como las de fase son listadas con sus componentes real e imaginaria. La impedancia de secuencia positiva (Z_{11} y los tres posibles valores de impedancia de secuencia cero (Z_{00}) forma la primera fila de resultados. La segunda fila corresponde a las impedancias propias y mutuas denominadas como Z_{aa-t} , Z_{ab-t} , Z_{nn-t} y Z_{an-t} .

En el cuadro III (pág. 93) se indica las impedancias de secuencia de las secciones individuales en ohmios. Estos valores son encontrados en el programa multiplicando la impedancia unidad de línea por la longitud de cada sección de esa línea. Estos valores son usados en el siguiente programa para calcular las corrientes de falla.

Cuando un valor de impedancia no existe para una línea dada, el espacio queda en blanco.

El ejemplo de aplicación tanto para el cálculo de las impedancias de secuencia como de las corrientes de corto circuito, se indica al final del siguiente capítulo, ya que los programas digitales respectivos se realizan uno a continuación de otro (forman un solo programa).

CAPITULO 4
=====

CALCULO DE CORTOCIRCUITOS

4.1 TIPOS DE FALLAS.- Al diseñar el sistema de distribución se debe anticipar a una variedad de situaciones, las cuales pueden interrumpir la operación normal de un sistema. Entre estas situaciones tenemos las fallas de las líneas. El tipo de fallas que pueden ocurrir depende del sistema de distribución. Línea a tierra, línea a línea y doble línea a tierra son las fallas más comunes.

La falla línea a tierra ocurre cuando un conductor cae a tierra o se pone en contacto con el conductor neutro como se muestra en la fig. 4.1

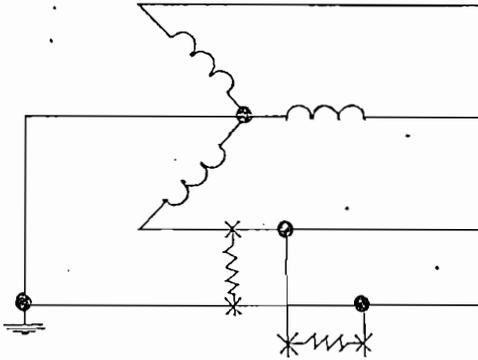


Fig. 4.1 Falla línea a tierra.

Una falla línea a línea se puede esperar cuando los conductores de un sistema bifásico o trifásico son cortocircuitados como se indica en la fig. 4.2

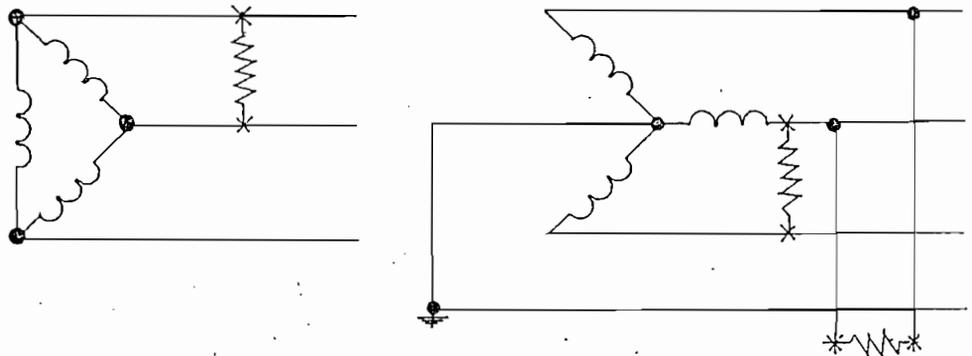


Fig. 4.2 Falla línea - línea.

Esto puede ocurrir en cualquier sitio a lo largo de un sistema trifásico estrella o delta o a lo largo de una derivación formada por dos fases.

Fallas doble línea a tierra ocurren cuando dos conductores -- caen y son conectados a través de tierra, o cuando existe contacto entre dos conductores y el neutro de un sistema puesto a tierra sea trifásico o bifásico.

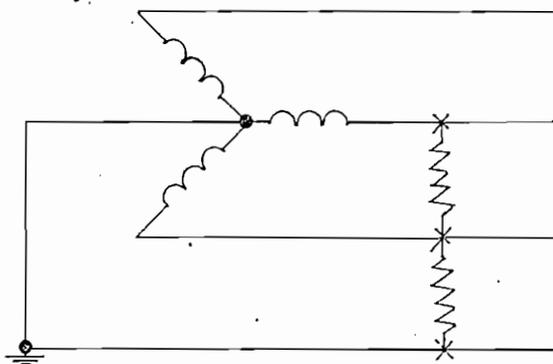


Fig. 4.3 Falla doble línea a tierra.

4.2 TRANSFORMACIONES A COMPONENTES SIMÉTRICAS.- Verdaderamente sistemas balanceados existen solamente en teoría. En realidad muchos sistemas son desbalanceados y para propósitos prácticos pueden ser analizados como si ellos fueran balanceados.

Sin embargo, hay también situaciones (cargas desbalanceadas, fallas asimétricas, conductores abiertos, etc), en los cuales el grado de desbalance no puede ser despreciable.

Muchas situaciones envuelven un simple punto de desbalance sobre un circuito balanceado. Estos son los casos en los cuales el método de las componentes simétricas se puede aplicar a la resolución de sistemas polifásicos desbalanceados en términos

de sistemas balanceados, aquí solo se asume sistemas trifásicos balanceados, por ejemplo líneas de distribución y fuentes de alimentación balanceadas. Estas asunciones son razonables y dan suficiente precisión en el cálculo de fallas. Para sistemas asimétricos las componentes simétricas pierden su utilidad práctica (14, 15, 20).

4.3 METODO DE CALCULO

4.3.1 TEOREMA DE THEVENIN.- Dado que cualquier falla asimétrica da lugar a que circulen por el sistema corrientes simétricas desequilibradas, es muy útil el método de las componentes simétricas para analizar y determinar las corrientes y tensiones en todas las partes del sistema después de que se presenta una de tales fallas. Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se utilizará el teorema de Thévenin, de mucha utilidad en el análisis de redes, cuando se desea encontrar relaciones para un par de terminales en particular, que puede ser el punto de falla en un sistema.

El teorema dice que una red lineal bilateral dados dos puntos terminales a y b, el cual contiene cualquier número de fuentes de voltaje puede ser reemplazado por una simple fuente de voltaje y una impedancia en serie. Esta impedancia es la impedancia de la red medida en dichos terminales con los voltajes internos cortocircuitados. La simple fuente de voltaje es igual al voltaje en circuito abierto medido en los terminales a y b.

Cualquier carga conectada en el SEP tiene una impedancia relativamente alta, de manera que resulta que toda corriente de carga comparada con la de cortocircuito es despreciable la red pasiva no incluye estas impedancias (23).

En general las corrientes de carga son pequeñas en comparación con las corrientes de falla y se encuentran fuera de fase con éstas.

En algunos sistemas pueden ser significativas y deben ser tomadas en cuenta, éstas se sumarán a los aportes de corrientes de secuencia positiva de las fallas, obteniéndose el flujo de corriente total en los elementos del sistema.

La aplicación del teorema de Thévenin en estudios de cortocircuitos puede ser ilustrada para una falla trifásica, es decir, donde sólo existen componentes de secuencia positiva. Los terminales del circuito equivalente son los puntos de falla F y la barra de referencia N (potencial cero) de la red. El sistema visto desde éste par de terminales es sustituido por una f. e.m.. V_f equivalente (será el voltaje en circuito abierto en el punto de falla, éste es, el voltaje de línea a tierra antes de la falla), en serie con la impedancia de secuencia positiva -- (impedancia de punto motriz) Z_1 , la falla se produce cortocircuitando los terminales del circuito equivalente.

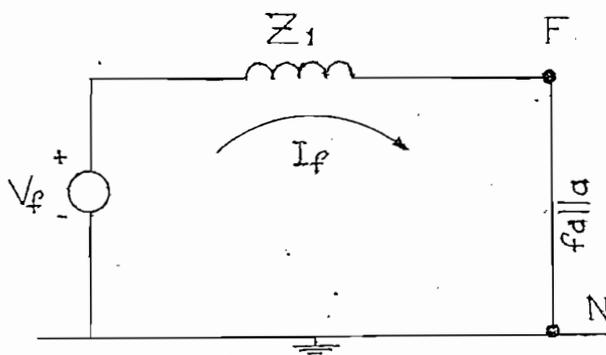


Fig. 4.4

La corriente de cortocircuito, de secuencia por fase será igual a:

$$I_f = \frac{V_f}{Z_1}$$

4.3.2 ECUACIONES PARA LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Las ecuaciones para calcular las magnitudes de las corrientes de cortocircuito para los diferentes tipos de fallas son las siguientes:

Falla trifásica

$$I_{f3\phi} = \left| \frac{V_f}{Z_1 + Z_{f3\phi}} \right| \quad (4-1)$$

Falla línea a línea

$$I_{fLL} = \left| \frac{\sqrt{3} V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_{fLL}} \right| \quad (4-2)$$

Falla línea a tierra

$$I_{fLT} = \left| \frac{3 V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_{fLT}} \right| \quad (4-3)$$

Falla doble línea a tierra

$$I_{fLLT} = \left| \sqrt{3} V_f \frac{Z_0 + 3Z_{fLL} - a Z_2}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2) (Z_0 + 3Z_{fLLT})} \right| \quad (4-4)$$

y en la otra fase asociada con esta falla,

$$I_{fLLT} = \left| \sqrt{3} V_f \frac{Z_0 + 3Z_{fLL} - a^2 Z_2}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2) (Z_0 + 3Z_{fLLT})} \right| \quad (4-5)$$

En estas ecuaciones:

I_f es la magnitud de la corriente de falla en amperios, en un conductor como resultado de la falla

V_f es el voltaje línea a tierra en voltios al punto de falla, antes de que ocurra la falla.

Z_1, Z_2, Z_0 son las impedancias de secuencia en ohms del sistema, vistas desde el punto de falla; y

$Z_{f3\phi}, Z_{fLL}, Z_{fLT}, Z_{fLLT}$ son las impedancias de falla asociadas con cada tipo de falla.

Cualquier consistente conjunto de unidades pueden ser usadas para estas variables en las ecuaciones de las corrientes de falla. Por ejemplo se puede expresar en amperios, voltios y ohmios o en p.u.

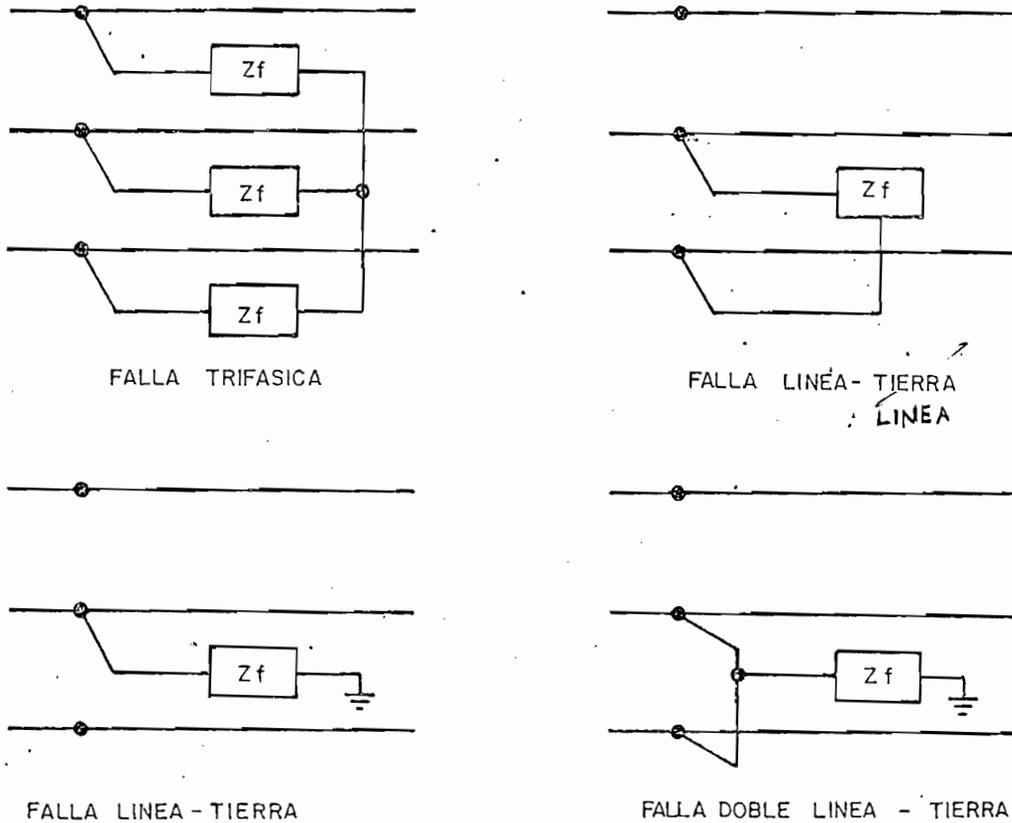


Fig. 4.5 Impedancias de falla para las ecuaciones (4-1) a (4-5)

4.4 CORRIENTE ASIMETRICA DE FALLA.- El conocimiento de la forma de onda de la corriente, luego de una falla en un circuito es importante; en la aplicación de aparatos tales como fusibles, seccionalizadores, reconectadores e interruptores para la protección contra sobrecorrientes en un sistema de distribución.

Las ecuaciones señaladas anteriormente para las corrientes de falla se aplican solamente para condiciones en estado estable cuando toda transiente inicial ha desaparecido, es decir, en el tiempo inmediatamente siguiente a la falla.

Si observamos el comportamiento de la corriente en un simple circuito

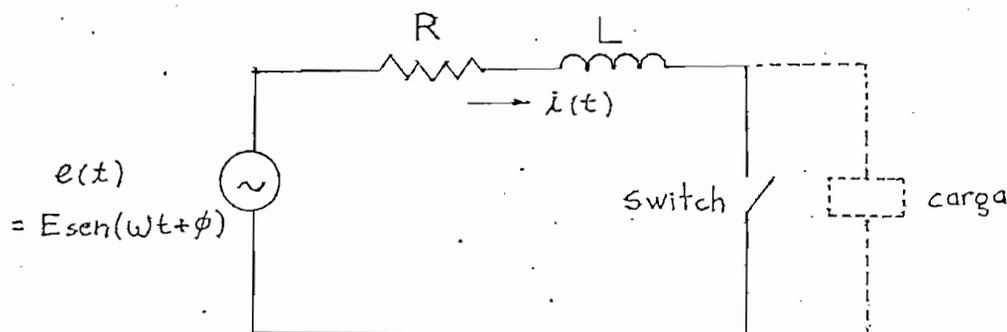


Fig. 4.6

Este circuito de una fuente de voltaje y una combinación serie de una resistencia, inductancia y un interruptor, la falla se puede representar por el cierre del interruptor, así la carga es cortocircuitada. Debido a que en muchas situaciones prácticas la corriente de falla es el factor dominante, la corriente de carga será ignorada.

La corriente de falla para el circuito anterior se puede expresar de la siguiente manera:

$$Ri + L \frac{di}{dt} = E \text{ sen } (\omega t + \phi) \quad (4-6)$$

Donde:

R y L son la resistencia e inductancia respectivamente, i es la corriente instantánea en el circuito después de cerrar el interruptor. E es el valor de cresta del voltaje sinusoidal de la fuente, ω la velocidad angular de la fuente (generador), ϕ , es el ángulo de separación de la onda de voltaje y el tiempo al cual la falla ocurre ($t = 0$).

La corriente de carga ^{se} asume despreciable por lo tanto; $i(0) = 0$, $e(0) = E \text{ sen } \phi$.

La solución de la ecuación diferencial será:

$$i(t) = A e^{-R/X \omega t} + B \text{ sen } (\omega t + \phi - \theta) \quad (4-7)$$

Donde:

$$A = \frac{E}{R^2 + X^2} \text{ sen } (\theta - \phi)$$

$$B = \frac{E}{R^2 + X^2}$$

$$\theta = \text{arc tg } (X/R)$$

El término de la ecuación (4-7) es la parte transiente de la solución, ésta es una exponencial decreciente cuyo valor desaparece eventualmente. El segundo término es la parte de estado estable. Estas son las componentes dc y ac respectivamente.

La diferencia de fase θ entre el voltaje alimentado $e(t)$ y la corriente de falla en estado estable dependen solamente de la relación de X/R de la impedancia del circuito.

Los efectos de ésta corriente asimétrica, son primero las fuerzas magnéticas ejercidas sobre las partes del circuito y segundo, es el efecto (Joule) térmico, estos dos efectos son función del cuadrado de la corriente. De allí que estos efectos afecten....

en el diseño y aplicación del equipo de protección usado en el sistema.

Llamando al valor rms de la componente de estado estable de corriente I y el valor rms de la ecuación (4-7) por I' una medida útil de la forma de onda asimétrica es la relación de I'/I .

El valor de I se puede conocer aplicando las ecuaciones de las corrientes de falla. Si un apropiado valor de la relación ... I'/I es conocido, éste puede ser multiplicado por el valor calculado I para obtener el valor rms de la forma de onda asimétrica.

De la referencia (19) para un valor dado de X/R el valor de ... I'/I con respecto a ϕ será maximizado y dibujado como una función de X/R . La relación X/R puede ser encontrada usando la impedancia total del sistema en el cálculo de una falla (fase - tierra).

4.5 PROGRAMA DIGITAL PARA CALCULAR LAS CORRIENTES DE FALLA

4.5.1 INTRODUCCION.- En general para encontrar la corriente de falla en cualquier punto sobre un sistema radial, el programa debe conocer el voltaje que existe al punto antes de la falla, las impedancias de secuencia del sistema vistas desde la falla hacia la fuente, y las impedancias de falla.

Todos estos datos de impedancias se obtiene del programa B. Para calcular la corriente máxima de falla se puede considerar -- que el voltaje en cada nodo es el voltaje nominal y para conocer las corrientes mínimas de fallas el voltaje a cada punto se puede obtener del programa A de flujo de carga.

4.5.2 DESCRIPCION DEL PROGRAMA PRINCIPAL.- El programa principal consta de dos partes: la primera parte, se refiere a una rutina, la cual tiene por objeto acumular las impedancias desde cada nodo (o punto de falla) hacia la barra de bajo voltaje de la subestación en base a las impedancias de cada sección de línea, del punto inicial y final de dicha sección. Esta ru-

tina es aplicable a cualquier red por complicada y extensa que sea.

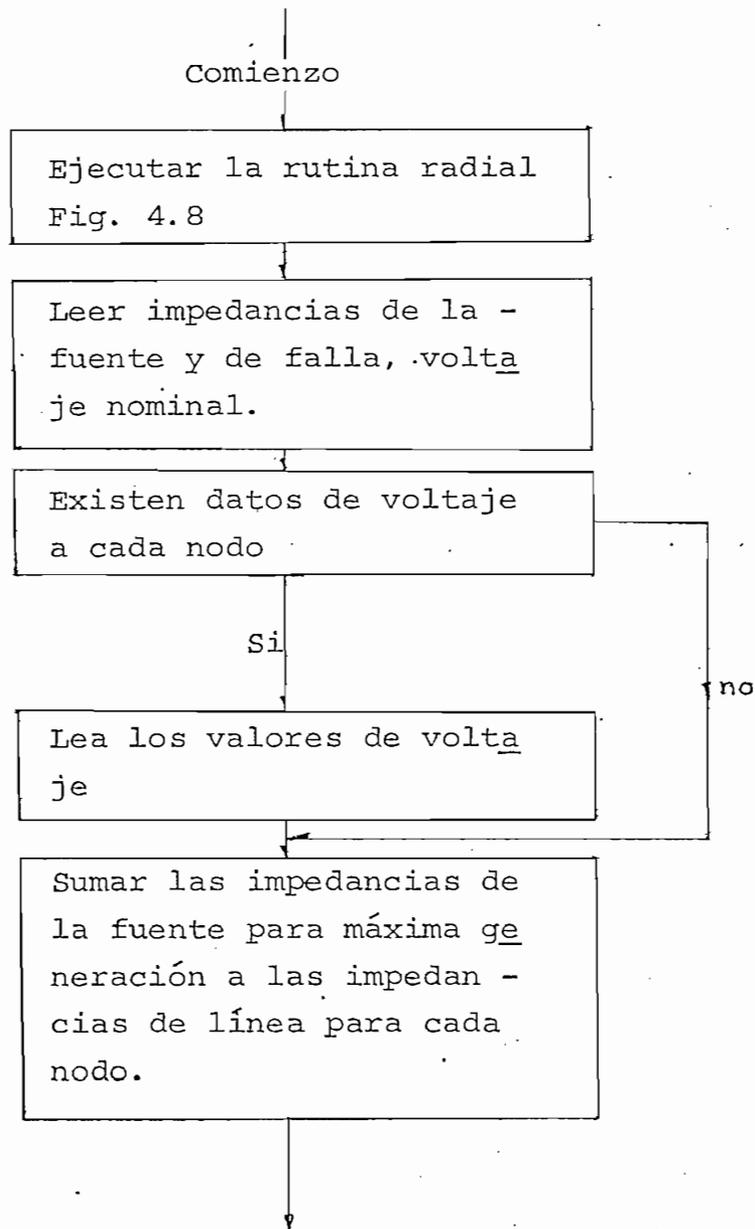
La impedancia de la fuente es sumada a la impedancia de la línea vista desde cada nodo a la fuente, para obtener la impedancia total del sistema a cada punto de falla. En la segunda parte del programa, la impedancia del sistema, la impedancia de falla, el voltaje nominal y el voltaje anterior al punto de falla (si existe), son usados en cada una de las ecuaciones apropiadas para el cálculo de las corrientes de falla.

El programa calcula las corrientes de falla para todos los nodos del circuito.

Para escribir los resultados se ha realizado una subrutina que escoge el mayor de los máximos valores y el menor de los mínimos valores de corrientes de falla que pueden existir a un nodo, a estos valores se les asigna asteriscos.

Si una columna correspondiente a las corrientes de falla aparece en blanco, significa que éste tipo de falla no existe para este nodo.

4.5.3 DIAGRAMAS DE BLOQUES



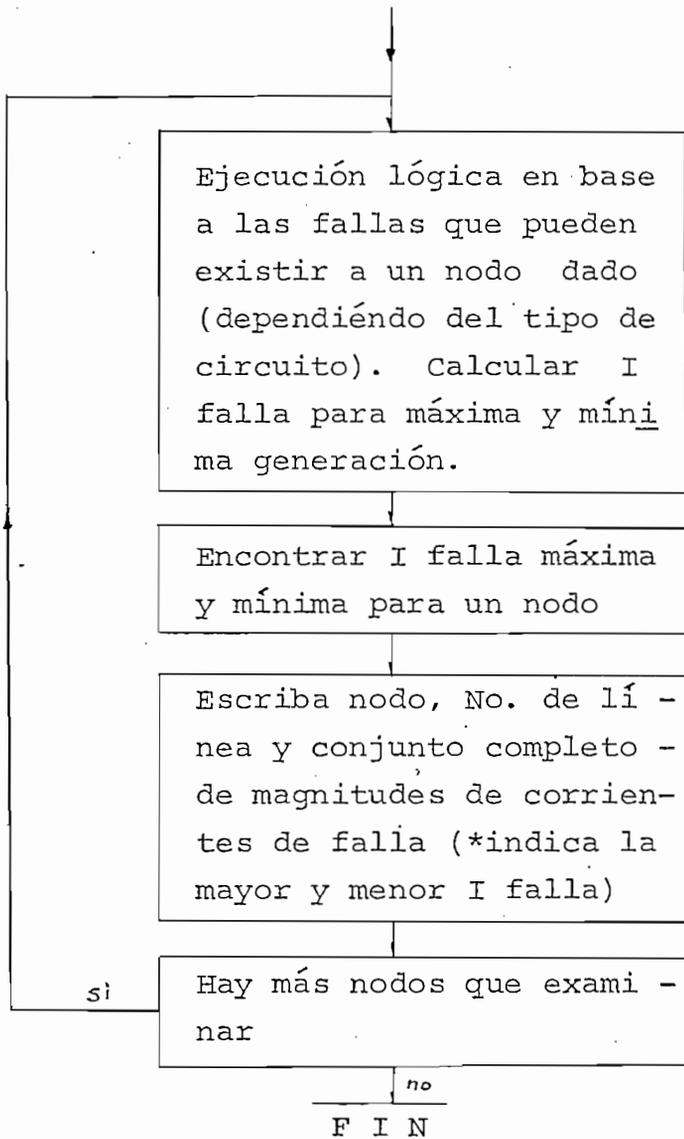


Fig. 4.7 Diagrama de Flujo Programa C, Corrientes de falla.

RUTINA RADIAL

La Rutina Radial se ejecuta sobre las secciones de línea en orden a acumular la impedancia total desde cada nodo regresando a la subestación.

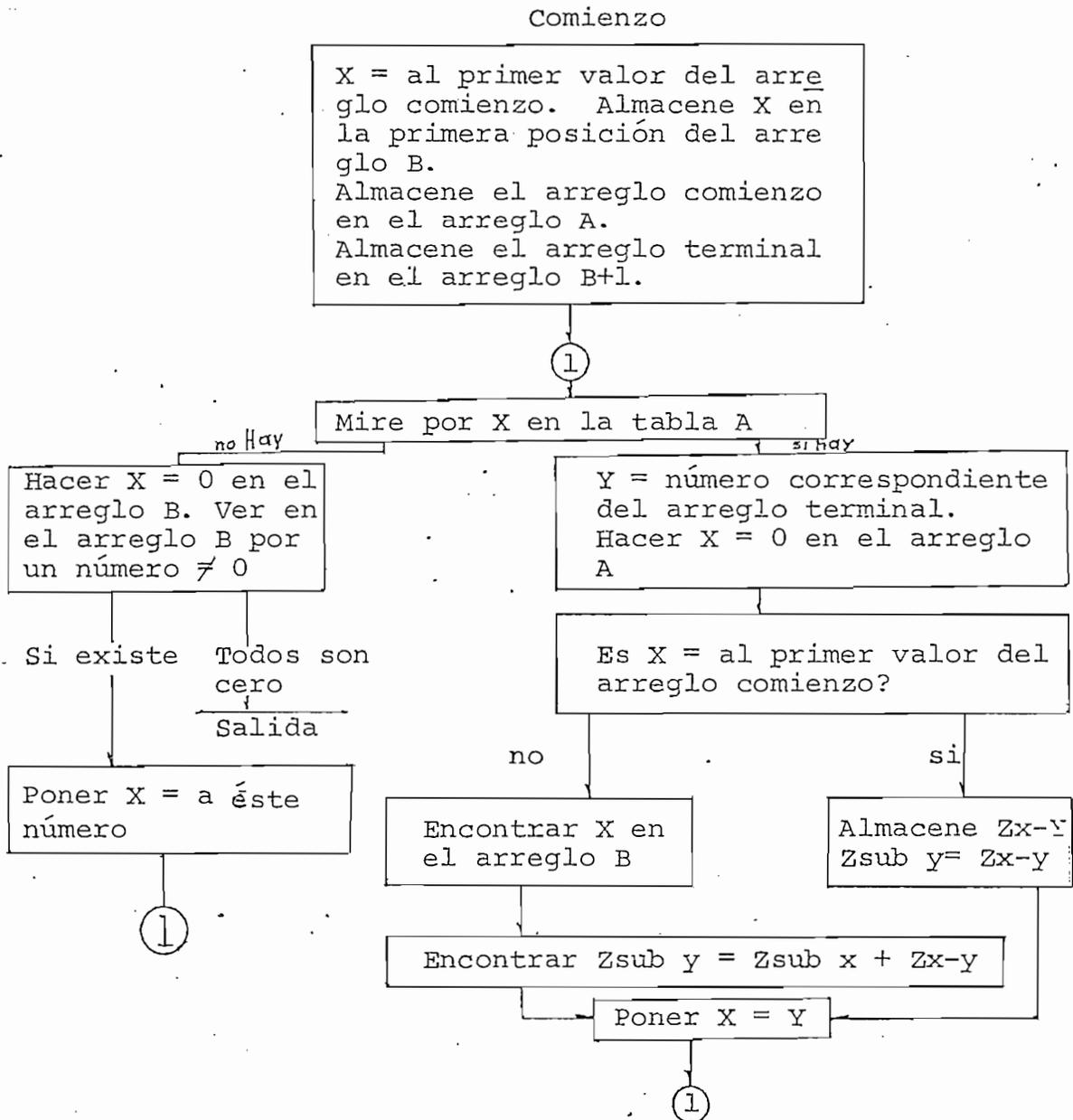


Fig. 4.8 RUTINA RADIAL PROGRAMA C

El arreglo comienzo se refiere al número (nodo) inicial de cada sección. El arreglo terminal se refiere al número (nodo) final de cada sección.

X es el número (nodo) inicial de una sección.

Y es el número (nodo) final de una sección.

4.6 FORMATOS DE ENTRADA Y SALIDA

4.6.1 PREPARACION DE LOS DATOS DE ENTRADA.- Los datos utilizados por el programa son los resultados obtenidos del programa de impedancias de secuencia y además los valores de impedancias de la fuente para máxima y mínima generación. Si se desea, entran los valores de voltaje (para condiciones de máxima carga) obtenidos del programa de flujo de carga, sino, entra como dato el voltaje nominal del sistema. Siendo por lo tanto, necesario poner un indicador.

PROCESO DE PREPARACION DE LOS DATOS.- Los valores de impedancia de la fuente deben entrar en ohms, vistos desde el lado de bajo voltaje del transformador de la subestación.

PROGRAMA C CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA
PARA CIRCUITOS PRIMARIOS RADIALES.

EMPRESA:

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO:

FECHA:

IMPEDANCIA DE LA FUENTE (EN OHMS)

	Máxima R	Generación X	Mínima R	Generación X
Z _{S11}	0.03437	0.18162	0.03437	0.18162
Z _{S22}	0.03437	0.18162	0.03437	0.18162
Z _{SO01}				
Z _{SO02}				
Z _{SO03}	0.04778	0.18078	0.04778	0.18078

IMPEDANCIA DE FALLA (OHMS)

ZF3F	.33	0
ZFLL	1.0	0
ZFLT	.5	0
ZFLLT	.5	0

Estos valores han sido tomados de la referencia (16).

Voltaje (fase - neutro)	7 620.
Voltaje a cada nodo	1 existe 0 no existe

Fig. 4.9 Pliego 3 de datos.

Los valores de resistencia y reactancia se deben usar lo mismo que los valores de impedancias para máxima y mínima generación si existen. Se entiende por impedancia de máxima generación a la impedancia equivalente vista desde la subestación, cuando ésta está alimentada por varios circuitos. Y se llama impedancia de mínima generación a la impedancia vista desde la subestación cuando ésta está alimentada por un menor número de circuitos.

Se toma la previsión respectiva para los valores diferentes - tanto de secuencia positiva como negativa. La impedancia de secuencia cero debe incluir el efecto de la impedancia del neutro a tierra si ésta es usada. Estos valores de impedancia se sumarán a los valores de impedancias vistos desde la subestación, es necesario hacer un estudio anterior del sistema de alta tensión y a ése valor de impedancia se le debe sumar la impedancia correspondiente del transformador de la subestación, siendo esta la impedancia de la fuente.

IMPEDANCIA DE FALLA.- Para calcular las máximas corrientes de falla, se asume la impedancia de falla igual a cero. Los valores de impedancia de falla registrados sobre el pliego 3 de datos fig. 4.9 son asumidos y estos se usarán en el cálculo de la corriente mínima.

Estos valores corresponden a la impedancia de falla trifásica, línea a línea, línea a tierra y doble línea a tierra.

VOLTAJE: es el voltaje nominal fase-neutro expresado en voltios se asume que éste voltaje será el mismo para todos los nodos del circuito para calcular la máxima corriente de falla

Estos datos pueden obtenerse del programa de flujo de carga, ya que éste programa da el perfil de voltaje para carga máxima. Los datos deberán entrar en el mismo orden en que se encuentra los nodos correspondientes a los puntos terminales de cada sección. (ver hoja de codificación pág. 88)

4.6.2 DATOS DE SALIDA.- Para cada nodo del sistema el Cua -- dro IV pág. 94 , muestra los resultados del programa, -- correspondientes a las corrientes de falla. Para cada nodo se indica el número o punto terminal de una sección y el tipo de línea de dicha sección considerada en dirección de la fuente. Dos filas de magnitudes de corrientes son listadas, la primera fila representa las magnitudes máximas de corrientes de falla, calculadas usando el voltaje nominal, impedancia de falla igual a 0 e impedancia de la fuente para -- condiciones de máxima generación; la segunda fila indica las mínimas corrientes de falla, calculadas usando los mínimos -- voltajes si estos son conocidos, impedancia de falla e impedancia de la fuente para mínima generación. Los espacios en blanco que aparecen en una fila indican que ésta clase de falla no puede existir al nodo considerado.

Siempre que una falla doble línea a tierra o neutro, es posible, el programa calcula dos valores de corriente de falla, puesto que las magnitudes en las dos líneas no necesariamente son iguales. Esta es la razón para tener cuatro columnas diferentes para este tipo de falla. Si se trata del tipo dos -- de circuito la salida del programa muestra 11 columnas de corriente de falla.

Para designar el mayor de los máximos valores de corrientes de falla posibles a un nodo el programa usa asteriscos, de la misma manera que para señalar el menor valor de las mínimas -- magnitudes de corrientes de falla.

4.7 EJEMPLO DE APLICACION.- Para indicar la bondad del programa, se escogió un simple circuito de distribución como el que se muestra en la fig, 4.7. En base a este esquema se estudiará los cuatro tipos básicos de circuitos de acuerdo con la Tabla 1, pág. 53.

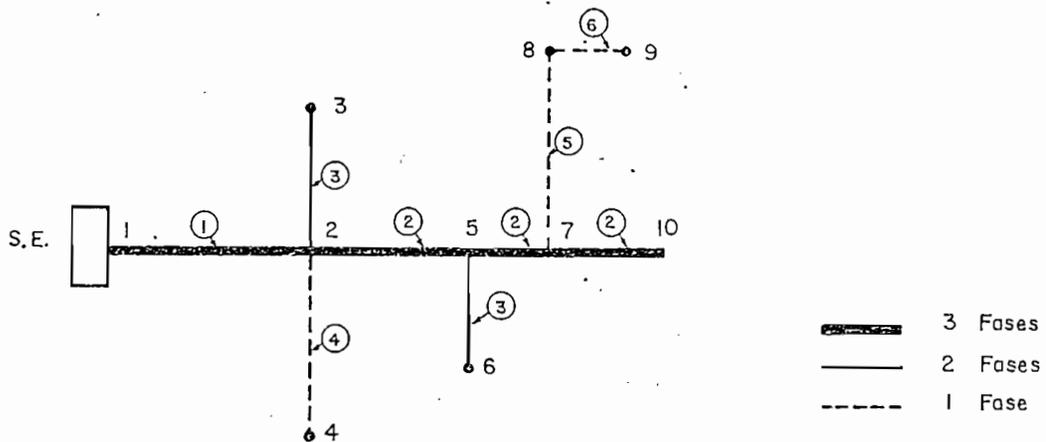


Fig. 4.7 Circuito trifásico a cuatro hilos, neutro puesto a tierra en varios lugares del sistema (multigrounding)

A continuación se presentará para cada tipo básico de circuito los resultados obtenidos tanto de las impedancias de secuencia como de las corrientes de cortocircuito.

La preparación de los datos de entrada se los hace de acuerdo con los numerales 3.4 y 4.6. Los datos correspondientes del circuito de la fig. 4:7, son los indicados en los Pliegos 1 y 2, págs. 67-69, y Pliego 3 pág. 85-86.

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION
 PROGRAMA - B - CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE CIRCUITOS PRIMARIOS
 EMPRESA: ELECTRICA QUITO SA

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO: ALIMENTADOR PRIMARIO 20

FECHA:

CUADRO I - CARACTERISTICAS GEOMETRICAS DE LOS CONDUCTORES

LINEA NO.	CIRC. TIPO	COND. MATL.	COND. TAMANC	ND. HEBRAS	RESIS. R D/M	REACT. X D/M	GMR FT.	DIAM. D IN.	S ESPAC. MT.	SM ESPAC. MT.	H ALTURA MT.	HM ESPAC. MT.	RHO O/MC	TIERRA
1	F CUHD	4/0	7	0.2780	0.0389	0.0158	0.5220	1.328	16.716	8.33	1.200	100.		
	N CUHD	2/0	7	0.4400	0.0389	0.0125	0.4140	1.626	15.252	6.90	0.650			
2	F CUHD	4	1	1.3740	0.0301	0.0053	0.2040	1.328	16.716	8.33	1.200	100.		
	N CUHD	6	1	2.1800	0.0303	0.0053	0.1620	1.626	15.252	6.90	0.650			
3	F CUHD	6	1	2.1800	0.0303	0.0053	0.1620	1.800	16.300	8.10	1.800	100.		
	N CUHD	6	1	2.1800	0.0303	0.0053	0.1620	1.440	16.924	8.90	0.900			
4	F CUHD	4	1	1.3740	0.0301	0.0066	0.2040	1.309	13.601	7.45	0.150	100.		
	N CUHD	4	1	1.3740	0.0301	0.0066	0.2040	1.309	13.601	6.15	0.150			
5	F CUHD	6	1	2.1800	0.0303	0.0053	0.1620	1.309	13.601	7.45	0.150	100.		
	N CUHD	4	1	1.3740	0.0301	0.0056	0.2040	1.309	13.601	6.15	0.150			
6	F CUHD	6	1	2.1800	0.0303	0.0053	0.1620	1.309	13.601	7.45	0.150	100.		
	N CUHD	6	1	2.1800	0.0303	0.0053	0.1620	1.309	13.601	6.15	0.150			

Circuito trifasico a 4 hilos, neutro puesto a tierra en varios lugares del sistema (multigrounded)

CUADRO (III) IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE CADA SECCION DE CONDUCTOR EN OHMS

CDWZ	FIN	LINEA	SECCION		Z11	Z001		Z002		Z003	
			MT.	R		X	R	X	R	X	
1	2	1	1250.	0.2159	0.5297					0.5181	1.5024
2	3	3	900.	1.2191	0.4766					1.6387	1.4375
2	4	4	1200.	1.0244	0.5858					1.5556	1.7780
2	5	2	1000.	0.8538	0.4891					1.2857	1.6563
5	6	3	750.	1.0159	0.3972					1.3656	1.1080
5	7	2	500.	0.4269	0.2446					0.6429	0.8282
7	10	2	750.	0.6403	0.3669					0.9643	1.2423
7	8	5	1250.	1.6931	0.6320					2.2465	1.8740
8	9	6	500.	0.6772	0.2528					0.9037	0.8285

PROGRAMA - C - CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA
 CUADRO IV. MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE FALLA

NODO LINEA CIRC. NO. TIPO	3FASES	LL	LT	LN	LNT	LLT	LLT	LLN	LLN	LLNT	LLNT
2	1 MX MI	10105.68* 8300.95	8752.03 6383.15		6961.47 5673.85*					9116.34 5786.08	9175.16 8044.95
3	5 MX MI	3492.57 2869.33			3036.76 2651.20*					3435.36 3613.33	3937.72* 3645.49
4	9 MX MI				2989.17* 2644.08*						
5	1 MX MI	4672.12* 4074.46	4046.29 3293.85		3251.33 2860.54*					3994.53 4212.39	4455.94 4138.14
6	5 MX MI		2486.00 2150.53		2127.96 1931.83*					2419.36 2519.47	2811.37* 2658.72
7	1 MX MI	3619.61* 3234.16	3134.76 2647.60		2544.94 2290.53*					3066.66 3210.24	3484.26 3278.78
10	2 1 MX MI	2694.52* 2467.16	2333.59 2044.52		1915.20 1763.03*					2265.27 2352.05	2615.11 2492.76
8	5 9 MX MI				1510.14* 1404.36*						
9	6 9 MX MI				1290.54* 1210.97*						

PROGRAMA - C - CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA
 CUADRO IV. MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE FALLA

NODO LINEA CIRC. NO. TIPO	3FASES	LL	LT	LN	LNT	LLT	LLN	LLNT	LLNT
2 1 1	MX 10105.03# MI 2300.62	8732.03 6333.15			6901.47 3073.35*				9116.34 9786.09
3 3 5	MX MI	3492.37 2804.53			3038.76 2595.02*				3435.36 3536.76
4 4 9	MX MI				2989.17* 2570.82*				
5 2 1	MX 4570.12* MI 2940.10	4046.29 3185.29			3251.33 2766.25*				3994.53 4073.55
6 3 5	MX MI	2436.00 2069.91			2127.96 1659.41*				2419.36 2425.02
7 2 1	MX 3514.51* MI 3095.34	3134.76 2533.96			2544.94 2192.21*				3066.66 3072.45
10 2 1	MX 2004.52* MI 2317.85	2333.59 1945.66			1915.20 1677.76*				2265.27 2238.32
8 5 5	MX MI				1510.14* 1322.93*				
9 6 9	MX MI				1290.54* 1147.37*				

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION
 PROGRAMA - B - CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE CIRCUITOS PRIMARIOS

EMPRESA: ELECTRICA QUITO SA

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO: ALIMENTADOR PRIMARIO 20

FECHA:

CUADRO I.- CARACTERISTICAS GEOMETRICAS DE LOS CONDUCTORES

LINEA	CIRC.	COND.	COND.	NO.	HEBRAS	R.	RESIS.	REACT.	GMR	DIAM.	ESPC.	ESPC.	ALTURA	ESPC.	TIERRA
ND.	TIPO	MATL.	TAMANO	HEBRAS	HEBRAS	R.	RESIS.	REACT.	GMR	DIAM.	ESPC.	ESPC.	ALTURA	ESPC.	TIERRA
						O/M	O/M	O/M	FT.	IN.	S	SM	H	HM	RHO
											MT.	MT.	MT.	MT.	O/MC
1	2	F CUHD	4/0	7	7	0.2780	0.0389	0.0389	0.0158	0.5220	1.328	15.715	8.33	1.200	100.
		N CUHD	2/0	7	7	0.4400	0.0389	0.0389	0.0125	0.4140	1.828	15.252	6.90	0.650	
2	2	F CUHD	4	1	1	1.3740	0.0301	0.0301	0.0066	0.2040	1.348	16.716	8.33	1.200	100.
		N CUHD	6	1	1	2.1800	0.0303	0.0303	0.0053	0.1620	1.026	15.252	6.90	0.650	
3	6	F CUHD	6	1	1	2.1800	0.0303	0.0303	0.0053	0.1620	1.800	16.300	8.10	1.800	100.
		N CUHD	6	1	1	2.1800	0.0303	0.0303	0.0053	0.1620	1.140	16.924	8.80	0.900	
4	10	F CUHD	4	1	1	1.3740	0.0301	0.0301	0.0066	0.2040	1.309	13.601	7.45	0.150	100.
		N CUHD	4	1	1	1.3740	0.0301	0.0301	0.0066	0.2040	1.309	13.601	6.15	0.150	
5	10	F CUHD	6	1	1	2.1800	0.0303	0.0303	0.0053	0.1620	1.309	13.601	7.45	0.150	100.
		N CUHD	4	1	1	1.3740	0.0301	0.0301	0.0066	0.2040	1.309	13.601	6.15	0.150	
6	10	F CUHD	6	1	1	2.1800	0.0303	0.0303	0.0053	0.1620	1.309	13.601	7.45	0.150	100.
		N CUHD	6	1	1	2.1800	0.0303	0.0303	0.0053	0.1620	1.309	13.601	6.15	0.150	

Circuito trifásico a 4 hilos con el neutro a tierra en la sub estación (unigrounded-neutral).

CUADRO III. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE CADA SECCION DE CONDUCTOR EN OHMS

COMZ	FIN	LINEA	SECCION MT.	Z11	R	X	Z001	R	X	Z002	R	X	Z003	R	X
1	2	1	1250.	0.2159	0.5297	0.4334	2.3617	1.2412	2.2989	0.5181	1.5024				
2	3	3	900.	1.2191	0.4766	1.3758	1.7336	4.8765	1.7205	1.6387	1.4375				
2	4	4	1200.	1.0244	0.5858	1.2339	2.3476	4.0983	2.3425	1.5556	1.7780				
2	5	2	1000.	0.8539	0.4891	1.0277	1.9548	4.9176	2.1007	1.2857	1.6563				
5	6	3	750.	1.0159	0.3972	1.1465	1.4447	4.0638	1.4337	1.3658	1.1980				
5	7	2	500.	0.4269	0.2446	0.5139	0.9774	2.4588	1.0504	0.8429	0.8282				
7	10	2	750.	0.6403	0.5669	0.7708	1.4661	3.6882	1.5755	0.9643	1.2423				
7	8	5	1250.	1.6931	0.6320	1.9114	2.4672	4.8951	2.4619	2.2465	1.8740				
8	9	6	500.	0.6772	0.2528	0.7646	0.9869	2.7093	1.0109	0.9037	0.8285				

PROGRAMA - C - CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA
 CUADRO IV. MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE FALLA

MONO LINEA CIRC.

NO.	TIPO	3FASES	LL	LT	LN	LNT	LLT	LLT	LLN	LLN	LLN	LLNT	LLNT
1													
2	2	MX	10105.48*	8752.03	5854.88	5553.48	5961.47	8715.79	9258.47	9210.73	8699.82	9116.34	9175.16
3		MI	8300.95	6383.15	5030.67	4631.77*	5673.85	9399.92	8393.95	9522.81	8172.65	9786.08	8044.95
4	3	MX	3492.57	2848.22	2061.88	3036.76	3236.32	4027.12*	3619.12	3500.77	3435.36	3937.72	
5		MI	2869.33	2541.39	1852.11*	2651.20	3449.63	3768.28	3645.01	3439.13	3613.33	3645.49	
6	4	MX		2710.68	2135.53	2989.17*							
7		MI		2464.76	1928.54*	2644.08							
8	2	MX	4672.12*	4046.29	2986.53	2120.19	3251.33	3808.38	4533.79	4226.76	3975.45	3994.53	4455.94
9		MI	4074.46	3293.85	2697.02	1907.63*	2860.54	4040.59	4267.02	4249.28	3923.69	4212.39	4138.14
10	3	MX	2486.00	2027.66	1340.81	2127.96	2287.64	2878.13*	2572.58	2474.50	2419.36	2811.37	
11		MI	2150.53	1867.15	1246.52*	1931.83	2404.39	2741.54	2581.87	2451.41	2519.47	2658.72	
12	2	MX	3619.61*	3134.76	2378.86	2504.94	2920.48	3552.30	3261.90	3087.28	3066.66	3484.26	
13		MI	3234.16	2647.60	2182.54	1465.70*	2290.53	3075.66	3376.13	3273.79	3058.27	3210.24	3278.78
14	2	MX	2694.52*	2333.59	1818.28	1156.71	1915.20	2155.06	2671.41	2419.64	2303.54	2265.27	2615.11
15		MI	2467.16	2044.52	1696.46	1086.40*	1763.03	2250.47	2564.35	2425.64	2288.45	2352.05	2492.76
16	5	MX		1449.36	980.09	1510.14*							
17		MI		1361.23	928.51*	1404.36							
18	6	MX		1249.25	828.31	1290.54*							
19		MI		1181.33	790.63*	1210.97							

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION
 PROGRAMA - B - CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE CIRCUITOS PRIMARIOS

EMPRESA: ELECTRICA UJITO SA

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO: ALIMENTADOR PRIMARIO 20

FECHA:

CUADRO I. CARACTERISTICAS GEOMETRICAS DE LOS CONDUCTORES

LINEA	CIRC.	COND.	TAMANO	COND.	NO.	RESIS.	K	RESIS.	K	X	RELACT.	SMR	DIAM.	ESPAC.	ESPAC.	H	HM	NHO
						O/M	O/M	O/M	O/M	O/M		FT.	IN.	MT.	MT.	MT.	MT.	D/MC
1	3	F	COND	4/9	7	0.2700	0.0369	0.0150	0.5220	1.323	16.716	8.33	1.200	100.				
2	3	F	COND		1	1.3700	0.0301	0.0066	0.2040	1.328	16.716	8.33	1.200	100.				
3	7	F	COND	0	1	2.1800	0.0303	0.0053	0.1620	1.800	16.300	8.10	1.900	100.				
4	7	F	COND	4	1	1.3700	0.0301	0.0055	0.2040	1.450	7.450	3.72	0.0	100.				

Circuito a tres hilos, con el punto neutro puesto a tierra en la subestación (Y unigrounded - system).

CUADRO II. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA Y DE FASE EN OHMS/KM.

LINEA	SECCION MT.	Z11		Z001		Z002		Z003	
		R	X	R	X	R	X	R	X
1	1000	0.1727	0.4217	0.3467	1.8393				
		0.2307	0.9123	0.0580	0.4885				
2	1000	0.8538	0.4991	1.0277	1.9548				
		0.9114	0.5777	0.0580	0.4885				
3	1000	1.3846	0.8296	1.5286	1.9252				
		1.4126	0.5951	0.0580	0.4885				
4	1000	0.8538	0.6192	1.0297	1.8920				
		0.9124	0.9770	0.0587	0.3578				

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION
 PROGRAMA - B - CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIAS DE CIRCUITOS PRIMARIOS

EMPRESA: ELECTRICA QUITO SA

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO: ALIMENTADOR PRIMARIO 20

FECHA:

CUADRO I - CARACTERISTICAS GEOMETRICAS DE LOS CONDUCTORES

LINEA NO.	CIRC. TIPO	COND. MATL.	TAMANO	HEBRAS	ND.	RESIS. R O/H	REACT. X O/M	GMR FT.	DIAM. D IN.	ESPEC. S MT.	ESPEC. SM MT.	ALTURA H MT.	ESPEC. HM MT.	TIERRA RHD O/MC
1	4	F	CUHD	4/0	7	0.2780	0.0389	0.0158	0.5220	1.328	16.716	8.33	1.200	100.
2	4	F	CUHD	4	1	1.3740	0.0301	0.0066	0.2040	1.328	16.716	8.33	1.200	100.
3	8	F	CUHD	6	1	2.1800	0.0303	0.0053	0.1620	1.800	16.300	8.10	1.800	100.
4	8	F	CUHD	4	1	1.3740	0.0301	0.0066	0.2040	7.450	7.450	3.72	0.0	100.

Circuito a 3 hilos servido desde un transformador conectado en delta.

CUADRO II. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA Y DE FASE EN OHMS/KM.

LINEA	SECCION MT.	Z11		Z001		Z002		Z003	
		R	X	R	X	R	X	R	X
1	1000	0.1727	0.4237	0.0580	0.4885	0.0580	0.4885	0.0580	0.4885
		0.2307	0.9123						
2	1000	0.8538	0.4891	0.0580	0.4885	0.0580	0.4885	0.0580	0.4885
		0.9118	0.9777						
3	1000	1.3546	0.5296	0.0580	0.4656	0.0580	0.4656	0.0580	0.4656
		1.4126	0.9951						
4	1000	0.8538	0.6192	0.0587	0.3578	0.0587	0.3578	0.0587	0.3578
		0.9124	0.9770						

CUADRO III.- IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE CADA SECCION DE CONDUCTOR EN OHMS

COMZ FIN LINEA SECCION MT. R Z11 X R Z001 X R Z002 X R Z003 X

1	2	1	1250.	0.2159	0.5297				
2	3	3	900.	1.2191	0.4766				
2	4	4	1200.	1.0245	0.7430				
2	5	2	1000.	0.8538	0.4891				
5	6	3	750.	1.0159	0.3972				
5	7	2	500.	0.4269	0.2446				
7	10	2	750.	0.6403	0.3669				
7	8	4	1250.	1.0672	0.7740				
8	9	3	500.	0.6773	0.2648				

PROGRAMA - C - CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA
 CUADRO IV. MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE FALLA

NO. TIPO	3FASES	LL	LT	LN	LNT	LLT	LLT	LLN	LLN	LLNT	LLNT
NDDO LINEA CLRC.											
2	1 4	MX 10105.68*									
		MI 8300.95									
3	3 8	MX 3492.57*									
		MI 2859.33*									
4	4 8	MX 3412.33*									
		MI 2876.06*									
5	2 4	MX 4572.12*									
		MI 4074.46									
6	3 8	MX 2486.00*									
		MI 2150.53*									
7	2 4	MX 3619.61*									
		MI 3234.16									
10	2 4	MX 2694.52*									
		MI 2467.16									
8	4 8	MX 1931.43*									
		MI 1731.71*									
9	3 8	MX 1605.40*									
		MI 1460.28*									

Si se observa el Cuadro I pág. 91, correspondiente a los resultados del programa de impedancias de secuencia, se puede apreciar el conjunto completo de valores de entrada que se han utilizado. La resistencia y reactancia están dados en ohmios por milla, el radio medio geométrico (GMR) en pies, el diámetro exterior del conductor en pulgadas. S , es el espaciamiento promedio de conductores, SM , es el espaciamiento promedio entre los conductores y sus respectivas imágenes, H , es la altura promedio entre los conductores y tierra y; HM , es el espaciamiento horizontal promedio entre conductores, con relación a la fase A.

El valor de resistividad de tierra que se ha escogido es de 100 ohmios/m^3 .

Las distancias promedio corresponden a la estructura tipo "P" (Ref. 28).

El Cuadro II pág. 92, contiene las impedancias de secuencia positiva y cero. Para el sistema propuesto cuyo neutro está conectado a tierra en varios sitios del circuito, la impedancia de secuencia cero Z_{003} considera el efecto tanto del conductor neutro como el de tierra para una falla a tierra. Los espacios en blanco que aparecen en las columnas restantes indican que dicho valor de impedancia no existe.

Además el Cuadro II, contiene los valores correspondientes a las impedancias propias y mutuas entre las fases del conductor neutro. El sistema se considera balanceado. Estos valores están dados en ohmios/Km, llamados impedancia unidad pertenecientes a cada una de las líneas características de la red.

Si se observa la fig. 4.7 hay varios tramos o secciones de línea que poseen el mismo conductor, la misma configuración geométrica, de allí que se calcule los valores de impedancia para un tramo particular de línea (impedancia unidad) y se multiplique por las longitudes de las secciones que poseen el mismo número de línea obteniéndose así la impedancia en ohmios de cada sección mencionadas anteriormente.

El Cuadro III, está compuesto por los valores de las impedancias de secuencia de todas las secciones del sistema.

Tanto el Cuadro II como el Cuadro III, cumplen con la Tabla 1 pág. 53, referente a los tipos de circuitos.

En el Cuadro IV págs. 94 y 95 se indican las magnitudes de corriente de falla utilizándose el voltaje nominal y el perfil de voltaje respectivamente.

En muchos estudios de cortocircuito, solamente las fallas trifásica y simple línea a tierra son calculadas. La razón para esto es que una falla trifásica usualmente, pero no siempre, produce la máxima corriente de falla. Sobre algunos circuitos de distribución, una falla línea a tierra cerca de la subestación puede producir una corriente de falla que excede a la producida por una falla trifásica. La falla simple línea a tierra es el tipo más común de falla, sin embargo, los otros dos tipos de falla no deben ser ignorados completamente.

Para encontrar las máximas corrientes de falla, se acostumbra a asumir un valor de cero para la impedancia de falla Z_f , mientras que para calcular las mínimas corrientes de falla, se asume un valor para Z_f . Este valor de Z_f mayor que cero, reducirá las corrientes de falla resultantes al aplicar las fórmulas (4-1, 4-2, 4-3) correspondientes a una falla trifásica, línea a tierra y línea a línea respectivamente. Sin embargo, esto no se ve claramente en las ecuaciones 4-4 y 4-5 para una falla doble línea a tierra puesto que Z_f aparece tanto en el numerador como en el denominador de esas expresiones.

Para el sistema propuesto se puede apreciar que introduciendo un pequeño valor de Z_f la magnitud de corriente para una falla doble línea a tierra es un 7% mayor que las magnitudes de las corrientes con Z_f igual a cero. Además las magnitudes de corrientes producidas por una falla doble línea a tierra son significativas.

También una falla línea a línea no puede ser ignorada, especialmente si existe derivaciones laterales sobre el circuito compuesto por dos fases.

Las 11 columnas corresponden a los siguientes tipos de fallas que pueden existir en el sistema en un punto determinado del circuito.

En un sistema cuyo neutro está conectado a tierra en la subestación la máxima potencia de falla es la trifásica, en las derivaciones bifásicas la mayor corriente resulta de una fa lla do ble lí nea a ti erra, para las derivaciones monofásicas la mayor corriente de falla envuelve la línea-neutro y tierra. La menor corriente de falla corresponde a una falla línea - neutro.

Para un circuito cuyo neutro está conectado a tierra en muchos sitios del sistema (multigrounded) la máxima corriente de falla es la falla trifásica, en las secciones bifásicas - la mayor corriente de fa lla co rr re s p o nd e a una falla do ble lí nea ne ut ro - ti erra. La menor corriente está dada por una falla línea-neutro-tierra.

El tipo 3 del circuito corresponde a una conexión en Y, co ne ct ado a tierra en la subestación, sin conductor neutro. En este circuito las máximas corrientes de falla se obtienen pa ra una falla do ble lí nea a ti erra mientras que la mínima co rr ie nte de falla resulta de una falla línea - línea.

Todos estos valores cumplen con las expresiones correspondientes a las corrientes de falla.

C A P I T U L O 5

CRITERIOS BASICOS DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES

5.1 GENERALIDADES.- En éste capítulo se van a tratar los criterios básicos de protecciones, recogiendo algunas de las experiencias de las principales empresas de América del Sur (21).

Dentro de las protecciones es conveniente anotar los siguientes aspectos que tienden a prevenir las fallas en el sistema y son:

- Aislamiento adecuado del sistema
- Coordinación del aislamiento
- Bajas resistencias de tierra y
- Mantenimiento adecuado.

En tanto que las características que debe tenerse en cuenta para reducir los efectos de las fallas en la red entre otras son:

- Limitación de las corrientes de cortocircuito
- Diseño de las componentes e instalaciones del sistema para niveles de corto-circuito máximos, teniendo en cuenta sus efectos dinámicos y térmicos durante la falla.
- Eliminación rápida de la parte defectuosa mediante relevadores y/o fusibles
- Recierre automático
- Mantenimiento de reserva adecuada de las redes.

La determinación de las corrientes de cortocircuito en sistemas de distribución de energía es básico e importante, así como la determinación de las corrientes de carga para fines de aplicación de disyuntores, relevadores, fusibles, reancladores y otros equipos de protección.

De la misma forma la selección de los equipos de protección para una determinada derivación dependerá de la importan

cia de las cargas, del grado de continuidad de servicio y de la posibilidad de ocurrencia de fallas. De ésta forma, las derivaciones que sirven cargas más importantes son protegidas por equipos más confiables, por otro lado cuando menos extensa es una derivación, hay menos posibilidad de ocurrencia de falla, y no hay necesidad de instalar equipos de protección de alto costo.

Además es necesario recordar que tanto el mantenimiento correctivo o sea aquellos servicios de emergencia que son -- ejecutados para corregir algún defecto del equipo, como el mantenimiento preventivo o mantenimiento programado para ser ejecutado en diversos períodos de tiempo, tienen la misma importancia.

Los elementos de protección usados en redes aéreas de distribución son: desconectadores fusibles, reconectadores y seccionalizadores.

5.2 CRITERIOS PARA LA UTILIZACION DE FUSIBLES

5.2.1 UTILIZACION DE DESCONECTADORES FUSIBLES EN LINEAS DE

DISTRIBUCION.- El desconectador fusibles o simplemente fusible es un dispositivo basado en la fusión de un elemento cuando atravieza por él una corriente excesiva durante un tiempo mayor que el dado por la característica tiempo corriente del elemento fusible.

Dentro de las tiras fusibles normalizadas se distinguen principalmente los siguientes tipos:

- Tipo K (rápidas)
- Tipo T (lentas)
- Tipo H (especiales de poco amperaje)

Las tiras fusibles tipo K y las de tipo T se fabrican en dos series, según la corriente permanente que deben soportar:

- 1.- Serie de valores preferidos de 6, 10, 15, 25, 45, 65, 100, 140, 200 amperios.
- 2.- La serie de los no preferidos de 8, 12, 20, 30, 50, 80 amperios.

Para facilitar la coordinación de los fusibles adyacentes debe emplearse tiras fusibles de una sola serie.

Para la aplicación de uno u otro tipo de cortacircuito se debe tener en cuenta varios factores, tales como: seguridad, economía, localización, etc.

En todo caso para la correcta aplicación de los dispositivos de protección se requiere un conocimiento de las características del sistema y el equipo a ser protegido.

Por esto, antes de seleccionar el desconectador fusible se debe conocer los siguientes datos:

- 1.- Voltaje del sistema y nivel de aislamiento
- 2.- Tipo de sistema
- 3.- La relación X/R y la máxima corriente de falla disponible al punto de aplicación,
- 4.- Corriente de carga.

Estos 4 factores van a determinar tres valores nominales del fusible

- 1.- Voltaje
- 2.- Capacidad de interrupción
- 3.- Corriente de régimen continuo del fusible.

Se debe revisar que la corriente de carga al punto de aplicación no exceda la capacidad de corriente continua de la tira fusible. Es conveniente considerar el crecimiento de la carga siendo por lo tanto la capacidad de corriente -- continua de la tira fusible igual a 150% del valor de máxima carga medida o calculada.

Todo ramal de una línea troncal o de un alimentador principal deberá ser derivado a través de un desconectador fusible. De la referencia (30) ramas menores que 60 mt. de longitud son aisladas por seccionadores fusibles.

El seccionador fusible tipo abierto es seleccionado usualmente para instalaciones rurales donde la corriente disponible de falla es baja. Este seccionador es relativamente barato y provee indicación cuando el fusible se funde.

Los principios de coordinación a seguirse son los siguientes

tes:

- El aparato protector debe despejar una falla permanente o temporal antes que el protegido interrumpa el circuito (ver fig. 5.1).
- Las salidas causadas por fallas permanentes, se deben restringir a la sección más pequeña del sistema por el tiempo más corto.

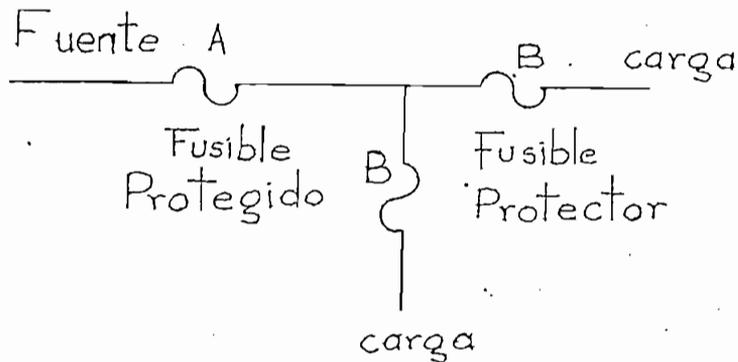


Fig. 5.1

Dentro de las reglas importantes para la coordinación de fusibles se tiene las siguientes:

El tiempo máximo de despeje del fusible protector no deberá exceder el 75% del mínimo tiempo de fusión del protegido. Este principio asegura que el fusible protector interrumpa y despeje la falla antes de que el fusible protegido lo haga. El factor de 75% tiene en cuenta las siguientes variables de operación: Corriente de carga anterior a la falla, temperatura ambiente y calor de fusión.

Un fusible protegido debe coordinar con el fusible protector por lo menos para un valor de corriente de cortocircuito fase-tierra mínimo en el punto de instalación del fusible protector.

Debido al problema de coordinación a niveles altos de corrientes de falla, cuando es necesario se acepta la falta de selectividad entre fusibles de transformadores y de las derivaciones, considerando que las fallas del transformador son

escasas. Se prefiere respetar la buena coordinación del fusible de la derivación con el reconectador o interruptor ubicado en el lado de alimentación de aquel.

Se debe utilizar una cantidad mínima de calibres de fusibles a efecto de simplificar la explotación del sistema.

5.2.2. PROTECCION DE TRANSFORMADORES.- Los criterios adoptados para llevar a cabo la protección de un determinado transformador son:

- Un fusible debe proteger al transformador a fin de evitar efectos de naturaleza térmica cuando se somete a una corriente de cortocircuito.
- Un fusible debe permitir que un transformador trabaje con sobrecargas admisibles, teniendo por lo tanto una capacidad para conducir continuamente sobrecargas.
- Un fusible deberá ser dimensionado de manera que coordine con la curva que determina la capacidad térmica del transformador.
- Un fusible escogido debe poseer características (corriente tiempo) de manera de soportar sobrecargas transitorias.

Se observa que la utilización de fusibles tipo K de corriente nominal mayor que 6 amperios satisface esta condición. Se han adoptado los fusibles de poder tipo H para la protección de transformadores de pequeña capacidad, estos interrumpen corrientes de cortocircuito en el secundario del transformador, permiten que el transformador funcione hasta su máxima capacidad térmica y no operen para sobrecargas debido a energización de equipo que es de corta duración.

Se recomienda usar un fusible cuya corriente mínima sea dos o tres veces la corriente nominal del transformador.

Seccionadores fusibles son utilizados como única protección en subestaciones de un transformador de hasta 10 MVA. Este criterio se ha adoptado por economía y debido a la alta confiabilidad de los transformadores que se traduce en bajo

índice de fallas. Para niveles de cortocircuito altos, los fusibles crean un problema de coordinación con el interruptor general de baja tensión.

5.2.3. PROTECCION DE BANCOS DE CAPACITORES.- Para la protección de bancos de capacitores instalados en redes aéreas de distribución, se utilizan preferentemente fusibles, pues estos atienden muchas veces perfectamente los requerimientos de protección de los bancos de capacitores además de ser un método económico.

Finalidad de la protección:

- Interrumpir la alimentación cuando se ha verificado una corriente de falla excesiva, evitando una posible ruptura de las cajas de los capacitores, ya que la posibilidad de que esto se verifique es función de la intensidad de la corriente de falla y de la duración de la misma.
- Mantener la continuidad del servicio
- Facilitar la observación de una unidad defectuosa para su consecuente sustitución.

Para la selección de los fusibles es necesario conocer las curvas que indican la probabilidad de ruptura del tanque del capacitor en presencia de una sobrecorriente. Las curvas de máximo tiempo de despeje de los fusibles que protegen los capacitores deben estar bajo la curva de ruptura del tanque.

Otras consideraciones que debe tenerse en cuenta, para la protección de los capacitores por medio de los fusibles son las siguientes:

- 1.- La tira fusible debe tener capacidad suficiente para soportar una corriente de duración continua del 135% de la corriente nominal del capacitor, para evitar sobrecalentamiento que pueda causar aperturas innecesarias.
- 2.- Las tiras fusibles deben resistir, sin dañarse, las corrientes transitorias que se presentan durante la carga

y descarga del banco de capacitores.

3.- Para bancos en Y, no puestos a tierra, en los que la corriente nominal de falla no excede tres veces la corriente nominal de carga, el fusible debe despejar cuando la falla llegue al 95% de su máximo valor posible dentro de 5 minutos.

5.3 CRITERIOS PARA LA UTILIZACION DE RECONECTADORES.- El reconectador es un dispositivo de apertura y cierre capaz de detectar y ser sensible a sobrecorrientes, tiempos y ac - tuar bajo una secuencia programada para energizar y desener - gizar un circuito en falla.

Estudios en el área de distribución han establecido que aproximadamente de 80 a 95% de todas las fallas del sistema son de naturaleza temporal y duran unos pocos ciclos o pocos segundos a lo más. De esta forma el reconectador juega un - papel importante en la continuidad de servicio, eliminando salidas prolongadas del sistema de distribución debido a fa - llas temporales. Existiendo además un gran ahorro en el costo de operación. Su uso se ve restringido cuando la corriente de cortocircuito es muy alta.

Los lugares en los cuales se aplican los reconectadores son:

- 1.- En la subestación como un aparato protector del alimentador.
- 2.- Sobre las líneas a una distancia de la subestación, secccionando largos alimentadores y además previniendo salidas del alimentador entero para una falla permanente ocurrida cerca del terminal del alimentador. El primer seccionamiento en la línea al cual se ubicará el reconectador será cerca del terminal de alcance del relé de la subestación.
- 3.- Sobre importantes derivaciones de principales alimenta - dores para proteger al alimentador principal de las in - terrupciones y las salidas debido a fallas sobre las derivaciones.

Los principales factores que debe considerarse para su correcta aplicación son:

- 1.- Voltaje del sistema
- 2.- El reconectador debe interrumpir la corriente máxima de falla al punto de aplicación
- 3.- El reconectador debe ser capaz de llevar la máxima carga servida por el alimentador
- 4.- El reconectador debe ser capaz de detectar la mínima corriente de falla posible en la zona protegida por él
- 5.- El reconectador debe coordinar con otros aparatos, de protección sobre el sistema (a ambos lados fuente y carga), también con las características de sobrecarga de las líneas y equipos
- 6.- Debe estar previsto con el equipo necesario para detectar fallas a tierra

Los reconectores operan ^{con} corrientes de falla iguales o mayores a 200% de la capacidad nominal de su bobina serie. Una capacidad nominal de la bobina serie debe ser mayor (cerca de un 25%, previniendo el crecimiento de la carga), que la máxima corriente de carga del circuito. Se adoptará como factor de seguridad, que un valor de cortocircuito fase-fase mínimo calculado para un trecho no sea inferior a dos o tres veces la capacidad nominal de las bobinas.

Además de los factores señalados anteriormente para la selección de un reconectador debe tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

El tipo de carga y el tipo de protección requerida indican si el reconectador es monofásico o trifásico. De la referencia (30) derivaciones trifásicas de más de 60 mt. de longitud, alimentando cargas de 1000 a 2000 KW son aisladas por reconectadores trifásicos. Ramas de más de 4.800 mt. alimentando cargas monofásicas de hasta 400 KW o cargas trifásicas de hasta 1.000 KW son protegidas por reconectadores monofásicos.

La propia selección de los tiempos de retardo (delays) y la secuencia de operación es vital para asegurar que cualquier salida momentánea o una salida por largo tiempo debido a una falla sea restringida a la sección más pequeña posible del sistema. Con respecto a la secuencia de operación, la más popular es la de dos operaciones instantáneas más dos operaciones retardadas. Se la considera adecuada para obtener un alto grado de protección contra fallas temporales y permanentes.

La aplicación y el tipo seleccionado determinan si el control del reconectador es hidráulico o electrónico (ANSI - C 70.60 1968). Tanto el sistema de control como los accesorios disponibles tienen que ver con el costo del equipo y posibles cambios del sistema.

Para fallas a tierra es necesario disponer de un accesorio adicional que puede ser una bobina de disparo para fallas a tierra (actúa como un relé de sobrecorriente residual) conectado al neutro de tres transformadores de corriente. Si la falla es pasajera una protección a tierra realizará las operaciones previstas y la falla desaparecerá. En el caso de fallas permanentes, el reconectador de la subestación desconectará todo el circuito, comprometiendo una selectividad de la protección en beneficio de la seguridad, tornándose insensible a pequeñas corrientes de falla a tierra, que no son vistas por las bobinas serie de los reconectores u otros equipos coordinados con el reconectador de la subestación.

Los reconectores automáticos se utilizan con éxito en subestaciones que sirven áreas rurales o zonas urbanas para alimentadores inferiores a 5 MVA (Ref. 21 - Chile). Este equipo permite una inversión menor, ya que no requiere equipo secundario de control, baterías, cargadores etc.

5.4 CRITERIOS PARA LA UTILIZACION DE SECCIONALIZADORES.-

Normalmente el seccionalizador es aplicado en conjunto con el reconectador o el interruptor de respaldo. No interrumpe corriente de falla, es capaz de interrumpir la corriente carga hasta su capacidad nominal.

Para su aplicación se debe considerar los siguientes factores:

- 1.- Voltaje del sistema
- 2.- Máxima corriente de carga
- 3.- Máxima corriente de falla disponible
- 4.- Coordinación con otros aparatos sobre el lado de la carga y de la fuente.

Además de estos factores es necesario señalar que:

El reconectador situado en el lado de alimentación del seccionizador debe ser capaz de detectar la mínima corriente de falla en los extremos de la zona de protección del seccionizador a fin de que exista una adecuada coordinación entre ellos.

La mínima corriente actuante del seccionizador debe ser el 80% de la mínima corriente de apertura del aparato del lado de la fuente.

Los tiempos de apertura y cierre del aparato de respaldo deben ser coordinados con el contador de retención de tiempo del seccionizador.

El seccionizador será puesto para bloquear fuera en una operación menor que el aparato de respaldo (reconectador seccionizador).

Para los seccionizadores hidráulicos la distancia de montaje desde la subestación de estos equipos está condicionado por dos factores:

- 1.- La corriente nominal asimétrica de cortocircuito en el punto de la red en que está instalado debe ser menor -- que la admisible por el equipo.
- 2.- Las características admisibles de corta duración (corto tiempo) de los seccionizadores debe ser mayor que la característica de tiempo acumulado del reconectador de respaldo.

Sus principales ventajas son la economía de la inversión y mantenimiento (no posee cámara de interrupción) y el no crear problemas de selectividad. Han demostrado ser un equipo de excelentes características para su uso en derivaciones secundarias o principales en que el análisis no justifica la instalación de un reconectador. Requiere en todo caso disponer de un reconectador en el lado de alimentación, aun cuando puede coordinarse con el interruptor con relés de reconexión.

Cuando un nivel de cortocircuito mínimo permite, son aplicados en sustitución de los fusibles en localizaciones donde estadísticamente los fusibles presentan una quema excesiva por ocurrencia de fallas momentáneas en trechos del circuito.

Apenas en casos especiales se aplica seccionalizadores en serie (Ref. 21- Brasil).

La coordinación con el reconectador se realiza en toda una faja posible de corrientes de cortocircuito (a partir de la corriente mínima vista por el reconectador). Al utilizar el seccionalizador se evita la sustitución de fusibles en caso de una falla permanente, además la línea puede ser probada y el servicio restaurado con mayor velocidad y conveniencia. También se elimina la posibilidad de error en la selección del tamaño correcto y tipo de fusible.

Se utiliza tanto equipo monofásico como trifásico con control electrónico o hidráulico sumergido en aceite. Derivaciones de 60 a 4.800 mt. de longitud, alimentando cargas monofásicas hasta 400 KW o cargas trifásicas de 1.000 KW son aisladas por seccionalizadores. Si las derivaciones del circuito están expuestas a peligros como ramas de árboles se usa seccionalizadores monofásicos (30).

5.5 COORDINACION ENTRE LOS DIVERSOS APARATOS DE PROTECCION

EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.- En éste punto se trata de analizar algunas condiciones adicionales para la correcta aplicación para los aparatos de protección en serie:

5.5.1 COORDINACION ENTRE UN RELEVADOR DE LA SUBESTACION Y UN RECONECTADOR HIDRAULICO.- Los relés (elemento sensible del interruptor automático) de cada alimentador deben estar calibrados en tal forma que puedan proteger al circuito hasta un punto más allá del primer reconectador en el alimentador principal, pero con el suficiente tiempo de retardo para ser selectivo con el reconectador durante cualquier o todas las operaciones de éste.

El tiempo de reposición del relevador tiene que ser lo suficientemente bajo, de manera que la integración del tiempo de operación del reconectador con el relevador no repuesto, no hagan cerrar los contactos del mismo.

Una regla práctica en la que se tendrá una posible carencia de selectividad es que el tiempo de operación del relé para cualquier corriente sea menor que el doble del correspondiente a la operación retardada del reconectador (22).

5.5.2. COORDINACION ENTRE RECONECTADOR HIDRAULICO Y SECCIONALIZADORES HIDRAULICOS.- Además de las condiciones anotadas del punto 5.4 se puede indicar, que para la coordinación entre un reconectador y seccionalizador se debe usar en lo posible unidades de igual capacidad de régimen continuo.

Dado el caso de tener varios seccionalizadores a lo largo del circuito el número de operaciones de éstos debe disminuir en sentido de la carga.

Respecto a la correcta aplicación de seccionalizadores debe tenerse cuidado de no exceder sus capacidades momentáneas de corto tiempo.

Al tener reconectadores en serie, las curvas respectivas de los reconectadores deben estar separadas doce o más ciclos para no tener una operación simultánea.

5.5.3 COORDINACION ENTRE RECONECTADOR Y FUSIBLES DE LINEA.-

Entre un reconectador y fusible se determina un rango de coordinación definido por dos puntos de máxima y mínima coordinación.

- Punto de máxima coordinación

Resulta de la intersección entre la ' curva de referencia' del reconectador y la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible. La curva de referencia se obtiene multiplicando la curva rápida del reconectador por un factor que depende del número de operaciones rápidas del reconectador y del intervalo de recierre entre estas operaciones.

- Punto de mínima coordinación

Resulta de la intersección de la curva de tiempo máximo total de interrupción del fusible y la curva retardada del reconectador.

De la referencia (21- Argentina) se utiliza para proteger derivaciones o líneas, elementos fusibles de velocidad K, en lugar de elementos fusibles de velocidad standard o lentos (T) . Esto, obedece a que si bien el fusible de velocidad K, disminuye el punto de máxima coordinación, por otro lado mejora sensiblemente el punto de mínima coordinación, es decir aumenta el rango de coordinación para valores de falla bajos, que es mucho más importante en este caso que la pérdida de selectividad para fallas altas. En otras palabras, la falta de selectividad para fallas altas significa la pérdida del servicio en la derivación, pero la falta de selectividad para fallas bajas significa la salida del servicio de la línea.

5.5.4 COORDINACION ENTRE RECONECTADOR, SECCIONALIZADOR Y FUSIBLES DE LINEA.-

La coordinación de éstos equipos, se verifica cuando se satisface las siguientes condiciones:

- 1.- Se satisface las condiciones entre reconectador/seccionalizador y reconectador/fusible ya indicadas.
- 2.- El reconectador debe tener una secuencia de operaciones de una rápida y tres retardadas. Si el reconectador es

ta ajustado para dos operaciones rápidas seguidas de dos demoradas y ocurre una falla permanente, el reconectador operará dos veces sin fundir el fusible. Durante la tercera operación del reconectador el fusible eliminará la falla. El seccionalizador contará la fusión del fusible como la tercera operación a que fue ajustado y abrirá sus contactos, por consecuencia no se mantiene la coordinación.

5.5.5 COORDINACION ENTRE RECONECTADOR Y FUSIBLES DE PROTECCION DE TRANSFORMADOR.- La selección entre estos equipos se obtiene por la intersección de la característica de tiempo mínimo de fusión del fusible referido al secundario con la curva retardada del reconectador multiplicado por el factor debido a la fatiga del fusible.

Este estudio se basa también en la referencia (20).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo se ha enfocado los aspectos básicos para la planificación de alimentadores primarios. Desarrollando las herramientas indispensables para esta planificación.

Con relación al flujo de carga se puede concluir que se trata de un método aproximado.

El programa de flujo de carga considera la utilización de capacitores y reguladores no automáticos trifásicos.

De acuerdo con el método seguido, no hay restricción al número de ramas que se puede analizar. Además es factible estudiar a la vez varios alimentadores radiales que salen de la subestación.

Se considera el crecimiento de la carga para un período específico de tiempo.

Un sistema radial puede ser analizado sea por fase o -- por circuito trifásico.

El programa de impedancias de secuencia y cortocircuito se lo ha hecho en una forma precisa incorporando suposiciones y aproximaciones muy pequeñas, relegándose las aproximaciones a la entrada de datos donde la persona que va a utilizar el programa tiene control sobre ello.

Los programas realizados permiten una representación precisa de cualquier ancho y variado sistema radial de distribución.

Los diez tipos enumerados de circuitos radiales Tabla I pág. 53, pueden ser manejados por el programa. La práctica de algunas empresas pueden restringir su uso a 3 o 4 de esos tipos de circuitos.

Tanto el programa de impedancias como el de corrientes de cortocircuito, proveen una información completa y necesaria para seleccionar y aplicar los aparatos de protección, teniendo todos los valores posibles máximos y mínimos de corrientes de falla a cada nodo. Como resultado hay mayor confianza en los ajustes de los equipos de protección. Además pueden servir de base para trazar un plan de protección de alimentadores primarios ⁽³⁰⁾. Recomendándose un mínimo número de valores nominales de fusibles y equipos de seccionamiento. A esto se suma la ayuda que prestan los resultados obtenidos del flujo de carga.

El trabajo se simplifica enormemente utilizando cantidades complejas.

Los programas de impedancias de secuencia y cortocircuitos se los ha ensamblado uno a continuación de otro ya que estos programas son complementarios.

Los valores obtenidos de impedancia de secuencia positiva pueden utilizarse en el programa de flujo de carga.

Con la ayuda del computador resulta conveniente calcular todos los tipos de fallas posibles a un nodo.

La utilización del perfil de voltaje para calcular las corrientes mínimas de cortocircuito es opcional.

No hace falta utilizar el sistema por unidad.

Los valores de impedancia de secuencia y corrientes de cortocircuito presentados en el ejemplo de la referencia (16) concuerdan completamente con los valores obtenidos por el programa realizado, el cual se basa en su totalidad en dicha referencia. Además se ha obtenido todos los valores de corrientes de falla para todos los tipos de circuitos propuestos.

El programa cumple con los siguientes objetivos: utilidad, precisión y flexibilidad.

La selección y combinación del equipo adecuado de seccionamiento debe hacerse en base del costo y el grado de seguridad requerida. Siempre que sea posible se recomienda la utilización de fusibles.

Considerando que los reconectores y seccionadores pueden interrumpir corrientes de carga, esta propiedad será de gran utilidad para los servicios de mantenimiento.

Si se tiene en cuenta que las líneas aéreas de 13.2 KV tienen longitudes mayores que 14.5 km y que las fallas -- más comunes son las monofásicas, se recomienda la utilización de un elemento de corriente homopolar en conexión residual⁽²¹⁾.

Se recomienda además la utilización de seccionadores cuando un nivel de cortocircuito mínimo lo permite, aplicando en sustitución de los fusibles donde estadísticamente los fusibles presentan una excesiva quema por ocurrencia de fallas momentáneas⁽²¹⁾.

La protección de todos los ramales laterales aumenta la seguridad de servicio y significa además que en caso de operación del reconector de la subestación hasta quedar bloqueado en posición desconectada, solamente el alimentador -- principal tiene que ser patrullado.

Para la correcta representación de la carga correspondiente a cada transformador de distribución se ve la necesidad de tener factores de demanda (t. de carga). Por lo tanto se recomienda hacer las mediciones respectivas para obtener dichos factores.

Queda el camino abierto para la optimización del programa del flujo de carga, escogiendo el conductor más económico o la alternativa que indique la menor inversión. En el proceso de análisis económico de alternativas se debe considerar tanto los costos de inversión inicial como el valor acumulado de pérdidas de energía, en cada uno de los años considerados dentro del período de diseño. La solución óptima se

rá aquella cuyo costo total de inversiones más el valor de las pérdidas sea un mínimo, respetando las restricciones de regulación y capacidad ampérica⁽³⁾.

Se sugiere también la realización de un programa digital para la localización óptima de capacitores en líneas radiales. Considerando conveniente la utilización de los métodos desarrollados en los programas de flujo de carga y cortocircuitos.

Las acotaciones que se pueden realizar al programa de cortocircuitos son las siguientes:

- 1.- Calcular los valores X/R de la impedancia equivalente al punto de falla.
- 2.- Listar si se desea las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas.

Además se sugiere la realización de un programa para -- calcular las impedancias de secuencia de cables⁽²⁰⁾.

A P E N D I C E A

A.1, FORMULAS DE CARSON

El Dr. J. R. Carson encontró las ecuaciones para calcular la impedancia propia de un conductor con retorno por tierra y la impedancia mutua entre dos conductores con retorno común por tierra. Las ecuaciones se basan sobre una uniforme conductividad de tierra, semi-infinita en extensión, considerada como un plano paralelo a los conductores.

Zaa-g y Zab-g son expresadas en términos de su resistencia y reactancia por las siguientes ecuaciones:

$$Z_{aa-g} = (r_c + R_{aa-g}) + j(X_i + X_{aa-g}) \quad (A-1)$$

$$Z_{ab-g} = R_{ab-g} + jX_{ab-g} \quad (A-2)$$

En la ecuación A-1, r_c y x_i es la resistencia y reactancia interna respectivamente del conductor, R_{aa-g} y X_{aa-g} son la resistencia y reactancia respectivamente, de la impedancia propia con retorno por tierra, en la ecuación A-2, R_{ab-g} y X_{ab-g} , son la resistencia y reactancia respectivamente, de la impedancia mutua con retorno común por tierra entre dos conductores (en este caso los conductores a-b).

Si r_c , x_i , R_{aa-g} , X_{aa-g} , R_{ab-g} , X_{ab-g} , son expresados en -- ohms, por milla, Z_{aa-g} y Z_{ab-g} estarán en ohms por milla.

R_{aa-g} , R_{ab-g} , X_{aa-g} , X_{ab-g} están dados en función de la frecuencia, resistividad de tierra, diámetro del conductor, espaciamiento entre conductores y alturas de los conductores sobre tierra, en ohms por milla.

Las fórmulas de Carson para la impedancia propia y mutua con retorno por tierra son:

$$Z_{aa-g} = z + j2w \log_e \frac{4ha}{d} + 4w(P+jQ) = (r_c + R_{aa-g}) + j(X_{aa-g} + X_i) \quad (A-3)$$

$$Z_{ab-g} = j\omega \log_e \frac{S}{s} + 4\omega(P+jQ) = R_{ab-g} + jX_{ab-g} \quad (A-4)$$

Donde:

$Z = rc + jxi$ = impedancia interna del conductor en abohms por cm.

h_a, h_b = altura sobre tierra de los conductores a y b, respectivamente en cm.

d = diámetro del conductor en cm.

s = distancia entre conductores en cm.

S = distancia desde un conductor a la imagen de otro, asumiendo perfecta conductividad de tierra, en cm.

$$\omega = 2\pi f$$

Donde:

f = frecuencia en ciclos por segundo. Luego

$R_{aa-g} = 4\omega p$ está en abohms por cm.;

$R_{ab-g} = 4\omega p$ está en abohms por cm.

$X_{aa-g} = 2\omega \log_e \frac{4h_a}{d} + 4\omega Q$ en abohms por cm.

$X_{ab-g} = 2\omega \log_e \frac{S}{s} + 4\omega Q$ en abohms por cm.

Donde P y Q están dados por una serie infinita en función de K y θ (como se indica en la fig. 3.6). Los valores de K y θ están dados por las siguientes expresiones:

Para la impedancia propia: $K = 4\pi h_a \sqrt{2\lambda f}; \theta = 0 \quad (A-5)$

Para la impedancia mutua: $K = 2\pi S_{ab} \sqrt{2\lambda f}; \theta = \cos^{-1} \frac{h_a + h_b}{S_{ab}} \quad (A-6)$

Donde λ es la conductividad de tierra en abmhos por cm^3 ; h y S en cm; θ para la impedancia mutua es el ángulo formado entre la línea dibujada desde un conductor a su propia imagen y la imagen del segundo conductor (ver fig. 3.6).

Luego los valores de P y Q serán:

$$P = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}} K \cos \theta + \frac{K^2}{16} \cos 2\theta (0.6728 + \log_e \frac{2}{K}) + \frac{K^2}{16} \theta \sin 2\theta + \frac{K^3 \cos 3\theta}{45\sqrt{2}} - \frac{\pi K^4 \cos 4\theta}{1536} \quad (A-7)$$

$$Q = 0.0386 + \frac{1}{2} \log_e \frac{2}{K} + \frac{1}{3\sqrt{2}} K \cos \theta - \frac{\pi K^2 \cos 2\theta}{64} + \frac{K^3 \cos 3\theta}{45\sqrt{2}} - \frac{K^4 \theta \sin 4\theta}{384} - \frac{K^4 \cos 4\theta}{384} (\log_e \frac{2}{K} + 1.0895) \quad (A-7)$$

Si h y S se expresan en pies, y λ , la conductividad en ab - mhos por centímetro cúbico es reemplada por $10^{-11}/\rho$ donde ρ = resistividad de tierra en ohmios por metro cúbico y reemplazando los valores de P y Q en las fórmulas (A-3) y (A-4) se tiene las siguientes ecuaciones:

$$R_{oa-g} = w \left\{ 2.528 \times 10^{-4} - 2.599 \times 10^{-7} h \sqrt{f/\rho} + 2.717 \times 10^{-10} h^2 (f/\rho) \times (3.360 + \log_{10} \frac{1}{h} \sqrt{f/\rho} + 5.084 \times 10^{-14} h^3 (f/\rho)^{3/2}) \right\} \quad (A-8)$$

$$R_{ob-g} = w \left\{ 2.52 \times 10^{-4} - 1.299 \times 10^{-7} \sqrt{f/\rho} S \cos \theta + 6.785 \times 10^{-11} (f/\rho) S^2 \cos 2\theta (3.661 + \log \frac{1}{S} \sqrt{f/\rho}) + 2.951 \times 10^{-11} (f/\rho) \times S^2 \theta \sin 2\theta + 6.355 \times 10^{-15} \times (f/\rho)^{3/2} S^3 \cos 3\theta \right\} \quad (A-9)$$

$$X_{oa-g} = w \left\{ 3.4944 \times 10^{-3} + 7.4113 \times 10^{-4} \log_{10} \frac{1}{d} \sqrt{f/\rho} + 2.599 \times 10^{-7} h \sqrt{f/\rho} - 9.271 \times 10^{-11} h^2 f/\rho + 5.084 \times 10^{-14} h^3 (f/\rho)^{3/2} \right\} \quad (A-10)$$

$$X_{ob-g} = w \left\{ 2.4715 \times 10^{-3} + 7.4113 \times 10^{-4} \log_{10} \frac{1}{S} \sqrt{f/\rho} + 1.299 \times 10^{-7} \sqrt{f/\rho} S \cos \theta - 2.318 \times 10^{-11} (f/\rho) S^2 \cos 2\theta \right\} \quad (A-11)$$

donde:

d = diámetro de conductor en pulgadas, s espacio -
miento entre conductores en pies; R_{aa-g} , X_{aa-g} ,
 R_{ab-g} y X_{ab-g} están dados en ohms por milla.

Como se puede observar los valores de R_{ab-g} y X_{ab-g} son inde-
pendientes de la altura de los conductores a tierra. Si se
desea mayor información sobre el tema se puede encontrar en
la referencia 14 (págs. 371-377).

A.2 CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

A.2.1 DETERMINACION DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA.-

Si se tiene un circuito trifásico a tres conductores,
despreciando la presencia de tierra, con las corrientes I_a ,
 I_b , I_c , fluyendo en la misma dirección en los conductores a ,
 b y c , respectivamente. La caída de voltaje se puede expre-
sar de la siguiente manera:

$$v_a = I_a Z_{aa} + I_b Z_{ab} + I_c Z_{ac}$$

$$v_b = I_a Z_{ab} + I_b Z_{bb} + I_c Z_{bc}$$

(A-12)

$$v_c = I_a Z_{ac} + I_b Z_{bc} + I_c Z_{cc}$$

Si se considera solamente que la corriente de secuencia posi-
tiva fluye en los conductores (por el principio de superposi-
ción). Y se reemplaza

$$I_a = I_{a1}, \quad I_b = a^2 I_{a1}, \quad I_c = a I_{a1}$$

Luego sustituyendo estos valores en las ecuaciones (A-12) y
resolviendo para la impedancia de secuencia positiva en las
tres fases se tiene:

$$Z_{a1} = \frac{v_a}{I_{a1}} = Z_{aa} + a^2 Z_{ab} + a Z_{ac}$$

$$Z_{b1} = \frac{v_b}{a^2 I_{a1}} = Z_{bb} + a^2 Z_{bc} + a Z_{ba} \quad (A-13)$$

$$Z_{c1} = \frac{v_c}{a I_{a1}} = Z_{cc} + a^2 Z_{ca} + a Z_{cb}$$

Donde:

Z_{a1}, Z_{b1}, Z_{c1} , son las impedancias ofrecidas a las corrientes de secuencia positiva en las tres fases de un circuito, definidas como la relación de la caída de voltaje a la corriente de secuencia positiva fluyendo en cada línea.

Luego por definición:

$$Z_{a1} = \frac{v_a}{I_{a1}} ; Z_{b1} = \frac{v_b}{I_{b1}} ; Z_{c1} = \frac{v_c}{I_{c1}}$$

Similarmente las impedancias de secuencia negativa (o cero) en las tres fases estarán definidas por la relación de la caída de voltaje en las tres fases a las corrientes de secuencia negativa (o solamente cero) fluyendo en el circuito. Las impedancias de secuencia negativa de las tres fases serán designadas por Z_{a2}, Z_{b2}, Z_{c2} y las impedancias de secuencia cero por Z_{a0}, Z_{b0}, Z_{c0} .

Estas definiciones son válidas para una línea trifásica asimétrica como se muestra en la siguiente figura:

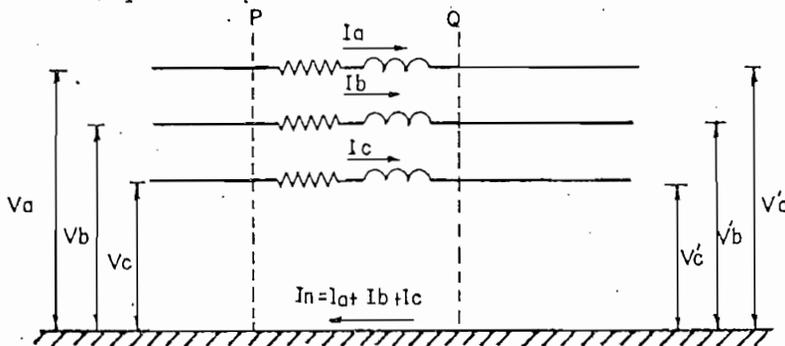


Fig. A.1 Circuito trifásico asimétrico entre P y Q, despreciando la capacitancia.

De la fig. A-1, la caída de voltaje entre P y Q será igual a

$$v_a = V_a - V'_a$$

$$v_b = V_b - V'_b$$

$$v_c = V_c - V'_c$$

Si la resistencia e inductancia asociadas con el circuito son constantes, se puede aplicar el principio de superposición, y la caída de voltaje en cada fase puede ser escrita como la suma de las caídas de voltaje que resulta, al reemplazar la corriente de fase en sus componentes simétricas. Luego:

$$v_a = V_a - V'_a = I_{a1} Z_{a1} + I_{a2} Z_{a2} + I_{a0} Z_{a0} \quad (A-14)$$

$$v_b = V_b - V'_b = a^2 I_{a1} Z_{b1} + a I_{a2} Z_{b2} + I_{a0} Z_{b0} \quad (A-15)$$

$$v_c = V_c - V'_c = a I_{a1} Z_{c1} + a^2 I_{a2} Z_{c2} + I_{a0} Z_{c0} \quad (A-16)$$

Donde:

v_a , v_b y v_c son las caídas de voltaje serie en las fases a, b y c, respectivamente en la dirección PQ.

Resolviendo v_a , v_b , v_c , en sus componentes simétricas se tiene:

$$V_{a0} = V_{a0} - V'_{a0} = \frac{1}{3} (v_a + v_b + v_c) = I_{a1} \frac{Z_{a1} + a^2 Z_{b1} + a Z_{c1}}{3} + I_{a2} \frac{Z_{a2} + a Z_{b2} + a^2 Z_{c2}}{3} + I_{a0} \frac{Z_{a0} + Z_{b0} + Z_{c0}}{3} \quad (A-17)$$

$$V_{a1} = V_{a1} - V'_{a1} = \frac{1}{3} (v_a + a v_b + a^2 v_c) = I_{a1} \frac{Z_{a1} + Z_{b1} + Z_{c1}}{3} + I_{a2} \frac{Z_{a2} + a^2 Z_{b2} + a Z_{c2}}{3} + I_{a0} \frac{Z_{a0} + a Z_{b0} + a^2 Z_{c0}}{3} \quad (A-18)$$

$$V_{a2} = V_{a2} - V'_{a2} = \frac{1}{3} (v_a + a^2 v_b + a v_c) = I_{a1} \frac{Z_{a1} + a Z_{b1} + a^2 Z_{c1}}{3} + I_{a2} \frac{Z_{a2} + Z_{b2} + Z_{c2}}{3} + I_{a0} \frac{Z_{a0} + a^2 Z_{b0} + a Z_{c0}}{3} \quad (A-19)$$

Las ecuaciones anteriores pueden ser escritas, en términos de las impedancias propias y mutuas entre las redes de secuencia y son:

$$V_{01} = V_{01} - V_{01} = I_{01} Z_{11} + I_{02} Z_{12} + I_{00} Z_{10} \quad (A-20)$$

$$V_{02} = V_{02} - V_{02} = I_{01} Z_{21} + I_{02} Z_{22} + I_{00} Z_{20} \quad (A-21)$$

$$V_{00} = V_{00} - V_{00} = I_{01} Z_{01} + I_{02} Z_{02} + I_{00} Z_{00} \quad (A-22)$$

Estas ecuaciones indican que las corrientes de una secuencia dada produce caída de voltaje de diferente como de la misma secuencia. Siendo éstas ecuaciones expresadas en términos de la impedancia propia y mutua.

Donde los coeficientes se definen de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} Z_{11} &= 1/3 (Z_{a1} + Z_{b1} + Z_{c1}) &&= \text{impedancia propia para las corrientes de secuencia positiva} \\ Z_{22} &= 1/3 (Z_{a2} + Z_{b2} + Z_{c2}) &&= \text{impedancia propia para las corrientes de secuencia negativa} \\ Z_{00} &= 1/3 (Z_{a0} + Z_{b0} + Z_{c0}) &&= \text{impedancia propia para las corrientes de secuencia cero.} \\ Z_{12} &= 1/3 (Z_{a2} + a^2 Z_{b2} + a Z_{c2}) &&= \text{relación de la caída de voltaje de secuencia positiva producida por } I_{a2} \text{ a } I_{a2}. \\ Z_{10} &= 1/3 (Z_{a0} + a Z_{b0} + a^2 Z_{c0}) &&= \text{relación de la caída de voltaje de secuencia positiva producida por } I_{a0} \text{ a } I_{a0}. \\ Z_{21} &= 1/3 (Z_{a1} + a Z_{b1} + a^2 Z_{c1}) &&= \text{relación de la caída de voltaje de secuencia negativa producida por } I_{a1} \text{ a } I_{a1}. \\ Z_{20} &= 1/3 (Z_{a0} + a^2 Z_{b0} + a Z_{c0}) &&= \text{relación de la caída de voltaje de secuencia negativa producida por } I_{a0} \text{ a } I_{a0}. \\ Z_{01} &= 1/3 (Z_{a1} + a^2 Z_{b1} + a Z_{c1}) &&= \text{relación de la caída de voltaje de secuencia } 0 \text{ producida por } I_{a1} \text{ a } I_{a1}. \\ Z_{02} &= 1/3 (Z_{a2} + a Z_{b2} + a^2 Z_{c2}) &&= \text{relación de la caída de voltaje producida por } I_{a2} \text{ a } I_{a2}. \end{aligned} \quad (A-23)$$

Volviendo a las ecuaciones (A-12) y (A-13) definidas para un circuito trifásico, se sustituye los valores de Z_{a1} , Z_{b1} , y Z_{c1} de la ecuación (A-13) en las ecuaciones (A-23) obteniéndose los siguientes valores:

$$Z_{11} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}) - \frac{1}{3} (Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc})$$

$$Z_{21} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + Z_{bb} + a^2 Z_{cc}) + \frac{2}{3} (a^2 Z_{ab} + a Z_{ac} + Z_{bc}) \quad (A-24)$$

$$Z_{01} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + a^2 Z_{bb} + a Z_{cc}) - \frac{1}{3} (a Z_{ab} + a^2 Z_{ac} + Z_{bc})$$

Procediéndose solamente con las corrientes de secuencia negativa se tiene:

$$Z_{22} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}) - \frac{1}{3} (Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc})$$

$$Z_{12} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + a^2 Z_{bb} + a Z_{cc}) + \frac{2}{3} (a Z_{ab} + a^2 Z_{ac} + Z_{bc}) \quad (A-25)$$

$$Z_{02} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + a Z_{bb} + a^2 Z_{cc}) - \frac{1}{3} (a^2 Z_{ab} + a Z_{ac} + Z_{bc})$$

Si se tiene un circuito simétrico balanceado con conductores idénticos, $Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc}$ y $Z_{ab} = Z_{ac} = Z_{bc}$; reemplazando estos valores en la primera ecuación de (A-24).

$$Z_{11} = Z_{aa} - Z_{ab}$$

Considerando el retorno por tierra ésta ecuación tendrá la forma de:

$$Z_{11} = Z_{aa} - g - Z_{ab} - g \quad (A-26)$$

Si solamente las corrientes de secuencia positiva y negativa fluyen^{en} los tres conductores, la suma de las corrientes es cero y no pueden fluir corrientes desde los conductores a tierra. Sin embargo, voltajes inducidos a tierra existirán en todos los puntos donde la suma de los flujos no es igual a cero, y las corrientes de Eddy fluirán en tierra. Si se asume que cada una de las corrientes que están fluyendo en los conductores induce una igual y opuesta corriente en tierra, los efectos de la presencia de tierra se debe considerar, reemplazando la impedancia propia y mutua por la correspondiente impedancia con retorno por tierra, referencia 14 (págs. 368-369).

A.2.2 DETERMINACION DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO

A. 2.2.1 CIRCUITO TRIFASICO SIN CONDUCTOR NEUTRO.- Se trata de determinar las impedancias propias y mutuas de secuencia cero cuando los voltajes en cualquier punto de la línea tiene como referencia tierra.

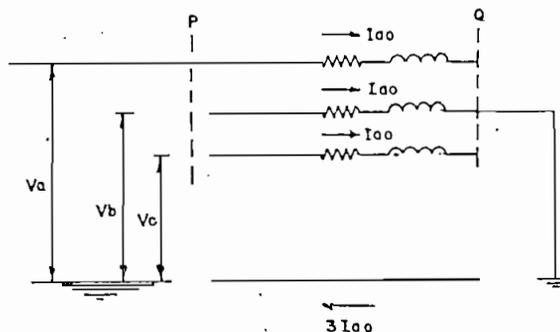


Fig. A-2 Corrientes de secuencia cero fluyendo de P a Q, y retornado por tierra.

Las impedancias de secuencia cero de las tres fases a, b y c de un circuito trifásico están indicados por Z_{a_0} , Z_{b_0} y Z_{c_0} , respectivamente definidas como la relación de la caída de voltaje en las tres fases a la corriente correspondiente en las fases, fluyendo solamente la corriente de secuencia cero en el circuito. En la fig. A-2, se muestra las corrientes de secuencia cero fluyendo en las tres fases de un circuito sin conductor neutro. Las tres fases son conectadas a un terminal y tierra. v_a , v_b y v_c son las caídas de voltaje en las tres mallas o lazos constituidos por cada uno de los conductores y tierra, que están dadas en las siguientes expresiones:

$$V_a = I_{a0}(Z_{aa-g} + Z_{ab-g} + Z_{ac-g})$$

$$V_b = I_{a0}(Z_{bb-g} + Z_{ab-g} + Z_{bc-g}) \quad (A-27)$$

$$V_c = I_{a0}(Z_{cc-g} + Z_{ac-g} + Z_{bc-g})$$

Las impedancias de secuencia cero de las fases a, b y c, serán:

$$Z_{a0} = \frac{V_a}{I_{a0}} = Z_{aa-g} + Z_{ab-g} + Z_{ac-g}$$

$$Z_{b0} = \frac{V_b}{I_{a0}} = Z_{bb-g} + Z_{ab-g} + Z_{bc-g} \quad (A-28)$$

$$Z_{c0} = \frac{V_c}{I_{a0}} = Z_{cc-g} + Z_{ac-g} + Z_{bc-g}$$

Sustituyendo los valores de Z_{a_0} , Z_{b_0} y Z_{c_0} en las ecuaciones (A-23) se obtiene la impedancia propia de secuencia - cero Z_{00} y las impedancias mutuas Z_{10} y Z_{20} . El valor de estas impedancias son dadas por las siguientes ecuaciones:

$$Z_{00} = \frac{1}{3} (Z_{aa-g} + Z_{bb-g} + Z_{cc-g}) + \frac{2}{3} (Z_{ab-g} + Z_{ac-g} + Z_{bc-g}) \quad (A-29)$$

$$Z_{10} = \frac{1}{3} (Z_{aa-g} + aZ_{bb-g} + a^2Z_{cc-g}) + \frac{1}{3} (a^2Z_{ab-g} + aZ_{ac-g} + Z_{bc-g}) \quad (A-30)$$

$$Z_{20} = \frac{1}{3} (Z_{aa-g} + a^2Z_{bb-g} + aZ_{cc-g}) - \frac{1}{3} (aZ_{ab-g} + a^2Z_{ac-g} + Z_{bc-g}) \quad (A-31)$$

La ecuación (A-29) corresponde al valor de la impedancia propia de secuencia cero Z_{00} de un circuito asimétrico sin transposición.

Al disponer de un circuito trifásico transpuesto completamente, cuyos conductores son idénticos Z_{aa-g} , Z_{bb-g} , Z_{cc-g} son función de la frecuencia, diámetro del conductor, resistividad de tierra y altura del conductor sobre tierra, diferenciando dichos valores para cada conductor solamente en los términos que dependen de la altura, por lo tanto será necesario tener un valor promedio de impedancia como se indica a continuación:

(de la fig. 3.6 pág. 58)

$$h = 1/3 (h_a + h_b + h_c), \quad H = 0$$

Luego de la ecuación (A-29)

$$1/3 (Z_{aa-g} + Z_{bb-g} + Z_{cc-g}) = Z_{\bar{a}\bar{a}-g} = (rc + R\bar{a}\bar{a}-g) + j(xi + X\bar{a}\bar{a}-g)$$

Donde:

$Z_{\bar{a}\bar{a}}-g$ es el valor promedio de las tres impedancias propias con retorno por tierra. Lo mismo que ... $R_{\bar{a}\bar{a}}-g$ y $X_{\bar{a}\bar{a}}-g$ son valores promedio.

El segundo término de la ecuación (A-29) será dos veces el valor promedio de las tres impedancias mutuas $Z_{ab}-g$, $Z_{ac}-g$ y $Z_{bc}-g$. Luego

$$2/3(Z_{ab}-g+Z_{ac}-g+Z_{bc}-g)=2Z_{\bar{a}\bar{b}}-g=2(R_{\bar{a}\bar{b}}-g+jX_{\bar{a}\bar{b}}-g)$$

Donde:

$Z_{\bar{a}\bar{b}}-g$ es el valor promedio de las tres impedancias mutuas con retorno por tierra y son determinadas - para un conductor con

$$s = \sqrt[3]{s_{ab}.s_{ac}.s_{bc}} \quad , \quad h = 1/3(h_a+h_b+h_c), H=1/3(H_a+H_b+H_c)$$

La impedancia en ohmios por milla puede escribirse como:

$$Z_{001} = r_{00} + jx_{00} = Z_{\bar{a}\bar{a}}-g + 2Z_{\bar{a}\bar{b}}-g \quad (A-32)$$

Referencia 14 (págs. 368-369).

A.2.2.2 CIRCUITO TRIFASICO CON CONDUCTOR NEUTRO.- En la fig.

A.3 se representa un circuito asimétrico entre P y Q en el cual la capacitancia es despreciable y el camino de retorno para las corrientes de secuencia cero es a través del conductor neutro con la presencia de tierra despreciable,

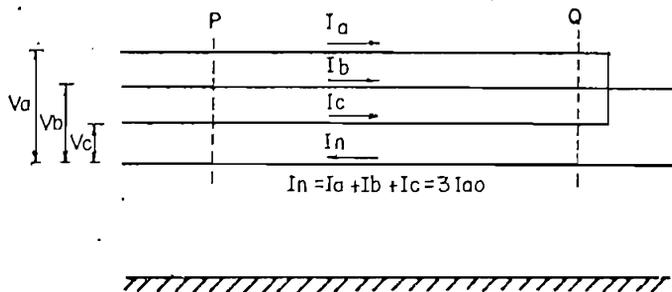


Fig. A.3: Circuito Trifásico serie entre P y Q con la capacidad despreciable. El camino de retorno para las corrientes de secuencia cero será el conductor -- neutro.

Las impedancias propias para las fases a, b y c serán Z_{aa} , Z_{bb} , Z_{cc} respectivamente y la impedancia propia del conductor neutro será Z_{nn} . Las impedancias mutuas entre las fases serán Z_{ab} , Z_{ac} , Z_{bc} y entre las fases del conductor neutro serán Z_{an} , Z_{bn} , Z_{cn} .

Los voltajes V_a , V_b , V_c tienen como referencia el conductor neutro.

Si se cortocircuitan las tres fases en el punto Q los voltajes de las fases a ese punto serán cero y la caída de voltaje entre P y Q será la caída de voltaje en cada lazo -- consistiendo de una fase y el conductor neutro de retorno.

La caída de voltaje en cada lazo será:

$$V_a = (I_a Z_{aa} + I_b Z_{ab} + I_c Z_{ac} - I_n Z_{an}) + (I_n Z_{nn} - I_a Z_{an} - I_b Z_{bn} - I_c Z_{cn})$$

$$V_b = (I_a Z_{ab} + I_b Z_{bb} + I_c Z_{bc} - I_n Z_{bn}) + (I_n Z_{nn} - I_a Z_{an} - I_b Z_{bn} - I_c Z_{cn})$$

(A-33)

$$V_c = (I_a Z_{ac} + I_b Z_{bc} + I_c Z_{cc} - I_n Z_{cn}) + (I_n Z_{nn} - I_a Z_{an} - I_b Z_{bn} - I_c Z_{cn})$$

$$I_n = I_a + I_b + I_c$$

Fluyendo únicamente las corrientes de secuencia positiva en las tres fases y reemplazando $I_a = I_{a1}$, $I_b = a^2 I_{a1}$, ... $I_c = a I_{a1}$ e $I_n = 0$. en la ecuación (A-33) se obtiene las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} V_a &= I_{a1} (Z_{aa} + a^2 Z_{ab} + a Z_{ac}) - I_{a1} (Z_{an} + a^2 Z_{bn} + a Z_{cn}) \\ V_b &= I_{a1} (Z_{ab} + a^2 Z_{bb} + a Z_{bc}) - I_{a1} (Z_{an} + a^2 Z_{bn} + a Z_{cn}) \\ V_c &= I_{a1} (Z_{ac} + a^2 Z_{bc} + a Z_{cc}) - I_{a1} (Z_{an} + a^2 Z_{bn} + a Z_{cn}) \end{aligned} \quad (A-34)$$

Las impedancias de las tres fases por definición son:

$$\begin{aligned} Z_{a1} &= \frac{V_a}{I_{a1}} = (Z_{aa} + a^2 Z_{ab} + a Z_{ac}) - (Z_{an} + a^2 Z_{bn} + a Z_{cn}) \\ Z_{b1} &= \frac{V_b}{a^2 I_{a1}} = (Z_{bb} + a^2 Z_{ab} + a Z_{bc}) - a(Z_{an} + a^2 Z_{bn} + a Z_{cn}) \\ Z_{c1} &= \frac{V_c}{a I_{a1}} = (Z_{cc} + a^2 Z_{bc} + a Z_{ca}) - a(Z_{an} + a^2 Z_{bn} + a Z_{cn}) \end{aligned} \quad (A-35)$$

Ecuaciones similares para las impedancias de secuencia negativa y cero pueden escribirse siguiendo el mismo procedimiento anterior. Como se indica a continuación:

$$\begin{aligned} Z_{a2} &= (Z_{aa} + a Z_{ab} + a^2 Z_{ac}) - (Z_{an} + a Z_{bn} + a^2 Z_{cn}) \\ Z_{b2} &= (Z_{bb} + a Z_{bc} + a^2 Z_{ba}) - a(Z_{an} + a Z_{bn} + a^2 Z_{cn}) \\ Z_{c2} &= (Z_{cc} + a Z_{ca} + a^2 Z_{cb}) - a(Z_{an} + a Z_{bn} + a^2 Z_{cn}) \end{aligned} \quad (A-36)$$

$$\begin{aligned} Z_{a0} &= Z_{aa} + Z_{ab} + Z_{ac} - 3Z_{an} + 3Z_{nn} - (Z_{an} + Z_{bn} + Z_{cn}) \\ Z_{b0} &= Z_{bb} + Z_{bc} + Z_{ba} - 3Z_{bn} + 3Z_{nn} - (Z_{an} + Z_{bn} + Z_{cn}) \\ Z_{c0} &= Z_{cc} + Z_{ca} + Z_{cb} - 3Z_{cn} + 3Z_{nn} - (Z_{an} + Z_{bn} + Z_{cn}) \end{aligned} \quad (A-37)$$

Luego de obtener estas nueve ecuaciones de impedancias de secuencia en función de la impedancia propia y mutua de los conductores se reemplazará en las ecuaciones (A-23), de ésta forma se obtiene las siguientes ecuaciones:

$$Z_{11} = Z_{22} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}) - \frac{1}{3} (Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc}) \quad (A-38)$$

$$Z_{00} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}) + \frac{2}{3} (Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc}) + 3Z_{nn} - 2(Z_{an} + Z_{bn} + a^2 Z_{cn})$$

$$Z_{12} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + a^2 Z_{bb} + a Z_{cc}) + \frac{2}{3} (a Z_{ab} + a^2 Z_{ac} + Z_{bc})$$

$$Z_{21} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + a^2 Z_{bb} + a Z_{cc}) + \frac{2}{3} (a Z_{ab} + a^2 Z_{ac} + Z_{bc})$$

$$Z_{10} = Z_{02} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + a Z_{bb} + a^2 Z_{cc}) - \frac{1}{3} (a^2 Z_{ab} + a Z_{ac} + Z_{bc}) - (Z_{an} + a Z_{bn} + a^2 Z_{cn})$$

$$Z_{20} = Z_{01} = \frac{1}{3} (Z_{aa} + a^2 Z_{bb} + a Z_{cc}) - \frac{1}{3} (a Z_{ab} + a^2 Z_{ac} + Z_{bc}) - (Z_{an} + a^2 Z_{bn} + a Z_{cn})$$

En un circuito trifásico simétrico (estático)

$$Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc}, \quad Z_{ab} = Z_{ac} = Z_{bc}, \quad Z_{an} = Z_{bn} = Z_{cn}$$

Las impedancias de secuencia en las tres fases serán, desde las ecuaciones (A-38):

$$Z_{11} = Z_{22} = (Z_{aa} - Z_{ab})$$

$$Z_{00} = Z_{aa} + 2Z_{ab} + 3Z_{nn} - 6Z_{an} \quad (A-39)$$

$$Z_{12} = Z_{21} = Z_{10} = Z_{20} = Z_{02} = Z_{01} = 0$$

Observando las ecuaciones (A-39) se puede deducir que para un circuito trifásico simétrico las impedancias a corrientes de la misma secuencia son las mismas para las tres fases y la impedancia de secuencia positiva y negativa son iguales. Como se puede ver no hay acoplamiento mutuo entre las redes de secuencia de un circuito simétrico, luego las corrientes de una secuencia dada producirán caídas de voltaje de la misma secuencia solamente.

Considerando el efecto de tierra, la impedancia propia de secuencia cero puede escribirse como:

$$Z_{002} = Z_{aa-g} + 2Z_{ab-g} + 3Z_{nn-g} - 6Z_{an-g} \quad (A-40)$$

o también como:

$$Z_{002} = Z_{001} + 3Z_{nn-g} - 6Z_{an-g}$$

A.2.2.3 CIRCUITO TRIFASICO CON CONDUCTOR NEUTRO Y RETORNO

POR TIERRA.- Como se indica en la fig. A.4 solamente las corrientes de secuencia cero fluyen en las tres fases del circuito y la caída de voltaje en los cuatro lazos formados por los tres conductores y el conductor neutro, considerando el retorno por tierra será:

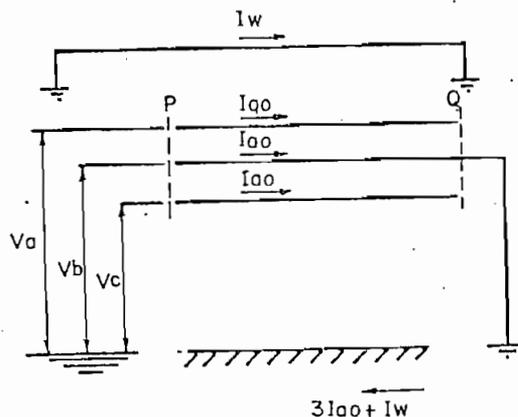


Fig. A.4 Corrientes de secuencia cero fluyendo desde P a Q y retornando por el conductor neutro y tierra.

$$\begin{aligned}
 V_a &= I_{a0}(Z_{aa-g} + Z_{ab-g} + Z_{ac-g}) + I_w Z_{aw-g} \\
 V_b &= I_{a0}(Z_{bb-g} + Z_{ab-g} + Z_{bc-g}) + I_w Z_{bw-g} \\
 V_c &= I_{a0}(Z_{cc-g} + Z_{ac-g} + Z_{bc-g}) + I_w Z_{cw-g} \\
 0 &= I_w Z_{ww-g} + I_{a0}(Z_{aw-g} + Z_{bw-g} + Z_{cw-g})
 \end{aligned}
 \tag{A-41}$$

De la última ecuación:

$$I_w = -I_{a0} \frac{Z_{aw-g} + Z_{bw-g} + Z_{cw-g}}{Z_{ww-g}} = -3 I_{a0} \frac{Z_{\bar{aw}}-g}{Z_{ww-g}}
 \tag{A-42}$$

$Z_{\bar{aw}}-g$ es el promedio de las impedancias mutuas con retorno - por tierra entre el conductor neutro y los conductores de fa se y están determinados por un espaciamento \bar{s}_{aw} , donde:

$$\bar{s}_{aw} = \sqrt[3]{s_{aw} \cdot s_{bw} \cdot s_{cw}} = \text{Distancia media geométrica entre el con} \\
 \text{ductor neutro y los conductores de fase.}$$

La proporción de la corriente de secuencia cero que retorna-- por el conductor neutro es:

$$-\frac{I_w}{3I_{a0}} = \frac{Z_{\bar{aw}}-g}{Z_{ww-g}}$$

Reemplazando I_w en (A-41) por este valor desde (A-42) y resolviéndolo para Z_{a_0} , Z_{b_0} y Z_{c_0} .

$$\begin{aligned} Z_{a0} &= \frac{V_a}{I_{a0}} = Z_{aa-g} + Z_{ab-g} + Z_{ac-g} - 3 \frac{Z_{\bar{a}w-g}}{Z_{ww-g}} Z_{aw-g} \\ Z_{b0} &= \frac{V_b}{I_{a0}} = Z_{bb-g} + Z_{ab-g} + Z_{bc-g} - 3 \frac{Z_{\bar{a}w-g}}{Z_{ww-g}} Z_{bw-g} \\ Z_{c0} &= \frac{V_c}{I_{a0}} = Z_{cc-g} + Z_{ac-g} + Z_{bc-g} - 3 \frac{Z_{\bar{a}w-g}}{Z_{ww-g}} Z_{cw-g} \end{aligned} \quad (A-43)$$

Sustituyendo (A-43) en (A-23) tenemos:

$$\begin{aligned} Z_{00-w} &= Z_{00} - 3 \frac{(Z_{aw-g})^2}{Z_{ww-g}} \\ Z_{10-w} &= Z_{02-w} = Z_{10} - \frac{Z_{\bar{a}w-g}}{Z_{ww-g}} (Z_{aw-g} + a Z_{bw-g} + a^2 Z_{cw-g}) \\ Z_{20-w} &= Z_{01-w} = Z_{20} - \frac{Z_{\bar{a}w-g}}{Z_{ww-g}} (Z_{aw-g} + a^2 Z_{bw-g} + a Z_{cw-g}) \\ Z_{003} &= Z_{001} - 3 (Z_{aw-g})^2 / Z_{ww-g} \end{aligned} \quad (A-44)$$

Estas ecuaciones con relación a las ecuaciones (A-29) - sin neutro a tierra son similares, su diferencia estriba en la impedancia propia del conductor neutro a tierra y la impedancia mutua entre los conductores del neutro a tierra y los conductores con retorno por tierra.

IF(TA.LI.0..OR.TB.LI.0..OR.IC.LI.0)GO TO 18

IF(NPUNTO)20,20,21

21 IF(FDIV-I.)24,24,25

25 FDM=FDM*FDIV

24 IF(NFAS-3)26,26,20

26 IF(NCODG-12)27,27,20

27 IF((IAL+ICU)-1)20,28,20

28 IF(NTERM-1)25,30,20

29 IF(NRAMAS-2)30,31,31

30 IF(NRAMAS)20,31,20

31 IF(FCRE1)20,33,34

34 FCR1=(1.+FCRE1)**INAP1

33 IF(FCRE2)20,35,36

36 FCR2=(1.+FCRE2)**INAP2

35 CM(1)=CMA

CM(2)=CMB

CM(3)=CMC

T(1)=TA

T(2)=TB

T(3)=TC

C*****

C COMIENZA EL FASO UNO

C*****

DO 1-19 I-1,NC

IF(CM(I))37,38,38

38 TTCM(I)=TTCM(I)+CM(I)

GO TO 39

37 CM(I)--CM(I)

TTCM(I)=TTCM(I)+CM(I)

CM(I)=CM(I)*FCR1*FCR2

39 CMP(I)=CMP(I)+CM(I)

TP(I)=TP(I)+T(I)*FCR1*FCR2

IF(FDM)45,40,41

41 S=T(I)*FDM

TTCM(I)=TTCM(I)+S

S=S*FCR1*FCR2

CM(I)=CM(I)+S

T(I)=0.

40 TTSPD(I)=TTSPD(I)+T(I)

T(I)=I(I)*FCR1*FCR2

TT(I)=TT(I)+T(I)

TCM(I)=TCM(I)+CM(I)

TR(I)=TR(I)+T(I)

CMR(I)=CMR(I)+CM(I)

119 CONTINUE

IF(CAP)42,43,43

42 CAP=-CAP

GO TO 44

43 TCAP=TCAP+CAF

44 TCAPP=TCAPP+CAP

```

GTGAP=(JCAP/3.)*CMULT
CAPR=CAPR+CAP
*****
C ESTABLECER ARREGLOS DE ALMACENAMIENTO CONSISTIENDO DE KVA DE TRANSFORMA
C DORES, KVA DE CARGAS MEDIDAS, KVAR DE CAPACITORES Y PUNTO DE COMIENZO PARA
C CADA RAMA O DERIVACION
*****
IF (NRAMAS)45,46,47
47 N=N+1
49 INA(N)=0.
TNB(N)=0.
TNC(N)=0.
CMNA(N)=0.
CMNB(N)=0.
CMNC(N)=0.
CAPN(N)=0.
NOP(N)=NPUNTC
NOR(N)=NRAMAS
54 K=N-1
4054 IF(K)45,52,53
53 TNA(K)=TNA(K)+TR(1)
TNB(K)=TNB(K)+TR(2)
TNC(K)=TNC(K)+TR(3)
CMNA(K)=CMNA(K)+CMR(1)
CMNB(K)=CMNB(K)+CMR(2)
CMNC(K)=CMNC(K)+CMR(3)
CAPN(K)=CAPN(K)+CAPR
K=K-1
GO TO 4054
52 IF(NOR(N))45,55,56
55 N=N-1
IF(N)45,57,56
57 DEMSE=SQRT((DEMTC)**2+(ICAP)**2+AMULT*TCAP*(SQRT(1.-(FF**2))))
IF(TTTFD(1))45,106,107
107 COSA=DEMTC*FF/DEMSE
106 SENA=SQRT(1.-(COSA**2))
IF(FP)108,15,109
108 POR=-2.*CTCAF
FP=FP
109 POR=2.*CTCAP
D(1)=DA
D(2)=DB
D(3)=DC
DO I=1,NC
DSE(I)=SQRT(D(I)**2+CTCAP**2+POR*D(I)*(SQRT(1.-(FP**2))))
IF(TTTFD(1))45,111,112
111 FDC(I)=0.
GO TO 113
112 FDC(I)=(DSE(I)-TTCM(I))/TTTFD(I)

```

```

113 D(I)=FDC(I)*TI(I)+JCM(I)
DIF(I)=D(I)*SENA-(TCAPP/3.)*CMULT
110 CONTINUE
DEMIC=D(I)+D(2)+D(3)
NDSE=SQRT((DEMT*COA)**2)+((DEMT*SENA-TCAPP)**2)
FP=(DEMT*COA)/NDSE
FCR1=1.
FCR2=1.
WRITE(3,5220)
5220 FORMAT(1H1,5X,///)
WRITE(3,114)
114 FORMAT(/,12X,'DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION',/,12X,'PROGR
2AMA - A - CALCULO DEL FLUJO DE CARGA')
WRITE(3,4056)EMP
4056 FORMAT(/,12X,'EMPRESA:',10A4)
WRITE(3,4060)NOMBRE
4060 FORMAT(/,12X,'IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO ',40A2)
WRITE(3,4061)FECHA
4061 FORMAT(/,12X,'FECHA:',10A4)
WRITE(3,5215)V,DEMT
5215 FORMAT(/,12X,'CIRCUITO A ',FS,1,' KV - DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN LA
1SUBESTACION',F9.2,' KVA')
WRITE(3,5213)INF1
WRITE(3,5213)INE2
5213 FORMAT(12X,4CA2)
GO TO 66
58 L=1
IR(1)=INA(N)
TNA(N)=0.
IR(2)=INB(N)
INB(N)=0.
IR(3)=INC(N)
TNC(N)=0.
CMR(1)=CMNA(N)
CMNA(N)=0.
CMR(2)=CMNB(N)
CMNB(N)=0.
CMR(3)=CMNC(N)
CMNC(N)=0.
CAPR=CARN(N)
CAPN(N)=0.
GO TO 96
46 IF(NTERM)45,18,96
96 IF(N)45,57,97
97 NOR(N)=NOR(N)-1
M=M+1
IF(M-100)98,98,99
98 ATGRA(M)=IR(1)
ATCRB(M)=IR(2)
ATCRC(M)=IR(3)

```

```

ACMRA(M)=CMR(1)
ACMRB(M)=CMR(2)
ACMRC(M)=CMR(3)
ACAPR(M)=CAPR
NPI(M)=NOP(N)
IF(L)45,54,1(2
102 L=0
GO TO 52
15 WRITE(3,22)
22 FORMAT(/,5X,'ERROR EN LA TARJETA DE DAIDOS NO 1')
GO TO 103
20 WRITE(3,23)NFUNTO
23 FORMAT(/,5X,'REVISAR DATOS DE CARTAS NO',I5)
GO TO 103
45 WRITE(3,48)
48 FORMAT(/,5X,'ERROR EN EL PROGRAMA')
GO TO 103
50 WRITE(3,51)
51 FORMAT(/,5X,'EXEDIDA LA CAPACIDAD DEL ARREGLO A')
GO TO 103
99 WRITE(3,100)
100 FORMAT(/,5X,'ARREGLO EXEDIDO B')
GO TO 103
66 DO 120 I=1,NC
IF(NC=1)216,75,216
216 IF(1-2)67,68,69
67 WRITE(3,70)
70 FORMAT(/5X,'FASE A',/1H+,5X,'---')
GO TO 73
68 WRITE(3,71)
71 FORMAT(/5X,'FASE B',/1H+,5X,'---')
GO TO 73
69 WRITE(3,72)
72 FORMAT(/5X,'FASE C',/1H+,5X,' ')
73 IF(DIF(I))74,75,75
74 WRITE(3,76)
76 FORMAT(/,5X,'FACTOR DE POTENCIA ADELANTADO')
GO TO 78
75 WRITE(3,77)
77 FORMAT(/,5X,'FACTOR DE POTENCIA ATRASADO')
78 WRITE(3,79)JEF
79 FORMAT(/,5X,'FP DEL SISTEMA=',F12.2)
WRITE(3,80)CCSA
80 FORMAT(/,5X,'FP DE LA CARGA=',F12.2)
81 FORMAT(/,5X,'TOTAL DE TRANSFORMADORES INSTALADOS KVA=',F7.1)
82 WRITE(3,82)CMP(I)
FORMAT(/,5X,'DEMANDA MEDIDA KVA-',F24.1)
WRITE(3,83)ICM(I)
83 FORMAT(/,5X,'TOTAL DE CARGAS MEDIDAS KVA=',F15.1)

```

85 IF(IISFD(I),145,120,85)
86 WRITE(3,86)FCC(I)
120 FORMAT(7,5X,'FACTOR DE DEMANDA CALCULADO=',F16.2)

120 CONTINUE
IF(NC.NE.1)GC TO 4063
WRITE (3,5069)
5069 FORMAT(/4X'DESCRIPCION DESDE AL VOLTAGE DE SUBIDA DE REGULACION',5X'KW',5X'KVAR',3X'FLUJO DE KVA',7X'FLUJO DE KVA',7X'NODD',7X'NODD',7X'CON/SIN CAP.',4X'CON CAP.',3/)

GO TO 4065
4063 WRITE(3,5214)
5214 FORMAT(1H1,/,/,)
4059 FORMAT(/4X'DESCRIPCION DESDE AL VOLTAGE DE SERVICIO',7X'FLUJO DE KVA',9X'FLUJO DE KVA',6X'FLUJO DE KVA',7X'NODD',3X'NODD',3X'NODD',3X'CON/SIN CAP.',/)

4065 DO 122 I=1,3
CV(I)=0.
DSCM(I)=D(I)-JCM(I)
FKW(I)=0.
FKVAR(I)=0.
122 VN2(I)=0.
K2=0

FCONV=1.
PERDC=0.
PERDSC=0.
MED=0
N=0
J=0
SVRC=0
MDK=1

C*****
C COMIENZA EL SEGUNDO PASO
C*****

INFAS,IAL,ICU,NCODG,NRAMAS,NTERM,FESCL,FCREI,FCREZ
IF(TA)123,124,124

123 VND=IA
CREG=FDM
K2=1

GO TO 125
124 IF(ICU=1)126,127,127

127 RT=R(NCODG+12)
XT=X(NCODG+12)
GO TO 128

126 RT=R(NCODG)
XT=X(NCODG)
128 IF(FESCL)20,130,131

```

130 FESCL=FCONV
GO TO 132
131 FCONV=FESCL
132 IF(DIST)5901,5902,5902
5901 DIST=-DIST*FCONV
5902 IF(ISU)45,134,135
135 MED=ISU
134 IF(MED)45,211,212
211 DIST=DIST/1000.
GO TO 136
212 DIST=DIST/5200.
136 IF(FCREI)45,137,138
138 FCRI=(1.+FCREI)*#INAP1
137 IF(FCRE2)45,139,140
140 FCR2=(1.+FCRE2)*#INAP2
139 CM(1)=CMA
CM(2)=CMB
CM(3)=CMC
T(1)=TA
T(2)=TB
T(3)=TC
DD 141 I=1,NC
FKW(I)=0.
FKVAR(I)=0.
ELUJD(I)=0.
VN2(I)=0.
IF(CM(I))142,143,143
142 CM(I)=CM(I)
CM(I)=CM(I)*FCRI*FCR2
143 IF(FDM)144,145,144
144 S=T(I)*FDM*FCRI*FCR2
CM(I)=CM(I)+S
T(I)=0.
145 T(I)=T(I)*FCRI*FCR2
FKW(I)=D(I)*COSA
FKVAR(I)=D(I)*SENA
FNKVAR(I)=FKVAR(I)-TCAPP/3.
141 CONTINUE
DEMT=C(1)+D(2)+D(3)
FCKW=FKW(1)+FKW(2)+FKW(3)
FCKVAR=FKVAR(1)+FKVAR(2)+FKVAR(3)
PREAC=FCKVAR-TCAPP
XT=XT#DIST
RT=RT#DIST
RRVOL T=0.
J=J+1
NMF=0
NNF=0
L=L
NCC=3

```

```

LL=1
IF(NC-1)227,219,227
219 IF(NFAS-2)220,221,152
220 POR=4
GO TO 168
221 POR=2
GO TO 168
227 IF(NFAS-2)150,151,152
150 POR=4
IF(TA.GT.0..CR.CMA.GT.0.)GO TO 154
IF(TB.GT.0..CR.CMB.GT.0.)GO TO 153
L=3
NCC=3
CV(1)=0.
CV(2)=0.
ENKVAR(1)=0.
FNKVAR(2)=0.
GO TO 168
151 POR=2.
IF(TA.EQ.0..AND.CMA.EQ.0.)GO TO 157
IF(TB.EQ.0..AND.CMB.EQ.0.)GO TO 158
NCC=2
CV(3)=0.
ENKVAR(3)=0.
GO TO 168
154 CV(2)=0.
CV(3)=0.
FNKVAR(2)=0.
FNKVAR(3)=0.
NCC=1
GO TO 168
155 CV(1)=0.
CV(3)=0.
FNKVAR(1)=0.
FNKVAR(3)=0.
L=2
NCC=2
GO TO 168
157 CV(1)=0.
FNKVAR(1)=0.
L=2
NCC=3
GO TO 168
158 CV(2)=0.
FNKVAR(2)=0.
NCC=3
LL=2
GO TO 168

```

C CALCULAR SUBIDA DE VOLTAJE, PERDIDAS EN LA LINEA CON Y SIN CAPACITORES

```

C*****
152  POR=1.
    SVPC=SVPC+(XT*TCAPP)/(10.*(V**2))
    PERDSC=PERDSC+(RT*(FCKW**2)+(FCKVAR**2))/(1000.*(V**2))
    PERDC=PERDC+(RT*(FCKW**2)+(FCKVAR-TCAPP)*(FCKVAR-TCAPP))/(100
20.*(V**2))
    RRVOLT=SVPC
C*****
C  CALCULAR LA REGULACION DE VOLTAJE
C*****
168  DO 164 I=L,NCC,LL
    FLUJO(I)=SQRT(FKW(I)**2+(FKVAR(I)-TCAPP*CMULT)**2)
    CV(I)=CV(I)+((RT*FKW(I))+(XT*FKVAR(I)))/(10.*(V**2))*MULT
    VN2(I)=100.-CV(I)+SVPC
    VP(J)=CV(I)
164  CONTINUE
    RVOLT=CV(L)+VAA=RRVOLT
C  CHEQUEAR EL REGULADOR
160  IF(K2)171,172,171
171  DO 175 I=1,NL
    CV(I)=CV(I)-SVPC
    IF(CREG)45,173,174
173  VND=VND/100.
    GO TO 178
174  VNS(I)=VND*(-100.-CV(I))
    VPS(I)=CREG*(100.-CV(I))
    IF(VNS(I)-VPS(I))176,176,177
177  VND=CREG
    GO TO 179
178  VND=VND/100.
179  CV(I)=CV(I)-(VND*(100.-CV(I)))
    VAA=CV(I)+VND*(100.-CV(I))
    GO TO 180
176  CV(I)=100.-VND
    VAA=CV(I)
180  SVPC=0.
    VP(J)=CV(I)
    VN2(I)=100.-CV(I)
175  CONTINUE
K2=0
GO TO 160
172  IF(NC-1)222,223,222
222  IF(NPUNTO-1)146,147,146
147  WRITE(3,148)INF,NPUNTO,VN2(1),VN2(2),VN2(3),FKW(1),FKW(2),FKW(3),
1FNKVAR(1),FNKVAR(2),FNKVAR(3),FLUJO(1),FLUJO(2),FLUJO(3),DEMTIC
148  FORMAT(4X,6A2,6X,16,1X,3F7.2,3(1X,3F7.1),F11.1)
    GO TO 210
146  WRITE(3,149)INF,IPT,NPUNTO,VN2(1),VN2(2),VN2(3),FKW(1),FKW(2),FKW
1(3),ENKVAR(1),ENKVAR(2),ENKVAR(3),FLUJO(1),FLUJO(2),FLUJO(3),DEMTIC
149  FORMAT(4X,6A2,2I6,1X,3F7.2,3(1X,3F7.1),F11.1)

```

```

GO TO 210
223 IF(NPUNTO-1) 224, 225, 224
225 WRITE(3,4062)INF, NPUNTO, VN2(1), SVPC, RVOLT, FKW(1), PREAC, DENTC, FLUJO
1(1)
4062 FORMAT(4X, 6A2, 6X, I7, 2F10.2, F13.2, 2X, 2F10.1, F11.1, F14.1)
GO TO 210
224 WRITE(3,4088)INF, IPT, NPUNTO, VN2(1), SVPC, RVOLT, FKW(1), PREAC, DENTC,
1FLUJO(1)
4088 FORMAT(4X, 6A2, I6, I7, 2F10.2, F13.2, 2X, 2F10.1, F11.1, F14.1)
210 IPT=NPUNTO
DO 181 I=1, NC
DSCM(I)=DSCM(I)-T(I)*FDC(I)
TT(I)=TT(I)-I(I)
TCM(I)=TCM(I)-CM(I)
D(I)=D(I)-CM(I)-T(I)*FDC(I)
181 CONTINUE
IF(CAP) 182, 183, 183
182 CAP=-CAP
183 TCAPP=TCAPP-CAP
IF(NRAMAS) 45, 184, 185
185 M=0
L=0
N=N+1
NOR(N)=NPUNTC
NOR(N)=NRAMAS
186 M=M+1
IF(NPUNTC-NPUNTO) 186, 187, 186
187 IF(TI(1)-188, 189, 188
189 RECPA(M)=0.
RECPB(M)=0.
REPCPC(M)=0.
GO TO 190
188 IF(TI(1).EQ.0.) GO TO 256
RECPA(M)=DSCM(1)*(ATCRA(M)/TI(1))
RECPB(M)=0.
REPCPC(M)=0.
IF(NC.EQ.1) GO TO 190
IF(TI(2).EQ.0.) GO TO 257
RECPB(M)=DSCM(2)*(ATCRB(M)/TI(2))
IF(TI(3).EQ.0.) GO TO 190
REPCPC(M)=DSCM(3)*(ATCRC(M)/TI(3))
190 ACVA(M)=CV(1)
ACVB(M)=CV(2)
ACVC(M)=CV(3)
ASV(M)=SVPC
IF(L) 45, 191, 192
191 NOM(N)=M
1(1)
192 NRAMAS=NRAMAS-1
IF(NRAMAS) 45, 193, 186

```

```

193 M=NOM(N)
194 CV(1)=ACVA(M)
   CV(2)=ACVB(M)
   CV(3)=ACVC(M)
   SVPC=ASV(M)
   TT(1)=ATCRA(M)
   TT(2)=ATCRB(N)
   TT(3)=ATCRC(M)
   CMR(1)=ACMRA(M)
   CMR(2)=ACMRB(M)
   CMR(3)=ACMRC(M)
   TCAPP=ACAPR(M)
   DSCM(1)=REPCFA(M)
   DSCM(2)=REPCFB(M)
   DSCM(3)=REPCFC(M)
   D(1)=DSCM(1)+CMR(1)
   D(2)=DSCM(2)+CMR(2)
   D(3)=DSCM(3)+CMR(3)
   GO TO 125
184 IF(NTERM)45,125,195
195 IF(N)45,196,197
197 NOR(N)=NOR(N)-1
   IF(NOR(N))45,198,199
199 IPT=NOP(N)
   NPUNJO=NOP(N)
   M=NOM(N)
200 M=M+1
   IF(NPIT(M)=NPUNTO)200,201,200
201 NOM(N)=M
   GO TO 194
198 N=N-1
   IF(N)45,196,197
196 WRITE(3,207)FERDC
207 FORMAT(/4X,FERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO CON CAPACITORES KW=',
   IF10.2)
   WRITE(3,208)FERDSC
208 FORMAT(/4X,FERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO SIN CAPACITORES KW=',
   IF10.2)
103 STOP
   END

```

LISTA DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA
A P E N D I C E

L I S T A D O D E L P R O G R A M A

I M P E D A N C I A S D E S E C U E N C I A Y

C O R R I E N T E S D E C U R T O C I R C U I T O

CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA.

COMPLEX ZAAG,ZABG,ZNNG,Z11,Z001,Z002,Z003,Z1,Z01,Z02,Z03, DEN,DN1,
1DN3,DN4,DNS,DN6,Z1M,Z2M,Z01M,Z02M,Z03M,Z1N,Z2N,Z01N,Z02N,Z03N,
ZS1M,ZS2M,ZS01M,ZS02M,ZS03M,ZS1N,ZS2N,ZS01N,ZS02N,ZS03N,ZF3F,ZFLL,
ZFLLG,ZFLLG,ZANG

COMPLEX Z12M,Z12N,ZPOR,ZMULT,ZFALLA
INJEGER TIPO,HEBR,EN,COMZ,FIN,SECC,TIPP,FENN,COMM,HERB,X,Y,XPR,IM,
IASR(100),BSR(101)

REAL IF3FM,IF3F,IFLL,IFLN,IFLG,IFLGN,IFLT,IFLTN,IFLN,IFLNN,IFLLG,
IFLLGN,IFLLFG,IFLLNG,IFLT,IFLNTN,NLLI,IFLN,IFLNN,NLLI,NLLI,IMAG,IMGN,
1, LONG

DIMENSION IX(4),IX1(4),MAIL(4),TAMA(4),TAMM(4)
DIMENSION VN(104),TIPP(100)

DIMENSION EMF(10),FECHA(10),NOMBRE(40)
COMMON FORM(26),RESULT(8),ZLL(100),ZD01(100),ZD02(100),ZD03(100),
Z1(100),Z01(100),Z02(100),Z03(100),ZAAG(100),ZABG(100),ZNNG(100),
ZANG(100),ND,SECC,NSECC,I,NN(100),COMM(100),FNN(100),NL(100),
3LONG(100),ZF,SPEC,BLANGS,ASPEC,IF3FM(100),IFLT(100),IFLT(100),
4IFLN(100),IFLG(100),IFLT(100),IFLN(100),IFLN(100),NLLI(100),
5IFLN(100),IFLLFG(100),IF3F(100),IFLN(100),IFLNTN(100),IFLNN(100),
6IFLGN(100),IFLNTN(100),NLLI(100),IFLN(100),IFLNTN(100),IFLGN(100),
7IFLLNG(100),NTIP(100)

DATA DMG,E/376.99,60./
READ(1,4057)EMP,FECHA

4057 FORMAT(10A4,10A4)
READ(1,4058)NOMBRE

4058 FORMAT(40A2)
WRITE(3,5)

5 FORMAT(1H1///24X'DISEND DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION'//24X'PROGR
TAMA - B - CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE CIRCUITOS PRI

2MARIO.S.)
WRITE(3,4056)EMP

```

4056 FORMAT(/,24X'EMPRESA:',10A4)
WRITE(3,4060)NOMBRE
4060 FORMAT(/,24X'IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO:',40A2)
4061 WRITE(3,4061)FECHA
FORMAT(/,24X'FECHA:',10A4)
WRITE(3,3810)
3810 FORMAT(/,24X'CUADRO I. CARACTERISTICAS GEOMETRICAS DE LOS CONDUCCIO
RES',/)
WRITE(3,38)
38 FORMAT(/,6X', LINEA',2X',CIRC.',4X',COND.,5X',LND.,14X',RESIS., REACT
1.,14X',GMR DIAM. ESPAC. ALTURA ESPAC. TIERRA',//6X',
2NO. TIPO,5X',MATL. TAMANO HEBRAS,4X',R,7X',X,14X',D,8X',S,6X',SM,7
3X',H,6X',HM,6X',RHO,')
WRITE(3,39)
39 FORMAT(/,8X',O/M,5X',O/M,5X',O/M,5X',FI.,4X',IN.,6X',MI.,4X',MI.,4X',MI.,5
1X',O/MC.,/,)
*****
C CARACTERISTICAS GEOMETRICAS DE LA LINEA
*****
2000 READ(1,2000)ND,NSECC,ISU
FORMAT(3I3)
DO 51 I=1,ND
100 READ(1,7)IX,NO, TIPO,MAIL,IAMA,HEBR,R,GMR,D,HA,HB,HC,HAB,RHO
7 FORMAT(4A1,1X,12,1X,12,1X,4A1,4A1,1X,12,F7.0,F8.0,7F6.0)
IF(TIPO.EQ.3.OR.TIPO.EQ.4.OR.TIPO.EQ.7.OR.TIPO.EQ.8)GO TO 5001
101 READ(1,8)IX1,MAIL,IAMM,HERB,BN,GMRN,DN,HN,HAN
8 FORMAT(4A1,7X,4A1,1X,12,F7.0,F8.0,2F6.0,12X,F6.0)
5001 GO TO(11,11,11,11,13,13,14,14,15,15),TIPO
11 HBC=ABS(HAC-FAB)
IF(TIPO.EQ.3.OR.TIPO.EQ.4)GO TO 14
13 HBN=ABS(HAN-FAB)
IF(TIPO.EQ.5.OR.TIPO.EQ.6)GO TO 14
HGN=ABS(HAN-FAC)
14 IF(HA=HB)140,141,140
141 SAB=HAB
GO TO 170
140 SAB=SQRT(HAB**2+(HA-HB)*(HA-HB))
170 SABM=SQRT(HAE**2+(HA+HB)**2)
IF(TIPO.EQ.7.OR.TIPO.EQ.8)GO TO 17
IF(TIPO.EQ.5.OR.TIPO.EQ.6) GO TO 15
IF(HA=HC)142,143,142
143 SAC=HAC
GO TO 171
142 SAC=SQRT(HAC**2+(HA-HC)*(HA-HC))
171 SACM=SQRT(HAC**2+(HA+HC)**2)
IF(HB=HC)144,145,144
145 SBC=HBC
GO TO 172
144 SBC=SQRT(HBC**2+(HB-HC)*(HB-HC))
172 SBCM=SQRT(HBC**2+(HB+HC)**2)

```

```

15 IF(TIPO.EQ.3.OR.TIPO.EQ.4)GO TO 16
147 IF(HA-HN)146,147,146
147 SAN=HAN
GO TO 173
146 SAN=SORT(HAN**2+(HA-HN)*(HA-HN))
173 SANM=SORT(HAN**2+(HA+HN)**2)
IF(TIPO.EQ.5.OR.TIPO.EQ.10)GO TO 18
IF(HB=HN)148,149,148
149 SBN=HBN
GO TO 174
148 SBN=SORT(HBN**2+(HB-HN)*(HB-HN))
174 SBNM=SGRT(HEK**2+(HB+HN)**2)
IF(TIPO.EQ.5.OR.TIPO.EQ.6)GO TO 17
IF(HC-HN)150,151,150
151 SCN=HCN
GO TO 175
150 SCN=SORT(HCN**2+(HC-HN)*(HC-HN))
175 SCNM=SGRT(HCN**2+(HC+HN)**2)
16 S={SAB#SAC#SEC}*(1./3.)
SM=(1./3.)*(SABM+SBCM+SACM)
HM=(1./3.)*(H+HB+HC)
HM=(1./3.)*(HAB+HBC+HAC)
IF(TIPO.EQ.3.OR.TIPO.EQ.4)GO TO 19
SN=(SAN+SBN+SCN)**(1./3.)
SNM=(1./3.)*(SANM+SBNM+SCNM)
HNM=(1./3.)*(HAN+HBN+HCN)
GO TO 19
17 S=SAB
SM=SABM
H=(1./2.)*(HA+HB)
HM=HAB
IF(TIPO.EQ.7.OR.TIPO.EQ.8)GO TO 19
SN=SGRT(SAN#SBN)
SNM=(1./2.)*(SANM+SBNM)
HNM=(1./2.)*(HAN+HBN)
GO TO 19
18 H=HA
SN=SAN
SNM=SANM
HNM=HAN
SM=SNM
HM=HNM
S=SN
19 XI=(.2794/2.2026)*ALOG(D/(24.*(GMR)))
WRITE(3,40)NC,TIPO,IX,MATL,TAMA,HEBR,R,XI,GMR,D,S,SM,H,HM,RHO
40 FORMAT(6X,I4,I6,2X,4A1,3X,4A1,7X,I2,2X,2(2X,F6.4),2X,2(1X,F6.4
1),2(2X,F6.3),2X,F6.2,2X,F6.3,2X,F5.0)
IF(1SU)1034,1033,1034
1033 S=3.28084*S
SM=3.28084*SM

```

H=3.28084*H
HM=3.28084*HM

1034 CONTINUE

C IMPEDANCIAS PROPIAS Y MUTUAS

IF(TIPO.EQ.5.OR.TIPO.EG.10) GO TO 23

21 TETA=ARSIN(HV/SM)

23 A=(2.599E-7)*(H)*SQRT(F/RHO)

B=(-(2.717E-1C)*(H**2)*(F/RHO)-.3.36+ALOG10(-SQRT(RHO/F))*(1./H)-)

C=(5.084E-14)*(H**3)*(F/RHO)**(3./2.)

RAAG=OMG*((2.528E-4)+(-A+B+C))

25 DP=(1.299E-7)*SQRT(F/RHO)*SM*COB(TETA)

E=(6.785E-11)*(F/RHO)*(SM**2)*COS(2.*TETA)*(3.361+ALOG10(1./SM*(

1 SQRT(RHO/F))))

FP=(2.951E-11)*(F/RHO)*(SM**2)*TETA*SIN(2.*TETA)

G=(6.355E-15)*(F/RHO)**(3./2.)*(-SM**3)*COS(3.*TETA)

RABG=OMG*((2.528E-4)+(-DP+FP+G))

27 HP=(7.4113E-4)*(ALOG10(1./D*(SQRT(RHO/F))))

O=(2.599E-7)*H*(SQRT(F/RHO))

P=(-9.271E-11)*(H**2)*(F/RHO)

Q=(5.084E-14)*(H**3)*(F/RHO)**(3./2.)

XAAG=OMG*((3.4944E-3)+(HP+O+P+G))

Z=(7.4113E-4)*(ALOG10(1./S*(SQRT(RHO/F))))

SP=(1.299E-7)*SQRT(F/RHO)*SM*COB(TETA)

T=(-2.318E-11)*(F/RHO)*(SM**2)*COS(2.*TETA)

XABG=OMG*((2.4715E-3)+(Z+SP+T))

IF(TIPO.EQ.3.OR.TIPO.EG.4.OR.TIPO.EQ.7.OR.TIPO.EQ.8)GO TO 31

20 XIN=(.2794/2.3026)*ALOG(DN/(24.*(GMRN)))

WRITE(3,41)IX1,MAIL,TAMM,HERB,RN,XIN,GMRN,DN,SN,SNM,HN,HNM

41 FORMAT(18X,4A1,4A1,3X,4A1,7X,12,2X,2(2X,F6.4),2(X,F6.4),2(2X,

1F6.3),2X,F6.2,2X,F6.3)

1F(1S0)702,701,702

SN=3.28084*SN

701 SNM=3.28084*SNM

HN=3.28084*HN

HNM=3.28084*HNM

702 CONTINUE

22 TETAN=ARSIN(FNM/SNM)

24 A1=(A/H)*HN

B1=((2.717E-10)*(HN**2)*(F/RHO))*(3.36+ALOG10(-SQRT(RHO/F))*(1./HNT)-)

1) C1=(5.084E-14)*(HN**3)*(F/RHO)**(3./2.)

RAAG=OMG*((2.528E-4)+(-A1+B1+C1))

26 D1=(1.299E-7)*SQRT(F/RHO)*SNM*COB(TETAN)

E1=(6.785E-11)*(F/RHO)*(SNM**2)*COS(2.*TETAN)*(3.361+ALOG10(1./SNM

1*(SQRT(RHO/F))))

F1=(2.951E-11)*(F/RHO)*(SNM**2)*TETAN*SIN(2.*TETAN)

G1=(6.355E-15)*(F/RHO)**(3./2.)*(-SNM**3)*COS(3.*TETAN)

RABGN=OMG*((2.528E-4)+(-D1+E1+F1+G1))

```

H1=(-7.4113E=4)*(-ALOG10(-1-ADN*(SQRT(RHO/F)-))-)
O1=(2.599E-7)*HN*(SQRT(F/RHO))
P1=(-9.271E-11)*(HN**2)*(F/RHO)
Q1=(5.084E-14)*(HN**3)*(F/RHO)**(3./2.)
XAAGN=OMG*(3.4544E-3)+(H1+D1+P1+Q1)
R1=(7.4113E-4)*(ALOG10(1./SN*(SQRT(RHO/F))))
S1=(1.299E-7)*SQRT(F/RHO)*SNM*COS(TETAN)
T1=(-2.318E-11)*(F/RHO)*(SNM**2)*COS(2.*TETAN)
XABGN=OMG*(2.4715E-3)+(R1+S1+T1)

```

 C IMPEDANCIAS EN OHMS/KM

 31 REL=R+RAAG

```

IMAG=XI+XAAG
ZAAG(I)=CMPLX(0.0,0.0)
ZABG(I)=CMPLX(0.0,0.0)
ZAAG(I)=CMPLX(REL,IMAG)
ZABG(I)=CMPLX(RABG,XABG)
IF(ISU)703,704,703

```

```

703 ZAAG(I)=0.18539394*ZAAG(I)
ZABG(I)=0.18539394*ZABG(I)
GO TO 705

```

```

704 ZAAG(I)=0.62137119*ZAAG(I)
ZABG(I)=0.62137119*ZABG(I)

```

```

705 IF(TIPO.EQ.3.OR.TIPO.EQ.4.OR.TIPO.EQ.7.OR.TIPO.EQ.8)GO TO 32
RLN=RN+RAAGN
IMGN=XIN+XAAGN
ZNNG(I)=CMPLX(0.0,0.0)
ZANG(I)=CMPLX(0.0,0.0)
ZLN(I)=CMPLX(RLN,IMGN)
ZANG(I)=CMPLX(RABGN,XABGN)

```

```

IF(ISU)706,707,706
706 ZNNG(I)=0.18539394*ZNNG(I)
ZANG(I)=0.18539394*ZANG(I)
GO TO 32

```

```

707 ZNNG(I)=0.62137119*ZNNG(I)
ZANG(I)=0.62137119*ZANG(I)

```

```

32 Z1(I)=CMPLX(0.0,0.0)
Z001(I)=CMPLX(0.0,0.0)
Z002(I)=CMPLX(0.0,0.0)
Z003(I)=CMPLX(0.0,0.0)
Z1(I)=ZAAG(I)-ZABG(I)

```

```

IF(TIPO.EQ.4.OR.TIPO.EQ.8)GO TO 36
Z001(I)-ZAAG(I)+2.*ZABG(I)

```

```

33 IF(TIPO.EQ.7.OR.TIPO.EG.3)GO TO 36
IF(TIPO.EQ.1.OR.TIPO.EC.5.OR.TIPO.EQ.9)GO TO 35

```

```

34 Z002(I)=Z001(I)+3.*ZNNG(I)-6.*ZANG(I)
35 Z003(I)=Z001(I)-(3.*(ZANG(I)+2)*ZNNG(I)
IF(TIPO.EQ.1.OR.TIPO.EQ.5.OR.TIPO.EQ.9)Z001(I)=CMPLX(0.0,0.0)

```

```

36 CONTINUE

```


209 DO 95 I=1,NSECC

Z1M=ZS1M+Z1(I)

Z2M=ZS2M+Z1(I)

Z1N=ZS1N+Z1(I)

Z2N=ZS2N+Z1(I)

IF3FM(I)=0.

IF3F(I)=0.

IFLL(I)=0.

IFLGN(I)=0.

IFLG(I)=0.

IFLGN(I)=0.

IFLI(I)=0.

IFLNN(I)=0.

IFLN(I)=0.

IFLNN(I)=0.

ILLI(I)=0.

ILLFN(I)=0.

ILLI(I)=0.

ILLI(I)=0.

ILLN(I)=0.

ILLNN(I)=0.

ILLN(I)=0.

ILLN(I)=0.

ILLG(I)=0.

ILLG(I)=0.

ILLG(I)=0.

Z12M=Z1M+Z2M

ZP0R=Z1M+Z2M

Z12N=Z1N+Z2N

ZMULT=Z1N*Z2N

VFALLA=VF#1.7321

VFALLI=VN(I)+1.7321

VFF=3.*AVE

VFFI=3.*VN(I)

IF(NTIP(I)-5)90,91,91

IF3FM(I)=CABS(VF/Z1M)

IF3F(I)=CABS(VN(I)/(Z1N+ZF3F))

IF(NTIP(I)-9)92,93,93

IFLL(I)=CABS(VFALLA/Z12M)

IFLGN(I)=CABS(VFALLI/(Z12N+ZFLL))

IF(NTIP(I)-E0.3-OR.7)90 TO 94

Z03M=ZS03M+ZC3(I)

Z03N=ZS03N+ZC3(I)

IFLG(I)=CABS(VFF/(Z03M+Z12M))

IFLGN(I)=CABS(VFFI/(Z03N+Z12M+3.*ZFLLG))

IF(NTIP(I)-E0.9)90 TO 95

IF(NTIP(I)-E0.1-OR.5)90 TO 137

90

91

92

93

```

201M=ZS01M+ZC1(I)
Z01N=ZS01N+ZC1(I)
94 IFLT(I)=CABS(VFF/(Z01M+Z12M))
IFLTN(I)=CABS(VFF/(Z01N+Z12N+3.*ZFLLG))
Z02M=ZS02M+ZC2(I)
Z02N=ZS02N+ZC2(I)
IF(NTIP(I).EQ.3.OR.NTIP(I).EQ.7)GD TO 136
IFLNN(I)=CABS(VFF/(Z02M+Z12M))
IFLNN(I)=CABS(VFF/(Z02N+Z12N+3.*ZELG))
IF(NTIP(I).EQ.10)GD TO 55
136 DN3=ZPOR+Z12M*Z01M
IFLT(I)=CABS(VFALLA*(Z01M-(-.5,.866)*Z2M)/(DN3))
DN4=ZMULT+Z12N*(Z01N+ZFALLA)
IFLTN(I)=CABS(VFALL1*((Z01N+ZFALLA)-(-.5,.866)*Z2N)/(DN4))
TLLI(I)=CABS(VFALLA*(Z01M-(-.5,-.866)*Z2M)/(DN3))
TLLI(I)=CABS(VFALL1*(Z01N+ZFALLA)-(-.5,-.866)*Z2N)/(DN4))
IF(NTIP(I).EQ.3.OR.NTIP(I).EQ.7)GD TO 95
201 DN5=ZPOR+Z12M*Z02M
IFLN(I)=CABS(VFALLA*(Z02M-(-.5,.866)*Z2M)/(DN5))
DN6=ZMULT+Z12N*(Z02N+ZFALLA)
IFLNN(I)=CABS(VFALL1*(Z02N+ZFALLA)-(-.5,.866)*Z2N)/(DN6))
NLLI(I)=CABS(VFALLA*(Z02M-(-.5,-.866)*Z2M)/(DN5))
NLLI(I)=CABS(VFALL1*(Z02N+ZFALLA)-(-.5,-.866)*Z2N)/(DN6))
137 DEN=ZPOR+Z12M*Z03M
IFLNG(I)=CABS(VFALLA*(Z03M-(-.5,.866)*Z2M)/(DEN))
DN1=ZMULT+Z12N*(Z03N+ZFALLA)
IFLGN(I)=CABS(VFALL1*(Z03N+ZFALLA)-(-.5,.866)*Z2N)/(DN1))
IFLFG(I)=CABS(VFALLA*(Z03M-(-.5,-.866)*Z2M)/(DEN))
IFLNG(I)=CABS(VFALL1*(Z03N+ZFALLA)-(-.5,-.866)*Z2N)/(DN1))
95 CONTINUE
CALL CEROS2
133 STOP
END

```

SUBROUTINE BERRAR

```

C * * * * *
SUBROUTINE PARA ESCRITURA DE LAS IMPEDANCIAS
* * * * *

```

```

INTEGER SECC
COMPLEX ZAAG,ZABG,ZANG,Z11,Z001,Z002,Z003
COMMON FORM(26),RESULT(8),Z11(100),Z001(100),Z002(100),Z003(100),
Z21(100),Z01(100),Z02(100),Z03(100),ZAAG(100),ZABG(100),ZANG(100),
Z2ANG(100),ND,SECC,NSECC,I,NN(100),COMM(100),FNN(100),NL(100),
ZLONG(100),ZFSPEC,BLANCS,ASPEC
WRITE(3,1039)
1039 FORMAT('HI77734X'CUADRO II._IMPEDANCIAS DE SECUENCIA Y DE FASE EN
I OHMS/KM.://)
WRITE(3,53)

```

```

53 FORMAT(20X'LINEA',3X'SECCION',9X'Z1',16X'Z001',15X'Z002',15X'Z003',730X
1,'MT.',11X'ZAAT',15X'ZABI',15X'ZNNI',15X'ZANTI',42X'R',7X'X',10X'R',7X'X',1
10X'R',7X'X',10X'R',7X'X',//)

```

```

READ(1,121)FIZO,PRI,SEG,TER,SCUAR,SQUI,SSEX,SSEP,SOCT,SN0V,DER,
1ZFSP, ZESP, ESPAC, ELANCS, ASPEC

```

```

121 FORMAT(16A4)

```

```

C ESTABLECER PARENTHESIS PARA ABRIR Y CERRAR

```

```

FORM(1)=FIZO
FORM(2)=PRI
FORM(4)=TER
FORM(26)=DER

```

```

DO 223 I=1,NC
DO 255 I=7,10
FORM(I)=BLANCS

```

```

255 CONTINUE
DO 237 I=12,24,4
FORM(I)=ZESP

```

```

237 CONTINUE
DO 238 I=14,22,4
FORM(I)=ESPA

```

```

238 CONTINUE
C ITERACION PARA PROCESAR LOS RESULTADOS

```

```

FORM(3)=SEG
FORM(5)=SCUAR
FORM(6)=TER
RESULT(1)=REAL(Z11(I))
RESULT(2)=AIMAG(Z11(I))
RESULT(3)=REAL(Z001(I))
RESULT(4)=AIMAG(Z001(I))
RESULT(5)=REAL(Z002(I))
RESULT(6)=AIMAG(Z002(I))
RESULT(7)=REAL(Z003(I))
RESULT(8)=AIMAG(Z003(I))
CALL CERDS1

```

```

WRITE(3,FORM)NN(I),SECC,(RESULT(JJ),JJ=1,8)
FORM(3)=TER
FORM(5)=SSEP
FORM(6)=BLANCS
RESULT(1)=REAL(ZAAG(I))
RESULT(2)=AIMAG(ZAAG(I))
RESULT(3)=REAL(ZABG(I))
RESULT(4)=AIMAG(ZABG(I))
RESULT(5)=REAL(ZNNG(I))
RESULT(6)=AIMAG(ZNNG(I))
RESULT(7)=REAL(ZANG(I))
RESULT(8)=AIMAG(ZANG(I))
CALL CERDS1
WRITE(3,FORM)(RESULT(MM),MM=1,8)
WRITE(3,I002)
1002 FORMAI(-1,X)

```

```

223 CONTINUE
WRITE(3,1040)
1040 FORMAT(1H1//24X'CUADRO III. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE CADA SEC
ICION DE CONDUCTOR EN ORMS'//)
58 WRITE(3,58)
58 FORMAT(5X'CONZ',3X'FIN',5X'LINEA',3X'SECCION',9X'Z11',16X'Z001',15X'Z002
1',15X'Z003',/30X'MT.',9X'R',7X'X',10X'R',7X'X',10X'R',7X'X',/7)
FORM(2)=S001
FORM(3)=SCUAF
FORM(4)=SSEX
FORM(5)=SCUAF
FORM(6)=SSEP
FORM(7)=SEG
FORM(8)=TER
FORM(9)=SOCT
FORM(10)=SNOV
DO 240 J=1,NSECC
RESULT(1)=REAL(Z1(J))
RESULT(2)=AIMAG(Z1(J))
RESULT(3)=REAL(Z01(J))
RESULT(4)=AIMAG(Z01(J))
RESULT(5)=REAL(Z02(J))
RESULT(6)=AIMAG(Z02(J))
RESULT(7)=REAL(Z03(J))
RESULT(8)=AIMAG(Z03(J))
CALL CEROS1
WRITE(3,FORM)COMM(J),FNN(J),NL(J),LONG(J),(RESULT(KK),KK=1,8)
WRITE(3,1003)
1003 FORMAT(/1X)
240 CONTINUE
RETURN
END

```

SUBROUTINE CEROS1

```

* * * * *
* * * * * SUBROUTINE PARA ESCRITURA DE LAS IMPEDANCIAS
* * * * *
* * * * * COMPLEX ZAAG,ZABG,ZANG,Z11,Z001,Z002,Z003
* * * * * COMPLEX Z1,Z01,Z02,Z03
* * * * * INTEGER SECC
* * * * * COMMON FORM(26),RESULT(8),Z11(100),Z001(100),Z002(100),Z003(100),
* * * * * Z1(100),Z01(100),Z02(100),Z03(100),ZAAG(100),ZABG(100),ZANG(100),ZNN(100),
* * * * * ZLANG(100),ND,SECC,NSECC,I,NN(100),COMM(100),FNN(100),NL(100),
* * * * * 3LONG(100),ZFSPEC,HLANCS,ASPEC
* * * * * IF(RESULT(2).EQ.0.)GO TO 215
* * * * * FORM(11)=ZFSPEC
* * * * * FORM(13)=ZFSPEC
* * * * * GO TO 216
215 FORM(11)=ASPEC

```

```

FORM(13)=ASPEC
RESULT(1)=BLANCS
RESULT(2)=BLANCS
216 IF(RESULT(4).EQ.0.)GO TO 217
FORM(15)=ZFSPEC
FORM(17)=ZFSPEC
GO TO 218
217 FORM(15)=ASPEC
FORM(17)=ASPEC
RESULT(3)=BLANCS
RESULT(4)=BLANCS
218 IF(RESULT(6).EQ.0.)GO TO 219
FORM(19)=ZFSPEC
FORM(21)=ZFSPEC
GO TO 220
219 FORM(19)=ASPEC
FORM(21)=ASPEC
RESULT(5)=BLANCS
RESULT(6)=BLANCS
220 IF(RESULT(8).EQ.0.)GO TO 221
FORM(23)=ZFSPEC
FORM(25)=ZFSPEC
GO TO 222
221 FORM(23)=ASPEC
FORM(25)=ASPEC
RESULT(7)=BLANCS
RESULT(8)=BLANCS
222 RETURN
END

```

SUBROUTINE CEROS2

```

* * * * *
C SUBROUTINE PARA ESCRITURA DE LAS CORRIENTES DE FALLA
* * * * *

```

```

INTEGER SECC
COMPLEX ZAAG,ZABG,ZNNG,ZANG,ZI1,Z001,Z002,Z003
COMPLEX Z1,ZC1,Z02,Z03
REAL IF3FM,IF3F,IFLL,IFLNN,IFLG,IFLGN,IFLT,IFLNN,IFLNN,IFLLG,
1 ILLGN,ILLFG,ILLNG,ILLT,ILLTN,NLLI,ILLN,ILLNN,NLLI,NLLI
REAL MAXI,MINI
DIMENSION W(11),U(11),FORMA(32),MAXI(100),MINI(100),AST(11)
COMMON FORM(26),RESULT(8),Z1(100),Z001(100),Z002(100),Z003(100),
2 ZANG(100),ZGI(100),Z02(100),Z03(100),ZAAG(100),ZABG(100),ZNNG(100),
3 ZLONG(100),ND,SECC,NSECC,I,NN(100),CBMM(100),FNN(100),NL(100),
4 IFLN(100),ZFSPEC,BLANCS,ASPEC,IF3FM(100),IFLL(100),IFLT(100),
5 IFLN(100),IFLG(100),ILLT(100),ILLN(100),ILLNN(100),NLLI(100),
6 IFLG(100),ILLFG(100),IF3F(100),IFLN(100),IFLTN(100),IFLNN(100),
7 IFLGN(100),IFLTN(100),NTELI(100),IFLNN(100),NNEEI(100),IFLGN(100),
8 ILLNG(100),NLIIP(100)

```

```

LL=0
WRITE(3,129)
129 FORMAT(1H1//24X'PROGRAMA - C - CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALL
IA'//24X'CUADRO IV. MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE FALLA'//)
WRITE(3,709)
709 FORMAT(//3X'NODO LINEA CIRC./9X'NO. TYPD'6X'3FASES'5X'LL'7X
2'LT'7X'LN'6X'LNT'6X'LLT'6X'LLT'6X'LLN'6X'LLNT'5X'LLNT',//)
READ(1,229)FFZ0,PPRI,SSEG,TER,CUAR,QUI,SEX,SEP,UCI,FSP,FAST,AASPEC
2,BLANCO,ABLANC,CARD,DDER,UNO,DGS,IRES,CUATRO
229 FORMAT(20A4)
DO 224 K=1,11
W(K)=0.0
U(K)=0.0
224 CONTINUE
DO 225 I=1,NSECC
228 W(I)=IF3FM(I)
W(2)=IFLL(I)
W(3)=IFLI(I)
W(4)=IFLN(I)
W(5)=IFLG(I)
W(6)=IFLI(I)
W(7)=IFLI(I)
W(8)=IFLN(I)
W(9)=IFLI(I)
W(10)=IFLLG(I)
W(11)=IFLLG(I)
U(1)=IF3F(I)
U(2)=IFLN(I)
U(3)=IFLN(I)
U(4)=IFLN(I)
U(5)=IFLN(I)
U(6)=IFLN(I)
U(7)=IFLN(I)
U(8)=IFLN(I)
U(9)=IFLN(I)
U(10)=IFLN(I)
U(11)=IFLN(I)
IF(LL)226,227,226
227 M=1
N=1
J=0
DO 97 L=1,10
IPRE=L+1
IF(W(I).GE.W(IPRE))60 TO 98
W(L)=W(IPRE)
M=IPRE
J=J+1
98 IF(U(L).EQ.0.)GO TO 97
IF(J=1)672,673,672
673 U(L)=U(L)

```

```

N=L
GO TO 97
672 IF(U(1),LE,U(L))GO TO 97
U(1)=U(L)
N=L
97 CONTINUE
IF(U(1),LE,U(11),OR,U(11),EQ,0.)GO TO 675
U(1)=U(11)

```

```

675 MAXI(-1)=W(-1)
MINI(1)=U(1)

```

```

LL=1
GO TO 228
226 FORMA(1)=FFZC
FORMA(2)=PPRI

```

```

FORMA(3)=SSEG
FORMA(4)=TER
FORMA(5)=CUAF
FORMA(6)=QUI
FORMA(7)=SEX
FORMA(8)=SEP
FORMA(9)=OCT
FORMA(32)=DDER

```

```

J=1
DO 230 L=1,11
IF(W(L),EQ,0.)GO TO 231
FORMA(J+9)=FSP

```

```

GO TO 232
231 FORMA(J+9)=AASPEC
W(L)=BLANCO
232 FORMA(J+10)=FAST
AST(L)=ABLANC

```

```

IF(M*EQ,L) AST(L)=CARD
J=J+2
230 CONTINUE

```

```

LL=0
WRITE (3,FORMA) FNN(I),NL(I),NTIP(I),(W(K),AST(K),K=1,11)
J=1
FORMA(1)=UNO
FORMA(2)=DOS
FORMA(3)=TRES
FORMA(4)=CUATRO
DO 233 K=5,9
FORMA(K)=BLANCO

```

```

233 CONTINUE
DO 234 L=1,11
IF(U(L),EQ,0.)GO TO 235
FORMA(J+9)=FSP
GO TO 236

```

```

235 FORMA(J+9)=AASPEC

```

```
U(L)=BLANCO
236 FORMA(J+10)=FAST
   AST(L)=ABLANC
   IF(N.EQ.L)AST(L)=CARD
   J=J+2
234 CONTINUE
   WRITE(3,710)
710  FORMAT(1X)
225 CONTINUE
   RETURN
   END
```

R E F E R E N C I A S

- 1.- Distribution Systems Reference Book, 4th ed. East Pittsburgh, Pa. Westinghouse Electric Corporation, 1 950.
- 2.- Ingermar Andersson, Report No. 23, 'Rural Distribution Network Analysis By Means of Statistical theory', Purdue University, November 1966.
- 3.- Congreso Panamericano de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y de Ramas Afines, V Reunión, Bogotá Agosto 1973.
- 4.- Hatcher, Ted L., Busby, E., 'Practical Applications of Digital Computers to Distribution Systems'. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, February 1961, pages 1290-1299.
- 5.- D.T. Moore, 'Capacitor Application by Computer', THE LINE, McGraw-Edison Company, 1974-1.
- 6.- Orth, Jr. Redmond, J.L., 'A Digital Tool for Planning Radial Distribution Systems', IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Suppl. 1963, pages 789-800.
- 7.- Orth, Jr., Redmond, J.L. Crawford, J.W., 'A Digital Tool for Planning Radial Distribution Systems', IBM 1620 General Program Library Publ. 9.4.043.
- 8.- R. Berg, Jr., E.S. Hawkins, and W.W. Pleiness, 'Mechanized Calculation of unbalanced load flow on Radial Distribution Circuits', IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, pp, 415-421, April 1967.
- 9.- Electrical Transmission and Distribution Reference Book, 4th ed. East Pittsburgh, Pa. Westinghouse Electric Corporation, 1950, pages 270-271.
- 10.- Hoestenbach, R.D., 'Load Flow Analysis of Electrical Distribution Systems Using the Digital Computer', IEEE Transaction on Industry Applications, Vol, IA-12, No. 2, March/April 1976, pages 152-160.

- 11.- General Electric Co., Distribution Data Book, publication GET-1008 K, December 1965.
- 12.- Rural Electrification Administration Bulletin 45-1, 'Guide for Making Voltage Drop Calculations', March 1957.
- 13.- Rural Electrification Administration Bulletin, 169-4, 'Voltage Levels for Rural Distribution Systems'.
- *14.- Clarke, Edith, 'Circuit Analysis of A-C Power Systems', Vol. I, John Wiley and Sons, New York, 1943.
- 15.- Stevenson, W.D., Jr., 'Elements of Power System Analysis, McGraw-Hill Book Co., New York, 1955.
- 16.- Wylie, R. A., G. G. Auer, and R. C. Ender, 'Digital Calculation of Sequence Impedances and Fault Currents for Radial Primary Distribution Circuits', AIEE Transactions pt. III, Power Apparatus and Systems, Vol. 79, February, 1961, pages 1264-1277.
- 17.- Guillemin, E. A., 'Introductory Circuit Theory', John Wiley and Sons, Inc., New York, 1953.
- 18.- Clinkenbeard, C.R., 'Asymmetry', Part I, THE LINE First Quarter 1971; Part II, THE LINE, Second Quarter 1971.
- 19.- Gross, E. T. B., and B. Thapar, 'Current Asymmetry in Resistance-Reactance Circuits-II', AIEE Transactions, pt. III, Power Apparatus and Systems, Vol 80, Dec. 1961, pp. 800-803.
- 20.- McGraw-Edison Company, 'Distribution System Protection Manual', Bulletin No. 71022.
- 21.- Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), 'Protecciones en Sistemas de Distribución', Tomo V, Lima-Perú, 1973.
- 22.- Burbano de Lara Paredes, P., 'Protección contra Sobrecorrientes en los Sistemas Eléctricos de Distribución', Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, No. 96, 1968.

- 23.- Mauro Erazo Páez, 'Calculo Digital de Cortocircuitos en Sistemas Eléctricos de Potencia', Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, 1976.
- 24.- Reed, S. D., 'For Distribution Substations Feeder Protection. ¿Power Class Reclosers or Oil Circuit Breakers?', THE LINE, July, August, 1962.
- 25.- Applied Protective Relaying, Westinghouse Electric Corporation, 1976.
- 26.- American National Standard Institute C37.60-1968, 'Requirements for Automatic Circuit Reclosers for Alternating Current Systems', and C37.60a-1971 Supplement.
- 27.- IEEE Committee Report, 'Application of Protective Relays and Devices to Distribution Circuits', IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, October 1964, pages 1034-1042.
- 28.- INECEL, "Normas para Distribución-Estructuras Tipo". Quito, Octubre 1974.
- 29.- Edison Electric Institute and de Bell Telephone System, Engineering Reports of the Joint Subcommittee on Development and Research, Vol. IV, Report No. 39.
- 30.- Hayden, J. R. Martin, J. E., Tilson, R. L., 'A Protection Plan for Distribution Feeders', IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, August 1958, pages 486-489.
- 31.- Revistas, THE LINE, McGraw-Edison Power Systems Division.