

621.3194
B175
c.3

ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

OPTIMIZACION DE LOS COSTOS DE GENERACION CON CONTROL
DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DE LOS GENERADORES
EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA



D-6543

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

presentada por

CARLOS JULIO BALDA SANTOS

GUAYAQUIL, ECUADOR

1992

AGRADECIMIENTO

Al ING. IVAN RODRIGUEZ RAMOS,
Director de Tesis, por su ayuda
y colaboración para la realiza-
ción de este trabajo.

DEDICATORIA

A mis Padres GALO Y MARUJA,
sin cuyo ejemplo y sacrificio
no hubiera sido posible cul-
minar mi carrera.

Rodriguez

.....
Ing. IVAN RODRIGUEZ RAMOS ,

DIRECTOR DE TESIS

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).

A handwritten signature in black ink, reading "Carlos Julio Balda Santos", is written over a horizontal dotted line. The signature is stylized and cursive.

CARLOS JULIO BALDA SANTOS

R E S U M E N

Un sistema eléctrico de potencia puede ser operado satisfactoriamente con diferentes programaciones de los generadores para las mismas condiciones de demanda de energía, pero con sólo una de ellas se obtendrá una operación a costos de generación mínimos.

Este estudio desarrolla dos métodos de computación para alcanzar este objetivo: el Método de los Costos Incrementales y el Método del "Steepest Descent".

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
INDICE GENERAL.....	III
INDICE DE FIGURAS.....	IV
INDICE DE TABLAS.....	VI
I. INTRODUCCION.....	1
II. HISTORIA DEL PROBLEMA.....	3
III. MODELO BASICO DE UN SISTEMA DE POTENCIA.....	6
3.1 Componentes del Sistema.....	6
3.1.1 Representación.....	6
3.1.2 Tipos de Barras.....	7
3.2 Formulación del Modelo Básico.....	13
3.3 Flujos de Potencia en las Líneas de Transmisión.....	17
IV. EL PROBLEMA GENERAL DE OPTIMIZACION.....	21
4.1 Derivación de la Función Objetiva Aumentada.....	22
4.2 Planteamiento del problema general de despacho económico de carga.....	23
4.3 Método Clásico de los Costos Incrementales.....	26
4.3.1 Formulación.....	26
4.3.2 Pérdidas Incrementales de Transmisión.....	28
4.3.3 Diagrama de Flujo.....	35

	Pág.
4.4 Método del "Steepest Descent".....	44
4.4.1 Aproximación Lineal del Modelo Básico.....	53
4.4.2 Ecuaciones Incrementales de Flujo de Potencia....	58
4.4.3 Función Objetiva Aumentada.....	60
4.4.4 Magnitud Optima del "Step".....	61
V. EJEMPLO DE APLICACION.....	69
5.1 Análisis y Comparación de los Resultados de los Progra- mas OESP1 y OESP2.....	71
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	87
APENDICES.....	89
A. Diagramas de Flujo de las Subrutinas usadas en los Programas OESP1 y OESP2.....	90
B. Manual de Utilización de los Programas OESP1 y OESP2....	134
C. Listado de los Programas OESP1 y OESP2.....	141
BIBLIOGRAFIA.....	172

INDICE DE FIGURAS

<u>Nº</u>	<u>TITULO</u>	<u>Pág.</u>
1	Curva Típica de Costo de Producción de Energía por Hora versus la Potencia Activa de Salida, para un Generador en una Central Térmica.....	8
2	Representación de un Generador Síncrono.....	9
3	Representación de un Transformador.....	9
4	Representación de una Línea de Transmisión.....	10
5	Representación de una carga conectada a una Barra.....	10
6	Representación de los diferentes tipos de Barras.....	12
7	Circuito Equivalente de la Línea de Transmisión entre las Barras ij	18
8	Ecuación de Costos del Generador i en una Central Térmica..	25
9	Ecuación del Costo Incremental del Generador en una Central Térmica.....	28
10	Diagrama de Flujo Simplificado del Método de los Costos Incrementales.....	33
11	Programa OESP1. Diagrama de Flujo detallado del Método de los Costos Incrementales.....	42
12	Diagrama de Flujo Simplificado del Método del "Steepest Descent".....	46
13	Diagrama de Flujo detallado del Método del "Steepest Descent". Programa OESP2.....	56

<u>Nº</u>	<u>TITULO</u>	<u>Pág</u>
14	Sistema Eléctrico de Potencia usado en Ejemplo de Aplicación	70
15	Diagrama de Flujos de la Subrutina YBUS.....	92
16	Diagrama de Flujos de la Subrutina COEF.....	100
17	Diagrama de Flujos de la Subrutina FLUJ.....	104
18	Diagrama de Flujos de la Subrutina CIG.....	109
19	Diagrama de Flujos de la Subrutina NEWPG.....	111
20	Diagrama de Flujos de la Subrutina FJLIN.....	114
21	Diagrama de Flujos de la Subrutina OPDIS.....	116
22	Diagrama de Flujos de la Subrutina AJPQ.....	120
23	Diagrama de Flujos de la Subrutina AINV.....	122
24	Diagrama de Flujos de la Subrutina PGM.....	124
25	Diagrama de Flujos de la Subrutina COSTS.....	127
26	Diagrama de Flujos de la Subrutina QBMB.....	130
27	Diagrama de Flujos de la Subrutina NEWPQ.....	132

INDICE DE TABLAS

<u>Nº</u>	<u>TITULO</u>	<u>Pág.</u>
I	Datos de las Líneas de Transmisión.....	75
II	Datos de la Demanda del Sistema.....	76
III	Valores Límites de Generación.....	77
IV	Coefficientes de la Ecuación de Costos de cada Generador.....	78
V	Voltajes de Barra. Primera Iteración.....	79
VI	Voltajes de Barra. Iteración Final.....	79
VII	Potencia Activa y Potencia Reactiva de los Generadores. Pri- mera Iteración.....	80
VIII	Potencia Activa y Potencia Reactiva de los Generadores.- Iteración Final.....	80
IX	PROGRAMA OESP1.- Flujos de Potencia en las Líneas de Trans- misión.....	81
X	PROGRAMA OESP2.- Flujos de Potencia en las Líneas de Trans- misión.....	81
XI	Flujo de Potencia de las Líneas [MVA].....	83
XII	Costo Total de Generación y Pérdidas de Potencia para cada Iteración. Programa OESP1.....	84
XIII	Costo Total de Generación y Pérdidas de Potencia para cada Iteración. Programa OESP2.....	85
XIV	Costo Total de Generación y Pérdidas de Potencia para cada Iteración. Programa de Referencia 8.....	86

C A P I T U L O I

INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos de potencia deben suministrar energía eléctrica a las diferentes cargas conectadas cumpliendo con ciertos requisitos :

1. La calidad del servicio que está determinada por tres factores básicos: frecuencia constante, magnitud del voltaje constante y confiabilidad del servicio.
2. La demanda de la energía eléctrica que varía con el tiempo. El sistema debe ser capaz de suplir esta demanda en continuo cambio.
3. El sistema debe desarrollar energía en condiciones de mínimo costo.

Hasta hace aproximadamente 2 décadas, las empresas eléctricas encargadas del suministro de energía se preocupaban únicamente de cumplir con los 2 primeros requisitos, pero la experiencia y el desarrollo tecnológico con el uso de computadores demostraron que es posible operar un sistema de potencia de tal manera que se cumplan los 2 primeros requisitos para diferentes configuraciones de flujos de potencia; sin embargo, existe una sola configuración con la cual se obtendrá la mejor operación desde el punto de vista económico. Cuando se ha alcanzado

esta condición, se dice que el sistema está siendo operado para obtener un DESPACHO ECONOMICO DE CARGA. La mayoría de los sistemas eléctricos tratan en la actualidad de alcanzar este objetivo.

Este estudio propone dos métodos de computación para minimizar los costos de producción de energía de un sistema de potencia, a base de centrales térmicas, mediante una programación óptima de la potencia desarrollada por los distintos generadores: el método de los Costos Incrementales y el método del "Steepest Descent".

Es importante anotar que para la selección de ambos métodos no se ha tratado de escoger los mejores, ya que se intentaría reunir en un sólo estudio el producto de años de trabajo de un numeroso personal dedicado exclusivamente a este tema, la idea fundamental ha sido la de obtener resultados aceptables mediante métodos aceptables.

Por otro lado, se trata de contribuir con uno de los numerosos programas de computación para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia que necesitarán las empresas encargadas del suministro de energía eléctrica en nuestro país para solucionar los distintos problemas que tendrán que afrontar en un futuro muy cercano.

CAPITULO II

HISTORIA DEL PROBLEMA

Desde que en 1962 Carpentier formuló el problema general y exacto de despacho económico (1), se ha realizado un trabajo considerable en el estudio riguroso de la optimización del flujo de potencia en los sistemas eléctricos.

Dopazo, Klitin, Stagg y Wstson presentaron en 1967 un método de solución basado en un proceso iterativo que determina alternadamente los valores óptimos de la potencia activa y reactiva (2). Usó el método de los Multiplicadores de Lagrange para determinar los valores óptimos de la potencia activa de los generadores y el método del Gradiente para la potencia reactiva.

Peschon, Piercy, Tinney, Tveit y Cuenod presentaron en 1968 un método de minimización de pérdidas de transmisión aplicando el teorema de Kuhn-Tucker mediante el cual se obtienen los valores óptimos de la potencia reactiva y de los taps de los transformadores de potencia. (3).

Dommel y Tinney realizaron en 1968 un análisis práctico para minimizar los costos de generación o pérdidas de transmisión usando como variables controlables a la potencia activa o la reactiva y los cost

de los transformadores de potencia respectivamente, aplicando el método del Gradiente (4).

Estos estudios constituyen unos pocos de la gran cantidad que han sido desarrollados mediante el uso de técnicas de programación no lineal. En la última década ha tomado gran impulso el uso de programación lineal sucesiva con lo que se consigue reducir el esfuerzo de computación y una mayor facilidad para trabajar con restricciones en forma eficiente a costa de una menor exactitud en los resultados.

Para una programación óptima siguiendo pequeños cambios en las condiciones del sistema, Thanikachalam y Tudor presentaron en 1971 un modelo linealizado de flujo de potencia (5). Jolissaint, Arvanitidis y Luenberger en 1971 descompusieron el problema de flujo de potencia activa y de potencia reactiva y aplicaron programación lineal sucesiva para obtener el flujo de potencia óptimo para aplicaciones con control de tiempo real (6).

Pai y Khan en 1975 también aplicaron programación lineal sucesiva para programación correctiva de sistemas de potencia usando como variables de control la potencia activa de los generadores del sistema (7).

La gran mayoría de los modelos linealizados usados en los estudios sobre optimización de flujo de potencia han utilizado exclusivamente ya sea ecuaciones de potencia activa o ecuaciones de potencia reactiva; sin embargo, en 1975 Pai y Paranjothi presentaron un método basado en programación lineal sucesiva usando como variables de control

la potencia activa y la reactiva de los generadores y los taps de los transformadores de potencia (8).

Como puede observarse de esta breve revisión de literatura, los problemas de optimización de flujo de potencia son de gran interés e importancia, a tal punto que las empresas eléctricas tienen personal dedicado exclusivamente a su estudio, lo cual es recomendable debido a la incidencia directa que tienen en la economía del sistema.

CAPITULO III

MODELO BASICO DE UN SISTEMA DE POTENCIA

Un sistema de potencia opera durante casi todo el tiempo en estado estable, de allí que es imprescindible el conocimiento profundo por parte del ingeniero de sistemas de potencia, de este estado de operación.

El análisis de la operación en estado estable puede ser dividido en tres partes:

1. Modelo básico de un sistema de potencia.
2. Desarrollo de una programación óptima de los generadores del sistema.
3. Medios de control del sistema.

Para desarrollar el modelo básico es necesario conocer previamente los diferentes componentes del sistema y su representación.

3.1 COMPONENTES DEL SISTEMA

3.1.1. Representación.

Se define brevemente a continuación la representación de varios elementos constitutivos de las redes eléctricas.

1. Generadores Síncronos

Uno de los datos necesarios para este estudio es la ca-

racterística de costo de producción de energía por hora versus la potencia activa de salida, para cada generador, como se indica en la figura 1. Su representación se muestra en la figura 2.

2. Transformadores de Potencia

Para el diagrama unifilar de estos componentes se desprecia la corriente de excitación, como se muestra en la figura 3.

3. Líneas de Transmisión

Se utiliza el circuito equivalente π para líneas largas, como se indica en la figura 4.

4. Cargas

Las cargas conectadas se asumen concentradas en la barra de la subestación respectiva. Su representación se muestra en la figura 5.

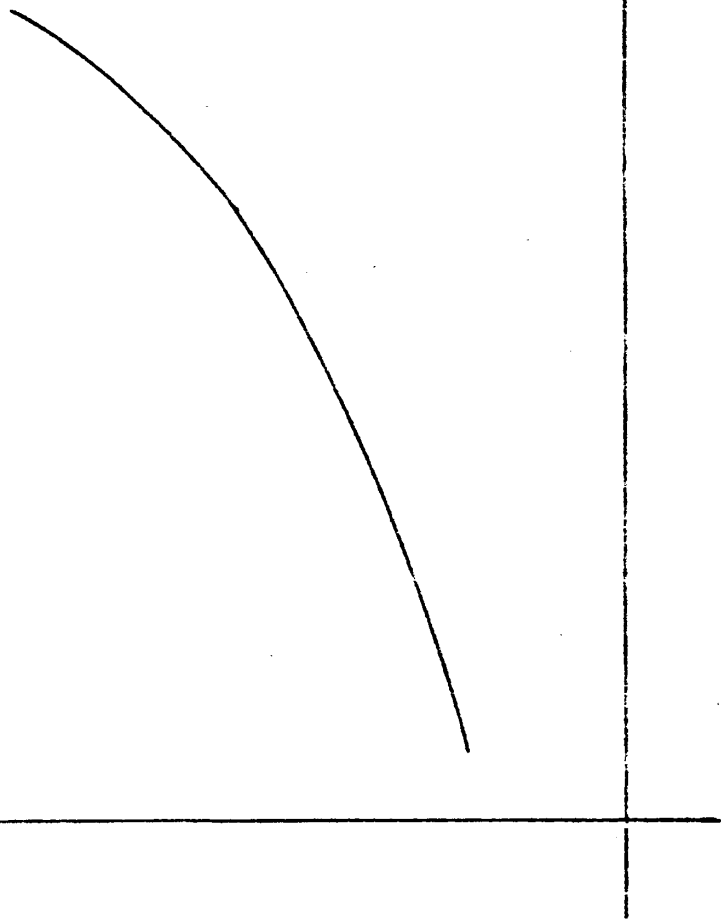
3.1.2. Tipos de Barras

La clasificación que se utiliza en este estudio de los tipos de barras que se pueden presentar es la siguiente:

1. Barra de Oscilación

Es la barra que tiene conectado a sus terminales el ge-

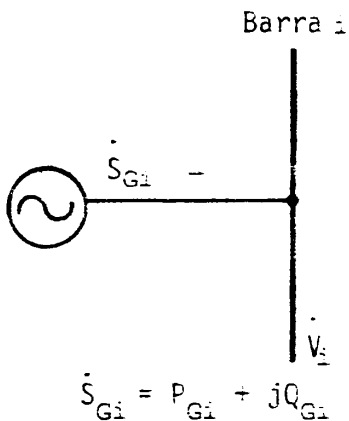
COSTO Δ



POTENCIA
ACTIVA

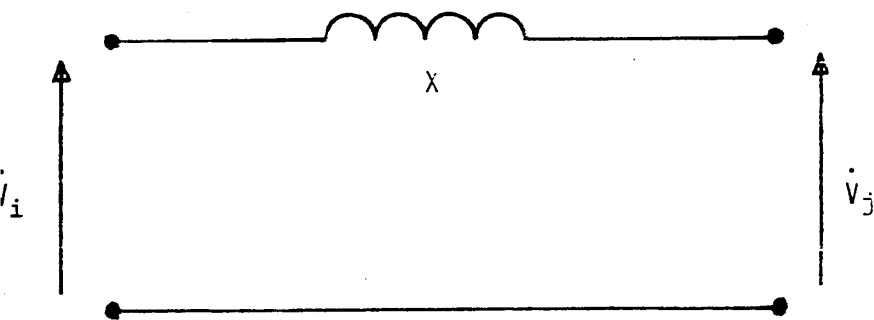
CURVA TIPICA DE COSTO DE PRODUCCION DE ENERGIA POR HORA VERSUS
LA POTENCIA ACTIVA DE SALIDA, PARA UN GENERADOR
EN UNA CENTRAL TERMICA

FIGURA N° 2



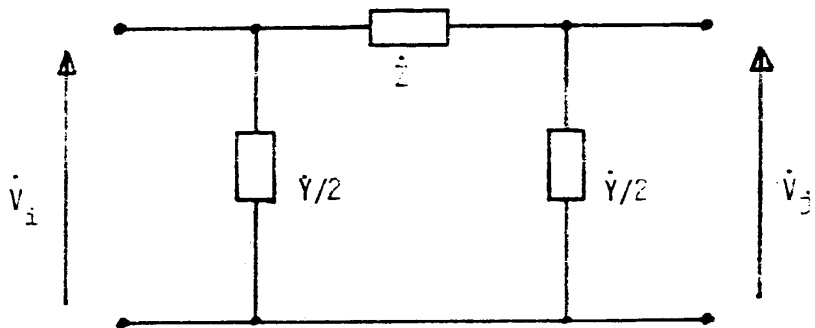
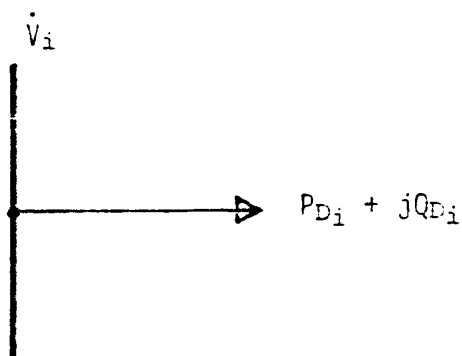
REPRESENTACION DE UN GENERADOR SINCRONO (†)

FIGURA N° 3



REPRESENTACION DE UN TRANSFORMADOR

(†) El punto en la parte superior de cada letra indica que se trata de un fasor.

FIGURA N° 4REPRESENTACION DE UNA LINEA DE TRANSMISIONFIGURA N° 5REPRESENTACION DE UNA CARGA CONECTADA A UNA BARRA

nerador que suministra la diferencia entre la potencia que entra al sistema por medio de los restantes generadores y la potencia total consumida más las pérdidas. Tiene la restricción de mantener constante en magnitud y ángulo el voltaje de barra y puede tener cargas conectadas. En la figura 6, la barra de oscilación es la barra 1.

2. Barras de Voltaje Controlado

Son barras en las que la magnitud del voltaje se mantiene a un valor especificado. En la figura 6, este tipo de barra está representado por la barra 2. Puede tener cargas conectadas.

3. Barras de Generación sin Control de Voltaje

Son barras de generación propia al igual que las anteriores, con la única restricción de que la magnitud del voltaje de barra debe mantenerse dentro de ciertos límites máximo y mínimo especificados. Pueden tener cargas conectadas. En la figura 6 están representadas por la barra 3.

4. Barras de Carga

Son barras que no tienen generación propia, sólo tienen cargas conectadas. En la figura 6 están representadas por la barra 4 y la barra 5.

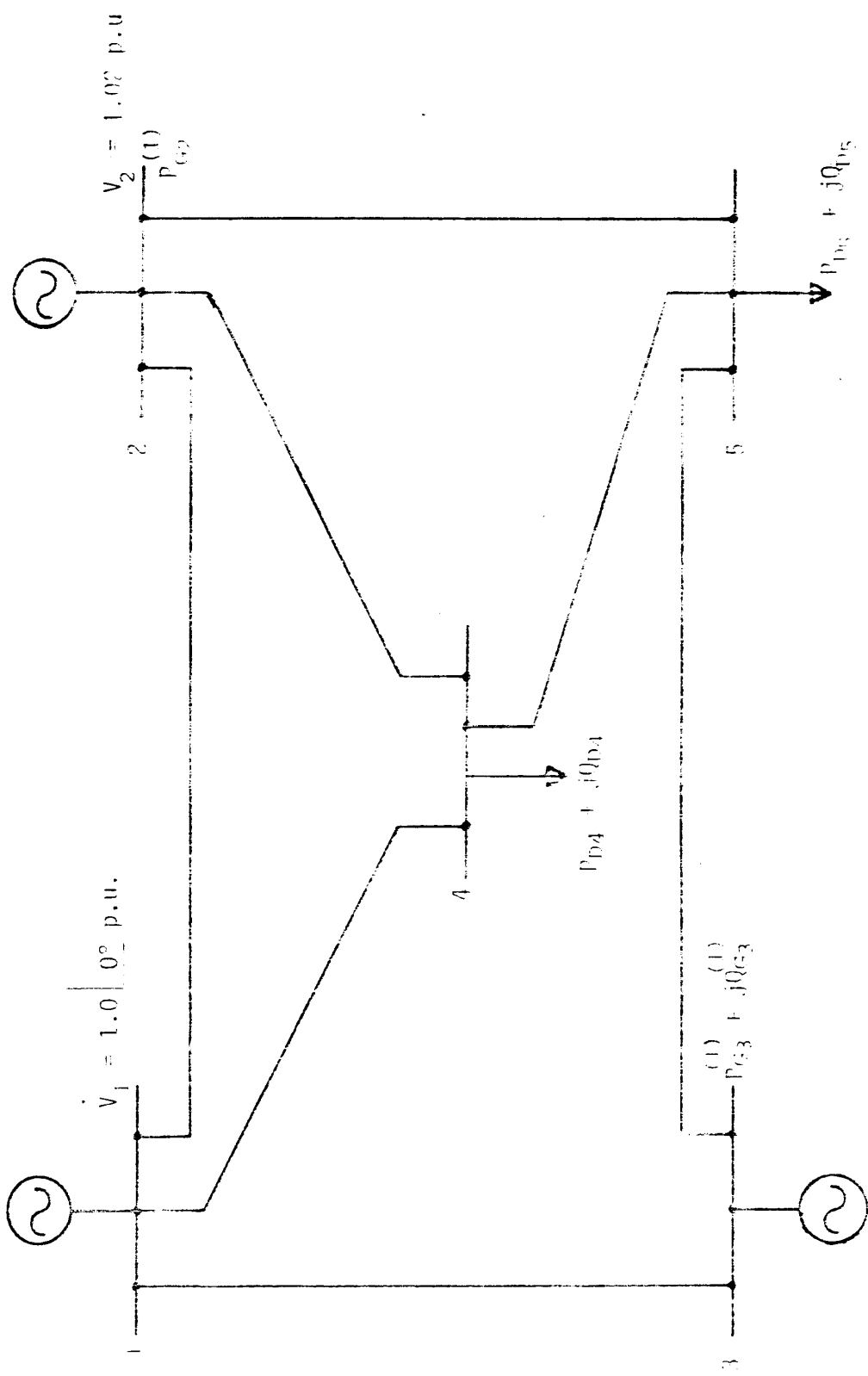


Рис. 13. Расчеты для системы с двумя источниками питания

3.2 FORMULACION DEL MODELO BASICO

Mediante el análisis de los sistemas de potencia por el método de nodos se obtiene la ecuación matricial general,

$$\dot{\mathbf{i}} = \dot{\mathbf{Y}} \dot{\mathbf{V}} \quad (+) \quad (3-1)$$

donde,

$$\dot{\mathbf{i}} = \begin{bmatrix} \dot{i}_1 \\ \dot{i}_2 \\ \vdots \\ \dot{i}_n \end{bmatrix}$$

n = número de barras del sistema

es el vector de las corrientes netas inyectadas a las barras.

$$\dot{\mathbf{Y}} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \dots & \dot{Y}_{1n} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \dots & \dot{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \dot{Y}_{n1} & \dot{Y}_{n2} & \dots & \dot{Y}_{nn} \end{bmatrix}$$

es la matriz $n \times n$ de Admitancias de Barra. Los elementos \dot{Y}_{ij} para $i \neq j$ de la matriz, son iguales al negativo de la suma de todas las admitancias que unen directamente el nodo i con el nodo j . Los elementos \dot{y}_{ii} son iguales a la suma de todas las admitancias que concurren al nodo i .

(*) El punto en la parte superior de cada letra indica que se trata de un fasor.

$$\dot{V} = \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \vdots \\ \dot{V}_n \end{bmatrix}$$

es el vector de voltajes de barra con respecto al punto de referencia o neutro

El vector de corrientes de barra I es igual a

$$\dot{I} = \dot{I}_G - \dot{I}_D \quad (3 - 2)$$

donde

$$\dot{I}_G = \begin{bmatrix} \dot{I}_{G1} \\ \dot{I}_{G2} \\ \vdots \\ \dot{I}_{Gn} \end{bmatrix}$$

es el vector de las corrientes suministradas por las fuentes de producción de energía o generadores.

$$\dot{I}_D = \begin{bmatrix} \dot{I}_{D1} \\ \dot{I}_{D2} \\ \vdots \\ \dot{I}_{Dn} \end{bmatrix}$$

es el vector de las corrientes consumidas por las cargas conectadas a las barras.

En notación subindicada la ecuación matricial queda

$$\dot{I}_{Gi} - \dot{I}_{Di} = \dot{Y}_{i1} \dot{V}_1 + \dot{Y}_{i2} \dot{V}_2 + \dots + \dot{Y}_{in} \dot{V}_n \quad (3-3)$$

donde $i = 1, 2, 3, \dots, n$

Como en la práctica se especifican las potencias en lugar de las corrientes, de la ecuación

$$\dot{S} = \dot{V} \dot{I}^* = P + j Q \quad (3-4)$$

donde el asterisco indica que se trata de la conjugada del fasor correspondiente, se obtiene:

$$\dot{I}_i = \frac{P - j Q}{\dot{V}_i^*} \quad (3-5)$$

que reemplazada en la Ec. (3-3)

$$\frac{P_{Gi} - j Q_{Gi}}{\dot{V}_i^*} - \frac{P_{Di} - j Q_{Di}}{\dot{V}_i^*} = \sum_{j=1}^n \dot{Y}_{ij} \dot{V}_j \quad (3-6)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

El mismo conjunto de ecuaciones expresado en coordenadas polares,

$$(P_{Gi} + j Q_{Gi}) - (P_{Di} + j Q_{Di}) = \sum_{j=1}^n V_i Y_{ij} V_j / \underline{\delta_i - \psi_{ij} - \delta_j}$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

(3-7)....

donde,

$$\begin{aligned} \dot{V}_i &= V_i \frac{1}{\delta_i} \\ \dot{V}_j &= V_j \frac{1}{\delta_j} \\ \dot{Y}_{ij} &= Y_{ij} \frac{1}{\psi_{ij}} \end{aligned} \quad (3-7)$$

Tomando la parte real y la parte imaginaria a las Ec. (3-7),

$$\begin{aligned} P_{Gi} - P_{Di} &= \sum_{j=1}^n V_i Y_{ij} V_j \cos(\delta_i - \psi_{ij} - \delta_j) \\ Q_{Gi} - Q_{Di} &= \sum_{j=1}^n V_i Y_{ij} V_j \sin(\delta_i - \psi_{ij} - \delta_j) \end{aligned} \quad (3-8)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n.$$

Este conjunto de $2n$ ecuaciones reales es el MODELO BASICO a partir del cual se desarrolla la programación óptima de los generadores de un sistema de potencia de n barras. Es conocido como el conjunto de ECUACIONES ESTATICAS DE FLUJO DE CARGAS. Cada barra del sistema contribuye con dos ecuaciones reales al conjunto.

El conjunto de ecuaciones expresado en forma general,

$$\begin{aligned} h_i &= P_i(\delta, V) - P_{Gi} + P_{Di} = 0 \\ h_{i+n} &= Q_i(\delta, V) - Q_{Gi} + Q_{Di} = 0 \end{aligned} \quad (3-9)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

Las potencias activa y reactiva netas inyectadas a cada barra del sistema serán.

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i Y_{ij} V_j \cos (\delta_i - \psi_{ij} - \delta_j) \quad (3-10)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i Y_{ij} V_j \sin (\delta_i - \psi_{ij} - \delta_j)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

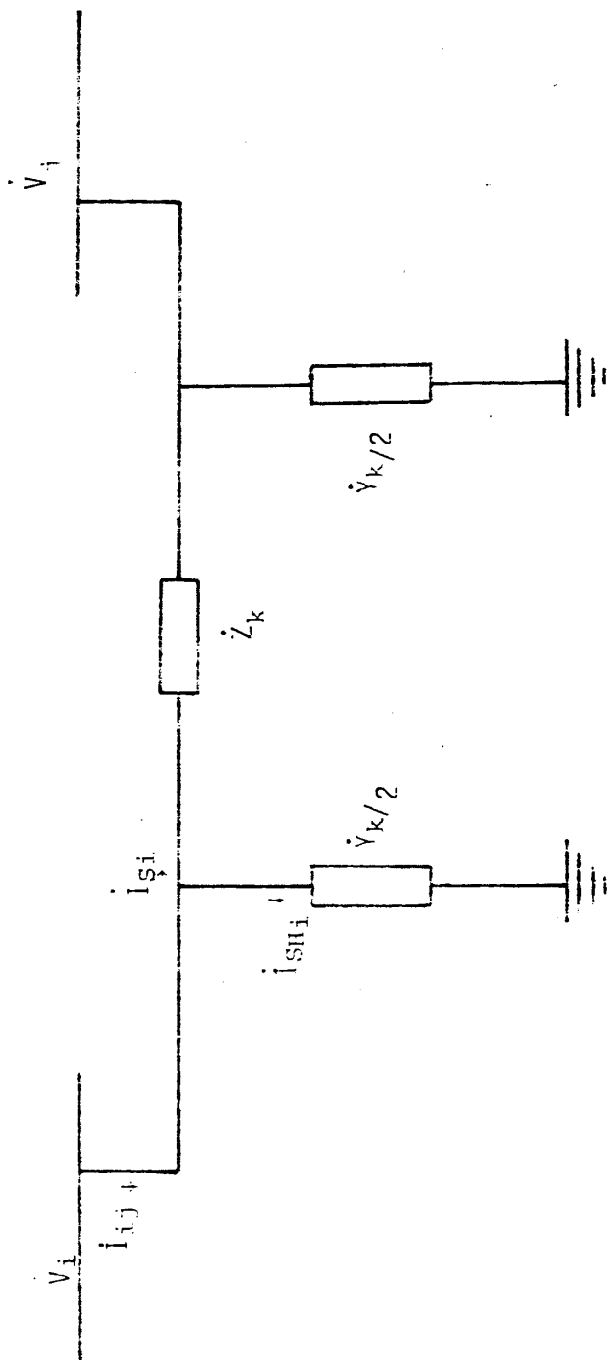
La solución de este conjunto de ecuaciones determina las condiciones de equilibrio en que opera el sistema. En la referencia 9, capítulo 7 se presenta un análisis detallado de este conjunto de ecuaciones y se indican los pasos necesarios para su solución. Además, en los apéndices 2 y 3, se muestra el diagrama de flujos del método de Gauss para resolverlo y el listado del programa respectivamente.

Este estudio consigue darle a las variables de control los valores correctos tales que la solución del conjunto de ecuaciones de flujo de cargas minimicen los costos de generación del sistema.

3.3 FLUJOS DE POTENCIA EN LAS LINEAS DE TRANSMISION

Los flujos de potencia en las líneas pueden ser calculados en base a un conocimiento previo de los voltajes de barra y de la impedancia serie y la admitancia shunt.

La figura 7 muestra el circuito equivalente de una línea de transmisión que une las barras i y j . Se deduce fácilmente que la corriente i que sale de la barra i es,



CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA LINEA DE TRANSMISION ENTRE LAS BARRAS i y j

$$\dot{I}_{ij} = \dot{I}_{Si} + \dot{I}_{SHi} \quad (3-11)$$

$$\dot{I}_{Si} = (\dot{V}_i - \dot{V}_j) / \dot{Z}_k \quad (3-12)$$

$$\dot{I}_{SHi} = \dot{V}_i \dot{Y}_k / 2.0 \quad (3-13)$$

donde,

k = número de la línea de transmisión

\dot{Z}_k = impedancia serie de la línea k

\dot{Y}_k = admitancia shunt total de la línea k

El flujo de potencia que se transmite desde la barra i hacia la barra j por la línea k será entonces,

$$\begin{aligned} \dot{S}_{ij} &= \dot{V}_i \dot{I}_{ij}^* \\ \dot{S}_{ij} &= \dot{V}_i \left[\frac{\dot{V}_i - \dot{V}_j}{\dot{Z}_k} + \frac{\dot{V}_i \dot{Y}_k}{2.0} \right]^* \end{aligned} \quad (3-14)$$

Mediante un análisis similar se obtiene que el flujo de potencia que se transmite desde la barra j hacia la barra i por la línea k será

$$\dot{S}_{ji} = \dot{V}_j \left[\frac{\dot{V}_j - \dot{V}_i}{\dot{Z}_k} + \frac{\dot{V}_j \dot{Y}_k}{2.0} \right]^* \quad (3-15)$$

Las pérdidas de transmisión \dot{S}_k en cada línea k del sistema pueden ser calculadas mediante

$$\dot{S}_k = \dot{S}_{ij} + \dot{S}_{ji} \quad (3-16)$$

Por lo que, finalmente se concluye que las pérdidas totales de transmisión del sistema \dot{S}_T serán

$$\dot{S}_T = \sum_{k=1}^{NL} \dot{S}_k$$

NL = número de líneas del sistema

CAPITULO IV

EL PROBLEMA GENERAL DE OPTIMIZACIÓN

El problema general de optimización puede ser expresado matemáticamente así.

Minimizar la función objetivo $f(x)$

Sujeta a las restricciones de igualdad $h(x) = 0$

y a las restricciones de desigualdad $g(x) \leq 0$

El problema actual de optimización consta de dos fases separadas: formulación y solución.

La formulación puede realizarse de dos maneras. La primera es encontrar un conjunto de ecuaciones simultáneas que defina las condiciones necesarias, y algunas veces suficientes, para obtener un mínimo o un máximo de la función objetivo. La solución se obtiene usando uno de los métodos clásicos para resolver ecuaciones simultáneas. Este procedimiento es adecuado para problemas que involucren sólo ecuaciones de restricción de igualdad.

El método de los factores de penalización es más adecuado para trabajar con toda clase de restricciones porque las toma implícitamente. En este caso se forma y define la función objetivo aumentada $F(x)$ integrada por $f(x)$, $h(x)$ y $g(x)$, y tantas variables introducidas

como sea necesario, tal que la optimización de $F(x)$ también optimizará $f(x)$ y simultáneamente cumplirá las restricciones. Como $F(x)$ no queda sujeta a restricciones ya que están implícitas en ellas, la solución del problema puede ser obtenida usando cualquier técnica de optimización sin restricciones. Existe la alternativa de penalizar únicamente las restricciones de desigualdad $g(x)$ y optimizar $F(x)$ sujeta a las restricciones de igualdad $h(x)$.

4.1 DERIVACION DE LA FUNCION OBJETIVA AUMENTADA

Sea $f(x)$ la función objetivo a ser minimizada.

Sea $h(x)=0$ el conjunto de ecuaciones de restricciones de igualdad.

Para obtener el mínimo de la función $f(x)$ es necesario que

$$\frac{\partial f(x)}{\partial x_i} = 0, \text{ para } i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4-1)$$

y que además simultáneamente se respeten las restricciones del problema.

Si todas las derivadas parciales $\partial f(x)/\partial x_i$ son iguales a cero, entonces el diferencial total de $f(x)$ será

$$df(x) = \frac{\partial f(x)}{\partial x_1} dx_1 + \frac{\partial f(x)}{\partial x_2} dx_2 + \dots + \frac{\partial f(x)}{\partial x_n} dx_n = 0 \quad (4-2)$$

Por otro lado, si $h(x) = 0$, el diferencial total $dh(x)$ será

$$dh(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x_1} dx_1 + \frac{\partial h(x)}{\partial x_2} dx_2 + \dots + \frac{\partial h(x)}{\partial x_n} dx_n = 0 \quad (4-3)$$

Si las dos ecuaciones anteriores son iguales a cero, también se cumplirá que

$$\left(\frac{\partial f(x)}{\partial x_1} - \lambda \frac{\partial h(x)}{\partial x_1} \right) dx_1 + \left(\frac{\partial f(x)}{\partial x_2} - \lambda \frac{\partial h(x)}{\partial x_2} \right) dx_2 + \dots \quad (4-4)$$

$$\dots + \left(\frac{\partial f(x)}{\partial x_n} - \lambda \frac{\partial h(x)}{\partial x_n} \right) dx_n = 0$$

donde el factor λ es conocido como el multiplicador de Lagrange

La ecuación (4-4) representa el diferencial total igualado a cero de la ecuación

$$F(x) = f(x) - h(x) \quad (4-5)$$

que será definido como la FUNCION OBJETIVA AUMENTADA $F(x)$.

La condición necesaria y suficiente para obtener el máximo a mínimo de $F(x)$ será

$$\frac{\partial f(x)}{\partial x_i} - \frac{\partial h(x)}{\partial x_i} = 0 \quad (4-6)$$

$i = 1, 2, \dots, n$

4.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA GENERAL DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA

Se considera para el análisis un sistema ya definido por lo que no interesan aquellos componentes de los costos de generación que son fijos o de inversión inicial, tales como los salarios, costo de instalación de una central, etc., si no aquellos que por medio de una adecuada programación del sistema pueden ser controlados. Este estudio toma en consideración los costos de generación de energía eléctrica debido a consumo de combustible en las centrales térmicas de generación.

El costo de operación de cada generador del sistema está influenciado directamente por la potencia activa de generación, ya que para suministrar mayor potencia al sistema es necesario inyectar mayor cantidad de combustible al primo-motor del generador y viceversa.

La potencia reactiva de generación es controlada por medio de la corriente de excitación del generador por lo que no influye directamente en la función de costos.

De allí que, para todos los propósitos prácticos, la función de costo de cada generador viene dada por

$$C_i = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad [\text{dólares/hora}] \quad (4-7)$$

donde a_i , b_i y c_i son los coeficientes de la función de costos para el generador i . La figura 8 representa la ecuación de los costos de generación en forma gráfica.

El problema general de despacho económico de carga consiste en minimizar la función objetivo $f(x)$ o función de costos de generación mediante una adecuada programación de la potencia eléctrica que debe suministrar cada generador al sistema, teniendo presente que en todo momento deben cumplirse las condiciones de equilibrio de estado estable representadas por el conjunto de ecuaciones estáticas de flujo de carga que no son otra cosa que las restricciones de igualdad del problema, así como también deben mantenerse

[\$/h]

$$C_i = a_i + b_i \cdot P_{Gi} + c_i \cdot P_{Gi}^{(2)}$$

ΔC_i [\$/h]

$\rightarrow P_{Gi}$ [Mw]

ECUACION DE COSTOS DEL GENERADOR i

EN UNA CENTRAL TERMICA

dentro de sus límites máximo y mínimo tanto los voltajes de barra como la potencia de generación misma del sistema, que no son otra cosa que las restricciones de desigualdad.

Expresado matemáticamente, el problema consiste en

$$\text{Minimizar } f(x) = C_T = \sum_{i=1}^n C_i \quad (4-8)$$

donde, C_i = costo de generación del generador i

C_T = costo de generación del sistema

sujeta a las restricciones de igualdad

$$h(x)_i = P_{Gi} - P_{Di} - P_i(\delta, V)$$

$$h(x)_{n+i} = Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_i(\delta, V) \quad (4-9)$$

y a las restricciones de desigualdad

$$P_{GiMIN} \leq P_{Gi} \leq P_{GiMAX}$$

$$Q_{GiMIN} \leq Q_{Gi} \leq Q_{GiMAX}$$

$$V_{iMIN} \leq V_i \leq V_{iMAX}$$

$$(\delta_i - \delta_j) \leq MAX$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, n$$

4.3 METODO CLASICO DE LOS COSTOS INCREMENTALES

4.3.1 Formulación

En este método la función objetivo $f(x)$, representada por

los costos de generación del sistema C_T , es conocida implícitamente por medio de las ecuaciones de los costos incrementales de cada central de generación que tienen la forma

$$P_{Gi} = A_i + B_i [f'(x)_i] + C_i [f'(x)_i]^2 \quad [\text{MW}] \quad (4-11)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

donde,

$$f'(x)_i = (CI)_i = \frac{\partial f(x)}{\partial P_{Gi}} \quad (4-12)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

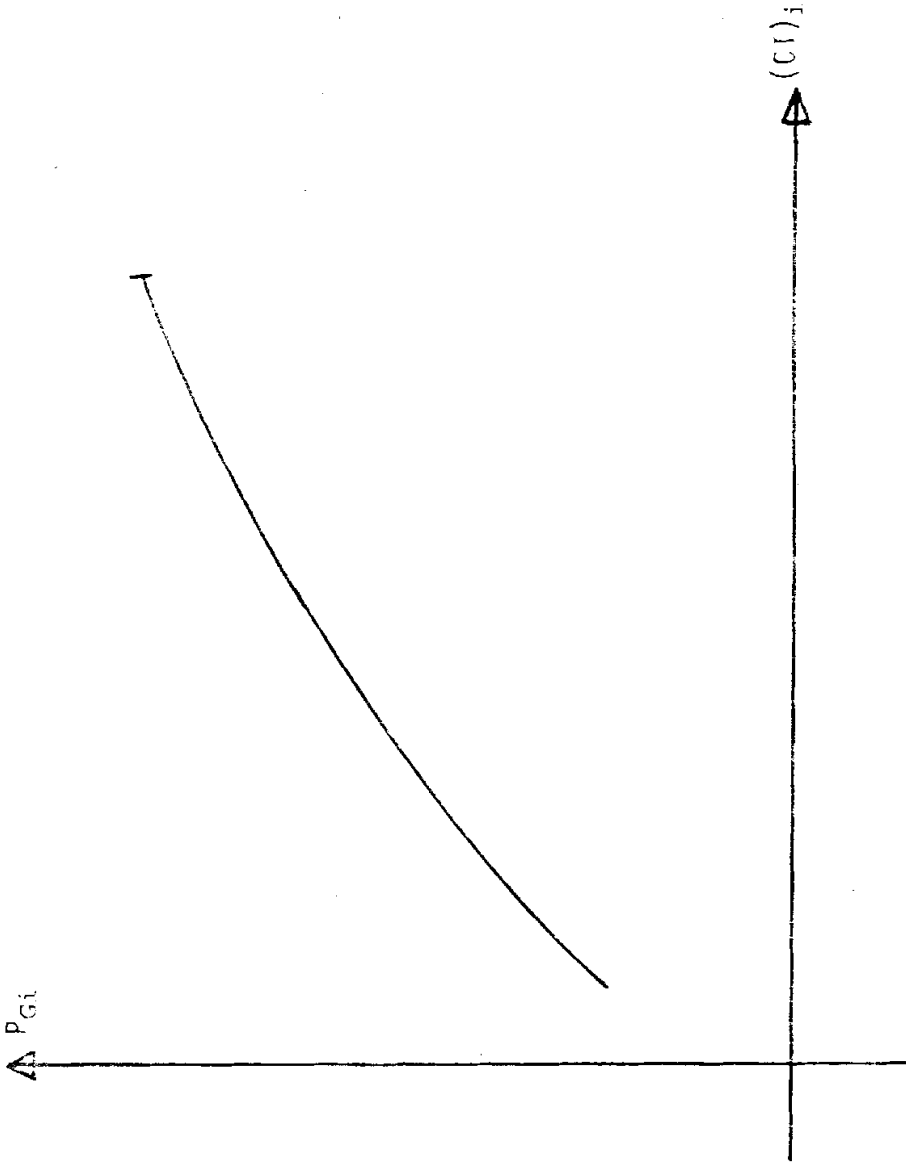
es la derivada parcial de la función objetivo $f(x)$ con respecto a cada una de las variables de control del problema y conocida como el costo incremental del generador i .

P_{Gi} es la potencia activa del generador i , y A_i , B_i y C_i son los coeficientes

Es un método que utiliza como variables de control a la potencia activa P_{Gi} de cada generador del sistema. Además, todas las barras de generación son de voltaje controlado. Las ecuaciones de los costos incrementales dependen exclusivamente de los parámetros de diseño y construcción de cada generador. La figura 9 muestra su representación gráfica. Las restricciones de igualdad están representadas

$$P_{Gi} = A_i + B_i(CI)_i + C_i(CI)_i^2 \text{ [MW]}$$

$$(CI)_i = \frac{\partial f(x)}{\partial P_{Gi}} \text{ [$/MWH]}$$



ECUACION DEL COSTO INCREMENTAL DEL GENERADOR
EN UNA CENTRAL TERMICA

por la ecuación

$$h(x) = \sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D - P_L = 0 \quad (4-13)$$

que se obtiene como resultado de sumar las ecuaciones estáticas de flujo de carga (3-8) relativas a la potencia activa del sistema, y donde

P_D , es la potencia activa demandada por el sistema

P_L , son las pérdidas de potencia activa del sistema

Se define entonces para este caso la función objetivo aumentada como

$$F(x) = f(x) - \lambda \left(\sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D - P_L \right) \quad (4-14)$$

La condición necesaria para obtener el mínimo es

$$\frac{\partial f(x)}{\partial P_{Gi}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} \right) = 0 \quad (4-15)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

de donde el costo incremental de cada generador i será,

$$(CI)_i = \frac{\partial f(x)}{\partial P_{Gi}} = \lambda [1 - (PIT)_i] \quad (4-16)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

donde,

$$(PIT)_i = \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} \quad (4-17)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n.$$

se definen como las PERDIDAS INCREMENTALES DE TRANSMISION del sistema y que pueden ser obtenidas a partir del concepto:

$$\text{Pérdidas de potencia} = \sum_{i=1}^n \text{Potencias netas inyectadas a las barras del sistema.}$$

$$P_L + j Q_L = \sum_{i=1}^n \dot{S}_i = \sum_{i=1}^n \dot{V}_i \dot{I}_i^* \quad (4-18)$$

Como esta ecuación está definida en términos de valores calculables por medio de la solución del problema estático de flujo de carga, es claro que las pérdidas incrementales de transmisión del sistema $(PIT)_i$ son también calculables. Por lo tanto, si se reemplazan las ecuaciones (4-12), (4-16) y (4-17) en (4-11), se obtiene un conjunto de ecuaciones con $(n + 1)$ incógnitas que son el Multiplicador de Lagrange y las potencias activas P_{Gi} de cada generador del sistema.

En este estudio se utiliza un método de tanteo para obtener el valor correcto de λ que cumpla con las restricciones

nes del problema.

Una vez conocido el valor de λ , se calculan los valores de las potencias activas de cada generador, que deben cumplir también los límites impuestos por el problema, y finalmente si estos valores no cumplen con un criterio de convergencia definido se repiten todos los cálculos con los nuevos valores. En la figura 10 se muestra un diagrama de flujo simplificado de lo que es el método de los costos incrementales.

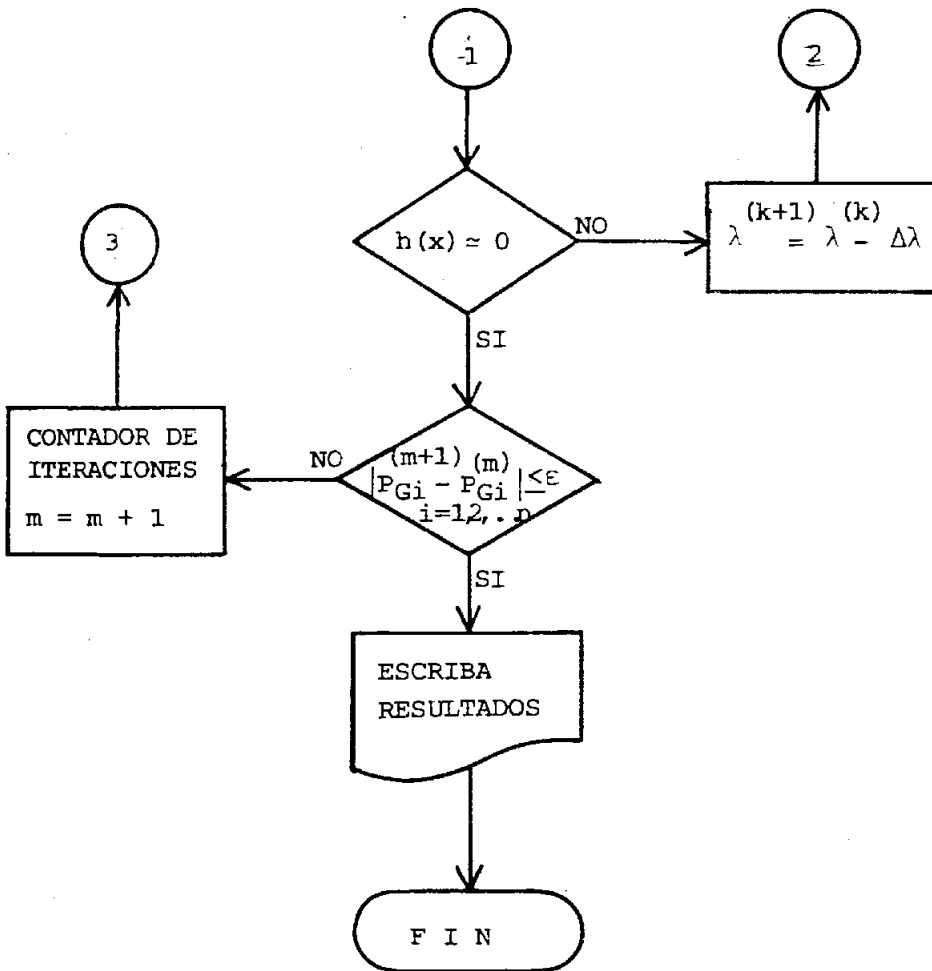


DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DEL METODO DE LOS COSTOS INCREMENTALES

4.3.2. PERDIDAS INCREMENTALES DE TRANSMISION

Las pérdidas incrementales de transmisión son calculables de la ecuación (4-18) pero como paso previo es necesario expresar las pérdidas de potencia activa P_L en función de los valores generalmente conocidos como son los voltajes y las potencias netas inyectadas de barras.

Expresada en forma matricial la ecuación (4-18) queda.

$$P_L + j Q_L = \vec{V}^T \vec{I}^* \quad (4-19)$$

donde,

$$\vec{V} = \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \vdots \\ \dot{V}_n \end{bmatrix}$$

es el vector de voltajes de barras del sistema y V^T es su vector transpuesto.

$$\vec{I} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix}$$

es el vector de las corrientes netas inyectadas a las barras.

Si se tiene presente que

$$\vec{V} = \vec{Z} \vec{I} \quad (4-20)$$

donde \vec{Z} es la matriz de impedancias de barra, entonces

$$\vec{V}^T = \vec{I}^T \vec{Z}^T \quad (4-21)$$

Por otro lado se sabe que,

$$\vec{Z}^T = \vec{Z} \quad (4-22)$$

Reemplazando las ecuaciones (4-21) y (4-22) en (4-19), se tiene que

$$P_L + j Q_L = \vec{I}^T \vec{Z} \vec{I}^* \quad (4-23)$$

La matriz \vec{Z} puede ser expresada como

$$\vec{Z} = \vec{R} + j \vec{X} \quad (4-24)$$

donde,

$$\vec{R} = \begin{bmatrix} R_{11} & R_{12} \dots R_{1n} \\ R_{21} & R_{22} \dots R_{2n} \\ \vdots & \vdots \quad \vdots \\ R_{n1} & R_{n2} \dots R_{nn} \end{bmatrix}$$

$$\vec{X} = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & X_{1n} \\ X_{21} & X_{22} & X_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ X_{n1} & X_{n2} \dots X_{nn} \end{bmatrix}$$

De manera similar el vector de corrientes netas \vec{I} puede

ser expresado como

$$\vec{I} = I_p + j I_q \quad (4-25)$$

donde,

$$\vec{I}_p = \begin{bmatrix} I_{p1} \\ I_{p2} \\ \vdots \\ I_{pn} \end{bmatrix}$$

$$\vec{I}_q = \begin{bmatrix} I_{q1} \\ I_{q2} \\ \vdots \\ I_{qn} \end{bmatrix}$$

Con estas observaciones la ecuación (4-23) quedará,

$$P_L + j Q_L = (I_p^T R I_p + I_q^T R I_q) + j(I_p^T X I_p + I_q^T X I_q) \quad (4-26)$$

Tomando la parte real de la ecuación (4-26) y expresándola en notación subindicada se tiene que,

$$P_L = \sum_{\substack{i=1 \\ k=1}}^n R_{ik} (I_{pi} I_{pk} + I_{qi} I_{qk}) \quad (4-27)$$

El siguiente paso es expresar las corrientes I_{pi} e I_{qi} en función de voltajes y potencias netas de barras. Se conoce que,

$$P_i + j Q_i = \dot{V}_i \dot{I}_i^*$$

$$\dot{V}_i = V_i \cos \delta_i + j V_i \sin \delta_i$$

donde δ_i es el ángulo de fase entre V_i y el voltaje de la barra de referencia.

De estas dos referencias se tiene que,

$$\dot{I}_i^* = I_{P_i} - j I_{Q_i} = \frac{P_i + j Q_i}{V_i (\cos \delta_i + j \sin \delta_i)} \quad (4-28)$$

Tomando la parte real y la parte imaginaria de la ecuación anterior, se tiene que

$$I_{P_i} = \frac{P_i \cos \delta_i + Q_i \operatorname{sen} \delta_i}{V_i} \quad (4-29)$$

$$I_{Q_i} = \frac{P_i \operatorname{sen} \delta_i - Q_i \cos \delta_i}{V_i} \quad (4-30)$$

Reemplazando las ecuaciones (4-29) y (4-30) en (4-27) se obtiene finalmente que las pérdidas de potencia activa del sistema son

$$P_L = \sum_{\substack{i=1 \\ k=1}}^n [\alpha_{ik} (P_i P_k + Q_i Q_k) + \beta_{ik} (Q_i P_k - P_i Q_k)] \quad (4-31)$$

donde,

$$\alpha_{ik} = \frac{R_{ik}}{V_i V_k} \cos (\delta_i - \delta_k)$$

$$\beta_{ik} = \frac{R_{ik}}{V_i V_k} \operatorname{sen} (\delta_i - \delta_k)$$

En estas condiciones, se puede proceder a derivar la ecuación de las pérdidas incrementales de transmisión (PIT)_i

$$(PIT)_i = \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n$$

La derivación de esta ecuación está desarrollada íntegramente en la referencia 9, capítulo 8, en base a los mismos argumentos presentados en este estudio. La ecuación que se obtiene es,

$$(PIT)_i = 2 \sum_{k=1}^n (P_k \alpha_{ik} - Q_k \beta_{ik}) + \sum_{\substack{j=1 \\ k=1}}^n [(P_j P_k + Q_j Q_k) \alpha'_{jk} - (P_j Q_k - Q_j P_k) \beta'_{jk}] \quad (4-32)$$

donde,

$$\alpha'_{jk} = \frac{R_{jk} \text{Sen}(\delta_j - \delta_k)}{V_i V_j V_k} \left[\frac{1}{Y_{ij} V_j \text{Sen}(\delta_j - \delta_i + \psi_{ij})} - \frac{1}{Y_{ik} V_k \text{Sen}(\delta_k - \delta_i + \psi_{ik})} \right]$$

$$\beta'_{jk} = \frac{R_{jk} \text{Cos}(\delta_j - \delta_k)}{V_i V_j V_k} \left[\frac{1}{Y_{ik} V_k \text{Sen}(\delta_k - \delta_i + \psi_{ik})} - \frac{1}{Y_{ij} V_j \text{Sen}(\delta_j - \delta_i + \psi_{ij})} \right]$$

Estas ecuaciones permiten calcular las pérdidas incrementales de transmisión partiendo del conocimiento de los voltajes de barra, potencias netas inyectadas a las barras, matriz de admitancias de barra, valores todos ellos disponibles de la solución del problema estático de flujo de carga.

Debido al considerable tiempo de computación que exige la

doble sumatoria de las ecuaciones (4-32) y a que para sistemas típicos está comprobado que este término no contribuye de manera significativa a los cálculos, es práctica frecuente despreciar este término con lo cual se obtiene una fórmula aproximada pero que reduce considerablemente el tiempo de computación.

$$(PIT)_i = 2 \sum_{k=1}^n (P_k \alpha_{ik} - Q_k \beta_{ik}) \quad (4-33)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

donde,

$$\alpha_{ik} = \frac{R_{ik}}{V_i V_k} \cos (\delta_i - \delta_k)$$

$$\beta_{ik} = \frac{R_{ik}}{V_i V_k} \text{Sen} (\delta_i - \delta_k)$$

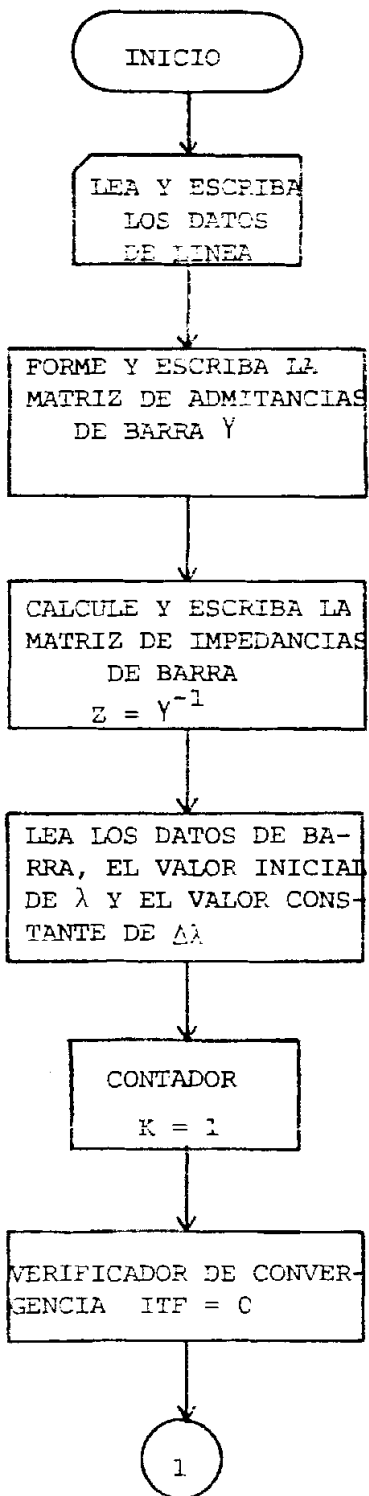
4.3.3. DIAGRAMA DE FLUJO

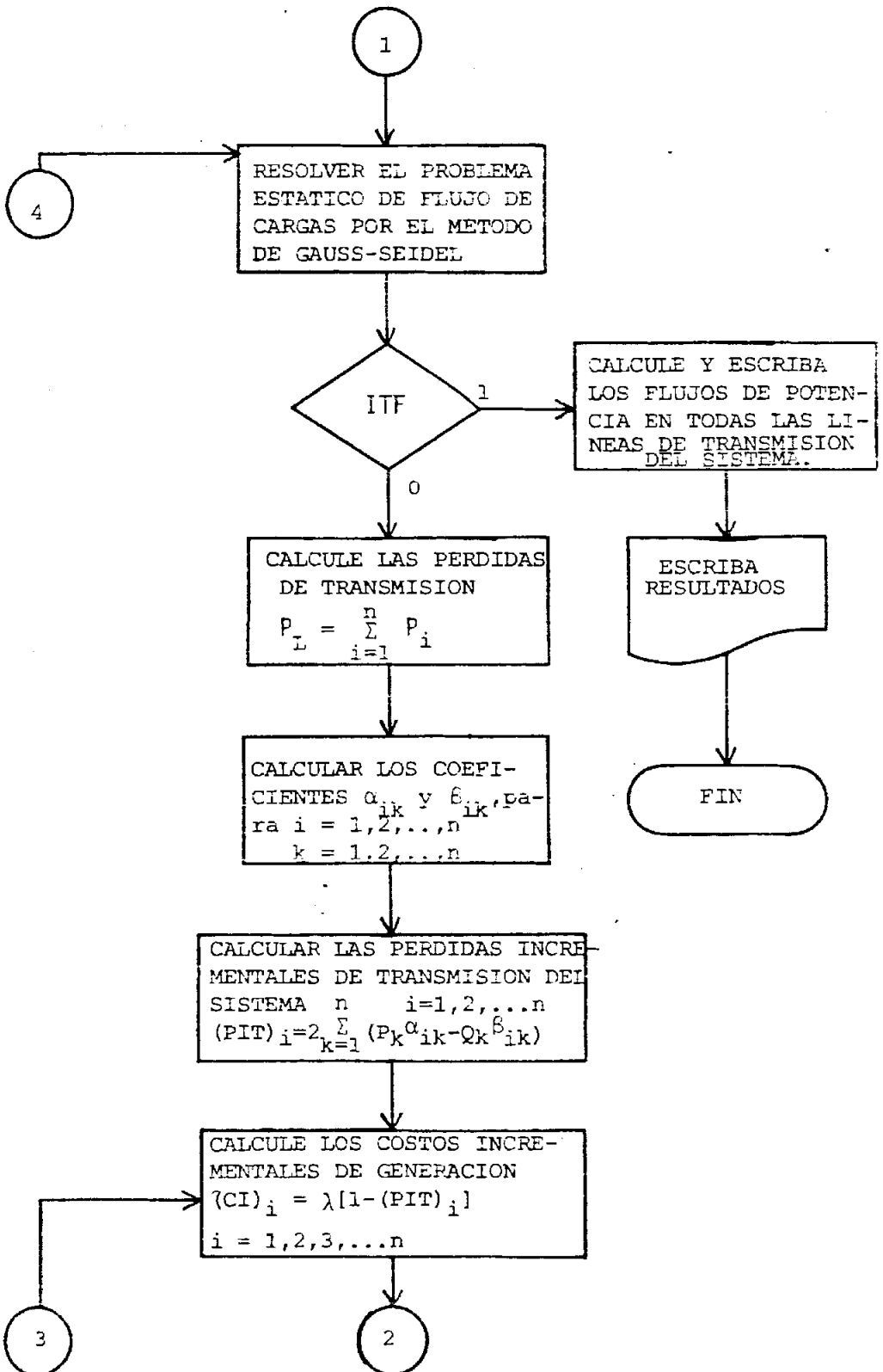
El método de los costos incrementales aplicado a despacho económico de carga debe seguir el diagrama de flujo detallado que se muestra en la figura 11.

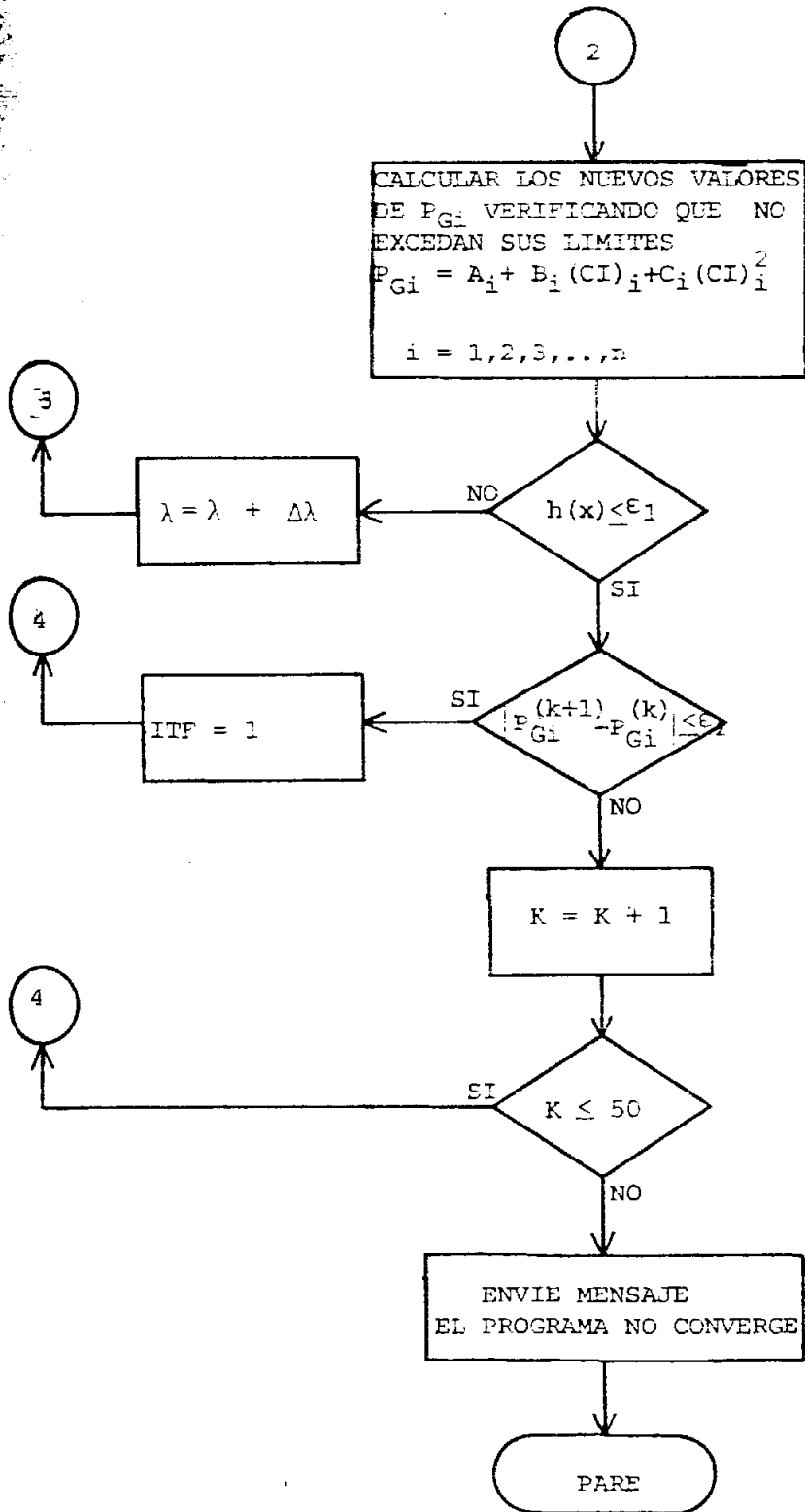
La matriz de impedancias de barra es obtenida como la matriz inversa de la matriz de admitancias de barra.

El problema estático de flujo de carga es resuelto por el método de Gauss-Seidel tomando como base el programa que presenta la referencia 8 apéndice B, con varias modifica-

FIGURA N° 11







ciones tal como se muestra en el apéndice A de este estudio.

4.4 METODO DEL "STEEPEST DESCENT"

Este método es aplicable a funciones de cualquier número de variables sin restricciones.

Si se define a $f(x)$ como la función objetivo a ser minimizada

$$f(x) = \sum_{i=1}^n f(x_i) \quad (4-34)$$

el método del "steepest descent" encuentra los valores incrementales Δx_i que producirán un incremento $\Delta f(x)$ en la función objetivo $f(x)$ tal que ésta es minimizada.

En la figura 12 se muestra el diagrama de flujos simplificado del método del "steepest descent".

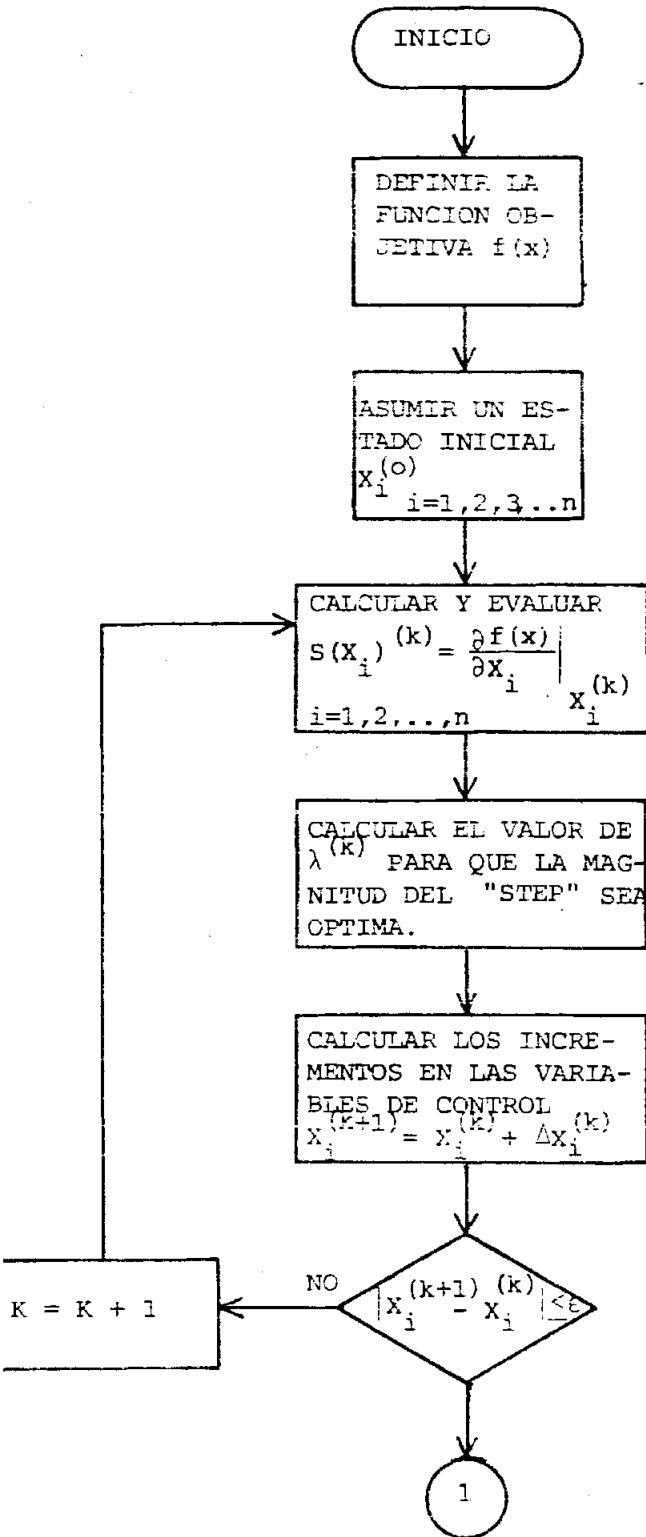
Para encontrar los valores de los incrementos Δx_i se hacen dos consideraciones fundamentales:

1. El gradiente de una función escalar $f(x)$ es un vector cuya magnitud es la máxima derivada direccional en el punto en consideración y cuya dirección es la dirección de la máxima derivada direccional en el punto.

$$S(x_i) = \nabla \cdot f(x_i) = \frac{\partial f(x)}{\partial x_i} = \text{gradiente de } f(x_i). \quad (4-35)$$

En base a este concepto se puede decir que los valores incrementales Δx_i están en relación directa con el gradiente de la función $f(x)$.

FIGURA N° 12



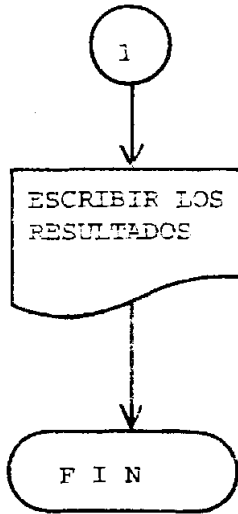


DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DEL METODO DEL

"STEEPEST DESCENT"

$$\Delta X_i \propto \frac{\partial f(x)}{\partial X_i}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n. \quad (4-36)$$

2. El diferencial total de la función $f(x)$ es igual a

$$df(x) = \frac{\partial f(x)}{\partial X_1} dX_1 + \frac{\partial f(x)}{\partial X_2} dX_2 + \dots + \frac{\partial f(x)}{\partial X_n} dX_n \quad (4-37)$$

que expresado en forma matricial toma la forma

$$df(x) = \frac{\partial f(x)}{\partial X}^T \cdot dX \quad (4-38)$$

donde,

$$\frac{\partial f(x)}{\partial X} = \begin{bmatrix} \partial f(x)/\partial X_1 \\ \partial f(x)/\partial X_2 \\ \vdots \\ \partial f(x)/\partial X_n \end{bmatrix}$$

y

$$dX = \begin{bmatrix} dX_1 \\ dX_2 \\ \vdots \\ dX_n \end{bmatrix}$$

El apéndice A de la referencia 9 demuestra que el producto escalar de dos vectores es optimizado o alcanza su máximo valor cuando los dos vectores son colineales.

Analizando la ecuación (4-38) se concluye que los vectores $[\partial f(x)/\partial X]$ y dX deben ser colineales para que $df(x)$ alcance su valor máximo y de esta forma minimizar la función objetivo en un menor número de iteraciones.

Como conclusión final se tiene que, si por la primera consideración los valores incrementales ΔX_i son proporcionales al gradiente de $f(x)$ y, por la segunda consideración se tiene que los mismos son colineales, los valores incrementales ΔX_i son

$$\Delta X_i = -\lambda \frac{\partial f(x)}{\partial X_i}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4-39)$$

donde λ es un escalar positivo que determina la magnitud del "step" en cada iteración.

El signo negativo asegura que si $\partial f(x)/\partial X_i$, evaluada en el punto de operación es positiva, el desplazamiento de las variables de control ΔX_i será siempre negativo y viceversa, condición necesaria para que el punto de operación en cada iteración se mueva en la dirección del "steepest descent"

Por otro lado, las condiciones necesarias para determinar si la función $f(x)$ ha alcanzado su punto de operación óptimo están determinadas por

$$\left. \frac{\partial f(x)}{\partial X_i} \right|_{X_i \text{ óptimo}} = 0 \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4-40)$$

Se puede obtener otro criterio de convergencia que es mucho más usado, si se observa la ecuación (4-37). Se puede decir que una vez alcanzado el punto de operación óptimo, un cambio diferencial arbitrario en las variables de control no

cambiará el valor de la función $f(x)$. Dicho en otras palabras, ésto significa que cuando la diferencia entre los valores de una misma variable correspondientes a dos iteraciones sucesivas cumplan con un factor de convergencia ϵ previamente fijado, la función $f(x)$ habrá alcanzado su valor óptimo. Expresado matemáticamente se tiene que

$$\left| X_i^{(k-1)} - X_i^{(k)} \right| \leq \epsilon \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4-41)$$

Finalmente, para determinar el valor adecuado de λ que en cada interacción optimice los valores de los incrementos ΔX_i , es necesario hacer el siguiente análisis:

La función $f(x)$ en la iteración $(k+1)$ será

$$f(x)^{(k+1)} = f(X_1^{(k+1)}, X_2^{(k+1)}, \dots, X_n^{(k+1)})$$

si, $X_i^{(k+1)} = X_i^{(k)} + \Delta X_i^{(k)}$, se tiene que

$$f(x)^{(k+1)} = f[(X_1^{(k)} + \Delta X_1^{(k)}), (X_2^{(k)} + \Delta X_2^{(k)}), \dots, (X_n^{(k)} + \Delta X_n^{(k)})]$$

Por el método del "steepest descent" se sabe que

$$\Delta X_i^{(k)} = -\lambda^{(k)} \cdot S(X_i)^{(k)} = -\lambda^{(k)} \left. \frac{\partial f(x)}{\partial X_i} \right|_{X^{(k)}}$$

Por lo que se tiene finalmente que

$$f(x)^{(k+1)} = f[(X_1^{(k)} - \lambda^{(k)} S(X_1)^{(k)}), (X_2^{(k)} - \lambda^{(k)} S(X_2)^{(k)}), \dots, (X_n^{(k)} - \lambda^{(k)} S(X_n)^{(k)})] \quad (4-42)$$

Se observa que la función $f(x)^{(k+1)}$ tiene como única variable

independiente a $\lambda^{(k)}$. Para obtener el valor de $\lambda^{(k)}$ que optimice $f(x)$ es necesario que

$$\frac{df(x)}{d\lambda^{(k)}} = 0 \quad (4-43)$$

Con esta ecuación se tiene todo el material necesario para usar el diagrama de flujo de la figura 12.

Para poder aplicar el método del "STEEPEST DESCENT" al problema de despacho económico de carga, se forma la función objetivo aumentada incluyendo en la función objetivo las ecuaciones de restricción, con lo cual se incluyen como variables independientes o variables de control a la potencia reactiva de todos aquellos generadores cuya barra a la que están conectados no sea de voltaje controlado, además de la potencia activa de cada uno de los generadores del sistema con excepción del que está conectado a la barra de oscilación.

El problema de despacho económico de carga está expresado matemáticamente por las ecuaciones (4-8), (4-9) y (4-10) que son

$$\text{Minimizar} \quad C_T = \sum_{i=1}^n C_i \quad (4-44)$$

$$\text{donde} \quad C_i = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2$$

sujeta a las restricciones de igualdad

$$h(x_i) = P_{Gi} - P_{Di} - P_i(\delta, V) = 0 \quad (4-45)$$

$$h(x_{n+i}) = Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_i(\delta, V) = 0$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

y a las restricciones de desigualdad

$$\begin{aligned}
 P_{Gi \text{ MIN}} &\leq P_{Gi} \leq P_{Gi \text{ MAX}} , i = 1, 2, 3, \dots, n \\
 Q_{Gi \text{ MIN}} &\leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \text{ MAX}} , i = m, (m+1), (m+2) \dots, n \\
 V_i \text{ MIN} &\leq V_i \leq V_i \text{ MAX} , i = 1, 2, \dots, (n-1), n. \quad (4-46) \\
 | \epsilon_i - \epsilon_j | &\leq \epsilon \text{ MAX} , i = 1, 2, 3, \dots, n \\
 & j = 1, 2, 3, \dots, n
 \end{aligned}$$

donde, m = número de barras de voltaje controlado más una, incluida la barra de oscilación.

El incremento total ΔC_T de la función objetiva C_T necesario para minimizarla, aplicando la ecuación (4-37), es

$$\Delta C_T = \sum_{i=1}^n [(b_i + 2c_i P_{Gi}) \Delta P_{Gi}] \quad (4-47)$$

Los incrementos ΔP_{Gi} de esta ecuación no pueden ser obtenidos a partir del método del "STEEPEST DESCENT" ya que el incremento ΔP_{G1} correspondiente a la barra de oscilación no es variable de control por lo que debe ser reemplazado por una ecuación que lo relacione con las variables de control del problema.

Se demuestra en las siguientes secciones de este capítulo que reemplazando en la ecuación (4-47) el incremento ΔP_{G1} como se indicó anteriormente, se forma la función objetiva aumentada C_{TA} cuyo incremento total ΔC_{TA} necesario para minimizarla por medio de un proceso iterativo, queda definida por

$$\Delta C_{TA} = \sum_{i=2}^n \alpha_{Ti} \Delta P_{Gi} + \sum_{j=m}^n \beta_{Tj} \Delta Q_{Gj} \quad (4-48)$$

donde α_{Ti} y β_{Tj} son coeficientes calculables a partir de los datos del problema.

Esta ecuación indica claramente que además de la potencia activa de los generadores aparecen como variables de control la potencia reactiva de aquellos que están conectados a barras que no son de voltaje controlado.

Aplicando el método del "STEEPEST DESCENT" a la ecuación (4-48) se obtienen los valores de los incrementos ΔP_{Gi} y ΔQ_{Gj} necesarios para minimizar la función objetiva,

$$\Delta P_{Gi} = -\lambda \frac{\partial C_{TA}}{\partial P_{Gi}} = -\lambda \cdot \alpha_{Ti} \quad (4-49)$$

$$i = 2, 3, 4, \dots, n$$

$$\Delta Q_{Gj} = -\lambda \frac{\partial C_{TA}}{\partial Q_{Gj}} = -\lambda \cdot \beta_{Tj}$$

$$j = m, (m+1), (m+2), \dots, n.$$

Como ya se mencionó anteriormente el incremento ΔP_{G1} correspondiente a la barra de oscilación no puede ser obtenido a partir de las ecuaciones (4-49), ya que está sometido a la restricción de suministrar la diferencia de potencia entre la potencia que entra al sistema y la potencia total consumida más las pérdidas de potencia, éstas últimas desconocidas aún para el nuevo estado de operación, siendo necesario desarrollar una ecuación que permita su cálculo. Esto se realiza en las secciones de este capítulo.

lo que siguen a continuación.

4.4.1 APROXIMACION LINEAL DEL MODELO BASICO

En la sección 3.2 se obtuvo el conjunto de ecuaciones (3-7).

$$\dot{S}_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi} = P_{Di} + jQ_{Di} + \sum_{k=1}^n V_i Y_{ik} V_k \rho^j (\delta_i - \delta_k - \psi_{ik})$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

que puede ser expresado como

$$\dot{S}_{Gi} = f(\delta_i, V_i, \delta_k, V_k) \quad (4-50)$$

Aplicando el Teorema de Taylor a la ecuación (4-50),

$$f(\delta_i + \Delta\delta_i, V_i + \Delta V_i, \delta_k + \Delta\delta_k, V_k + \Delta V_k) = f(\delta_i, V_i, \delta_k, V_k) + \frac{\partial f}{\partial \delta_i} \Delta\delta_i + \frac{\partial f}{\partial V_i} \Delta V_i + \frac{\partial f}{\partial \delta_k} \Delta\delta_k + \frac{\partial f}{\partial V_k} \Delta V_k \quad (4-51)$$

Cada uno de los términos de la ecuación (4-51) desarrollados separadamente y expresados en función de los términos del conjunto de ecuaciones (3-7), es igual a

$$f(\delta_i + \Delta\delta_i, V_i + \Delta V_i, \delta_k + \Delta\delta_k, V_k + \Delta V_k) = (P_{Gi} + \Delta P_{Gi}) + j(Q_{Gi} + \Delta Q_{Gi})$$

$$f(\delta_i, V_i, \delta_k, V_k) = P_{Gi} + jQ_{Gi}$$

$$\frac{\partial f}{\partial \delta_i} \Delta\delta_i = \left[j \sum_{k=1}^n V_i Y_{ik} V_k \rho^j (\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \right] \Delta\delta_i$$

$$i \neq k$$

$$\frac{\partial f}{\partial \delta_k} \Delta\delta_k = -j \sum_{k=1}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \rho^j (\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \right] \Delta\delta_k$$

$$k \neq i$$

$$\frac{\partial f}{\partial V_i} \Delta V_i = \left[\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k \rho^{j(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik})} \right] \Delta V_i +$$

$$+ 2Y_{ii} V_i \rho^{j(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik})} \Delta V_i \quad (4-52)$$

$$\frac{\partial f}{\partial V_k} \Delta V_k = \left[\sum_{k=i}^n V_i Y_{ik} \rho^{j(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik})} \right] \Delta V_k$$

Reemplazando el conjunto de ecuaciones (4-52) en (4-51)

$$\Delta P_{Gi} + j Q_{Gi} = -j \sum_{k=1}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \rho^{j(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik})} \right] \Delta \delta_k +$$

$$i=1,2,3,\dots,n \quad + j \left[\sum_{k=1}^n V_i Y_{ik} V_k \rho^{j(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik})} \right] \Delta \delta_i +$$

$$+ \sum_{k=1}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \rho^{j(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik})} \right] \frac{\Delta V_k}{V_k} +$$

$$+ \left[\sum_{k=1}^n V_i Y_{ik} V_k \rho^{j(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik})} \right] \frac{\Delta V_i}{V_i} \quad (4-53)$$

Tomando la parte real e imaginaria de (4-53)

$$\Delta P_{Gi} = \sum_{k=1}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Sen}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \right] \Delta \delta_k +$$

$$- \left[\sum_{k=1}^n V_i Y_{ik} V_k \text{Sen}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \right] \Delta \delta_i +$$

$$+ \sum_{k=1}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Cos}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \right] \frac{\Delta V_k}{V_k} +$$

$$+ \left[\sum_{k=1}^n V_i Y_{ik} V_k \text{Cos}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \right] \frac{\Delta V_i}{V_i} \quad (4-54)$$

$$\begin{aligned}
 \Delta Q_{Gi} = & - \sum_{k=1}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \cos(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \cdot \Delta \delta_k \right] + \\
 & + \sum_{k=1}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \cos(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \right] \Delta \delta_i + \\
 & + \sum_{k=1}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \sin(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \frac{\Delta V_k}{V_k} \right] + \quad (4-55) \\
 & + \left[\sum_{k=1}^n V_i Y_{ik} V_k \sin(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \right] \frac{\Delta V_i}{V_i}
 \end{aligned}$$

En el capítulo 7, referencia 9, se presenta un análisis detallado del problema estático de flujo de carga y su solución y entre otras cosas señala las razones por las cuales es necesario escoger un fasor de referencia, constante en magnitud y ángulo, y se escogía al de la barra de oscilación. En base a ese análisis, se tiene que

$$\begin{aligned}
 \Delta \delta_1 &= 0 \\
 \Delta V_1 &= 0
 \end{aligned} \quad (4-56)$$

Lo cual implica que las ecuaciones correspondientes a $i=1$ en los conjuntos (4-54) y (4-55) dejan de ser independientes y por lo tanto innecesarias para la solución de los mismos, que quedarían modificados así,

$$\Delta P_{Gi} = \sum_{k=2}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Sen}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \Delta \delta_k \right] +$$

$i=2,3,4,\dots,n$

$$+ \sum_{k=2}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Cos}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \frac{\Delta V_k}{V_k} \right] + \quad (4-57)$$

$$+ S1_i \frac{\Delta V_i}{V_i} - S2_i \Delta \delta_i$$

$$\Delta Q_{Gi} = - \sum_{k=2}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Cos}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \Delta \delta_k \right] +$$

$i=2,3,4,\dots,n$

$$+ \sum_{k=2}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Sen}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \frac{\Delta V_k}{V_k} \right] + \quad (4-58)$$

$$+ S1_i \Delta \delta_i + S2_i \frac{\Delta V_i}{V_i}$$

donde,

$$S1_i = \sum_{k=1}^n V_i Y_{ik} V_k \text{Cos}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \quad (4-59)$$

$$S2_i = \sum_{k=1}^n V_i Y_{ik} V_k \text{Sen}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik})$$

Las barras de voltaje controlado han sido definidas aquellas en que se trata de mantener la magnitud del voltaje a un valor especificado. La potencia reactiva neta se convierte entonces en una variable dependiente, ya que es precisamente mediante su control que puede mantenerse constante la magnitud del voltaje.

El incremento $\Delta V_i = 0$ en este tipo de barras, por lo que se pueden eliminar las ecuaciones ΔQ_{Gi} correspondientes a cada una de este tipo de barras. Las ecuaciones (4-57) y (4-58) quedan modificadas de la siguiente manera,

$$\begin{aligned}
 P_{Gi} &= \sum_{k=2}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Sen}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \cdot \Delta \delta_k \right] + && i=2,3,4,\dots,n \\
 &+ \sum_{k=m}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Cos}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \cdot \frac{\Delta V_k}{V_k} \right] + && (4-60) \\
 &+ S1_i \cdot \frac{\Delta V_i}{V_i} - S2_i \cdot \Delta \delta_i
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{Gi} &= - \sum_{k=2}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Cos}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \cdot \Delta \delta_k \right] + && i=m, (m+1), (m+2) \\
 &+ \sum_{k=m}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Sen}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \cdot \frac{\Delta V_k}{V_k} \right] + && (4-61) \\
 &+ S1_i \cdot \Delta \delta_i + S2_i \cdot \frac{\Delta V_i}{V_i}
 \end{aligned}$$

Este conjunto de ecuaciones formado por (4-60) y (4-61) representa una APROXIMACION LINEAL DEL MODELO BASICO de un sistema de potencia, el cual expresado matricialmente queda,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{Gi} \\ \Delta Q_{Gk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{MATRIZ} \\ \text{NT x NT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta V_k / V_k \end{bmatrix} \quad (4-62)$$

$$i = 2, 3, 4, \dots, m$$

$$k = m, (m+1), (m+2), \dots, n$$

donde, $NT = 2n - m$

Pueden presentarse en un sistema, barras que no tienen generación propia más conocidas como barras de carga. En ellas, los términos ΔP_G y ΔQ_G de sus ecuaciones correspondientes son iguales a cero. A pesar de ello, deben ser mantenidas en el conjunto de ecuaciones ya que son necesarias para su solución.

4.2 ECUACIONES INCREMENTALES DE FLUJO DE POTENCIA

Las ecuaciones correspondientes a la barra de oscilación y a las barras de voltaje controlado, eliminadas de las ecuaciones (4-54), (4-55) y (4-58), son

$$\Delta P_{G1} = \sum_{k=2}^n \left[V_1 Y_{1k} V_k \text{Sen}(\delta_1 - \delta_k - \psi_{1k}) \cdot \Delta \delta_k \right] + \sum_{k=m}^n \left[V_1 Y_{1k} V_k \text{Cos}(\delta_1 - \delta_k - \psi_{1k}) \cdot \frac{\Delta V_k}{V_k} \right] \quad (4-63)$$

$$\Delta Q_{G_i} = - \sum_{k=2}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Cos}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \cdot \Delta \delta_k \right] + \sum_{k=m}^n \left[V_i Y_{ik} V_k \text{Sen}(\delta_i - \delta_k - \psi_{ik}) \cdot \frac{\Delta V_k}{V_k} \right] + S_{1i} \cdot \Delta \delta_i$$

$i=1, 2, 3, \dots, (m-1)$ (4-64)

El conjunto de ecuaciones formado por (4-63) y (4-64) expresado matricialmente queda,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{G1} \\ \Delta Q_{G_j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{MATRIZ} \\ m \times n_{\#1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta V_k/V_k \end{bmatrix} \quad (4-65)$$

$$i=2, 3, \dots, n \quad j=1, 2, \dots, (m-1) \quad k=m, (m+1), \dots, n$$

Calculando la inversa de la matriz de orden $(NT \times NT)$ de la ecuación matricial (4-62), se tiene que

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta V_k/V_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{MATRIZ} \\ NT \times NT \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_{Gi} \\ \Delta Q_{Gk} \end{bmatrix} \quad (4-66)$$

$i=2,3,\dots,n \quad k=m,(m+1),\dots,n$

Reemplazando la ecuación (4-66) en la (4-65), se tiene

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{G1} \\ \Delta Q_{Gj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{MATRIZ} \\ m \times NT_{\neq 1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{MATRIZ} \\ NT \times NT \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_{Gi} \\ \Delta Q_{Gk} \end{bmatrix} \quad (4-67)$$

$i=2,3,\dots,n \quad j=1,2,\dots,(m-1) \quad k=m,(m+1),\dots,n$

Esta ecuación matricial representa el conjunto de ECUACIONES INCREMENTALES DEL FLUJO DE POTENCIA.

La ecuación correspondiente a ΔP_{G1} es usada para introducir en la función objetiva las restricciones del problema al mismo tiempo que introduce como variables de control a la potencia reactiva de los generadores del sistema. Esta ecuación puede ser expresada también como

$$\Delta P_{G1} = \sum_{k=2}^n \alpha_{pk} \cdot \Delta P_{Gk} + \sum_{k=m}^n \beta_{pk} \cdot \Delta Q_{Gk} \quad (4-68)$$

Las ecuaciones correspondientes a ΔQ_{Gj} sirven para determinar el valor del incremento de la potencia reactiva de generación

en las barras de voltaje controlado, tal que mantendrán constantes las magnitudes de los valores previamente especificados, una vez conocidos los incrementos correspondientes en las variables de control. Estas ecuaciones pueden ser expresadas también como:

$$\Delta Q_{Gj} = \sum_{k=2}^n \alpha_{Qk} \cdot \Delta P_{Gk} + \sum_{k=m}^n \beta_{Qk} \cdot Q_{Gk} \quad (4-69)$$

$$j = 1, 2, \dots, (m-1)$$

4.4.3 FUNCION OBJETIVA AUMENTADA

El incremento total ΔC_T de la función objetivo C_T fue obtenido en la ecuación (4-47) como

$$\Delta C_T = \sum_{i=1}^n [(b_i + 2c_i \cdot P_{Gi}) \Delta P_{Gi}]$$

Reemplazando en esta ecuación la (4-68), se tiene que

$$\begin{aligned} \Delta C_{TA} = (b_1 + 2c_1 P_{G1}) & \left[\sum_{k=2}^n \alpha_{Pk} \cdot \Delta P_{Gk} + \sum_{k=m}^n \beta_{Pk} \cdot Q_{Gk} \right] + \\ & + \sum_{i=2}^n [(b_i + 2c_i \cdot P_{Gi}) \Delta P_{Gi}] \end{aligned} \quad (4-70)$$

que finalmente puede ser expresada como

$$\Delta C_{TA} = \sum_{i=2}^n \alpha_{Ti} \cdot \Delta P_{Gi} + \sum_{k=m}^n \beta_{Tk} \cdot \Delta Q_{Gk} \quad (4-71)$$

Esta ecuación relaciona el incremento que se produce en la función de costos como consecuencia del incremento simultáneo de las variables de control y representa el incremento

total de la función objetiva aumentada.

Se tienen entonces los elementos suficientes para calcular los nuevos valores de todas las variables de control y el incremento total que se produce en la función objetiva, con lo que se puede obtener el nuevo estado de operación del sistema.

Sólo resta conocer el valor de la constante λ , lo cual se detalla en la siguiente sección de este capítulo.

La figura 13 muestra el diagrama de flujo detallado del método del "STEEPEST DESCENT" aplicado al problema de despacho económico de carga.

4.4.4 MAGNITUD OPTIMA DEL "STEP"

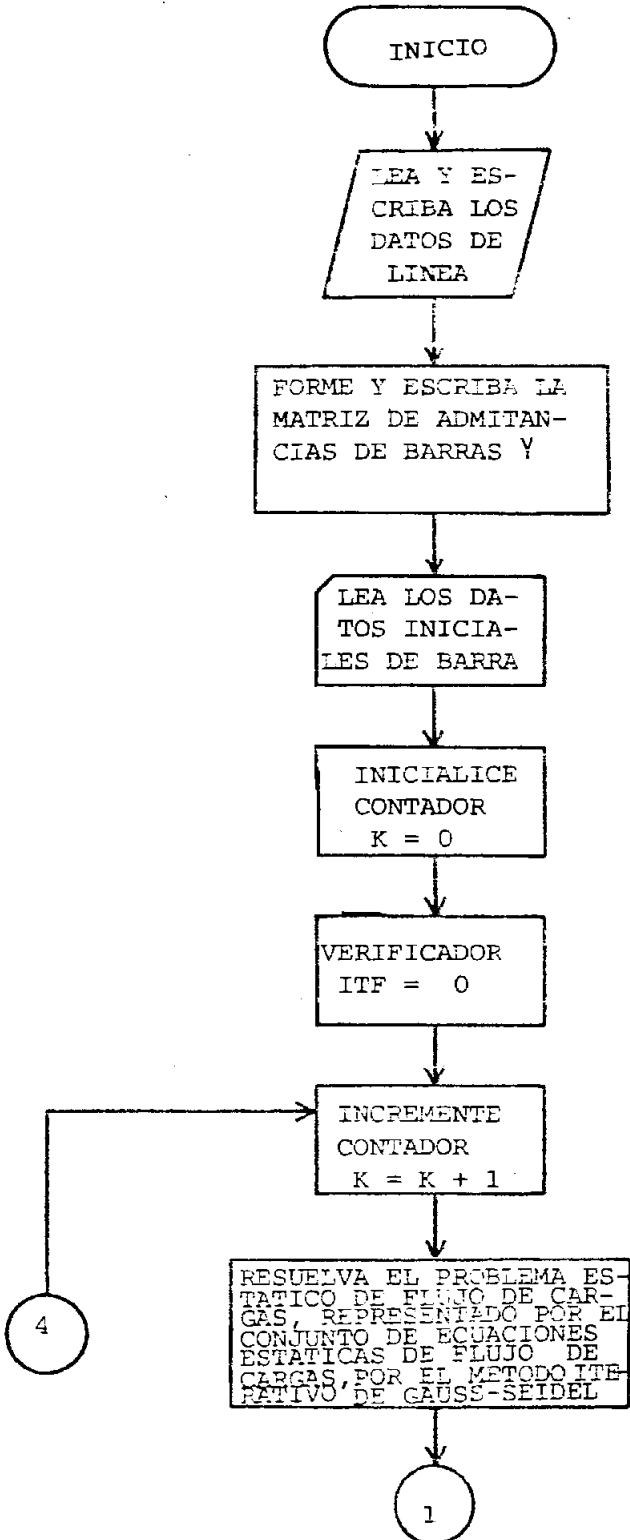
El criterio para calcular la magnitud óptima del "step" consiste en expresar la ecuación de los costos de generación de la iteración $(k + 1)$

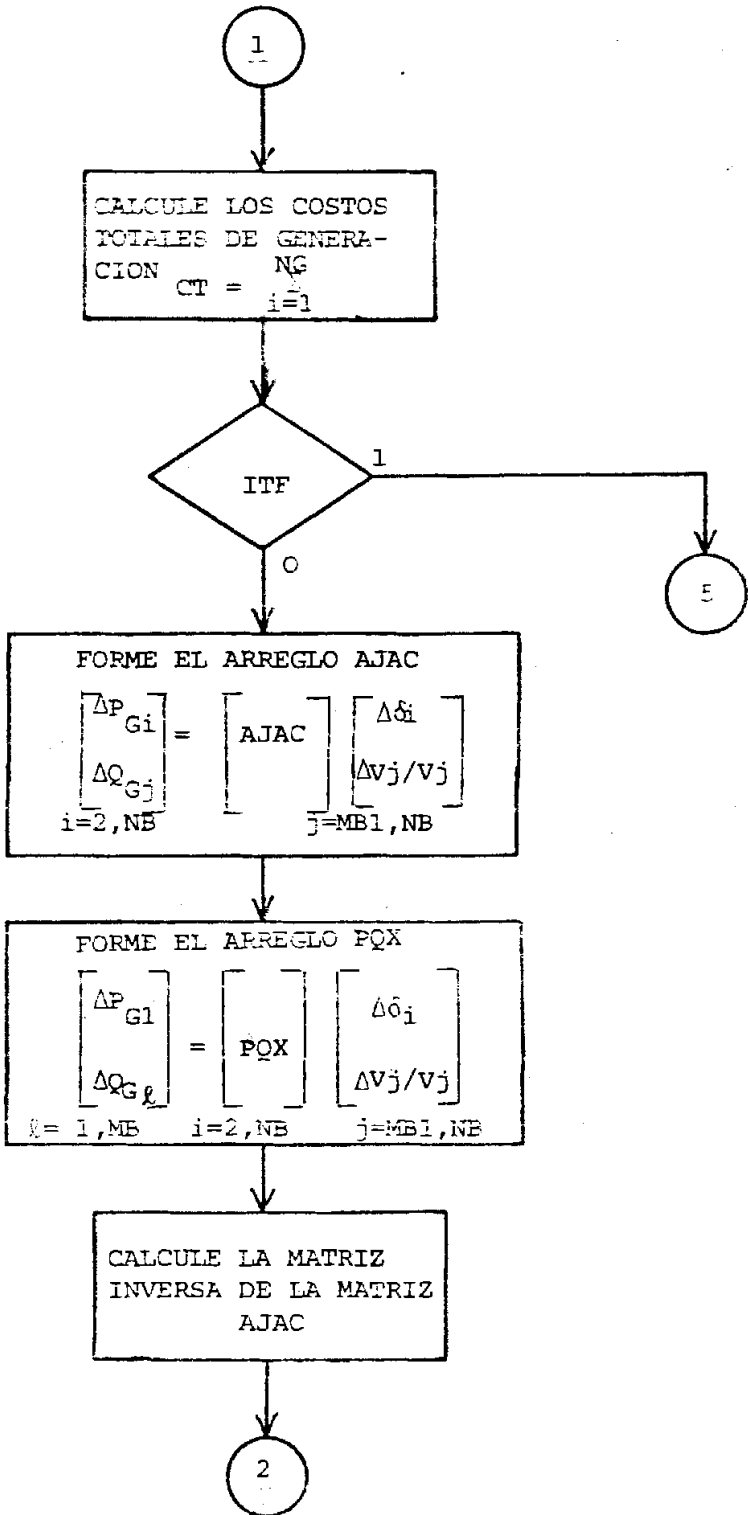
$$C_T^{(k+1)} = \sum_{i=1}^n a_i + b_i P_{Gi}^{(k+1)} + c_i [P_{Gi}^{(k+1)}]^2 \quad (4-72)$$

en función de valores conocidos de la iteración k , para que la única variable desconocida sea la magnitud del "STEP" λ , de tal manera que derivando la ecuación con respecto a λ e igualando a cero se obtiene el valor óptimo de λ .

Separando la sumatoria de la ecuación (4-72) los términos corres-

FIGURA Nº 13





2

OBTENGA LAS ECUACIONES INCREMENTALES DE FLUJO DE POTENCIA

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{Gi} \\ \Delta Q_{Gj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} PQX \\ AJAC^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{Gi} \\ \Delta Q_{Gj} \end{bmatrix}$$

$i = 1, MB$ $i = 2, NE$ $j = MB1, NB$

POR MEDIO DE ΔP_{Gi} INCORPORA LAS VARIABLES DE CONTROL ΔQ_{Gj} A LA FUNCION DE COSTOS. OBTENGA LOS COEFICIENTES α_{Ti} Y β_{Tj}

$$\Delta C_{TA}(k) = \sum_{i=2}^{NG} \alpha_{Ti}(k) \Delta P_{Gi}(k) + \sum_{j=MB1}^{NG} \beta_{Tj}(k) \Delta Q_{Gj}(k)$$

CALCULE EL VALOR OPTIMO DE LA MAGNITUD DEL "STEP" λ Y OBTENGA POR EL METODO DEL "STEEPEST DESCENT"

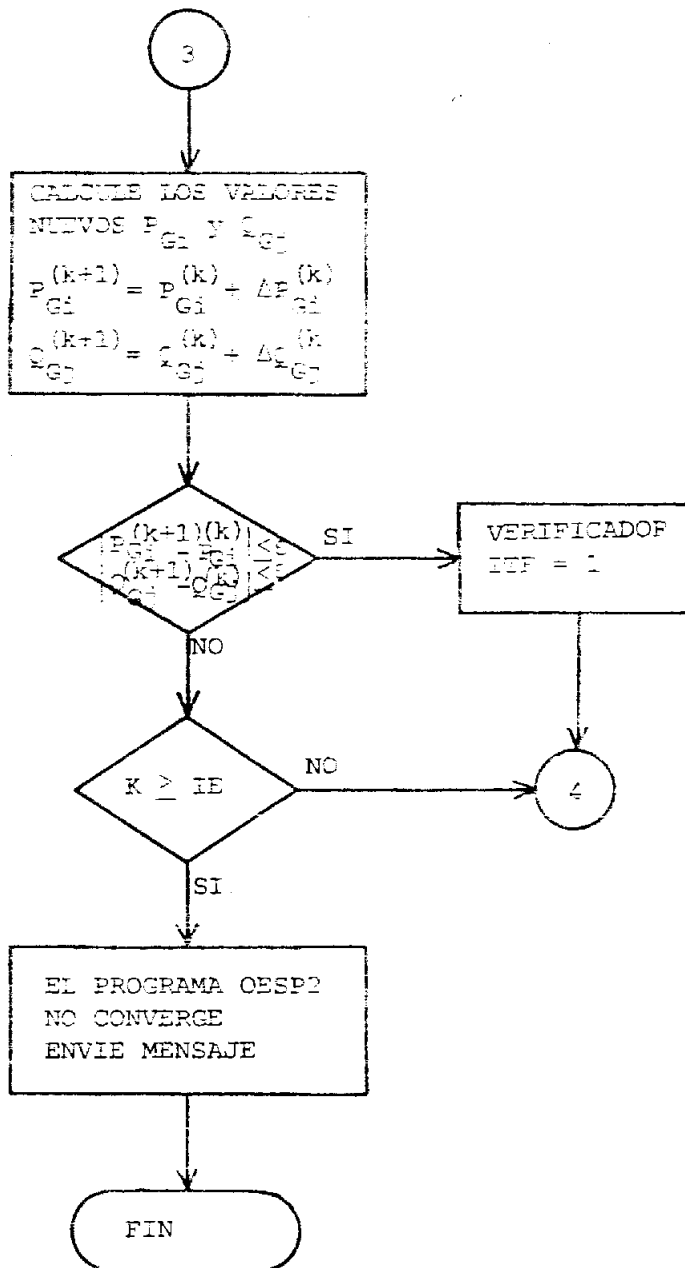
$$\Delta P_{Gi}(k) = -\lambda \frac{\partial C_{TA}}{\partial P_{Gi}}$$

$i = 2, NG$

$$\Delta Q_{Gj}(k) = -\lambda \frac{\partial C_{TA}}{\partial Q_{Gj}}$$

$j = MB1, NG$

3



NG = Número de Barras de generación propia

MB = Número de Barras de Voltaje Controlado incluida la Barra de Oscilación

MB1 = MB + 1

NB = Número de Barras del Sistema

ε = Criterio de Convergencia del Programa

IE = Número Máximo de Iteraciones del Programa

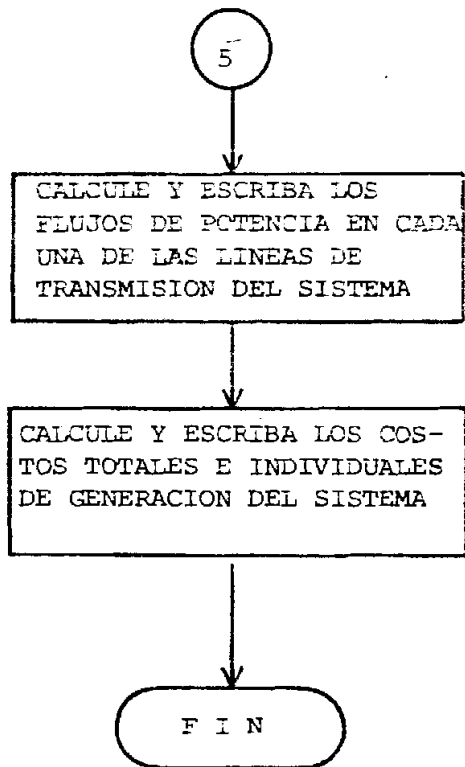


DIAGRAMA DE FLUJO DETALLADO
DEL METODO DEL "STEEPEST DESCENT"

PROGRAMA OESP2

pendientes a la barra de oscilación, se tiene que

$$C_T^{(k+1)} = [a_1 + b_1 P_{G1}^{(k+1)} + c_1 P_{G1}^{(k+1)2}] + \sum_{i=2}^n [a_i + b_i P_{Gi}^{(k+1)} + c_i P_{Gi}^{(k+1)2}]$$

Por otro lado, se sabe que

$$P_{G1}^{(k+1)} = P_{G1}^{(k)} + \Delta P_{G1}^{(k)}$$

que reemplazada en la ecuación anterior,

$$C_T^{(k+1)} = [a_1 + b_1 (P_{G1}^{(k)} + \Delta P_{G1}^{(k)}) + c_1 (P_{G1}^{(k)} + \Delta P_{G1}^{(k)})^2] + \sum_{i=2}^n [a_i + b_i (P_{Gi}^{(k)} + \Delta P_{Gi}^{(k)}) + c_i (P_{Gi}^{(k)} + \Delta P_{Gi}^{(k)})^2] \quad (4-73)$$

Reemplazando en la (4-73) el valor de $\Delta P_{G1}^{(k)}$ obtenido en la (4-68),

$$C_T^{(k+1)} = [a_1 + b_1 (P_{G1}^{(k)} + \sum_{i=2}^n \alpha_{Pi} \Delta P_{Gi}^{(k)} - \sum_{j=m}^n \beta_{Pj} \Delta Q_{Gj}^{(k)}) + c_1 (P_{G1}^{(k)} + \sum_{i=2}^n \alpha_{Pi} \Delta P_{Gi}^{(k)} - \sum_{j=m}^n \beta_{Pj} \Delta Q_{Gj}^{(k)})^2] + \sum_{i=2}^n [a_i + b_i (P_{Gi}^{(k)} + \Delta P_{Gi}^{(k)}) + c_i (P_{Gi}^{(k)} + \Delta P_{Gi}^{(k)})^2] \quad (4-74)$$

Finalmente, reemplazando los valores de ΔP_{Gi} y ΔQ_{Gj} obtenidos en la ecuación (4-49), se tiene que

$$C_T^{(k+1)} = [a_1 + b_1 (P_{G1}^{(k)} - \sum_{i=2}^n \alpha_{Pi} \lambda^{(k)} \alpha_{Ti} - \sum_{j=m}^n \beta_{Pj} \lambda^{(k)} \beta_{Tj}) + c_1 (P_{G1}^{(k)} - \sum_{i=2}^n \alpha_{Pi} \lambda^{(k)} \alpha_{Ti} - \sum_{j=m}^n \beta_{Pj} \lambda^{(k)} \beta_{Tj})^2] + \sum_{i=2}^n [a_i + b_i (P_{Gi}^{(k)} - \lambda^{(k)} \alpha_{Ti}) + c_i (P_{Gi}^{(k)} - \lambda^{(k)} \alpha_{Ti})^2] \quad (4-75)$$

Como se puede observar en la (4-75) la única variable independiente desconocida es la magnitud "STEP" $\lambda^{(k)}$, por lo que la condición necesaria y suficiente para obtener el valor de $\lambda^{(k)}$ que permita a su vez conseguir el punto de operación a costos mínimos es

$$\frac{\partial C_T^{(k+1)}}{\partial \lambda^{(k)}} = 0 \quad (4-76)$$

Finalmente, la magnitud óptima del "STEP" será

$$\lambda^{(k)} = \frac{D_{P_1} \left(\sum_{i=2}^n \alpha_{P_i} \alpha_{T_i} + \sum_{j=m}^n \beta_{P_j} \beta_{T_j} \right) + \sum_{i=2}^n D_{P_i} \alpha_{T_i}}{2c_1 \left(\sum_{i=2}^n \alpha_{P_i} \alpha_{T_i} + \sum_{j=m}^n \beta_{P_j} \beta_{T_j} \right)^2 + 2 \sum_{i=2}^n c_i (\alpha_{T_i})^2} \quad (4-77)$$

donde,

$$\begin{aligned} D_{P_1} &= b_i + 2c_1 P_{G_1}^{(k)} \\ D_{P_i} &= b_i + 2c_i P_{G_i}^{(k)} \end{aligned} \quad (4-78)$$

CAPITULO V

EJEMPLO DE APLICACION

El sistema de potencia escogido para este estudio ha sido usado como ejemplo en la referencia 8. Se lo muestra en figura 14.

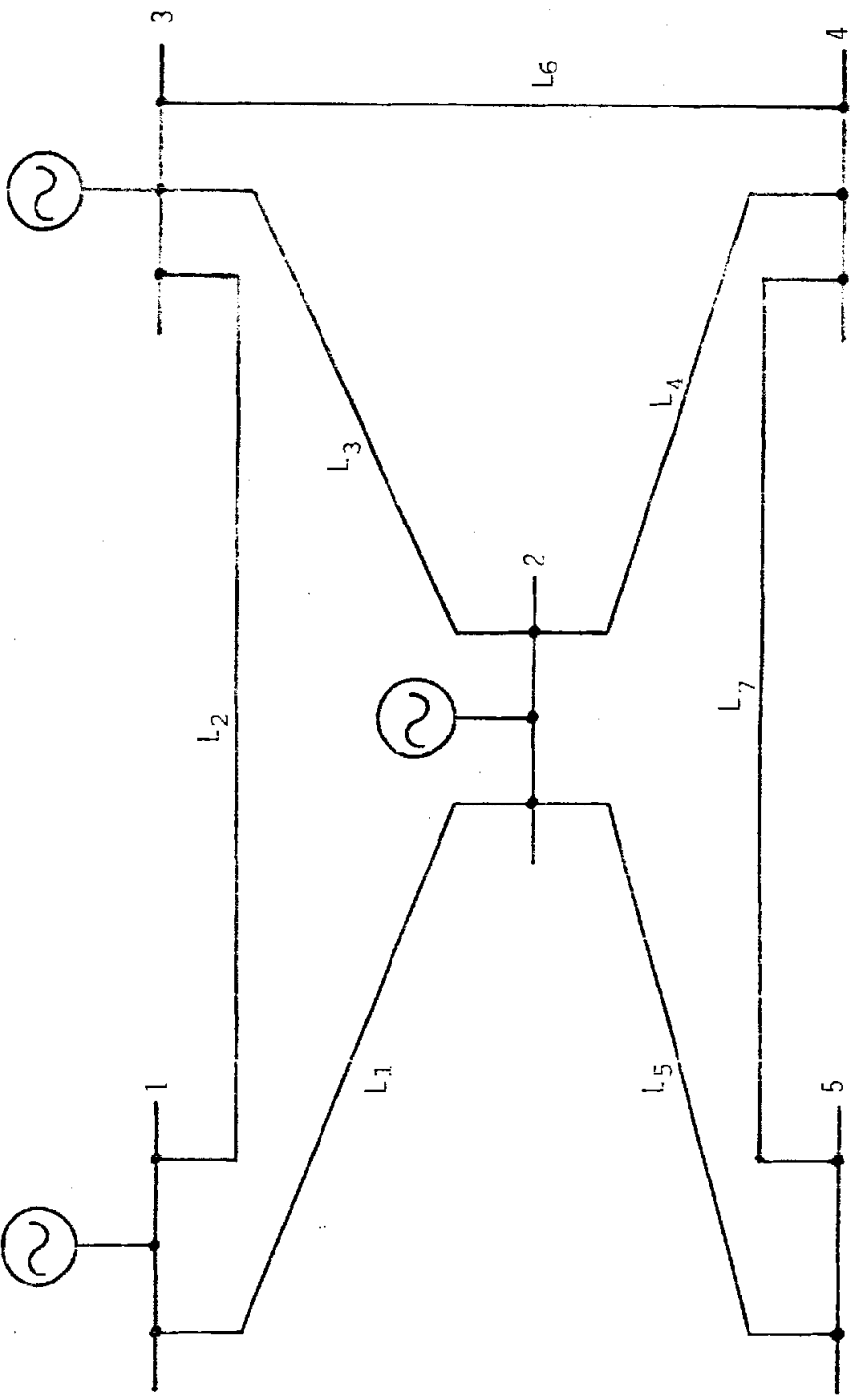
Se trata de un sistema de 5 barras y 7 líneas de transmisión. Existe generación propia en 3 barras.

Los datos de las líneas de transmisión se muestran en la Tabla 1.

Los datos de las cargas conectadas a cada barra del sistema se muestran en la Tabla 2. Los valores de los límites máximo y mínimo de las potencias activa y reactiva de los generadores se muestran en la Tabla 3.

Los coeficientes de la ecuación de costos de cada generador para el programa OESP2 se muestran en la Tabla 4. Para obtener los coeficientes de las ecuaciones del costo incremental de cada generador para el programa OESP 1, cuando sólo se dispone de los coeficientes de las ecuaciones de costo de cada generador para el programa OESP 2 o viceversa, se utiliza la subrutina COEF cuyo diagrama de flujos y listado se presentan en los Apéndices A y C respectivamente.

Todos los datos tabulados hasta aquí se ingresan por medio de tarjetas al computador de acuerdo con el manual de utilización de los



SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA USADO EN EJEMPLO DE APLICACION

programas OESP 1 y OESP 2, que se detalla en el apéndice B.

5.1. ANALISIS Y COMPARACION DE LOS RESULTADOS DE LOS PROGRAMAS

OESP 1 y OESP 2.

En la Tabla 5 se presentan los resultados de los voltajes de barra luego de la primera iteración de los programas OESP 1 y OESP 2, así como los del programa de la referencia 8. Se observa que los resultados del programa OESP 2 y los de la referencia 8 son iguales entre sí, no así los del programa OESP 1. Esto tiene su explicación lógica, ya que en el programa OESP 1 las barras 2 y 3 son de voltaje controlado y por lo tanto sus voltajes son datos ingresados por tarjeta, en cambio en los otros 2 programas, estas barras son de generación propia sin control de voltaje y por lo tanto los valores de los voltajes de barra se obtienen como resultado de cada programa.

Los resultados finales se presentan en la Tabla 6, a excepción de los de la referencia 8 por no disponerse de ellos. Existe una diferencia razonable entre los resultados finales de los programas OESP 1 y OESP 2.

Los resultados de la potencia activa y la potencia reactiva de los generadores, luego de la primera iteración de cada programa se presentan en la Tabla 7. En los tres programas se ingresan como datos los mismos valores para la potencia activa de los generadores de las barras 2 y 3, pero en los programas

OESP 2 y de la referencia 8 además se ingresan como datos los valores de la potencia reactiva de los mismos generadores, de allí la diferencia entre los resultados de estos dos últimos programas con los del programa OESP 1, luego de la primera iteración.

Los resultados finales de la potencia activa y la potencia reactiva de los generadores del sistema, de cada programa, se presentan en la Tabla 8. La diferencia entre los resultados de los programas OESP 1 y OESP 2 es aceptable si se toman en cuenta los resultados de los voltajes de barra de la Tabla 6. Los resultados de la referencia 8 de la potencia activa tienen una diferencia con respecto a la de los dos programas que económicamente significa 1 \$/h de costo adicional, según los resultados finales de las Tablas 12, 13, y 14. Los resultados de la potencia reactiva difieren más significativamente, pero como no se conocen los resultados de los voltajes de barra según la Tabla 6, no se puede hacer un análisis completo de estos resultados. Sin embargo, debe haber una diferencia apreciable en los niveles de voltaje con respecto a los resultados de los programas OESP 1 y OESP2.

En la Tabla 9 se presentan los resultados del programa OESP 1 de los flujos de potencia activa y reactiva que son enviados o recibidos por cada barra a través de cada una de las líneas de transmisión del sistema, luego de que la ejecución del programa

ma ha concluido. Los resultados respectivos del programa OESP 2 se presentan en la Tabla 10. No se dispone de los resultados de la referencia 8. Estos resultados son una consecuencia de los voltajes de barra de la Tabla 6.

Para comprobar que no hay líneas sobrecargadas en el sistema, se presenta en la Tabla 11 los valores finales de los MEGA VOLTIOS AMPERIOS (MVA) de flujo de potencia por cada línea, para los programas OESP 1 y OESP2, junto con el valor límite de cada línea. No se dispone de los valores respectivos del programa de la referencia 8. Los resultados del costo total de generación y de las pérdidas de potencia del sistema luego de cada iteración del programa OESP 1 se presentan en la Tabla 12. Los valores respectivos del programa OESP 2 y del programa de la referencia 8 se presentan en las Tablas 13 y 14.

La variación del costo total de generación en cada iteración es una indicación clara de que cada programa se dirige hacia su punto de mínimo costo. Las pérdidas de potencia del sistema también disminuyen pero no necesariamente hasta el punto de operación a pérdidas de potencia mínima, ya que éste no ha sido un objetivo de este estudio, lo cual se demuestra en la Tabla 13 cuando a partir de los valores resultantes de la séptima iteración, el costo total de generación sigue bajando lentamente, no así las pérdidas de potencia del sistema que empiezan a oscilar alrededor de ese valor.

Es necesario aclarar que el número de iteraciones del programa OESP 2 puede ser disminuído se se cambia el criterio de convergencia a un valor ligeramente mayor. El criterio usado, ha sido escogido de manera intencional ya que como este programa es el más importante y tema central de este estudio, se deseaba apreciar el máximo de variación que experimentan tanto el costo total de generación como las pérdidas de potencia del sistema luego de cada iteración del programa.

En general, en este ejemplo de aplicación, los resultados de los programas OESP 1 y OESP 2 han estado bastante aproximados. Pero es necesario aclarar que por el hecho de que el programa OESP 1 obtiene un despacho económico de cargas con control únicamente de la potencia activa de los generadores del sistema, por lo que tiene necesariamente que fijar los valores de la magnitud de los voltajes en las barras que tienen generación propia para poder resolver el problema, se encuentra en desventaja con respecto al programa OESP 2, ya que no es posible adivinar a qué valores de magnitud de voltaje en estas barras se va a obtener una operación del sistema a costos mínimos. El programa OESP 2 obtiene estos resultados sin dificultad. Por esta razón, con el fin de comparar resultados para efectos de comprobación de ambos programas, se utilizarán como datos para los voltajes de estas barras de generación del programa OESP 1 valores muy aproximados a los resultados del programa OESP 2 obtenidos previamente.

TABLA I

DATOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISION

LINEA	BARRA DE ENVIO	BARRA DE RECEPCION	ADMITANCIA SHUNT		IMPEDANCIA		SERIE Reactancia	MVA MAXIMO
			Conductancia	Suceptancia	Resistencia	Reactancia		
1	1	2	0.0	0.06	0.02	0.06	0.50	
2	1	3	0.0	0.05	0.08	0.24	0.45	
3	2	3	0.0	0.04	0.06	0.18	0.40	
4	2	4	0.0	0.04	0.06	0.18	0.40	
5	2	5	0.0	0.03	0.04	0.12	0.50	
6	3	4	0.0	0.02	0.01	0.03	0.50	
7	4	5	0.0	0.05	0.08	0.24	0.45	

TABLA IIDAIOS DE LA DEMANDA DEL SISTEMA

BARRA	POTENCIA ACTIVA [MW]	POTENCIA REACTIVA [MVAR]
1	0.00	0.0
2	20.00	10.00
3	45.00	15.00
4	40.00	5.00
5	60.00	10.00

VALORES LÍMITES DE GENERACIÓN

GENERADOR Nº	POTENCIA ACTIVA MAXIMA [MW] P_{GiMAX}	POTENCIA REACTIVA MAXIMA [MVAR] Q_{GiMAX}	POTENCIA ACTIVA MINIMA [MW] P_{GiMIN}	POTENCIA REACTIVA MINIMA [MVAR] Q_{GiMIN}
1	100.00	30.00	10.00	-25.00
2	70.00	35.00	10.00	0.00
3	60.00	30.00	10.00	0.00

T A B L A I V

COEFICIENTES DE LA ECUACION DE COSTO DE CADA GENERADOR

BARRA	COEFICIENTE INDEPENDIENTE a_j	COEFICIENTE DE PRIMER GRADO b_j	COEFICIENTE DE SEGUNDO GRADO c_j
1	140	2.00	0.0060
2	120	1.50	0.0075
3	80	1.80	0.0070

T A B L A V

VOLTAJES DE BARRA. PRIMERA ITERACIÓN

BARRA	OESP 1		OESP 2		REFERENCIA 8	
	MAGNITUD	ANGULO	MAGNITUD	ANGULO	MAGNITUD	ANGULO
1	1.06*	0.0	1.06*	0.0*	1.06*	0.0*
2	1.05*	-2.33	1.056	-2.27	1.056	-2.27
3	1.05*	-3.78	1.044	-3.69	1.044	-3.69
4	1.047	-4.23	1.041	-4.16	1.041	-4.16
5	1.035	-5.40	1.030	-5.35	1.030	-5.35

T A B L A VI

VOLTAJES DE BARRA. ITERACIÓN FINAL

BARRA	OESP 1		OESP 2	
	MAGNITUD	ANGULO	MAGNITUD	ANGULO
1	1.06*	0.0*	1.06*	0.0*
2	1.06*	-0.94	1.063	-1.00
3	1.055**	-1.95	1.053	-1.93
4	1.051	-2.49	1.050	-2.49
5	1.036	-3.88	1.038	-3.92

* DATO DEL PROGRAMA

** DATO DEL PROGRAMA QUE NO SE HA PODIDO MANTENER CONSTANTE.

T A B L A VII

POTENCIA ACTIVA Y POTENCIA REACTIVA DE LOS GENERADORES. - PRIMERA ITERACIÓN

BARRA	OESP 1		OESP 2		REFERENCIA 8	
	P_G	Q_G	P_G	Q_G	P_G	Q_G
1	0.9795	-0.3189	0.9793	0.2289	0.9798	-0.2294
2	0.4000	0.3307	0.4000	0.3000	0.4000	0.3000
3	0.3000	0.1566	0.3000	0.1000	0.3000	0.1000
TOTAL	1.6795	0.1684	1.6793	0.1711	1.6798	0.1706

T A B L A VIII

POTENCIA ACTIVA Y POTENCIA REACTIVA DE LOS GENERADORES. - ITERACIÓN FINAL

BARRA	OESP 1		OESP 2		REFERENCIA 8	
	P_G	Q_G	P_G	Q_G	P_G	Q_G
1	0.4269	-0.1766	0.4241	-0.2153	0.491	0.033
2	0.6913	0.1531	0.6931	0.2595	0.616	0.150
3	0.5477	0.1500	0.5491	0.0820	0.560	0.047
TOTAL	1.6659	0.1265	1.6663	0.1262	1.667	0.136

T A B L A IX

PROGRAMA OESP 1

FLUJOS DE POTENCIA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

LÍNEA	BARRA DE ENVÍO	BARRA DE RECEPCIÓN	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA
1	1	2	27.64	-12.34
1	2	1	-27.49	6.05
2	1	3	15.04	- 5.31
2	3	1	-14.87	0.22
3	2	3	10.83	- 2.77
3	3	2	-10.76	- 1.50
4	2	4	16.76	- 2.26
4	4	2	-16.61	- 1.73
5	2	5	49.04	4.27
5	5	2	-48.17	- 4.96
6	3	4	35.44	1.30
6	4	3	-35.33	- 3.18
7	4	5	11.92	- 0.11
7	5	4	-11.81	5.00

FLUJOS DE POTENCIA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

LÍNEA	BARRA DE ENVÍO	BARRA DE RECEPCIÓN	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA
1	1	2	28.13	-17.42
1	2	1	-27.95	11.19
2	1	3	15.13	- 4.52
2	3	1	-14.96	- 0.56
3	2	3	10.86	- 0.04
3	3	2	-10.79	- 4.23
4	2	4	16.80	- 0.10
4	4	2	-16.65	- 3.99
5	2	5	49.12	5.35
5	5	2	-48.25	- 6.05
6	3	4	35.30	- 2.00
6	4	3	-35.19	0.13
7	4	5	11.86	1.17
7	5	4	11.75	3.95

FLUJO DE POTENCIA DE LAS LÍNEAS [MVA]

LINEA	1	2	3	4	5	6	7
OESP 1	0.3027	0.1595	0.1118	0.1691	0.4923	0.3547	0.1282
OESP 2	0.3309	0.1579	0.1159	0.1710	0.4941	0.3536	0.1240
REFERENC.8	----	----	----	----	----	----	----
MVA	0.50	0.45	0.40	0.40	0.50	0.50	0.45

PROGRAMA OESP 1

ITERACION Nº	COSTO TOTAL DE GENERADOR [\$/h]	PERDIDA DE POTENCIA	
		P_L [MW]	Q_L [MVAR]
1	725.76	2.95	-23.15
2	695.55	1.54	-27.57
3	695.45	1.60	-27.33
4	695.45	1.59	-27.34

PROGRAMA OESP 2

ITERACION N°	COSTO TOTAL DE GENERACION [\$/h]	PERDIDAS DE POTENCIA	
		PL [MW]	Q _l [MVAR]
1	725.71	2.93	-22.89
2	715.71	2.66	-24.03
3	707.63	2.36	-24.99
4	701.64	2.11	-25.86
5	697.72	1.87	-26.61
6	695.87	1.69	-27.27
7	695.66	1.63	-27.49
8	695.63	1.66	-27.35
9	695.61	1.64	-27.41
10	695.61	1.65	-27.33
11	695.60	1.66	-27.27

PROGRAMA DE REFERENCIA 8

ITERACION N°	COSTO TOTAL DE GENERACION [\$/h]	PERDIDAS DE POTENCIA	
		P _L [MW]	Q _L [MVAR]
1	725.85	2.98	-22.94
2	697.30	----	-----
3	696.45	----	-----
4	696.37	1.74	-26.35

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los dos métodos utilizados en este estudio demuestran la necesidad de programar adecuadamente la generación de un sistema, al comparar los resultados obtenidos en el capítulo V entre la primera y la última iteración de cada programa en lo que a costo de generación se refiere. Es decir, se concluye que existe una sola configuración del sistema para la cual los costos de generación son mínimos.

Por otro lado, este estudio ha demostrado que la potencia reactiva de los generadores del sistema puede ser usada como variable de control para resolver el problema de despacho económico de carga por el método "STEEPEST DESCENT" sin que ello represente mucho esfuerzo adicional con respecto a la solución del mismo problema por el método de los costos incrementales, es decir, únicamente con control de la potencia activa de los generadores. Por el contrario, esta alternativa le da al programa que usa el método del "STEEPEST DESCENT" más generalidad al mismo tiempo que lo convierte en un programa de mayor valor académico.

La ventaja de utilizar el control de la potencia reactiva de los generadores se manifiesta en la práctica en el hecho de no tener que especificar previamente los valores de la magnitud del voltaje en sus res-

pectivas barras, ya que éstos se obtienen optimizados como resultado del programa.

Además, el método del "STEEPEST DESCENT" permite el uso de una fuente de potencia reactiva, tal como un condensador síncrono, como variable de control en cualquier barra del sistema.

Como resultado del ejemplo de aplicación se concluye que el punto de operación del sistema a mínimo costo de generación no coincide necesariamente con el punto de operación del sistema a pérdidas de potencia mínimas. El desarrollo de un modelo matemático que tome en cuenta ambas consideraciones y encuentre el punto de compromiso, constituye un tema de interés que debe ser tomado en cuenta en estudios futuros.

Finalmente, en el capítulo III se mencionó que el análisis de la operación en estado estable de un sistema se podía dividir en tres partes: modelo básico, programación óptima de generación y medios de control del sistema. Este estudio ha analizado las dos primeras partes. La tercera está asociada al hecho de que una vez alcanzado el estado de operación óptimo del sistema, es necesario mantenerlo. Como la demanda de energía del sistema es variable, el sistema debe ser capaz de encontrar automáticamente la nueva programación de generación que minimice los costos, es decir se necesita de un control de tiempo real. El autor de este estudio plantea y recomienda este tema para que sea estudiado por cualquier persona interesada en este particular problema de los sistemas eléctricos de potencia.

APENDICES

APENDICE A

DIAGRAMAS DE FLUJOS DE LAS SUBROUTINAS USADAS EN LOS PROGRAMAS OESP 1 Y OESP 2.-

Para efectos de computación se ha designado como OESP 1 al programa que utiliza el método de los costos incrementales y como OESP 2 al que utiliza el método del "STEEPEST DESCENT".

SUBROUTINA YBUS

En esta subrutina se forma la matriz de admitancias de barra en coordenadas rectangulares Y , mediante un algoritmo basado en el método de nodos para el análisis de redes eléctricas. Este método concluye que:

1. Los elementos Y_{ij} de la matriz para $i \neq j$ son iguales al negativo de la suma de todas las admitancias que unen los nodos i y j .
2. Los elementos Y_{ii} de la diagonal de la matriz son iguales a la suma de todas las admitancias que concurren al nodo i .

El algoritmo consiste en almacenar en el lugar adecuado del arreglo Y , los valores de las admitancias serie y shunt de cada línea de transmisión. Una vez leídos todos los datos de línea, el arreglo Y representa la matriz de admitancias de barra. Los datos se expresan en coordenadas rectangulares. Mediante la conversión de

un número complejo de la forma rectangular a la forma polar, se obtiene la matriz de admitancias de barra en coordenadas polares YPOL.

Entre los datos de línea leídos está el de la potencia máxima de transmisión, XMVA que es utilizado únicamente en la subrutina FLOW.

Finalmente, se sacan a impresión los dos arreglos calculados, Y y YPOL.

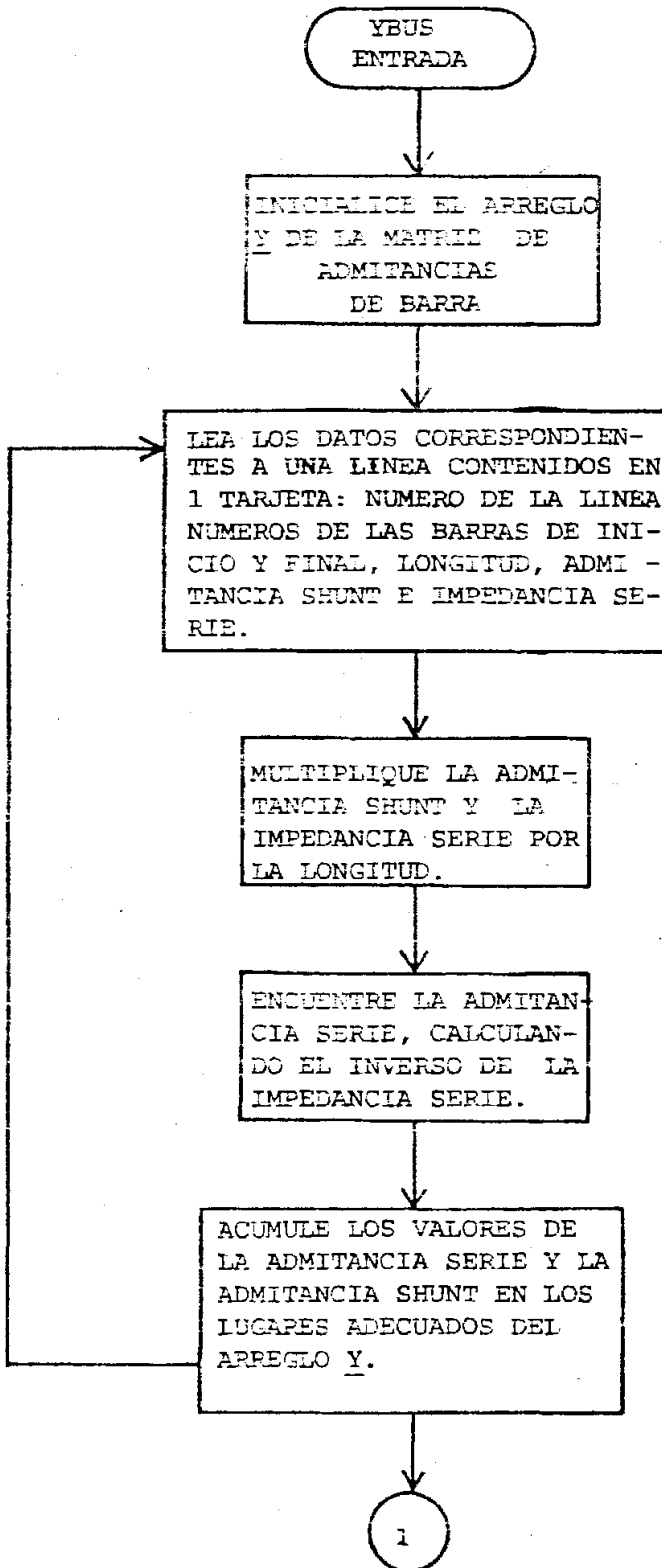
El diagrama de flujo de la subrutina YBUS se muestra en la figura 15.

SUBROUTINA DATOS

Es una subrutina de lectura e impresión. Se leen los valores de algunas constantes y los valores iniciales de la mayoría de las variables del programa:

1. Potencia activa y reactiva de los generadores.
2. Potencia activa y reactiva de las cargas conectadas a cada una de las barras.
3. El voltaje en magnitud y ángulos de la barra de oscilación y la magnitud del voltaje especificado en las barras de voltaje controlado.
4. La potencia activa y reactiva máxima y mínima de cada generador.
5. Los coeficientes de las ecuaciones de los costos incrementales o de las ecuaciones de los costos individuales de generación.
6. El valor inicial del multiplicador de Lagrange y el de su incremento.

FIGURA N° 15



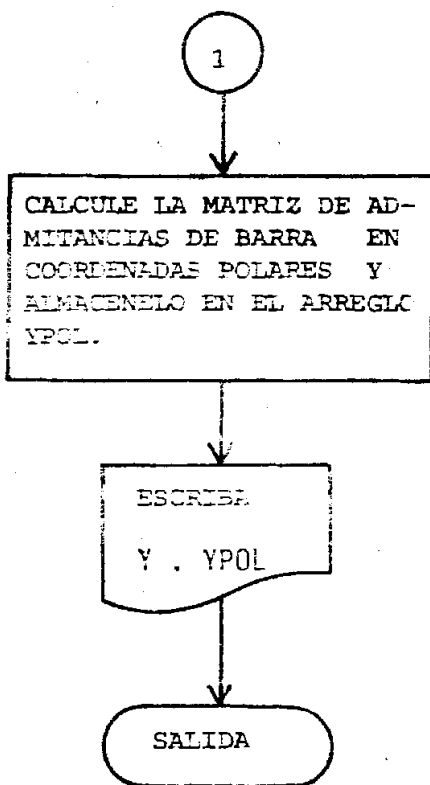


DIAGRAMA DE FLUJOS DE LA SUBRUTINA YBUS

to correspondiente si se trata de programa OESP 1 o el número máximo de iteraciones y el criterio de convergencia del programa OESP 2.

Finalmente, se saca a impresión los valores de la potencia activa y potencia reactiva de las cargas conectadas a cada barra del sistema.

Por tratarse de una subrutina de lectura e impresión, no se muestra diagrama de flujo.

SUBROUTINA COEF

Consta de tres partes independientes. El valor del verificador NI determina cuál de las tres partes debe ejecutarse. Por lo tanto, lo primero que hace la subrutina es leer el valor del verificador NI que puede ser 1, 2 ó 3.

Si $NI = 1$, significa que los valores leídos en la subrutina DATOS y almacenados en los vectores $AK(I)$, $BK(I)$ y $CK(I)$ son los coeficientes de las ecuaciones de los costos incrementales de cada generador de sistema. El programa que está siendo ejecutado puede ser tanto OESP 1 como OESP 2.

Los datos almacenados en los vectores $AK(I)$, $BK(I)$ y $CK(I)$ son transferidos a los vectores $AA(I)$, $BB(I)$, $CC(I)$, respectivamente, y son sacados a impresión.

A continuación se trata de obtener los valores de los coeficientes de las ecuaciones de los costos individuales de generación a partir de

los datos leídos.

El método consiste en obtener una aproximación lineal de la ecuación,

$$PG(I) = NF(I) + BPG(I)CI_k + CKK \cdot CI_k^2 \quad (A-1)$$

que tenga la forma

$$PGI_k = BKK + CKK \cdot CI_k \quad (A-2)$$

Se evalúa un número de puntos NF en la ecuación (A-1), con lo que se obtiene NP valores de $(CI)_i$ y de $PG(I)$. Para esto, se ingresa como datos un valor inicial para $(CI)_i$ llamado CIP y un valor del incremento a usarse para los demás puntos, llamados DCI, de tal manera

$$\begin{aligned} CI_k^{(1)} &= CIP \\ CI_k^{(2)} &= CI_k^{(1)} + DCI \\ &\vdots \\ CI_k^{(NP)} &= CI_k^{(NP-1)} + DCI \end{aligned} \quad (A-3)$$

Sumando todas las ecuaciones resultantes de evaluar los NP puntos en la ecuación (A-2) se obtiene

$$\sum_{i=1}^{NP} PGI_k^{(i)} = NF \cdot BKK + CKK \cdot \sum_{i=1}^{NP} CI_k^{(i)} \quad (A-4)$$

De manera similar puede obtenerse la ecuación

$$\sum_{i=1}^{NP} (PGI_k^{(i)} \cdot CI_k^{(i)}) = BKK \cdot \sum_{i=1}^{NP} CI_k^{(i)} + CKK \cdot \sum_{i=1}^{NP} (CI_k^{(i)})^2 \quad (A-5)$$

de donde, los valores de BKK y CKK serán

$$BKK = \frac{\sum_{i=1}^{NP} PGI_k^{(i)} \sum_{i=1}^{NP} (CI_k^{(i)})^2 - \sum_{i=1}^{NP} (PGI_k^{(i)} \cdot CI_k^{(i)}) \cdot \sum_{i=1}^{NP} CI_k^{(i)}}{NP \cdot \sum_{i=1}^{NP} (CI_k^{(i)})^2 - \left(\sum_{i=1}^{NP} CI_k^{(i)} \right)^2} \quad (A-6)$$

$$CKK = \frac{NP \sum_{i=1}^{NP} (PGI_k^{(i)} \cdot CI_k^{(i)}) - \sum_{i=1}^{NP} CI_k^{(i)} \cdot \sum_{i=1}^{NP} PGI_k^{(i)}}{NP \cdot \sum_{i=1}^{NP} (CI_k^{(i)})^2 - \left(\sum_{i=1}^{NP} CI_k^{(i)} \right)^2} \quad (A-7)$$

El mismo procedimiento se repite para cada ecuación de costo incremental de generación, subindicada con la letra k.

La ecuación de los costos individuales de generación que se quiere obtener tiene la forma

$$C(I) = AK(I) + BK(I) \cdot PG(I) + CK(I) [PG(I)]^2 \quad [$/h] \quad (A-8)$$

donde

$$PG(I) = [MW]$$

Hasta ahora se ha obtenido la ecuación linealizada (A-2) despejando para CI_k , se tiene que

$$CI_k = - \frac{BKK}{CKK} + \frac{1}{CKK} PGI_k \quad (A-9)$$

Integrando la ecuación (A-9) con respecto a PGI_k , debido a que por definición $(CI)_k \triangleq C_k / \partial PG_k$, se tiene que

$$C_k = - \frac{BKK}{CKK} PGI_k + \frac{1}{2 \cdot CKK} (PGI_k)^2 \quad [$/h] \quad (A-10)$$

Por analogía entre las ecuaciones (A-8) y (A-10) se concluye que

$$BK(I) = - \frac{BKK}{CKK} \quad (A-11)$$

$$CK(I) = \frac{1}{2CKK}$$

E) Término independiente AK(I) no puede ser obtenido por este método pero tomando en consideración que es un valor constante, se dejó la posibilidad de ingresarlo como dato.

Se saca a impresión los valores AK(I), BK(I) y CK(I). Para efectos de computación, debido a que el programa usa valores por unidad de PG(I), para que la ecuación (A-8) no se altere es necesario:

$$BK(I) = BK(I) * POTB \quad (A-12)$$

$$CK(I) = CK(I) * POTB**2$$

Si NI = 2, significa que se va a ejecutar el programa OESP 2 y que los valores leídos en la subrutina DATOS y almacenados en los vectores AK(I), BK(I), y CK(I) son los valores de los coeficientes de las ecuaciones de los costos individuales de cada generador, como la (A-8).

De manera similar al caso anterior, el programa usa valores por unidad para PG(I), por lo que luego de sacar a impresión los valores leídos, la subrutina, iguala en lenguaje FORTRAN.

$$BK(I) = BK(I)*POTB$$

$$CK(I) = CK(I)*POTB**2$$

Si $NI = 3$, significa que se va a ejecutar el programa OESP 1 pero no se dispone de los coeficientes de las ecuaciones de los costos incrementales que son los que usa este programa, sino de los coeficientes de las ecuaciones de los costos individuales de generaciones leídos en la subrutina DATOS y almacenados en los vectores $AK(I)$, $BK(I)$, y $CK(I)$.

Derivando la ecuación (A-8) con respecto a $PG(I)$,

$$(CI)_i = BK(I) + 2 \cdot CK(I) \cdot PG(I)$$

de donde,

$$PG(I) = - \frac{BK(I)}{2CK(I)} + \frac{1}{2CK(I)} (CI)_i \quad [MW] \quad (A-13)$$

La ecuación del costo incremental de cada generador está definida por

$$PG(I) = AA(I) + BB(I) \cdot (CI)_i + CC(I) [(CI)_i]^2 [p.u.] \quad (A-14)$$

Por comparación de las ecuaciones (A-13) y (A-14), se concluyen que

$$AA(I) = - \frac{BK(I)}{2 \cdot CK(I) \cdot POTB}$$

$$BB(I) = \frac{1}{2 \cdot CK(I) \cdot POTB} \quad (A-15)$$

$$CC(I) = 0.0$$

Finalmente, los valores de los coeficientes $AK(I)$, $BK(I)$, y $CK(I)$ son modificados en base al mismo criterio anterior.

$$BK(I) = BK(I) \cdot POTE$$

$$CK(I) = CK(I) \cdot POTB**2$$

La subrutina saca a impresión los dos grupos de coeficientes. (Fig.18)

SUBROUTINA FLUJ

Esta subrutina resuelve el problema estático del flujo de carga representado por el modelo básico de un sistema de potencia obtenido en las ecuaciones (3-8) y sujeto a las restricciones expresadas en las ecuaciones (4-10).

En el análisis de estas ecuaciones en la referencia 9 se concluye que las incógnitas del problema son:

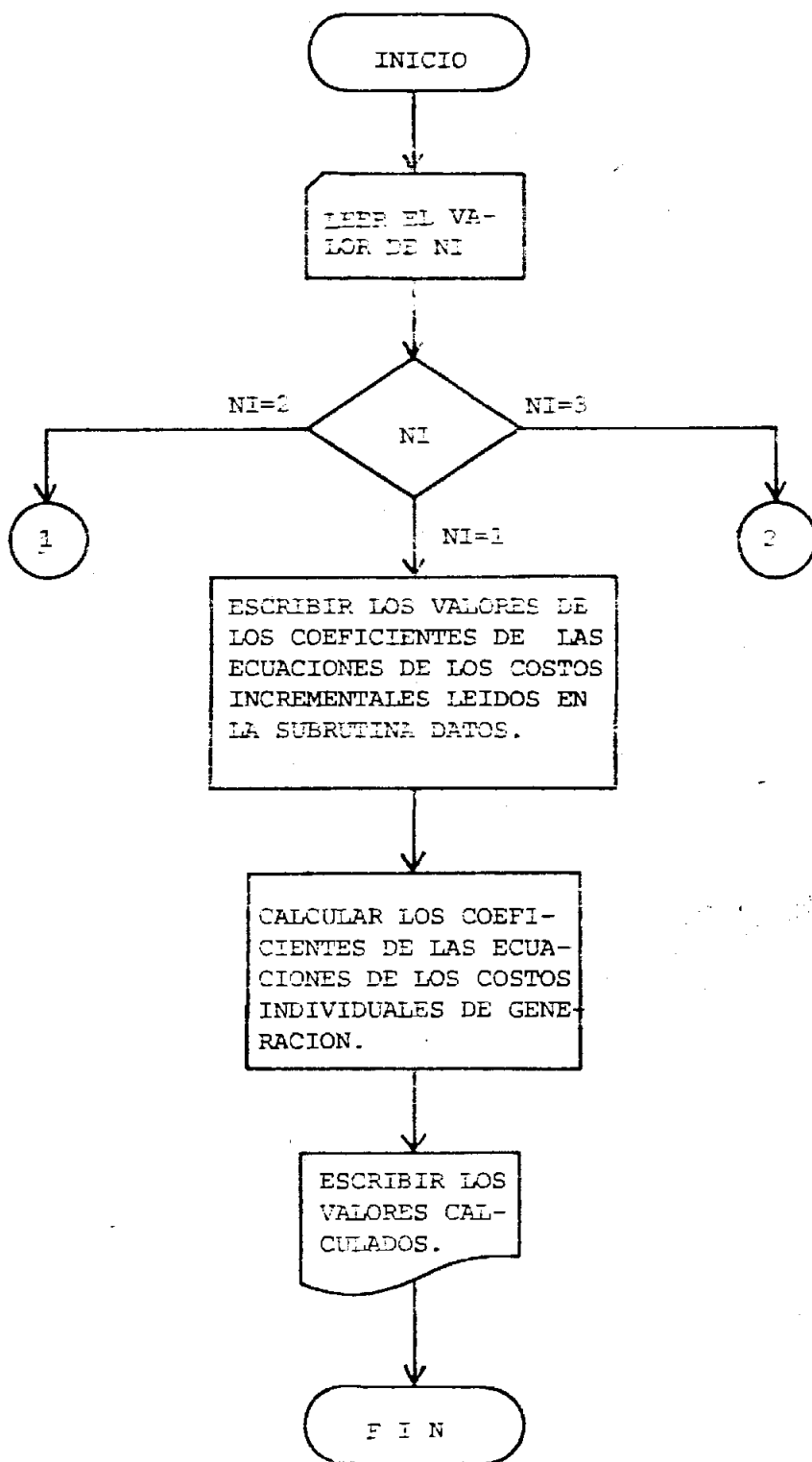
1. Los voltajes en magnitud y ángulo en las barras de carga y generación sin voltaje controlado.
2. La potencia reactiva y el ángulo del voltaje para las barras de voltaje controlado.
3. La potencia activa y reactiva de la barra de oscilación.

En base al mismo análisis se concluyó que cada barra debe contribuir con dos ecuaciones reales e independientes a la solución del problema.

La ecuación (3-6) puede ser expresada como

$$P_i - jQ_i = \dot{V}_i \cdot \sum_{j=1}^n \dot{Y}_{ij} \cdot \dot{V}_j \quad (A-16)$$

FIGURA N° 16



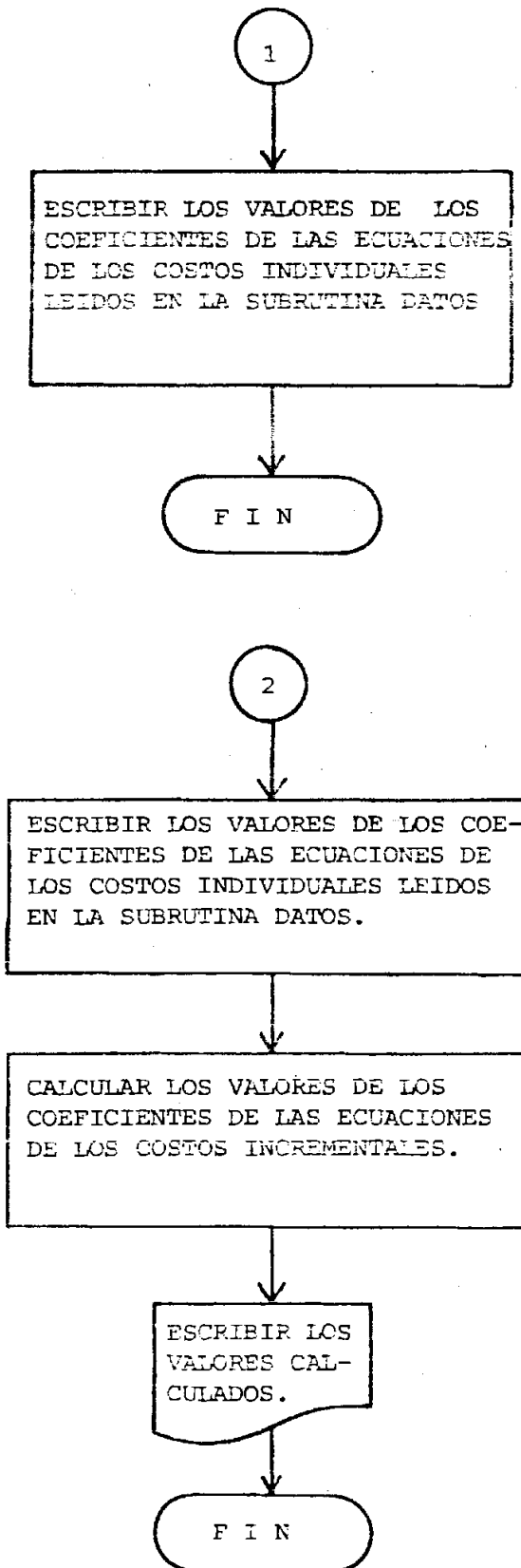


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA SUBROUTINA COEF

donde,

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad (A-17)$$

en la potencia activa neta inyectada a la barra i

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad (A-18)$$

es la potencia reactiva neta inyectada a la barra i

A partir de (A-16) se obtienen aquellas ecuaciones con las que las barras de carga contribuyen a la solución del problema.

$$\dot{V}_i = \frac{1}{\dot{Y}_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{\dot{V}_i^*} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \dot{Y}_{ij} \dot{V}_j \right] \quad (A-19)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

que para efectos de computación pueden expresarse

$$\dot{V}_i = \frac{PA_i}{\dot{V}_i^*} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n PB_{ij} \dot{V}_j \quad (A-20)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

donde

$$PA_i = \frac{P_i - jQ_i}{\dot{Y}_{ii}} \quad (A-21)$$

$$PB_{ij} = \frac{\dot{Y}_{ij}}{\dot{Y}_{ii}} \quad (A-22)$$

Las barras de voltaje controlado contribuyen con las mismas ecuaciones (A-20), pero como la magnitud del voltaje esté especificada, se necesita de la ecuación

$$Q_i = -j\omega C_i V_i, \quad \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j = 0 \quad (A-23)$$

Finalmente la barra de oscilación contribuye con la ecuación completa

$$P_i + jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j, \quad V_i = V_s \quad (A-24)$$

Esta última ecuación depende únicamente de los voltajes de barra y de la configuración del sistema, por lo que puede ser resuelta como caso final de la subrutina. Las ecuaciones estáticas de flujo de cargas son no lineales por lo que es necesario utilizar un método iterativo de solución. El método escogido es el de GAUSS-SEIDEL cuya derivación de fórmulas y comprobación se pueden consultar en la referencia 8.

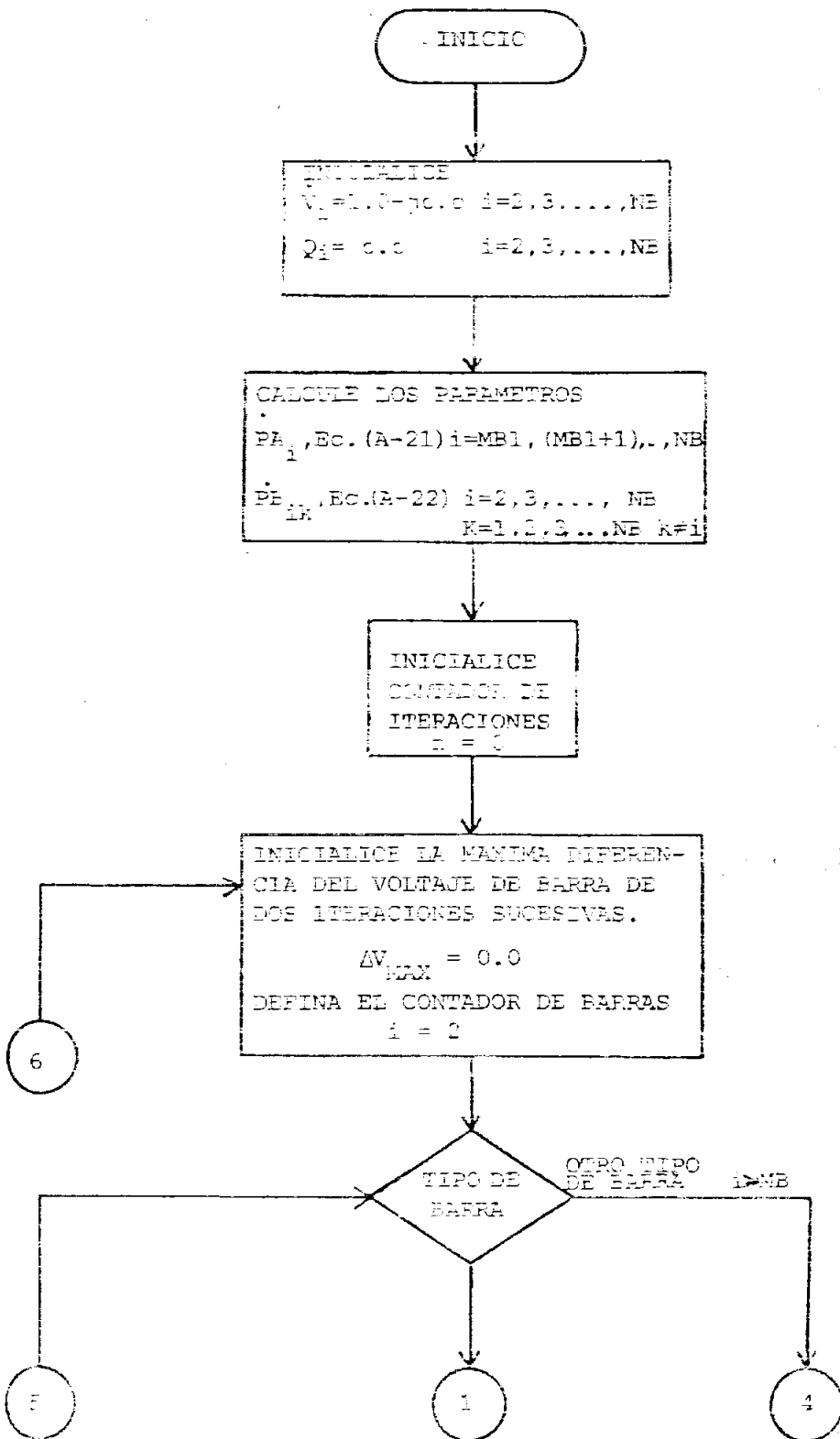
El diagrama de flujos de la subrutina se muestra en la figura 17.

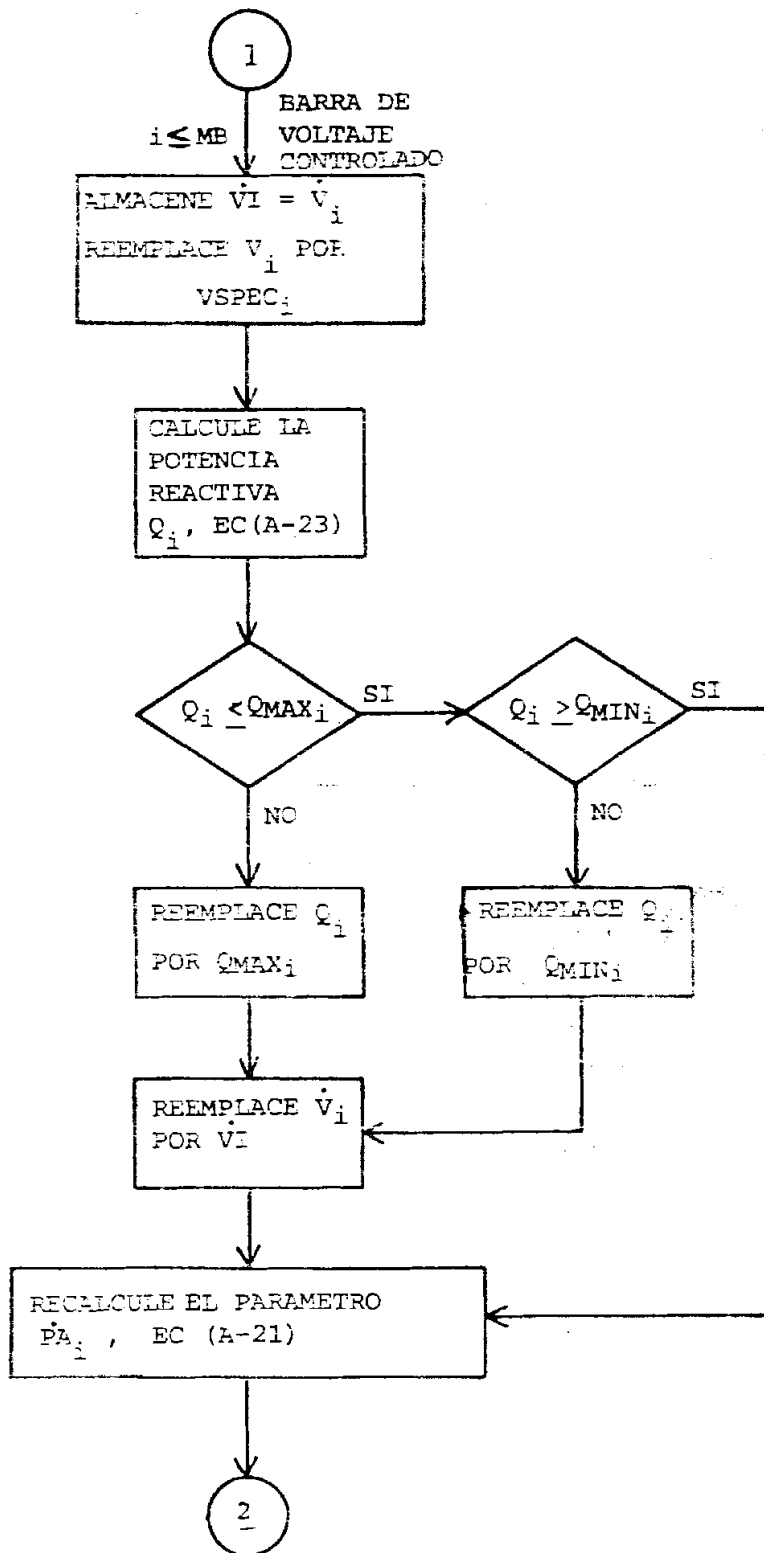
SUBROUTINA CIG

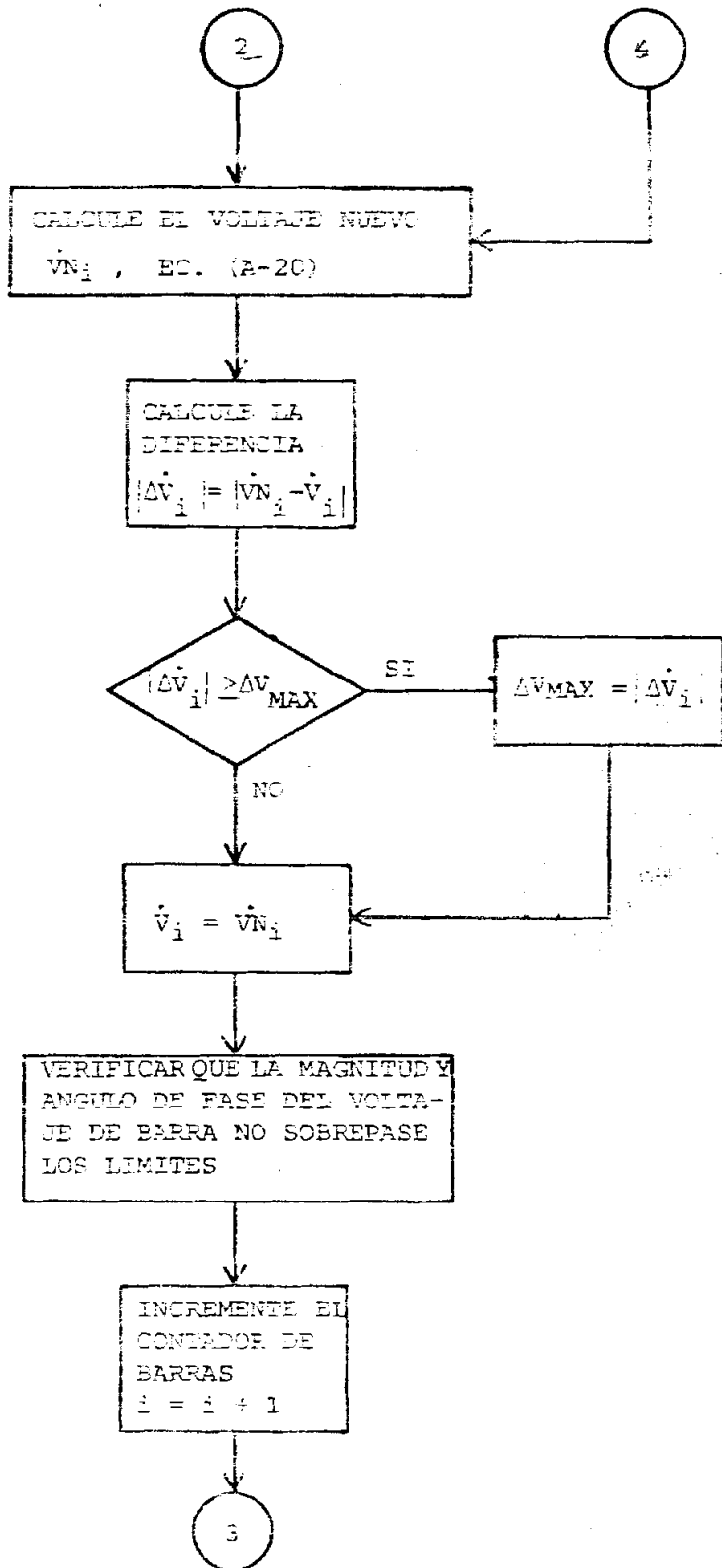
La función fundamental de esta subrutina es calcular los costos de generación e imprimirlos, pero se ha incluido también la impresión de la potencia activa y de la potencia reactiva de cada uno de los generadores del sistema.

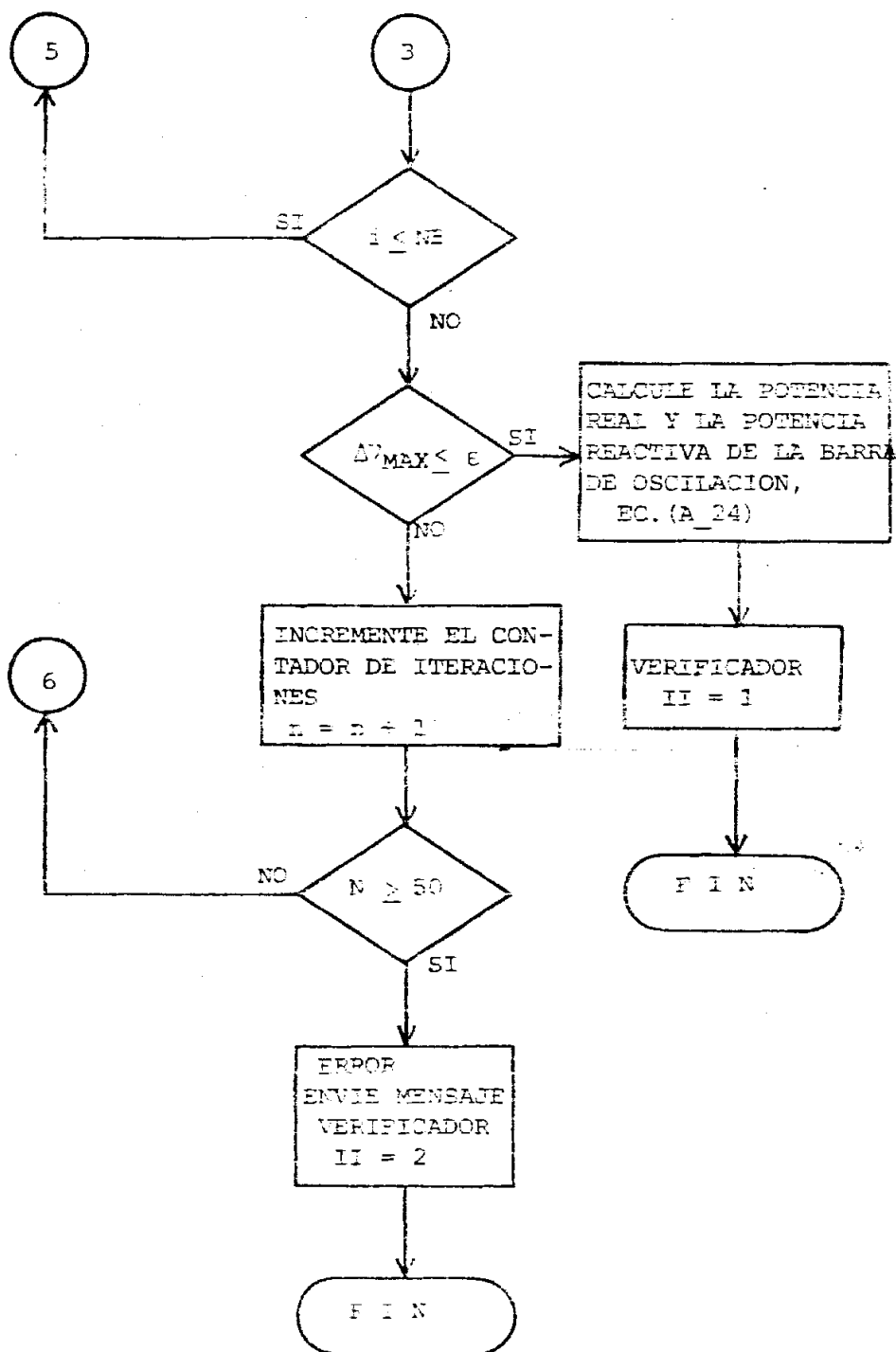
Los costos de generación se obtienen en base a las ecuaciones de costos de cada generador.

$$C_{Gj} = \sum_{i=1}^{NS} C_{ij}$$









NE = Número de Barras del Sistema

ME = Número de barras de voltaje controlado incluida la barra de excitación.

ME1 = ME + 1

ε = Criterio de convergencia del problema de flujo de cargas.

cuyos coeficientes se obtienen previamente en la subrutina COEF. La ecuación de costos de los generadores utilizada en este programa tiene la forma

$$C_i = a_i + b_i \cdot P_{Gi} + c_i \cdot P_{Gi}^2$$

El diagrama de flujo de la subrutina CIG se muestra en la figura 18.

SUBROUTINA NEWPG

Esta subrutina calcula los valores mejorados de la potencia activa de los generadores de tal manera que luego de algunas iteraciones de todo el programa, se llega a los valores óptimos.

Para obtener estos nuevos valores P_{Gi} a partir de las ecuaciones

$$P_{Gi} = A_i + B_i \cdot (CI)_i + C_i \cdot (CI)_i^2$$

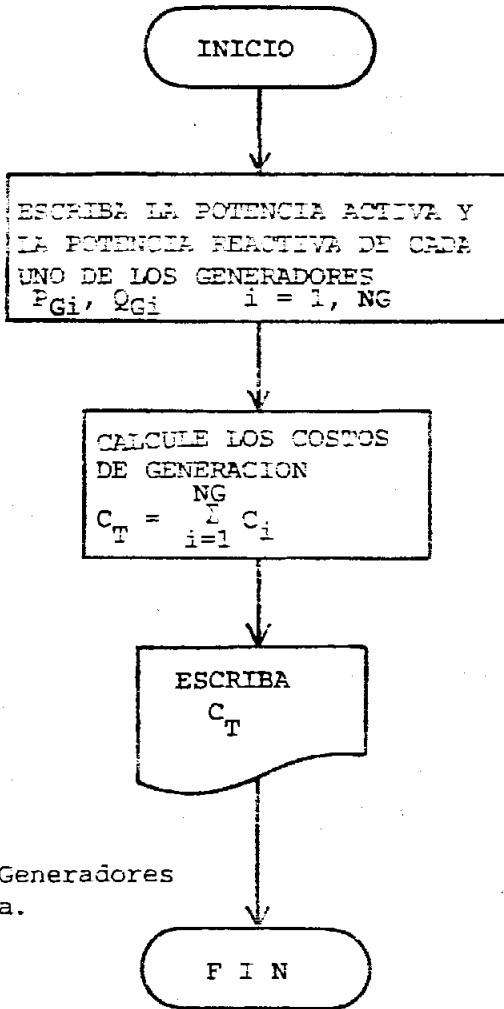
$$i = 1, 2, \dots, NG$$

Es necesario previamente calcular:

1.- Las pérdidas de potencia en las líneas

$$P_L = \sum_{k=1}^{NB} P_k$$

2.- La potencia total demandada por las cargas conectadas en las barras del sistema



= Número de Generadores del Sistema.

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA SUBROUTINA CIG

$$P_D = \sum_{k=1}^{NE} P_{Dk}$$

3.- Las pérdidas incrementales de transmisión

$$(PIT)_i = 2 \sum_{k=1}^{NE} (P_k \cdot c_{ik} - Q_k \cdot b_{ik})$$

$$i = 1, 2, \dots, NG$$

4.- Los costos incrementales de los generadores

$$(CI)_i = \lambda [1 - (PIT)_i]$$

$$i = 1, 2, \dots, NG$$

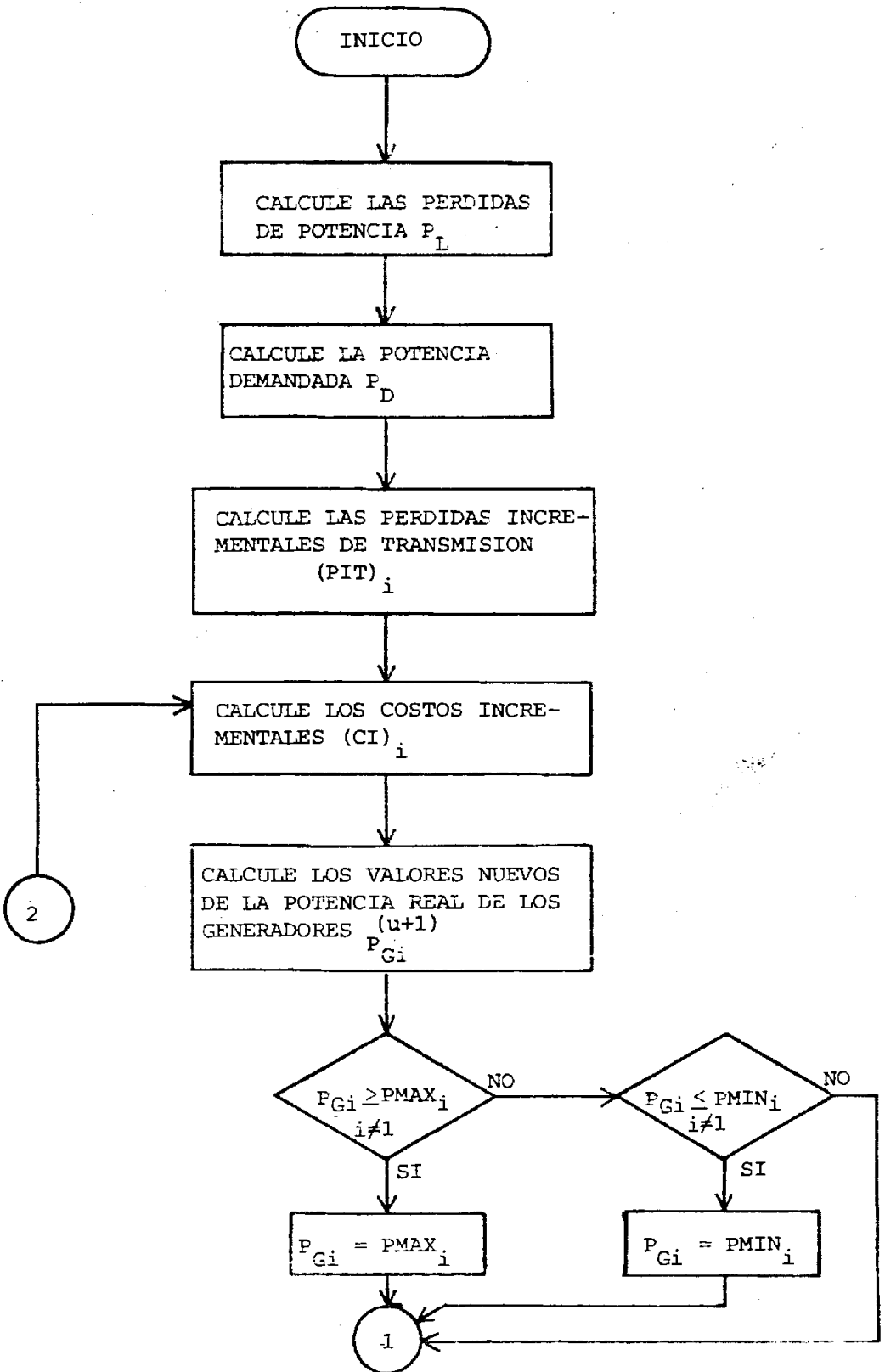
El diagrama de flujo de la subrutina NEWPG se muestra en la figura 19.

SUBROUTINA FJLIN

Una vez que se ha conseguido la convergencia necesaria para obtener la programación óptima de generación del sistema que permita minimizar los costos de generación, se procede a calcular los flujos de potencia de una barra a otra a través de las líneas de transmisión.

Las ecuaciones necesarias para realizar estos cálculos fueron desarrolladas en la sección 3-3.

Estos cálculos no son necesarios en otra parte del programa por lo



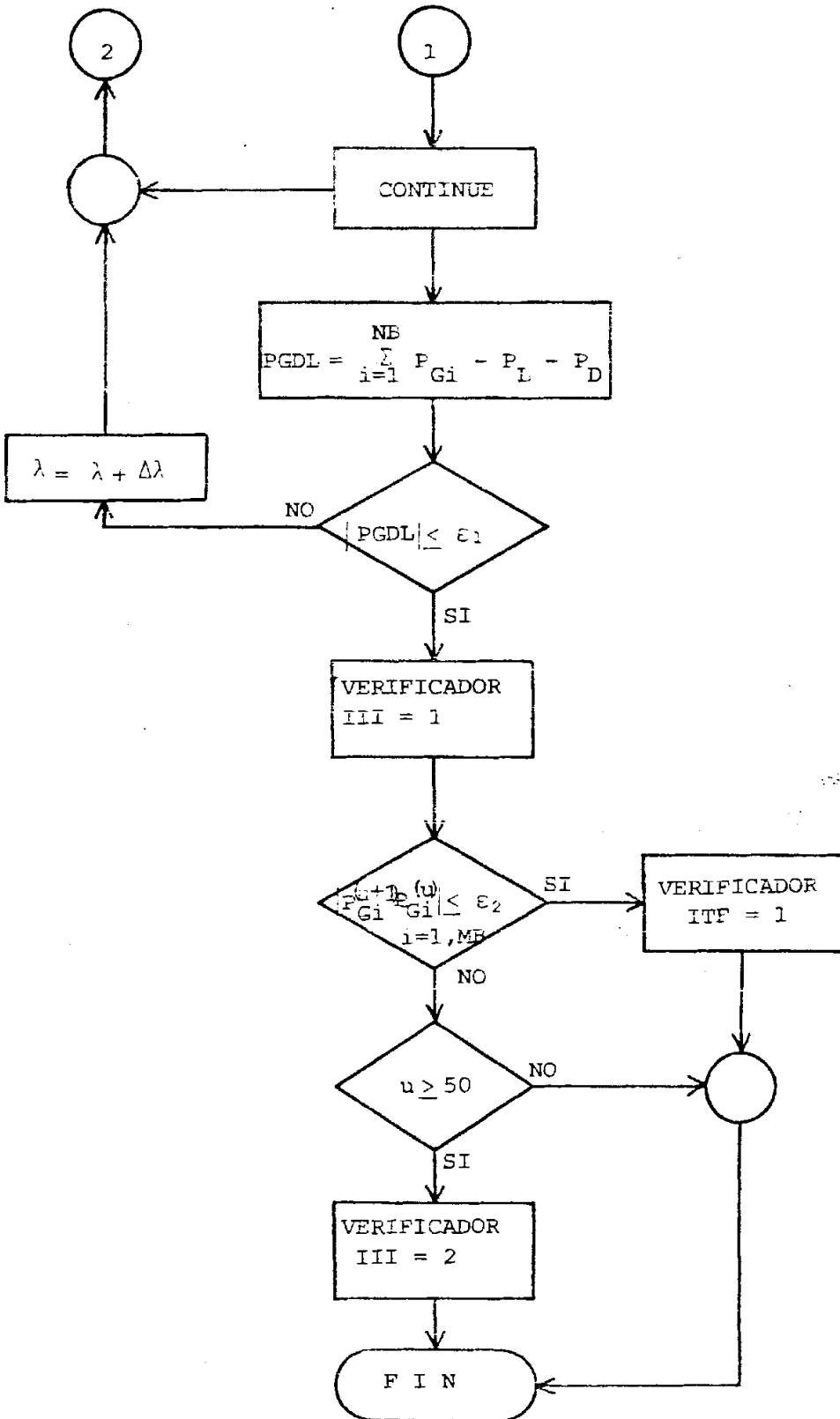


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA SUBROUTINA NEURPG

que se utiliza un algoritmo que saca a impresión flujos de potencia que salen de una barra y los que llegan a otra a través de la línea de transmisión que las une, para cada línea del sistema, a medida que los va calculando, para evitar el uso de variables dimensionadas.

El diagrama de flujo de la subrutina FJLIN se muestra en la figura N° 20.

SUBROUTINA OPDIS

Esta subrutina calcula los costos individuales y los costos de generación del sistema en base a los últimos valores calculados de la potencia desarrollada por cada generador luego que el programa obtuvo convergencia.

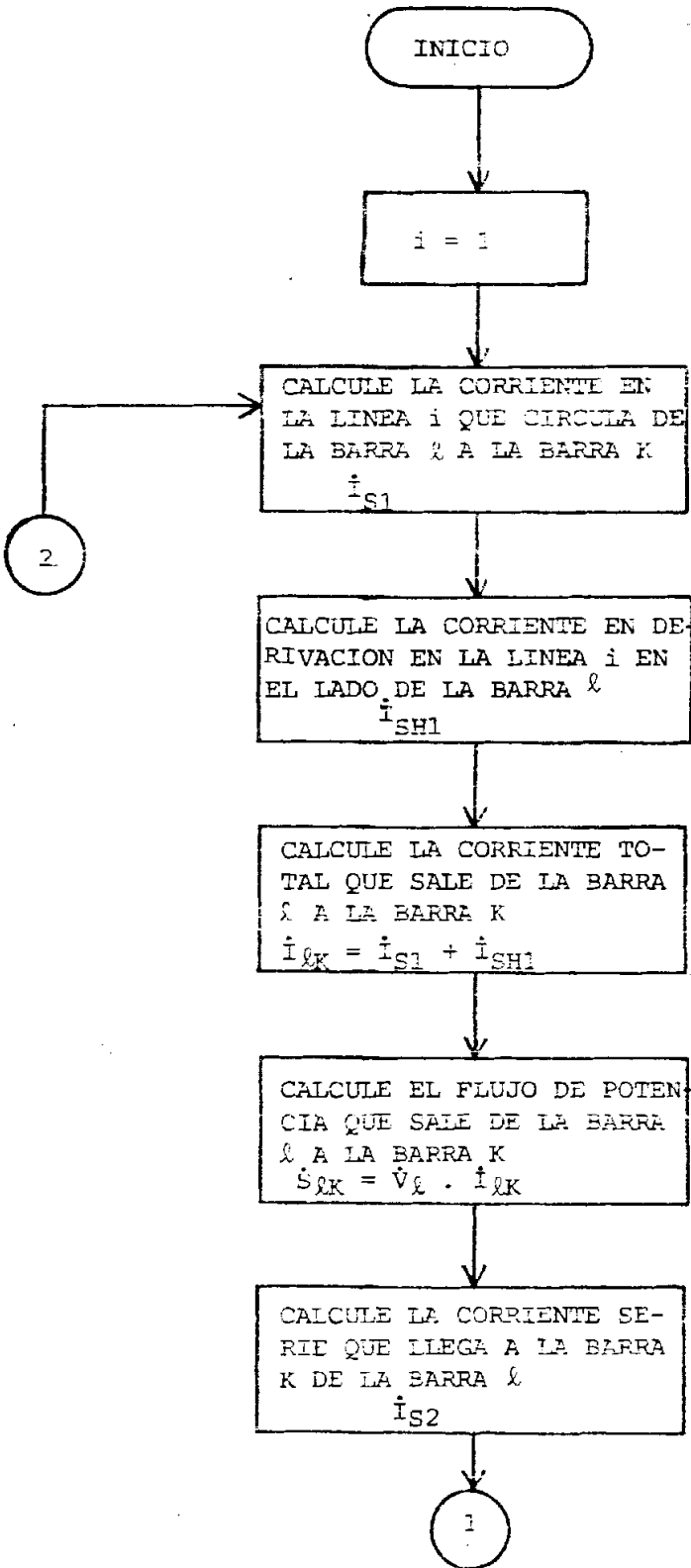
Se seguidamente se saca a impresión toda la programación óptima de los generadores, es decir, la potencia activa, la potencia reactiva del costo individual de generación respectivo.

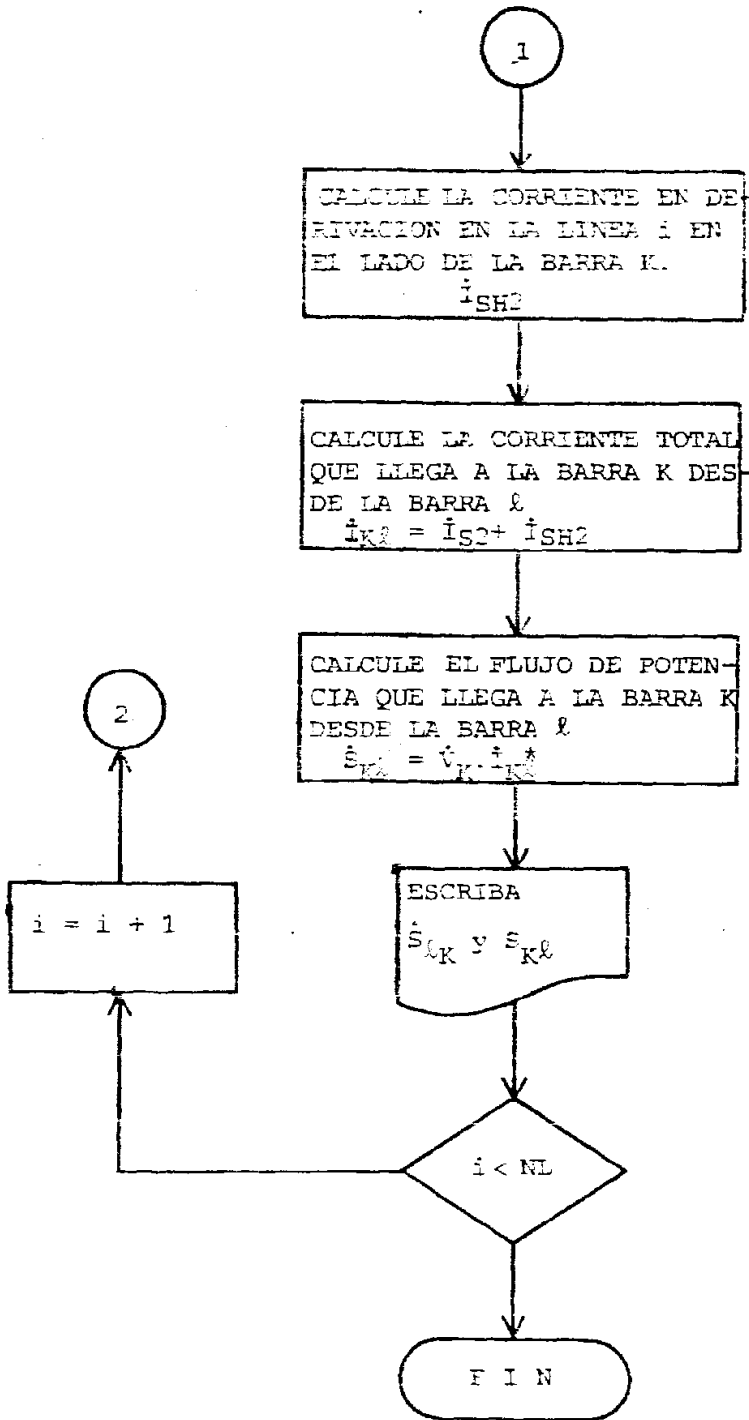
Finalmente, se imprime el costo de generación del sistema.

El diagrama de flujos de la subrutina OPDIS se muestra en la figura N° 21.

SUBROUTINA AJPO

Esta subrutina calcula los elementos de la matriz de orden $(NT \times NT)$ de la ecuación (4-62) y que para efectos de computación ha sido deno-





NL = Número de Líneas de Transmisión del Sistema

FIGURA Nº 21

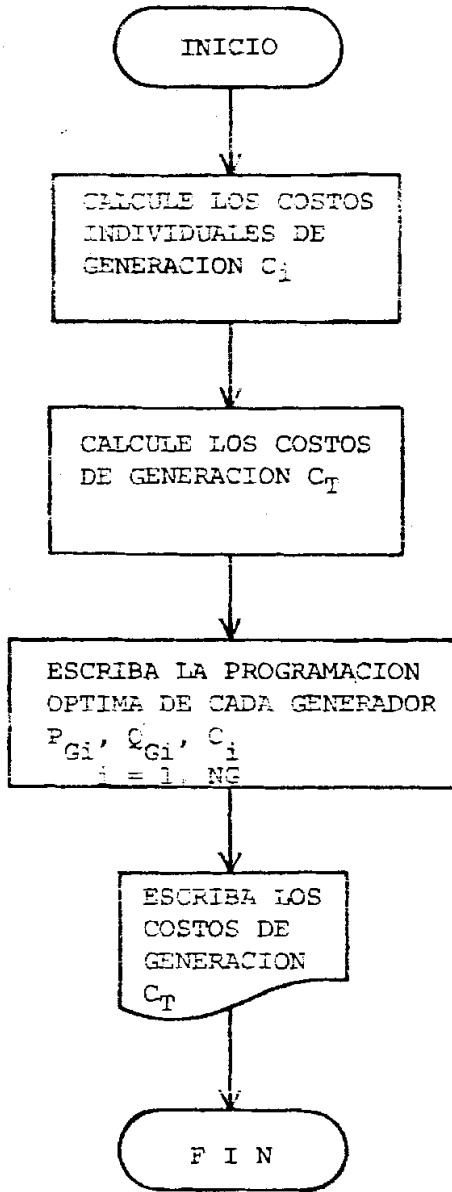


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA SUBROUTINA OPDIS

minada AJAC, y los de matriz de orden $(m \times NT)$ de la ecuación (4-65) que ha sido denominada PQX.

En la sección 4.4.1 se concluyó que la aproximación lineal del modelo básico de un sistema de potencia a ser usado en el proceso de optimización del programa OESP 2 está constituido por conjunto de ecuaciones (4-60) y (4-61).

$$\begin{aligned} \Delta P_{Gi} = & \left[\sum_{j=2}^{NB} V_i Y_{ij} V_j \text{Sen}(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) \cdot \Delta \delta_j \right] \quad i = 2, 3, \dots, NB \\ & + \sum_{j=MB1}^{NB} [V_i Y_{ij} V_j \text{Cos}(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) \cdot \Delta V_j / V_j] \\ & - S2_i \cdot \Delta \delta_i + S1_i \cdot \Delta V_i / V_i \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{Gi} = & - \sum_{j=2}^{NB} [V_i Y_{ij} V_j \text{Cos}(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) \cdot \Delta \delta_j] \quad i = MB1, (MB1+1), \dots, NB \\ & + \sum_{j=MB1}^{NB} [V_i Y_{ij} V_j \text{Sen}(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) \cdot \Delta V_j / V_j] \\ & + S1_i \cdot \Delta \delta_i + S2_i \cdot \Delta V_i / V_i \end{aligned}$$

Expresado matricialmente, este conjunto de ecuaciones toma la forma

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{Gi} \\ \Delta Q_{Gj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{AJAC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta V_j / V_j \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} i = 2, 3, \dots, NB \\ j = MB1, (MB1+1), \dots, NB \end{array} \quad (A-25)$$

Para efectos de programación, las ecuaciones anteriores se abrevian de la manera siguiente:

$$\Delta P_{Gi} = \sum_{j=2}^{NB} [AM_{ij} \cdot \text{Sen}(\text{ALAMD}_{ij}) \cdot \Delta \delta_j] \quad i = 2, 3, \dots, NB$$

$$+ \sum_{j=MB1}^{NB} [AM_{ij} \cdot \text{Cos}(\text{ALAMD}_{ij}) \cdot \Delta V_j / V_j] \quad (\text{A-26})$$

$$- S_{1i} \cdot \Delta \delta_i + S_{2i} \cdot \Delta V_i / V_i$$

$$\Delta Q_{Gi} = - \sum_{j=2}^{NB} [AM_{ij} \cdot \text{Cos}(\text{ALAMD}_{ij}) \cdot \Delta \delta_j] \quad i = MB1, (MB1+1), \dots, NB$$

$$+ \sum_{j=MB1}^{NB} [AM_{ij} \cdot \text{Sen}(\text{ALAMD}_{ij}) \cdot \Delta V_j / V_j] \quad (\text{A-27})$$

$$+ S_{1i} \cdot \Delta \delta_i + S_{2i} \cdot \Delta V_i / V_i$$

donde,

$$AM_{ij} = V_i Y_{ij} V_j \quad (\text{A-28})$$

$$\text{ALAMD}_{ij} = \delta_i - \delta_j - \psi_{ij}$$

Por otro lado, en la sección 4.4.2 se obtuvieron las ecuaciones incrementales de flujos de potencia que expresadas también en forma simplificada son:

Para la barra de oscilación (A-29)

$$\Delta P_{G1} = \sum_{j=2}^{NB} [AM_{1j} \cdot \text{Sen}(\text{ALAMD}_{1j}) \cdot \Delta \delta_j] + \sum_{j=MB1}^{NB} [AM_{1j} \cdot \text{Cos}(\text{ALAMD}_{1j}) \cdot \Delta V_j / V_j]$$

$$\Delta Q_{G1} = - \sum_{j=2}^{NB} [AM_{1j} \cdot \text{Cos}(\text{ALAMD}_{1j}) \cdot \Delta \delta_j] + \sum_{j=MB1}^{NB} [AM_{1j} \cdot \text{Sen}(\text{ALAMD}_{1j}) \cdot \Delta V_j / V_j]$$

Para las otras barras de voltaje controlado

$$\begin{aligned} \Delta Q_{Gi} = & - \sum_{j=2}^{NB} [AM_{ij} \cdot \text{Cos}(\Delta \text{LAMD}_{ij}) \cdot \Delta \delta_j] \\ & + \sum_{j=MB1}^{NB} [AM_{ij} \cdot \text{Sen}(\Delta \text{LAMD}_{ij}) \cdot \Delta V_j / V_j] \\ & + S1_i \cdot \Delta \delta_i \end{aligned} \quad (A-30)$$

$i = 2, 3, \dots, MB$

Expresadas matricialmente las ecuaciones (4-63) y (4-64), se forma la matriz PQX

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{Gk} \\ \Delta Q_{Gk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{PQX} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta V_j / V_j \end{bmatrix} \quad (A-31)$$

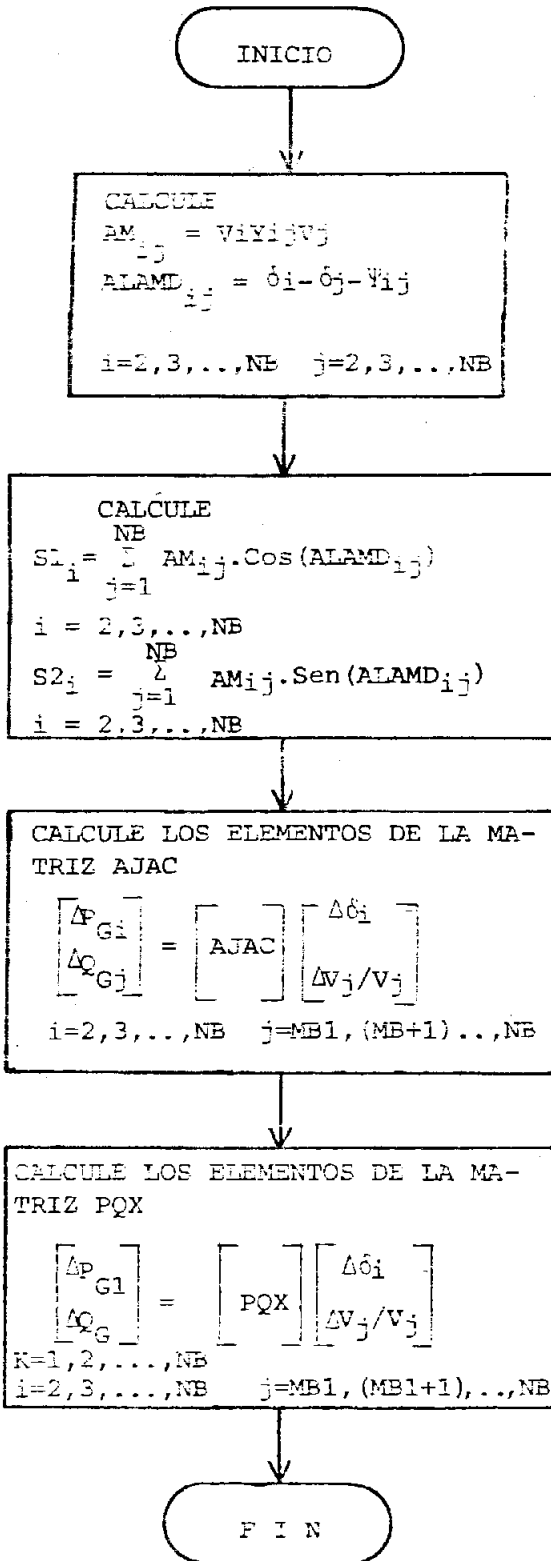
$k = 1, 2, \dots, MB \quad i = 2, 3, \dots, NB \quad j = MB1, (MB1+1), \dots, NB$

Esta subrutina en su primera parte calcula los valores de cada uno de los elementos de la matriz AJAC y en la segunda parte calcula cada uno de los elementos de la matriz PQX.

El diagrama de flujos de la subrutina AJPQ se muestra en la figura N° 22.

SUBROUTINA AINV

El método de eliminación para calcular la inversa de una matriz cuadrada se basa en que si una matriz no singular A puede ser reducida a la matriz identidad I premultipliéndola en forma secuencial por



matrices elementales adecuadamente escogidas, entonces premultiplicando la matriz identidad I por la misma secuencia de matrices elementales se obtendrá la matriz inversa A^{-1} de la matriz A .

Es decir que si

$$E_n E_{n-1} E_{n-2} \dots E_3 E_2 E_1 A = I \quad (A-32)$$

donde E_n son las matrices elementales, entonces, postmultiplicando ambos lados de la igualdad por A^{-1}

$$E_n E_{n-1} E_{n-2} \dots E_3 E_2 E_1 A A^{-1} = I A^{-1} \quad (A-33)$$

se obtiene que

$$E_n E_{n-1} E_{n-2} \dots E_3 E_2 E_1 = A^{-1} \quad (A-34)$$

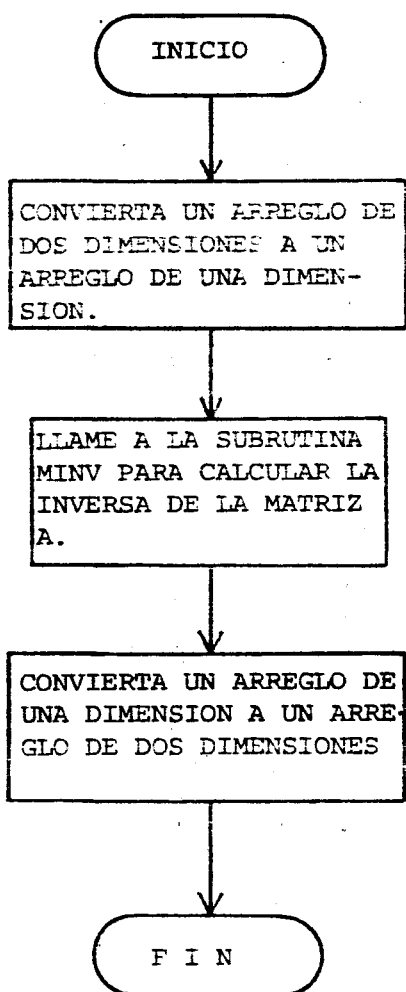
Mayores detalles sobre este método para obtener la inversa de una matriz pueden encontrarse en la referencia 10.

Esta subrutina utiliza a su vez la subrutina MINV que posee la computadora de la ESPOL.

La razón de no usar directamente la subrutina MINV es que ésta utiliza arreglos unidimensionales por lo que es necesario transformar primero el arreglo de las dimensiones que utiliza este programa.

El diagrama de flujos de la subrutina AINV se muestra en la figura N° 23.

FIGURA Nº 23

DIAGRAMA DE FLUJOS DE LA SUBROUTINA AINV

SUBROUTINA PGM

En el diagrama de flujos del programa QESP 2 se observa que es necesario multiplicar las matrices PQX por AQAC.

La matriz PQX tiene MB1 x NT elementos y la matriz AQAC tiene NT x NT elementos. Por lo tanto, la matriz resultante tendrá el mismo orden de la matriz PQX.

Con la finalidad de ahorrar memoria en el computador se utiliza un algoritmo que almacena la matriz resultante en el mismo arreglo de la matriz PQX. De esta manera no es necesario dimensionar otro arreglo para la matriz resultante ya que sólo se requiere de un vector de trabajo de NT elementos.

Como resultado de esta multiplicación de matrices se obtienen los coeficientes de las ecuaciones incrementales de flujos de potencia.

$$\Delta P_{Gi} = \sum_{j=2}^{NB} a_{P1j} \cdot \Delta P_{Gj} + \sum_{j=MB1}^{NB} b_{P1j} \cdot \Delta Q_{Gj} \quad (A-35)$$

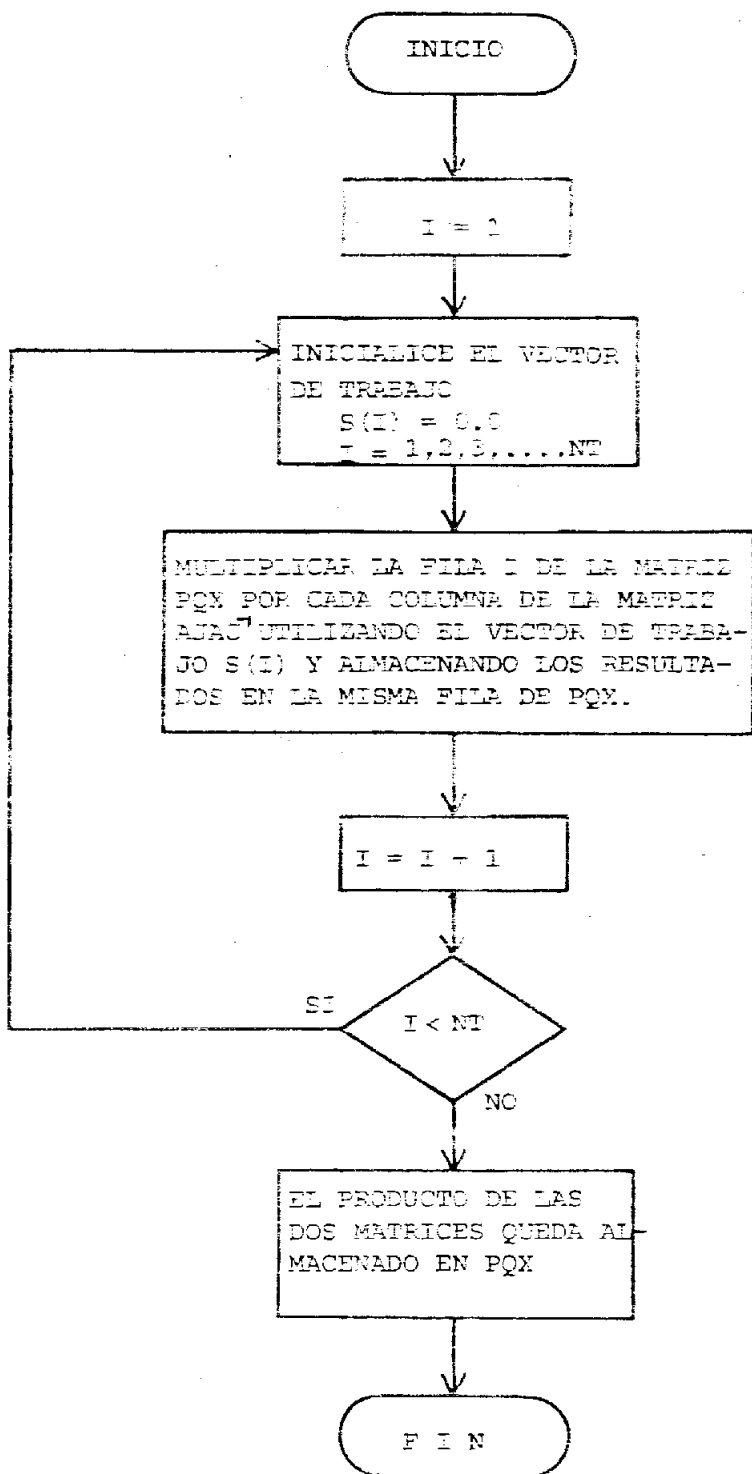
$$\Delta Q_{Gi} = \sum_{j=1}^{NB} a_{Q1j} \cdot \Delta P_{Gj} + \sum_{j=MB1}^{NB} b_{Q1j} \cdot \Delta Q_{Gj}$$

$i = 1, MB$

Es necesario aclarar que si el número de generadores es menor que el número de barras, todas las suamtorias de las ecuaciones (A-35) tienen como límite superior el número de generadores NG.

El diagrama de flujos de la subrutina PGM se muestra en la figura 14

FIGURA Nº 24



NO - 2-NE-NE-2

DIAGRAMA DE FLOW DE LA SUBROUTINA PGM

SUBROUTINA COSTS

Esta subrutina calcula los valores óptimos de los incrementos ΔP_{Gi} y ΔQ_{Gi} de las variables controlables que de acuerdo con las ecuaciones (A-59) son iguales a

$$\Delta P_{Gi} = -\lambda \cdot \alpha_{Ti} \quad i = 2, 3, \dots, NG$$

$$\Delta Q_{Gi} = -\lambda \cdot \beta_{Tj} \quad j = MB1, (MB1 + 1), \dots, NG$$

Estos valores dependen de la variable λ cuyo valor óptimo obtenido en la sección 4.4.4 viene dado por

$$\lambda = \frac{(b_1 + 2c_1 \cdot P_{G1}) \left[\sum_{j=2}^{NG} \alpha_{Tj} + \sum_{j=MB1}^{NG} \beta_{Tj} \right] + \sum_{i=2}^{NG} (b_i + 2c_i P_{Gi}) \alpha_{Ti}}{2c_1 \left[\sum_{j=2}^{NG} \alpha_{Tj} + \sum_{j=MB1}^{NG} \beta_{Tj} \right] + 2 \sum_{i=2}^{NG} c_i \alpha_{Ti}^2}$$

Expresado en una forma más simplificada esta ecuación quedará

$$\lambda = \frac{DI_1 \cdot PGBC5 + PGBC1}{2 [C_1 \cdot PGBC5^2 + PGBC2]} \quad (A-36)$$

donde

$$DI_1 = b_1 + 2c_1 \cdot P_{G1} \quad i = 1, 2, \dots, NG$$

$$PGBC1 = \sum_{i=2}^{NG} DI_i \alpha_{Ti}$$

$$PGBC2 = \sum_{i=2}^{NG} c_i \alpha_{Ti}^2$$

$$PGBC3 = \sum_{j=2}^{NG} \alpha_{Tj} \beta_{Tj} \quad (A-37)$$

$$PGBC4 = \sum_{j=MB1}^{NG} \beta_{Tj}^2$$

$$PGBC5 = -PGBC3 + PGBC4$$

Los coeficientes a_{Ti} y b_{Ti} de la función incremental de costos aumentada son calculados en base a las ecuaciones (4-70) y (4-71) de la sección 4.4.3.

Los coeficientes a_{Ti} son iguales a

$$a_{Ti} = DI_{i-1} a_{Pi} - DI_i \quad (A-38)$$

$$i = 2, 3, \dots, NG$$

Los coeficientes b_{Tj} son iguales a

$$b_{Tj} = DI_{j-1} b_{Pj} \quad (A-39)$$

$$j = MBI, (MBI+1), \dots, NG$$

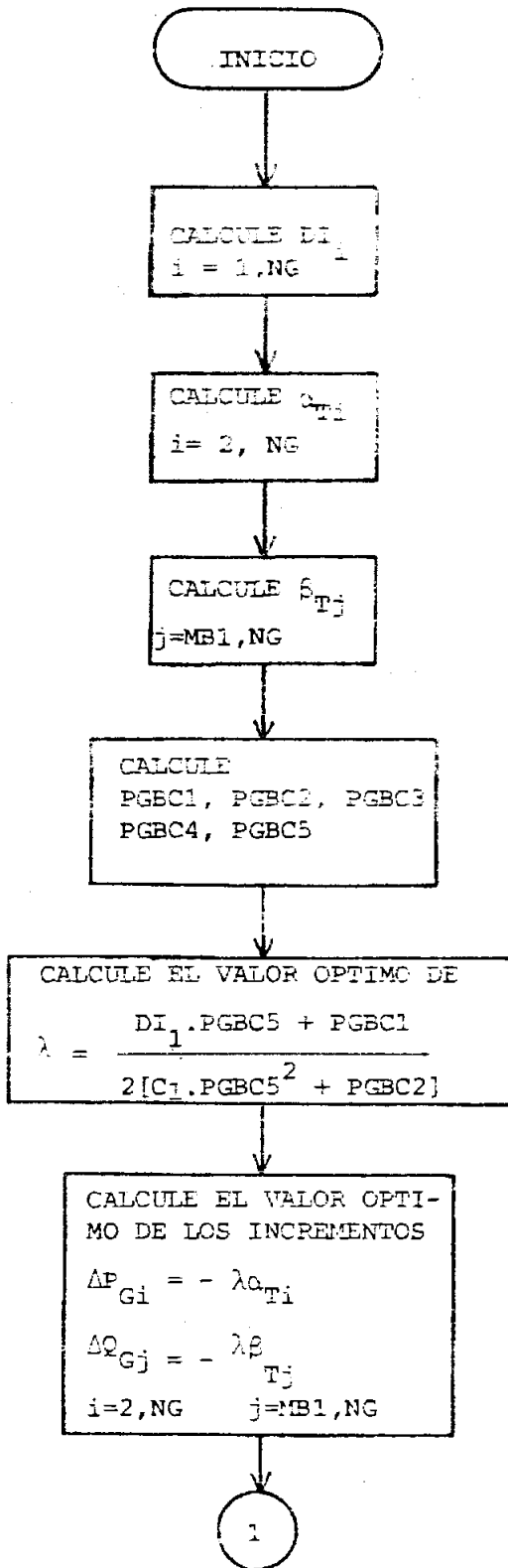
Finalmente, se verifica si los incrementos ΔP_{G2} y ΔQ_{G2} no sobrepasar en magnitud un valor máximo establecido de 0.05 por unidad (p.u.).

Luego se comprueba si con estos valores de los incrementos, los valores nuevos P_{G2} y Q_{G2} no sobrepasan los límites impuestos. En caso de sobrepasarlos en cualquiera de ellos, el valor del incremento se lo iguala al valor necesario para que esto no ocurra.

El diagrama de flujos de la subrutina COSTS se lo muestra en la figura N° 25.

SUBROUTINA GENB

El objetivo de esta subrutina es calcular los incrementos ΔP_{G2} y ΔQ_{G2} correspondientes a las ecuaciones incrementales de flujos de potencia



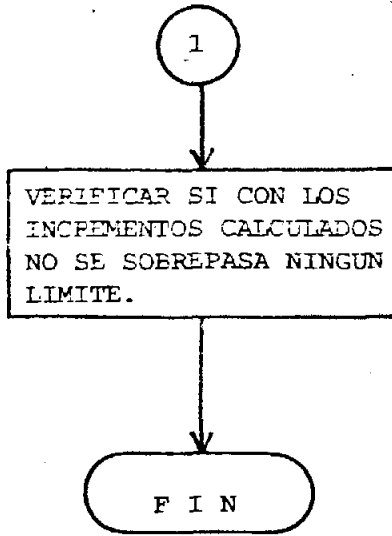


DIAGRAMA DE FLUJOS DE LA SUBROUTINA COSTS

tencia obtenidas en la sección 4.4.2

$$\Delta P_{G1} = \sum_{j=2}^{NG} \alpha_{Pj} \Delta P_{Gj} + \sum_{j=MB1}^{NG} \beta_{Pj} \Delta Q_{Gj}$$

$$\Delta Q_{G1} = \sum_{j=2}^{NG} \alpha_{Qj} \Delta P_{Gj} + \sum_{j=MB1}^{NG} \beta_{Qj} \Delta Q_{Gj}$$

$$i = 1, 2, \dots, MB$$

Los valores de los coeficientes α_{Pj} , β_{Pj} , α_{Qj} y β_{Qj} son obtenidos en la subrutina PGM y corresponden con los elementos de la matriz resultante.

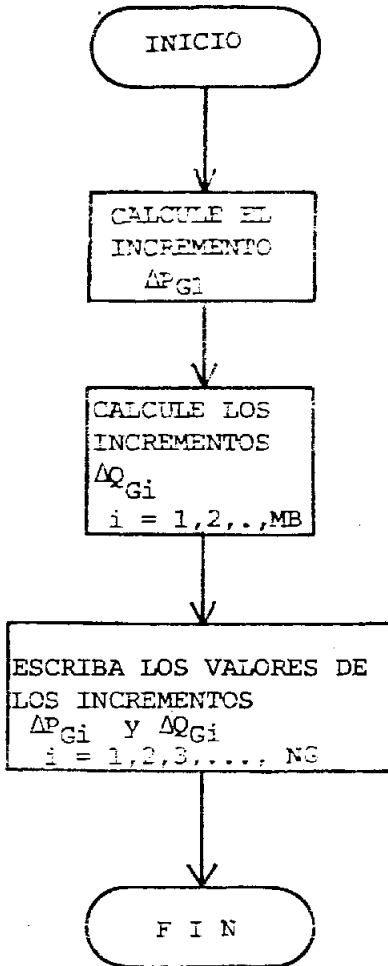
Finalmente, se saca a impresión todos los valores de los incrementos de la potencia activa y reactiva de todos los generadores del sistema.

El diagrama de flujos de la subrutina QBMB se muestra en la figura N° 26.

SUBROUTINA NEWPQ

Esta subrutina calcula los valores nuevos de la potencia activa y la potencia reactiva de todos los generadores del sistema. Determina la máxima diferencia entre estos valores y los anteriores y los compara con el valor del criterio de convergencia ϵ . Si es menor o igual, se ha conseguido convergencia y el programa pasa por un verificador y la subrutina termina. Si es mayor la subrutina termina sin pasar por el verificador.

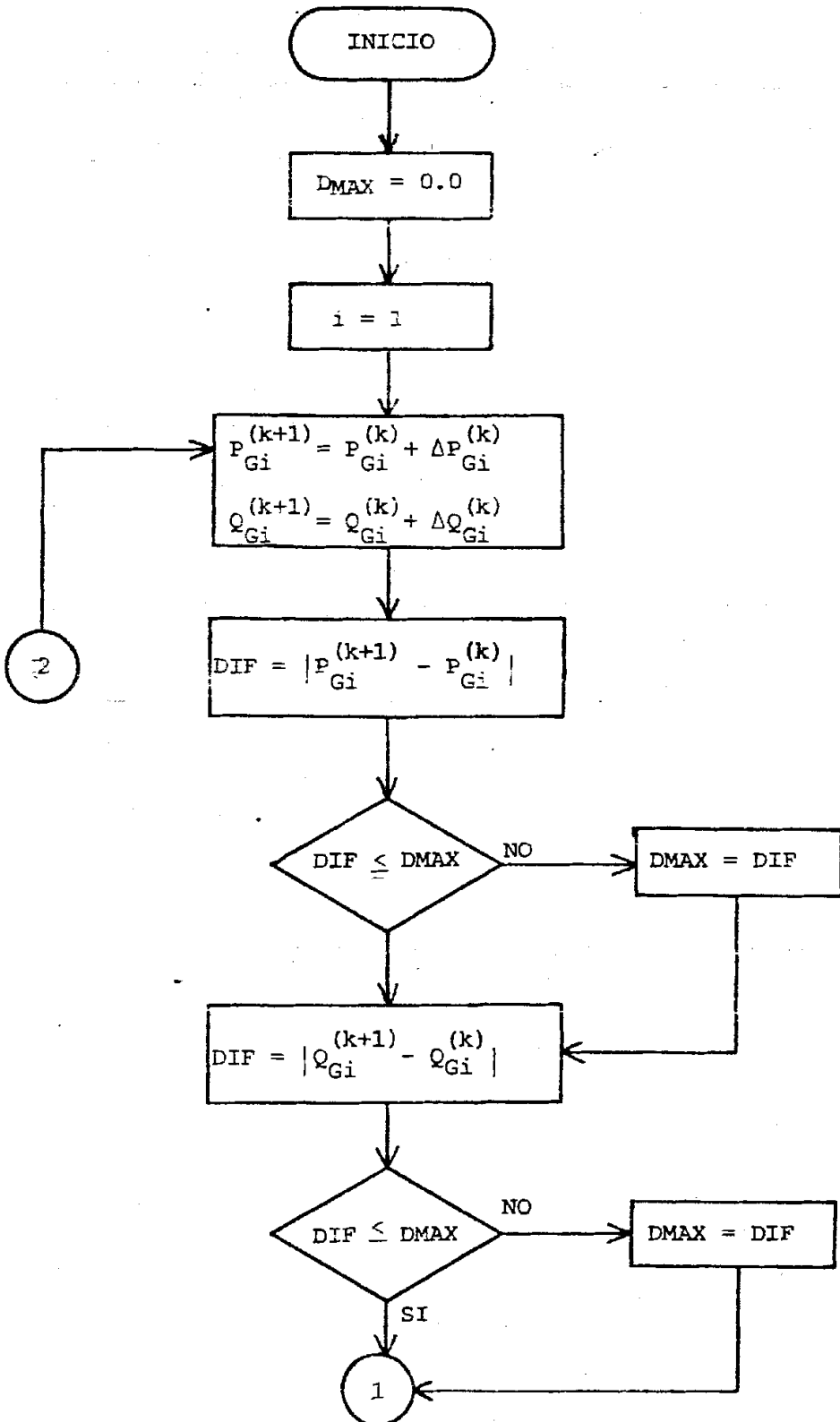
FIGURA Nº 26

DIAGRAMA DE FLUJOS DE LA SUBROUTINA QBMB

Esta subrutina controla también el número de iteraciones del programa completo. Cuando éste llega a su máximo valor, escribe un mensaje que indica que el programa no converge y el programa termina.

El diagrama de flujos de la subrutina NEWPQ se muestra en la figura N° 27.

FIGURA Nº 27



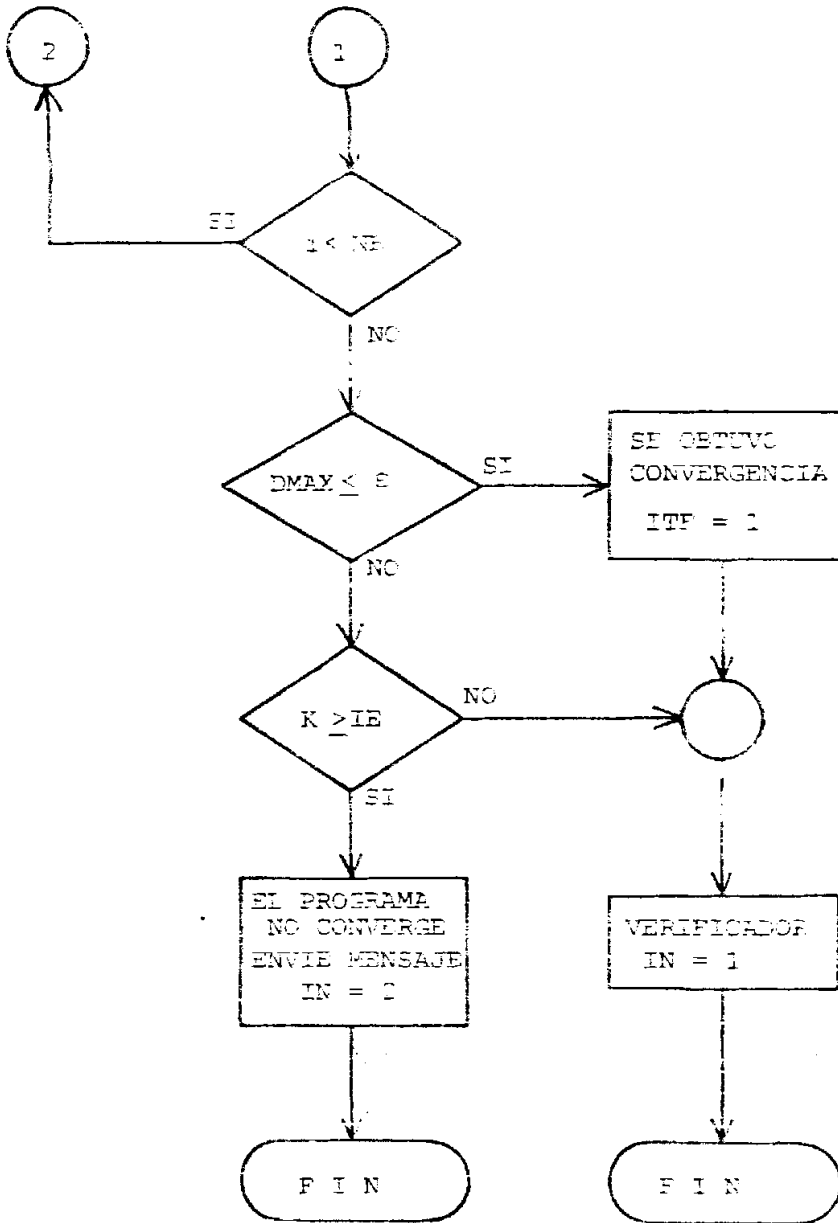


DIAGRAMA DE FLUJOS DE LA SUBROUTINA NEWPO

A P E N D I C E B

MANUAL DE UTILIZACION DE LOS PROGRAMAS OESP 1 y OESP 2

Las tarjetas de datos están precedidas por las tarjetas de control en cada programa. Las tarjetas de control del programa OESP 1 son

```
// JOB
// XEQ          1
```

*LOCAL OESP1, YBUS, DATOS, FLUJ, CIG, NEWPG, FJLIN, OPDIS, CXMIN.

Las tarjetas de control del programa OESP 2 son

```
// JOB
// XEQ          2
```

*LOCAL OESP2, YBUS, DATOS, FLUJ, CIG, AJPG, AINV PGM, COSTS, QBMB, NEWPQ, FJLIN.

*LOCAL OESP2, OPDIS

Los dos programas están grabados en uno de los discos del Centro de Computación de la ESPOL. Es necesario indicar al operador que se desea utilizar el programa OESP1 y/o el programa OESP2 para que coloque el disco correcto en el computador.

Los números enteros deben ser perforados ajustados a la derecha

dentro del campo en las tarjetas de datos.

El punto decimal debe ser perforado para los números reales, de acuerdo al formato respectivo.

El programa consta de 5 grupos de tarjetas de datos:

1. CONSTANTES DEL PROGRAMA

Consta de una sola tarjeta que debe ser perforada así:

COLUMNAS	FORMATO Y NUMERO DEL CAMPO		DESCRIPCION
1-5	I5	NB	Número entero que indica el número de barras del sistema.
6-10	I5	NL	Número de líneas del sistema. Número entero.
11-15	I5	MB	Número de barras del voltaje controlado, incluido la barra de oscilación. Número entero.
16-20	I5	NG	Número de generadores del sistema. Número entero.
21-25	ES.1	ALPHA	Factor de aceleración para obtener convergencia en el método de GAUSS-SEIDEL para resolver el problema estático de flujo de cargas. Número real con un decimal.

2. DATOS DE LINEAS

Los datos de líneas deben estar expresados en por unidad por unidad de longitud.

Los transformadores de potencia deben ser expresados como líneas.

Todos los datos correspondientes a una línea constan en una sola tarjeta, por lo tanto, existirán en este grupo tantas tarjetas como líneas tenga el sistema en estudio. A continuación se indica cómo preparar una tarjeta:

COLUMNAS	FORMATO Y NOMBRE DEL CAMPO		DESCRIPCION
1-5	I5	LINEA	Número de la línea cuyos datos van a ser leídos. Número entero.
6-10	I5	SB	Número de la barra de envío. Para efectos de computación debe considerarse como barra de envío aquella cuyo número asignado es menor que el de la barra del otro extremo de la línea. Número entero.
11-15	I5	EB	Número de la barra de recepción de la línea. Número entero.
16-20	F5 1	LONG	Longitud de la línea. Número real con una cifra decimal.
21-30	F10.3	YSHT	Conductancia de la línea. Número real con 3 decimales.
31-40	F10.3	YSHT	Suceptancia de la línea. Número real con 3 decimales.
41-50	F10.3	ZSER	Resistencia de la línea. Número real con 3 decimales.
51-60	F10.3	ZSER	Reactancia de la línea. Número real con 3 decimales.
61-70	F10.0	XMVA	Potencia máxima que puede ser transmitida por la línea en por unidad. Número real que puede ser perforado en cualquier posición dentro del campo.

3. DATOS DE BARRA

Los datos de barra deben estar expresados en POR UNIDAD . Todas las variables en este grupo de tarjetas son reales y usan el formato de lectura F10.0 por lo que pueden ser perforadas en cualquier posición dentro del campo y pueden tener hasta 9 decimales.

NOMBRE DE LOS CAMPOS DE CADA TARJETA	DESCRIPCION DE CADA TARJETA
PG(I) I = 2,3,4,....., NG	Potencia activa de cada uno de los generadores del sistema a excepción de la barra de oscilación.
QG(I) I = (MB+1),(MB+2)..,NG	Potencia reactiva de los generadores que no están conectados a barras de voltaje controlado.
PD(I) I = 1,2,3,....., NB	Potencia activa de la carga conectada a cada una de las barras del sistema.
QD(I) I = 1,2,3,....., NB	Potencia reactiva de la carga conectada a cada una de las barras del sistema.
V(1), δ(1), VSPEC(I) I = 2,3,....., MB	Magnitud y ángulo del voltaje de la barra de oscilación y magnitud especificada del voltaje en las otras barras de voltaje controlado.
PMIN(I), PMAX (I) I = 2,3,....., NG	Límites mínimo y máximo de la potencia activa de cada uno de los generadores a excepción del de la barra de oscilación.
QMIN(I), QMAX(I) I = 2,3,....., NG	Límites mínimo y máximo de la potencia reactiva de cada uno de los generadores a excepción del de la barra de oscilación.

4. CONSTANTES PARA EL PROCESO DE OPTIMIZACION

Nombre de los Campos de cada Tarjeta	Formato de cada Tarjeta	Descripción de cada Tarjeta
A(K) K = 1,2,3,..., NG	12 F10.0	<p>PROGRAMA OESP1: Términos independientes de las ecuaciones de los costos incrementales de cada uno de los generadores del sistema.</p> <p>PROGRAMA OESP2: Términos independientes de las ecuaciones de los costos individuales de cada generador del sistema.</p> <p>Para otros casos revisar la subrutina COEF en el Apéndice A.</p>
B(K) K = 1,2,3,...NG	12F10.0	<p>PROGRAMA OESP1: Coeficientes de los términos de primer grado de las ecuaciones de los costos incrementales de cada generador.</p> <p>PROGRAMA OESP2: Coeficientes de los términos de primer grado de las ecuaciones de los costos individuales de cada generador.</p> <p>Para otros casos revisar la subrutina COEF.</p>
C(K) K = 1,2,3,...NG	12F10.0	<p>PROGRAMA OESP1: Coeficientes de los términos de segundo grado de las ecuaciones de los costos incrementales de cada generador.</p> <p>PROGRAMA OESP2: Coeficientes de los términos de segundo grado de las ecuaciones de</p>

Nombre de los Campos de cada Tarjeta	Formato de cada Tarjeta	Descripción de cada Tarjeta
		<p>Los costos individuales de cada generador.</p> <p>Para otros casos revisar la subrutina COEF.</p>
E, IE	F10.0, I5	<p>PROGRAMA OESP1: Incremento constante del multiplicador de Lagrange $\Delta\lambda$ y valor inicial λ_0 del multiplicador de Lagrange.</p> <p>PROGRAMA OESP2: Factor de convergencia del programa y número máximo de iteración.</p>

5. DATOS PARA LA SUBROUTINA COEF

Los datos necesarios para la sub-rutina COEF dependen del valor del verificador NI ingresado en la primera tarjeta de este grupo:

NOMBRE DEL CAMPO	FORMATO	DESCRIPCION DE LA TARJETA
NI	I1	El verificador NI puede tener valores desde 1 a 3. Número entero. Ver la subrutina COEF para el uso de este verificador.

Si NI = 1, hay dos tarjetas que siguen a la del verificador. La primera contiene los siguientes datos:

COLUMNAS	FORMATO Y NOMBRE DEL CAMPO		DESCRIPCION DE LA TARJETA
1-10	I10	NP	Número de puntos de evaluación de cada ecuación de costo incremental de cada generador
11-20	F10.0	CIP	Valor inicial de la variable independiente CI.
31-30	F10.0	DCI	Incremento de la variable independiente CI.
31-40	F10.0	POTB	Potencia base del sistema

La segunda tarjeta,

NOMBRE DEL CAMPO	FORMATO	DESCRIPCION DE LA TARJETA
A(K) K=1,2,...,NG	5F10.0	Coficiente independiente de la ecuación de costos de cada generador.

Si NI = 2 ó si NI = 3 la siguiente y última tarjeta de datos de este grupo es:

NOMBRE DEL CAMPO	FORMATO	DESCRIPCION DE LA TARJETA
POTB	F10.0	Potencia base del sistema

APENDICE C

*NAME OESF1

```
C      CARLOS JULIO BALDA SANTOS      INGENIERIA ELECTRICA
      INTEGER SB(8),EB(8)
      REAL LONG(8),MAGV(5)
      DIMENSION LINEA(8),SHTY2(8),SERY(2,8),YSHT(2,8),ZSER(2,8),
      1Y(2,5,5),YPOL(2,5,5),AA(5),BB(5),CC(5),XMVA(8)
      DIMENSION P(5),Q(5),V(2,5),VSPEC(5),QMIN(4),QMAX(4),RAD(5),
      1DELTA(5),PG(5),QG(5),PD(5),QD(5),AK(5),BK(5),CK(5)
      DIMENSION D(2),L1(5),M1(5),PMIN(4),PMAX(4)
      READ(2,99) NB,NL,MB,NG,ALPHA
99  FORMAT(4I5,F5.1)
      CALL YBUS(NB,NL,LINEA,SB,EB,LONG,YSHT,ZSER,SHTY,SERY,Y,YPOL,XMVA)
      DO 150 I=1,NB
      DO 150 J=1,NB
      YPOL(1,I,J)=Y(1,I,J)
150  YPOL(2,I,J)=Y(2,I,J)
      CALL CXMIN(YPOL,NB,D,L1,M1,NB)
      WRITE(3,111)
111  FORMAT(1H1,/////////T50,'MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE BARRA'////////)
      WRITE(3,104) ((YPOL(1,I,J),YPOL(2,I,J),J=1,NB),I=1,NB)
104  FORMAT(5(2X,F9.4,1X,F9.4,3X)//)
      CALL DATOS(NB,MB,NG,PG,QG,PD,QD,V,VSPEC,PMIN,PMAX,QMIN,QMAX,E,IE,A
      1K,BK,CK)
      CALL COEF(NG,AK,BK,CK,AA,BB,CC,NI,POTB,NP,CIP,DCI)
      NMAX=0
      ITF=0
      K=MB+1
      DO 110 I=K,NB
      P(I)=-PD(I)
110  Q(I)=-QD(I)
151  NMAX=NMAX+1
      DO 112 I=2,MB
112  P(I)=PG(I)-PD(I)
      DO 116 I=2,MB
      QMAX(I)=QMAX(I)-QD(I)
116  QMIN(I)=QMIN(I)-QD(I)
      CALL FLUJ(NB,MB,ALPHA,P,Q,Y,V,VSPEC,QMIN,QMAX,RAD,DELTA,MAGV,II,NG
      1,XMVA)
      GO TO (153,22),II
153  PG(I)=P(I)+PD(I)
      DO 154 I=1,MB
```



```

154 QG(I)=Q(I)+QD(I)
    DO 117 I=2,MB
      QMAX(I)=AMQX(I)+QD(I)
117 QMIN(I)=QMIN(I)+QD(I)
    PERP=0.0
    PERQ=C.0
    DO 152 I=1,NE
      PERP=P(I)+PERP
152 PERQ=Q(I)+PERQ
    WRITE(3,160) PERP,PERQ
160 FORMAT(////T50,'PERDIDAS DE POTENCIA'////T45,'REAL   =',F10.4,T7
1'REACTIVA   ='.F10.4)
    CALL CIG(NG,NMAX,PG,QG,AK,BK,CK)
    IF(ITF) 11,115,172
113 WRITE(3,114)
114 FORMAT(////20X,'ITF ASUME VALOR NEGATIVO. ERROR')
    GO TO 22
115 OLAMD=IE
    CALL NEWPG(NB,MB,NMAX,OLAMD,E,PG,PD,P,Q,MAGV,RAD,YPOL,AA,BB,CC,II
1,PMIN,PMAX,III)
    GO TO (151,22),III
172 WRITE(3,159) NMAX
159 FORMAT(1H1,//30X,'EL PROGRAMA OESP 1 TUVO CONVERGENCIA EN',ID,'
1TERACIONES')
    CALL FJLIN(NL,LINEA,SB,EB,SERY,SHTY,V)
    CALL OPDIS(NG,PG,QG,AK,BK,CK)
22 CALL EXIT
    END

```

*NAME OESP2

```

C      CARLOS JULIO BALDA SANTOS      INGENIERIA ELECTRICA
      INTEGER SB(8),EB(8)
      REAL LONG(8),MAGV(5)
      DIMENSION LINEA(8),SHTY(2,8),SERY(2,8),YSHT(2,8),ZSER(2,8),
1Y(2,5,5),YPOL(2,5,5),
      DIMENSION P(5),Q(5),V(2,5),VSPEC(5),QMIN(4),QMAX(4),RAD(5),
1DELTA(5)
      DIMENSION PG(5),QG(5),PD(5),QD(5),AK(5),BK(5),CK(5),XMVA(2)
      DIMENSION AJAC(8,8),POX(5,8),PINC(5),QINC(5)
      DIMENSION PMAX(4),PMIN(4)
C      LEA 8      NUMERO DE BARRAS, NUMERO DE LINEAS, NUMERO DE BARRAS DE VOLTAJE
C      CONTROLADO INCLUIDA LA BARRA DE OSCILACION. FACTOR DE ACELERACION (1.0
C      A 1.0 SI NO ES USADO)
      READ(2,99) NB,NL,ME,NG,ALPHA
99  FORMAT(4I5,F5.1)
      CALL YBUS(NB,NL,LINEA,SB,EB,LONG,YSHT,ZSER,SHTY,SERY,Y,YPOL,XMVA)
      CALL DATOS(NB,MB,NG,PG,QG,PD,QD,V,VSPEC,PMIN,PMAX,QMIN,QMAX,E,IE,AK,
1K,BK,CK)
      CALL COEF(NG,AK,BK,CK,AA,BB,CC,NI,POTB,NP,CIP,DCI)
      ITF=0
      NMAX=0
      NGG=NG+1
      K=MB+1
      DO 110 I=NGG,NB
      P(I)=-PD(I)
110  Q(I)=-QD(I)
111  NMAX=NMAX+1
      WRITE(3,100) ITF
100  FORMAT(////////I2)
      DO 111 I=2,NG
112  P(I)=PG(I)-PD(I)
      DO 113 I=K,NG
113  Q(I)=QG(I)-QD(I)
      DO 115 I=2,MB
      QMAX(I)=QMAX(I)-QD(I)
115  QMIN(I)=QMIN(I)-QD(I)
      CALL FLUJ(NB,MB,ALPHA,P,Q,Y,V,VSPEC,QMIN,QMAX,RAD,DELTA,MAGV,II,NG
1,XMVA)
      GO TO (153,22),II
153  PG(1)=P(1)+PD(1)
      DO 154 I=1,MB
154  QG(I)=Q(I)+QD(I)
      DO 116 I=2,MB
116  QMAX(I)=QMAX(I)+QD(I)
      QMIN(I)=QMIN(I)+QD(I)
      CALL CIG(NG,PMAX,PG,QG,AK,BK,CK)
      IF(ITF) 157,114,157

```

```
114 CALL AJPQ (NB, ME, MB1, NT, YPOL, MAGV, RAD, AJAC, PQX)
    CALL AINC (AJAC, NT, D, JA)
    GO TO (155, 22) , JA
155 CALL PGM (PQX, AJAC, S, MB1, NT, NT
    CALL COSTS (NB, MB, MB1, NG, NG1, NT, NN, BK, CK, PG, QG, PQX, S, PINC, QINC, PMIN
1, PMAX, QMIN, QMAX)
    CALL QBMB (NB, ME, NG, NG1, NN, NMAX, PINC, QINC, PQX)
    CALL NEWPQ (NG, E, EB, NMAX, PINC, QINC, PG, QG, IN, ITF)
    GO TO (111, 22), IN
157 NMAX=NMAX-1
    WRITE (3, 159) NMAX
159 FORMAT (1H1, //30X, 'EL PROGRAMA OESP 2 TUVO CONVERGENCIA EN', 13,
1' ITERACIONES')
    CALL FJLIN (NL, LINEA, SE, EB, SERY, SHTY, V)
    CALL OPDIS (NG, PG, QG, AK, BK, CK)
22 CALL EXIT
    END
```

SUBROUTINE YBUS (NB, NL, LINEA, SB, EB, LONG, YSHT, ZSER, SHTY, SERY, Y, YPOL, XMVA)

```

C   CARLOS JULIO BALDA SANTOS      INGENIERIA ELECTRICA
PROGRAMA PARA FORMAR LA MATRIZ DE ADMITANCIAS DE BARRA
INTEGER SB(8), EB(8)
REAL LONG(8)
DIMENSION LINEA(8), YSHT(2,8), ZSER(2,8), SHTY(2,8), SERY(2,8),
1Y(2,5,5), YPOL(2,5,5), XMVA(8)
DIMENSION SERZ(2,8), A(2), B(2), C(2), POLY(5,5)
C   LEA & NUMERO DE LA LINEA, NUMERO DE LA BARRA DE ENVIO, NUMERO DE LA
C   BARRA DE RECEPCION, LONGITUD DE LA LINEA, ADMITANCIA SHUNT E
C   IMPEDANCIA SERIE DE LA LINEA EN P. U. / POR UNIDAD DE LONGITUD
DO 1 I=1, NB
DO 1 J=1, NB
Y(1, I, J)=0.0
1 Y(2, I, J)=0.0
DO 2 I=1, NL
READ(2, 100) LINEA(I), SB(I), EB(I), LONG(I), YSHT(1, I), YSHT(2, I),
1ZSER(1, I), ZSER(2, I), XMVA(I)
100 FORMAT(3I5, F5.1, 4E10.3)
SHTY(1, I)=YSHT(1, I)*LONG(I)
SHTY(2, I)=YSHT(2, I)*LONG(I)
SERZ(1, I)=ZSER(1, I)*LONG(I)
SERZ(2, I)=ZSER(2, I)*LONG(I)
A(1)=1.0
A(2)=0.0
B(1)=SERZ(1, I)
B(2)=SERZ(2, I)
CALL CXDIV(A(1), B(1), C(1))
SERY(1, I)=C(1)
SERY(2, I)=C(2)
C   FORME LA MATRIZ      ADMITANCIA DE BARRA
L=SB(I)
M=EB(I)
Y(1, L, L)=Y(1, L, L)+SERY(1, I)+SHTY(1, I)/2.0
Y(2, L, L)=Y(2, L, L)+SERY(2, I)+SHTY(2, I)/2.0
Y(1, M, M)=Y(1, M, M)+SERY(1, I)+SHTY(1, I)/2.0
Y(2, M, M)=Y(2, M, M)+SERY(2, I)+SHTY(2, I)/2.0
Y(1, L, M)=Y(1, L, M)-SERY(1, I)
Y(2, L, M)=Y(2, L, M)-SERY(2, I)
Y(1, M, L)=Y(1, M, L)-SERY(1, I)
2 Y(2, M, L)=Y(2, M, L)-SERY(2, I)
C   ESCRIBA LOS DATOS DE LAS LINEAS Y LA MATRIZ DE ADMITANCIA Y
WRITE(3, 101)
101 FORMAT(1H1, //T50, 'DATOS DE LINEA'///T28, 'LINEA', T35, 'SB', T39,
1'EB', T44, 'longitud', T56, 'ADMITANCIA SHUNT', T78, 'IMPEDANCIA SERIE'
2)
DO 3 I=1, NL

```

```
3 WRITE (3,102) LINEA(I), SB(I), EB(I), LONG(I), SHTY(1,I), SHTY(2,I),  
 1SERZ(1,I), SERZ(2,I)  
102 FORMAT (//25X,3I5,F9.1,3X,2F9.4,4X,2F9.4)  
  DO 4 I=1,NB  
  DO 4 J=1,NB  
  A(1)=Y(1,I,J)  
  A(2)=Y(2,I,J)  
  CALL CXPOL(A(1),B(1))  
  YPOL(1,I,J)=B(1)  
  YPOL(2,I,J)=B(2)  
 4 POLY(I,J)=B(2)*57.29578  
  WRITE(3,103)  
103 FORMAT(1H1,////////30X,'MATRIZ DE ADMITANCIAS DE BARRA EN COORDENADA  
 1S RECTANGULARES'////////)  
  WRITE(3,104) ((Y(1,I,J),Y(2,I,J),J=1,NB),I=1,NB)  
  WRITE(3,93)  
 93 FORMAT(1H1,////////30X,'MATRIZ DE ADMITANCIAS DE BARRA EN COORDENADA  
 1S POLARES'////////)  
  WRITE(3,104) ((YPOL(1,I,J),POLY(I,J),J=1,NB),I=1,NB)  
104 FORMAT (5(2X,F9.4,1X,F9.4,3X)//)  
  RETURN  
  END
```

```

SUBROUTINE DATOS (NB,MB,NG,PG,QG,PD,QD,V,VSPEC,PMIN,PMAX,QMIN,QMAX,
IE,IE,AK,BK,CK)
CARLOS JULIO BALDA SANTOS      INGENIERIA ELECTRICA
DIMENSION PG(5),QG(5),PD(5),QD(5),V(2,5),VSPEC(5),QMIN(4),QMAX(4),
IAK(5),BK(5),CK(5)
DIMENSION PMAX(4),PMIN(4)
LEA LOS DATOS ESPECIFICADOS DE BARRAS, POTENCIA REAL, POTENCIA REACTIVA,
VOLTAJE DE REFERENCIA V1, MAGNITUDES DE VOLTAJE EN BARRAS CONTROLADAS Y
LIMITES DE POTENCIA REACTIVA
K=NB+1
READ(2,105) (PG(I),I=1,NG)
READ(2,105) (QG(I),I=K,NG)
READ(2,105) (PD(I),I=1,NB)
READ(2,105) (QD(I),I=1,NB)
READ(2,105) V(1,1),V(2,1),(VSPEC(I),I=2,MB)
READ(2,105) (PMIN(I),PMAX(I),I=1,NG)
READ(2,105) (QMIN(I),QMAX(I),I=1,NG)
READ(2,105) (AK(I),I=1,NG)
READ(2,105) (BK(I),I=1,NG)
READ(2,105) (CK(I),I=1,NG)
05 FORMAT(12F10.0)
READ(2,115) E,IE
15 FORMAT(F10.0,15)
WRITE(3,120)
20 FORMAT(1H1,//////T50,'DATOS DE CARGA'////T30,'BARRA',T50,'POTENC
IA REAL',T75,'POTENCIA REACTIVA')
DO 125 K=1,NB
25 WRITE(3,130) K,PD(K),QD(K)
30 FORMAT(///30X,I2,16X,F10.4,17X,F10.4)
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE COEF (NG,AK,BK,CK,AA,BB,CC,NI,POTB,NP,CIP,DCI)
DIMENSION AK(5),BK(5),CK(5),AA(5),BB(5),CC(5)
READ (2,100)NI
100 FORMAT (I1)
GO TO (103,106,112), NI
103 READ (2,107)NP,CIP,DCI,POTB
107 FORMAT (I10,3F10.0)
WRITE (3,666) (AK(K),K=1,NG)
WRITE (3,666) (BK(K),K=1,NG)
WRITE (3,666) (CK(K),K=1,NG)
DO 108 I=1,NG
AA(I)=AK(I)
BB(I)=BK(I)
CC(I)=CK(I)
AK(I)=AK(I)*POTB
BK(I)=BK(I)*POTB
108 CK(I)=CK(I)*POTB
DO 110 K=1,NG
TERM1=0.0
TERM2=0.0
TERM3=0.0
TERM4=0.0
CI=CIP
DO 109 I = 1, NP
PGX=AK(K)-BK(K)*CI+CK(K)*CI**2
TERM1=PGX+TERM1
TERM2=CI+TERM2
TERM3=CI**2+TERM3
TERM4=PGX*CI+TERM4
109 CI=CI+DCI
TERM5=NP*TERM3-TERM2**2
BKK=(TERM3+TERM1-TERM2*TERM2)/TERMS
CKK=(NP*TERM4-TERM2*TERM1)/TERMS
BK(K)=-BKK/CKK
110 CK(K)=1//2.0*CKK)
DEAD(2,111) (AK(I),I=1,NG)
111 FORMAT(5F10.0)
WRITE (3,666) (AK(K),K=1,NG)
WRITE (3,666) (BK(K),K=1,NG)
WRITE (3,666) (CK(K),K=1,NG)
DO 101 K=1,NG
BK(K)=BK(K)*POTB
101 CK(K)=CK(K)*POTB**2
RETURN
106 READ(2,104) POTB
104 FORMAT(F10.0)
WRITE (3,666) (AK(K),K=1,NG)
WRITE (3,666) (BK(K),K=1,NG)
WRITE (3,666) (CK(K),K=1,NG)

```

```
DO 105 I=1,NG
BK(I)=BK(I)*POTB
105 CK(I)=CK(I)*POTB**2
RETURN
112 READ(2,102) POTB
102 FORMAT(F10.0)
WRITE(3.666) (AK(K),K=1,NG)
WRITE(3.666) (BK(K),K=1,NG)
WRITE(3.666) (CK(K),K=1,NG)
DO 113 I=1,NG
AA(I)=-BK(I)/2.0*CK(I)*POTB
BB(I)=1.0/2.0*CK(I)*POTB
CC(I)=0.0
BK(I)=BK(I)*POTB
113 CK(I)=CK(I)*POTB**2
WRITE(3.666) (AA(K),K=1,NG)
WRITE(3.666) (BB(K),K=1,NG)
WRITE(3.666) (CC(K),K=1,NG)
666 FORMAT(//5F20.0)
RETURN
END
```



```

SUBROUTINE FLUJ(NB,MB,ALPHA,P,Q,Y,V,VSPEC,QMIN,QMAX,RAD,DELTA,MAGV
1,II,NG,XMVA)
C   CARLOS JULIO BALDA SANTOS   INGENIERIA ELECTRICA
C   PROGRAMA PARA CALCULO DE FLUJOS DE CARGA EN SISTEMAS DE POTENCIA
REAL MAGV(5)
DIMENSION P(3),Q(3),Y(2,5,5),V(2,5),VSPEC(5),QMIN(4),QMAX(4),
IRAL(5),DELTA(5),XMVA(8)
DIMENSION PA(2,5),PB(2,5,5),YIN(2,5),A(2),B(2),C(2)
C   INICIALICE VALORES DESCONOCIDOS DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVAS
II=1
K=MB+1
DO 5 I=2,NB
IF(I-K)50,51,52
50 Q(I)=0.0
51 V(1,I)=1.0
V(2,I)=0.0
C   CALCULE LAS CONSTANTES PA(I) Y PB(I)
IF(I-MB)53,53,52
52 A(1)=P(I)
A(2)=-Q(I)
B(1)=Y(1,I,I)
B(2)=Y(2,I,I)
CALL CXDIV(A(1),B(1),C(1))
PA(1,I)=C(1)
PA(2,I)=C(2)
53 DO 5 J=1,NB
IF(I-J)54,5,54
54 A(1)=Y(1,I,J)
A(2)=Y(2,I,J)
B(1)=Y(1,I,I)
B(2)=Y(2,I,I)
CALL CXDIV(A(1),B(1),C(1))
PB(1,I,J)=C(1)
PB(2,I,J)=C(2)
5 CONTINUE
C   INICIALICE CONSTANTES Y EMPIECE ITERACIONES DE VOLTAJE
N=0
6 DVMAX=0.0
I=2
7 VIII1=V(1,I)
VIII2=V(2,I)
IF(I-MB)8,8,15
C   EN LAS BARRAS DE VOLTAJE CONTROLADO AJUSTE EL VOLTAJE A LA MAGNITUD
C   ESPECIFICADA Y CALCULE LA POTENCIA REACTIVA. SI LOS LIMETES DE Q
C   SON EXCEDIDOS HGA Q IGUAL AL LIMITE Y REGRESE EL VOLTAJE A SU VALOR
C   PREVIO. CALCULE PA(I)
8 A(1)=V(1,I)
A(2)=V(2,I)

```

```

X=(A(1)*A(1)+A(2)*A(2))**.5
V(1,I)=V(1,I)/X*VSPEC(I)
V(2,I)=V(2,I)/X*VSPEC(I)
SUM1=0.0
SUM2=0.0
DO 9 I=1,NE
  A(1)=Y(1,I,L)
  A(2)=Y(2,I,L)
  B(1)=V(1,I)
  B(2)=V(2,I)
  CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
  SUM1=SUM1+C(1)
9  SUM2=SUM2+C(2)
  A(1)=SUM1
  A(2)=SUM2
  B(1)=V(1,I)
  B(2)=-V(2,I)
  CALL CXMPY(A(1),B(2),C(1))
  Q(I)=-C(2)
  IF(Q(I)-QMAX(I))10,14,11
10 IF(Q(I)-QMIN(I))12,14,14
11 Q(I)=QMAX(I)
  GO TO 13
12 Q(I)=QMIN(I)
13 V(1,I)=VII1
  V(2,I)=VII2
14 A(1)=P(1)
  A(2)=-Q(I)
  B(1)=Y(1,I,I)
  B(2)=Y(2,I,I)
  CALL CXDIV(A(1),B(1),C(2))
  PA(1,I)=C(1)
  PA(2,I)=C(2)
  CALCULE LOS VOLTAJES NUEVOS
15 SUM1=0.0
  SUM2=0.0
  VII=V(1,I)
  VII2=V(2,I)
  DO 16 L=1,NE
  IF(L-I)56,16,56
56 A(1)=PB(1,I,L)
  A(2)=PB(2,I,L)
  B(1)=V(1,L)
  B(2)=V(2,L)
  CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
  SUM1=SUM1+C(1)
  SUM2=SUM1-C(2)
16 CONTINUE
  A(1)=PA(1,I)

```

```

A(2)=FA(2,I)
B(1)=V(1,I)
B(2)=-V(2,I)
CALL CXDIV(A(1),B(1),C(1))
VN(1,I)=C(1)-SUM1
VN(2,I)=C(2)-SUM2
DX1=VN(1,I)-VII1
DX2=VN(2,I)-VII2
VN(1,I)=VII1+ALPHA*DX1
VN(2,I)=VII2-ALPHA*DX2
DETERMINE LA MAXIMA DIFERENCIA ENTRE VOLTAJES CORRESPONDIENTES
ENTRE ITERACIONES
A(1)=VN(1,I)-VII1
A(2)=VN(2,I)-VII2
X=(A(1)*A(1)+A(2)*A(2))**.5
IF(X-DVMAX)58,58,57
57 DVMAX=X
58 V(1,I)=VN(1,I)
V(2,I)=VN(2,I)
RESTRICCIONES PARA V1 Y I EN LA SUBROUTINA FLUJ
IF(NG-I)210,340,340
340 IF(N-90)300,210,210
300 MXV=0
A(1)=V(1,I)
A(2)=V(2,I)
CALL CXPOL(A(1),B(1))
MAGV(I)=B(1)
BI=B(2)*180.0/3.141593
REGISTRAR LA DIFERENCIA MAXIMA I - J
DMX=0.0
DO 100 L=1,NL
IF(SB(L)-I)100,65,100
65 IF(EB(L)-I)100,70,100
70 LL=SB(L)
A(1)=V(1,LL)
A(2)=V(2,LL)
CALL CXPOL(A(1),B(1))
MAGV(LL)=A(1)
BL=B(2)*1800/3.141593
BDIF=ABS(BI-BL)
DXMAX=ASIN(XMVA(2)*ZSER(2,L)/(MAGV(I)*MAGV(LL)))
IF(BDIF-DXMAX)100,100,310
100 IF(BDIF-DMX)100,100,90
90 DMX=BL
LSB=SB(L)
60 CONTINUE
CHEQUEAR LA MAGNITUD DE V1
IF(L-MB)55,55,320
30 IF(MAGV(I)-1.05,30,30,25

```

```

25 MAGV(I)=1.05
   MXV=1
   GO TO 150
30 IF(MAGV(I)-0.95)40,55,55
40 MAGV(I)=0.95
   GO TO 150
   AJUSTAR EL VALOR DE  $i$ 
55 IF(DMX)140,210,140
140 IF(BI-DMX)120,110,110
110 BI=DMX+DXMAX
   GO TO 130
120 BI=DMX-DXMAX
130 A(1)=MAGV(I)
   A(2)=BI*3.141593/180.0
   CALL CXCRT(A(1),B(1))
   V(1,I)=B(1)
   V(2,I)=B(2)
   SUM1=0.0
   SUM2=0.0
   DO 220 L=1,NB
   A(1)=Y(1,I,L)
   A(2)=Y(2,I,L)
   B(1)=V(1,L)
   B(2)=V(2,L)
   CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
   SUM1=SUM1+C(1)
220 SUM2=SUM2+C(2)
   A(1)=SUM(1)
   A(2)=SUM(2)
   B(1)=V(1,I)
   B(2)=V(2,I)
   CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
   P(I)=C(I)
   GO TO 210
150 IF(DMX) 160,170,160)
   AJUSTAR LA MAGNITUD Y ANGULO DE  $V_i$ 
160 IF(BI-DMX)240,230,230
230 BI=DMX+DXMAX
   GO TO 250
240 BI=DMX-DXMAX
250 IF(MXV)270,270,260
260 A(1)=1.05
   A(2)=BI*3.141593/180.0
   GO TO 280
270 A(1)=0.95
   A(2)=BI*3.141593/180.0
280 CALL CXCRT(A(1),B(1))
   V(1,I)=B(1)
   V(2,I)=B(2)

```

```

SUM1=0.0
SUM2=0.0
DC 290 L=1,NB
A(1)=Y(1,I,L)
A(2)=Y(2,I,L)
B(1)=V(1,L)
B(2)=V(2,L)
CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
SUM1=SUM1+C(1)
290 SUM2=SUM2+C(2)
A(1)=SUM1
A(2)=SUM2
B(1)=V(1,I)
B(2)=-V(2,I)
CALLCXMPY(A(1),B(1),C(1))
P(I)=C(1)
Q(I)=C(2)
GO TO 210
AJUSTAR LA MAGNITUD DE Vi
170 IF(MXV)190,190,180
180 VSPEC(I)=1.05
GO TO 8
190 IF(Q(I)-QMAX(I)) 200,210,210
200 VSPEC(I)=0.95
GO TO 8
210 I=I+1
IF(I-NB)7,7,59
59 N=N+1
COMPARE LA MAXIMA DIFERENCIA DE VOLTAJE CONTRA EL CRITERIO DE CONVERGENCIA
IF(DVMAX-0.0001)18,18,60
COMPRUEBE SI SE HA LLEGADO AL NUMERO MAXIMO DE ITERACIONES N
60 IF(N-100)6,61,61
61 WRITE(3,106) N
106 FORMAT(///T10,'NO SE OBTIENE CONVERGENCIA EN',13,'ITERACIONES')
II=2
GO TO 17
SE OBTUVO CONVERGENCIA, CALCULE LA POTENCIA EN LA BARRA DE OSCILACION
18 SUM1=0.0
SUM2=0.0
DC 19 I=1,NB
A(1)=Y(1,1,I)
A(2)=Y(2,1,I)
B(1)=V(1,I)
B(2)=V(2,I)
CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
SUM1=SUM1+C(1)
19 SUM2=SUM2+C(2)
A(1)=SUM1
A(2)=SUM2

```

```

B(2)=V(1,I)
B(2)=-V(2,I)
CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
P(1)=C(1)
Q(1)=-C(2)
DO 20 I=1,NB
RAD(I)=ATAN(V(2,I)/V(1,I))
DELTA(I)=RAD(I)*57.29578
A(1)=V(1,I)
A(2)=V(2,I)
X=(A(1)*A(1)+A(2)*A(2))**.5
20 MAGV(I)=X
C   ESCRIBA LOS DATOS DE BARRA
   WRITE(3,107)
107 FORMAT(1H1,//////T50,'DATOS DE BARRA'///T21,'BARRA',T33,'VOLTAJE',
1T47,'MAGNITUD',T59,'DELTA(GRADOS)',T74,'POTENCIA REAL',T89,
2'POTENCIA REACTIVA'/)
   WRITE(3,108) (I,V(1,I),V(2,I),MAGV(I),DELTA(I),P(1),Q(1),I=1,NB)
108 FORMAT(//15X,17,4X,2F8.4,4X,F7.4,6X,F9.5,8X,F8.4,8X,F8.4)
17 RETURN
END

```

```

SUBROUTINE CIG(NG,NMAX,PG,QG,AK,BK,CK)
C   CARLOS JULIO BALDA SANTOS      INGENIERIA ELECTRICA
DIMENSION PG(1),QG(1),AK(1),BK(1),CK(1)
WRITE 3,160
160 FORMAT(1H1,//////// T50,'DATOS DE GENERACION'////T30,'BARRA',T50,'P
10TENCIA REAL',T75,'POENCIA REACTIVA')
DO 165 K=1,NG
165 WRITE(3,170) K,PG(K),QG(K)
170 FORMAT(///30X,I2,16X,F10.4,17X,F10.4)
CTG=0.0
DO 172 K=1,NG
CGX=AK(K)-BK(K)*PG(K)+CK(K)*PG(K)**2
172 CTG=CGX+CTG
IF(NMAX-1)174,171,174
171 WRITE(3,173)CTG
173 FORMAT(////55X,'COSTOS TOTALES INICIALES=',F10.2,3X,'DOLARES')
GO TO 175
174 WRITE (3,535)CTG
535 FORMAT(////////45X,'COSTOS TOTALES DE GENERACION =',F10.2,'DOLARES')
175 RETURN
END

```

```

SUBROUTINE NEWPG(NB,MB,NMAX,OLAMD,E,PG,PD,P,Q,MAGV,RAD,YPOL,AA,BB,
1CC,ITP,PMIN,PMAX,III)
C   CARLOS JULIO BALDA SANTOS   INGENIERIA ELECTRICA
REAL MAGV(5)
DIMENSION PG(5),PD(5),P(5),Q(5),RAD(5),YPOL(2,5,5),AA(5),BB(5),
1CC(5),ALFA(5,5),BETA(5,5),PIT(5),CI(5),PMIN(4),PMAX(4),PGI(5)
C   CALCULE LAS PERDIDAS DE POTENCIA Y LA DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA
III=1
PL=0.0
PDI=0.0
XLAMD=OLAMD
DO 159 I=1,NB
PL=PL+P(I)
PDI=PDI+PD(I)
C   CALCULE LOS COEFICIENTES ALFA Y BETA
DO 159 J=1,NB
DRAD=RAD(I)-RAD(J)
ALFA(I,J)=YPOL(1,I,J)/(MAGV(I)*MAGV(J))*COS(DRAD)
159 BETA(I,J)=YPOL(2,I,J)/(MAGV(I)*MAGV(J))*SIN(DRAD)
C   CALCULE LAS PERDIDAS INCREMENTALES DE TRANSMISION
DO 160 I=1,MB
160 PIT(I)=0.0
DO 161 I=1,MB
DO 161 J=1,NB
161 FIT(I)=PIT(I)+2.0*(P(J)*ALFA(I,J)-Q(J)*BETA(I,J))
C   CALCULE LOS COSTOS INCREMENTALES Y LOS VALORES NUEVOS DE PG I.
L=1
D) 185 I=1,MB
185 PGI(I)=PG(I)
163 PGG=0.0
D) 185 I=1,MB
CI(I)=XLAMD*(1.0-FIT(I))
PG(I)=AA(I)+BB(I)*CI(I)+CC(I)*CI(I)**2.0
IF (PG(I)) 519,520, 520
519 PG(I)=0.0
GO TO 506
520 IF (PG(I)-PMAX(I)) 501,506,520
521 IF (PG(I)-PMIN(I)) 503,506,506
522 PG(I)=PMAX(I)
GO TO 506
523 PG(I)=PMIN(I)
506 DIF=ABS(PG(I)-PGI(I))
IF (DIF-D) 163,163,164
164 D) 185 I=1,MB
165 PGG=PGG+PG(I)
C   VERIFIQUE SI SE CUMPLE LA ECUACION DE RESTRICCION CON EL GRADO DE
C   EXACTITUD DEBIDO
PDI=ABS(PDI-PDI-PL)
IF (PDI-1.00000) 167,167,168

```



```
166 IF(L-10000) 175,170,170
175 XLAMD=XLAMD+E
    L=L+1
    GO TO 163
170 WRITE(3,171)L
171 FORMAT(//,T10,'LA ECUACION DE RESTRICCION NO SE CUMPLE CON LA
    EXACTITUD PEDIDA EN',16,' ITERACIONES')
    III=1
    GO TO 23
C   COMPRUEBE EL CRITERIO DE CONVERGENCIA DEL PROGRAMA COMPLETO DE
C   DESPACHO ECONOMICO
167 IF(DMAX-0.005) 178,178,168
168 IF(NMAX-50) 23,176,176
176 WRITE(3,177)
177 FORMAT(///,T10,'EL CONTADOR DE FLUJO DE CARGA U = 50 ITERACIONES')
    III=2
    GO TO 23
178 IIF=1
    23 RETURN
    END
```

```

SUBROUTINE AJPQ(NB,MB,MB1,NT,YPOL,MAGV,RAD,AJAC,PQX)
C   CARLOS JULIO BALDA SANTOS      INGENIERIA ELECTRICA
C   CALCULO DE LOS ELEMENTOS DE LA MATRIZ JACOBIANA
REAL MAGV(5)
DIMENSION YPOL(2,5,5),RAD(5),AJAC(8,8),PQX(5,8)
DIMENSION AM(5,5),ALAMD(5,5),S1(5),S2(5)
DO 201 K=1,NB
  S1(K)=0.0
  S2(K)=0.0
DO 201 L=1,NB
  AM(K,L)=MAGV(K)*YPOL(1,K,L)&MAGV(L)
  ALAMD(K,L)=RAD(K)-RAD(L)-YPOL(2,K,L)
  S1(K)=S1(K)-AM(K,L)*COS(ALAMD(K,L))
201  S2(K)=S2(K)+AM(K,L)*SIN(ALAMD(K,L))
  K=2
  NB1=NB-1
  NT=2*NB-MB-1
DO 202 I=1,NB1
  L=2
DO 203 J=1,NB1
  IF(K-L) 210,211,210
210  AJAC(I,J)=AM(K,L)*SIN(ALAMD(K,L))
  GO TO 203
211  AJAC(I,J)=AM(K,L)*SIN(ALAMD(K,L))-S2(K)
203  L=L+1
  L=MB+1
DO 204 J=NB,NT
  IF(K-L) 212,213,212
212  AJAC(I,J)=AM(K,L)*COS(ALAMD(K,L))
  GO TO 204
213  AJAC(I,J)=AM(K,L)*COS(ALAMD(K,L))+S1(K)
204  L=L+1
202  K=K+1
  K=MB-1
DO 205 I=NB,NT
  L=1
DO 206 J=1,NB1
  IF(K-L) 214,215,214
214  AJAC(I,J)=-AM(K,L)*COS(ALAMD(K,L))
  GO TO 206
215  AJAC(I,J)=-AM(K,L)*COS(ALAMD(K,L))+S1(K)
206  L=L+1
  L=MB+1
DO 207 J=NB,NT
  IF(K-L) 216,217,216
216  AJAC(I,J)=AM(K,L)*SIN(ALAMD(K,L))
  GO TO 207
217  AJAC(I,J)=AM(K,L)*SIN(ALAMD(K,L))-S2(K)
207  L=L+1

```

```
205 K=K+1
C   CALCULO DE LOS ELEMENTOS DE LA MATRIZ PQX
    L=2
    DO 220 I=1,NB1
      PQX(I,I)=AM(1,L)*SIN(ALAMD(1,L))
220  L=L+1
      L=MB+1
      DO 221 I=NB,NT
        PQX(I,I)=AM(1,L)*COS(ALAMD(1,L))
221  L=L+1
      K=1
      MB1=MB+1
      DO 222 I=2,MB1
        L=2
        DO 223 J=1,NB1
          IF(K-L) 224,225,224
224  PQX(I,J)=-AM(K,L)*COS(ALAMD(K,L))
          GO TO 223
225  PQX(I,J)=-AM(K,L)*COS(ALAMD(K,L))+S1(K)
223  L=L+1
      L=MB+1
      DO 226 J=NB,NT
        IF(K-L) 227,228,227
227  PQX(I,J)=AM(K,L)*SIN(ALAMD(K,L))
        GO TO 226
228  PQX(I,J)=AM(K,L)*SIN(ALAMD(K,L))+S2(K)
226  L=L+1
222  K=K+1
      RETURN
    END
```

```

SUBROUTINE AINV(AJAC,N,D,JA)
C   CARLOS JULIO BALDA SANTOS      INGENIERIA ELECTRICA
DIMENSION AJAC(8,8)
DIMENSION A(64),L(8),M(8)
C   CONVIERTA DE DOS DIMENSIONES A UNA DIMENSION
IJ=1
DO 5 K=1,N
DO 5 LM=1,M
IJ=IJ+1
5 A(IJ)=AJAC(LM,K)
C   BUSQUEDA DEL ELEMENTO MAS GRANDE
JA=1
D=1.0
NK=-N
DO 80 K=1,N
NK=NK+N
L(K)=K
M(K)=K
KK=NK+K
BIGA=A(KK)
DO 20 J=K,N
IZ=N*(J-1)
DO 20 I=K,N
IJ=IZ+1
10 IF( ABS(BIGA)-ABS(A(IJ))) 15,20,20
15 BIGA=A(IJ)
L(K)=I
M(K)=J
20 CONTINUE
C   INTERCAMBIE FILAS
J=L(K)
IF(J-K) 35,35,25
25 KI=K-N
DO 30 I=1,N
KI=KI+N
HOLD=-A(KI)
JI=KI-K+J
A(KI)=A(JI)
30 A(JI)=HOLD
C   INTERCAMBIE COLUMNAS
35 I=M(K)
IF(I-K) 45,45,38
38 JP=N*(I-1)
JF=N*(I-1)
DO 40 J=1,N
JK=NK+J
FI=JP+J
HOLD=-A(JK)
A(JK)=A(JI)

```

```

40 A(JI)=HOLD
C  DIVIDA LAS COLUMNAS PARA -PIVOTE . EL VALOR DEL PIVOTE ESTA
C  CONTENIDO EN BIGA
45 IF (ABS (BIGA) -1.E-20) 46,46,48
46 D=0.0
   WRITE (3,47) D
47 FORMAT (////'EL DETERMINANTE DEL JACOBIANO ES IGUAL A',F10.4)
   JR=2
   RETURN
48 DO 55 I=1,N
   IF (I-K) 50,55,50
50 IK=NK+I
   A (IK)=A (IK) / (-BIGA)
55 CONTINUE
C  REDUZCA LA MATRIZ
   DO 65 I=1,N
   IK=NK+I
   HOLD=A (IK)
   IJ=I-N
   DO 65 J=1,N
   IJ=IJ+N
   IF (I-K) 60,65,60
60 IF (J-K) 62,65,62
62 KJ=IJ-I+K
   A (IJ)=HOLD*A (KJ) +A (IJ)
65 CONTINUE
C  DIVIDA LAS FILAS PARA EL PIVOTE
   KJ=K-N
   DO 75 J=1,N
   KJ=KJ+N
   IF (J-K) 70,75,70
70 A (KJ)=A (KJ) /BIGA
75 CONTINUE
C  PRODUCTO DE PIVOTES
   D=D*BIGA
C  REEMPLACE EL PIVOTE POR SU RECIPROCO
   A (KK)=1.0/BIGA
80 CONTINUE
C  INTERCAMBIO FINAL DE FILAS Y COLUMNAS
   K=N
100 K=(K-1)
   IF (K) 150,150,105
105 I=L (K)
   IF (I-K) 120,120,108
108 JQ=N*(K-1)
   JR=N*(I-1)
   DO 110 J=1,N
   JK=JQ+J
   HOLD=A (JK)

```

```
      JI=JR+J
      A(JK)=-A(JI)
110  A(JI)=HOLD
120  J=M(K)
      IF(J-K) 100,100,125
125  KI=KI-N
      DO 130 I=1,N
      KI=KI+N
      HOLD=A(KI)
      JI=KI-K+J
      A(KI)=-A(JI)
130  A(JI)=HOLD
      GO TO 100
150  IJ=0
      DO 160 K=1,N
      DO 160 LM=1,N
      IJ=IJ+1
160  AJAC(LM,K)=A(IJ)
      RETURN
      END
```

```
          SUBROUTINE PGM(A,B,S,N,M,L)
C          CARLOS JULIO BALDA SANTOS          INGENIERIA ELECTRICA
          DIMENSION A(5,8),B(8,8),S(8)
          DO 11 K=1,N
          DO 10 I=1,L
          S(I)=0.0
          DO 10 J=1,M
10         S(I)=A(K,J)*B(J,I)+S(I)
          DO 11 KI=1,L
11         A(K,KI)=S(KI)
          RETURN
          END
```

```

SUBROUTINE COSTS (NB, MB, MB1, NG, NG1, NT, NN, BK, CK, PG, QG, PQX, S, PINC, QINC,
1C, PMIN, PMAX, QMIN, QMAX)
C   CARLOS JULIO BALDA SANTOS   INGENIERIA ELECTRICA
DIMENSION BK(5), CK(5), PG(5), QG(5), PQX(5,8), S(8)
DIMENSION PINC(5), QINC(5), DI(5)
DIMENSION PMAX(4), PMIN(4), QMAX(4), QMIN(4)
NG1=NG-1
NN=( (NB-1) + (NG-MB) )
DO 500 K=1, NG
500 DI(K)=BK(K)+2.0*CK(K)*PG(K)
DO 501 J=1, NT
501 S(J)=DI(1)*PQX(1,J)
DO 502 I=1, NG1
M=I+1
502 S(I)=S(I)+DI(M)
PGBC1=0.0
PGBC2=0.0
PGBC3=0.0
PGBC4=0.0
DO 505 L=1, NG1
M=L+1
PGBC1=DI(M)*S(L)+PGBC1
PGBC2=CK(M)*S(L)**2+PGBC2
505 PGBC3=PQX(1,L)*S(L)+PGBC3
IF (MB-NG) 511, 510, 510
510 PGBC4=0.0
GO TO 516
511 DO 515 L=NB, NN
515 PGBC4=PQX(1,L)*S(L)+PGBC4
516 PGBC5=PGBC3+PGBC4
PLAMD=(DI(1)*PGBC5+PGBC1)/(2.0*CK(1)*PGBC5**2+2.0*PGBC2)
DO 506 L=1, NG1
M=L+1
PINC(M)=-PLAMD*S(L)
IF (ABS(PINC(M))-0.05) 530, 530, 527
527 IF (PINC(M)) 528, 530, 529
528 PINC(M)=-0.05
GO TO 530
529 PINC(M)=0.05
530 PGK=PG(M)+PINC(M)
IF (PGK-PMAX(M)) 521, 506, 522
521 IF (PGK-PMIN(M)) 523, 506, 506
522 PINC(M)=PMAX(M)-PG(M)
GO TO 506
523 PINC(M)=PMIN(M)-PG(M)
506 CONTINUE
IF (MB-NG) 519, 517, 517
517 DO 518 K=MB1, NG
518 QINC(K)=0.0

```



```
GO TO 520
519 M=NB
DO 507 J=MB1,NG
QINC(J)=-PLAMD*S(M)
IF (ABS(QINC(J))-0.05) 534,534,531
531 IF(QINC(J)) 532,534,533
532 QINC(J)=-0.05
GO TO 534
533 QINC(J)=0.05
534 QGK=QG(J)+QINC(J)
IF(QGK-QMAX(J)) 524,507,525
524 IF(QGK-QMIN(J)) 526,507,507
525 QINC(J)=QMAX(J)-QG(J)
GO TO 507
526 QINC(J)=QMIN(J)-QG(J)
507 M=M+1
520 RETURN
END
```

```

SUBROUTINE QBMB (NB,MB,NG,NG1,NN,NMAX,PINC,QINC,PQX)
CARLOS JULIO BALDA SANTOS      INGENIERIA ELECTRICA
DIMENSION PINC(5),QINC(5),PQX(5,8)
PINC(1)=0.0
DO 520 I=1,NG1
M=I+1
520 PINC(1)=PQX(1,I)*PINC(M)+PINC(1)
M=MB+1
DO 521 I=NB,NN
PINC(1)=PQX(1,I)*QINC(M)+PINC(1)
521 M=M+1
KI=2
DO 524 K=1,MB
QINC(K)=0.0
DO 522 I=1,NG1
M=I+1
522 QINC(K)=PQX(KI,I)*PINC(M)+QINC(K)
M=MB+1
DO 523 I=NB,NN
QINC(K)=PQX(KI,I)*QINC(M)+QINC(K)
523 M=M+1
524 KI=KI+1
WRITE(3,546) NMAX
546 FORMAT(1H1,/////////35X,'CORRECCIONES DE LA POTENCIA REAL Y LA'//,
135X,'POTENCIA REACTIVA DE LOS GENERADORES'//50X,'NUMERO DE ITERACI
2ONES = ',I3)
DO 547 K=1,NG
547 WRITE(3,548) K,PINC(K),K,QINC(K)
548 FORMAT(///30X,'DP',I2,'=' ,F10.4,23X,'DQ',I2,'=' ,F10.4)
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE NEWPQ (NG, E, IE, NMAX, PINC, QINC, PG, QG, IN, ITF)
C   CARLOS JULIO BALDA SANTOS      INGENIERIA ELECTRICA
DIMENSION PG(5), QG(5), PINC(5), QINC(5)
IN=1
DMAX=0.0
DO 526 K=1, NG
  PGK=PG(K)
  PG(E)=PG(K)-PINC(K)
  DIF=ABS(PG(K)-PGK)
  IF (DIF-DMAX) 526,526,525
525 DMAX=DIF
526 CONTINUE
DO 528 K=1, NG
  QGK=QG(K)
  QG(K)=QG(K)+QINC(K)
  DIF=ABS(QG(K)-QGK)
  IF (DIF-DMAX) 528,528,527
527 DMAX=DIF
528 CONTINUE
  IF (DMAX-E) 532,532,529
529 IF (NMAX-IE) 533,530,530
530 WRITE(3,531) NMAX
531 FORMAT(////'EL CONTADOR DE FLUJO DE CARGA HA LLEGADO A SU MAXIMO
IVALOR DE',I5,' ITERACIONES. EL PROGRAMA NO CONVERGE')
  IN=2
  GO TO 533
532 ITF=1
533 RETURN
END

```

```

SUBROUTINE FJLIN(NL,LINEA,SB,EB,SERY,SHTY,V)
C   CARLOS JULIO BALDA SANTOS      INGENIERIA ELECTRICA
INTEGER SB(8),EB(8)
DIMENSION LINEA(8),SHTY(2,8),SERY(2,8),V(2,5)
DIMENSION A(2),B(2),C(2)
C   CALCULE Y ESCRIBA LOS FLUJOS EN LAS LINEAS
WRITE(3,109)
109 FORMAT(////T50,'FLUJOS EN LAS LINEAS'///T23,'LINEA',T36,'SB',
1T45,'EB',T57,'POTENCIA REAL',T77,'POTENCIA REACTIVA'/)
DO 21 I=1,NL
L=SB(I)
M=EB(I)
A(1)=V(1,L)-V(1,M)
A(2)=V(2,L)-V(2,M)
B(1)=SERY(1,I)
B(2)=SERY(2,I)
CALL CXMPY(A(!),B(1),C(1))
S1=C(1)
S2=C(2)
A(1)=V(1,L)
A(2)=V(2,L)
B(1)=SHTY(1,I)/2.0
B(2)=SHTY(2,I)/2.0
CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
A(1)=S1+C(1)
A(2)=- (S2+C(2))
B(1)=V(1,L)
B(2)=V(2,L)
CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
S1=C(1)
S2=C(2)
A(1)=V(1,M)-V(1,L)
A(2)=V(2,M)-V(2,L)
B(1)=SERY(1,I)
B(2)=SERY(2,I)
CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
RI1=C(1)
RI2=C(2)
A(1)=V(1,M)
A(2)=V(2,M)
B(1)=SHTY(1,I)/2.0
B(2)=SHTY(2,I)/2.0
CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
A(1)=RI1+C(1)
A(2)=- (RI2+C(2))
B(1)=V(1,M)
B(2)=V(2,M)
CALL CXMPY(A(1),B(1),C(1))
R1=C(1)

```

```
R2=C(2)
WRITE(3,110) LINEA(I),L,M,S1,S2
21 WRITE(3,110) LINEA(I),M,L,R1,R2
110 FORMAT(/15X,3I10,14X,F8.4,13X,F8.4)
RETURN
END
```

```

SUBROUTINE OPDIS (NG,PG,QG,AK,BK,CK)
C CARLOS JULIO BALDA SANTOS INGENIERIA ELECTRICA
DIMENSION PG(5),QG(5),AK(5),BK(5),CK(5)
DIMENSION COSTG(5)
COSTT=0.0
DO 160 K=1,NG
COSTG(K)=AK(K)+BK(K)*PG(K)+CK(K)*PG(K)**2
160 COSTT=COSTG(K)+COSTT
WRITE(3,161)
161 FORMAT(1H1,/////////30X,'PROGRAMACION DE GENERADORES PARA DESPACHO
ECONOMICO'////////40X,'POTENCIA REAL',5X,'POTENCIA REACTIVA',3X,'COSTO
2/GENERADOR (DOLARES)')
DO 162 K=1,NG
162 WRITE(3,163) K,PG(K),QG(K),COSTG(K)
163 FORMAT(///20X,'GENERADOR',I4,7X,F10.4,12X,F10.4,12X,F10.2)
WRITE(3,164) COSTT
164 FORMAT(/////50X,'COSTOS TOTALES DE GENERACION = ',F10.2,' DOLA
RES')
RETURN
END

```

B I B L I O G R A F I A

1. CARPENTER J., Contribution a Le'tude du Dispatching E'conomique.
Bull.Soc. Franc. Elec., Vol. 3 Ser.8.1962
2. DOPAZO J.F., KLITIN O.A., STAGG G.W. y WATSON M., An Optimization
Technique for Real and Reactive Power Allocation,
Proceeding of the IEEE, Vol.55, N° 11, 1967.
3. PESCHON J., PIERCY D.S., TINNEY W.F., TVEIT O.J. y CUENOD M.,
Optimum Control of Reactive Power Flow, IBID, Vol.
PAS-87, 1968, p.p.685-689.
4. DOMMEL H.W. y ~~TINNEY W.F.~~, Optimal Power Flow Solutions, IEEE
Trans. Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-87, 1968,
p.p.1.866-1.876.
5. THANIKACHALAM ., y TUDOR J.R., Optimal Rescheduling of Power for
System Reliability, IEEE Winter Power Meeting, 1971.
6. JOLISSAINT C.H., ARVANITIDIS N.V. y LUENBERGER D.G., Descompositior
of Real and Reactive Power Flowa: a Method Suited
for On-Line Applications, IEEE Winter Power Mee-
ting, 1971.
7. KHAN M.A. y PAI M.A., Security Constrained Optimization of Power
Systems, Pica Conference, 1975.
8. PAI M.A. y PARAN JO THIS R., Optimal Power Flow with Security
Constraints using Succesive Linear Programming, IEEE PES.
Summer Meeting, 1975.

9. ELGERD O.I., Electric Energy System Theory: an introduction,
Tata Mc Graw Hill Publishing Company Ltd., New Delhi,
1977.
10. McCALLA T.R., Introduction to Numerical Methods and Fortran
Programming, John Wiley & Sons, Inc, New York, 1967.