

" PROGRAMA DIGITAL PARA DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA  
REAL. "

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION  
DE POTENCIA

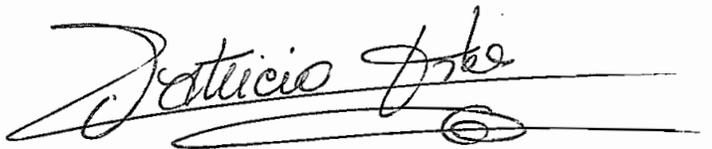
JUAN JOSE CRUZ TOAPANTA

Marzo 1. 983

E S C U E L A P O L I T E C N I C A N A C I O N A L  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

CERTIFICADO

Certifico que la presente Tesis ha sido realizada en su totalidad por el Sr. Juan José Cruz Toapanta.

A handwritten signature in cursive script, reading "Patricio Orbe G.", is written over a horizontal line. Below the line, there is a circular stamp or seal.

Ing. PATRICIO ORBE G.  
Director de Tesis

#### AGRADECIMIENTO

Mis sinceros agradecimientos al Ing. Patricio Orbe Garcés por el asesoramiento prestado en el desarrollo de la presente Tesis.

Al Ing. Gabriel Arguello por las sugerencias impartidas.

A TRICONSUL: Ings. Julio Barriga, Edgar Mármol por su ayuda y facilidades brindadas al permitir la utilización del equipo de computación.

# I N D I C E

	Pág.
CAPITULO I	
1.1. Introduccion .....	1
1.2. Objetivos .....	3
CAPITULO II	
Modelo matemático básico de un Sistema de Potencia	
2.1. Introduccion .....	5
2.2. Características del sistema y modelo .....	5
2.2.1. Características del sistema real .....	6
2.2.2. Características del modelo .....	6
2.3. Formulación del modelo matemático básico .....	9
2.4. Flujos de potencia en líneas de transmisión .....	11
CAPITULO III	
Programa general de Optimización-Despacho Económico co de Potencia Real.	
3.1. Introduccion .....	14
3.2. Optimización .....	14
3.3. Funciones objetivos .....	15
3.3.1. Restricciones de igualdad .....	16
3.3.2. Restricciones de desigualdad .....	17
3.3.3. Planteamiento general de despacho Económico de potencia Real .....	17
3.4. Determinación de curvas características .....	19
3.4.1. Curva entrada-salida .....	19
3.4.2. Curva de costo de generación .....	19
3.4.3. Curva consumo específico .....	21
3.4.4. Curva costo incremental de generación .....	21
3.5. Despacho económico simplificado ..	23
3.5.1. Multiplicadores de Lagrange .....	24
3.5.2. Algoritmo de solución .....	26
3.6. Despacho económico considerando pérdidas por transmisión .....	27

## CAPITULO IV

Programa digital para Despacho Económico de Po  
tencia Real

4.1.	Algoritmo .....	30
4.2.	Descripción del Programa .....	33
4.2.1.	Características .....	33
4.2.2.	Descripción del programa principal y subrutinas .....	34
4.3.	Diagrama de flujo .....	36

## CAPITULO V

## Ejemplos de Aplicación

5.1.	Introducción .....	47
5.2.	Resultados de la solución digital .....	47
5.3.	Comparación y análisis de resultados .....	66

## CAPITULO VI

Conclusiones y Recomendaciones	67
--------------------------------	----

## APENDICE A

Desarrollo Matemático de las <u>pé</u> rdidas Incrementa <u>les</u> por transmisión .....	69
--	----

## APENDICE B

Manual de uso .....	75
---------------------	----

## REFERENCIAS

## C A P I T U L O I

### 1.1. INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos de potencia en condiciones normales deben suministrar energía eléctrica a las diferentes cargas conectadas cumpliendo con ciertos requisitos de operación.

- 1.- El primer requisito en la operación de un sistema de potencia es la continuidad y calidad del servicio que se le entrega al usuario, lo cual está determinado por:

Frecuencia constante, y  
Magnitud de voltaje constante.

Esto significa que la generación debe ser ajustada en todo momento a fin de satisfacer la demanda en continuo cambio.

- 2.- El segundo requisito que se debe realizar, en la medida que sea consecuente con la continuidad y calidad de servicio, es generar la potencia requerida al mínimo costo.

La preocupación de todas las empresas eléctricas encargadas del suministro de energía en nuestro medio es cumplir sobre todo con el primer requisito; en cuanto a minimizar los costos de generación de centrales térmicas todavía no se han implementado métodos de optimización en este sentido, operando las centrales con métodos tradicionales que toman en cuenta únicamente criterios básicos de operación, basado en

experiencias de personal técnico encargado de la operación de los sistemas.

A medida que los sistemas de potencia se desarrollan en tamaño y complejidad se hace necesario aplicar métodos modernos para seleccionar "la mejor" ó "la óptima" estrategia de operación que tome en cuenta los requisitos antes mencionados.

La experiencia y el desarrollo tecnológico con el uso de las computadoras digitales en el análisis de operación de sistemas eléctricos de potencia hacen posible operar un sistema de tal manera que se puede cumplir con el primer requisito con diferentes condiciones y por tanto diferentes flujos de carga; sin embargo, existe una sola condición con la cual se obtiene la operación óptima del sistema desde el punto de vista económico, cuando se consigue esta condición, se dice que el sistema está operando para obtener "Despacho Económico". Por tanto se entiende por despacho económico al reparto de la carga entre las varias unidades generadoras térmicas que trabajan en paralelo, de manera que el costo total de generación sea mínimo.

Para conseguir lo antes indicado es necesario tomar en cuenta los principales factores que interviene en la minimización de los costos de generación, así:

Las unidades generadoras difieren en: tamaño, tipo, vida operativa, rendimiento y además funcionan con diferente combustible, por tanto difieren en el costo de generación.

Las unidades generadoras están ubicadas en distintos puntos del sistema, por tanto a diferentes distancias de los centros de consumo, por lo que, las pérdidas por transmisión estarán influenciadas en la repartición de carga entre las distancias centrales.

## 1.2. OBJETIVOS

El presente estudio considera la asignación de potencia real por lo que se titula: "PROGRAMA DIGITAL PARA DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL".

En base a la aclaración antes indicada el objetivo de esta Tesis, es desarrollar un programa digital que permita una "correcta asignación" de la generación de potencia real entre las distintas unidades generadoras térmicas del sistema para obtener un mínimo costo de generación y que al mismo tiempo cumpla con las condiciones de operación normal del sistema eléctrico de potencia.

Dentro de este objetivo, calcular el despacho económico de potencia real mediante dos posibilidades:

Sin considerar pérdidas "Despacho Económico Simplificado"

Considerando pérdidas que constituye la solución general del problema de despacho económico.

El presente estudio se basa en las referencias 1, 5 y 6 - las cuales desarrollan algoritmos para el uso de computadoras digitales para despacho económico. Las referencias 2,3 y 4 analizan el cálculo de las pérdidas incrementales por transmisión a partir del subjacobiano H utilizado en la solución de flujos de carga por el método de Newton Raphson.

En base al análisis de las referencias antes indicadas, en el presente estudio se desarrolla un programa digital en base a la función de costos de generación cuadrática de las unidades generadoras, funciones que se determinan experimentalmente en las máquinas a través del ajuste de curvas de datos experimentales, formando la función aumentada de costos totales de generación "Método de Multiplicadores de Larange". Para considerar las pérdidas por transmisión-

el cálculo de pérdidas incrementales se halla a partir del transpuesto del subjacobiano  $H$  usado en la solución de flujos de carga por el método de Newton Raphson.

## C A P I T U L O   I I

### MODELO MATEMATICO BASICO DE UN SISTEMA DE POTENCIA

#### 2.1. INTRODUCCION

El uso de modelos de sistemas eléctricos de potencia para - realizar predicciones sobre el comportamiento del sistema - real en estado estable, es uno de los aspectos mas importantes en el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

El conjunto de características del sistema real y el conjunto de características del modelo definen el modelo matemático del sistema, el cual puede ser fácilmente determinado a partir de las características de los diferentes componentes del sistema. Desde luego, el conjunto de características - del sistema real estará dado por la o las posibles soluciones del modelo matemático de los tan conocidos flujos de - carga.

Conociendo las características del sistema real es posible - escoger un programa de operación que minimice los costos de producción de energía eléctrica.

#### 2.2. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA Y MODELO

A continuación se explican las principales características - del sistema real y modelo, los cuales servirán para la formulación y solución del modelo matemático básico del sistema de potencia.

### 2.2.1. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA REAL

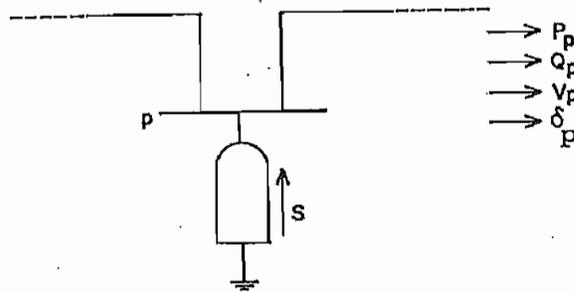
Las características y la representación de los diferentes componentes del sistema, existe en mucha literatura afín al estudio de flujos de carga.

Uno de los componentes más importantes, con los cuales se consigue la finalidad del presente estudio, son las unidades generadoras cuya característica principal es poder tener control en la generación tanto de potencia activa como reactiva dentro de sus límites, para una unidad "i" se puede escribir:

$$P_{Gi} \text{ Mín} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi} \text{ Máx.} \quad (2.1)$$

$$Q_{Gi} \text{ Mín} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi} \text{ Máx.}$$

Con cada barra "p" del sistema, existen cuatro variables asociadas.



### 2.2.2. CARACTERISTICAS DEL MODELO

Con el objeto de circunscribir el conjunto de características del modelo y obtener una relación "causa efecto" en el sistema, es importante disponer de una metodología de clasificación de las variables inherentes en la solución del problema.

VARIABLES INDEPENDIENTES O DE CONTROL

Por medios físicos, es posible cambiar el valor de potencia activa como reactiva que cada unidad envía al sistema. Las variables del modelo que representan este hecho se denominan variables independientes o de control "u". El vector que define estas variables es:

$$u = \begin{pmatrix} P_{G1} \\ Q_{G1} \\ \vdots \\ P_{Gi} \\ Q_{Gi} \\ \vdots \\ P_{Gn} \\ Q_{Gn} \end{pmatrix} \quad (2.2.)$$

VARIABLES DEPENDIENTES O DE ESTADO

Los cambios que se realizan en las variables independientes afectan a otro tipo de variables, que se denominan dependientes o de estado "x". El vector que define estas variables es:

$$x = \begin{pmatrix} V_1 \\ \delta_1 \\ \vdots \\ V_i \\ \delta_i \\ \vdots \\ V_n \\ \delta_n \end{pmatrix} \quad (2.3.)$$

VARIABLES NO CONTROLABLES O DE DISTURBIO

Otro tipo de variables que puede ser identificado en un sis

tema de potencia corresponden a las que representan las cargas del sistema. Estas variables que constituyen la razón de la existencia de todo el sistema eléctrico no están bajo el control directo. A este tipo de variables se denominan no controlables o de disturbio "p". El vector formado por este tipo de variables tiene la forma:

$$p = \begin{pmatrix} P_{D1} \\ Q_{D1} \\ \vdots \\ P_{Di} \\ P_{Di} \\ \vdots \\ P_{Dn} \\ Q_{Dn} \end{pmatrix} \quad (2.4)$$

En base a la especificación de las variables asociadas a cada barra, éstas pueden clasificarse en tres tipos:

BARRA P-Q

Son barras que no tienen generación propia, solo tienen cargas conectadas. Se especifican las potencias netas  $P_p$  y  $Q_p$ , desconociéndose  $V_p$  y  $\delta_p$ .

BARRA P-V.

Son barras en las que la magnitud del voltaje se mantienen en un valor especificado, pueden tener cargas conectadas. Se especifica la potencia activa neta  $P_p$  y  $V_p$ , desconociéndose  $Q_p$  y  $\delta_p$ .

BARRA V- $\delta$

Es la barra que tiene conectado a sus terminales el genera

rador que suministrará la diferencia entre la potencia que entra al sistema por medio de los generadores restantes y la potencia total consumida más las pérdidas. Tiene la restricción de mantener constante el voltaje de barra en magnitud y ángulo pueden tener cargas concetadas. Por tanto - desconoce  $P_p$  y  $Q_p$ .

Con el conocimiento de las características del sistema real y modelo se puede plantear y determinar las condiciones de equilibrio en que opera el sistema en estado estable, es decir encontrar el modelo matemático que solucione el problema, matemáticamente significa determinar un sistema de ecuaciones que cumpla con la siguiente igualdad:

$$F(x, u, p) = 0 \tag{2.5}$$

### 2.3. FORMULACION DEL MODELO MATEMATICO BASICO

Del análisis de sistemas de potencia en estado estable por el método de nodos se obtiene la ecuación matricial general.

$$\dot{I} = Y \dot{V} \tag{2.6}$$

La corriente total inyectada a una barra "p" se define como:

$$\dot{I}_p = \sum_{q=1}^n \dot{Y}_{pq} \dot{V}_q \tag{2.7}$$

Los valores de las cargas y generación se expresan normalmente en función de potencias, por lo que es conveniente transformar (2.7) a potencias, o sea:

$$\dot{S}_p^* = P_p - jQ_p = \dot{V}_p^* \dot{I}_p^* \tag{2.8}$$

reemplazando el valor de  $\dot{I}_p$  en (2.8) se tiene:

$$\dot{S}_p^* = \dot{V}_p^* \sum_{q=1}^n \dot{Y}_{pq} \dot{V}_q \quad (2.9)$$

donde:  $S_p$  es la potencia compleja

descomponiendo la potencia compleja y admitancia en sus partes real e imaginaria, (2.9) se escribe como:

$$P_p = \text{Real} \left\{ \dot{V}_p (\cos \delta_p - j \text{Sen} \delta_p) \sum_{q=1}^n (G_{pq} + jB_{pq}) \dot{V}_q (\cos \delta_p + j \text{Sen} \delta_p) \right\} \quad (2.10)$$

$$Q_p = \text{Img.} \left\{ \dot{V}_p (\cos \delta_p - j \text{Sen} \delta_p) \sum_{q=1}^n (G_{pq} + jB_{pq}) \dot{V}_q (\cos \delta_p + j \text{Sen} \delta_p) \right\}$$

donde:  $\dot{V}_p^* = V_p (\cos \delta_p - j \text{sen} \delta_p)$

$$\dot{Y}_{pq} = G_{pq} + jQ_{pq}$$

$P_p$  es la potencia activa neta en la barra p

$Q_p$  es la potencia reactiva neta en la barra p

definiendo:  $\delta_{pq} = \delta_p - \delta_q$

Las ecuaciones (2.10) luego de algunas transformaciones matemáticas se pueden escribirse como:

$$P_p = V_p \sum_{q=1}^n V_q (G_{pq} \cos \delta_{pq} + B_{pq} \text{Sen} \delta_{pq}) \quad (2.11)$$

$$Q_p = V_p \sum_{q=1}^n V_q (G_{qp} \text{Sen} \delta_{pq} - B_{pq} \cos \delta_{pq})$$

El conjunto de ecuaciones (2.11) constituye la base del modelo matemático del sistema F, el cual será utilizado en este estudio y del que se puede extraer las siguientes conclusiones:

1. Para cada barra existen dos ecuaciones, por lo cual el sistema está descrito por un sistema de  $2 \times n$  e -

cuaciones algebraicas no lineales, conocidas como conjunto de "ECUACIONES ESTATIVAS DE FLUJO DE POTENCIA" a partir de las cuales se puede desarrollar una programación óptima de los generadores del sistema.

2. La variable frecuencia no aparece explícitamente en las ecuaciones, debido al hecho que se analiza para estado estacionario, donde la frecuencia siempre se mantiene constante.
3. Las ecuaciones (2.11) pueden ser escritas en forma compacta en función de voltajes y ángulos de fase, así:

$$P_p = P_p(\delta_q, V_q) \tag{2.12}$$

$$Q_p = Q_p(\delta_q, V_q)$$

4. Las pérdidas de potencia por transmisión se presentan como función de voltajes y ángulos de fase.

$$P_L = P_L(\delta_q, V_q) \tag{2.13}$$

$$Q_L = Q_L(\delta_q, V_q)$$

#### 2.4. FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS DE TRANSMISION

Por razones de operación y diseño de sistema de potencia es necesario conocer los flujos de potencia en las líneas de transmisión.

Si se aplica las leyes de Kirchoff al modelo "π" de una línea de transmisión, se tiene:

$$\dot{S}_{pq} = P_{pq} + jQ_{pq} = \dot{V}_p \dot{I}_{pq}^* \tag{2.14}$$

$$\dot{S}_{pq} = \dot{V}_p \left[ \frac{\dot{V}_p - \dot{V}_q}{Z_{pq}} + \dot{V}_p \frac{\dot{Y}_{pq}}{2} \right]^* \tag{2.15}$$

donde:  $Z_{pq}$  es la impedancia de la línea entre las barra p y q

$Y_{pq}$  es la admitancia shunt de la línea entre las barras p y q

Luego de algunas transformaciones matemáticas se tiene:

$$\dot{S}_{pq} = \frac{v_p^2 - \dot{v}_p \dot{v}_q}{Z_{pq}} + v_p^2 \frac{Y_{pq}^*}{2} \quad (2.16)$$

Para un sistema compuesto por "m" líneas se obtiene 2 x m ecuaciones.

Definiendo W al vector de flujos de carga en las líneas y utilizando las definiciones de vector de control y estado, los flujos en las líneas se pueden escribir en forma compacta como:

$$W = H(x, u) \quad (2.17)$$

Los sistemas de ecuaciones (2.11) y (2.16) constituyen el modelo matemático básico del sistema.

Para determinar la operación normal del sistema real se debe determinar el conjunto de variables " $x_s$ " y el vector de flujos de carga W que satisfaga al modelo para determinados vectores de control y disturbio " $u_0$ " y " $p_0$ " respectivamente.

Una de las técnicas mas eficientes utilizadas para resolver sistemas de ecuaciones no lineales es el método de Newton Raphson. Este método es un proceso iterativo que se inicia con un supuesto vector de estado " $x_0$ ", que se lo asume como solución del sistema hasta obtener:

$$(x_i^k - x_i^{k-1}) \leq \epsilon \quad (2.18)$$

## C A P I T U L O    I I I

### PROBLEMA GENERAL DE OPTIMIZACION-DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL

#### 3.1.    INTRODUCCION

Una de las características importantes del modelo básico - es que las variables de control tienen un valor fijo durante el proceso de solución, por lo que se fuerza a tener una solución sin considerar ningún criterio económico.

Del análisis del modelo matemático básico para flujos de - carga planteado en el capítulo anterior es posible determinar que existe un infinito número de vectores de control - que permiten satisfacer un demanda dada. Definidas las variables de estado, dentro de los límites de operación impuesto, es posible determinar las variables de control, - que conforman el vector que permite minimizar los costos - totales de generación de las unidades térmicas del sistema.

#### 3.2.    OPTIMIZACION

El problema general de optimización en una forma simple es determinar el máximo o el mínimo de un función matemática, "función objetivo", sujeta a ciertas restricciones que pueden ser de igualdad y/o desigualdad; expresado en forma - matemática se tiene:

Minimizar la función objetivo  $f(x)=0$

Sujeta a las restricciones de igualdad  $h(x)=0$   
y a las restricciones de desigualdad  $g(x)\leq 0$

El interés de este estudio es encontrar la función objetivo y las restricciones que determinarán la solución óptima del modelo matemático básico planteado desde el punto de vista del costo de generación de potencia real, dicho de otra manera obtener un flujo de carga óptimo.

### 3.3. FUNCIONES OBJETIVO

En la formulación del problema de flujos óptimos algunas de las funciones objetivo más comunes son:

- Costo de generación
- Pérdidas mínimas
- Costo de energía no vendida
- Generación de reactivos

La solución óptima se obtiene encontrando las variables de control y de estado que cumplan con las restricciones impuestas y que al mismo tiempo minimizan la función objetivo.

Una de las funciones objetivo más comunmente usadas en la operación y planificación de sistemas eléctricos de potencia es el costo de generación de potencia real y el problema de flujos óptimos correspondiente recibe el nombre de DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL.

Los componentes de costo de generación más importantes son:

- Costo por combustible
- Costo de operación

Una de las diferencias más importantes entre los costos anteriores es que el costo por combustible se ve afectado

por el nivel de generación que tenga la unidad generadora - en un momento dado, en cambio el costo de operación se man tiene casi independientee de la generación.

Por tanto, el costo de operación que comprende renglones- tales como: mano de obra, mantenimiento, suministros va - rios, etc. se considera como un carga fijo que no afecta - en la distribución de generación una vez que las unidades- generadoras están en servicio. Por tanto se puede asumir - que el costo por combustible es igual al costo de genera - ción.

Además, el costo de generación se ve afectado directamente por la potencia real generada, ya que para suministrar ma- yor potencia al sistema es necesario inyectar mayor canti- dad de combustible a la máquina impulsadora del generador.

La potencia reactiva es controlada por medio de la corrien- te de excitación del generador por lo que no se ve influen- ciada directamente por el costo de generación.

### 3.3.1. RESTRICCIONES DE IGUALDAD

En condiciones de estado estable debe cumplirse el equili- brio de potencia activa y reactiva en el sistema es decir:

$$F(x, u, p) = 0 \quad (3.1)$$

En forma mas simple se escribe:

$$\left\{ \sum_{i=1}^n P_i \right\} - D - P_L = 0$$
$$\left\{ \sum_{i=1}^n Q_i \right\} - R - Q_L = 0 \quad (3.2.)$$

Donde: D demanda de potencia activa  
P<sub>L</sub> pérdidas de potencia activa  
R demanda de potencia reactiva  
n número de barras del sistema

$Q_L$  pérdidas de potencia reactiva

### 3.3.2. RESTRICCIONES DE DESIGUALDAD

Las variables independientes "u" y las variables dependientes "x" están restringidas a tomar valores dentro de ciertos límites impuestos por las condiciones de operación, tales restricciones son las siguientes:

1. Límites de generación de potencia real

$$P_{Gi}^{\text{Mín}} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\text{Máx}} \quad (3.3)$$

2. Límites de generación de potencia reactiva

$$Q_{Gi}^{\text{Mín}} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\text{Máx}} \quad (3.4)$$

3. Límites en el voltaje de barras

$$V_i^{\text{Mín.}} \leq V_i \leq V_i^{\text{Máx}} \quad (3.5)$$

### 3.3.3. PLANTEAMIENTO GENERAL DE DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL

El problema general de despacho económico de potencia real consiste en minimizar los costos de generación de unidades termoeléctricas, la función objetivo o de costos de generación se define como:

$$C_T(P_G) = C_1(P_{G_1}) + C_2(P_{G_2}) \dots C_i(P_{G_3}) \dots C_{ng}(P_{G_{ng}}) \quad (3.6)$$

donde: ng = número de barras de generación ó generadores.

Mediante una adecuada programación de potencia real que debe suministrar cada unidad generadora al sistema es posible minimizar los costos de generación, teniendo presente que en todo momento deben cumplirse las condiciones de e -

equilibrio de estado estable que son las restricciones de igualdad, así como también deben mantenerse dentro de sus límites máximo y mínimo de potencia activa, reactiva y voltaje en las barras, las cuales son las restricciones de desigualdad.

Expresando matemáticamente, el problema consiste en:

$$\text{Minimizar } C_T(P_G) = C_1(P_{G_1}) + C_2(P_{G_2}) + \dots + C_n(P_{G_n}) \cdot C_{ng}(P_{G_{ng}}) \quad (3.7)$$

Sujeta a: Restricciones de igualdad (3.3.1)

Restricciones de desigualdad (3.3.2)

donde:  $G_T$  costo total de generación "función objetivo"

$C_i$  costo de generación de la unidad "i"

Lo anteriormente descrito corresponde al planteamiento general de despacho económico de potencia real. En la solución del modelo matemático básico planteado en el capítulo anterior se contempla la restricción de igualdad sin considerar ningún criterio económico, además las restricciones de desigualdad.

$$Q_{Gi}^{\text{Mín}} \leq Q_i \leq Q_{Gi}^{\text{Máx.}}$$

$$V_i^{\text{Mín}} \leq V_i \leq V_i^{\text{Máx.}}$$

Las mismas que no afectan directamente al costo de generación.

Por lo que se actúa únicamente, sobre las variables de control que afectan al problema planteado, éstas son las generaciones de potencia real de cada una de las unidades generadoras térmicas las cuales intervienen en la función objetivo que soluciona el problema el despacho económico de potencia real, por lo que se puede plantear de la siguiente-

manera:

$$\text{Minimizar: } C_T(P_G) = C_1(P_{G_1}) + C_2(P_{G_2}) \dots C_i(P_{G_i}) \dots C_{ng}(P_{G_{ng}}) \quad (3.8)$$

$$\text{Sujeta a: } \left\{ \sum_{i=1}^{ng} P_{G_i} \right\} - D - P_L = 0$$

$$P_{G_i}^{\text{Mín}} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{\text{Máx}}$$

### 3.4. DETERMINACION DE CURVAS CARACTERISTICAS

El punto de partida para establecer la repartición económica de una carga determinada entre las unidades generadoras termoeléctricas que funcionan en paralelo alimentando dicha carga, es el conocimiento de ciertas curvas que indiquen el comportamiento de cada unidad.

#### 3.4.1. CURVA ENTRADA-SALIDA

Esta curva relaciona potencia térmica con potencia eléctrica, la cual se determina experimentalmente de la siguiente manera: "Manteniendo la generación (Mw) de la unidad en un valor fijo y midiendo el consumo de combustible por hora (Kcal/h) correspondiente a esa generación". La medición del consumo de combustible se repite para distintos valores de generación y se obtiene así una serie de puntos que permiten trazar la curva. En la figura 3.1 se indica una curva característica de entrada-salida.

#### 3.4.2. CURVA DE COSTO DE GENERACION

Considerando que el precio de combustible (s./Kcal) puede ser distinto para las distintas unidades, dependiendo del tipo de combustible que consumen y de su localización, es necesario multiplicar el consumo de combustible por el precio correspondiente. De esta forma a partir de la curva entrada - salida se obtiene la curva de costos de genera -

### CURVA ENTRADA-SALIDA

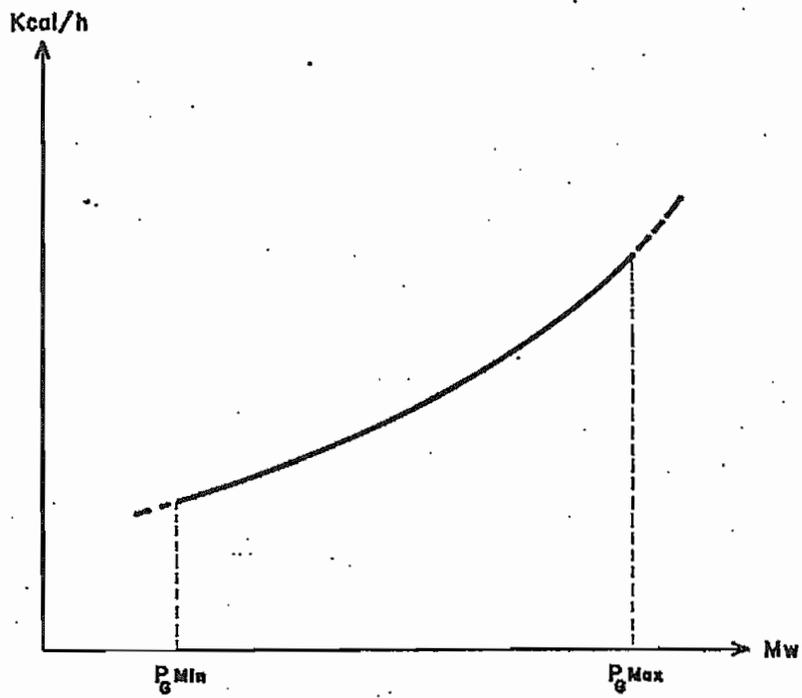


FIG. Nº 3-1

### CURVA DE COSTO DE GENERACION

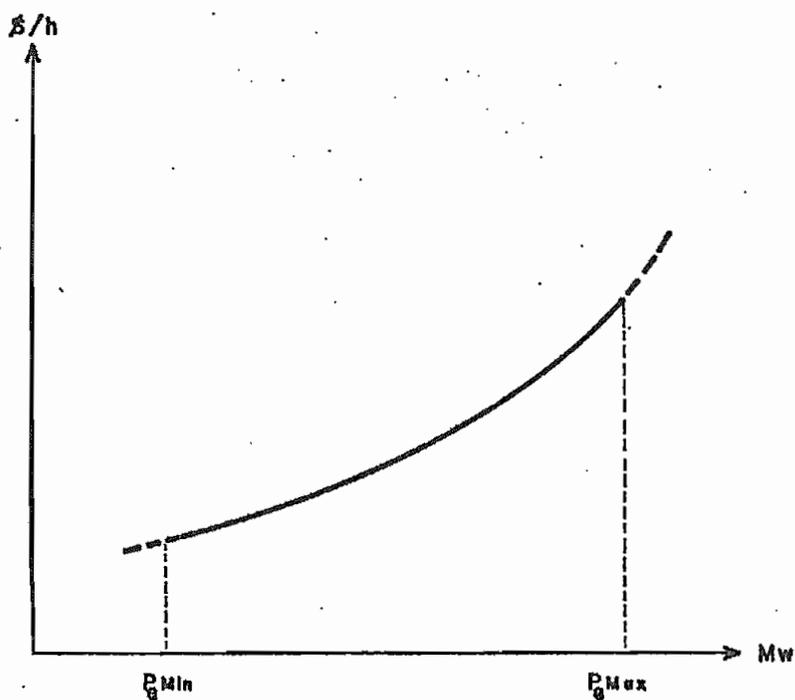


FIG. Nº 3-2

ción (s./h). En la figura 3.2 se indica una curva característica de costo de generación.

Para obtener una función analítica que represente la curva de costos de generación se asume un polinomio que ajuste adecuadamente los puntos obtenidos en las pruebas. Para fines propuestos, la función de costos de generación para una unidad "i" esta representado por:

$$C(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (3.9)$$

Para determinar las constantes (a,b,c) se requieren por lo menos 3 mediciones en la curva entrada-salida. Sin embargo en la práctica es necesario más puntos para determinar en forma adecuada las constantes debido a errores en las mediciones.

#### 3.4.3. CURVA CONSUMO ESPECIFICO

Relaciona la eficiencia de la conversión de energía con la potencia de salida, se define como la relación

$$CE(P) = \frac{C(P_G)}{P_G} \quad (3.10)$$

Es decir un punto en la curva de consumo específico se obtiene dividiendo la potencia térmica (Kcal/h) con la potencia eléctrica correspondiente. De esta forma se puede determinar el punto de máxima eficiencia "α" desde el punto de vista de conversión de energía, en este punto se tiene un consumo específico mínimo, el cual se encuentra entre el 85-100% de la potencia nominal de la unidad. En la figura 3.3 se indica una curva característica de consumo específico.

#### 3.4.4. CURVA COSTO INCREMENTAL DE GENERACION

### CURVA CONSUMO ESPECIFICO

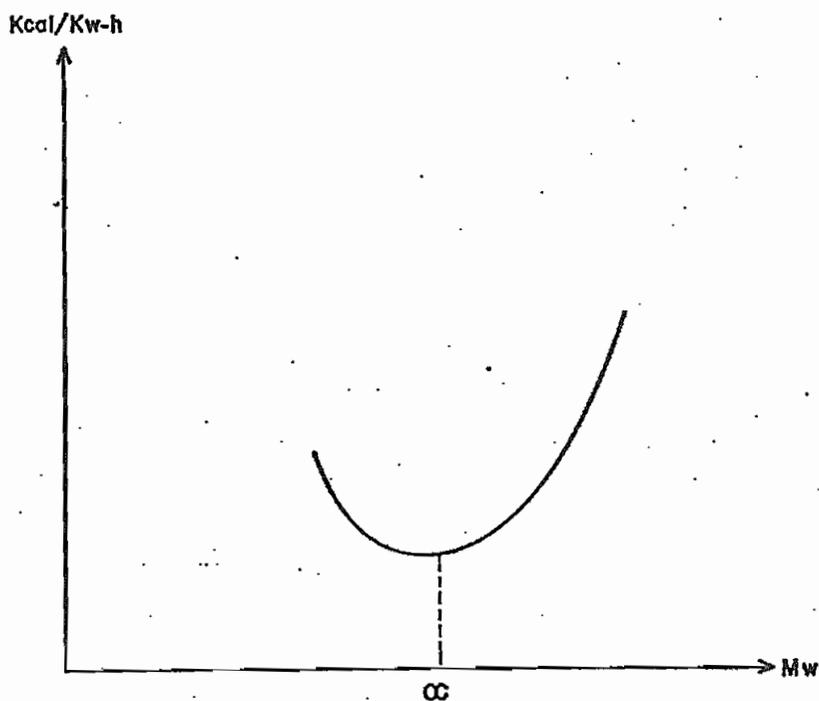


FIG. Nº 3-3

### CURVA COSTO INCREMENTAL DE GENERACION

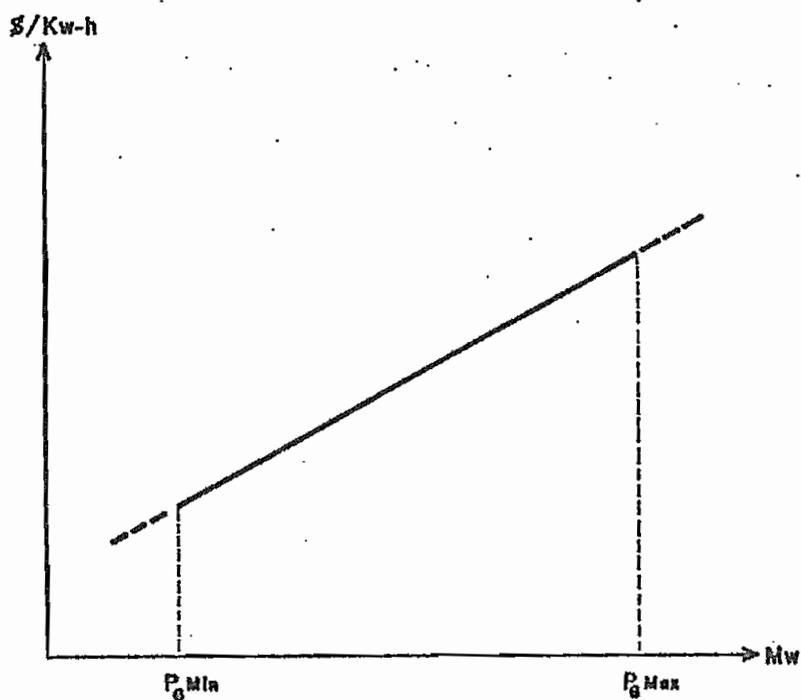


FIG. Nº 3-4

Si se conoce la función analítica que define la curva de costo, la primera derivada de esta función determina el costo incremental de generación.

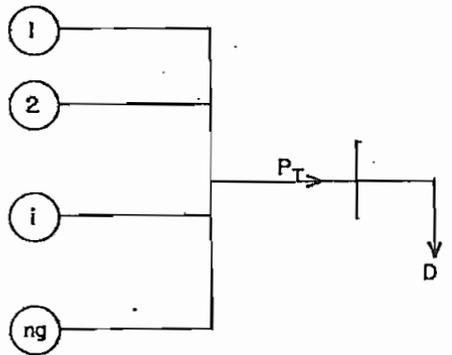
De acuerdo a lo antes definido la curva de costo es una función cuadrática por tanto la función que define el costo incremental es lineal. En la figura 3.4 se indica una curva característica de costo incremental de generación.

### 3.5. DESPACHO ECONOMICO SIMPLIFICADO

Este caso particular se caracteriza por no considerar la configuración del sistema de transmisión, sobre el cual se lleva a cabo el estudio.

Esto equivale a suponer, que tanto la generación como la carga se encuentran concentradas en una misma barra.

El planteamiento para el caso de "ng" unidades generadoras alimentando una carga "D", considerando las funciones de costo de generación cuadráticas es como sigue:



$$C_T = C_1 + C_2 + \dots + C_i + \dots + C_{ng} = \sum_{i=1}^{ng} C_i \quad (3.11)$$

$$D = P_{G1} + P_{G2} + \dots + P_{Gi} + \dots + P_{G_{ng}} = \sum_{i=1}^{ng} P_G \quad (3.12)$$

Además,  $C_i = C_i(P_{Gi})$  únicamente por tanto es una función separable.

Para obtener despacho económico de potencia real en forma simplificada se debe:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } C_T &= \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \\ \text{Sujeta a: } &\sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} - D = 0 \\ &P_{Gi}^{\text{Mín}} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\text{Máx}} \end{aligned} \quad (3.13)$$

La consecuencia de esta suposición es no considerar flujos en las líneas, con lo cual se excluye el efecto de las pérdidas por tanto  $P_L = 0$ , siendo esta la causa de su simplificación. Además en este análisis no interesa el modelo matemático básico analizado en el capítulo anterior, lo cual permite una formulación y solución independiente.

### 3.5.1. MULTIPLICADORES DE LAGRANGE

La restricción de igualdad  $\sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} - D = 0$  es dependiente del mínimo de  $C_T$  y además  $C_i$  es función de  $P_i$  únicamente, matemáticamente esto significa que una función con restricciones de igualdad puede convertirse en una sin restricciones, incluyendo un multiplicador de Lagrange por cada restricción de igualdad "Método de Lagrange".

Este método requiere la introducción de una nueva función

$$L = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{Gi}) - \lambda \left( \sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} - D \right) \quad (3.14)$$

llamada función de costo aumentada "Lagrangiano" donde " $\lambda$ " es el multiplicador de Lagrange y es una variable más del problema.

La técnica de solución planteada se denomina "MULTIPLICADORES DE LAGRANGE", lo cual soluciona el problema de despacho económico simplificado sujeto únicamente a la restricción de desigualdad.

$$L(P_{Gi}, \lambda) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{Gi}) - \lambda (\sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} - D) \quad (3.15)$$

$$\text{Sujeta a: } P_{Gi}^{\text{Mín.}} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\text{Máx.}}$$

La condición necesaria para que esta función sea un mínimo es que la gradiente de la función con respecto a las variables se cero, es decir:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L(P_{Gi}, \lambda)}{\partial P_{Gi}} &= 0 \\ \frac{\partial L(P_{Gi}, \lambda)}{\partial \lambda} &= 0 \end{aligned} \quad (3.16)$$

Por tanto:

$$\begin{aligned} \frac{dC_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} - \lambda &= 0 \\ \sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} + D &= 0 \end{aligned} \quad (3.17)$$

Del análisis de (3.17) se puede concluir lo siguiente: "Todas las unidades generadoras tienen que trabajar con el mismo valor de  $\lambda$  para que el costo de generación sea mínimo".

Al establecer el criterio de igual  $\lambda$  para que exista despacho económico, implícitamente se supone que cada unidad permanece dentro de los límites permisibles de generación de potencia activa. A medida que la carga total aumenta puede suceder que se alcance el máximo de generación de uno o más generadores. En este caso la estrategia adecuada consiste en hacer funcionar las unidades restantes de modo que cumplan el criterio de igual  $\lambda$ . Consideraciones similares son válidas en lo referente al límite mínimo.

La función de costos de generación para una unidad "i" es:  $C_i(P_i) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2$ . Por tanto el costo incremental es:

$$\frac{dC_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} = b_i + 2c_i P_{Gi} \quad (3.18)$$

Reemplazando (3.18) en (3.17) se tiene:

$$b_i + 2c_i P_{Gi} - \lambda = 0 \quad (3.19)$$

$$-\sum P_{Gi} + D = 0$$

El conjunto de ecuaciones (3.19) no se satisfacen simultáneamente, de donde nace la necesidad de considerar las restricciones de desigualdad, debido a que los costos incrementales de cada generador son en general diferentes. Por lo que de acuerdo a los criterios antes indicados los generadores se cargan inicialmente a sus límites mínimos y secuencialmente los de menor costo incremental se carga a su límite superior.

### 3.5.2. ALGORITMO DE SOLUCION

La forma directa de resolver el conjunto de ecuaciones simultáneas (3.19) para  $P_i$  y  $\lambda$  incluyendo además límites se logra mediante el siguiente algoritmo:

1. Escribir el conjunto de ecuaciones (3.19) en forma desarrollada:

$$2c_1 P_{G1} + b_1 - \lambda = 0$$

$$2c_2 P_{G2} + b_2 - \lambda = 0$$

$$2c_i P_{Gi} + b_i - \lambda = 0 \quad (3.20)$$

$$2c_{ng} P_{Gng} + b_{ng} - \lambda = 0$$

$$-P_{G1} - P_{G2} - P_{Gng} + D = 0$$

El sistema de ecuaciones (3.20) escrita en forma matricial:

$$\begin{pmatrix} 2c_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 2c_2 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 2c_i & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2c_{ng} & -1 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ P_{Gi} \\ P_{Gng} \\ \lambda \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -b_1 \\ -b_2 \\ -b_i \\ -b_{ng} \\ -D \end{pmatrix} \quad (3.21)$$

2. Verificar límites

Si existen violaciones, sustituir la ecuación de costo incremental por el límite violado en la siguiente forma:

$$\begin{pmatrix} 2c_i & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 2c_2 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2c_{ng} & -1 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ P_{Gi} \\ P_{Gng} \\ \lambda \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -b_1 \\ -b_2 \\ P_{Gi} \text{ violada} \\ -b_{ng} \\ -D \end{pmatrix} \quad (3.22)$$

donde:  $P_{Gi}$  violada puede ser  $P_{Gi}^{m\acute{a}x.}$  ó  $P_{Gi}^{m\acute{i}n.}$

3. Resolver el sistema (3.22) y repetir el paso 2 hasta que no existan violaciones.

3.6. DESPACHO ECONOMICO CONSIDERANDO PERDIDAS POR TRANSMISION

Un sistema de potencia que alimenta una área urbana está caracterizada por una alta densidad de carga, por lo que opera con pérdidas de transmisión relativamente bajas. En tales casos un estudio de despacho económico simplificado daría buenos resultados.

Cuando es necesario transmitir energía a grandes distancias

o cuando se alimenta a extensar áreas con baja densidad de carga las pérdidas por transmisión pasan a ser importantes por lo que es necesario tomarles en cuenta en el estudio de despacho económico de potencia real.

En estas condiciones algunos generadores estarán colocados más favorablemente que otros con respecto a la carga, por tanto se debe modificar los costos incrementales de generación de las distintas unidades de acuerdo con la magnitud de las pérdidas.

La solución es semejante a la que se dio para despacho económico simplificado, solo que ahora es necesario incluir las pérdidas por transmisión, para lo cual es necesario expresar las pérdidas en función de la generación de las unidades generadoras.

Con los conceptos desarrollados en este capítulo se puede plantear directamente el problema de despacho económico de potencia real considerando pérdidas por transmisión.

$$\text{Minimizar : } C_T = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{Gi}) \quad (3.23)$$

$$\text{Sujeta a: } \sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} - D - P_L(P_{Gi})$$

$$P_{Gi}^{\text{Mín.}} < P_{Gi} < P_{Gi}^{\text{Máx.}}$$

Utilizando multiplicadores de Lagrange se obtiene la siguiente función de costo aumentada:

$$L(P_{Gi}, \lambda) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{Gi}) - \lambda \left( \sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} - D - P_L \right) \quad (3.24)$$

Sujeto a:

$$P_{Gi}^{\text{Mín.}} < P_{Gi} < P_{Gi}^{\text{Máx.}}$$

Las condiciones necesarias para que esta función sea un mínimo es que la gradiente de la función con respecto a las variables sea cero, es decir:

$$\frac{\partial L(P_{Gi}, \lambda)}{\partial P_{Gi}} = 0 \quad (3.25)$$

$$\frac{\partial L(P_{Gi}, \lambda)}{\partial \lambda} = 0$$

Por tanto:

$$\frac{dc_i}{dP_{Gi}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}\right) = 0 \quad (3.26)$$

$$-\sum P_{Gi} + D + P_L = 0$$

En la solución de este sistema de ecuaciones la dificultad mayor radica en el cálculo de las pérdidas incrementales por transmisión  $\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}$ . Esta dificultad se resuelve utilizando el análisis de la formación del "jacobiano" usado en el cálculo de flujos de carga por el método de Newton-Raphson a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \delta} = H^t \frac{\partial P_L}{\partial P} \quad (3.27)$$

donde:  $\frac{\partial P_L}{\partial \delta}$  representa la variación de las pérdidas de potencia activa con respecto al ángulo de fase de voltaje.

$H^t$  es la transpuesta de la submatriz H que representa la variación de la potencia activa con respecto al ángulo de fase de voltaje.

$\frac{\partial P_L}{\partial P}$  son las pérdidas incrementales por transmisión

El análisis y desarrollo matemático para determinar esta ecuación se describe en el anexo 1.

A partir de:  $\frac{dC_i}{dP_{Gi}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}\right) = 0$  se puede determinar -

un concepto muy importante:

$$\frac{dC_i}{dP_{Gi}} = \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}\right) \quad (3.28)$$

$$\frac{dC_i}{P_{Gi}} FP_i = \lambda \quad (3.29)$$

donde:  $FP_i$  representan el "factor de penalización" de la -  
unidad "i", por tanto:

$$FP_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \quad (3.30)$$

## C A P I T U L O   I V

### PROGRAMA DIGITAL PARA DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL

#### 4.1. ALGORITMO

En base a las definiciones y conclusiones analizadas en los capítulos anteriores se plantea el siguiente algoritmo de solución representado en el diagrama de bloque de la figura 4.1. El cual se puede describir en forma breve así:

##### BLOQUE A

Lee y escribe datos requeridos para la solución de:

Flujos de Carga.

- Parámetros de líneas transformadores, capacitores, reactores y todos los demás datos necesarios para la solución de flujos de carga por el método de Newton Raphson desarrollado en la referencia 7.

Despacho Económico

- Coeficiente de curvas de costo de generación de cada una de las unidades generadoras térmicas del sistema.
- Límites máximos y mínimos de generación de cada una de las unidades generadoras térmicas del sistema.

##### BLOQUE B

Representa la solución de despacho económico simplificado descrito en la sección 3.5.2., para una carga total dada sin considerar pérdidas por transmisión, cuyo valor a este punto no se conoce. Es decir considerando a todas las unidada

# DIAGRAMA DE BLOQUE

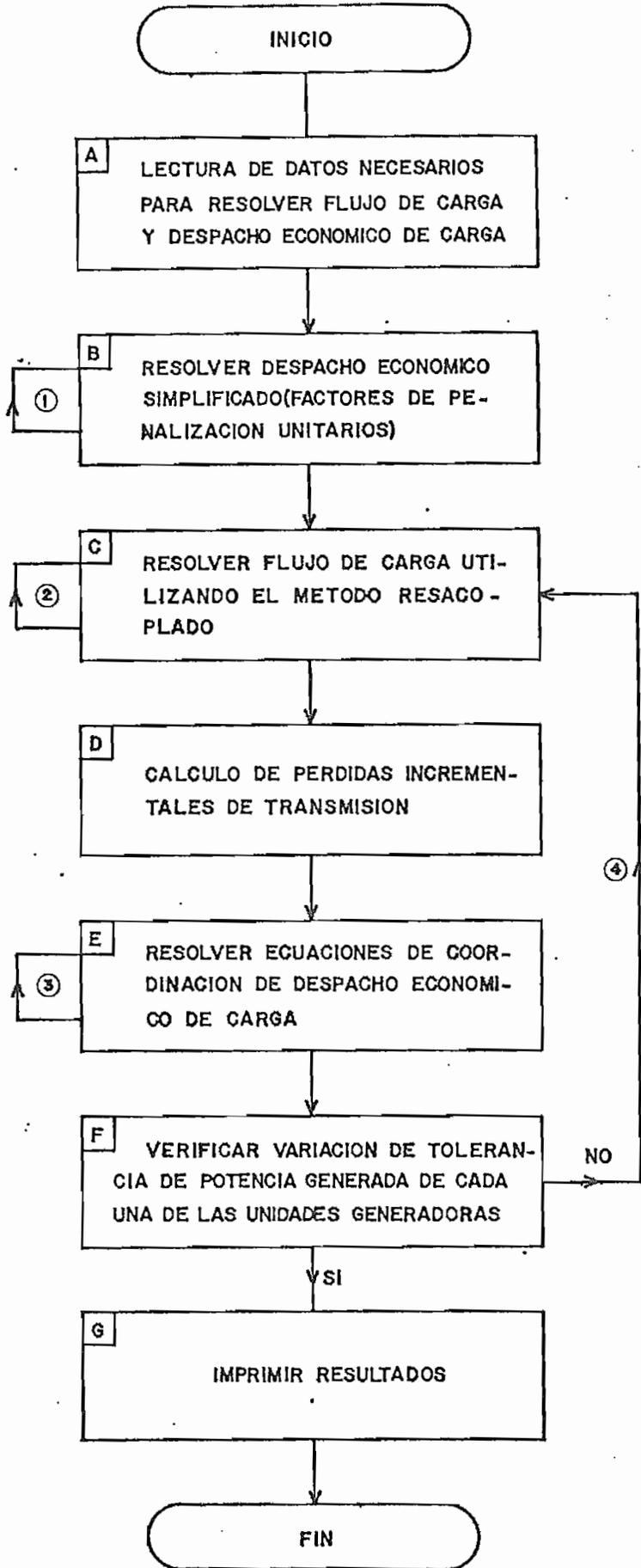


FIG. 4-1

des generadoras ubicadas en una barra única, por lo que los factores de penalización son unitarios.

Las cargas permanecen en su situación real y cualquiera de las barras de generación puede ser tomada dependiente del resto "barra flotante".

La solución obtenida es considerada como condición inicial del problema general. Cálculo de  $\lambda$  y  $\Delta\lambda$ .

El lazo 1 representa la verificación de que las unidades trabajan dentro de sus rangos permisibles de generación de potencia activa.

#### BLOQUE C

Representa el cálculo de flujos de carga por el método de Newton Raphson desacoplado, cuyo proceso iterativo se representa en el lazo 2. Además representa el inicio del proceso iterativo de la redistribución de potencia en barras de generación para considerar las pérdidas por transmisión.

#### BLOQUE D

Representa el cálculo de las pérdidas incrementales por transmisión utilizando la fórmula 3.27, con los criterios y desarrollo matemático expuestos en el apéndice A

#### BLOQUE E

Representa el cálculo de las nuevas potencias de generación en base a los valores iniciales de  $\lambda$  y  $\Delta\lambda$ , hasta obtener el rango de tolerancia permisible de la ecuación de balance de potencia activa. Lo cual representa resolver las ecuaciones de coordinación de despacho económico 3.26.

El lazo 3 representa el ajuste de la ecuación de balance de potencia activa y violación de límites mínimo y máximo de generación. En base al criterio de potencia rodante en el

sistema.

#### BLOQUE F

El bloque F representa la verificación de la variación de la tolerancia de potencia de generación de cada una de las unidades generadoras entre las potencias obtenidas en el último flujo de carga y las calculadas en el bloque E.

El lazo 4 representa que si la tolerancia especificada no se cumple en cada una de las unidades regresa a calcular nuevos flujos de carga, retorno a F. Este proceso redistribuye la generación al considerar pérdidas por transmisión solucionando el problema general de despacho económico de potencia real.

#### BLOQUE G

Representa la solución de despacho económico de potencia real. Cálculo de costos de generación.

### 4.2. DESCRIPCION DEL PROGRAMA

A continuación se describen las principales características y subrutinas utilizadas en el programa.

#### 4.2.1. CARACTERÍSTICAS

Título: "PROGRAMA DIGITAL PARA DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL"

Lenguaje: Fortran IV

Probado y grabado en : Computador IBM 370-125 de la Escuela Politécnica Nacional.

Capacidad en:

Barra s:	50
Barra s de generación:	50
Elementos :	50

Datos requeridos en:

p.u., ó

Cualquier base

Barra oscilante: Cualquier barra de generación

Flujos de carga utilizado: Método de Newton Raphson, desarrollado en referencia 7.

#### 4.2.2. DESCRIPCION DEL PROGRAMA PRINCIPAL Y SUBROUTINAS

El programa digital consta de un programa principal y 14-subrutinas, las cuales se detalla a continuación y se describen en el orden establecido en el programa principal.

SUBROUTINA INTUT : Lee y escribe datos requeridos para la solución de flujos de carga: parámetros de líneas, transformadores, capacitores, reactores; forma de matriz admitancia de barra. Esta subrutina fue desarrollada en la referencia 7.

SUBROUTINA IMPUTD : Lee y escribe datos requeridos para la solución de despacho económico: - coeficiente de función de costos, límites mínimo y máximo de generación de cada una de las unidades generadoras térmicas.

SUBROUTINA AMP : Fórmula de matriz que soluciona Despacho Económico Simplificado. Considerando a las unidades generadoras - en una barra única.

SUBROUTINA ALM : Almacena la matriz formulada por AMP para en caso de violación de los límites de generación de cualquiera de las unidades, rescatar la matriz original y solucionar despacho económico con el límite máximo o mínimo violado.

SUBROUTINA GAUSS : Soluciona la matriz formulada por AMP determinando las potencias de generación y costo incremental en la solución de despacho económico simplificado. Además soluciona la matriz formulada por CPIT determinando las pérdidas incrementales por transmisión. En general soluciona sistema de ecuaciones por el método de Gauss Jordan.

SUBROUTINA IMP : Imprime potencias de generación, calcula y escribe costos de generación de cada unidad. Por tanto escribe solución de despacho económico simplificado.

SUBROUTINA SOLVE : Calcula y escribe resultados de flujos de carga, mediante el método de Newton Raphson desacoplado. Esta subrutina incluye las siguientes subrutinas:

SUBROUTINA ENCERO

SUBROUTINA ORDEM

SUBROUTINA SIMORD

SUBROUTINA REDUC

SUBROUTINA SOLUC

Estas subrutinas fueron desarrolladas en la referencia 7.

SUBROUTINA CPIT : Formula la matriz que calcula las pérdidas incrementales por transmisión en base al subcabiano H utilizado en la solución de flujos de carga por el método de Newton Raphson.

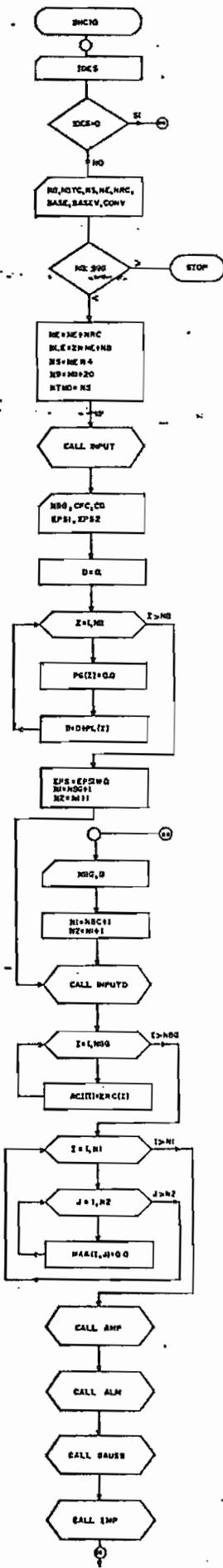
SUBROUTINA COSTOF : Imprime potencias de generación. Calcula y escribe costos de generación de cada unidad generadora. Solución-

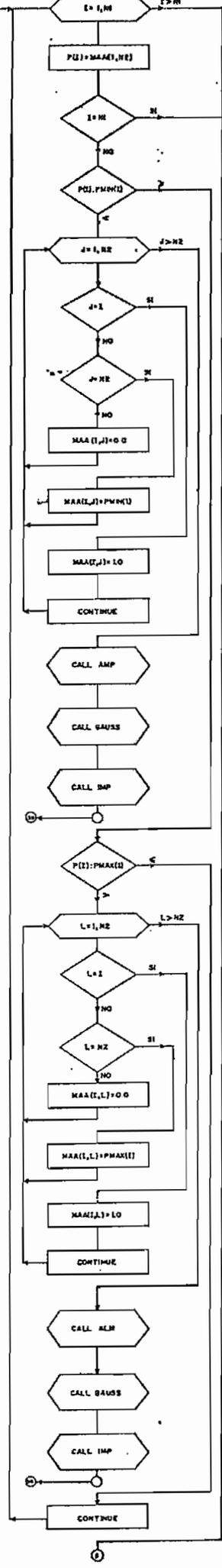
de despacho económico de potencia -  
real considerando pérdidas por -  
transmisión.

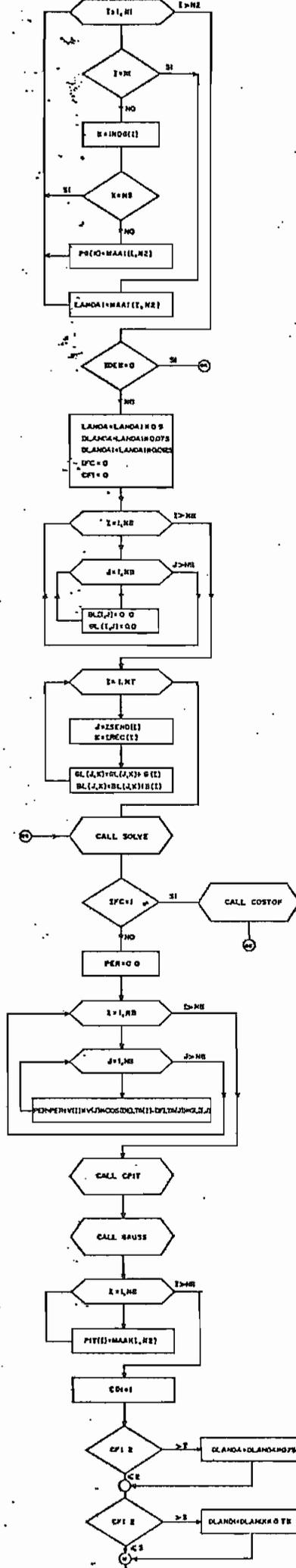
#### 4.3. DIAGRAMA DE FLUJO

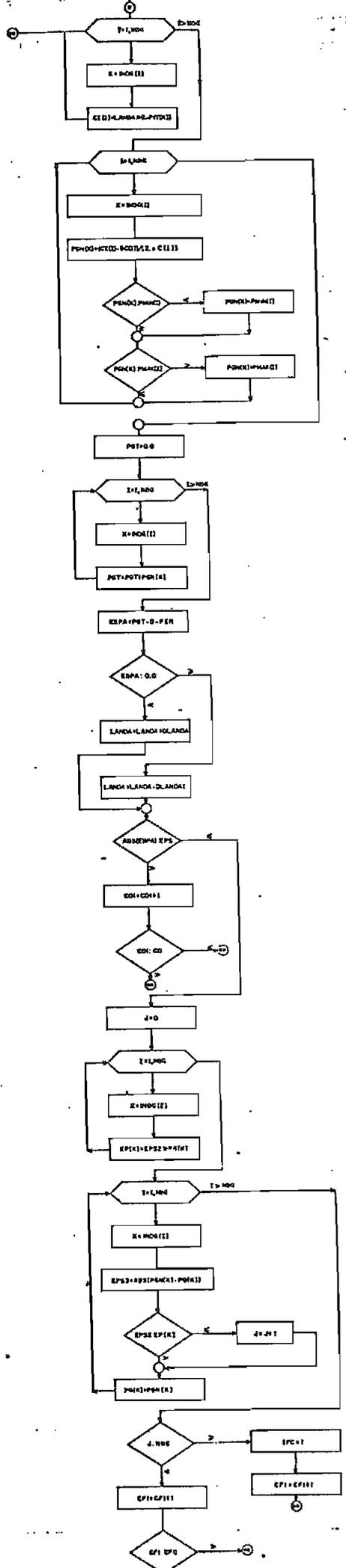
A continuación se presenta los diagramas de flujo tanto del programa principal y subrutinas desarrolladas en este estudio, lo cual permite visualizar en forma global los pasos seguidos en el programa digital.

PROGRAMA PRINCIPAL

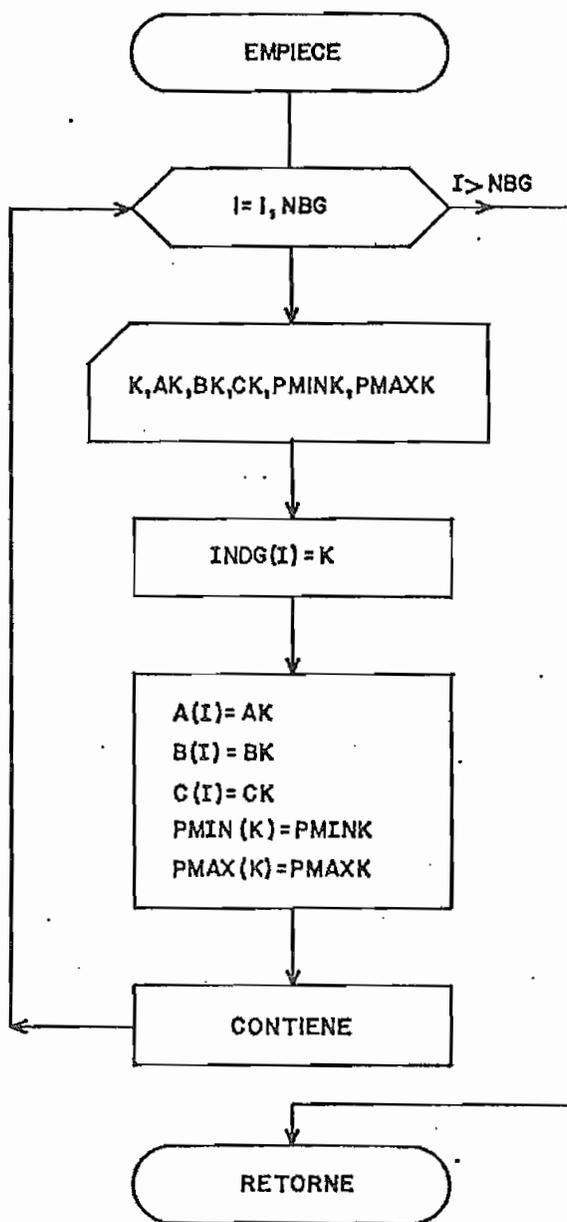




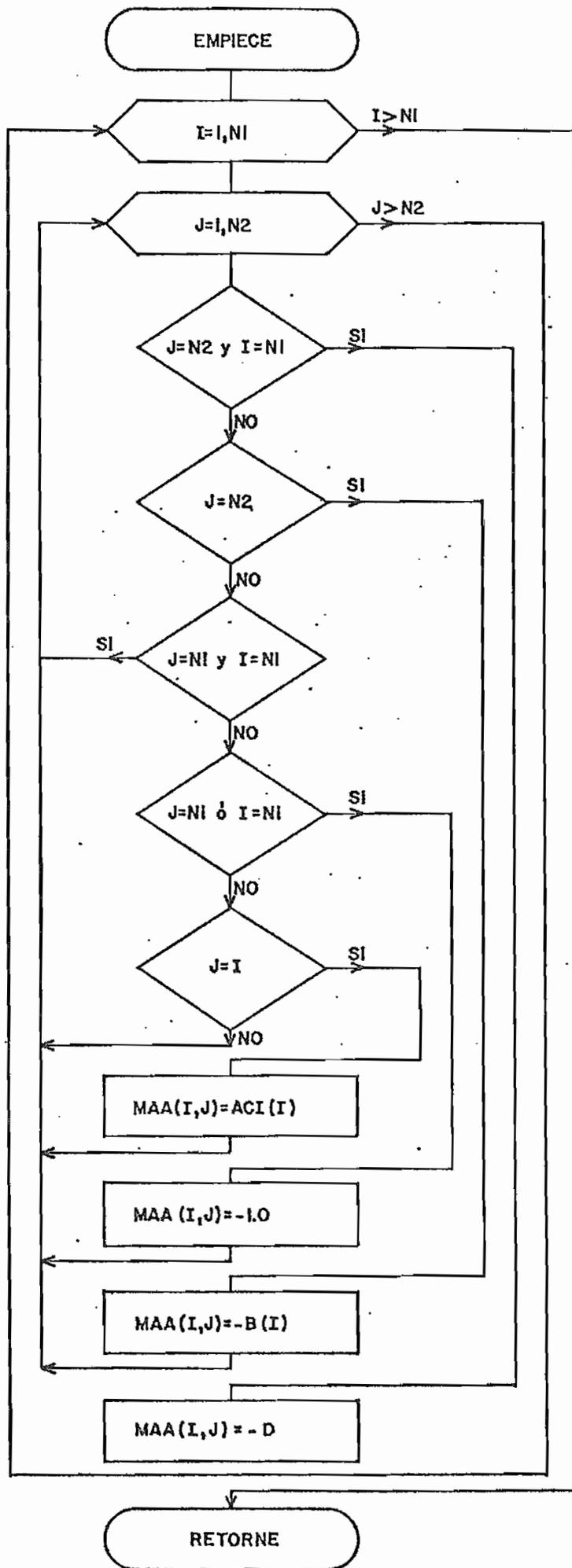




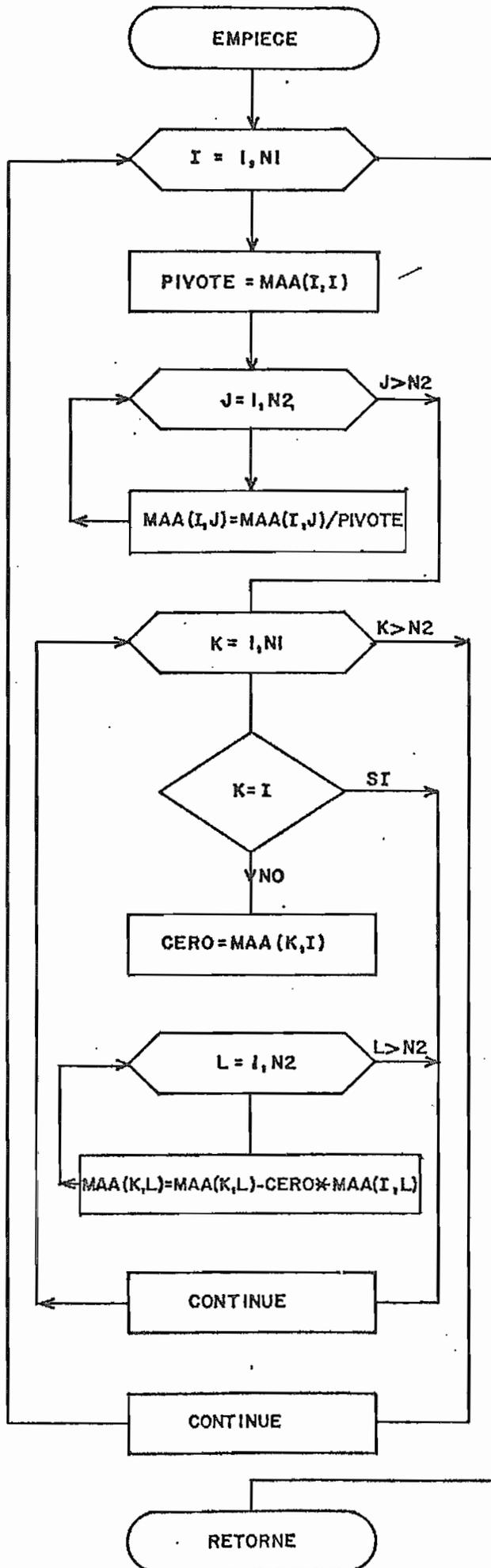
### SUBROUTINA INPUTD



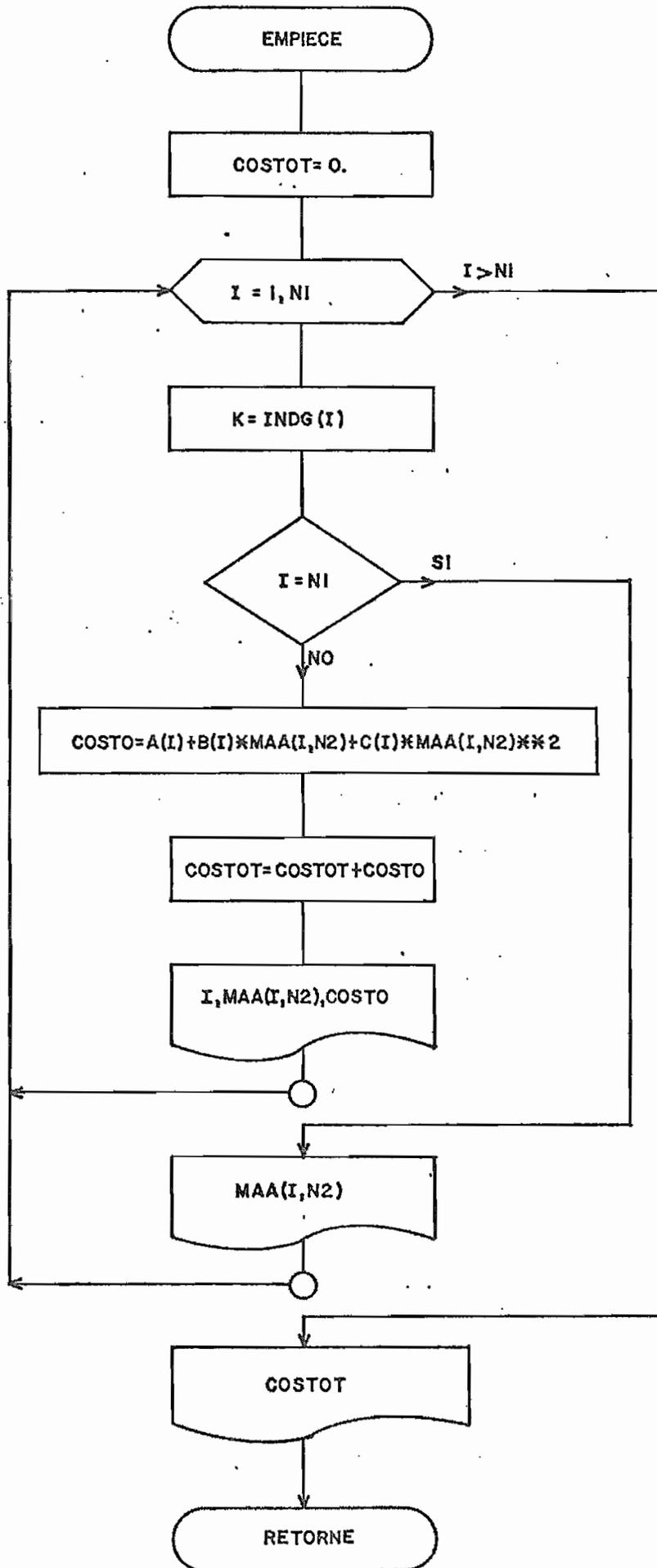
# SUBROUTINA AMP



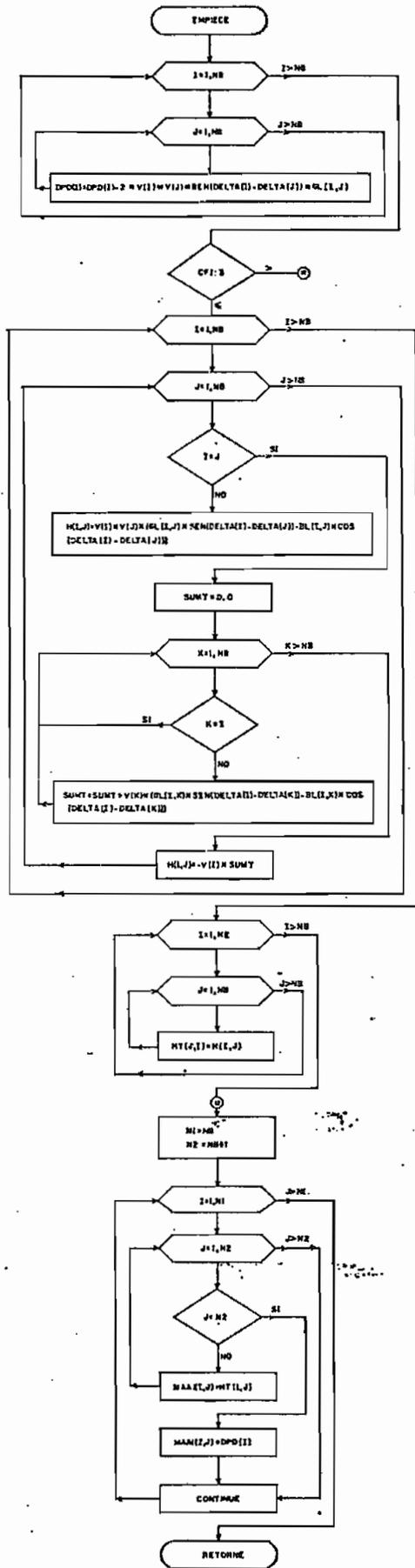
# SUBROUTINA GAUSS



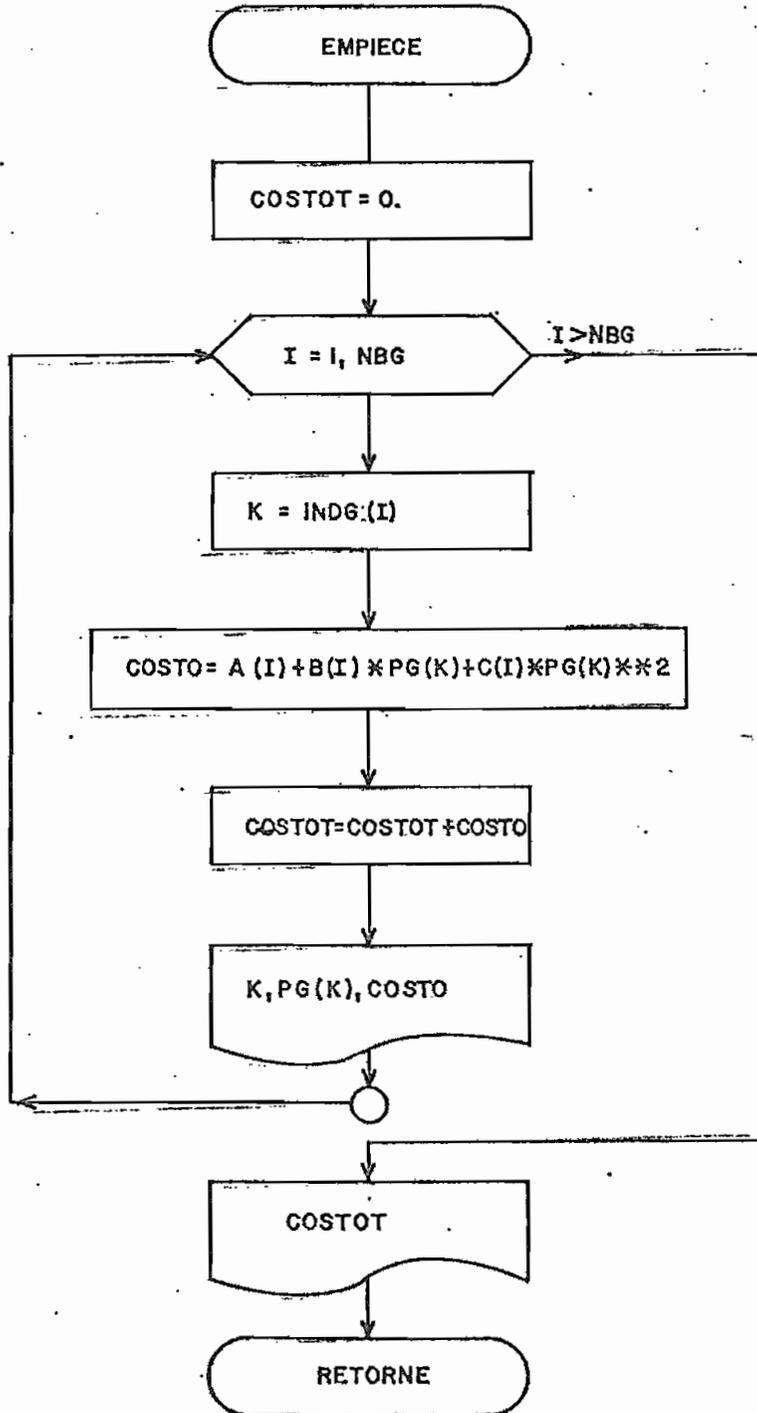
# SUBROUTINA IMP



SUBROUTINA CPIT



# SUBROUTINA COSTOF



## C A P I T U L O V

### EJEMPLOS DE APLICACION

#### 5.1. INTRODUCCION

Para una mayor comprensión, en la presentación de los ejemplos se detallan:

- Diagrama unifilar del sistema
- Características y datos necesarios para la solución. Especificado en las respectivas hojas de codificación.
- Salida de la solución digital. En este punto cabe indicar que los datos de entrada y salida de resultados se presenta en forma clara y detallada en la salida de la solución digital, por lo cual no es necesario redundar en más detalles.

#### 5.2. RESULTADOS DE LA SOLUCION DIGITAL

##### Ejemplo 1

- Tomado de la referencia 6
- Diagrama Unifilar, presentado en la figura 4.1.
- Características:

Sistema en anillo	
Número de barras:	5
Número de elementos:	5
Barras de tensión controlada:	2
Barras de carga:	2
Criterio de convergencia:	0.001

Datos en: p.u.

Base: 100 MVA

- Datos necesarios para la solución presentada en hoja de codificación 1-1.
- Salida de solución digital

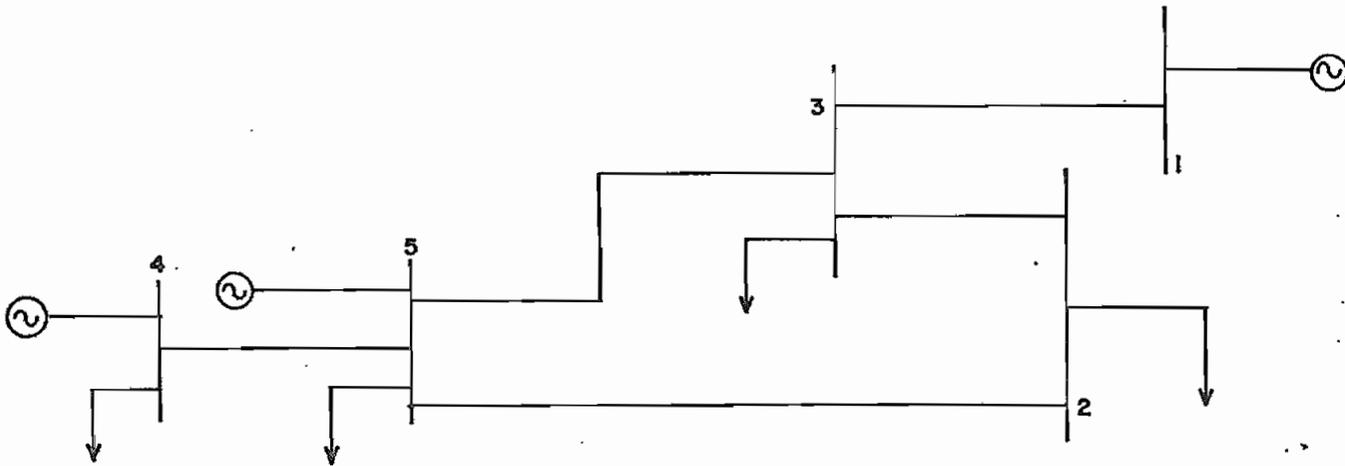


FIG. Nº 4-1



PROGRAMA DIGITAL PARA DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL  
 =====

=====> DATOS GENERALES REQUERIDOS PARA LA SOLUCION DE FLUJOS DE CARGA  
 -----

NO. TOTAL DE BARRAS	NO. DE BARRAS DE TENSION CONTROLADA	BARRA FLOTANTE	NO. DE LINEAS CAP/REAC SERIE	NO. DE CAP/REAC EN PARALELO	MVA.BASE	KV.BASE	CRITERIO DE CONVERGENCIA
5	2	1	5	0	1.000	1.000	0.0010

-----  
 DATOS DE BARRAS

BARRA NO.	TIPO DE BARRA	VOLTAJE MAGNITUD	POT ACTIVA GENERACION	POT REACTIVA GENERACION	POT ACTIVA CARGA	POT REACTIVA CARGA	POT REACT MAX GENERACION	POT REACT GENERACION
1	S	1.05000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	C	0.0	0.0	0.0	0.30000	0.12000	0.0	0.0
3	C	0.0	0.0	0.0	0.70000	0.33000	0.0	0.0
4	T	1.05000	0.0	0.70000	0.26000	0.20000	0.70000	0.0
5	T	1.04000	0.0	1.00000	0.80000	0.10000	1.00000	0.0

-----  
 DATOS DE LINEAS. TRANSFORMADORES Y/O CAP/REACTORES

NO.	BAR P	BAR Q	RESISTEN	REACTANC	SUSCEPTAN	MVA T	TAP P	TAP Q	CAP/REAC
1	1	3	0.10600	0.40300	0.0				
2	2	3	0.03300	0.11800	0.0				
3	2	5	0.08000	0.26200	0.0				
4	3	5	0.10500	0.34700	0.0				
5	4	5	0.03300	0.10300	0.0				

=====> DATOS REQUERIDOS PARA SOLUCION DE DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL  
 -----

NO. DE BARRAS DE GENERACION	NO. DE ITER. DE FLUJOS	NO. DE ITER. DE AJUSTE DE E.B.P.A.	PORCENTAJE DE POT. RONDANTE	PORCENTAJE DE VARIACION DE GENERACION
3	20	50	0.10000	0.10000

-----  
 DATOS DE GENERADORES: COEFICIENTES DE COSTO Y RANGO DE GENERACION

BARRA	TERMINO INDEPENDIENTE	COEFICIENTE DE PRIMERO ORDEN	COEFICIENTE DE SEGUNDO ORDEN	PMIN DE GENERACION	PMAX DE GENERACION
1	44.00000	351.00000	50.00000	0.20000	1.00000
4	105.00000	245.00000	50.00000	0.50000	2.00000
5	40.50000	289.00000	50.00000	0.20000	1.00000

=====> RESULTADOS DE SOLUCION DE DESPACHO ECONOMICO

DESPACHO ECONOMICO SIMPLIFICADO

GENERADOR	POTENCIA GENERADA	COSTO DE CADA GENERADOR/MCRA
EN BARRA # 1	0.66000	297.43872
EN BARRA # 4	1.72000	674.31812
EN BARRA # 5	0.28000	153.43867

COSTO INCREMENTAL = 416.99976

COSTO TOTAL = 1125.19531

CONDICIONES INICIALES DE FLUJO DE CARGA

RESULTADOS

PAR NO.	VOLTAJE KV	GRADOS	GENERACION MW	MVAR	CARGA MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	DE BAR	A BAR	FLUJOS EN MW	LINEAS MVAR	PERDIDAS EN MW	EN MW
S 1	1.0500	0.0	0.743	0.081	0.0	0.0	0.0	1	3	0.743	0.081	0.054	0
C 2	0.9835	-17.116	0.0	0.0	0.300	0.120	0.0	2	3	-0.102	0.029	0.000	0
								2	5	-0.198	-0.149	0.005	0
C 3	0.9836	-16.347	0.0	0.0	0.700	0.030	0.0	3	1	-0.689	0.123	0.054	0
								3	2	0.102	-0.027	0.000	0
T 4	1.0500	-10.045	1.720	0.089	0.860	0.200	0.0	3	5	-0.113	-0.125	0.003	0
								4	5	0.860	-0.111	0.020	0
T 5	1.0400	-14.877	0.280	0.581	0.800	0.100	0.0	5	2	0.203	0.165	0.005	0
								5	3	0.110	0.135	0.003	0
								5	4	-0.040	0.181	0.020	0

TOTAL GENERACION:	MW	2.743	MVAR	0.752
TOTAL MVAR CAP/REAC:				0.0
TOTAL CARGA:	MW	2.660	MVAR	0.450
TOTAL PERDIDAS:	MW	0.083	MVAR	0.302

CONVERGE EN 2.5 ITERACIONES

CONDICIONES FINALES DE FLUJO DE CARGA

RESULTADOS

BAR NO.	VOLTAJE KV	GRADOS	GENERACION MW	MVAR	CARGA MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	DE BAR	A BAR	FLUJOS EN MW	LINEAS MVAR	PERDIDAS EN MW	EN LI MVAR
S 1	1.0500	0.0	0.526	0.072	0.0	0.0	0.0	1	3	0.526	0.072	0.027	0.1
C 2	0.9865	-11.413	0.0	0.0	0.300	0.120	0.0	2	3	-0.013	-0.014	0.000	0.0
								2	5	-0.285	-0.105	0.008	0.0
C 3	0.9886	-11.352	0.0	0.0	0.700	0.030	0.0	3	1	-0.499	0.031	0.027	0.1
								3	2	0.013	0.015	0.000	0.0
								3	5	-0.213	-0.076	0.005	0.0
T 4	1.0530	-2.873	1.715	0.090	0.860	0.200	0.0	4	5	0.355	-0.110	0.020	0.0
								5	2	0.295	0.131	0.008	0.0
								5	3	0.219	0.094	0.005	0.0
T 5	1.0400	-7.674	0.479	0.504	0.200	0.100	0.0	5	4	-0.835	0.179	0.020	0.0

TOTAL GENERACION:	MW	2.720	MVAR	0.666
TOTAL MVAR CAP/REAC:				0.0
TOTAL CARGA:	MW	2.660	MVAR	0.450
TOTAL PERDIDAS:	MW	0.061	MVAR	0.216

CONVERGE EN 1.0 ITERACIONES

DESPECHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL CONSIDERANDO PERDIDAS POR TRANSMISION

GENERADOR	POTENCIA GENERADA	COSTO DE CADA GENERADOR/MHRA
EN BARRA # 1	0.52596	242.44490
EN BARRA # 4	1.71533	672.37205
EN BARRA # 5	0.47915	230.46272

COSTO TOTAL = 1153.28638

## Ejemplo 2

- Tomado de referencia 14 y 17
- Diagrama unifilar, presentado en la figura 4.2
- Características

Sistema de anillo	
Número de barras:	14
Número de elementos:	20
Barras de tensión controlada:	4
Barras de carga:	8
Barra flotante:	1-2-6
Criterio de convergencia:	0.01
Datos en :	p.u.
Base:	100 MVA

### Conexión de tap de transformadores

Entre barras	Tap conectado
4-6	0.978
4-9	0.969
5-6	0.932

Capacitor	Suceptancia p.u.
9	0.19

- Datos necesarios para la solución presentada en hoja de codificación 1-2 y 2-2, considerando únicamente la barra 1 como barra flotante; en la salida de la solución digital observar los cambios realizados para considerar las barras 2 y 6 como barra flotante.
- Salida de solución digital

Cabe anotar que en este ejemplo se presenta la salida de la solución digital para las tres barras flotantes posibles.

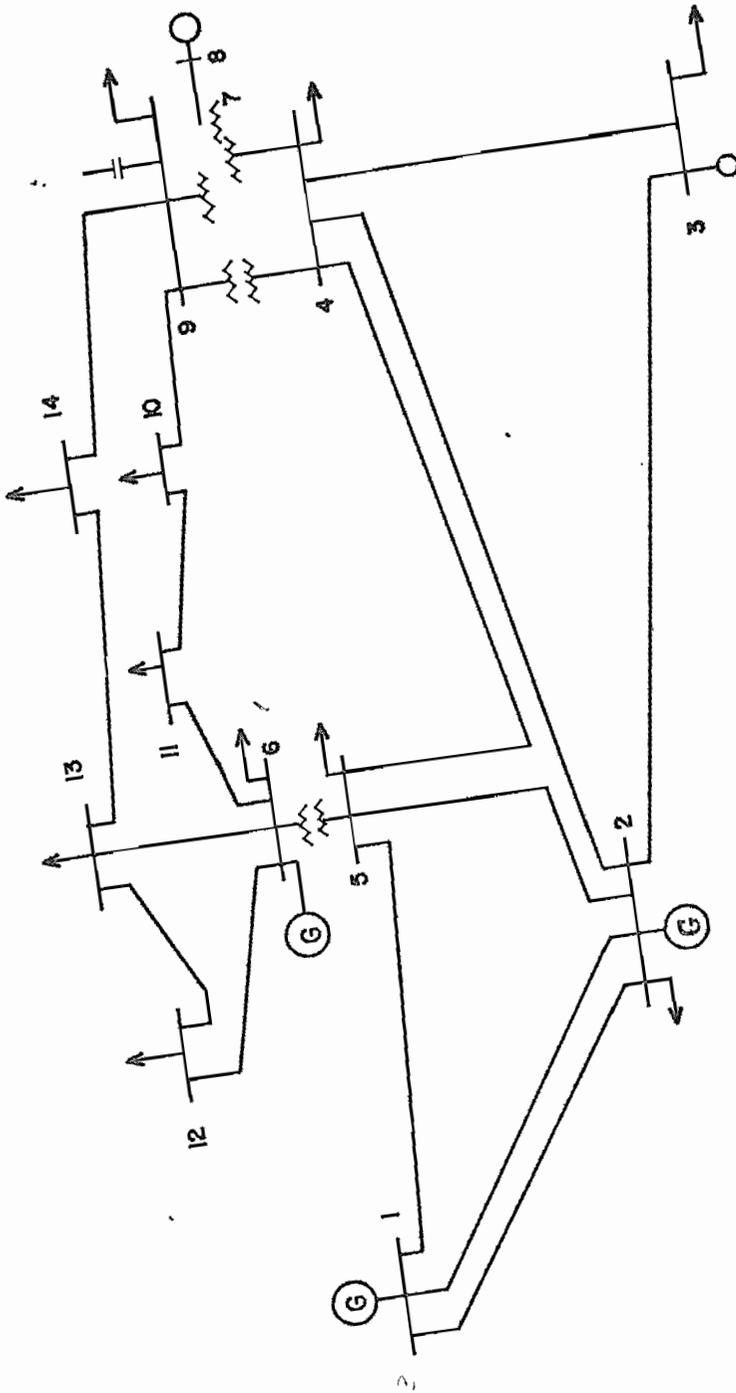


FIG. Nº 4-2





PROGRAMA DIGITAL PARA DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL  
 =====

=====> DATOS GENERALES REQUERIDOS PARA LA SOLUCION DE FLUJOS DE CARGA  
 -----

NO. TOTAL DE BARRAS	NO. DE BARRAS DE TENSION CONTROLADA	BARRA ELICIANTE	NO. DE LINEAS CAP/REAC SERIE	NO. DE CAP/REAC EN PARALELO	MVA. BASE	KV. BASE	CRITERIO DE CONVERGENCIA
14	4	1	20	1	1.000	1.000	0.0100

-----  
 DATOS DE BARRAS  
 -----

BARRA NO.	TIPO DE BARRA	VOLTAJE MAGNITUD	POT ACTIVA GENERACION	POT REACTIVA GENERACION	POT ACTIVA CARGA	POT REACTIVA CARGA	POT REACT MAX GENERACION	POT REAC GENERACION
1	S	1.06000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	T	1.04500	0.0	0.0	0.21700	0.12700	1.00000	-0.50000
3	T	1.01000	0.0	0.0	0.44200	0.19000	1.30000	-0.50000
4	C	0.0	0.0	0.0	0.47800	-0.03400	0.0	0.0
5	C	0.0	0.0	0.0	0.07600	0.01600	0.0	0.0
6	C	0.0	0.0	0.0	0.11200	0.07500	1.00000	-0.60000
7	C	1.07000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	T	1.09000	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00000	-0.60000
9	C	0.0	0.0	0.0	0.20500	0.16600	0.0	0.0
10	C	0.0	0.0	0.0	0.09700	0.05300	0.0	0.0
11	C	0.0	0.0	0.0	0.03500	0.01300	0.0	0.0
12	C	0.0	0.0	0.0	0.00100	0.01600	0.0	0.0
13	C	0.0	0.0	0.0	0.13500	0.05900	0.0	0.0
14	C	0.0	0.0	0.0	0.14900	0.03000	0.0	0.0

-----  
 DATOS DE LINEAS, TRANSFORMADORES Y/O CAP/REACTORES  
 -----

NO.	BAR P	BAR O	RESISTEN	REACTANC	SUSCEPTAN	MVA T	TAP P	TAP O	CAP/REAC
1	1	2	0.01938	0.05917	0.02640				
2	1	5	0.05403	0.22305	0.02460				
3	2	3	0.04699	0.19754	0.02190				
4	2	4	0.05811	0.17032	0.01870				
5	2	5	0.05095	0.17388	0.01700				
6	3	4	0.06701	0.17103	0.01730				
7	4	5	0.01335	0.04211	0.00640				
8	4	7	0.0	0.20452	0.0				
9	4	9	0.0	0.53894	0.0				
10	5	6	0.0	0.23488	0.0				
11	6	11	0.09498	0.19850	0.0				
12	6	12	0.12291	0.25081	0.0				
13	6	13	0.06615	0.13027	0.0				
14	7	8	0.0	0.17015	0.0				
15	7	9	0.0	0.11001	0.0				
16	9	10	0.03131	0.08459	0.0				
17	9	14	0.12711	0.27338	0.0				
18	10	11	0.04205	0.19207	0.0				
19	12	13	0.22092	0.15968	0.0				
20	13	14	0.17093	0.34802	0.0				
21	9	9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.150

=====> DATOS REQUERIDOS PARA SOLUCION DE DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL  
 -----

NO. DE BARRAS DE GENERACION	NO. DE ITER. DE FLUJOS	NO. DE ITER. DE AJUSTE DE F.O.P.A.	PORCENTAJE DE POT. RODANTE	PORCENTAJE DE VARIACION DE GENERACION
1	20	50	0.10000	0.10000

-----  
 DATOS DE GENERADORES INEFICIENTES DE COSTO Y RANGO DE GENERACION  
 -----

BARRA	TENSION INDEPENDIENTE	COEFICIENTE DE PRIMER ORDEN	COEFICIENTE DE SEGUNDO ORDEN	MIN DE GENERACION	MAX DE GENERACION
1	105.00000	245.00000	50.00000	0.50000	0.00000
2	44.00000	351.00000	50.00000	0.20000	1.00000
6	43.50000	389.00000	50.00000	0.20000	1.00000

RESULTADOS DE SOLUCION DE DESPACHO ECONOMICO

DESPACHO ECONOMICO SIMPLIFICADO

GENERADOR	POTENCIA GENERADA	COSTO DE CADA GENERADOR/HORA
EN BARRA # 1	1.65666	664.61597
EN BARRA # 2	0.63666	287.73584
EN BARRA # 5	0.25666	143.73621

COSTO INCREMENTAL = 414.66650

COSTO TOTAL = 1096.09789

CONDICIONES INICIALES DE FLUJO DE CARGA

RESULTADOS

BAR NO.	VOLTAJE KV	GRADJS	GENERACION		CARGA		CAP/REAC MVAR	DE A BAR BAR		FLUJOS EN LINEAS		PERDIDAS EN L		
			MW	MVAR	MW	MVAR		MW	MVAR	MW	MVAR			
S	1	1.0600	0.0	1.798	0.0	0.0	0.0	1	2	1.178	-0.093	0.024	0.0	
								1	5	0.621	-0.023	0.019	0.0	
								2	1	-1.154	0.137	0.024	0.0	
								2	3	0.699	0.051	0.021	0.0	
								2	4	0.509	-0.080	0.014	0.0	
								2	5	0.366	-0.078	0.007	0.0	
T	2	1.0450	-3.685	0.637	0.217	0.127	0.0	3	2	-0.678	0.015	0.021	0.0	
								3	4	-0.264	-0.032	0.005	-0.0	
								4	2	-0.494	0.102	0.014	0.0	
								4	3	0.263	0.026	0.005	-0.0	
								4	5	-0.614	0.047	0.005	0.0	
								4	7	0.229	-0.112	0.0	0.0	
								4	9	0.132	-0.024	0.0	0.0	
C	4	1.0324	-8.669	0.0	0.478	-0.039	0.0	5	1	-0.602	0.072	0.019	0.0	
								5	2	-0.358	0.082	0.007	0.0	
								5	4	0.618	-0.039	0.005	0.0	
								5	6	0.266	-0.131	0.0	0.0	
								6	5	-0.266	0.151	0.0	0.0	
								6	11	0.124	0.035	0.001	0.0	
								6	12	0.083	0.024	0.001	0.0	
								6	13	0.207	0.072	0.003	0.0	
								7	4	-0.229	0.125	0.0	0.0	
								7	8	0.0	-0.206	0.0	0.0	
								7	9	0.229	0.082	0.0	0.0	
C	7	1.0556	-11.134	0.0	0.0	0.0	0.0	8	7	0.0	0.213	0.0	0.0	
								9	4	-0.132	0.033	0.0	0.0	
								9	7	-0.229	-0.076	0.0	0.0	
								9	10	0.004	0.046	0.000	0.0	
								9	14	0.064	0.039	0.001	0.0	
C	9	1.0474	-12.441	0.0	0.0	0.295	0.166	-0.208	10	9	-0.304	-0.046	0.000	0.0
								10	11	-0.097	-0.012	0.001	0.0	
C	10	1.0436	-12.391	0.0	0.0	0.090	0.058	0.0	11	6	-0.123	-0.032	0.001	0.0
								11	10	0.087	0.014	0.001	0.0	
C	11	1.0528	-11.567	0.0	0.0	0.035	0.018	0.0	12	6	-0.097	-0.022	0.001	0.0
								12	13	0.029	0.035	0.000	0.0	
C	12	1.0550	-11.405	0.0	0.0	0.061	0.016	0.0	13	6	-0.235	-0.067	0.003	0.0
								13	12	-0.026	-0.005	0.000	0.0	
								13	14	0.018	0.015	0.001	0.0	
C	13	1.0446	-11.616	0.0	0.0	0.135	0.058	0.0	14	9	-0.363	-0.037	0.001	0.0
								14	11	-0.086	-0.013	0.001	0.0	

TOTAL GENERACION	MW	2.693	MVAR	0.797
TOTAL MVAR CAP/REAC				-0.234
TOTAL CARGA	MW	2.693	MVAR	0.735
TOTAL PERDIDAS	MW	0.102	MVAR	0.716

CONVERGE EN 3.0 ITERACIONES

CONDICIONES FINALES DE FLUJO DE CARGA

RESULTADOS

BAR NO.	VOLTAJE		GENERACION		CARGA		CAP/REAC	DE A	FLUJOS EN LINEAS	PERDIDAS EN		
	KV	GRADOS	MW	MVAR	MW	MVAR					MW	MVAR
S 1	1.0600	0.0	1.641	-3.091	0.0	0.0	0.0	1 2 1 5	1.077 0.069	-0.066 -0.026	0.020 0.016	0.0
T 2	1.0450	-3.334	3.607	3.113	0.217	0.127	0.0	2 1 2 3 2 4 2 5	-1.052 0.005 0.483 0.330	0.097 0.052 -0.002 -0.082	0.020 0.020 0.013 0.006	0.0
T 3	1.0100	-10.554	0.0	3.165	0.942	0.190	0.0	3 2 3 4	-0.665 0.207	0.019 -0.035	0.020 0.005	0.0
C 4	1.0338	-8.052	0.0	3.0	0.478	-0.039	0.0	4 2 4 3 4 5 4 7 4 9	-0.464 0.292 -0.614 0.207 0.119	0.105 0.030 -0.038 -0.106 -0.020	3.013 0.005 0.005 0.0 0.0	0.0
C 5	1.0405	-6.637	0.0	3.0	0.076	0.016	0.0	5 1 5 2 5 4 5 6	-0.553 -0.333 0.623 0.185	0.063 0.082 -0.029 -0.127	0.016 0.006 0.005 0.0	0.0
T 6	1.0700	-8.870	0.375	3.334	0.112	0.075	0.0	6 5 6 11 6 12 6 13	-0.185 0.146 0.087 0.215	0.138 0.028 0.023 0.069	0.0 0.002 0.001 0.003	0.0
C 7	1.0555	-10.272	0.0	3.0	0.0	0.0	0.0	7 4 7 8 7 9	-0.207 0.0 0.237	0.116 -0.207 0.091	0.0 0.0 0.0	0.0
T 8	1.0900	-10.272	0.0	3.213	0.0	0.0	0.0	8 7 9 4 9 7 9 10 9 14	0.0 -0.119 -0.207 -0.018 0.049	0.213 0.028 -0.086 0.054 0.044	0.0 0.0 0.0 0.000 0.001	0.0
C 9	1.0463	-11.452	0.0	0.0	0.295	0.166	-0.208	10 9 10 11	0.018 -0.108	-0.054 -0.004	0.000 0.001	0.0
C 10	1.0425	-11.280	0.0	3.0	0.090	0.058	0.0	11 6 11 10	-0.144 0.109	-0.025 0.037	0.002 0.001	0.0
C 11	1.0520	-10.212	0.0	3.0	0.035	0.018	0.0	12 6 12 13	-0.086 0.025	-0.021 0.005	0.001 0.000	0.0
C 12	1.0547	-9.857	0.0	3.0	0.061	0.016	0.0	13 6 13 12 13 14	-0.212 -0.025 0.102	-0.063 -0.004 0.010	0.003 0.000 0.002	0.0
C 13	1.0495	-10.057	0.0	3.0	0.135	0.058	0.0	14 9 14 13	-0.049 -0.106	-0.043 -0.007	0.001 0.002	0.0
C 14	1.0289	-11.860	0.0	3.0	0.149	0.050	0.0					0.0

CONVERGE EN 0.5 ITERACIONES

DESPECHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL CONSIDERANDO PERDIDAS POR TRANSMISION

GENERADOR	POTENCIA GENERADA	COSTO DE CADA GENERADOR/MHRA
EN BARRA # 1	1.64097	641.56294
EN BARRA # 2	3.60718	300.43130
EN BARRA # 3	3.27545	193.71669
COSTO TOTAL = 1135.701		

PROGRAMA DIGITAL PARA DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL

=====> DATOS GENERALES REQUERIDOS PARA LA SOLUCION DE FLUJOS DE CARGA

NO. TOTAL DE BARRAS	NO. DE BARRAS DE TENSION CENTRALIZA	BARRA FLOTANTE	NO. DE LINEAS CAP/REAC SERIE	NO. DE CAP/REAC EN PARALELO	MVA. BASE	KV. BASE	CRITERIO DE CONVERGENCIA
14	4	2	33	1	1.000	1.000	0.0100

----- DATOS DE BARRAS -----

BARRA NO.	TIPO DE BARRA	VOLTAJE MAGNITUD	POT ACTIVA GENERACION	POT REACTIVA GENERACION	POT ACTIVA CARGA	POT REACTIVA CARGA	POT REACTI MAX GENERACION	POT REACTI GENERACION
1	T	1.06000	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00000	-0.50000
2	S	1.04500	0.0	0.0	3.21700	0.12700	0.0	0.0
3	T	1.01000	0.0	0.0	3.94200	3.14000	1.00000	-0.50000
4	C	0.0	0.0	0.0	0.47800	-0.03000	0.0	0.0
5	C	0.0	0.0	0.0	0.07600	3.01600	0.0	0.0
6	T	1.07000	0.0	0.0	0.11200	3.07500	1.00000	-0.60000
7	C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	T	1.09000	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00000	-0.60000
9	C	0.0	0.0	0.0	0.29500	0.16600	0.0	0.0
10	C	0.0	0.0	0.0	0.09000	0.05300	0.0	0.0
11	C	0.0	0.0	0.0	0.03500	0.01600	0.0	0.0
12	C	0.0	0.0	0.0	0.06100	0.01600	0.0	0.0
13	C	0.0	0.0	0.0	0.13500	0.05800	0.0	0.0
14	C	0.0	0.0	0.0	0.14900	0.05000	0.0	0.0

----- DATOS DE LINEAS, TRANSFORMADORES Y/O CAP/REACTORES -----

NO.	BAR P	BAR Q	RESISTEN	REACTANC	SUSCEPTAN	MVA T	TAP P	TAP Q	CAP/REAC
1	1	2	0.01938	0.35917	0.02640				
2	1	5	0.05403	0.22305	0.02460				
3	2	3	0.04693	0.19764	0.02190				
4	2	4	0.05811	0.17632	0.01470				
5	2	5	0.05695	0.17388	0.01730				
6	3	4	0.05701	0.17103	0.01730				
7	4	5	0.01335	0.34211	0.03640				
8	4	7	0.0	0.20452	0.0				
9	4	9	0.0	0.53854	0.0				
10	5	6	0.0	0.23488	0.0				
11	6	11	0.09499	0.19890	0.0				
12	6	12	0.12291	0.25581	0.0				
13	6	13	0.06615	0.13027	0.0				
14	7	8	0.0	0.17615	0.0				
15	7	9	0.0	0.11061	0.0				
16	9	10	0.03141	0.38459	0.0				
17	9	14	0.12711	0.27038	0.0				
18	10	11	0.08205	0.19207	0.0				
19	12	13	0.22692	0.19989	0.0				
20	13	14	0.17093	0.34892	0.0				
21	9	9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.190

=====> DATOS REQUERIDOS PARA SOLUCION DE DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL

NO. DE BARRAS DE GENERACION	NO. DE ITER. DE FLUJOS	NO. DE ITER. DE AJUSTE DE E.B.P.A.	PORCENTAJE DE POT. RODANTE	PORCENTAJE DE VARIACION DE GENERACION
3	20	50	0.10000	0.10000

----- DATOS DE GENERADORES: COEFICIENTES DE COSTO Y RANGO DE GENERACION -----

BARRA	TERMINO INDEPENDIENTE	COEFICIENTE DE PRIMER ORDEN	COEFICIENTE DE SEGUNDO ORDEN	MIN DE GENERACION	MAX DE GENERACION
1	105.00000	245.00000	50.00000	0.50000	2.00000
2	44.00000	351.00000	50.00000	0.20000	1.00000
6	40.00000	309.00000	50.00000	0.20000	1.00000

CONDICIONES ECONÓMICAS SIMPLIFICADAS

GENERADOR	POTENCIA GENERADA	COSTO DE CADA GENERADOR/HORA
EN BARRA # 1	1.00000	664.61567
EN BARRA # 2	0.00000	267.73524
EN BARRA # 0	0.00000	143.73521

COSTO INCREMENTAL = 414.00650

COSTO TOTAL = 1096.03789

CONDICIONES INICIALES DE FLUJO DE CARGA

RESULTADOS

BAR NO.	VOLTAJE KV	GRADOS	GENERACION		CARGA		CAP/REAC MVAR	DE BAR	A BAR	FLUJOS EN LINEAS		PERDIDAS EN LINEAS	
			MW	MVAR	MW	MVAR				MW	MVAR	MW	MVAR
T 1	1.0600	3.433	1.697	-0.052	0.0	0.0	0.0	1	2	1.093	-0.071	0.021	0.0
								1	5	0.604	-0.021	0.018	0.0
								2	1	-1.072	0.175	0.021	0.0
								2	3	0.792	0.051	0.021	0.0
S 2	1.0450	0.0	0.735	0.121	0.217	0.127	0.0	2	4	0.514	-0.031	0.014	0.0
								2	5	0.374	-0.081	0.008	0.0
T 3	1.0100	-7.406	0.0	0.173	0.942	0.190	0.0	3	2	-0.681	0.016	0.021	0.0
								3	4	-0.261	-0.034	0.005	-0.0
								4	2	-0.500	0.135	0.014	0.0
								4	3	0.266	0.027	0.005	-0.0
								4	5	-0.606	0.044	0.005	0.0
C 4	1.0324	-5.042	0.0	0.0	0.478	-0.039	0.0	4	7	0.233	-0.112	0.0	0.0
								4	9	0.132	-0.024	0.0	0.0
								5	1	-0.586	0.066	0.018	0.0
								5	2	-0.366	0.025	0.002	0.0
C 5	1.0396	-3.645	0.0	0.0	0.076	0.016	0.0	5	4	0.610	-0.036	0.005	0.0
								5	6	0.266	-0.131	0.0	0.0
								6	5	-0.266	0.150	0.0	0.0
								6	11	0.123	0.035	0.001	0.0
T 6	1.0700	-6.870	0.257	0.358	0.112	0.075	0.0	6	12	0.385	0.022	0.001	0.0
								6	13	0.203	0.075	0.003	0.0
								7	4	-0.230	0.125	0.0	0.0
								7	8	0.0	-0.200	0.0	0.0
C 7	1.0556	-7.510	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	9	0.230	0.031	0.0	0.0
T 8	1.0900	-7.510	0.0	0.213	0.0	0.0	0.0	8	7	0.0	0.213	0.0	0.0
								9	4	-0.132	0.033	0.0	0.0
								9	7	-0.230	-0.070	0.0	0.0
								9	10	0.304	0.046	0.000	0.0
C 9	1.0474	-8.819	0.0	0.0	0.295	0.166	-0.228	9	14	0.063	0.039	0.001	0.0
								10	9	-0.004	-0.046	0.000	0.0
C 10	1.0436	-8.759	0.0	0.0	0.090	0.058	0.0	10	11	-0.039	-0.012	0.001	0.0
								11	6	-0.122	-0.032	0.001	0.0
C 11	1.0528	-7.948	0.0	0.0	0.075	0.018	0.0	11	10	0.097	0.014	0.001	0.0
								12	6	-0.284	-0.020	0.001	0.0
C 12	1.0551	-7.834	0.0	0.0	0.061	0.016	0.0	12	13	0.023	0.009	0.000	0.0
								13	6	-0.200	-0.070	0.003	0.0
								13	12	-0.023	-0.009	0.000	0.0
C 13	1.0485	-7.964	0.0	0.0	0.135	0.058	0.0	13	14	0.038	0.015	0.001	0.0
								14	9	-0.062	-0.038	0.001	0.0
C 14	1.0276	-9.456	0.0	0.0	0.149	0.050	0.0	14	13	-0.047	-0.012	0.001	0.0

TOTAL GENERACION: MW 2.089 MVAR 0.772  
 TOTAL MVAR CAP/REAC: -0.234  
 TOTAL CARGA: MW 2.090 MVAR 0.735  
 TOTAL PERDIDAS: MW 0.004 MVAR 0.244

CONVERGE EN 3.5 ITERACIONES

CONDICIONES FINALES DE FLUJO DE CARGA

RESULTADOS

BAR NÚ.	VOLTAJE KV	GRADOS	GENERACION		CARGA		CAP/REAC MVAR	DE BAR	A BAR	FLUJOS EN LINEAS		PERDIDAS EN LINEAS	
			MW	MVAR	MW	MVAR				MW	MVAR	MW	MVAR
T 1	1.0600	3.205	1.593	-0.079	0.0	0.0	0.0	1	2	1.033	-0.055	0.018	0.0
								1	5	0.500	-0.024	0.015	0.0
								2	1	-1.015	0.042	0.014	0.0
								2	3	0.086	0.052	0.020	0.0
S 2	1.0450	0.0	0.709	0.059	0.217	0.127	0.0	2	4	0.482	-0.041	0.013	0.0
								2	5	0.139	-0.042	0.016	0.0
T 3	1.0100	-7.225	0.0	0.145	0.942	0.190	0.0	3	2	-0.065	0.011	0.020	0.0
								3	4	-0.276	-0.035	0.005	-0.0
								4	2	-0.470	0.059	0.013	0.0
								4	3	0.281	0.030	0.015	-0.0
								4	5	-0.014	0.037	0.005	0.0
C 4	1.0337	-4.734	0.0	0.0	0.478	-0.039	0.0	4	7	0.206	-0.016	0.0	0.0
								4	9	0.110	-0.021	0.0	0.0
								5	1	-0.545	0.055	0.015	0.0
								5	2	-0.333	0.032	0.016	0.0
C 5	1.0403	-3.328	0.0	0.0	0.076	0.016	0.0	5	4	0.618	-0.029	0.005	0.0
								5	5	0.191	-0.128	0.0	0.0
								6	5	-0.181	0.139	0.0	0.0
								6	11	0.146	0.026	0.002	0.0
T 6	1.0700	-5.518	0.380	0.333	0.112	0.075	0.0	6	12	0.388	0.023	0.001	0.0
								6	13	0.215	0.069	0.003	0.0
								7	4	-0.206	0.117	0.0	0.0
C 7	1.0555	-6.744	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	8	0.0	-0.206	0.0	0.0
								7	9	0.206	0.090	0.0	0.0
T 8	1.0900	-6.744	0.0	0.213	0.0	0.0	0.0	8	7	0.0	0.213	0.0	0.0
								9	4	-0.119	0.028	0.0	0.0
								9	7	-0.206	-0.085	0.0	0.0
C 9	1.0464	-8.119	0.0	0.0	0.295	0.166	-0.208	9	10	-0.019	0.054	0.000	0.0
								9	14	0.049	0.044	0.001	0.0
								10	9	0.019	-0.054	0.000	0.0
C 10	1.0426	-7.743	0.0	0.0	0.090	0.058	0.0	10	11	-0.109	-0.004	0.001	0.0
								11	6	-0.145	-0.024	0.002	0.0
C 11	1.0521	-6.265	0.0	0.0	0.035	0.018	0.0	11	10	0.110	0.006	0.001	0.0
								12	6	-0.087	-0.021	0.001	0.0
C 12	1.0547	-6.515	0.0	0.0	0.061	0.016	0.0	12	13	0.025	0.005	0.000	0.0
								13	6	-0.212	-0.063	0.003	0.0
C 13	1.0496	-6.712	0.0	0.0	0.135	0.058	0.0	13	12	-0.024	-0.003	0.000	0.0
								13	14	0.103	0.010	0.002	0.0
C 14	1.0290	-8.517	0.0	0.0	0.149	0.050	0.0	14	9	-0.048	-0.042	0.001	0.0
								14	13	-0.101	-0.037	0.002	0.0

TOTAL GENERACION: MW 2.693 MVAR 0.732  
 TOTAL HVAR CAP/REAC: -0.208  
 TOTAL CARGA: MW 2.590 MVAR 0.735  
 TOTAL PERDIDAS: MW 0.092 MVAR 0.205

CONVERGE EN 1.0 ITERACIONES

DESPLACIO ECONOMICO DE POTENCIA REAL CONSIDERANDO PERDIDAS POR TRANSMISION

GENERADOR	POTENCIA GENERADA	COSTO DE CADA GENERACION/HORA
EN BARRA # 1	1.57325	672.78564
EN BARRA # 2	0.71927	314.10596
EN BARRA # 3	0.30041	125.81615

COSTO TOTAL = 113.22752

PROGRAMA DIGITAL PARA DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL  
 =====

=====> DATOS GENERALES REQUERIDOS PARA LA SOLUCION DE FLUJOS DE CARGA  
 -----

NO. TOTAL DE BARRAS	NO. DE BARRAS DE TENSION CONTROLADA	BARRA FLUJANTE	NO. DE LINEAS CAP/REAC SERIE	NO. DE CAP/REAC EN PARALELO	MVA. BASE	KV. BASE	CRITERIO DE CONVERGENCIA
14	4	6	20	1	1.000	1.000	0.0100

-----  
 DATOS DE BARRAS

BARRA NO.	TIPO DE BARRA	VOLTAJE MAGNITUD	POT ACTIVA GENERACION	POT REACTIVA GENERACION	POT ACTIVA CARGA	POT REACTIVA CARGA	POT REACT MAX GENERACION	POT REACT MIN GENERACION
1	T	1.06000	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00000	-0.50000
2	T	1.04500	0.0	0.0	0.21700	0.12700	1.00000	-0.50000
3	T	1.01000	0.0	0.0	0.54200	0.19000	1.00000	-0.50000
4	C	0.0	0.0	0.0	0.47800	-0.03900	0.0	0.0
5	C	0.0	0.0	0.0	0.07600	0.01600	0.0	0.0
6	S	1.07000	0.0	0.0	0.11200	0.07500	0.0	0.0
7	C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	T	1.09000	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00000	-0.60000
9	C	0.0	0.0	0.0	0.29500	0.16600	0.0	0.0
10	C	0.0	0.0	0.0	0.09000	0.05800	0.0	0.0
11	C	0.0	0.0	0.0	0.03500	0.01800	0.0	0.0
12	C	0.0	0.0	0.0	0.06100	0.01600	0.0	0.0
13	C	0.0	0.0	0.0	0.13500	0.05900	0.0	0.0
14	C	0.0	0.0	0.0	0.14900	0.05000	0.0	0.0

-----  
 DATOS DE LINEAS, TRANSFORMADORES Y/O CAP/REACTORES

NO.	BAR P	BAR Q	RESISTEN	REACTANC	SUSCEPTAN	MVA T	TAP P	TAP Q	CAP/REAC
1	1	2	0.01938	0.05917	0.02640				
2	1	5	0.05403	0.22305	0.02460				
3	2	3	0.04099	0.19754	0.02190				
4	2	4	0.05811	0.17032	0.01870				
5	2	5	0.05695	0.17388	0.01700				
6	3	4	0.06701	0.17103	0.01730				
7	4	5	0.01335	0.04211	0.00640				
8	4	7	0.0	0.20452	0.0				
9	4	9	0.0	0.53854	0.0				
10	5	6	0.0	0.23428	0.0				
11	6	11	0.09498	0.19850	0.0				
12	6	12	0.12291	0.25581	0.0				
13	6	13	0.06615	0.13027	0.0				
14	7	8	0.0	0.17615	0.0				
15	7	9	0.0	0.11001	0.0				
16	9	10	0.03181	0.08459	0.0				
17	9	14	0.12711	0.27028	0.0				
18	10	11	0.08205	0.19207	0.0				
19	12	13	0.22092	0.19928	0.0				
20	13	14	0.17093	0.34802	0.0				
21	9	9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.190

=====> DATOS REQUERIDOS PARA SOLUCION DE DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL  
 -----

NO. DE BARRAS DE GENERACION	NO. DE ITER. DE FLUJOS	NO. DE ITER. DE AJUSTE DE E.E.P.A.	PORCENTAJE DE POT. FUDANTE	PORCENTAJE DE VARIACION DE GENERACION
3	20	50	0.10000	0.10000

-----  
 DATOS DE GENERADORES: COEFICIENTES DE COSTO Y RANGO DE GENERACION

BARRA	TERMINO INDEPENDIENTE	COEFICIENTE DE PRIMER ORDEN	COEFICIENTE DE SEGUNDO ORDEN	P MIN DE GENERACION	P MAX DE GENERACION
1	100.00000	245.00000	50.00000	0.50000	2.00000
2	44.00000	351.00000	50.00000	0.20000	1.00000
6	10.50000	389.00000	50.00000	0.20000	1.00000

RESULTADOS DE SOLUCION DE DESPACHO ECONOMICO

DESPACHO ECONOMICO SIMPLIFICADO

GENERADOR	POTENCIA GENERADA	COSTO DE CADA GENERADOR/HORA
EN BARRA # 1	1.49666	664.61597
EN BARRA # 2	0.43006	287.73584
EN BARRA # 3	0.25666	143.73621

COSTO INCREMENTAL = 414.66650

COSTO TOTAL = 1096.09789

CONDICIONES INICIALES DE FLUJO DE CARGA

RESULTADOS

BAR NO.	VOLTAJE KV	VOLTAJE GRADOS	GENERACION MW	GENERACION MVAR	CARGA MW	CARGA MVAR	CAP/REAC MVAR	DE BAR	A BAR	FLUJOS EN MW	LINEAS PVAR	PERDIDAS EN MW	EN LINEA MVAR
1	1.0600	9.230	1.697	-0.101	0.0	0.0	0.0	1	2	1.114	-0.077	0.021	0.036
								1	5	0.583	-0.025	0.016	0.040
								2	1	-1.092	0.113	0.021	0.036
								2	3	0.688	0.052	0.021	0.062
2	1.0450	5.757	0.637	0.132	0.217	0.127	0.0	2	4	0.484	-0.040	0.013	0.018
								2	5	0.340	-0.080	0.008	0.031
3	1.0100	-1.486	0.0	0.167	0.942	0.190	0.0	3	2	-0.667	0.011	0.021	0.062
								3	4	-0.275	-0.034	0.005	-0.005
								4	2	-0.472	0.099	0.013	0.011
								4	3	0.280	0.028	0.005	-0.002
								4	5	-0.619	0.041	0.005	0.011
4	1.0334	1.005	0.0	0.0	0.478	-0.039	0.0	4	7	0.211	-0.108	0.0	0.011
								4	9	0.122	-0.022	0.0	0.001
								5	1	-0.567	0.065	0.016	0.041
								5	2	-0.334	0.080	0.008	0.008
								5	4	0.624	-0.033	0.005	0.031
5	1.0399	2.426	0.0	0.0	0.076	0.016	0.0	5	6	0.201	-0.129	0.0	0.011
								6	5	-0.201	0.141	0.0	0.011
								6	11	0.142	0.029	0.002	0.002
6	1.0730	0.0	0.352	0.340	0.112	0.075	0.0	6	12	0.086	0.027	0.001	0.002
								6	13	0.213	0.068	0.002	0.002
								7	4	-0.211	0.118	0.0	0.011
								7	8	0.0	-0.206	0.0	0.002
7	1.0556	-1.263	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	9	0.211	0.058	0.0	0.002
								8	7	0.2	0.213	0.0	0.002
								9	4	-0.122	0.029	0.0	0.002
								9	7	-0.211	-0.083	0.0	0.002
								9	10	-0.014	0.053	0.000	0.002
9	1.0466	-2.467	0.0	0.0	0.295	0.166	-0.208	9	14	0.052	0.043	0.001	0.002
								10	9	0.014	-0.052	0.000	0.002
10	1.0428	-2.316	0.0	0.0	0.090	0.058	0.0	10	11	-0.104	-0.005	0.001	0.002
								11	6	-0.14	-0.026	0.002	0.002
11	1.0522	-1.293	0.0	0.0	0.035	0.018	0.0	11	10	0.105	0.007	0.001	0.002
								12	6	-0.045	-0.025	0.001	0.002
12	1.0539	-0.930	0.0	0.0	0.061	0.016	0.0	12	13	0.024	0.001	0.000	0.002
								13	6	-0.210	-0.062	0.003	0.002
								13	12	-0.224	-0.091	0.005	0.002
13	1.0488	-1.136	0.0	0.0	0.135	0.058	0.0	13	14	0.024	0.011	0.002	0.002
								14	9	-0.051	-0.047	0.001	0.002
14	1.0293	-2.322	0.0	0.0	0.143	0.050	0.0	14	13	-0.098	-0.030	0.002	0.002

TOTAL GENERACION	MW	MVAR
TOTAL MVAR CAPACIDAD	2.585	-1.234
TOTAL CARGAS	2.590	0.235
TOTAL PERDIDAS	0.006	0.223

CONDICIONES FINALES DE FLUJO DE CARGA

RESULTADOS

BAR NO.	VOLTAJE KV	GRADIOS	GENERACION		CARGA		CAP/REAC MVAR	DE PAR	A BAR	FLUJOS EN LINEAS		PERDIDAS EN LINEAS	EN LINEAS MVAR
			MW	MVAR	MW	MVAR				MW	MVAR		
T 1	1.7600	7.732	1.562	-0.080	0.0	0.0	0.0	1	2	1.026	-0.053	0.018	0.0
								1	5	0.534	-0.026	0.014	0.0
								2	1	-1.008	0.080	0.018	0.0
								2	3	0.675	0.054	0.020	0.0
1 2	1.0450	4.551	0.254	0.099	0.217	0.127	0.0	2	4	0.456	-0.040	0.011	0.0
								2	5	0.310	-0.081	0.005	-0.001
T 3	1.0100	-2.554	0.0	0.162	0.942	0.190	0.0	3	2	-0.655	0.007	0.020	0.0
								3	4	-0.289	-0.034	0.006	-0.001
								4	2	-0.445	0.094	0.011	0.0
								4	3	0.295	0.031	0.006	-0.001
								4	5	-0.628	0.034	0.005	0.0
								4	7	0.191	-0.102	0.0	0.0
C 4	1.0346	0.066	0.0	0.0	0.478	-0.039	0.0	4	9	0.110	-0.018	0.0	0.0
								5	1	-0.521	0.056	0.014	0.0
								5	2	-0.304	0.079	0.005	-0.001
								5	4	-0.633	-0.025	0.005	0.0
C 5	1.0415	1.499	0.0	0.0	0.076	0.016	0.0	5	6	0.124	-0.125	0.0	0.0
								6	5	-0.124	0.131	0.0	0.0
								6	11	0.164	0.023	0.002	0.0
								6	12	0.086	0.021	0.001	0.0
S 6	1.0700	0.0	0.465	0.318	0.112	0.075	0.0	6	13	0.225	0.068	0.003	0.0
								7	4	-0.191	0.111	0.0	0.0
								7	8	-0.000	-0.207	0.0	0.0
C 7	1.0554	-1.979	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	9	0.193	0.096	0.0	0.0
T 8	1.0900	-1.979	0.0	0.214	0.0	0.0	0.0	8	7	0.000	0.214	0.0	0.0
								9	4	-0.110	0.024	0.0	0.0
								9	7	-0.190	-0.092	0.0	0.0
								9	10	-0.034	0.060	0.000	0.0
C 9	1.0456	-3.065	0.0	0.0	0.295	0.166	-0.208	9	14	0.039	0.049	0.000	0.0
								10	9	0.034	-0.060	0.000	0.0
C 10	1.0418	-2.813	0.0	0.0	0.090	0.058	0.0	10	11	-0.125	0.002	0.001	0.0
								11	6	-0.162	-0.019	0.002	0.0
C 11	1.0515	-1.550	0.0	0.0	0.035	0.018	0.0	11	10	0.126	0.001	0.001	0.0
								12	6	-0.085	-0.019	0.001	0.0
C 12	1.0552	-0.997	0.0	0.0	0.061	0.016	0.0	12	13	0.032	0.003	0.000	0.0
								13	6	-0.223	-0.061	0.003	0.0
								13	12	-0.031	-0.003	0.000	0.0
C 13	1.0490	-1.279	0.0	0.0	0.135	0.058	0.0	13	14	0.112	0.036	0.002	0.0
								14	9	-0.039	-0.048	0.000	0.0
C 14	1.0493	-3.301	0.0	0.0	0.149	0.050	0.0	14	13	-0.110	-0.002	0.002	0.0

TOTAL GENERACION: MW 2.650 MVAR 0.714  
 TOTAL MVAR CAP/REAC: -0.208  
 TOTAL CARGA: MW 2.559 MVAR 0.735  
 TOTAL PERDIDAS: MW 0.089 MVAR 0.187

CONVERGE EN 1.0 ITERACIONES

DESPECHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL CONSIDERANDO PERDIDAS POR TRANSMISION

EN BARRA #	POTENCIA GENERADA	COSTO DE CADA GENERADOR/MWHA
EN BARRA # 1	1.59156	609.57611
EN BARRA # 2	0.66381	294.85897
EN BARRA # 3	0.44463	232.10297

COSTO FINAL = 1144.49777

5.3. COMPARACION Y ANALISIS DE RESULTADOS

EJEMPLO 1

	REFERENCIA 6	PROGRAMA
COSTO TOTAL DE GENERACION \$	1.153,3	1.553,28638

EJEMPLO 2

	REFERENCIA		PROGRAMA		
	14	17			
	BARRA 1		BARRA 1	BARRA 2	BARRA 6
COSTO TOTAL DE GENERACION \$	1.135,92	1136,93	1135,80361	1136.20752	1336,4677

En base al análisis de los resultados. anteriormente expuesto, se puede concluir que el programa desarrollado en la presente tesis cumple con los objetivos planteados.

Además el programa cumple con sus objetivos al considerar cualquier barra de generación como barra oscilante.

## C A P I T U L O VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las dos posibilidades para evaluar despacho económico permite analizar en forma completa la repartición de carga entre las distintas unidades generadoras térmicas del sistema de tal manera de obtener un mínimo costo de generación, así:

Despacho económico simplificado de potencia real permite la mejor estrategia de operación sin considerar pérdidas por transmisión ó más específicamente determinar la repartición óptima de carga en una central con varias unidades térmicas.

Despacho económico de potencia real que constituye el problema general, es decir considerando pérdidas por transmisión. Cabe indicar que para la solución general los resultados obtenidos en despacho económico simplificado constituyen las condiciones iniciales del problema.

Para la aplicación del programa a sistemas eléctricos nacionales, se debería previamente obtener las curvas entrada-salida de las unidades generadoras y luego en base a criterios técnico-económicos de cada empresa eléctrica determinar las curvas de costo de generación.

En base a resultados obtenidos se puede afirmar el planteamiento inicial que existe una sola condición con la cual se obtiene la mejor operación desde el punto de vista económico. Se reafirma al analizar resultados obtenidos en el ejemplo 2 para condiciones

del sistema con distinta barra oscilante, los costos totales de generación son aproximadamente iguales.

Finalmente en el capítulo I se mencionó que la generación debe ser ajustada en todo momento a fin de satisfacer la demanda en continuo cambio, por lo cual el autor de este estudio plantea y recomienda elaborar un programa que sea capaz de determinar la repartición de generación que minimice los costos en tiempo real.

Además, previamente complementar el estudio de despacho económico de potencia real con generación mixta.

## A P E N D I C E A

### DESARROLLO MATEMATICO DE LAS PERDIDAS INCREMENTALES POR TRANSMISION. -

En este apéndice, se desarrolla una expresión para el cálculo de las pérdidas incrementales por transmisión utilizado en la solución de despacho económico de potencia real, en términos de la transpuesta del subjacobiano H usado en la solución de flujos de carga por el método de Newton Raphson.

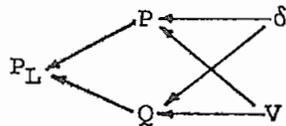
Las pérdidas por transmisión pueden ser escritas como:

$$P_L = f(P_1, P_2, P_3 \dots P_n, Q_1, Q_2, Q_3 \dots Q_n) \quad (1)$$

a su vez

$$\begin{aligned} P &= f(v, \delta) \\ Q &= f(v, \delta) \end{aligned} \quad (2)$$

por tanto, utilizando la regla de la cadena



Las pérdidas incrementales pueden expresarse de la siguiente manera:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P} = \frac{\partial P_L}{\partial \hat{V}} \frac{\partial \hat{V}}{\partial P} \quad (3)$$

donde:  $\hat{V}$  representa el voltaje complejo que expresado en forma polar es:  $V \angle \delta$

Similar a (3)

$$\frac{\partial P_L}{\partial Q} = \frac{\partial P_L}{\partial \hat{V}} \frac{\partial \hat{V}}{\partial Q} \quad (4)$$

Combinando (3) y (4) en una expresión matricial se tiene:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P} & \frac{\partial P_L}{\partial Q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \delta} & \frac{\partial P_L}{\partial V} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\partial \delta}{\partial P} & \frac{\partial \delta}{\partial Q} \\ \frac{\partial V}{\partial P} & \frac{\partial V}{\partial Q} \end{pmatrix} \quad (5)$$

Invirtiendo (5) se tiene:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \delta} & \frac{\partial P_L}{\partial V} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P} & \frac{\partial P_L}{\partial Q} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{pmatrix} \quad (6)$$

Transponiendo (6) se tiene:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P_L}{\partial V} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q} \end{pmatrix} \quad (7)$$

Multiplicando la parte inferior (7) por V se tiene:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P_L}{\partial V} V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} V & \frac{\partial Q}{\partial V} V \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q} \end{pmatrix} \quad (8)$$

Aplicando el método de Newton Raphson a partir de (2.10) en base a relacionar las variaciones de potencia activa y reactiva, con respecto a las variaciones de las componentes de voltaje V y  $\delta$  se tiene:

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} V \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} V \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{pmatrix} \quad (9)$$

Analizando el sistema de ecuaciones (8) y (9) se tiene que:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & -\frac{\partial Q}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} V & -\frac{\partial Q}{\partial V} V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} V \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} V \end{pmatrix}^t \quad (10)$$

Por tanto reemplazando (10) en (8) se tiene:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P_L}{\partial V} V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} V \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} V \end{pmatrix}^t \begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q} \end{pmatrix} \quad (11)$$

En forma compacta:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P_L}{\partial V} V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} H & N \\ J & L \end{pmatrix}^t \begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q} \end{pmatrix} \quad (12)$$

Del análisis del comportamiento de un sistema de potencia en estado estable se puede concluir que cuando ocurren pequeñas variaciones en la magnitud del voltaje de una barra, la potencia activa no cambia mayormente. Así mismo, para pequeñas variaciones del ángulo de fase el cambio de potencia reactiva no es significativo. Por tanto se puede desprestigiar las submatrices N y J puesto que sus elementos son relativamente pequeños.

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P_L}{\partial V} V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} H & O \\ O & L \end{pmatrix}^t \begin{pmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q} \end{pmatrix} \quad (13)$$

La ventaja de estas suposiciones es que H y L pueden ser desacoplados quedando el sistema como sigue:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \delta} = H^t \frac{\partial P_L}{\partial P} \quad (14)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial V} V = L^t \frac{\partial P_L}{\partial Q} \quad (15)$$

Por tanto (14) y (15) pueden ser resultados independientemente. -  
Por lo que a este método se lo conoce como DESACOPLADO y es el -

mismo criterio que se utiliza en la solución de flujos de carga por el método de Newton Raphson desacoplado.

El interés del estudio es hallar las pérdidas incrementales por-transmisión por lo cual es necesario analizar únicamente (14).

Los elementos del subjacobiano H se obtiene a partir del sistema de ecuaciones (2.11).

$$P_p = V_p \sum_{q=1}^n V_q (G_{pq} \cos \delta_{pq} + B_{pq} \sin \delta_{pq})$$

Los elementos no diagonales de H se obtiene:

$$\frac{\partial P_p}{\partial \delta_q} = V_p V_q (G_{pq} \sin \delta_{pq} + B_{pq} \cos \delta_{pq}) \quad p \neq q \quad (16)$$

Los elementos diagonales se obtiene:

$$\frac{\partial P_p}{\partial \delta_p} = -V_p \sum_{q=1, q \neq p}^n V_q (G_{pq} \sin \delta_{pq} - B_{pq} \cos \delta_{pq}) \quad (17)$$

En forma desarrollada se puede plantear de la siguiente manera:

$$H = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_q} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_q} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial P_p}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_p}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_p}{\partial \delta_q} & \frac{\partial P_p}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_q} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{pmatrix} \quad (18)$$

Por tanto,  $H^t$  es:

$$H^t = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_p}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} \\ \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_p}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} \\ \frac{\partial P_1}{\partial \delta_q} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_q} & \frac{\partial P_p}{\partial \delta_q} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_q} \\ \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_p}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{pmatrix} \quad (19)$$

La potencia activa de entrada en cada barra de un sistema puede ser expresada como la parte real del producto del voltaje complejo y el complejo conjugado de la corriente de entrada en la barra, es decir:

$$P = \text{Real} \{ V^t Y^* V^* \} \quad (20)$$

Las pérdidas totales en el sistema es la suma algebraica de las potencias de entrada. Por tanto para un sistema de "n" barras la potencia total de pérdidas será:

$$P_L = \sum_{p=1}^n \sum_{q=1}^n |V_p| |V_q| \cos \delta_{pq} G_{pq} \quad (21)$$

o también:

$$P_L = 2 \sum_{p=1}^n |V_p|^2 G_{pq} - \sum_{p=1}^n \sum_{q=1}^n |V_p| |V_q| \cos \delta_{pq} G_{pq} \quad (22)$$

Luego, el término  $\frac{\partial P_L}{\partial \delta}$  puede ser calculado a partir de (22) de la siguiente manera:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \delta_p} = 2 \sum_{q=1}^n |V_p| |V_q| \sin \delta_{pq} G_{pq} \quad (23)$$

## A P E N D I C E B

### MANUAL DE USO

Para la mejor comprensión del uso del programa se detallan a continuación las variables de entrada, salida, características y finalmente la forma de proporcionar "codificar" los datos necesarios para la solución de un problema.

#### VARIABLES DE ENTRADA

SIMBOLO	DESCRIPCION
IDES	Indicador de estudio a realizarse: Cero (0), despacho económico simplificado, sin considerar pérdidas por transmisión. Del uno al nueve (1-9), solución general de despacho-económico de potencia real, considerando pérdidas por transmisión.
NB	Número de barras del sistema
NBTC	Número de barras de tensión controlada.
NS	Número de la barra flotante. Cualquiera entre barras de generación.
NE	Número de elementos de interconexión entre barras: líneas, transformadores, reactores y/o capacitores en serie.
NRC	Número de reactores y/o capacitores en paralelo
BASE	MVA base del sistema
BASEV	KV base del sistema
CONV	Criterio de convergencia para solución de flujos de -

carga ( $0.0001 \leq \text{CONV} \leq 0.1$ )

MAXIT	Número máximo de iteraciones de flujos de carga
VK	Módulo de voltaje de barra en K
	Sí $VK = 0$ Barra de carga
	Sí $VK = V$ y $K \neq NS$ BTC
	Sí $VK = V$ y $K = NS$ NS
PCK	Potencia de generación activa en barras de generación
Q GK	Potencia de generación reactiva en barras de generación.
PLK	Potencia de carga activa en barras: oscilante, tensión controlada o de carga.
QLK	Potencia reactiva de carga en barras: oscilante, tensión controlada o de carga.
QMAXK	Máxima generación de potencia reactiva en barras de generación.
QMINK	Mínima generación de potencia reactiva en barras de generación.
L	Barra de partida
M	Barra de Llegada
RR	Resistencia de la línea en p.u. ó cualquier base
XX	Reactancia de la línea en p.u. ó cualquier base
SS	Suceptancia de la línea en p.u. ó cualquier base
NBG	Número de barras de generación

CFC	Contador de flujos de carga en el solución de despacho económico de potencia real ( $10 < CFC < 30$ )
CD	Contador de ajuste de ecuación de balance de potencia activa ( $10 < CD < 50$ )
EPS1	Porcentaje de potencia rodante en el sistema ( $0.01 < EPS1 < 0.1$ )
EPS2	Porcentaje de variación de generación ( $0.01 < EPS2 < 0.1$ )
AK	Término independiente de la función costo de generación.
BK	Coefficiente de primer orden de la función costo de generación.
CK	Coefficiente de segundo orden de la función costo de generación
PNINK	Mínima generación de potencia activa en barras de generación.
PMAKK	Máxima generación de potencia activa en barras de generación.
INDG	Indicador de barra de generación.

VARIABLES DE SALIDA

SÍMBOLO	DESCRIPCION
GL	Parte real de la matriz admitancia de barra
BL	Parte imaginaria de la matriz admitancia de barra
VBASEV	Módulo de voltaje de barra

DELTA $\theta$	Argumento del voltaje de barra dado en grados
PG	Potencia activa de generación en p.u. ó cualquier base
QG	Potencia reactiva de generación en p.u. ó cualquier base
PQII	Flujo de carga en las líneas de transmisión.
TPG	Potencia activa total de generación en p.u. ó cualquier base
TQG	Potencia reactiva total de generación en p.u. ó cualquier base.
TPL	Potencia activa total de carga en p.u. o cualquier base
SUMPP	Potencia activa total de pérdidas en p.u. o cualquier base
SUMPQ	Potencia reactiva total de pérdidas en p.u. ó cualquier base
MAA1	Matriz que soluciona despacho económico simplificado
LANDA1	Costo incremental de despacho económico simplificado
LANDA	Valor inicial de costo incremental para la solución de despacho económico de potencia real considerando pérdidas por transmisión.
DLANDA	Incremento de costo incremental
DLAND1	Decremento de costo incremental
PIT	Vector pérdidas incrementales por transmisión.

EEFA	Ecuación de balance de potencia activa
COSTO	Costo de cada generador por hora
COSTOT	Costo total de generación
H	Matriz subjacobiano H
HT	Matriz subjacobiano H transpuesto.

CARACTERÍSTICAS

EDPA            Ecuación de balance de potencia activa

COSTO           Costo de cada generador por hora

COSTOT        Costo total de generación

H              Matriz subjacobiano H

HT             Matriz subjacobiano H transpuesto.

#### CARACTERÍSTICAS

Máximo número de barras:                    50

Máximo número de elementos:                50

Máximo número de barras de generación: 50

Datos requeridos en: p.u. ó cualquier base.

Barra de tensión controlada: cualquier barra de generación

#### FORMA DE PROPORCIONAR LOS DATOS

La forma de proporcionar los datos se encuentran en las hojas de codificación que se presentan a continuación especificando para las dos posibilidades.

ESQUEMA N° 1        Despacho Económico Simplificado

ESQUEMA N° 2        Despacho Económico de potencia real, considerando pérdidas por transmisión, solución general.

# ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA  
DEPARTAMENTO DE POTENCIA

HOJA DE CONFIGURACION      ENTRADA DE DATOS      PROGRAMADO POR JUAN CRUZ      PAGINA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

MORANA      DESPACHO ECONOMICO SIMPLIFICADO      VERIFICADO POR ING. PATRICIO ORBE      FECHA \_\_\_\_\_

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
										E.S.O.U.E.M.A.N.º 1																																																													
										INDICADOR DE ESTUDIO A REALIZARSE - UNA TARJETA																																																													
										DATOS GENERALES PARA DESPACHO ECONOMICO SIMPLIFICADO																																																													
										INDICADOR DE ESTUDIO A REALIZARSE - UNA TARJETA																																																													
										DATOS DE COEFICIENTE DE FUNCION COSTO DE GENERACION Y LIMITE - UNA TARJETA																																																													
										POR GENERADOR																																																													
										K      AK      BK      CK      PMINK      PMAXK																																																													
										I 10      F10.5      F10.5      F10.5      F10.5      F10.5																																																													
										INDICADORES DE FIN DE PROBLEMAS																																																													
										UNA TARJETA																																																													
										UNA TARJETA																																																													



## REFERENCIAS

1. Happ, H. H., "OPTIMAL POWER DISPATCH", IEEE Trans. vol. 93, - pp 820 - 830, 1974.
2. Tudor, J. R. and Lewis, W. A. "TRANSMISSION LOSSES AND ECONO MY LOADING BY THE USE OF ADMITTANCE CONSTANTS", IEEE Trans.- Vol. 82, pp 676 - 683, Octubre 1963.
3. Hill, Eugene F., and Stevenson, William D. "AN IMPROVED ME THOD OF DETERMINING INCREMENTAL LOSS FACTORS FROM POWER SYS- TEM ADMITTANCES AND VOLTAGES" IEEE Trans. Vol 87, Junio 1968 pp 1419 - 1425.
4. Hill, Eugene F., and Stevenson, William D. "A NEW METHOD OF DETERMINING LOSS COEFFICIENTS", IEEE Trans. Vol 87 Julio - 1968, pp 1548 - 1552.
5. Sasson, A. M., Aboytes, F., Cardenas, R., Gómez, F. and Vilo ria, F. "A COMPARISON OF POWER SYSTEMS STATIC OPTIMIZATION - TECHNIQUES" Submitted for the IEEE Pica Conference, 1971, - pp 329 - 337.
6. Aboytes, F., Vidrio, B., Torres, H., "NOTAS SOBRE ESTUDIOS - DE FLUJO OPTIMOS EN SISTEMA ELECTRICOS DE POTENCIA", Atlihue tzia, Tlax. Julio 1979.
7. Marmol, E. M. "CALCULO DE FLUJOS DE CARGA CON EL METODO DE - NEWTON RAPHSON DESACOPLADO" Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico E.P.N.
8. Enriquez Harper G., "ANALISIS MODERNO DE SISTEMAS ELECTRICOS- DE POTENCIA" Limusa, México, 1977.
9. Elgerd I.O., "ELECTRIC ENERGY SYSTEMS THEORY: AN INTRODUC - TION", Tata Mc. Graw - Mill, Nex Delhi, 1978.

10. Stvenson William D., "ANALISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA", -  
MacGraw-Hill, México, 1978
11. Kirchmayer L.K., "ECONOMIC OPERATION DE POWER SYSTEMS", -  
John Wiley, New York, 1958.
12. General Electric, "POWER SYSTEMS ENGINEERING COURSE: SYSTEM-  
OPERATION", 1976
13. Viquiera Landa Jacinto, "REDES ELECTRICAS", Representaciones  
y Servicios de Ingeniería S.A., México, 1975.
14. Buston Rubén D., "PROGRAMA DIGITAL PARA EL CALCULO DE DESPA-  
CHO ECONOMICO DE POTENCIA REAL. TOMANDO EN CUENTA EL EFECTO-  
DE LAS PERDIDAS POR TRANSMISION", Tesis de Grado, Escuela Po-  
litécnica Nacional, Quito, 1982.
15. Copiados de SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA II. Ing. Patri -  
cio Orbe, E.P.N., 1981
16. Ing. Rodas, Ramiro. "INTRODUCCION A LA OPTIMIZACION", Anales  
de las jornadas en ingeniería eléctrica y electrónica, E.P.N.  
Mayo 1981.
17. Reid G.F., Hasdorff L., "ECONOMIC DISPATCH USING QUADRATIC -  
PROGRAMNING" IEEE Trans. pp. 2015 - 2022, December 1972.