



J
62131
ESP
C.2

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL**

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“Optimización de la Operación de los
Sistemas Eléctricos de Potencia usando
el Método de los Multiplicadores de
Lagrange”**

TOPICO DE GRADUACION

**Previa a la Obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

Especialización:

P O T E N C I A

Presentada Por:

Jorge Luis Espinoza de los Monteros Estupiñán

Franklin Pacheco Montero

Xavier Segovia Bonilla

Pedro Véliz Arreaga

**Guayaquil - Ecuador
1998**



D-19408

AGRADECIMIENTO

Nuestro principal agradecimiento y ofrecimiento a DIOS, ya que sin su bendición no hubiéramos podido finalizar el proyecto.

Al Dr. CRISTOBAL MERA GENCON, Director del Tópico de Graduación, por su valiosa ayuda para la realización y culminación de este proyecto.

Al Ingeniero en Sistemas ROMEO VERA BALSECA, por su valiosa colaboración e instrucción en el conocimiento de los lenguajes utilizados en el desarrollo del programa.

A nuestros padres, esposas e hijos, un especial agradecimiento.

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas, nos corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”.

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

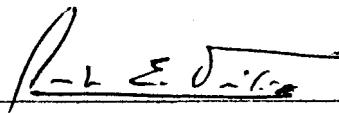


JORGE LUIS ESPINOZA DE LOS MONTEROS
ESTUPIÑAN

FRANKLIN ALBERTO PACHECO MONTERO



XAVIER EDUARDO SEGOVIA BONILLA

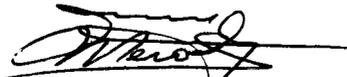


PEDRO EFRAIN VELIZ ARREAGA

MIEMBROS DEL TRIBUNAL



ING. ARMANDO ALTAMIRANO
SUBDECANO



DR. CRISTOBAL MERA
DIRECTOR DE TESIS



ING. LEO SALOMON
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



ING. JORGE FLORES
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

RESUMEN

El presente proyecto establece una solución al problema del despacho económico de un sistema de potencia compuesto de unidades hidroeléctricas y unidades térmicas, mediante el uso de la técnica de Los Multiplicadores de Lagrange, con lo cual se optimizaría el funcionamiento del sistema, tanto en lo económico como en lo que se refiere en pérdidas de potencia para el mismo.

En el capítulo primero, daremos ciertos conceptos y definiciones que nos ayudará a comprender de que se trata y que es en sí mismo un despacho económico de un sistema de potencia.

También anotaremos las metas y objetivos claros que desea alcanzar nuestro proyecto. Se hace resaltar la importancia por la cual se debe imponer un análisis económico de un sistema de potencia.

En el capítulo segundo, se da una pauta de los diferentes tipos de centrales que existen en el medio, las generalidades de las mismas y su clasificación, para la cual tomamos las más importantes, que son: las centrales hidroeléctricas y las centrales térmicas dado de que estas son las que utilizaremos exclusivamente para nuestro estudio.

En el capítulo tercero, desarrollaremos los distintos métodos de solución que hemos utilizado en nuestro proyecto, para lo cual hemos desarrollado un programa complejo que los involucrará, dado que luego de un extenso análisis comparativo hemos comprobado que son los más eficientes; y es aquí donde indicaremos de que manera se resolvió el problema de la

selección de unidades utilizando el método de la Programación Dinámica. Más adelante indicamos también como hallar el punto óptimo de operación del mismo sistema para lo cual utilizaremos el método de los Multiplicadores de Lagrange, independientemente en cada una de las fases del programa.

Nuestro programa además cuenta con un análisis respectivo para calcular las pérdidas en las líneas de transmisión y para la solución de éste problema nos hemos valido del método de la matriz **B**

En el capítulo cuarto, en este punto veremos la formulación del modelo matemático que se implementó en el problema de optimización, además se hará un análisis de cada una de las variables, restricciones de igualdad, restricciones de desigualdad y de las funciones del problema.

Finalmente, en el capítulo quinto haremos una prueba de como funciona nuestro programa para realizar el cálculo del despacho económico de un sistema de potencia con unidades hidrotérmicas considerando las pérdidas.

Adicionalmente se incluye un manual de fácil comprensión para el usuario.

INDICE GENERAL

	Página
RESUMEN.....	V
INDICE GENERAL.....	VII
INDICE DE FIGURAS.....	X
INDICE DE TABLAS	XI
INTRODUCCION.....	12
1.- DEFINICION GENERAL DEL PROBLEMA.....	13
1.1.- DEFINICION DEL PROBLEMA.....	13
1.2.- OBJETIVO.....	16
1.3.-IMPORTANCIA DEL DESPACHO ECONOMICO EN UN SISTEMA DE POTENCIA.....	17
2.- TIPOS DE CENTRALES.....	20
2.1.- GENERALIDADES DE LAS CENTRALES DE GENERACION.....	20
2.1.1.- CENTRALES HIDRAULICAS.....	25
2.1.1.1.- CURVAS CARACTERISTICAS DE ENTRADA-SALIDA DE UNA CENTRAL DE GENERACION HIDRAULICA.....	29
2.1.2.- CENTRALES TERMICAS.....	31

2.1.2.1.- CURVAS CARACTERISTICAS DE ENTRADA - SALIDA DE UNA CENTRAL DE GENERACION TERMICA.....	35
2.2.- UNIDADES DE GENERACION DE CICLO COMBINADO.....	39
2.2.1.- CENTRALES ELECTRICAS DE VAPOR Y GAS.....	41
3.- OPERACION ECONOMICA DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA.- METODO DE SOLUCION.....	46
3.1.- SELECCION DE UNIDADES.....	46
3.1.1.- RESERVA RODANTE.....	47
3.1.2.- RESTRICCIONES EN LAS UNIDADES TERMICAS.....	48
3.1.3.- METODO DE LA PROGRAMACION DINAMICA.....	50
3.1.3.1.- PROGRAMACION DINAMICA RECURSIVA HACIA ATRÁS.....	51
3.1.3.2.- PROGAMACION DINAMICA APROXIMADA HACIA ADELANTE.....	53
3.2.- PUNTO OPTIMO DE OPERACIÓN.....	55
3.2.1.- METODO DE LOS MULTIPLICADORES DE LAGRANGE	55
3.3.- PERDIDAS EN LAS LINEAS DE TRANSMISION.....	57
3.3.1.- METODO DE LA MATRIZ B.....	57
4.- FORMULACION DEL PROBLEMA.....	69
4.1.- SELECCION DE UNIDADES.....	69
4.1.1.- DEFINICION DE VARIABLES.....	71
4.2.- DESPACHO TERMICO.....	74

4.2.1.- RESTRICCIONES DE IGUALDAD Y DESIGUALDAD...	76
4.2.2.- DEFINICION DE VARIABLES.....	76
4.3.- DESPACHO HIDROTERMICO DE CORTO PLAZO.....	77
4.3.1.- RESTRICCIONES DE IGUALDAD Y DESIGUALDAD...	82
4.3.2.- DEFINICION DE VARIABLES.....	83
4.4.- DIAGRAMAS DE FLUJO.....	84
5.- PRUEBA DEL MODELO.....	97
5.1.- DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS HIDROTERMICOS BAJO ESTUDIO.....	97
5.2.- DATOS DE ENTRADA.....	100
5.2.1.- SISTEMA HIDROTERMICO DE 4 BARRAS.....	100
5.2.2.- SISTEMA DE 30 BARRAS.....	102
5.3.- DESARROLLO DEL EJEMPLO DEL SISTEMA HIDROTERMICO DE 4 BARRAS.....	106
5.4.- TABLAS DE RESULTADO UTILIZANDO EL PROGRAMA..	110
5.4.1.- TABLAS DE RESULTADO DEL SISTEMA HIDROELECTRICO DE 4 BARRAS.....	110
5.4.2.- TABLAS DE RESULTADO DEL SISTEMA DE 30 BARRAS CON PERDIDAS DE TRANSMISION.....	111
5.4.3.- TABLAS DE RESULTADO DEL SISTEMA DE 30 BARRAS SIN PERDIDAS. DE TRANSMISION.....	112
CONCLUSIONES	
RECOMENDACIONES	
ANEXOS	
BIBLIOGRAFIA	

INDICE DE FIGURAS

	Página
Estados de Operación de un sistema de potencia.....	17
Altura aprovechable de un recurso hidroeléctrico.....	21
Central de Caudal Libre	26
Central de Embalse.....	27
Cámara de carga.....	27
Central de Acumulación.....	29
Curvas Incrementales de las unidades hidro.....	30
Central térmica a vapor.....	32
Central térmica a gas.....	33
Central a diesel.....	34
Diagrama de una central eléctrica.....	35
Curva de Entrada – Salida de una unidad térmica.....	36
Razón neta de calor.....	37
Curva de Entrada – Salida y curva de costos incrementales.....	39
Central eléctrica de vapor y gas.....	43
Interpretación de la corriente de carga nula I_n^0	62
Curva característica de una unidad hidráulica.....	78
Sistema hidrotérmico.....	79
Sistema hidrotérmico de cuatro barras.....	98
Sistema de 30 barras de IEEE.....	99

INDICE DE TABLAS

	Página
Sistema hidrotérmico de cuatro barras	
Datos de Línea.....	100
Datos de flujo de carga.....	101
Datos de las curvas de entrada y salida.....	101
Datos de tiempo de conexión, desconexión y costos de arranque.....	101
Datos de comportamiento de carga.....	101
Sistema de 30 barras	
Datos de Línea.....	103
Datos de flujo de carga	104
Datos de las curvas de entrada – salida.....	105
Datos de tiempo de conexión, desconexión y costos de arranque.....	105
Datos de comportamiento de carga.....	105
Resultados del anexo II	109
Resultados del costo mínimo de operación del sistema hidrotérmico de 4 Barras.....	109

INTRODUCCION

La operación económica de un sistema de potencia es muy importante para recuperar y obtener beneficios del capital que se invierte. Las tarifas que fijan las instituciones reguladoras y la importancia de conservar el combustible, presionan a las compañías generadoras para alcanzar la máxima eficiencia posible, que minimiza el costo del kilovatio-hora a los consumidores y también el costo que representa a la compañía el suministro del mismo ante el alza constante de los precios del combustible, mano de obra, materia prima y mantenimiento.

Por lo tanto, la operación económica que involucra la generación de potencia y el suministro, se puede subdividir en dos partes: una llamada “despacho económico”, que trata del costo mínimo de producción de potencia y otra, la del suministro con “pérdidas mínimas” de la potencia entregada a la carga. Para cualquier condición específica, el despacho económico determina la salida de potencia de la central generadora o planta (y de cada unidad generadora) que minimizará el costo total de combustible necesario para alimentar la carga del sistema.

CAPITULO I

DEFINICION GENERAL DEL PROBLEMA

1.1.- DEFINICION DEL PROBLEMA

El despacho económico tuvo sus inicios a comienzos de 1920 cuando se debió repartir la carga total del sistema entre las unidades generadoras disponibles, de tal manera que la carga sea servida a un mínimo costo.

Específicamente, el despacho económico es un proceso de cálculo por medio del cual la potencia activa total de generación es distribuida entre las unidades de generación disponibles, de manera que sean satisfechas las restricciones impuestas y así mismo sean minimizados los requerimientos de energía en términos de BTU/Hora o Sucres/Hora.

A mediados de 1930 se tomaron básicamente dos criterios para resolver el problema:

- 1.- El método de la carga base, en el que la unidad más eficiente era la primera en tomar la carga y lo hacía a su máxima capacidad; luego la segunda unidad más eficiente tomaba carga a su máxima capacidad, y así sucesivamente hasta satisfacer la demanda.

2.- El mejor punto de carga, en el que las unidades tomaban carga hasta alcanzar su punto mínimo de calentamiento, empezando con la unidad más eficiente, y cargando la menos eficiente al final.

Ya en 1931, se conoció que el método del costo incremental de unidades térmicas es el que daba mejores resultados económicos y se toma como criterio que para realizar un despacho económico, el costo incremental de todas las máquinas de generación térmica debía ser igual para todas ellas.

Luego se demostró que para cualquier generación deseada ($P_T = P_{g1} + P_{g2}$), y además donde F_1 y F_2 son las funciones de costo de los dos generadores :

$$\frac{dF_1}{dP_{G1}} = \frac{dF_2}{dP_{G2}} \quad (a)$$

esto brindaba el mejor punto de operación desde el punto de vista de entrada de combustible, lo cual confirmó lo que ya se conocía en base a la experiencia en el manejo de las unidades de generación. Los términos diferenciales en (a) representan los costos incrementales en las unidades de generación. Como podemos ver las pérdidas del sistema no se tomaban en cuenta ya que las únicas variables consideradas eran las de potencia activa de los generadores.

Posteriormente se hicieron intentos para incluir las pérdidas de transmisión dentro del modelo y se halló una fórmula de pérdidas, sin embargo se requiere de un método que combine los costos incrementales de combustible con las pérdidas incrementales de transmisión. Finalmente se formuló un nuevo esquema al cual se lo conoce actualmente como ecuaciones de coordinación, el cual se muestran a continuación :

$$\frac{dF_n}{dP_n} + \lambda \frac{\partial P_{\text{pérdidas}}}{\partial P_n} = \lambda \quad n = 1, 2, \dots \quad (b)$$

donde F_n representa la función objetivo de cada uno de los generadores y $P_{\text{pérdidas}}$ las pérdidas de transmisión. El término λ representa los costos incrementales de generación aproximados, y es el costo en \$ / Hora, al aumentar la generación total en 1 Mw. La única restricción que se le imponía al sistema era de que :

$$\phi(P_{Gi}) = \sum_i P_{Gi} - \sum P_{\text{carga}} - P_{\text{pérdidas}} = 0 \quad (c)$$

donde P_{Carga} representa la carga del sistema. La potencia de pérdidas se halla definida por la fórmula de pérdidas $P_{\text{pérdidas}}$ siguiente :

$$P_{\text{pérdidas}} = \sum_i^K \sum_j^K P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} + \sum_i^K B_{i0} P_{Gi} + B_{00} \quad (d)$$

Donde :

$P_{\text{pérdidas}}$: es la pérdida total de transmisión

P_i : es la potencia de salida de la unidad i

P_j : es la potencia de salida de la unidad j

B_{ij} : son constantes relacionadas a la naturaleza y características del área

B_{i0} : es una constante relacionada a la fuente i.

B_{00} : es un constante que puede ser denominada como la representación total de las pérdidas del sistema sobre una condición imaginaria de cero abastecimiento de potencia del sistema.

Este esquema se mantuvo hasta nuestros días y es el que se utiliza actualmente

1.2.- OBJETIVO

El presente t3pico de graduaci3n tiene como objetivo desarrollar un programa computacional para encontrar la optimizaci3n de la operaci3n de los sistemas el3ctricos de potencia, con el cual se selecciona las unidades necesarias de acuerdo al comportamiento de la carga del sistema el3ctrico y encontrar el punto de operaci3n, costos m3nimos de combustible de dichas unidades escogidas, esto se logra utilizando el m3todo de **LAGRANGE**.

La contribuci3n de este proyecto para la universidad y la sociedad radica en la realizaci3n del programa utilizando el lenguaje de programaci3n VISUAL BASIC, se escogi3 este programa debido a que presenta un ambiente de ventanas (Window), que permite al usuario un mejor manejo y visualizaci3n del mismo. Para la construcci3n del flujograma se tom3 como base los flujogramas de selecci3n de unidades, despacho hidrot3rmico que presenta el libro de Allen J. Wood y Bruce F. Wollenberg. El flujograma de p3rdidas se la obtuvo de un algoritmo del libro de John J. Grainger, William D. Stevenson Jr.

Adicionalmente se mejor3 la eficiencia del algoritmo de la funci3n de Lagrange, encontrando las raices de los polinomios a analizar, por medio del algoritmo de bisecci3n sacado del libro de An3lisis Num3rico de Richard L. Burden y J. Douglas Faires, que es un m3todo matem3tico iterativo, para encontrar los ceros de ecuaciones de n grado. Adem3s se adicion3 para la obtenci3n de los multiplicadores de Lagrange la interpolaci3n por medio de igualdad de pendientes de la recta .

Para el flujograma de selecci3n de unidades para la parte hidroel3ctrica se adiciono la restricci3n del caudal por hora, es decir sino se tiene suficiente agua en el reservorio no entrar3 a funcionar la totalidad de las unidades.

Por último el programa de despacho económico conlleva a obtener la máxima eficiencia y utilización de la energía eléctrica al menor costo posible y que esto redunde en beneficio para la colectividad

1.3.- IMPORTANCIA DEL DESPACHO ECONOMICO EN UN SISTEMA DE POTENCIA.

Este proyecto está orientado a conseguir el despacho económico de los sistemas eléctricos de potencia, para lo cual hemos utilizado el método de Lagrange, que nos dará el punto de operación económica. En la operación de un sistema de potencia éste se halla expuesto a diferentes condiciones operacionales. Esto requiere que un ingeniero en sistema de potencia esté familiarizado con los estados de operación de dicho sistema que son: estado normal, estado de alerta, estado de emergencia, estado crítico, estado restaurativo.

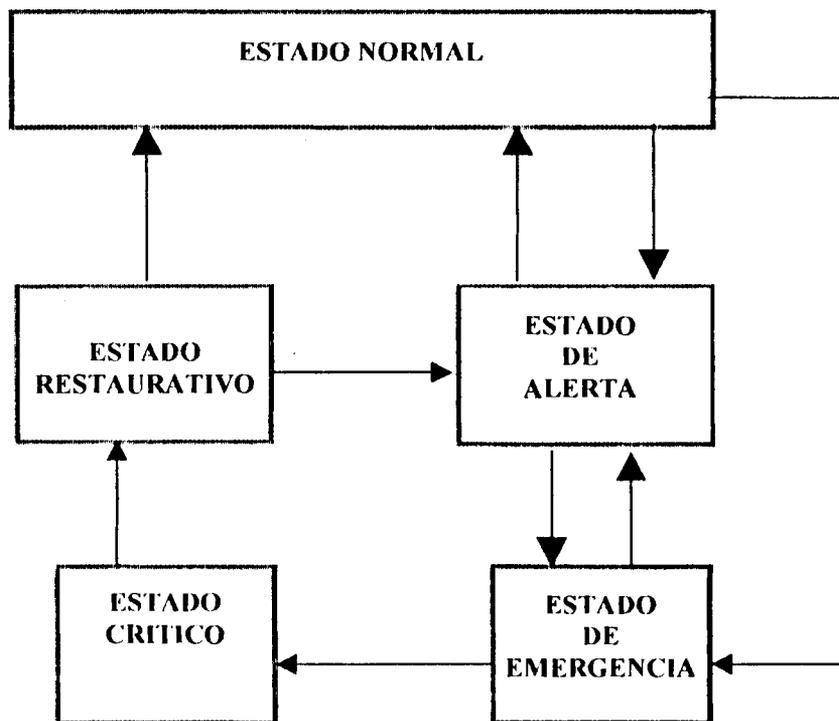


Figura N° 1.3.a .- ESTADOS DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE POTENCIA

En este estado las restricciones de igualdad tanto como las de desigualdad han sido violadas; el sistema no está intacto en su totalidad, y la mayor parte de la carga del sistema podrá perderse. Es aquí donde las acciones de control de emergencia deben ser directamente dirigidas a salvar o recuperar a tantas porciones del sistema como sean posibles del colapso total. Una vez que el colapso ha sido controlado, posiblemente con algún equipo remanente que aún opere dentro de un rango de capacidad, el sistema entonces entra al **estado restaurativo**, con acciones de control que son tomadas para recoger y “levantar” a todas las cargas perdidas y para reconectar el sistema. De este estado, el sistema puede transitar hacia el estado de alerta o hacia el estado normal, dependiendo de las circunstancias.

CAPITULO II

TIPOS DE CENTRALES

2.1.- GENERALIDADES DE LAS CENTRALES DE GENERACION

Una central hidráulica es una instalación donde se utiliza la energía hidráulica disponible en los saltos de agua para generar energía eléctrica por medio de uno o más grupos de turbina- generadores. Una instalación así es mucho más cara que una Central Térmica, ya que requiere de grandes gastos para la obra civil pero pequeños gastos de explotación; es por ello que solo se explotan esas fuerzas hidráulicas en aquellos lugares de situación muy favorable.

La energía aprovechada por el agua tiene lugar, no por la velocidad de ésta, sino por la presión que puede obtenerse al llevarla a un punto elevado con respecto a la altura de la toma de agua, y desde donde desciende para obtener en su caída el trabajo aprovechable.

Este aprovechamiento dependerá, según las circunstancias del terreno:

- a. Por instalaciones en el propio cauce del río.
- b. Por instalación en un canal especial.
- c. Por canales y tuberías.

A continuación se expondrán los elementos de que consta un aprovechamiento hidráulico, cuya disposición es la siguiente: presa, embalse, canal de derivación, chimenea, tubería de presión, tubería de aspiración, casa de máquinas (turbinas- generador) y tubería de desagüe, cuyo esquema se observa claramente en la figura N° 2.1.a.

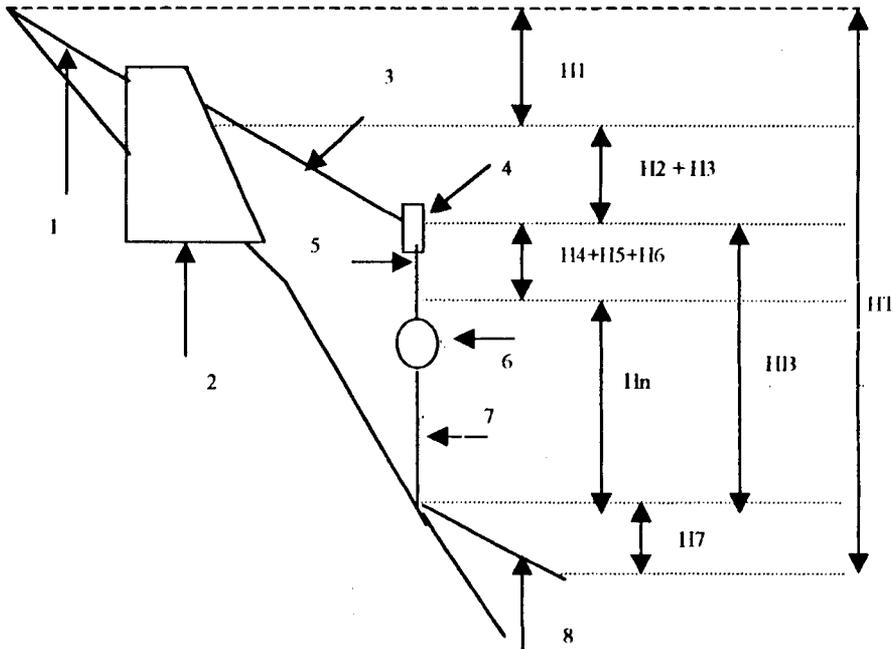


Figura N° 2.1.a.- ALTURA APROVECHABLE DE UN RECURSO HIDROELECTRICO.

donde:

- 1: embalse
- 2: presa
- 3: canal de derivación
- 4: chimenea
- 5: tubería de presión
- 6: casa de máquinas
- 7: tubería de aspiración
- 8: tubería de desagüe

- HT: es la altura total del recurso, y corresponde a la diferencia de altura entre el nivel máximo y el nivel mínimo.
- HB: es la altura bruta y es la diferencia de altura entre la chimenea y el túnel de la tubería de aspiración.
- Hn: es la altura neta del recurso la cual sirve para calcular la potencia del recurso.
- H1: pérdida de altura en el embalse. La superficie del agua en el embalse no es horizontal sino que tiene una forma de curva, cuya pendiente se disminuye a medida que se aproxima a la presa. Esto da como resultado pérdidas de altura.
- H2: pérdidas de altura del canal de derivación, estas pérdidas se deben al rozamiento del agua por la pared interna del canal y estas pérdidas dependen de la pendiente del canal, del área de contacto entre el agua y la pared y de la seguridad del canal.
- H3: pérdidas de altura en la chimenea; en la chimenea se instalan rejillas que sirven para detener cuerpos extraños y que podrían pasar a la tubería de presión, estas pérdidas dependen del rozamiento del agua con dichas rejillas.
- H4: pérdidas de altura en la tubería de presión, estas pérdidas corresponden al rozamiento del agua, el cambio de dirección del agua y el cambio en la sección entre el canal de derivación y tubería de presión.
- H5: pérdidas de altura en la turbina, estas pérdidas se deben al rozamiento del agua.

H6: pérdidas de altura en la tubería de aspiración, estas pérdidas se deben también al rozamiento del agua.

H7: pérdidas de altura en la tubería de desagte, estas pérdidas también corresponden al rozamiento del agua.

La manera de utilizar mejor la potencia teórica del salto de agua, es aprovechando la altura del recurso, para así evitar toda la pérdida inútil de energía.

Luego la potencia teórica del recurso viene dada por :

$$P_t = Q \cdot H_B \cdot 9,81 \text{ (Kw)} \quad (2.1)$$

donde :

- Q : caudal en m³/s
 H_B : altura bruta en metros.
 9,81 : factor de conversión.

La potencia neta la podemos determinar utilizando la altura neta :

$$P_n = 9,81 \cdot H_n \cdot Q \quad (2.2)$$

Si en el lugar disponemos de un caudal de agua Q (m³/seg) y además tenemos que la altura aprovechable del salto es H_n (metros), si designamos por N el rendimiento de la unidad hidráulica, la potencia obtenida es :

$$P = Q \cdot H_n \cdot N \text{ (Kw)} \quad (2.3)$$

donde:

Se expresa Q en (Kg/seg), H_n en metros, y se divide el resultado por 75, esto nos dá :

$$P = 10 * Q * H_n \text{ (CV)} \quad (2.4)$$

Para las centrales hidroeléctricas utilizamos máquinas modernas como las turbinas Francis, Pelton o Kaplan, se obtienen mejores rendimientos, alcanzando hasta el 85 % y en otros casos el 90 % o más, con lo que la potencia aprovechable será mayor que la indicada por la fórmula abreviada. Ahora como las turbinas tienen un rendimiento variable en función del caudal, ya que la altura neta del salto permanece constante, se pueden emplear de distintas clases según las exigencias del caso.

Cuando tenemos caídas pequeñas, entre 2 m y 80 m., la turbina de Hélice o Kaplan es la más recomendada por lo cual se ha acreditado como la mejor, presentan un buen rendimiento y es recomendable que trabajen con el 100% de la carga, pero cuando la carga disminuye su rendimiento cae bruscamente.

Cuando tenemos casos de altura media (entre 60 y 600 m), se emplean turbinas Francis, tienen un buen rendimiento de carga entre el 60 - 100 %, pero cuando la carga es menor del 60 % el rendimiento cae rápidamente.

Cuando se tienen saltos de grandes alturas (entre 100 a 2000 m), se usan las turbinas Pelton, ya que presentan un buen rendimiento del 30 al 100 % de carga, que como vemos es un amplio rango de variación de carga.

2.1.1.- CENTRALES HIDRAULICAS

En las instalaciones de fuerza hidráulica, el aprovechamiento de la energía puede obtenerse de acuerdo a la circunstancia del terreno del recurso, de allí que se clasifican estas centrales hidráulicas en :

- Caudal libre,
- Embalse ; y,
- Embalse con bombeo.

a. Central de caudal:

La central de caudal, también conocida como central de caudal libre, es aquella que utiliza el agua que se encuentra disponible en el recurso; el mismo que oscila con las estaciones del año. Además hay que contar con años de escasez y años de abundancia de agua, sus turbinas se dimensionan de acuerdo al caudal, partiendo de consideraciones económicas. En general estas instalaciones resultan sencillas y se presentan no sólo en los ríos, sino también en canales de navegación, instalándose las centrales hidráulicas junto a las esclusas. La manera más sencilla de establecer una central de caudal consiste en remansar, en un sitio adecuado, un río de bastante caudal y de poca caída. En la figura N°2.1.1.a, podemos ver la representación esquemática de una central de esta clase. La central se observa que está construida transversalmente, formando presa, sobre el mismo río.

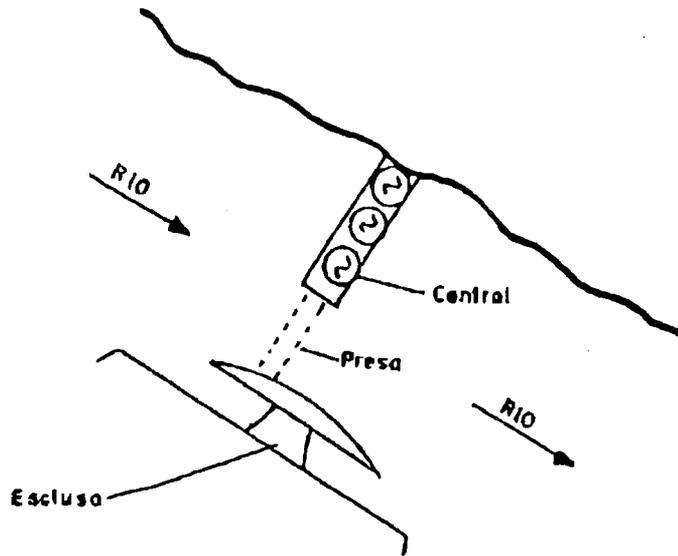


Figura N° 2.1.1.a.- CENTRAL DE CAUDAL LIBRE.

b. Central de caída :

Estas centrales utilizan las presas para retener una cantidad apreciable de agua y formar el embalse. La presa es un muro de construcción que se erige en el lugar más adecuado del río, donde el agua se encauza lateralmente por un canal construido con la mínima pendiente posible. En el extremo de este canal está la central, la cual aprovecha el desnivel existente entre los canales superior y de desagüe en la forma más aprovechable. La figura N° 2.1.1.b., representa esquemáticamente este tipo de central.

c. Central de Embalse y Bombeo :

También se la conoce con el nombre de Central de Acumulación. Como es natural, los embalses no pueden tener una cabida excepcional que permite almacenar toda el agua que circula por el río, ya que la capacidad viene limitada económicamente y depende de una serie de factores. Al contrario que en una Central de Caudal libre, aquí el agua circulante no se utiliza de una manera inmediata, antes bien, en tiempos de poca carga se almacenará en el lago de acumulación. Este tipo de central requiere de dos embalses, uno superior y otro inferior. Para acumular energía elevando el agua desde un embalse a otro de mayor altura se necesita de una turbina y una bomba. La disposición de las maquinarias puede ser de dos tipos : Generador - turbina - bomba o turbina - generador - bomba.

Como podemos ver, la máquina síncrona funciona como motor y como generador. Así, en tiempos de gran demanda de energía, podemos tomar más agua de la que corresponde a su circulación normal. Según la magnitud de la cuenca se distingue entre embalses de regulación anual, semanal, mensual y diaria.

Como estas instalaciones ofrecen gran libertad sobre el gasto de agua, se prestan muy bien para cubrir las puntas de consumo, es decir se aprovecha el agua que se tiene en el embalse superior en las horas de mayor demanda y se dirige hacia el embalse inferior; en este caso la máquina trabaja como generador. Mientras que en horas de menor demanda, se envía agua del embalse inferior al embalse superior; y se requiere de un bombeo; en este caso la máquina trabaja como motor.

Esto se lo hace desde el punto de vista económico.

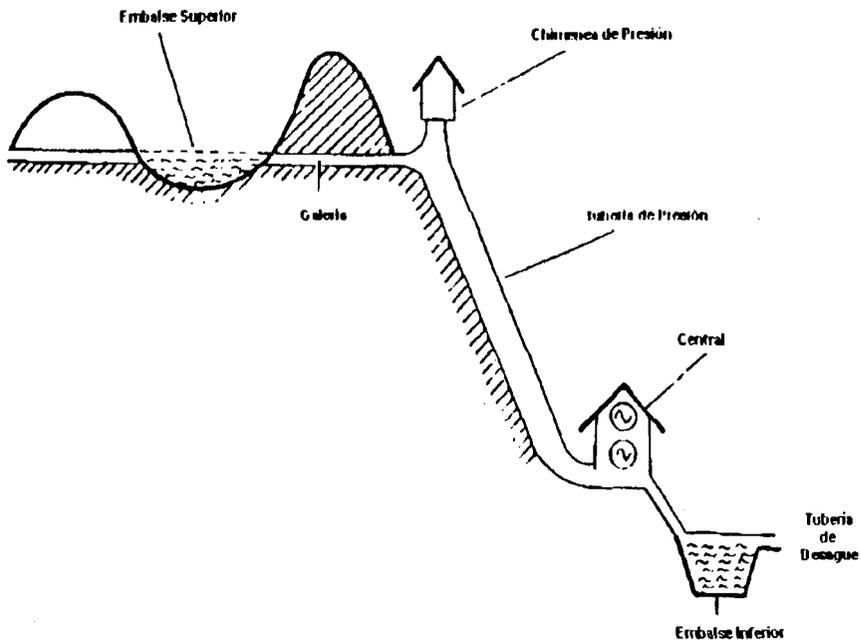


Figura N° 2.1.1.d.- CENTRAL DE ACUMULACION

2.1.1.1.- CURVAS CARACTERISTICAS DE ENTRADA – SALIDA DE UNA CENTRAL DE GENERACION HIDRAULICA.

Para las unidades hidráulicas las curvas entrada - salida se encuentran en función de la entrada de caudal al generador (m^3/h) vs la potencia (MW) de salida de la unidad. En las unidades hidro influye la altura neta, es decir, si se tiene mayor altura neta se necesita menos caudal para generar determinada potencia y por lo tanto también va a depender del tipo de turbina a utilizarse.

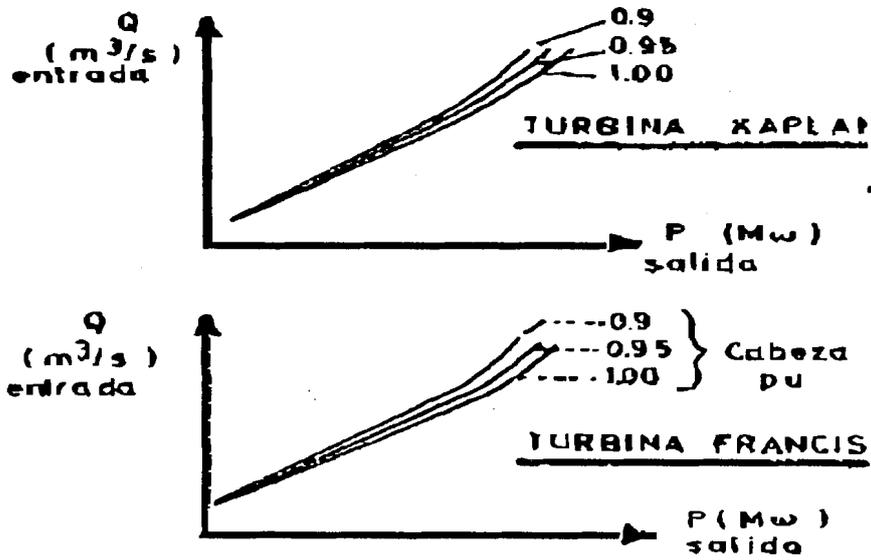


Figura N° 2.1.1.1.a CURVAS DE ENTRADA - SALIDA DE LAS UNIDADES HIDRO.

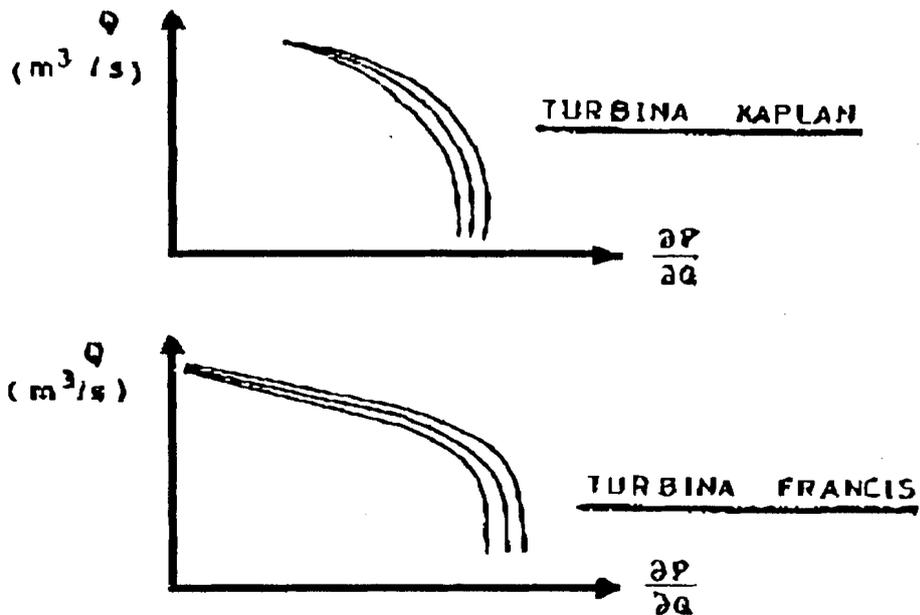


Figura N° 2.1.1.1.b.- CURVAS INCREMENTALES DE LAS UNIDADES HIDRO.

2.1.2.- CENTRALES TERMICAS

Basándose en la clase de combustible y en el punto donde tiene lugar la combustión, las centrales térmicas se clasifican en tres grupos: centrales de vapor, centrales de motores de combustión interna y centrales de turbinas de gas. Cada grupo requiere para su buen funcionamiento un equipo apropiado.

a. Centrales térmicas de vapor :

Estas centrales emplean turbinas y/o máquinas de pistón, no solamente con máquinas motrices, sino también para mover los equipos auxiliares. El medio de trabajo es el vapor, es conducido por medio de canalizaciones. Las máquinas motrices pueden trabajar sin condensador o con condensador.

En las centrales con condensador, las máquinas motrices descargan el vapor en condensadores, en el interior de los cuales la presión es inferior a la atmosférica y en donde el vapor es transformado en agua. En estas centrales el rendimiento total, o la relación entre la energía útil y la contenida en el combustible utilizado, se halla comprendido entre 7 y 36 por ciento.

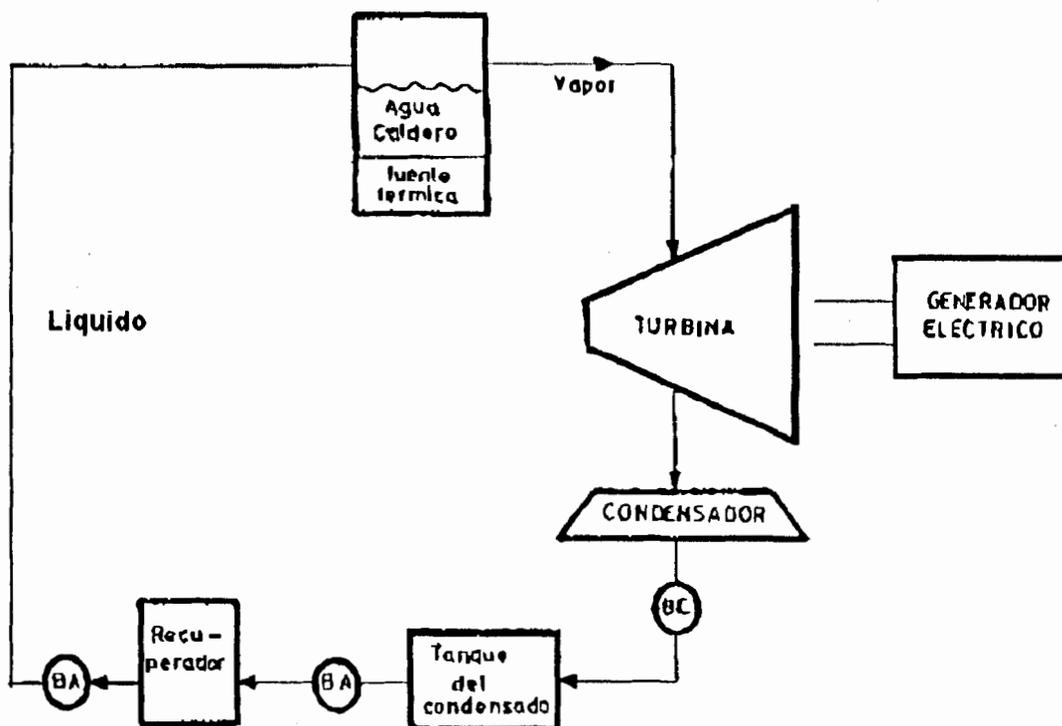


Figura N°2.1.2. a.- CENTRAL TERMICA DE VAPOR.

b. Central Térmica a Gas :

Esta central a gas, no es otra cosa que las turbinas a gas, y utiliza directamente la energía liberada o producida en la combustión, se expanden en sus turbinas en forma similar como en la central a vapor. La figura N° 2.1.2. b., representa esquemáticamente una central a gas.

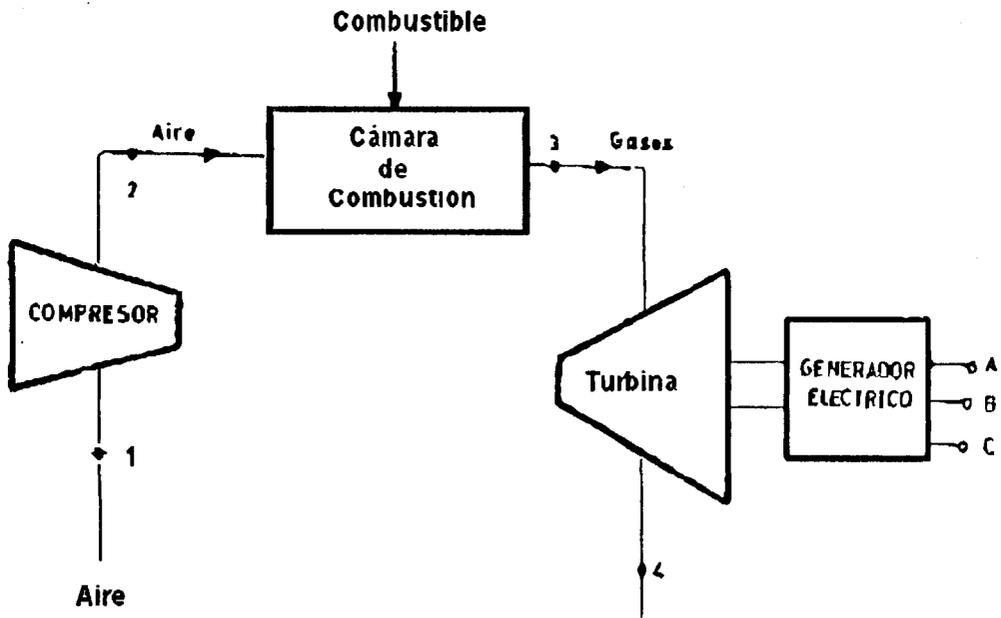


Figura N° 2.1.2.b.- CENTRAL TERMICA A GAS

El mecanismo de estas centrales y de acuerdo a lo que se observa en el esquema, la fuente térmica que es el combustible ingresa a la cámara de combustión, en el compresor ingresa el aire a presión atmosférica y se comprime el aire hasta una presión adecuada o conveniente de acuerdo a la unidad; luego ese aire comprimido ingresa a la cámara de combustión; en ella se suministra el combustible en forma continua a través de una bomba y con el aire comprimido que ingresa se obtiene a la salida los gases productos de la combustión y éstos ingresan en la turbina, se expanden y producen trabajo, una vez expandidos los gases son expulsados hacia la atmósfera. Estas centrales son más económicas en la instalación que las de vapor. El rendimiento de la turbina a gas está dado por :

$$N = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} = \frac{W}{Q_1}$$

- Q_1 : calor total que se tiene en la combustión
 Q_2 : calor que va hacia la atmósfera.
 W : parte de calor que se transforma en trabajo.

c. CENTRAL DE MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA :

Utilizan el motor de combustión interna. Cuando el combustible se quema en un extremo de cada uno de los cilindros de un motor de combustión interna; se dice que éste es de simple efecto.

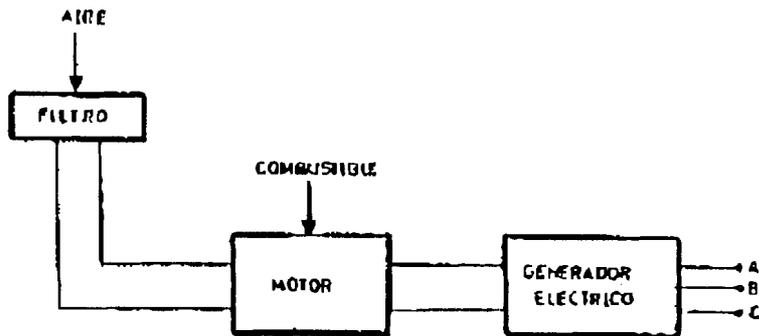


Figura N° 2.1.2.c.- CENTRAL A DIESEL

De la figura se observa que al motor de combustión interna ingresa el combustible y el aire.

Si el proceso se realiza en los dos extremos de cada uno de los conductos, el motor es de doble efecto, unidas para completar un ciclo en cada extremo del conducto. Según esto un motor puede ser de 2 y 4 tiempos.

Los de 4 tiempos : aspiración, combustión, compresión y escape. Los motores de combustión interna actuales y que se utilizan para la producción de energía interna son de dos tiempos. Primer tiempo : Aspiración y compresión; y segundo tiempo : Combustión y escape.

2.1.2.1.- CURVAS CARACTERISTICAS DE ENTRADA – SALIDA DE UNA CENTRAL DE GENERACION TERMICA

Las curvas de entrada - salida sirven para establecer una relación entre la energía de entrada al sistema y la energía de salida total del generador eléctrico, éstas se dan para determinar la distribución económica de la carga entre las diversas centrales conformadas por una caldera y un generador por lo que el costo de operación de la central se expresa en términos de la potencia de salida. A continuación se muestra un diagrama de una central eléctrica.

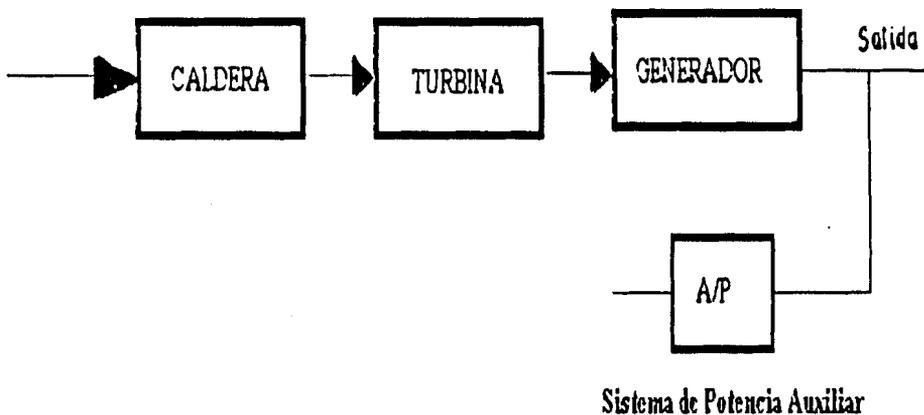


Figura N° 2.1.2.1.a.- DIAGRAMA DE UNA CENTRAL ELECTRICA

“La entrada en la unidad térmica generalmente es medida en (BTU/Hora); si la entrada se la representa en horas se usa (sucres /hora), mientras que la entrada en la unidad hidráulica es medida en (metros cúbicos/seg.). La potencia de salida para ambos tipos de unidades es medida en MW y KW.

Una curva entrada – salida representa el costo de generación de una cierta potencia por hora, como se observa en la figura:

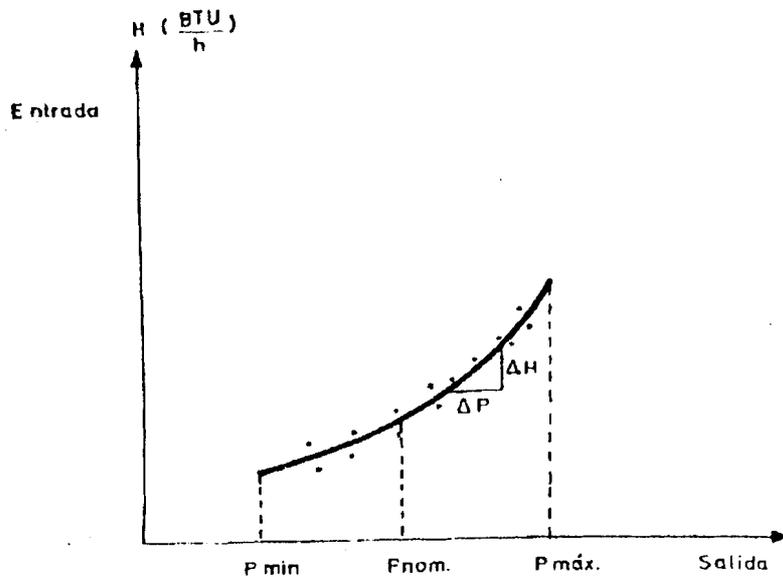


Figura N° 2.1.2.1.b.- CURVA DE ENTRADA Y SALIDA DE UNA UNIDAD TERMICA

Existen varios métodos para determinar estas curvas de entrada salida, siendo ellos los siguientes :

- Pruebas de operación.
- Determinación de los registros de operación.

- Usos de datos de garantía del fabricante adaptado a datos de usos actual.

El método más practicable es el de los registros de operación. Estas curvas dependerán de el tipo o método de aproximación que se utilice (puede ser una recta, una parábola, etc.), y para aquellos puntos de potencia mayores al valor nominal, la curva sube más porque la eficiencia se reduce. Las unidades tienen valores límites que son potencia mínima y máxima, fuera de estos límites se producen efectos térmicos.

Si se divide la entrada para la correspondiente salida, punto por punto (H/P) se obtiene otra curva denominada la razón neta de calor como se observa en la figura:

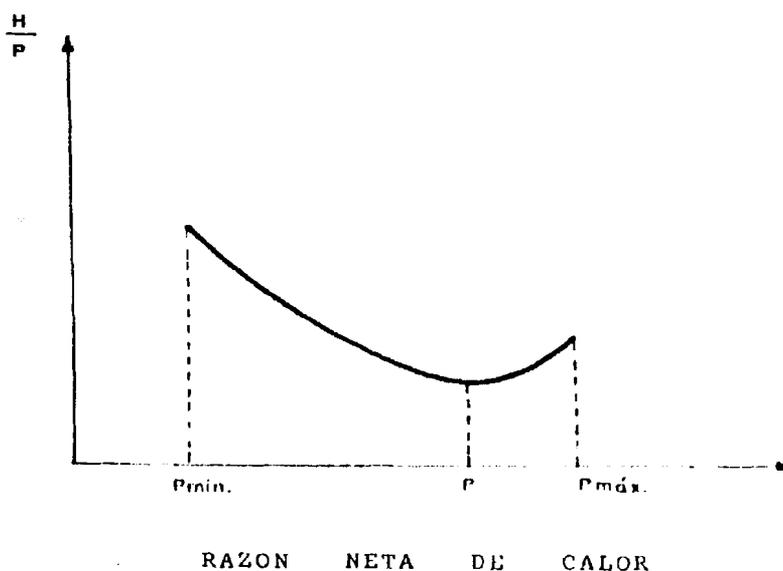


Figura N° 2.1.2.1.c.- RAZON NETA DE CALOR

Esta curva representa la cantidad de combustible por unidad de potencia para generar una determinada potencia. El punto mínimo de la curva es el más eficiente ya que la unidad está diseñada para valores nominales.

También podemos determinar otra característica tomando los incrementos de potencia y se determina a su vez los incrementos en costos, haciendo cada vez a estos más pequeños.

$$\frac{\Delta H}{\Delta P} \rightarrow \frac{\partial H}{\partial P} \quad (2.5)$$

graficando dH/dP vs. P se obtiene la característica de calor incremental y con dF/dP vs. P , obtenemos la característica de costo incremental cuyas unidades serían

$$\frac{MBTU}{KW - H} \quad \text{o} \quad \frac{Sucres}{KW - H} \quad (2.6)$$

Esta característica de calor o costo incremental la que podemos apreciar en la fig. siguiente es la que más se utiliza en el despacho económico. En otras palabras la derivada de la curva corresponde a la característica de costo incremental.

Graficando para una unidad térmica, diferentes tipos de curvas entrada - salida se obtiene distintas curvas de costo incrementales como se puede observar en las siguientes figuras.

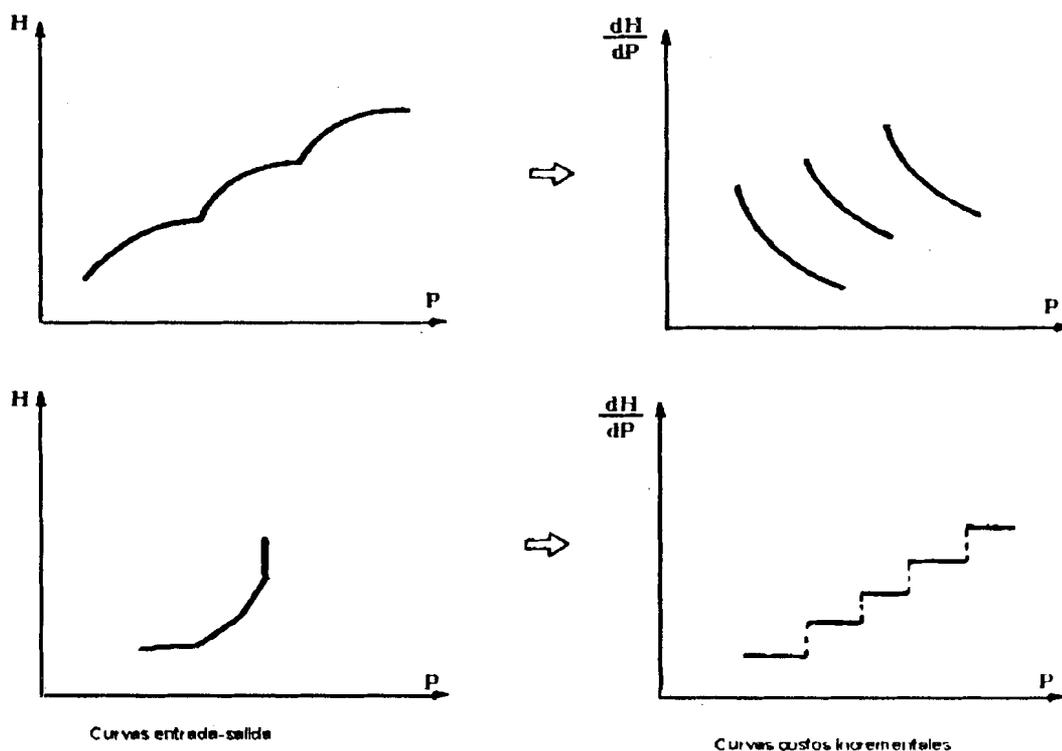


Figura N° 2.1.2.1.d.- CURVAS DE ENTRADA - SALIDA Y CURVAS DE COSTOS INCREMENTALES.

2.2.- UNIDADES DE GENERACION DE CICLO COMBINADO

Desde 1920 las mejoras logradas en el ciclo de vapor han sido rápidas. El avance en las condiciones del vapor, el calentamiento regenerativo de la alimentación, el recalentamiento y el tamaño de la unidad, han hecho descender el consumo del calor global de una planta más allá de un cincuenta por ciento en las mejores estaciones. Durante los años 30 y 40, se hicieron intentos de utilizar otros fluidos en combinación o como sustitutos del vapor,

pero con poco éxito. Se ha realizado un esfuerzo considerable en el ciclo binario combinado de mercurio y vapor y se han construido varias plantas.

En ese tiempo la baja presión de saturación del mercurio lo hizo atractivo para usarlo en la parte de alta temperatura del ciclo, donde se hacía la expansión completa en una caldera con condensador que generaba vapor saturado.

Los adelantos posteriores logrados en las turbinas de vapor de alta presión y alta temperatura, y los inconvenientes del ciclo del mercurio(el mercurio es venenoso, costoso y no tiene propiedades de transferencias de calor) llevaron a este ciclo a su desaparición.

La turbina de gas se desarrolló muy rápidamente como unidad motriz primaria después de la segunda guerra mundial. Desde el principio se reconoció su potencial para ofrecer mejoras en el ciclo de vapor. Durante los años cincuenta en Estados Unidos se construyeron varias plantas de energía de ciclo combinados, calentadas con gases de escape, en las que se utilizó el gas de escape de la turbina de gas como suministro de aire para un generador principal de vapor con su propio calentamiento.

Después del apagón del noreste del 65 se instalaron muchas turbinas de gas en Estados Unidos para servir en estos casos y como capacidad para las cargas de pico. Como resultado ha quedado como equipos bien establecidos y aceptados como unidades primarias de impulsión para capacidad pico.

El interés en el ciclo combinado se renovó con el desarrollo de los generadores de vapor con recuperación de calor no radiante, y la generación eléctrica en plantas de ciclo combinado cambió de 80 a 90% para la energía del ciclo de vapor y 70% para la energía del ciclo de gas. Desde 1970 se han instalado plantas de servicio en números crecientes de esta nueva especie de planta de

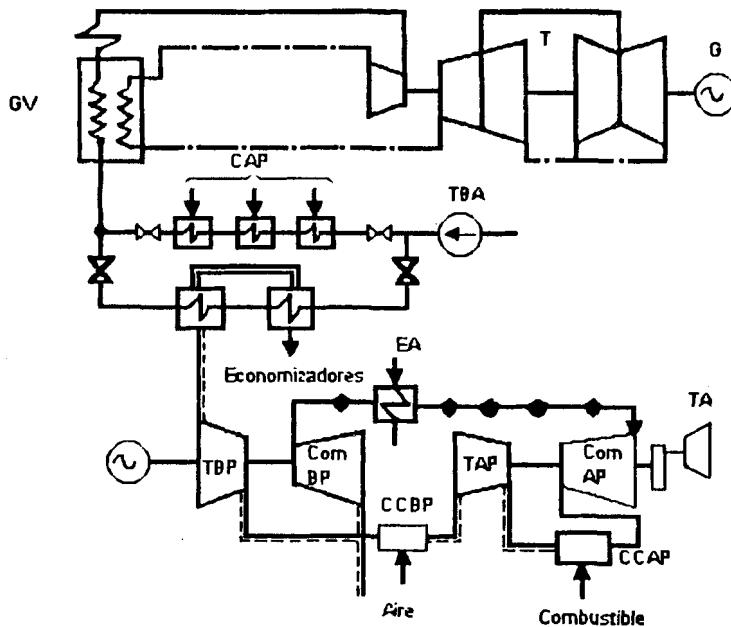
las centrales eléctricas de turbinas de vapor o de turbinas de gas tomadas por separado.

En la antigua URSS se utilizaban las instalaciones de vapor y de gas con generadores de alta presión; se han elaborado también IVG (instalaciones de vapor y de gas) con expulsión de los gases utilizados en las turbinas a la cámara de combustión del generador de vapor.

El generador de vapor de alta presión funciona con combustible gaseoso o con combustible líquido purificado, con una presión en la cámara del hogar y en los conductos de gases de 0,45-0,55M Pa. Los gases con hollín que salen del generador de vapor con alta temperatura y con presión excesiva se dirigen a la turbina de gas. En un mismo árbol junto con la turbina de gas está instalado el compresor de aire que inyecta aire a la cámara del hogar del generador de vapor.

La particularidad de esta instalación de vapor y de gas consiste en que aquí no hace falta disponer de un aspirador de humo para evacuar los gases de escape del generador de vapor de alta presión, aquí los gases de escape son el fluido motor de la turbina de gas utilizada para el accionamiento del generador eléctrico y del compresor de aire que sustituye al ventilador soplador.

Desde el generador de vapor de alta presión el vapor se dirige a la turbina de vapor de condensación que tiene un esquema térmico ordinario con calentamiento regenerativo, con desaireación del agua, etc.



GV- generador de vapor; T- turbina de vapor; G- generador; CAP- calentador de alta presión; TBA- turbobomba de alimentación; TAP, TBP- turbinas de gas de alta y de baja presión; CCBP, CCAP- cámara de combustión de baja y de alta presión; Com.BP- Com.AP- compresores de alta y de baja presión; EA- enfriador de aire; TA- turbina de arranque.

Figura N° 2.2.1.a.- CENTRAL ELECTRICA DE VAPOR Y GAS

Se presentan un esquema y una variante de composición de una instalación de vapor y de gas con un turbogruppo de vapor de 150-200 MW de potencia y un turbogruppo de gas de cerca de 50 MW de potencia. Gracias a la utilización de los gases de escape del generador de vapor en la turbina y el uso suplementario del calor utilizado de la turbina de gas en los economizadores para calentar el agua de alimentación del generador de vapor, el rendimiento de esta central

eléctrica de vapor y de gas con generador de vapor de alta a presión es mayor que el de una central eléctrica de turbinas de vapor y, con mayor razón, de una central eléctrica de turbinas de gas, y puede alcanzar el 42,0-43,0%.

La utilización del esquema con la expulsión de los gases utilizados en la turbina a la cámara del hogar del generador de vapor se basa en que en la cámara de combustión el combustible (gas) se quema con gran exceso de aire; por este motivo el contenido de oxígeno en los gases utilizados de la turbina es suficiente (16-18%) para quemar la masa fundamental de combustible en el generador de vapor.

El aumento del rendimiento de una instalación de vapor y de gas de este tipo, en comparación con el de otra instalación ordinaria de turbina de vapor, se determina por la utilización del calor de los gases utilizados de la turbina en el generador de vapor; el calor de los gases de escape del generador de vapor se utiliza para el calentamiento del agua de alimentación del generador del vapor. Las centrales eléctricas de vapor y de gas con la expulsión de los gases utilizados en la cámara del hogar del generador de vapor tienen las ventajas de que en este caso se utiliza un generador de vapor de construcción ordinaria en el cual se puede utilizar cualquier especie de combustible (sólido, líquido, gaseoso). En la cámara de combustión de una instalación de turbina de gas se quema, en este caso, gas o combustible líquido en cantidades relativamente menores.

Una instalación de vapor y de gas puede estar constituida de un bloque energético de turbina de vapor y de un bloque energético de turbina de gas de tipo ordinario. Para conservar el régimen normal de trabajo del generador de vapor, el agua de alimentación se calienta con los gases

utilizados en la instalación de turbina de gas, por ejemplo, en dos economizadores suplementarios sucesivamente acoplados. Según los cálculos del instituto Yepoclektroproyekt la temperatura de los gases utilizados de una instalación de turbina de gas se reduce en este caso, aproximadamente, hasta 190°C , el rendimiento de un bloque energético de vapor y de gas combinado alcanza cerca del 40%, siendo el rendimiento de un bloque energético combinado crece en un 10-11%, con el cambio de funcionamiento de los CRAP, el consumo específico de calor de la instalación de turbina de vapor aumenta desde 7670 hasta 8000, y el de la instalación de turbina de gas se reduce desde 12800 hasta 9050 $\text{kJ}/(\text{kW}\cdot\text{h})$.

A las instalaciones de vapor y de gas pertenecen también las instalaciones de turbinas de vapor y de gas que funcionan con una mezcla de vapor y de gas. En esta instalación, para reducir la temperatura de los gases de combustión del combustible hasta el valor requerido, se inyecta agua en la cámara de combustión. Al evaporizarse el agua junto con los gases en forma de mezcla de vapor y de gases, se dirige a la turbina. La utilización del agua en la cámara de combustión permite reducir el exceso de aire para la combustión, en comparación con la instalación de la turbina y, por consiguiente, aumentar el rendimiento. La mezcla de vapor y de gas utilizada se expulsa directamente a la atmósfera o pasa previamente por un regenerador para calentar el agua antes de entrar en la cámara de combustión .

Algunas características de las unidades de generación térmica e hidroeléctrica más conocidas del Ecuador se encuentran en el ANEXO III.

CAPITULO III

OPERACION ECONOMICA DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA.- METODOS DE SOLUCION

3.1.- SELECCION DE UNIDADES

La actividad humana está seguida de ciclos, muchos sistemas dan servicios a una gran población que experimentarán ciclos. Esto incluye sistemas de transportación, sistemas de comunicaciones, tan bien como sistemas de potencia eléctrica. En el caso de un sistema de potencia eléctrica, la carga total del sistema generalmente será tan grande durante el día y en la tarde cuando las cargas industriales son altas, las luminarias están encendidas, y así sube y baja durante tempranas horas de la noche y temprano en la mañana cuando la mayoría de la población se encuentra dormida.

El uso de la energía eléctrica tiene ciclos semanales, la carga es bajada en los fines de semana. Pero porqué es esto un problema en la operación de un sistema eléctrico de potencia?. Porqué no simplemente se obliga lo suficiente a las unidades para cubrir la carga máxima demandada por el sistema y permitir que ellos operen? Note que para “obligar” a una unidad de generación es para “encenderlo”, esto es, llevar a la unidad a su velocidad, sincronizarlo al sistema y conectarlo para que entregue energía al sistema o red.

El problema con “obligar lo suficiente a las unidades y ponerlos en línea” es igual de económico. Una gran cantidad de dinero puede ahorrarse al dejar a las unidades fuera (no obligarlos) cuando ellos no sean necesarios.

3.1.1.- RESERVA RODANTE (SPINNING)

Reserva rodante es el término usado para describir la cantidad total de generación disponible de todas las unidades sincronizadas en el sistema menos la carga que está presente más las pérdidas que están siendo abastecidas.

Reglas típicas especifican que la reserva puede ser un porcentaje de la demanda pico pronosticado o que la reserva puede ser capaz de imponerse a las pérdidas de la unidad con la carga más pesada en un periodo de tiempo dado. Otros calculan requerimientos de reserva como una función de la probabilidad de no tener la suficiente generación para encontrar la carga.

Además de ser reserva rodante, el problema con la unidad comprometida puede involucrar varias clases de “despacho de reserva” o reservas fuera de línea. Esto incluye el arranque rápido de las unidades de turbina a gas o a diesel así como la mayoría de las unidades hidroeléctricas y las unidades hidroeléctricas con almacenamiento con bombas que pueden ser puesto en línea, sincronizado y llevado a plena carga rápidamente.

Las reservas, finalmente, pueden ser extendidas alrededor del sistema de potencia para evitar limitaciones en el sistema de transmisión y para permitir que varias partes del sistema operen como “islas” cuando se desconecte el sistema.

3.1.2.- RESTRICCIONES DE LAS UNIDADES TERMICAS .

Las unidades térmicas requieren un equipo para que puedan operar, especialmente cuando se encienden y se apagan. Una unidad térmica puede experimentar solamente cambios graduales de temperatura y esto trasladar por un periodo de tiempo de algunas horas requerido para poner a la unidad en línea. Como un resultado de tales restricciones en la operación de una planta térmica, varias restricciones aparecen, tales como:

- **Tiempo mínimo de operación:** Las unidades térmicas para entrar en operación necesitan de un tiempo de calentamiento.
- **Tiempo mínimo fuera de operación:** Una vez que la unidad es desconectada, hay un tiempo mínimo antes de ser reconectada.
- **Restricciones de equipo:** Si una planta consiste de dos o más unidades, ellas no pueden ser encendidas al mismo tiempo.

Además, porque la temperatura y la presión de la unidad térmica puede ser movida lentamente, una cierta cantidad de energía puede ser gastada para poner a la unidad en línea. Esta energía gastada se considera como un costo de arranque. Este costo de arranque puede variar de un máximo valor de “arranque en frío” a un pequeño valor si la unidad ha sido apagada recién y si aún está relativamente cercana a la temperatura normal. Hay dos caminos para tratar una unidad térmica durante su periodo de bajada. El primero permite a la caldera de la unidad enfriarse y entonces calentarse hasta llegar a la temperatura de operación para poder encenderla. El segundo (llamado *banking*) requiere que exista suficiente energía de entrada al caldero para mantenerlo a la temperatura de operación. Los costos para los dos puede ser

comparado, así que, es posible, que la mejor aproximación puede ser escogida.

Cuando la unidad se ha dejado enfriar el Costo de arranque es:

$$\text{Costo de arranque} = C_c(1 - e^{-t\alpha}) \cdot F + C_f \quad (3.1)$$

Donde: C_c = costo de arranque en frío (Mbtu)

F = costo del combustible (\$/h)

C_f = costo fijo (incluye gasto de equipo, gasto de mantenimiento) (en \$)

α = constante técnico de tiempo para la unidad.

t = tiempo en horas en que la unidad fué enfriada

$$\text{Costo de arranque cuando está en banking} = C_t \cdot t \cdot F + C_f \quad (3.2)$$

Donde: C_t = costo (Mbtu/h) de mantenimiento de la unidad a la temperatura de operación.

Hasta un cierto número de horas el costo de banking podrá ser menor que el costo de enfriamiento. Finalmente, los límites de capacidad de las unidades térmicas pueden cambiar con frecuencia para mantenimiento de varios equipos en la planta.

Uno de los aspectos más críticos en la solución de problemas de optimización, radica en la selección apropiada de los métodos que son utilizados para resolverlos. En este sentido, encontrar el punto óptimo conlleva un gran esfuerzo matemático, si se toma en consideración la cantidad de variables que entran en juego; por otro lado, téngase en consideración que es difícil manifestar con certeza cuál es el mejor

método de optimización, ya que la selección de éste, depende fundamentalmente del sistema bajo estudio.

La técnica o el métodos de optimización utilizado en la selección de unidades de generación es el de Programación Dinámica (DP).

El algoritmo de la Programación Dinámica es el único que se aproxima a una solución óptima para sistemas grandes.

En este capítulo vamos a explicar brevemente el métodos de solución de Programación Dinámica.

3.1.3.- METODO DE LA PROGRAMACION DINAMICA

La programación dinámica tiene muchas ventajas, la principal ventaja ha sido la reducción de la dimensión del problema. Supongamos que tenemos cuatro unidades en un sistema y cualquier combinación de ellos pueden servir la carga. Podrán ser un máximo de $2^4 - 1 = 15$ combinaciones para la prueba. Por lo tanto si una estricta orden de prioridades es impuesta, hay solamente cuatro combinaciones para ensayar:

Prioridad 1 unidad

Prioridad 1 unidad + Prioridad 2 unidades

Prioridad 1 unidad + Prioridad 2 unidades + Prioridad 3 unidades

Prioridad 1 unidad + Prioridad 2 unidades + Prioridad 3 unidades +
Prioridad 4 unidades.

La imposición de una lista ordenada de prioridades en orden para el costo promedio a plena carga resultará en un teórico despacho correcto y obligado solamente si:

1. Los costos de carga no son cero.
2. Las características de entrada y salida de las unidades son lineales entre la salida cero y a plena carga.
3. No hay otras restricciones.
4. Los costos de arranque son cantidades fijas.

En la Programación Dinámica aproximada que sigue, se asume que:

1. Un estado consiste de una composición de unidades con unidades específicas operando y el resto fuera de operación.
2. El costo de arranque de una unidad es independiente del tiempo que ha estado fuera de operación (es una cantidad fija).
3. No hay costos cuando se dá de baja a una unidad.
4. Hay un orden estricto de prioridad, y en cada intervalo una mínima cantidad específica de capacidad con la que puede operar.

Un estado posible es uno en la cual las unidades obligadas pueden suplir la carga requerida y encontrar la cantidad mínima de capacidad en cada periodo.

3.1.3.1.- PROGRAMACION DINAMICA RECURSIVA HACIA ATRAS.

La primera aproximación de la Programación Dinámica usa una aproximación hacia atrás en la cual, la solución comienza en el último intervalo y avanza hacia atrás hasta el punto inicial. Las ecuaciones de la Programación Dinámica para el

cálculo del costo total mínimo de combustible durante un periodo de tiempo, K , está dado aquí:

$$F_{\text{costo}}(K, I) = \text{Min}_{\{J\}} [P_{\text{costo}}(K, I) + S_{\text{costo}}(I, K; J, K + 1) + F_{\text{costo}}(K+1, J)] \quad (3.3)$$

$$F_{\text{costo}}(K, I) = P_{\text{costo}}(K, I) \quad (3.4)$$

Donde:

K = número de intervalo actual, los intervalos van desde K hasta M .

$K + 1$ = intervalo siguiente.

I = número de estado actual.

$\{J\}$ = estados factibles en el intervalo $K + 1$

$F_{\text{costo}}(K, I)$ = costo total mínimo de combustible desde el estado I en intervalos K hasta el último intervalo M .

$P_{\text{costo}}(K, I)$ = costo mínimo de generación en suplir la carga durante intervalos K dado el estado I .

$S_{\text{costo}}(I, K; J, K + 1)$ = costo incremental de arranque que va desde el estado J en intervalos de $(K+1)$.

El costo de producción $P_{\text{costo}}(K, I)$ es obtenido por despacho económico de las unidades en línea en el estado I . Una trayectoria es un despacho que comienza desde un estado en un intervalo K hasta el final del intervalo M . Una trayectoria óptima es aquella en donde se obtienen los costos mínimos.

3.1.3.2.-PROGRAMACIÓN DINÁMICA APROXIMADA HACIA ADELANTE

La Programación Dinámica Aproximada Hacia Adelante no cubre situaciones muy prácticas. Por ejemplo, si el costo de arranque de una unidad es una función del tiempo, este ha sido sacado, entonces una Programación Dinámica Aproximada Hacia Adelante es más conveniente ya que la previa historia de la unidad puede ser calculada en cada etapa. Existen otras razones prácticas para ir hacia adelante.

Las condiciones iniciales son fácilmente especificadas y los cálculos pueden ir hacia adelante a tiempo tan grande como lo requiera y tan largo como el almacenamiento del computador esté disponible. Un algoritmo de la Programación Dinámica Aproximada Hacia Adelante es similar al dado en la aproximación recursiva.

26

19.09.00

26

19.09.00

calcular el costo mínimo en la
s:

$$K, I) + \text{Costo}(K - I, I:K, I)$$

$$- I, I) \quad (3.5)$$

valo actual, los intervalos van desde K

iguiente.

$K - 1$ = intervalo anterior.

I = número de estado actual.

L = estado siguiente.

$\{J\}$ = estados factibles en el intervalo $K + 1$.

$F_{\text{costo}}(K, I)$ = costo total mínimo para llegar al estado (K, I) .

$P_{\text{costo}}(K, I)$ = costo de producción para el estado (K, I) .

$S_{\text{costo}}(K - 1, L; K, I)$ = costo de transición desde el estado $(K - 1, L)$ al estado (K, I) .

Donde el estado (K, I) es la i -ésima combinación en la hora K .

Para la Programación Dinámica Aproximada Hacia adelante, definimos una estrategia como la transición, o trayectoria, desde un estado a una hora dada a un estado en la próxima hora.

Note que hay dos nuevas variables, X y N ,

X = número de estados a ser buscados en cada periodo

N = número de estrategias, o trayectorias, en cada paso.

Estas variables permiten controlar la eficiencia de los cálculos.

Para una enumeración más completa, el número máximo del valor de X o N es

$$2n - 1.$$

3.2.- PUNTO OPTIMO DE OPERACION

3.2.1.- METODO DE LOS MULTIPLICADORES DE LAGRANGE

El despacho económico consiste en una función objetivo que está sujeta a restricciones de igualdad y desigualdad que son:

$$\text{Minimize } f = f(u,x) \quad (3.6)$$

Sujeta a:

$$\phi(u,x) = 0 \quad (3.7)$$

$$p(u,x) \leq 0 \quad (3.8)$$

La dificultad en la solución de un problema de optimización radica en la gran cantidad de restricciones a ser satisfechas, una salida lógica es convertir el problema de optimización restringido en uno no restringido, los cuales son mucho más fáciles de implementar en la computadora.

El tratamiento que se les da a las restricciones de igualdad difieren del que se les da a las restricciones de desigualdad.

La técnica que será descrita para considerar a las restricciones de igualdad de la llamada técnica de los multiplicadores de Lagrange, en la cual las restricciones de igualdad multiplicadas por un factor (multiplicador de Lagrange), son añadidas a la función objetivo, obteniendo una nueva función denominada Función de Lagrange.

En la deducción que sigue a continuación, se asumirá que el problema está sujeto a restricciones de desigualdad. Formamos la función de Lagrange ecuación (3.9), sin tomar en cuenta las desigualdades:

$$L(P, \lambda) = f(P) + \lambda_1 \phi_1(P) + \dots + \lambda_n \phi_n(P) \quad (3.9)$$

$$\phi = P_R - \sum_{i=1}^N P_i \quad i = 1, 2, 3, 4, \dots, N \quad (3.10)$$

L : Función de Lagrange (\$/h)

f : Función objetivo (\$/h)

P : Potencia generada (MW)

λ : Multiplicador de Lagrange (\$/h)

ϕ : Restricción de balance de potencia

Al remplazar la ecuación (3.9) en (3.10) se obtiene la función de Lagrange aumentada. Para que se tenga el punto mínimo de operación se requiere derivar la función de Lagrange aumentada con respecto a cada P_{gi} e igualar el resultado a cero.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda = 0 \quad (3.11)$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} - \lambda = 0 \quad (3.12)$$

Se tiene un punto mínimo cuando las derivadas parciales de $L(P, \lambda)$ son iguales a cero.

$$\frac{\partial L(P, \lambda)}{\partial P} = 0 \quad (3.13)$$

$$\frac{\partial L(P, \lambda)}{\partial \lambda} = 0 \quad (3.14)$$

Este método consiste en tomar valores iniciales de Potencia, encontrar el valor de λ que es igual a $\frac{\partial f(P)}{\partial P}$ y encontrar las nuevas potencias, esto tomaría un número infinito de pasos, es preferible fijar una tolerancia que indique la proximidad con que el proceso de optimización encuentre el punto mínimo.

representaremos las corrientes de la barra de carga como I_3 e I_4 , las cuales dan como resultado I_D que es el sistema compuesto dado como :

$$I_3 + I_4 = I_D \quad (3.15)$$

$$\sum I_n = I_D \quad n:1,2,3,\dots,n(\text{corrientes de carga}) \quad (3.16)$$

donde:

I_D : suma de corrientes de carga

I_n : corriente de carga

I_3 : corriente de carga en la barra 3

I_4 : corriente de carga en la barra 4

Por la ley de corriente se tiene:

$$I_3 = d_3 I_D \quad y \quad I_4 = d_4 I_D \quad (3.16)$$

Generalizando las ecuaciones (3.16):

$$I_n = d_n * I_D \quad (3.17)$$

De donde se deduce que :

$$d_3 + d_4 = 1 \quad (3.18)$$

Generalizando la ecuación (3.18):

$$\sum d_n = 1 \quad n:1,2,3,\dots,n(\text{divisores de corriente}) \quad (3.19)$$

Donde:

d_n : fracción constante de carga (divisor de corriente) :

d_3 : fracción constante de carga en la barra 3 (divisor de corriente) :

d_4 : fracción constante de carga en la barra 4 (divisor de corriente) :

Las ecuaciones (3.16), (3.17) y (3.19) son solo ecuaciones básicas si queremos resolver un sistema más complejo teniendo que sumar más términos a las mismas. Ahora tomaremos como referencia el nodo n para las ecuaciones nodales. A continuación mostraremos como se forma la matriz para el cálculo de la Z_{barra} del sistema :

$$\begin{bmatrix} V_{1n} \\ V_{2n} \\ V_{3n} \\ V_{4n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{14} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{34} \\ Z_{41} & Z_{42} & Z_{43} & Z_{44} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Al expandir la primera fila de la ecuación (3.20) tendremos :

$$V_{1n} = Z_{11}I_1 + Z_{12}I_2 + Z_{13}I_3 + Z_{14}I_4 \quad (3.21)$$

donde:

V_{1n} : Voltaje en la barra 1 con respecto al nodo de referencia n

Los subíndices nos indican que el voltaje de barra se miden con respecto al nodo de referencia. En esta misma ecuación reemplazamos

$I_3 = d_3 I_D$ e $I_4 = d_4 I_D$, con lo cual hallamos I_D en función de las demás variables, con lo que se obtiene :

$$I_D = \frac{-Z_{11}}{d_3 Z_{13} + d_4 Z_{14}} I_1 + \frac{-Z_{12}}{d_3 Z_{13} + d_4 Z_{14}} I_2 + \frac{-Z_{11}}{d_3 Z_{13} + d_4 Z_{14}} I_n^0 \quad (3.22)$$

en donde la corriente I_n^0 , llamada corriente de carga nula.

$$I_n^0 = -V_{1n} / Z_{11} \quad (3.23)$$

Siempre que V_{ln} sea constante entonces I_n^0 será una corriente inyectada en el nodo n , donde :

$$t_1 = \frac{Z_{11}}{d_3 Z_{13} + d_4 Z_{14}} \quad t_2 = \frac{Z_{12}}{d_3 Z_{13} + d_4 Z_{14}} \quad (3.24)$$

Generalizando:

$$t_n = Z_{1m} / \sum d_n Z_{1n} \quad (3.25)$$

$m: 1, 2, \dots, m$ (barras de generación)

$n: 1, 2, \dots, n$ (barras de carga)

donde:

t_n : artificio matemático

Z_{1m} : impedancia de la barra 1 a barra de generación m

Z_{1n} : impedancia de la barra 1 a barra de carga n

Entonces se tiene :

$$I_D = -t_1 I_1 - t_2 I_2 - t_n I_n^0 \quad (3.26)$$

Sustituyendo la I_D dada por la ecuación (3.25) en las ecuaciones (3.16) se tiene :

$$I_3 = -d_3 t_1 I_1 - d_3 t_2 I_2 - d_3 t_n I_n^0 \quad (3.27)$$

$$I_4 = -d_4 t_1 I_1 - d_4 t_2 I_2 - d_4 t_n I_n^0 \quad (3.28)$$

De las dos ecuaciones (3.27) y (3.28) se puede decir es la definición de la transformación C de las corrientes I_1, I_2, I_3 e I_4 en un conjunto de nuevas corrientes I_1, I_2 e I_n de donde se tiene :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & & \\ & 1 & \\ -d_3 t_1 & -d_3 t_2 & \\ -d_4 t_1 & -d_4 t_2 & \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Como resultado de la ecuación (3.29) la expresión para las pérdidas de potencia real toma la siguiente forma:

$$P_l = \begin{bmatrix} I_1 & I_2 & I_n^0 \end{bmatrix} \left[C^T R_{barra} C^* \right] \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix}^* \quad (3.30)$$

Donde:

C: Matriz de transformación de corriente

R_{barra} : parte real simétrica de Z_{barra}

C^T : transpuesta de la Matriz C

C^* : conjugada de la Matriz C

Debido a que se tiene una potencia invariante en la transformación C, la ecuación (3.30) representa enteramente la pérdida de potencia real del sistema en términos de las corrientes I_1 e I_2 del generador y de la corriente sin carga I_n^0 . Fijando la barra 1 como la de compensación de los estudios de flujo de potencia del sistema, la corriente I_n^0 (corriente de carga nula) se convierte en un número complejo constante que deja a I_1 e I_2 como las únicas variables en la expresión de pérdidas.

En la figura 3.3.1.a nos indica el porqué se llama a I_n^0 la corriente sin carga. Si se quitara toda la generación de la carga del sistema y

aplicáramos el voltaje V_{1n} en la barra 1, sólo fluiría la corriente I_n^0 a través de las conexiones en paralelo que tiene el nodo n. Esta corriente es normalmente pequeña y relativamente constante porque está determinada por la impedancia de Thevenin Z_{11} , que incluyen las altas impedancias de las trayectorias asociadas con las corrientes de carga de línea y magnetizantes del transformador, pero no con la carga.

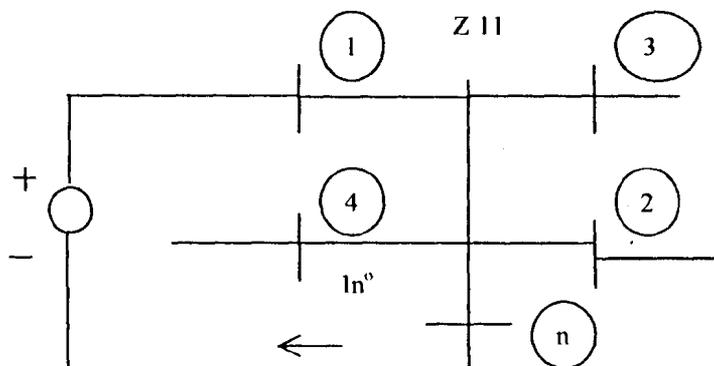


FIGURA 3.3.1.A.- INTERPRETACIÓN DE LA CORRIENTE DE CARGA NULA I_n^0

Supondremos que en cada barra de generación, Q_{gi} es una fracción constante s_i de P_{gi} en el periodo de tiempo de interés. Esto es equivalente a suponer que cada generador opera a factor de potencia constante en el mismo periodo así se tiene que :

$$P_{g1} + jQ_{g1} = (1 + js_1)P_{g1} \quad (3.31)$$

$$P_{g2} + jQ_{g2} = (1 + js_2)P_{g2} \quad (3.32)$$

$$P_{gi} + jQ_{gi} = (1 + js_i)P_{gi} \quad i:1,2,\dots,n(\text{generadores}) \quad (3.33)$$

donde:

- P_{gi} : potencia real del generador i
 Q_{gi} : potencia reactiva del generador i
 S_{gi} : potencia activa del generador i

donde $S_1 = Q_{g1} / P_{g1}$ y $S_2 = Q_{g2} / P_{g2}$ son números reales. Las corrientes de salida de los generadores están dadas entonces por :

$$I_1 = \frac{(1 - js_1)}{V_1^*} P_{g1} = \alpha_1 P_{g1} \quad (3.34)$$

$$I_2 = \frac{(1 - js_2)}{V_2^*} P_{g2} = \alpha_2 P_{g2} \quad (3.35)$$

$$I_m = \frac{(1 - js_i)}{V_i^*} P_{gi} = \alpha_u P_{gu} \quad (3.36)$$

$m : 1, 2, \dots, m$ (corriente salida del generador)

donde α_u se lo define como:

$$\frac{(1 - js_i)}{V_i^*} = \alpha_u \quad (3.37)$$

además:

I_m : corriente que sale del generador

V_i^* : conjugada del voltaje en la barra de generación i

De donde podemos expresar las corrientes en forma matricial

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_1 & \cdot & \cdot \\ \cdot & \alpha_2 & \cdot \\ \cdot & \cdot & I_n^0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P_g \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

$$P_{perdida} = \begin{bmatrix} P_g \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \alpha_1 & \cdot & \cdot \\ \cdot & \alpha_2 & \cdot \\ \cdot & \cdot & I_n^0 \end{bmatrix} C^T R_{parral} C^* \begin{bmatrix} \alpha_1 & \cdot & \cdot \\ \cdot & \alpha_2 & \cdot \\ \cdot & \cdot & I_n^0 \end{bmatrix}^* \begin{bmatrix} P_g \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

Como ya sabemos la transpuesta de un producto de matrices es igual al producto en orden inverso de sus transpuestas. Así es que si hay matrices A, B y C, se tiene que $(ABC)^T = C^T B^T A^T$, y al tomar el complejo conjugado de cada lado se tiene $(ABC)^{T*} = C^{T*} B^{T*} A^{T*}$. Lo cual demuestra que T_α de la matriz (3.38) tiene la propiedad de ser el complejo conjugado de su propia transpuesta. Una matriz con estas propiedades se la conoce como matriz hermitiana. Cada elemento m_{ij} correspondiente y todos los elementos en la diagonal son números reales. Consecuentemente, al sumar T_α y T_α^* se cancelan las partes imaginarias de los elementos fuera de la diagonal y se obtiene el doble de la parte real simétrica el cual se llamará matriz B de fórmula de pérdidas.

$$B = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \cdot & B_{1n} & B_{10} \\ B_{21} & B_{22} & \cdot & B_{2n} & B_{20} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ B_{n1} & B_{n2} & \cdot & B_{nn} & B_{n0} \\ B_{10} & B_{20} & \cdot & B_{n0} & B_{00} \end{bmatrix}_{n*n} \quad (3.40)$$

Generalizando:

$$B = \begin{bmatrix} B_x & B_o \\ B_o & B_{oo} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (3.41)$$

donde:

$$B_x = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1N} \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2N} \\ \cdot & \dots & \dots & \cdot \\ \cdot & \dots & \dots & \cdot \\ B_{2N} & \dots & \dots & B_{NN} \end{bmatrix} \quad n \times n \quad (3.42)$$

B_x = Matriz cuadrada de coeficientes de pérdida B_{ij} . Esta matriz es la dimensión de la columna (n-1) y fila (n-1) de la matriz B de la fórmula de pérdidas.

B_{ij} = coeficientes de pérdida de la matriz B_x , las unidades son el recíproco de las unidades de potencia de generación.

donde:

$i=1,2,\dots,n$ (unidades de generación)

$j=1,2,\dots,n$ (unidades de generación)

$$B_o = \begin{bmatrix} B_{o1} \\ B_{o2} \\ \cdot \\ \cdot \\ B_{oi} \end{bmatrix} \quad n \times 1 \quad (3.43)$$

B_o = vector de coeficiente de pérdidas (B_{io}).

Este vector se lo obtiene de la columna N y la fila N-1 de la matriz B.

B_{io} = coeficiente de la matriz B_o , las unidades son adimensionales.

donde:

$i=1,2,\dots,n$ (unidades de generación)

B_{00} = Es un coeficiente de pérdidas que se encuentra en la fila n y columna n de matriz B de fórmula de pérdidas, las unidades de B_{00} vienen en (MW).

Luego se tiene como resultado :

$$P_{pérdida} = \begin{bmatrix} P_{g1} & P_{g2} & | & 1 \end{bmatrix} * \left[\begin{array}{cc|c} B_{11} & B_{12} & B_{10}/2 \\ B_{21} & B_{22} & B_{20}/2 \\ \hline B_{10}/2 & B_{20}/2 & B_{00} \end{array} \right] * \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

Generalizando

$$P_{pérdida} = \begin{bmatrix} P_{g1} & P_{g2} & \dots & P_{gn} \end{bmatrix} * \left[\begin{array}{cccc|c} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n} & B_{10} \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2n} & B_{20} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ B_{n1} & B_{n2} & \dots & B_{nn} & B_{n0} \\ \hline B_{10} & B_{20} & \dots & B_{n0} & B_{00} \end{array} \right]_{n*n} * \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \dots \\ P_{gn} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

y podemos decir que los coeficientes de pérdidas B_{21} es igual a B_{12} , luego multiplicando las filas por las columnas obtenemos :

$$P_{pérdida} = B_{11}P_{g1}^2 + 2B_{12}P_{g1}P_{g2} + B_{22}P_{g2}^2 + B_{10}P_{g1} + B_{20}P_{g2} + B_{00} \quad (3.46)$$

$$P_{pérdida} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_{gi} B_{ij} P_{gj} + \sum_{i=1}^n B_{i0} P_{gi} + B_{00} \quad (3.47)$$

Si arreglamos la ecuación a su forma equivalente :

$$F_{inv} = 1 - \frac{dP_{inv}}{dP_{ai}}$$

$$P_{perdida} = [P_{g1} \ P_{g2} \ \dots \ P_{gn}] * \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n} \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ B_{n1} & B_{n2} & \dots & B_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \dots \\ P_{gn} \end{bmatrix} + [P_{g1} \ P_{g2} \ \dots \ P_{gn}] * \begin{bmatrix} B_{10} \\ B_{20} \\ \dots \\ B_{n0} \end{bmatrix} + B_{00} \quad (3.48)$$

y también puede ser arreglado en la forma vector-matriz :

$$P_{perdida} = P_G^T B_x P_G + P_G^T B_0 + B_{00} \quad (3.49)$$

Donde:

P_G = vector de todas las potencias generadoras

$$P_G = \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \dots \\ P_{gn} \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

Nx1

Además

P_G^T : vector potencia de generación transpuesta

Para obtener la forma general de la ecuación de pérdidas, analizamos el hecho de que el sistema ya no tiene dos unidades de generación, sino un número k de fuentes de generación, los vectores de las matrices que se analizan tienen k filas y/o k columnas

$$P_{perdidas} = \sum_{i=1}^K \sum_{j=1}^K P_{gi} B_{ij} P_{gj} + \sum_{i=1}^K B_{io} P_{gi} + B_{00} \quad (3.51)$$

$i = 1, 2, 3, \dots, k$ (generador)

$j = 1, 2, 3, \dots, k$ (generador)

Todos y cada uno de los términos de la matriz B_x son conocidos como coeficientes de pérdidas. La unidad de los coeficientes de pérdidas es el recíproco de las unidades de potencia. Las unidades de los coeficientes de pérdidas B_{00} son iguales a las de $P_{\text{Pérdidas}}$ (MW), mientras que los coeficientes de pérdidas B_{i0} son adimensionales. Para facilitar el manejo de las mismas se realizan los cálculos en por unidad.

Algo que hay que tener en cuenta es que los valores de las pérdidas que se obtienen con estos coeficientes solamente son válidos para esa carga en particular y bajo las condiciones en que inicialmente fueron hechas. Si estas condiciones o los valores de la carga cambian entonces es necesario hacer un nuevo cálculo para obtener los nuevos valores de los coeficientes.

CAPITULO IV

FORMULACION DEL MODELO

En este capítulo se hará un análisis de todos los elementos y ecuaciones que intervienen en el desarrollo del problema del despacho económico al igual que se definirán todas las restricciones de igualdad y desigualdad que afectan al mismo.

4.1.- SELECCION DE UNIDADES

La selección de unidades ha sido desarrollada por medio de la Programación Dinámica, la cual es aplicada cuando deseamos determinar que unidades deben de estar funcionando en un determinado período de tiempo para de esta manera optimizar el rendimiento de las unidades de generación.

Las ecuaciones que intervienen para calcular el costo mínimo en la hora K con la combinación I es:

$$F_{\text{costo}}(K, I) = \underset{\{I\}}{\text{Min}} [P_{\text{costo}}(K, I) + S_{\text{costo}}(K - 1, L:K, I) + F_{\text{costo}}(K - 1, L)] \quad (4.1)$$

donde:

K = número de intervalo actual, los intervalos van desde K hasta M.

$K + 1$ = intervalo siguiente.

$K - 1$ = intervalo anterior.

I = número de estado actual.

L = estado siguiente.

$\{J\}$ = estados factibles en el intervalo $K + 1$.

$F_{\text{costo}}(K, I)$ = costo total mínimo para llegar al estado (K, I) .

$P_{\text{costo}}(K, I)$ = costo de producción para el estado (K, I) .

$S_{\text{costo}}(K - 1, L; K, I)$ = costo de transición desde el estado $(K - 1, L)$ al estado (K, I) .

El estado (K, I) es la i -ésima combinación en la hora K . Para la Programación Dinámica Aproximada hacia adelante, definimos una estrategia como la transición, o trayectoria, desde un estado a una hora dada a un estado en la próxima hora.

Note que hay dos nuevas variables, X y N ,

X = número de estados a ser buscados en cada periodo

N = número de estrategias, o trayectorias, en cada paso.

Estas variables permiten controlar la eficiencia de los cálculos. Para una enumeración más completa, el número máximo del valor de X o N es $2n - 1$.

Una vez que se ha llevado a cabo la programación dinámica, (Esto se consigue mediante un proceso en el cual se selecciona las unidades que deben funcionar de acuerdo al comportamiento de la carga que van a satisfacer para cada intervalo de tiempo. Estas unidades se escogen de acuerdo a los valores mínimos y máximos de potencia nominal de cada una de las unidades de generación, en el ejemplo del capítulo 5 se describe este proceso.) calcular los costos mínimos que se generan ya sea que esté generando, esté fuera de línea o simplemente que la unidad se halle apagada.

4.1.1.- DEFINICION DE VARIABLES

Antes de determinar los costos de operación debemos definir ciertas variables:

TMC : Tiempo mínimo de conexión

TMD : Tiempo mínimo de desconexión

CAF : Costo de arranque en frío

CAC : Costo de arranque en caliente

CSC : Costo sin carga

CPC : Costo a plena carga

TMC .- Tiempo mínimo de conexión, es el tiempo que demora una unidad en romper la inercia de movimiento y llegar a alcanzar la velocidad mínima nominal exigida para el arranque.

TMD .- Tiempo mínimo de desconexión, es el tiempo que demora una unidad en desacelerar y llegar a una velocidad de cero, una vez que ha sido desconectada del sistema de generación.

CAF .- Costo de arranque en frío, es el costo en que se incurre al dar la orden de arranque a una unidad que se hallaba apagada. Este costo es mucho mayor que el costo de arranque en caliente, debido a que se requiere más combustible para romper la inercia.

CAC .- Costo de arranque en caliente, es el costo en que se incurre al reintegrar al sistema una unidad que se hallaba fuera de línea pero no apagada. Esto quiere decir que simplemente no se hallaba sirviendo ninguna carga pero se hallaba trabajando en vacío.

CSC .- El costo sin carga, es el costo debido al consumo de combustible por estar trabajando sin carga.

CPC .- El costo a plena carga, es el costo en que se incurre por el consumo de combustible de la unidad cuando esta se encuentra trabajando a plena capacidad.

Para determinar los costos totales de operación una vez que se determina que unidades estarán operando en los distintos intervalos de tiempo, procedemos a preguntar qué unidades están apagadas y determinar el número de intervalos de tiempo dados como NIT que pasan en este estado.

Sumamos los tiempos mínimos de conexión y de desconexión, al cual llamaremos T_i ; con esta información comparamos con el NIT, si T_i es mayor que NIT, esto significa que podemos mandar a apagar la unidad hasta que un contador interno encuentre que $T_i = \text{NIT}$, donde se dará la orden de arrancar la unidad. Si NIT no es mayor que T_i se da la orden de poner la unidad fuera de línea, pero no se la apaga.

Una vez que determinamos si las unidades están en línea, desconectadas o apagadas, procedemos a determinar los costos de generación. Estos se calculan de la siguiente manera:

- A todas las unidades que se hallen trabajando y que se mantengan en este estado, simplemente se les sumará el costo a plena carga.
- Si la unidad se hallaba fuera de línea y se mantenía en el mismo estado entonces solo sumábamos el costo sin carga, ya que esto representaba el hecho de que estaba conectada al sistema, pero no estaba conectada a una carga.

- Si la unidad estaba apagada y recibía la orden de entrar en línea, entonces se le sumaba el costo de arranque en frío más el costo sin carga. Pero si la unidad estaba prendida pero no en línea y recibía la orden de entrar en línea, entonces se le sumaba el costo de arranque en caliente.
- Si la unidad se hallaba en línea pero el despacho económico ordenaba que saliera de funcionamiento, entonces sólo se agregaba el costo sin carga, durante todo el tiempo que tardare en apagarse, es decir hasta que pierda su inercia de movimiento.

Hay que aclarar que para el cálculo de la selección de unidades se pide que todas las unidades se hallen en línea antes de realizar el despacho económico, para que de esta manera no tengamos complicaciones con el tiempo de arranque o el tiempo de desconexión de las unidades. Además esto es una visión muy general del algoritmo de programación original, ya que explicarlo en su totalidad tomaría demasiado tiempo y espacio; y además no es el propósito de esta investigación.

Para la selección de unidades hidroeléctrica se sigue la misma metodología que se utiliza en las unidades térmicas, con la única diferencia que se restringe el caudal de entrada del generador, es decir si el caudal de la unidad hidroeléctrica escogida está fuera de los límites de caudal mínimo y máximo entonces la unidad sale de servicio y se procederá a seleccionar otra combinación que cumpla con la carga.

Por último en la selección de unidades hidroeléctricas no se consideran los costos de caudal.

4.2.- DESPACHO TERMICO

La ecuación de Lagrange es :

$$L = F_T + \lambda \phi \quad (4.2)$$

donde:

- L: función de Lagrange (\$/h)
- F_T : función de costo total del combustible (\$/h)
- λ : costo incremental del combustible (\$/MWh)
- \$: Sucres
- h: horas

Además:

$$\phi = P_R - \sum_{i=1}^N P_i \quad i=1,2,3,\dots,N \text{ (unidades)} \quad (4.3)$$

donde:

- ϕ : restricción de balance de potencia
- P_i : potencia de salida de la i-ésima unidad térmica (MW)
- P_R : potencia de carga (MW)
- MW: megavatios

Las funciones características de cada unidad multiplicada por el costo de combustible es :

$$H_i (P_i) * c_i = F_i \quad i = 1,\dots,n \text{ (unidades)} \quad (4.4)$$

H_i : función térmica característica de la unidad i (MBTU/h)

c : costo de combustible de la unidad i (\$/h)

F_i : función de costo de combustible de la i-esima unidad (\$/h)

Donde se convierte en la función costo de combustible de cada unidad. Estas funciones evaluadas en sus respectivas potencias se suman y nos dan el costo total.

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 \dots + F_n \quad (4.5)$$

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (4.6)$$

Al remplazar las ecuaciones (4.3), (4.6), en la función de Lagrange (4.1), se encuentra la función de Lagrange aumentada.

$$L(P; \lambda) = \sum_{i=1}^N F_i + \lambda \left(P_R - \sum P_i \right) \quad i=1,2,3,\dots,N \text{ (unidades)} \quad (4.7)$$

Para encontrar la solución óptima del despacho en una cierta carga es necesario sacar la derivada individual a la función de Lagrange aumentada (4.7), para cada una de las potencias generadas del sistema e igualarlas a cero, ya que en este punto la función alcanza su valor mínimo.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda = 0 \quad (4.8)$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} - \lambda = 0 \quad (4.9)$$

donde para encontrar una solución se asume un lambda inicial y se procede a realizar la obtención de las raíces de los polinomios resultantes de las ecuaciones anteriores las cuales deben cumplir con ciertas restricciones de igualdad y desigualdad.

4.2.1.- RESTRICCIONES DE IGUALDAD Y DESIGUALDAD

Para que el método pueda ser desarrollado debe cumplir las restricciones dadas en la ecuación 4.3 y 4.9 y además con las siguientes restricciones.

$$P_{min} \leq P_i \leq P_{max} \quad \text{para } 2n \text{ ecuaciones} \quad (4.10)$$

Cuando organizamos las restricciones de desigualdad, entonces las condiciones necesarias pueden ser expandidas tal y como se lo indica a continuación.

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad \text{para } P_{min} \leq P_i \leq P_{max} \quad (4.11)$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} \leq \lambda \quad \text{para } P_i = P_{max} \quad (4.12)$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} \geq \lambda \quad \text{para } P_i = P_{min} \quad (4.13)$$

4.2.2.- DEFINICION DE VARIABLES

L : función de Lagrange (\$/h)

F_T : función de costo total del combustible (\$/h)

λ : costo incremental del combustible (\$/h)

φ : restricción de balance de potencia

i : número de unidades térmicas

P_i : potencia térmica de la unidad i (MW).

H_i : función térmica característica de la unidad i (MBTU/h)

P_i : potencia térmica de la unidad i (MW)

c : costo de combustible de la unidad i (c/h)

F_i : función costo del combustible de la i-ésima unidad

4.3.- DESPACHO HIDROTERMICO DE CORTO PLAZO

Una expansión eficiente de los sistemas hidroeléctricos es importante no solamente por razones económicas, sino para prevenir los rechazos de carga. Existen muchas situaciones conectadas con la operación hidroeléctrica, tales como flujos no controlados y descargas requeridas de agua para irrigación o control de inundaciones, las cuales alejan del sistema operador algunas de las alternativas que pueden tener aún cuando podría ser usada totalmente el agua como es deseada para beneficiar la producción de potencia.

Sin embargo, un valor puede ser asignado sobre el agua usualmente en sucos por m^3 , las unidades hidroeléctricas pueden ser operadas incrementalmente juntas con unidades térmicas para la operación económica total del sistema.

Por supuesto, el valor sobre el agua varía de tiempo en tiempo, siendo bajo en periodos de gran caudal y durante e inmediatamente después de tormentas o aumentado durante periodos cuando hay escasez de agua, ya que cada m^3 de agua a través de una planta hidro desarrollará una cantidad definida de energía, dependiendo de la altura o caída de la planta, ya que el agua es equivalente al combustible tal como lo es el gas o aceite para propósitos de generación de potencia.

La coordinación hidrotérmica es un procedimiento desarrollado para obtener el costo mínimo de generación en la operación de un sistema integrado por generación hidro y térmica. Básicamente, en un programa de generación hidrotérmica, las curvas de entrada y salida para cada unidad hidro son desarrolladas mostrando los m^3 por hora trazados contra la carga en megavatios.

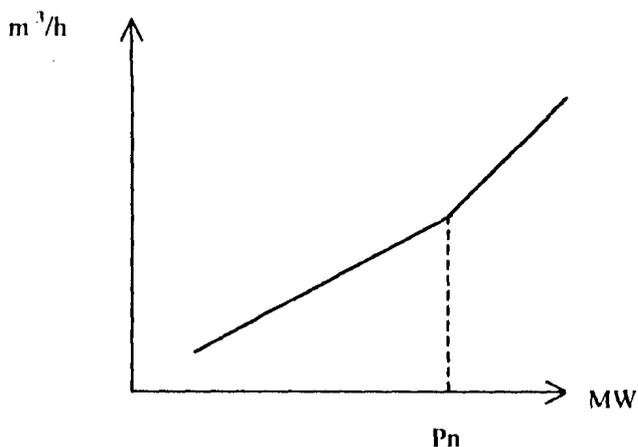


Figura N° 4.3.a.- Curva característica de una unidad hidráulica

Un problema más general y básico de despacho hidrotérmico de corto plazo requiere que una cantidad dada de agua sea usada de tal manera que se minimiza el costo de operación de la unidad térmica.

De las curvas de entrada y salida, las curvas incrementales de proporción de agua demuestran el incremento de proporción de agua en m^3 por megavatios hora, graficado en contra de la carga en megavatios. Un precio arbitrario es dado al agua por cada planta en sucre por m^3 . Si se desea usar más agua, el precio es reducido, y si menos agua es usada, el precio del agua se incrementa.

Para una selección apropiada de los precios del agua, se deberá usar una cantidad exactamente deseada durante cualquier periodo de tiempo requerido. Las plantas hidro entonces seguirán las cargas incrementales requeridas del sistema y ayudaran para llevar a cabo el resultado deseado de minimizar el costo total de combustible. El valor del agua en los programas de coordinación hidrotérmica es usualmente denotada por la letra γ para distinguirlo de las unidades térmicas y del costo incremental el cual es designado por la letra λ .

Minimizar el costo total el proceso de generación hidroeléctrica y termoeléctrica es por si solo algo muy complicado, es por ello que nos vemos en la necesidad de utilizar una herramienta electrónica como es la computadora para de esta manera obtener una respuesta óptima para el sistema. Pero aún así con la ayuda del computador es necesario cierto tiempo de máquina, es decir el tiempo que tarda la máquina en realizar toda la gama de cálculos necesarios para realizar la operación.

El problema que deseamos asignar, consiste en determinar el despacho hidrotérmico de corto plazo a sistemas representados por unidades térmicas P_i y unidades hidroeléctricas P_{Hi} .

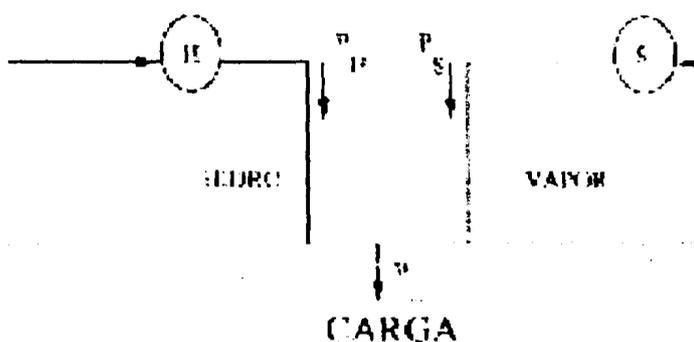


Figura N° 4.3.b.- SISTEMA HIDROTERMICO

En este capítulo, asumimos todos los desbordamiento del agua como cero. El problema matemático de despacho puede ser asignado como sigue:

$$\text{Min } F_T = \sum_{j=1}^{j_{\max}} F(P_{ij})n_j \quad (4.14)$$

F_T : función de costo total del combustible (\$/h)

P_{ij} : potencia térmica de la unidad i en el j -ésimo intervalo de tiempo (MW)

Cuando se tienen centrales hidroeléctrica la función de Lagrange (4.2) se adiciona la siguiente restricción.

$$R_{ij} = n_j q_{ij} (P_{1ij}) - Q_{ij \text{ total}} \quad (4.15)$$

$i = 1, 2, \dots, n$ (unidades hidroeléctrica)

$j = 1, 2, \dots, n$ (intervalo de tiempo)

donde:

R_{ij} : restricción del caudal de agua para la i unidad hidroeléctrica en el j -ésimo intervalo de tiempo

q_{ij} : caudal de entrada a la turbina del generador de la unidad hidroeléctrica i en el j -ésimo intervalo de tiempo (Ft^3/h)

$Q_{ij \text{ total}}$: caudal total de entrada a la turbina del generador de la i unidad hidroeléctrica en el j -ésimo intervalo de tiempo Ft^3/h

Entonces la función de Lagrange queda:

$$L = F_T + \lambda \phi + \gamma_{ij} R \quad (4.16)$$

γ_{ij} : Multiplicador de la Lagrange. Razón de caudal para cada unidad hidroeléctrica en el j -ésimo periodo de tiempo ($\$/Ft^3$)

Al remplazar las ecuaciones (4.3), (4.6), (4.15), en la función de Lagrange (4.16), se encuentra la función de Lagrange aumentada.

Función de la Lagrange aumentada:

$$L = \sum_{j=1}^{j_{\max}} [F(P_{ij}) n_j + \lambda_j (P_{1j} - P_{1ij} - P_{ij}) + \gamma_{ij} [n_j q_{ij} (P_{1ij}) - Q_{ij \text{ total}}] \quad (4.17)$$

$j = 1, \dots, j_{\max}$ (periodo de tiempo)

$i = 1, \dots, n$ (unidades)

P_{Hij} : potencia hidroeléctrica de la unidad i en el j -ésimo intervalo de tiempo (MW)

n_j : longitud del j -ésimo intervalo (h)

P_{Lj} : potencia de carga en el j -ésimo intervalo tiempo (MW)

Al derivar la función de Lagrange con respecto a la potencia térmica y la potencia hidroeléctrica e igualarla a cero, para encontrar el punto mínimo de la función, se tienen las ecuaciones de coordinación (hora j)

$$dL / dP_{ij} = 0 \quad (4.18)$$

dado:

$$n_j dF_{ij} / dP_{ij} = \lambda_j \quad (4.19)$$

y

$$dL / dP_{1ij} = 0 \quad (4.20)$$

dado

$$n_j \gamma_{ij} dq_{ij} / dP_{1ij} = \lambda_j \quad (4.21)$$

Supongamos que se adicione las pérdidas netas del problema. Entonces el balance de potencia a cada hora es:

$$P_{1j} + P_{\text{perdida } j} - P_{1ij} - P_{ij} = 0 \quad (4.22)$$

P_{perdida} : pérdidas en las líneas de transmisión a la hora j $j = 1, 2, \dots, N(\text{horas})$

y la función de Lagrange aumentada se convierte:

4.3.2.- DEFINICION DE VARIABLES

j : intervalos de tiempo (h):

n_j : longitud del j -ésimo intervalo (h)

P_{ij} : potencia térmica de la unidad i en el j -ésimo intervalo de tiempo (MW)

P_{Hij} : potencia hidroeléctrica de la unidad i en el j -ésimo intervalo de tiempo (MW)

q_{ij} : función de caudal de entrada a la turbina del generador de cada unidad hidroeléctrica i en el j -ésimo intervalo de tiempo (Ft^3/h)

F_{ij} : función de costo del combustible de la unidad térmica i en el j -ésimo intervalo ($\$/h$)

P_{Lj} : potencia de carga en el j -ésimo intervalo (MW)

$Q_{ij \text{ total}}$: caudal total de entrada a la turbina del generador de la i unidad hidroeléctrica en el j -ésimo intervalo de tiempo Ft^3/h

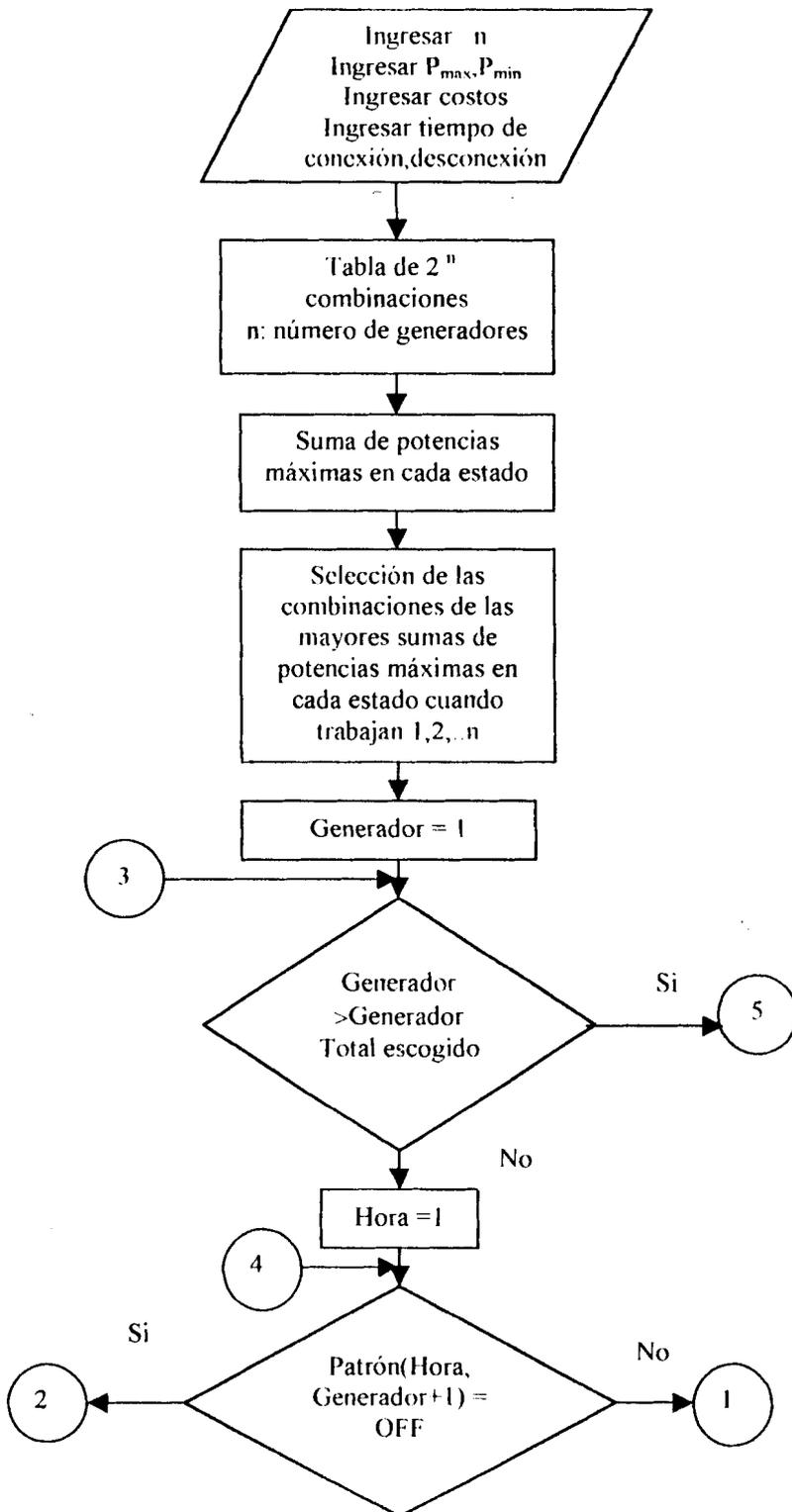
λ_j : costo incremental de combustible en el j -ésimo intervalo de tiempo ($\$/h$)

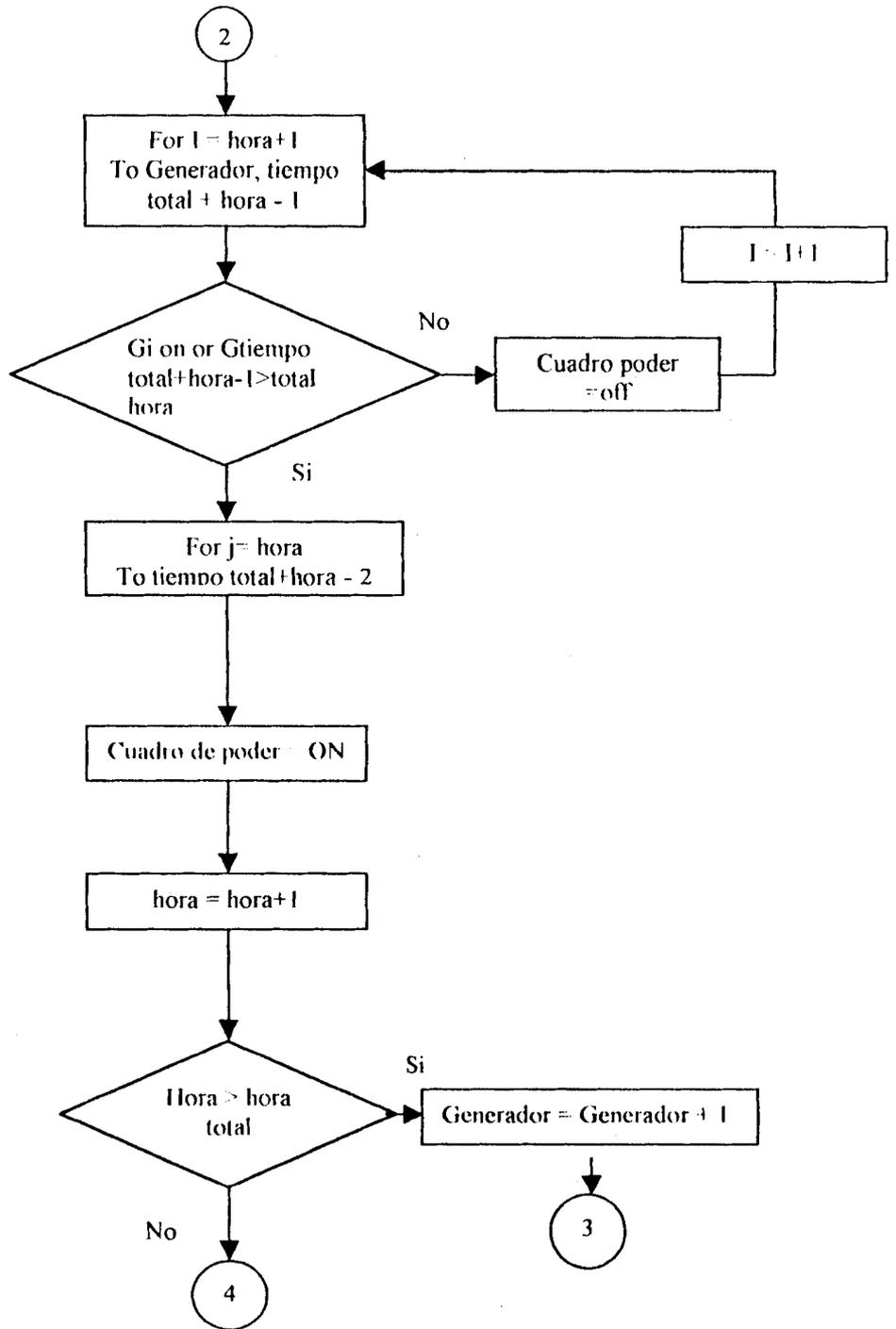
γ_{ij} : razón de caudal cada unidad hidroeléctrica en el j -ésimo intervalo de tiempo ($\$/Ft^3$)

Nota: en el programa la longitud $n_j = 1$, ya que el estudio se lo realiza hora a hora. Esto conlleva a una solución compleja que requiere 3 lazos como se presentan en los flujogramas. Aquí ϵ_1 y ϵ_{ij} son las tolerancias respectivas en el balance de carga y en la relación del balance de caudal. Note que este problema ignora el rango de restricciones del volumen y la descarga horaria como un resultado.

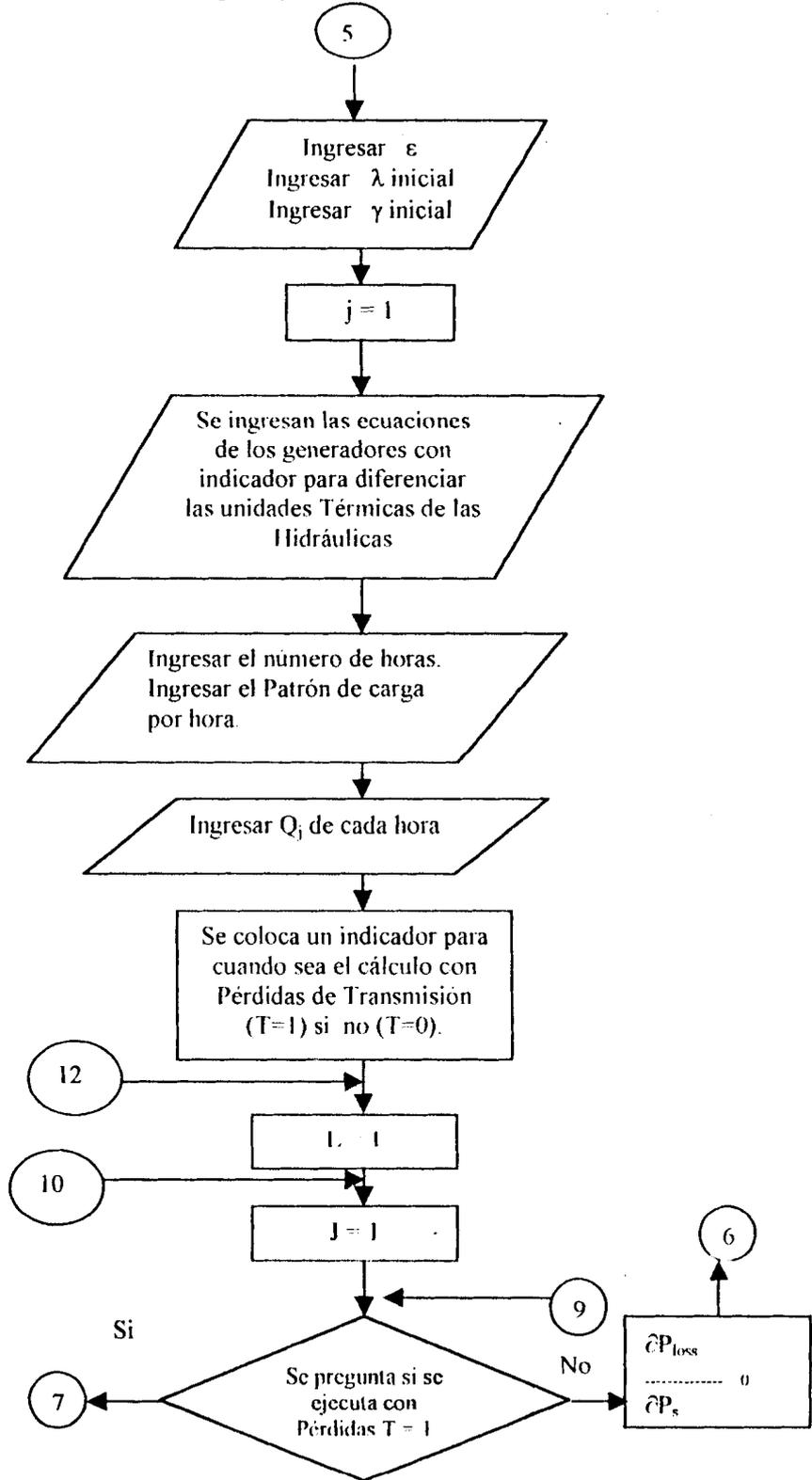
4.4.- DIAGRAMAS DE FLUJO

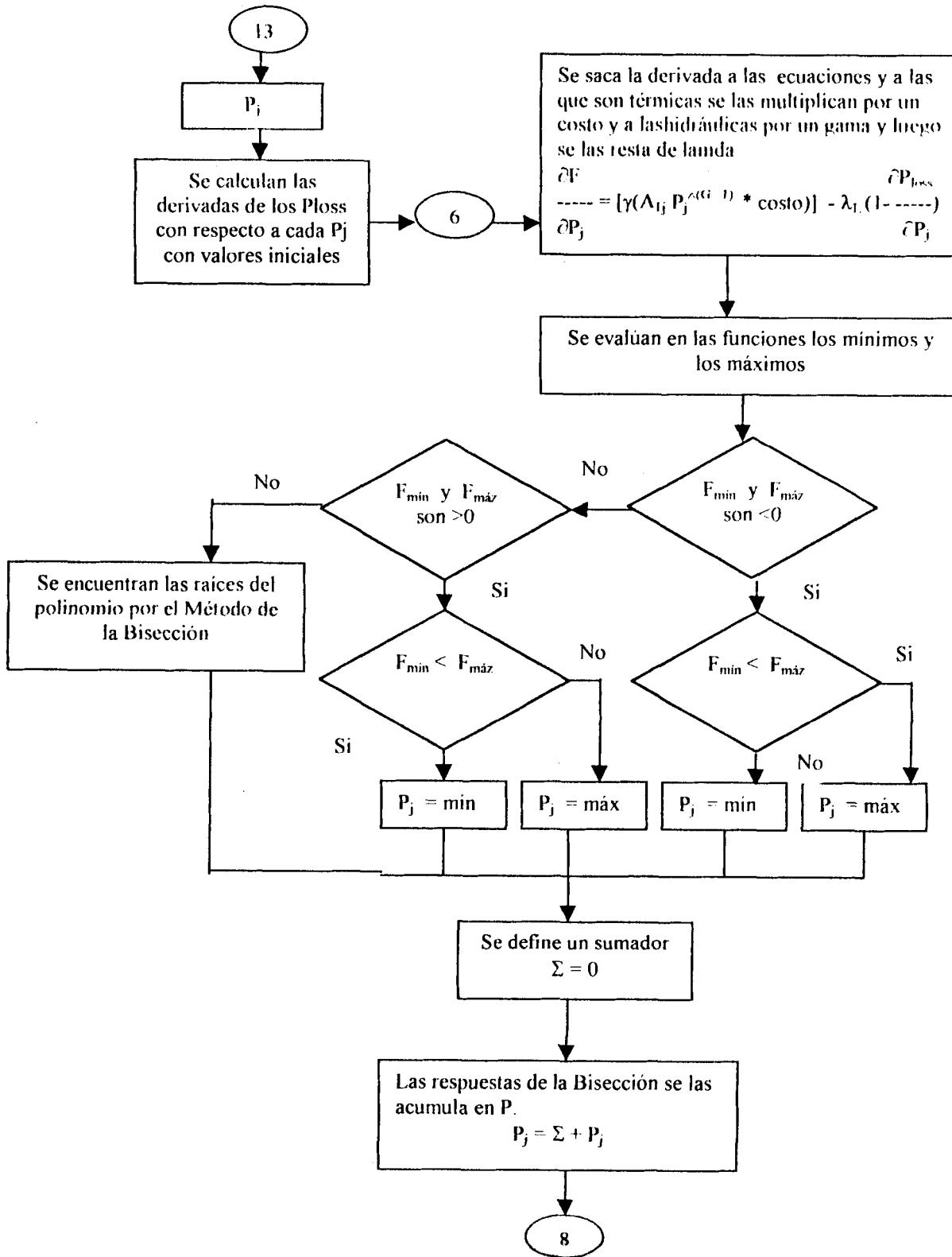
Selección de unidades

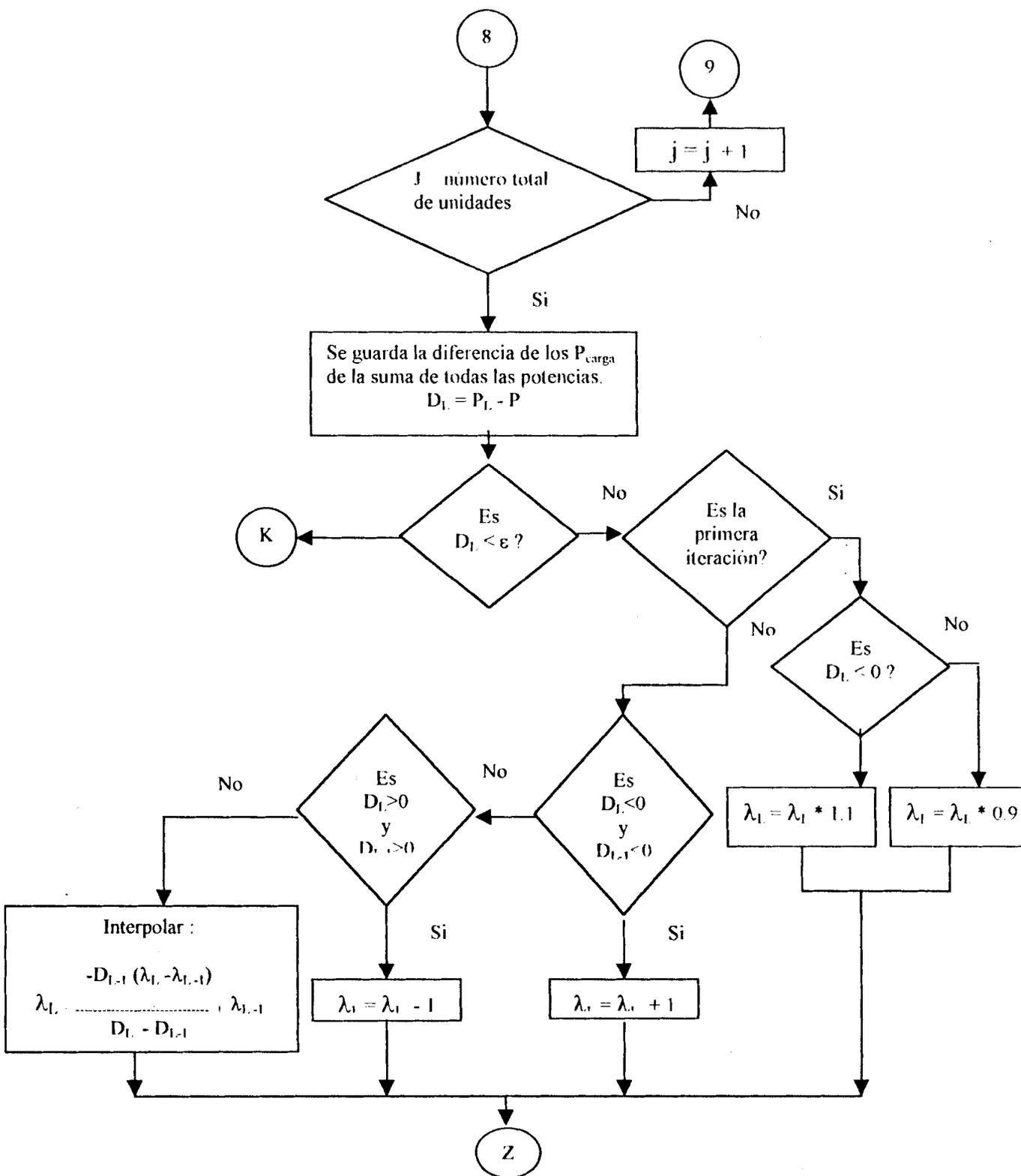


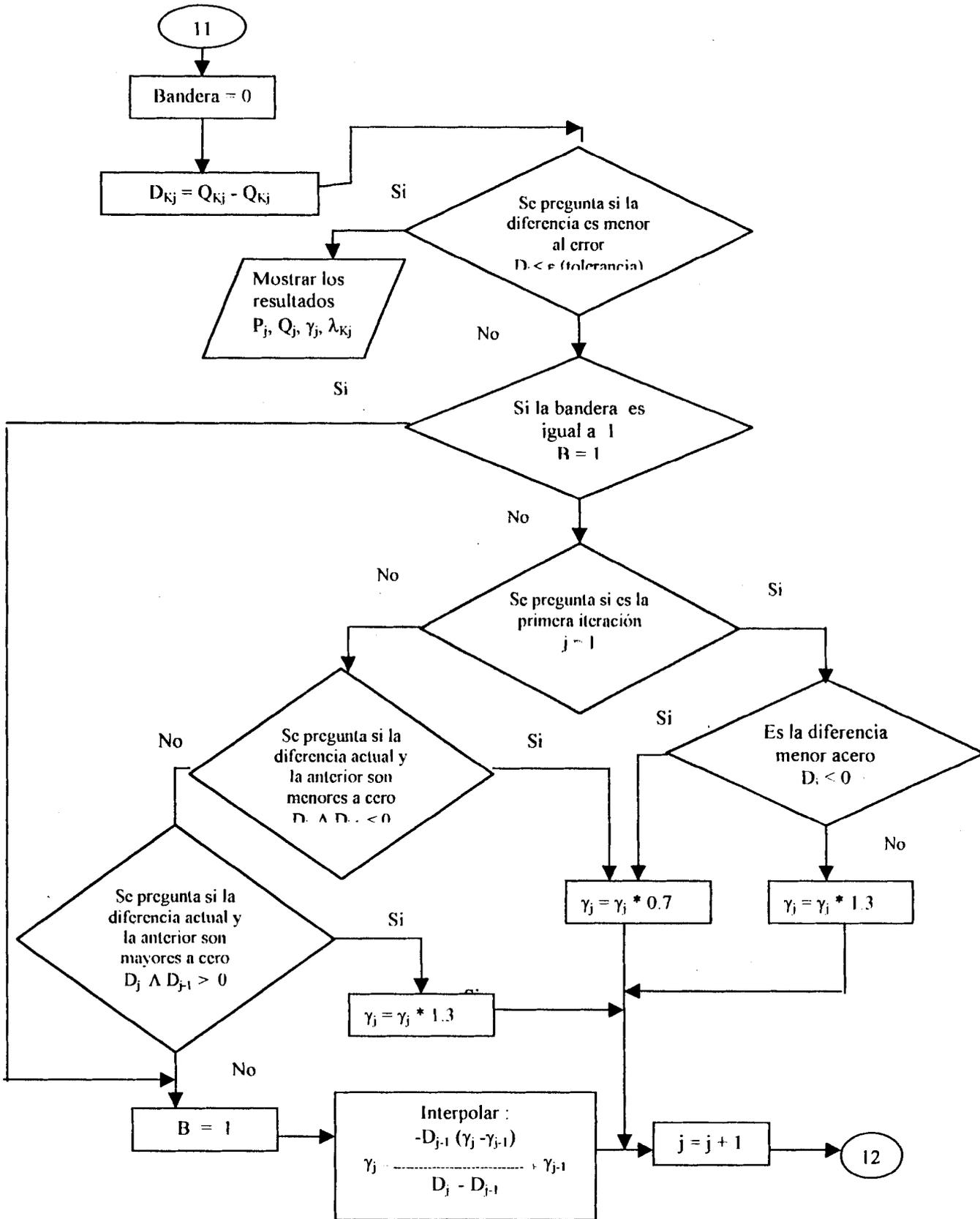


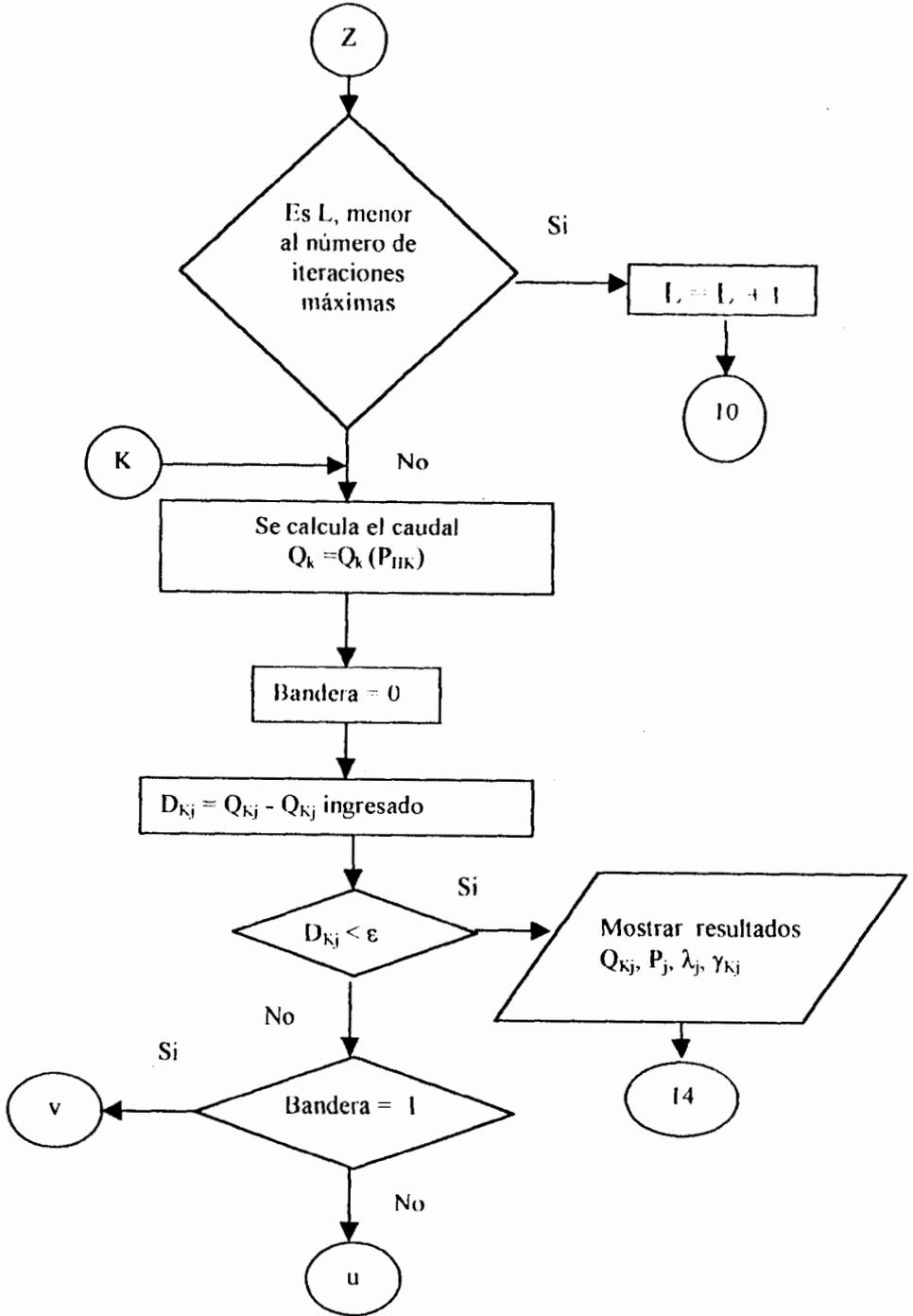
Lagrange con Pérdidas

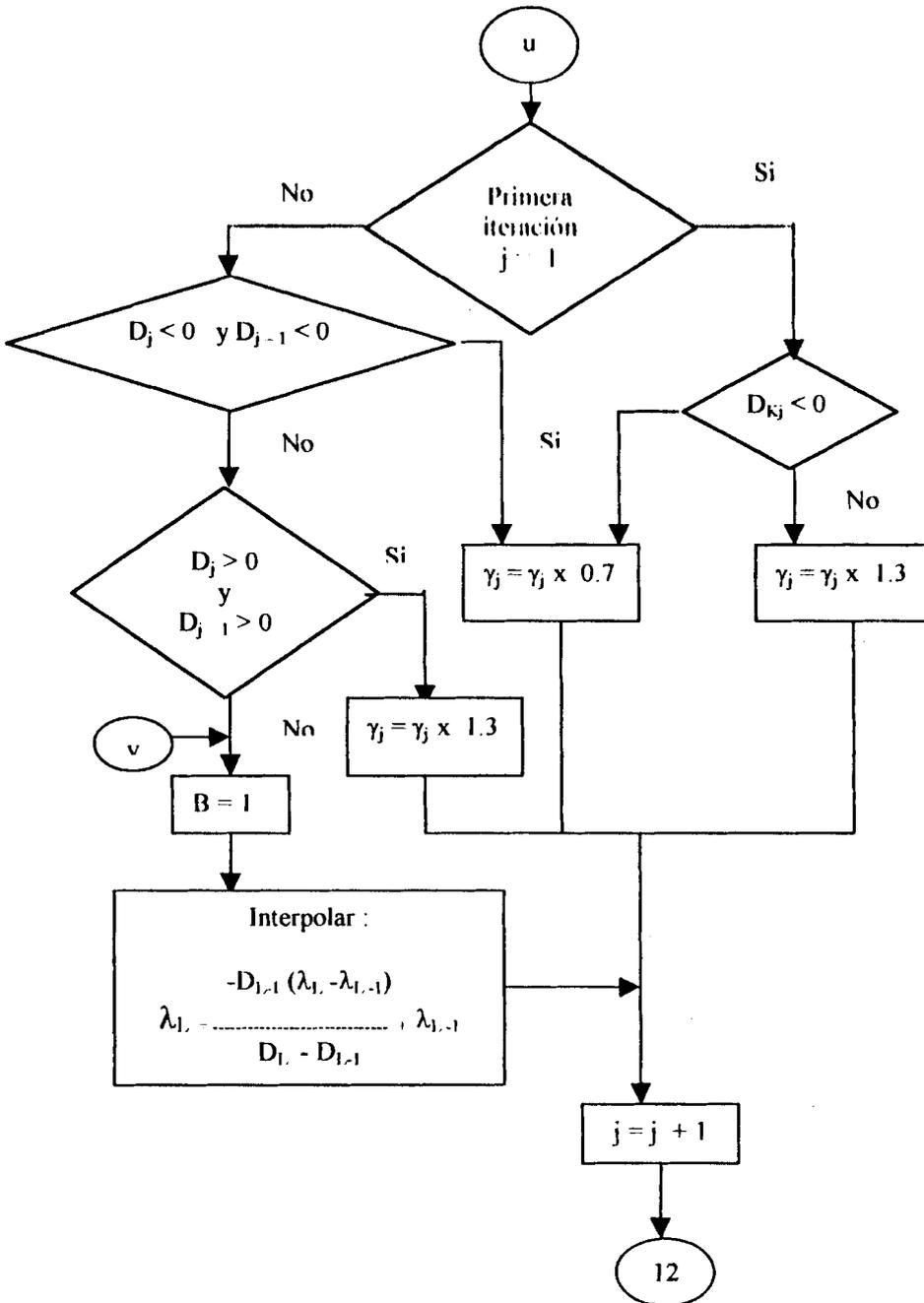




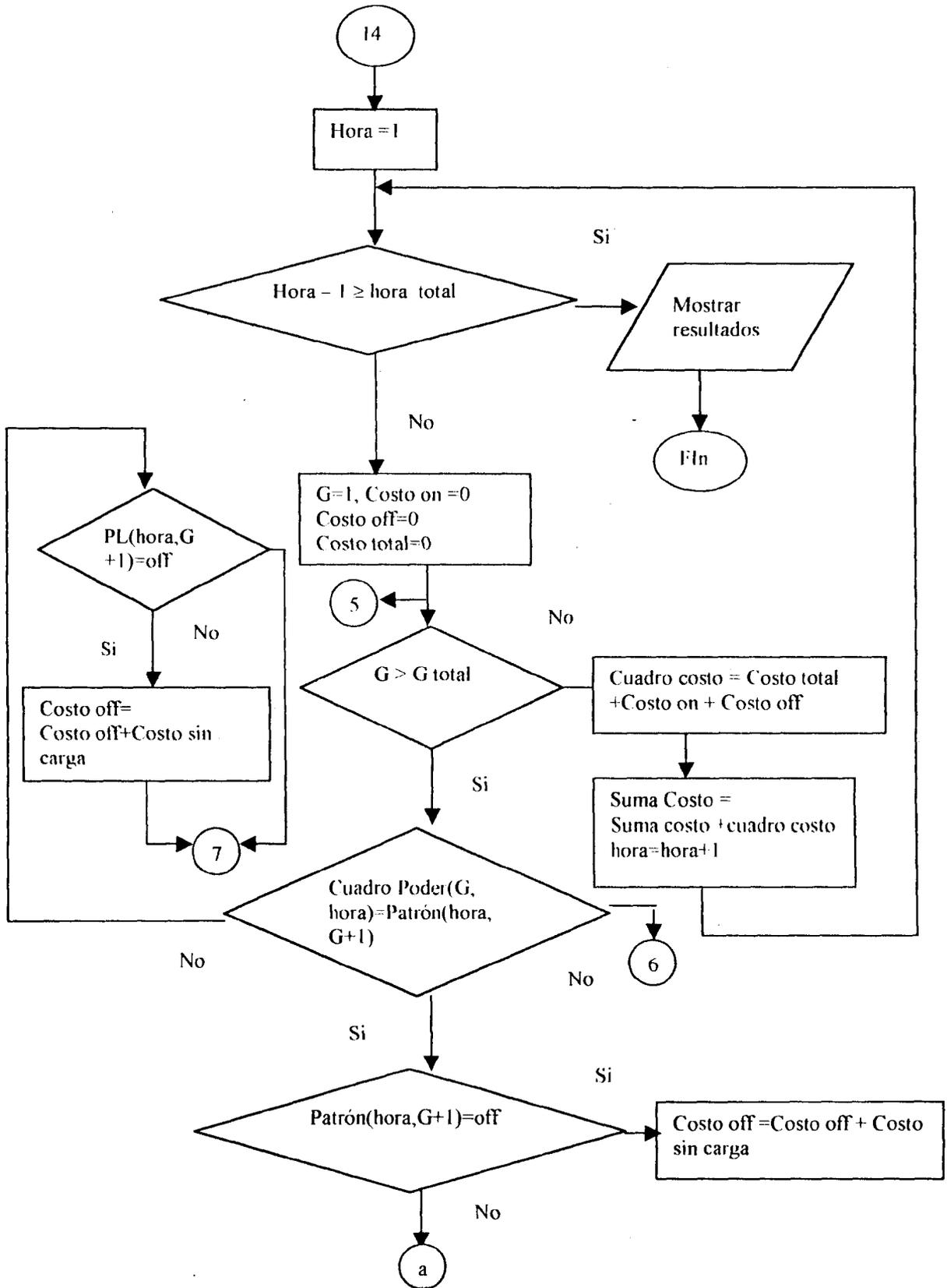


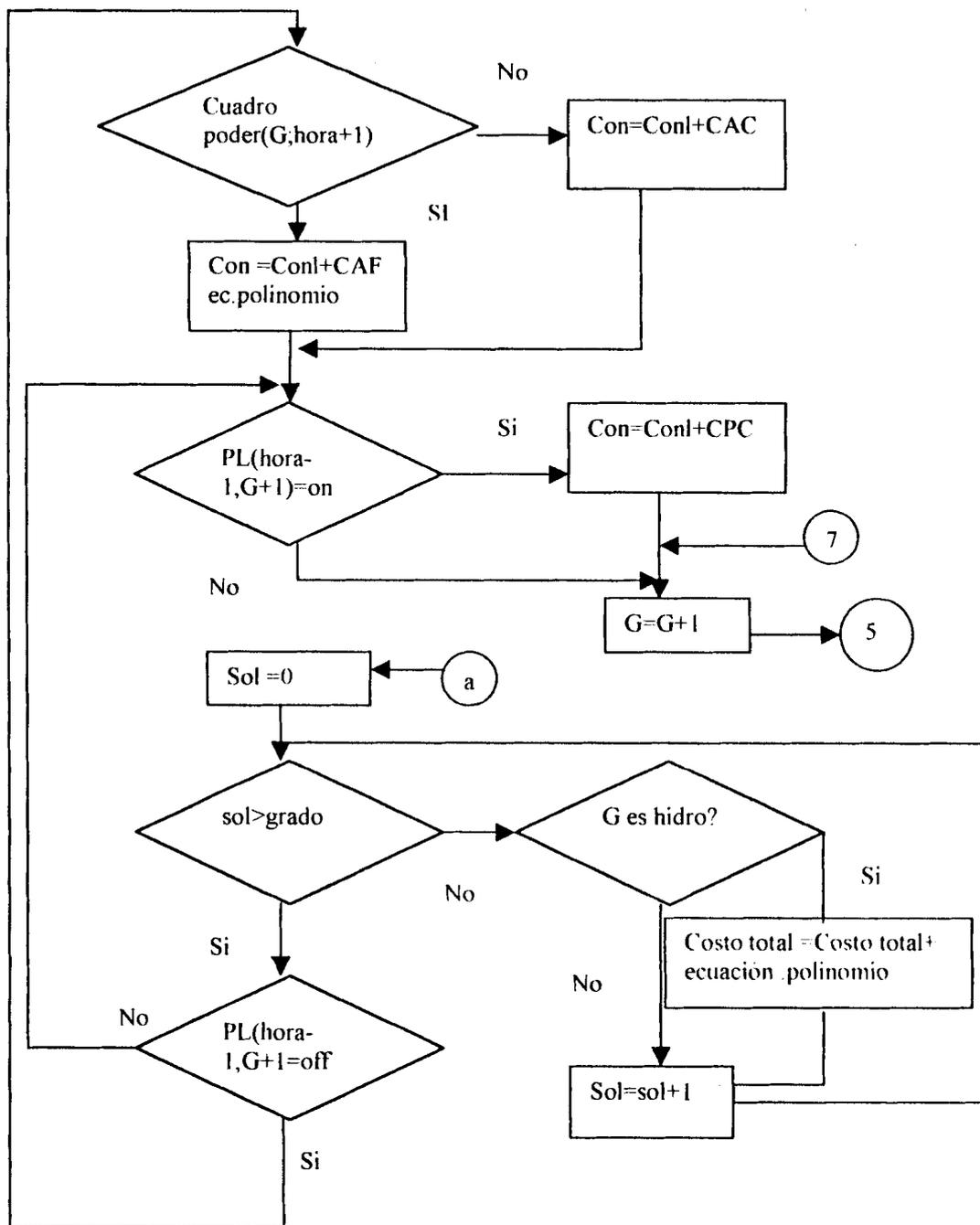




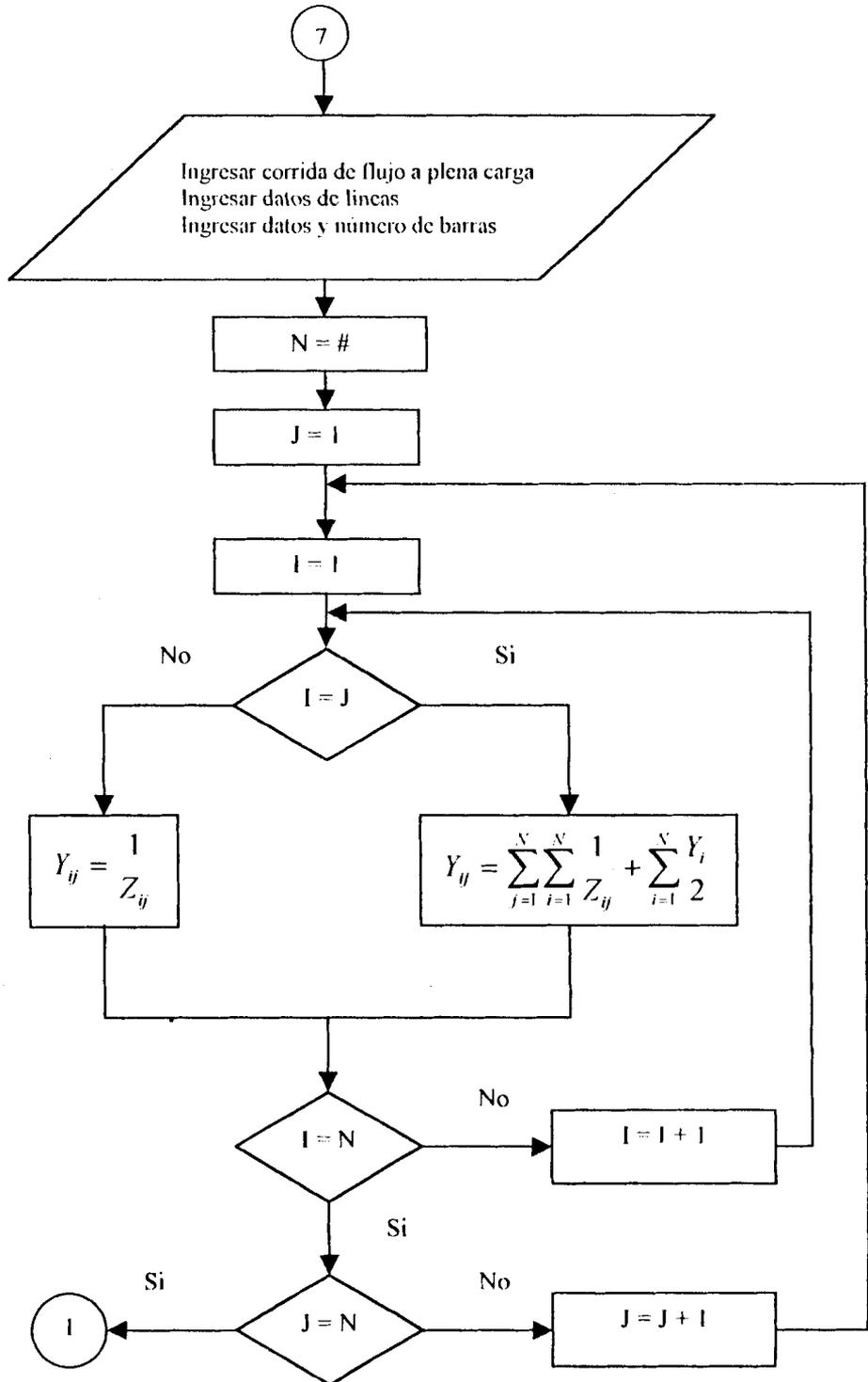


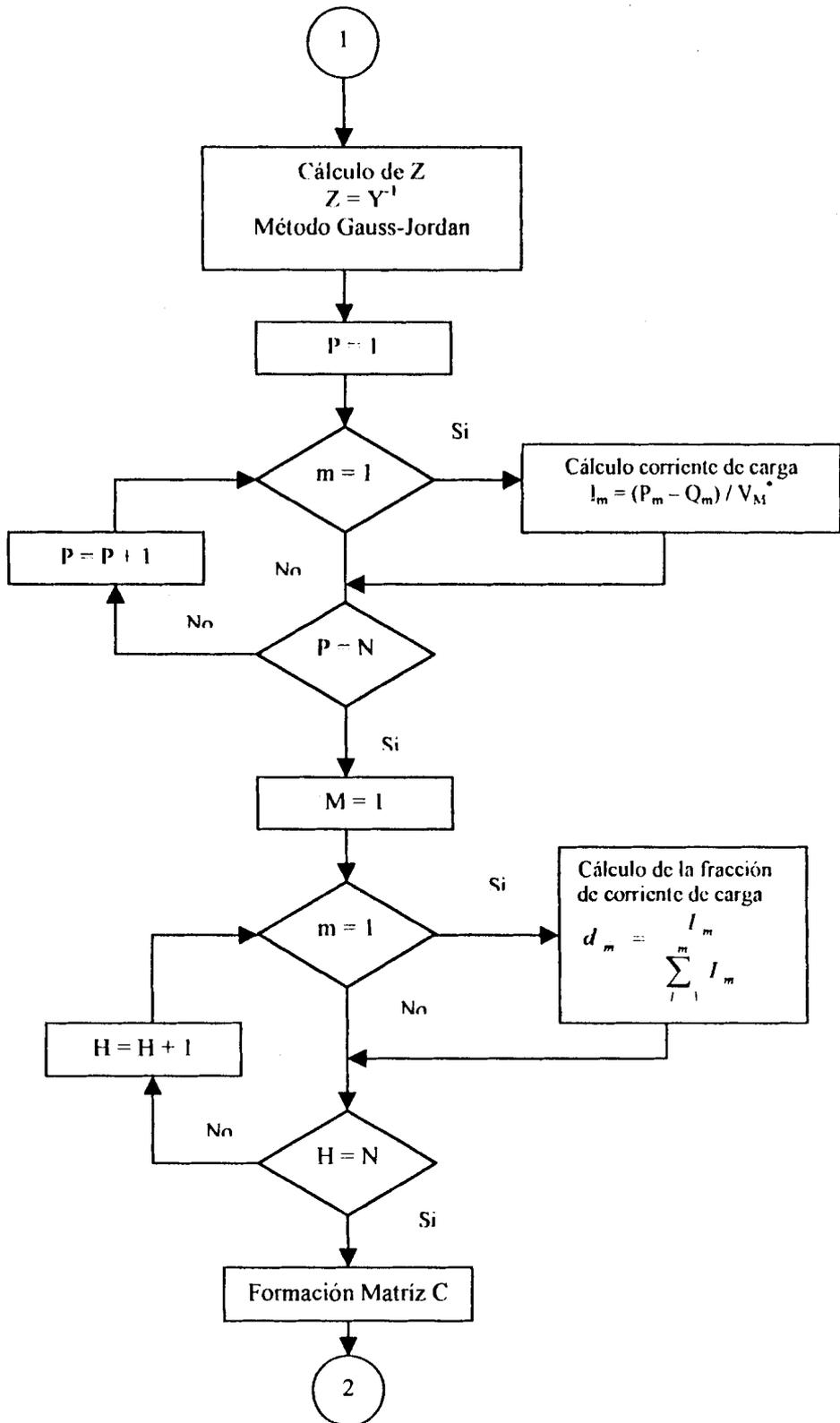
Cálculo de Costo - Generación

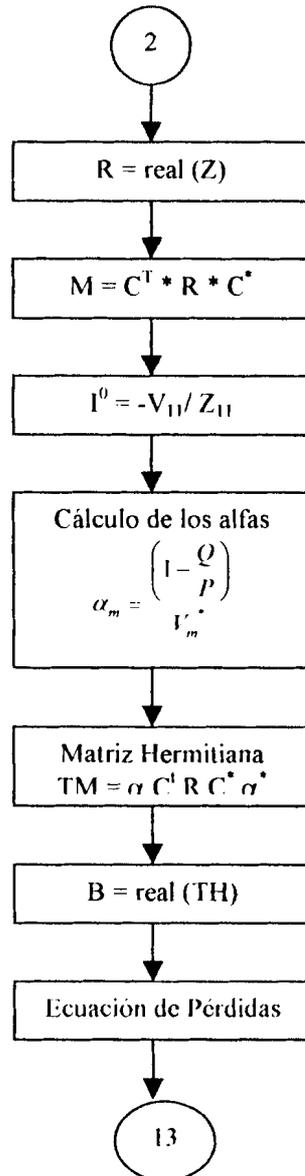




SUBROUTINA DE LA MATRIZ B







CAPITULO V

PRUEBA DEL MODELO

5.1.- DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS HIDROTERMICOS BAJO ESTUDIO

Para poder probar la utilidad del programa, se realizará dos ejemplos. El primer ejemplo mostrado en la figura 5.1 se ha desarrollado manualmente y consiste de un sistema de 4 barras, 4 líneas, 1 generador hidroeléctrico, 1 generador térmico, este sistema ha sido escogido por razones de comparar los resultados manuales con los computacionales.

El segundo ejemplo es un sistema típico de prueba de la IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos). El sistema mostrado en la figura 5.1.a consta de 30 barras, 41 líneas, 6 generadores. La generación en los seis casos es térmica. Cabe señalar que el programa puede ser aplicado a sistemas con generación térmica con pérdidas o sin pérdidas y también hidrotérmica con pérdidas y sin pérdidas, entonces por efecto de realizar un estudio para un sistema hidrotérmico, se asumió en el sistema térmico de la IEEE que uno de los 6 generadores es hidroeléctrico, escogiéndose al que posee mayor potencia máxima.

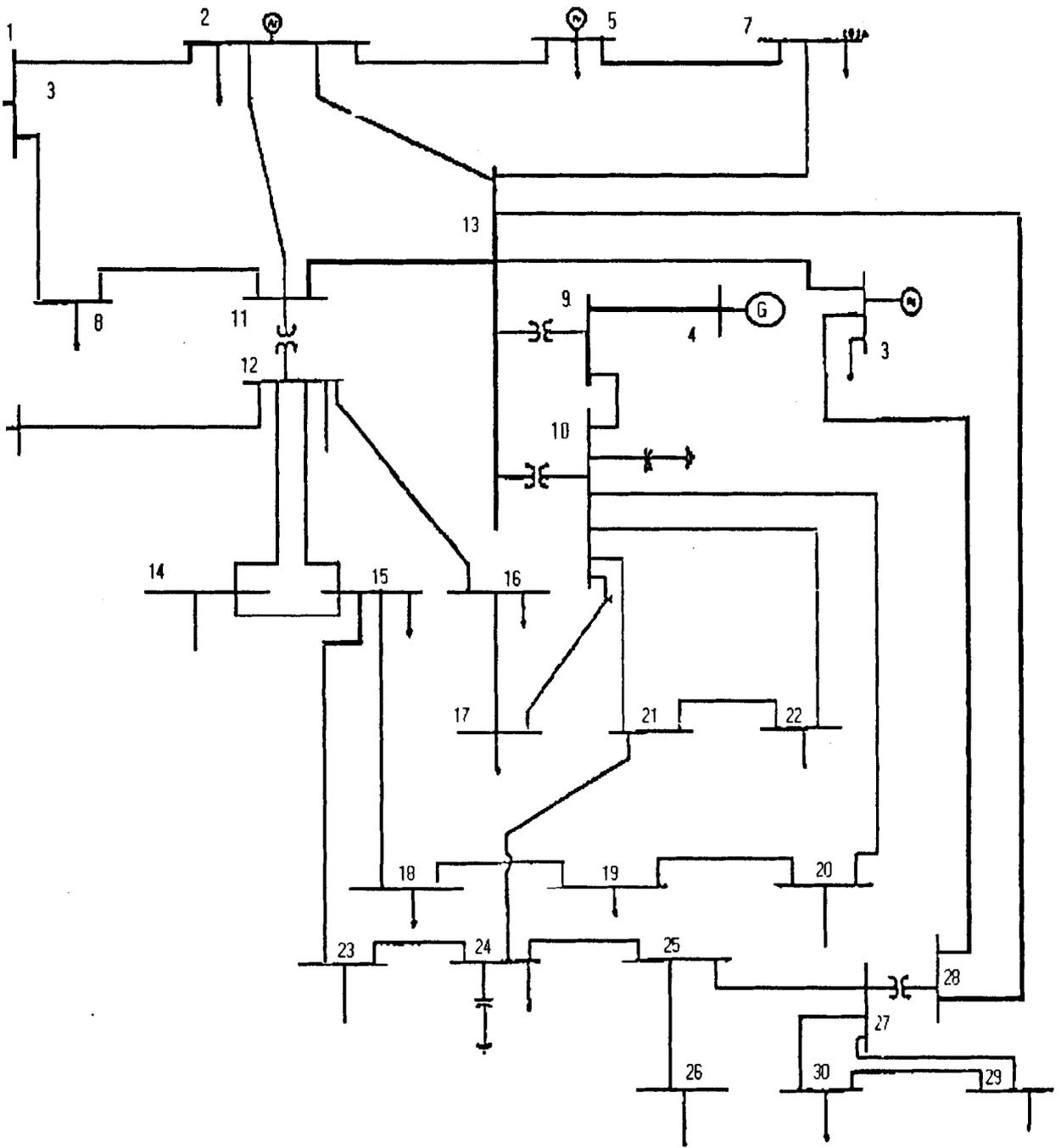


Figura 5.1.b.- SISTEMA DE 30 BARRAS DE LA IEEE

5.2.- DATOS DE ENTRADA

5.2.1.- SISTEMA HIDROTERMICO DE 4 BARRAS

Los datos de entrada para el sistema mostrado en lo que se refiere a datos de línea, se los muestra en la tabla 5.2.1.a, en la tabla 5.2.1.b se encuentran los datos de la corrida de flujo, asumir que estos datos son constantes para cada periodo que se realiza en el estudio, es decir que la matriz B es asumida constante para todos los periodos, en la tabla 5.2.1.c se tiene los datos de curvas de entrada y salida de los respectivos generadores así como los límites de potencia de cada generador. Los datos de tiempo de conexión y desconexión, los costos de arranque, los costos en que la unidad esta trabajando en caliente como en frío, se tiene en la tabla 5.2.1.d cabe indicar que estos costos sólo se tienen en unidades térmicas. En la tabla 5.2.1.e se tiene el comportamiento de la carga en que se realizará el estudio.

BARRA DE - A	R(pu)	X(pu)	Bcap(pu)
1 - 4	0.00744	0.0372	0.0775
1 - 3	0.01008	0.0504	0.1025
2 - 3	0.00744	0.0372	0.0775
2 - 4	0.01272	0.0637	0.1275

Tabla 5.2.1.a.- Datos de línea

Barra	Generación MW(pu)-MVAR(pu)	Voltaje KV(pu)	Angulo 0	CARGA MW(pu) - MVAR(pu)
1	1.913152 - 1.872240	1	0	0
2	3.18 - 1.325439	1	2.43995	0
3	0	0.96051	-1.07932	2.2 - 1.3634
4	0	0.94304	-2.62658	2.8 - 1.7352

Tabla 5.2.1.b.- Datos de flujo de carga

CURVAS DE ENTRADA Y SALIDA	Pmax MW	Pmin MW	Qmax Ft ³ /h	Qmin Ft ³ /h
$112 + 8 P1 + 0.004 P1^2$ ft ³ /h	450	100	952	4522
$200 + 6.4 P2 + 0.0048 P2^2$ MBTU/h	390	100		

Tabla 5.2.1.c.- Datos de las curva de entrada y salida

Unidad	TMC (h)	TMD (h)	CAF (\$/h)	CAC (\$/h)	CSC (\$/h)	CPC (\$/h)	C (\$/h)
2	2	2	400	200	600	30	1

Tabla 5.2.1.d.- Datos de tiempo de conexión, desconexión y costos de arranque.

Periodo (h)	Carga (MW)	Caudal Ft ³ /h
1	500	1778.46
2	400	4140
3	500	1778.46

Tabla 5.2.1.e.- Datos de comportamiento de carga.

NOTA. Los datos de entrada y salida de la central hidroeléctrica no son reales, así como los datos de la tabla 5.2.1.d y 5.2.1.e

5.2.2.- SISTEMA DE 30 BARRAS

Los datos de entrada para el sistema de 30 barras se los muestra de la siguiente manera:

Los datos de línea, se los muestra en la tabla 5.2.2.a, en la tabla 5.2.2.b se encuentran los datos de la corrida de flujo, al igual que en el ejemplo anterior asumir que estos datos son constantes para cada periodo que se realiza el estudio, en la tabla 5.2.2.c se tiene las curvas de entrada y salida de los respectivos generadores así como los límites de potencia de cada generador. En la tabla 5.2.2.d se muestran los datos de tiempo de conexión y desconexión, los costos de arranque, los costos en que la unidad esta trabajando en caliente como frío, cabe indicar que estos costos solo se tienen en unidades térmicas. En la tabla 5.2.2.e se tiene el comportamiento de la carga en que se realizará el estudio.

BARRA	GENERACION		VOLTAJE KV(PU)	ANGULO θ	CARGA	
	MW(pu)-MVAR(pu)				MW(PU)-MVAR(PU)	
1	98.85	-3.58	1.050	0.0	0.0	0.0
2	80.00	46.58	1.045	-1.9	21.7	12.7
3	20.00	30.49	1.010	-5.7	30.0	30.0
4	20.00	6.50	1.050	-4.5	0.0	0.0
5	50.00	18.71	1.010	-6.5	94.2	19.0
6	20.00	0.85	1.050	-6.3	0.0	0.0
7	0.00	0.00	1.002	-6.4	22.8	10.9
8	0.00	0.00	1.020	-3.8	2.4	1.2
9	0.00	0.00	1.038	-6.7	0.0	0.0
10	0.00	0.00	1.035	-8.6	5.8	2.0
11	0.00	0.00	1.013	-4.5	7.6	1.6
12	0.00	0.00	1.049	-7.8	11.2	7.5
13	0.00	0.00	1.011	-5.4	0.0	0.0
14	0.00	0.00	1.037	-8.8	6.2	1.6
15	0.00	0.00	1.034	-9.0	8.2	2.5
16	0.00	0.00	1.036	-8.4	3.5	3.8
17	0.00	0.00	1.030	-8.8	9.0	5.8
18	0.00	0.00	1.022	-9.6	3.2	0.9
19	0.00	0.00	1.018	-9.7	9.5	3.4
20	0.00	0.00	1.022	-9.5	2.2	0.7
21	0.00	0.00	1.029	-9.2	17.5	11.2
22	0.00	0.00	1.031	-9.3	0.0	0.0
23	0.00	0.00	1.035	-9.8	3.2	1.6
24	0.00	0.00	1.044	-10.5	8.7	6.7
25	0.00	0.00	1.032	-10	0.0	0.0
26	0.00	0.00	1.014	-10.5	3.5	2.3
27	0.00	0.00	1.033	-9.5	0.0	0.0
28	0.00	0.00	1.008	-5.9	0.0	0.0
29	0.00	0.00	1.013	-10.7	2.4	0.9
30	0.00	0.00	1.002	-11.6	10.6	1.9

Tabla 5.2.2.b.- Datos de flujo de carga

CURVAS DE ENTRADA Y SALIDA	Pmin MW	Pmax MW	Qmax Ft ³ /h	Qmin Ft ³ /h
100 + 2 P1 + 0.0037 P1 ² ft ³ /h	50	200	209.25	648
120 + 1.75 P2 + 0.0175 P2 ² MBTU/h	20	80		
110 + 3.25 P3 + 0.0083 P3 ² MBTU/h	10	35		
220 + 3 P4 + 0.025 P4 ² MBTU/h	10	30		
200 + 1 P5 + 0.0625 P5 ² MBTU/h	15	50		
150 + 3 P6 + 0.025 P6 ² MBTU/h	12	40		

Tabla 5.2.2.c.- Datos de entrada y salida

Unidad	TMC (h)	TMD (h)	CAF (\$/h)	CAC (\$/h)	CSC (\$/h)	CPC (\$/h)	C (\$/h)
1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 5.2.2.d.- Datos de tiempo de conexión, desconexión y costos de arranque.

Periodo (h)	Carga (MW)	Caudal Ft ³ /h
1	170	544
2	250	400
3	300	300
4	350	400
5	350	400

Tabla 5.2.2.e.- Datos de comportamiento de carga.

NOTA. Los datos de entrada y salida de la central hidroeléctrica no son reales, así como los datos de la tabla 5.2.2.d y 5.2.2.e. Los costos no dependientes de las potencias se asumen.

5.3.- DESARROLLO DEL EJEMPLO DEL SISTEMA HIDROTERMICO DE 4 BARRAS

Para el desarrollo de este ejemplo se utilizaran los flujogramas descritos en el libro de John J. Grainger -William D. Stevenson Jr capitulo IV.

a) SELECCIÓN DE UNIDADES

Paso 1

Ingreso de datos

Paso 2

Se realiza una tabla lógica de 2^n combinaciones

n: representa el número de generadores

En este caso son dos unidades ($n = 2$).

$2^{2} = 4$ combinaciones.

Las unidades son ordenadas de derecha a izquierda es decir la unidad numero 1 se encuentra en la columna 1, la unidad dos en la columna 2 y así sucesivamente.

00

01

10

11

Paso 3

Suma de potencias máximas, cuando las unidades están operando en cada combinación.

00 = 0 MW

01 = 450 MW

10 = 390 MW

11 = 840 MW

1 estado de operación

0 estado de apagado

Paso 4

(Estado de operación lo definimos como el momento en el cual trabajan; una unidad, dos unidades, tres unidades,... n unidades. Estos estados poseen diferentes combinaciones.)

Seleccionar los estados que posean las mayores potencias de todas las combinaciones posibles existentes en el sistema, la selección se realiza tomando como base las unidades hidroeléctricas.

01 = 450 MW

11 = 840 MW

Paso 5

Ingreso de la carga en el periodo T_j $j=1 \dots \text{Max}$

$T_1 = 500$ MW

Paso 6

Selección de las unidades de acuerdo al comportamiento de la carga en el periodo T_j .

Para : $T_1 = 500$ MW

Se selecciona el estado de operación 11, es decir ingresan la unidad 1 y la unidad 2, debido a que la suma de las potencias es 840 MW.

Paso 7

Suma de costos según el ingreso de generadores.

Para el primer periodo donde la carga es 500 MW no existen costos de arranque, ya que se asume que todos los generadores están prendidos, operando en este estado los que satisfagan la carga según selección de unidades.

Paso 8

Una vez hecha la selección de unidades las ecuaciones predeterminadas pasan al programa de Lagrange para determinar el punto de operación óptimo. Las potencias obtenidas son evaluadas en la función de costo de cada unidad térmica, el cual es sumado para darnos el costo total de ese periodo. Seguir al paso 9.

Paso 9

Si $T_j = T_{max}$ finalizar el programa, entonces sumar los costos mínimos de todas las horas. Si T_j no es igual a T_{max} ir al paso 5.

El primer periodo no es igual al periodo máximo entonces ir al segundo periodo.

Para el segundo periodo la carga es 400 sacar de servicio la unidad dos, esta unidad se la necesita para el siguiente periodo, entonces sumar el costo de estar trabajando sin carga. En este periodo no se adiciona ningún costo, porque se trabaja con la unidad hidroeléctrica.

Para el tercer periodo la carga es 500 MW ingresa la unidad 2, el tiempo de ingreso de la unidad 2 es menor que el tiempo de desconexión entonces llamar al programa despacho económico con pérdidas y sumar el tiempo de arranque en caliente.

b) DESPACHO ECONOMICO CON PERDIDAS

El desarrollo del despacho económico con pérdidas del ejemplo se lo muestra en el anexo II.

Carga (MW)	P ₁₁ (MW)	P ₂ (MW)	P _{perdidas}	D (\$/h)
500	201.65	307.615	9.322	2622.95
400	414.74	0	14.74	0
500	201.65	307.615	9.322	2622.95

TABLA 5.3.a- RESULTADOS DEL ANEXO II

Periodo (h)	Carga (MW)	D (\$/h)	CAF (\$/h)	CAC (\$/h)	CSC (\$/h)	CPC (\$/h)	Total (\$/h)
1	500	2622.95	0	0	0	0	2622.95
2	400	0	0	0	600	0	600
3	500	2622.95	0	200	0	0	2822.95
C.TOTAL							6045

D: despacho económico con pérdidas

TABLA 5.3.a- RESULTADOS DEL COSTO MINIMO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA HIDROTERMICO DE 4 BARRAS

5.4.- TABLAS DE RESULTADOS UTILIZANDO EL PROGRAMA

5.4.1.- TABLA DE RESULTADO DEL SISTEMA DE 4 BARRAS

Despacho Óptimo de Potencias

Generación Total MW/hora

Hora	Generación Tot	Error	Pérdida MW	PG.# 1 MW	PG.# 2 MW
1	508.93	#REVI.#	8.9326	202.9131	297.0869
2	413.72	#REVI.#	13.7222	400.00	0.00
3	508.93	#REVI.#	8.9326	202.9131	297.0869

Costos: Regresar

#REVI# =Potencia: fuera de límite

Gamma final (\$/M³)

Hora	Generador#1
1	1
2	1
3	1

Cuadro de Selección de Unidades en Marcha

Hora	Carga Necesaria	Generador# 1	Generador# 2
1	500	En Línea	En Línea
2	400	En Línea	Fuera de Línea
3	500	En Línea	En Línea

Costos Mínimo de Operación

Cuadro de Encendido

Generador	Hora 1	Hora 2	Hora 3
1	Encendido	Encendido	Encendido
2	Encendido	Encendido	Encendido

Cuadro de Costos/hora

Hora	Costos
1	2525.0069
2	600.0
3	2725.0069

Costo Total Generado (\$): 5850.0138

Regresar

5.4.2.-TABLA DE RESULTADOS DE L SISTEMA DE 30 BARRAS CON PERDIDAS DE TRANSMISION

Despacho Óptimo de Potencia

Generación Total MW/hora

Hora	Lambda \$/h	Generacion Tot	Error	Pérdida MW	PG.# 1 MW	PG.#
1	#REVI.#	176.46	#REVI.#	6.4569	170.00	
2	#REVI.#	260.21	#REVI.#	10.2072	122.32	
3	#REVI.#	306.81	#REVI.#	6.8087	86.2407	
4	#REVI.#	360.43	#REVI.#	10.43	122.32	
5	#REVI.#	360.43	#REVI.#	10.43	122.32	

Costos:

#REVI# =Potencias fuera de limite

Gama final (\$/MVA) Cuadro de Selección de Unidades en Marcha

Hora	Generador#1	Hora	Carga Necesaria	Generador# 1	Generador# 2	Generador# 3	Gen
1	1	1	170	En Linea	Fuera de Linea	Fuera de Linea	Fuer
2	1	2	250	En Linea	En Linea	Fuera de Linea	Fuer
3	1	3	300	En Linea	En Linea	Fuera de Linea	Fuer
4	1	4	350	En Linea	En Linea	Fuera de Linea	Fuer
5	1	5	350	En Linea	En Linea	Fuera de Linea	Fuer

Costos Mínimo de Operación

Cuadro de Encendido

Generador	Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5
1	Encendido	Encendido	Encendido	Encendido	Encendido
2	Encendido	Encendido	Encendido	Encendido	Encendido
3	Apagado	Apagado	Encendido	Apagado	Apagado
4	Apagado	Apagado	Encendido	Apagado	Apagado
5	Encendido	Apagado	Encendido	Encendido	Encendido
6	Encendido	Apagado	Apagado	Encendido	Encendido

Cuadro de Costos/hora

Hora	Costos
1	5.0
2	634.7284
3	378.0
4	727.8747
5	727.8747

Costo Total Generado (1) 2473.4777

5.4.3.- TABLA DE RESULTADOS DE L SISTEMA DE 30 BARRAS SIN PERDIDAS DE TRANSMISION

Despacho Óptimo de Potencias

Generación Total MW/hora

Hora	Lambda \$/h	Generacion Tot	Error	Pérdida MW	PG.# 1 MW	PG.#
1	3.258	169.99	-0.007	0.00	169.993	
2	#REVI.#	250.00	#REVI.#	0.00	122.32	
3	#REVI.#	300.00	#REVI.#	0.00	86.2407	
4	#REVI.#	350.00	#REVI.#	0.00	122.32	
5	#REVI.#	350.00	#REVI.#	0.00	122.32	

Costos

#REVI# =Potencias fuera de limite

Gamma final (\$/MWh) Cuadro de Selección de Unidades en Marcha

Hora	Generador#1	Hora	Carga Necesaria	Generador# 1	Generador# 2	Generador# 3	Gen
1	1	1	170	En Línea	Fuera de Línea	Fuera de Línea	Fuer
2	3737638569929	2	250	En Línea	En Línea	Fuera de Línea	Fuer
3	3737638569929	3	300	En Línea	En Línea	Fuera de Línea	Fuer
4	1	4	350	En Línea	En Línea	Fuera de Línea	Fuer
5	1	5	350	En Línea	En Línea	Fuera de Línea	Fuer

Costos Mínimo de Operación

Cuadro de Encendido

Generador	Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5
1	Encendido	Encendido	Encendido	Encendido	Encendido
2	Encendido	Encendido	Encendido	Encendido	Encendido
3	Apagado	Apagado	Encendido	Apagado	Apagado
4	Apagado	Apagado	Encendido	Apagado	Apagado
5	Encendido	Apagado	Encendido	Encendido	Encendido
6	Encendido	Apagado	Apagado	Encendido	Encendido

Cuadro de Costos/hora

Hora	Costos
1	5.0
2	634.7284
3	378.0
4	727.6873
5	727.6873

Costo Total Generado (\$): 2473.1029

CONCLUSIONES

Luego del análisis realizado para la selección del Software adecuado para nuestro proyecto se decidió utilizar el programa Visual Basic 5.0, ya que este presenta un marco de alternativas que apoyan nuestras necesidades, facilitando de esta manera la elaboración del mismo.

Una de las características más importantes que Visual Basic presenta, es la interfase gráfica en el ambiente de programación ya que este es un Software orientado para usuarios finales, facilitando de esta manera la programación requerida para nuestro proyecto.

Otra característica del programa, es que puede generar un ambiente completamente amigable para el ingreso de datos y la entrega de información, dando de esta manera a nuestro proyecto una excelente presentación gráfica, para el usuario que lo desee correr y que fácilmente se pueda familiarizar con las ventanas presentadas.

En cuanto al esquema de tiempo de los métodos utilizados para seleccionar las unidades generadoras (que supliran la carga y de esta manera hallar el punto mínimo de operación de dichas unidades escogidas), se notó un tiempo de operación aceptable el cual puede ir para sistemas grandes (30 barras o más) desde 30 a 50 segundos y una gran eficiencia en la entrega de sus resultados, que se pueden ver por el mínimo margen de error mostrado.

Los algoritmos utilizados tanto para la selección de unidades, despacho óptimo de potencia, pérdidas en líneas de transmisión poseen cálculos complejos, los cuales fueron fácilmente introducidos en este Software, que comercialmente ha sido aprobado por su buen desarrollo en el área de las matemáticas, estadísticas, probabilidades y análisis numérico, con algoritmos similares aunque con aplicaciones diferentes.

El programa es lo suficientemente inteligente para hallar un λ si es que lo hubiere, desde cualquier valor inicial que se ingrese, al igual que con los valores de γ .

Además, ya que el programa tiene un proceso iterativo para la obtención de las potencias óptimas a generarse, fue aprovechado para que a su vez trabaje con la ecuación de pérdidas, dando como resultado no solamente las pérdidas totales del sistema, sino que además nos brinda las pérdidas particulares de cada unidad. Esto significa que el usuario sabe que cada unidad además de cumplir con la carga está cubriendo las pérdidas del sistema al más mínimo costo.

En todo sistema eléctrico en que la capacidad de generación sea mayor que la demanda sentida, se debería utilizar un sistema para hacer la selección óptima de las unidades de generación y de esta manera minimizar los costos de operación. Es así que el método que utilizamos brinda una eficiente y rápida solución óptima, sea para sistemas de generación térmica, hidroeléctrica e hidrotérmica, ya sea grandes o pequeños.

Entre las ventajas que se obtienen del programa que hemos desarrollado podríamos enunciar las siguientes :

- Selecciona las unidades hidráulicas como unidades base para satisfacer la demanda, dado que estas son las más económicas.
- En caso de que las unidades hidroeléctricas satisfagan toda la carga del sistema, entonces sólo estas unidades entrarán en funcionamiento.
- Existe una condición de restricción del caudal de entrada a la turbina del generador, esto es que si no existe suficiente agua para poder generar toda la energía deseada, entonces el programa dejará fuera las unidades hidroeléctricas que no cumplan con la restricción.
- Si la capacidad instalada de generación de las unidades hidroeléctricas no es suficiente para suplir toda la carga, entonces el programa hará una selección de unidades térmicas e hidráulicas que satisfaga la carga al mínimo costo; ya que mientras menos unidades térmicas existan menor será el costo de combustible que se involucre en la operación.
- Nuestro sistema utiliza el método de función de Lagrange, ya que este método convierte una función con restricciones en una sin restricciones por medio de los multiplicadores de Lagrange (λ y γ).

Ventajas del programa para calcular el punto óptimo de operación :

- Encuentra un punto incremental λ igual para todas las unidades térmicas, esto nos brinda un punto, en el cual todas las unidades seleccionadas trabajan dando como resultado el balance de potencia dentro de un margen de error aceptable.

- **Halla una razón de caudal y de cada unidad hidroeléctrica, el mismo que optimiza las potencias hidroeléctricas. Esto hace que el caudal de entrada a la turbina caiga dentro de un rango permisible de generación.**
- **En caso de que el método de la función de Lagrange no encuentre un punto de operación , automáticamente el programa trata de satisfacer la carga con las unidades escogidas.**

Finalmente del ejemplo que se realizó manualmente se puede ver que los resultados obtenidos en el mismo son prácticamente los mismos que se obtuvieron luego de la corrida del programa, lo cual nos indica la precisión y efectividad del mismo.

RECOMENDACIONES

Se recomienda para futuras modificaciones del programa:

- Incluir un flujo de potencia para calcular la ecuación de pérdidas en forma horaria.
- Sería conveniente adicionar un método matemático para que identifique si el polinomio característico de la unidad generadora tiene raíces reales en los diferentes valores de cargas, para de esta manera evitar que el computador realice cálculos innecesariamente, ocasionándonos consecuentemente una pérdida de tiempo y de memoria del computador.
- Desarrollar una subrutina que muestre como resultado la gráfica de las unidades seleccionadas que cumplan con la carga en forma horaria, para poder visualizar el comportamiento del sistema durante el periodo a analizar.

ANEXO I

MANUAL DE USUARIO
DEL SISTEMA DE DESPACHO ECONOMICO BAJO
WINDOWS



Bienvenido al Proyecto Despacho Económico bajo Windows



Cada día más fácil

¿Qué es Despacho Económico bajo Windows ?

Es una nueva aplicación que permite seleccionar las unidades más óptimas en el sistema de generación de manera ágil, y encontrar el mínimo costo de operación a dichas unidades escogidas. Esta aplicación ha sido desarrollada bajo el sistema operativo de Windows ofreciendo mayor versatilidad en el manejo de las consultas.

1. OBJETIVO

Contar con una herramienta de fácil uso que permita ingresar y consultar los sistemas de generación para encontrar sus pérdidas y encontrar las unidades más óptimas cuando selecciona las unidades en forma automática.

Contar con una herramienta que ayude a la toma de decisiones en el proceso de generación en cualquier tipo de planta eléctrica.

2. VENTAJAS

Esta aplicación tiene las siguientes ventajas:

Funciones: Las transacciones han sido agrupadas en distintos menús de acuerdo a sus características comunes, con la finalidad de facilitar el acceso del usuario a lo que requiera utilizar.

Fácil Uso: La estructura de la aplicación, por el hecho de estar bajo el sistema de Windows, permite navegar en ella de una manera sencilla y rápida.

Simplicidad: Permite escoger entre diferentes opciones la información que requiere.

3. CARACTERISTICAS

Sistema Requerido

El sistema requerido para realizar la instalación de la Aplicación Despacho Económico para Windows es el siguiente:

Computador	Requerimiento mínimo 486 o Superior PC Compatible Requerimiento recomendado 486 o superior PC Compatible
Recursos	12 MB de RAM 4 MB espacio libre de disco duro.
Sistema	Windows 95 o superior

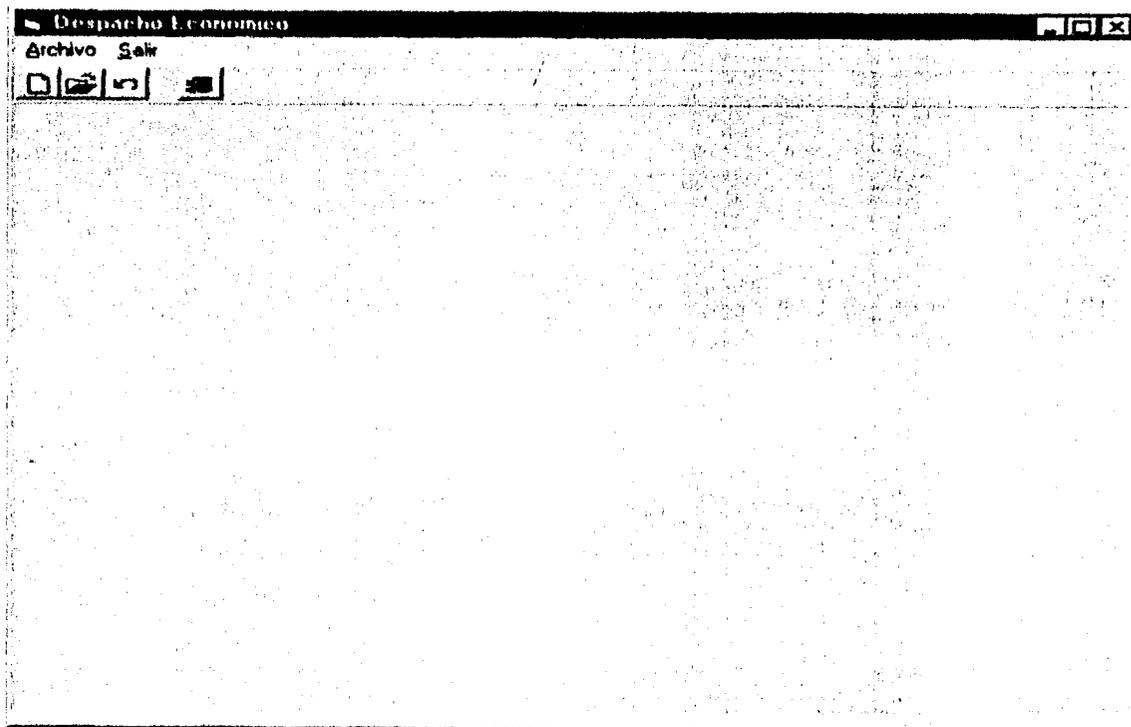
4. COMO INGRESAR A LA APLICACIÓN

Para entrar a la aplicación de Despacho Económico bajo Windows realice los siguientes pasos:

1. Haga doble-clic sobre el icono del programa
2. Automáticamente le aparecerá la siguiente pantalla.
3. En esta pantalla se observa lo siguiente:

Barra de Menús en la cual constan el menú de Archivos – Salir ; y los botones de las opciones.

Barra de herramientas en la cual constan el botón de crear Nueva Base de datos, Abrir Base de Datos Existente , Botón Cancelar y botón Salir



5. ¿Qué permite realizar cada una de las opciones?

5.1 MENU ARCHIVO

El menú archivo está compuesta de las siguientes opciones:

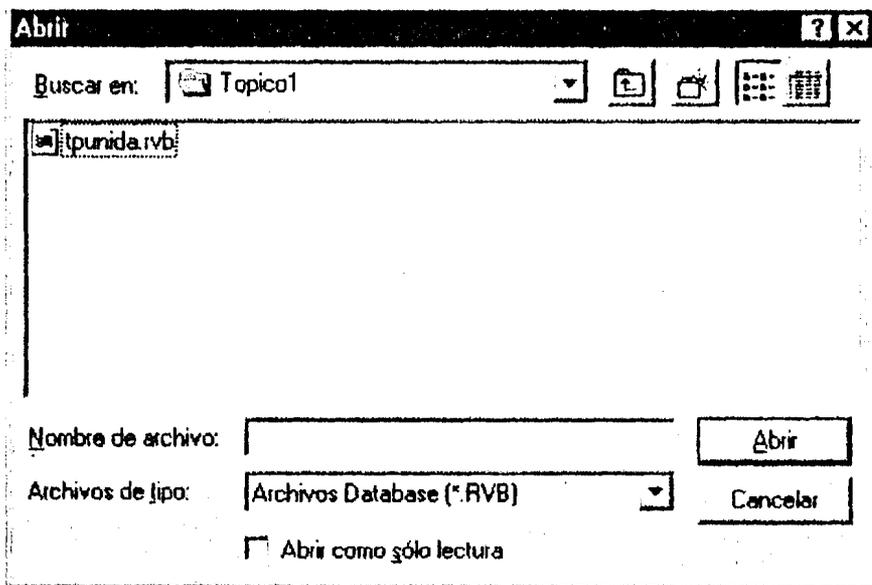
1. Abrir
2. Nuevo

5.1.1 ABRIR

Con esta opción se ingresa a la pantalla para elegir el archivo del cual se tiene guardados la información de los proyectos de generación.

Modo de empleo.

1. Seleccione la opción "Abrir" del menú "Archivo"
2. La aplicación presentará la siguiente pantalla:



3. Seleccione el Proyecto en el cual va a trabajar y dé clic en el botón "Abrir", inmediatamente aparecerá la siguiente pantalla.

Despacho Economico
□ □ X

Archivo Pérdidas Calcular Polinomio Información

Datos Generales de los Generadores

Unidad	Pot. Min	Pot. Max	Cost Frío	Cost Caliente	Tiempo Conex	Tiempo Desconex	Costo sin Carga	Cost Full C.	C
1	100	450	0	0	0	0	0	0	0
2	100	390	400	200	2	2	600	30	

Despacho Economico

Generador No.

Costos

Costo Arranque en Frío (\$/h)

Costo Arranque en Caliente (\$/h)

Costo sin Carga (\$/h)

Costo Full Carga (\$/MWh)

Costo Combustible (\$/h)

Hidráulica

Térmica

Límites de la Unidad

Potencia Mínima (MW)

Potencia Máxima (MW)

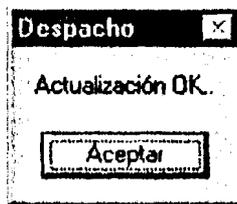
Tiempo Mínimo Conexión (h)

Tiempo Mínimo Desconexión(h)

Nuevo
Eliminar
Cancelar

Modificar
Grabar

4. Ingrese los datos de los generadores; el ingreso de información en los campos Generador No., indicador tipo de Generación Hidráulica, Térmica, Costos de Arranque en Frío (\$/h), Costo de arranque en Caliente (\$/h), Costo sin Carga las unidades en \$/h, Costo full Carga las unidades en \$/h, Costo del Combustible(\$/h), Potencia Mínima (MW), Potencia Máxima (MW), Tiempo Mínimo de Conexión(h), Tiempo Mínimo de Desconexión (h); si no se ingresa información en estos campos, la aplicación presentará un mensaje indicando que información debe ingresar. Una vez ingresado los datos del generador o generadores, de clic en el botón "Grabar", la aplicación presentará el siguiente mensaje:



5. De clic en el botón "Aceptar".
6. Para Eliminar un Generador en uso Elija el generador en la cuadrícula y presione el botón Eliminar, la aplicación mostrará el siguiente mensaje:



7. Para Modificar los datos de un Generador Elija en la cuadrícula de los Generadores, el Generador al cual se le van a modificar los datos, esto provocará que el grupo de datos de Costos y Límites de la Unidad se activen mostrando los datos de la unidad a modificar, modifique la información necesaria y luego presione el botón "Grabar" caso contrario si los datos no quiere que sean modificados presione el Botón "Cancelar".

5.1.2 POLINOMIO

Esta opción permite consultar los datos de la Ecuación Polinómica de cada Generador en uso.

Modo de empleo

1. Haga clic en el Botón "Polinomio", se visualizará la siguiente pantalla:

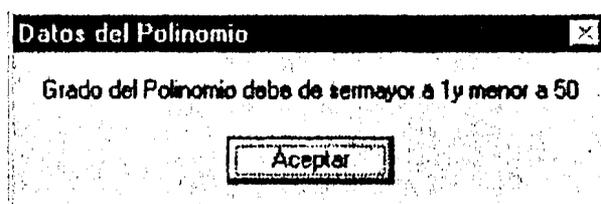
The screenshot shows a window titled "Ecuación Polinómica". At the top, there is a text box labeled "Grado del Polinomio" with the value "2" entered. Below this, the text "Coeficientes de cada Generador" is displayed above a table. The table has four columns: an index, "C", "X", and "X^2". The first row (index 1) contains values 112, 8, and 0.004. The second row (index 2) contains values 200, 6.4, and 0.0048. Below the table are three buttons: "Nuevo", "Grabar", and "Cancelar".

	C	X	X^2
1	112	8	0.004
2	200	6.4	0.0048

2. Podrá consultar los datos de los coeficientes de todos los generadores que se encuentran en uso dentro del proyecto.
3. En caso de que no existan datos de las ecuaciones mostrará el siguiente mensaje, deberá presionar el botón <Enter> para continuar:

The screenshot shows a small dialog box titled "Datos del Polinomio". Inside, the text "No existen Unidades de para Polinomio" is displayed. At the bottom, there is a button labeled "Aceptar".

4. Para ingresar un nuevo grado de polinomio deberá presionar el Botón “Nuevo” e ingresar el grado de polinomio con el cual se va a trabajar, y a sus vez los datos de los coeficientes de cada Generador en uso, deberá ser llenado todos los campos de la cuadrícula y luego de ingresar la información requerida presionar el botón “Grabar”, la aplicación validará los datos ingresados los cuales, si estos no son bien ingresados mostrará lo siguiente pantalla:



5. Deberá dar clic en el botón “Aceptar “ y deberá ingresar la información que se requiere.
6. Para salir de la transacción “Ecuación Polinómica” haga clic en el botón “Cancelar” de la pantalla, la misma que se muestra en el punto 3.

5.1.3 CALCULAR

Con esta opción se calcula las combinaciones optimas de generación.

Modo de empleo

1. Presione el botón “Calcular “ de la pantalla de ”Despacho Económico”, inmediatamente visualizará la Ventana de “Selección Optima de las Unidades”.

Para el caso de que sólo existan una o varias unidades Hidroeléctricas:

Selección Óptima de las Unidades

Cobinaciones de Generación

#	Combinación	Carga(MW)	# Unidades
0	00	0	0
1	01	390	1
2	10	450	1
3	11	840	2

Unidades Óptimas

Unidades	Carga(MW)
10	450
11	840

No. de Horas: 01
 Patron de Carga (MW):

Hora	Carga
1	500

Margen de error: 0.01
 Lambda Inicial: 8
 Gamma Inicial: 01

Potencia Generación Hidráulica

Hidráulica	Pot.Máx (MW)	QT hora 1
1	450	1900

QT = Caudal en ft³/hora

Procesar

Regresar

Con Pérdida

Para el caso de que sólo existan unidades Térmicas mostrará lo siguientes:

Selección Óptima de las Unidades

Cobinaciones de Generación

#	Combinación	Carga(MW)	# Unidades
0	00	0	0
1	01	390	1
2	10	450	1
3	11	840	2

Unidades Óptimas

Unidades	Carga(MW)
10	450
11	840

No. de Horas: 0
 Patron de Carga (MW):

Margen de error: 0
 Lambda Inicial: 0

Procesar

Regresar

Con Pérdida

2. Ingrese el Margen de Error, el Lambda Inicial, el Gamma Inicial (en caso de tener unidades Hidroeléctricas) y el Número de Horas del Patrón de Carga, en el momento que se ingresó el Número de Horas del Patrón de Carga, mostrará una cuadrícula para el ingreso de las cargas que va a necesitar generarse por cada hora, se presentará la siguiente pantalla:

Selección Óptima de las Unidades

Cobinaciones de Generación			
#	Combinación	Carga(MW)	# Unidades
0	00	0	0
1	01	390	1
2	10	450	1
3	11	840	2

Unidades Óptimas	
Unidades	Carga(MW)
10	450
11	840

Margen de error: 0.01
 Lambda Inicial: 8

No. de Horas: 3
 Patron de Carga (MW)

Hora	Carga
1	500
2	400
3	500

Procesar
 Regresar
 Con Périda

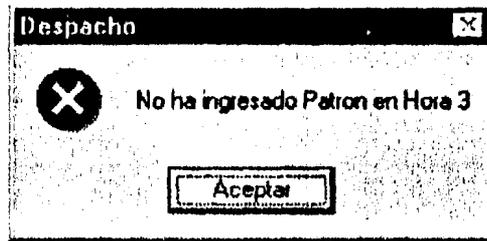
3. El número de Horas deberá estar entre un rango entre 1 y 24 horas que corresponde al un día de generación, caso contrario mostrará el siguiente mensaje:

Despacho

El valor que debe ser ingresado debe ser de 1 a 24 horas

Aceptar

- Validará también que el patrón de carga sea mayor a 0 , de lo contrario mostrará el siguiente mensaje:



- Presione el botón "Aceptar" y Rectifique o actualice los datos del patrón de carga luego haga clic en el botón "Procesar".
- Para salir de esta transacción de Cálculo deberá presionar el botón "Regresar" y retornará a la pantalla de Despacho Económico.

5.1.3.1 PROCESAR

- El botón "Procesar" realiza el Cálculo del Despacho Optimo de Potencia sin las Pérdidas en cada hora que fue ingresada en el Patrón de Carga de la pantalla "Selección Optima de Unidades".
- El botón "Con Pérdida" realiza el Cálculo del Despacho Optimo de Potencia calculando con las Pérdidas en cada hora que fue ingresada en el Patrón de Carga de la pantalla "Selección Optima de Unidades"
 - Al presionar este botón deberá ingresar la potencia base de la que se están trabajando en el sistema

2.2 Este botón estará habilitado siempre y cuando se haya realizado el cálculo de las pérdidas comentado más adelante en el punto 5.1.3.

3. El cálculo del Despacho Optimo de Potencias se mostrará de la siguiente forma.

Para el caso de Generación Térmica:

Despacho Optimo de Potencias

Generación Total MW/hora

Hora	Lambda \$/h	Generacion Tot	Error	Pérdida MW	PG. # 1 MW	PG. # 2 M
1	9.455	500.00	0.0003	0.00	181.8183	3
2	11.2	400.00	-0.0005	0.00	399.9995	
3	9.455	500.00	0.0003	0.00	181.8183	3

Costos

Regresar

Cuadro de Selección de Unidades en Marcha

Hora	Carga Necesaria	Generador# 1	Generador# 2
1	500	En Línea	En Línea
2	400	En Línea	Fuera de Línea
3	500	En Línea	En Línea

Para el Caso de existir algún Generador Hidroeléctrica:

Despacho Optimo de Potencias

Generación Total MW/hora

Hora	Lambda \$/h	Generacion Tot	Error	Pérdida MW	PG. # 1 MW	PG. # 2 M
1	9.455	500.00	0.0003	0.00	181.8183	3
2	#REVI.#	400.00	#REVI.#	0.00	400.00	
3	9.455	500.00	0.0003	0.00	181.8183	3

Costos

Regresar

#REVI# =Potencias fuera de límite

Gamma final (\$/h³)

Hora	Generador#1
1	1
2	10.604499373
3	1

Hora	Carga Necesaria	Generador# 1	Generador# 2
1	500	En Línea	En Línea
2	400	En Línea	Fuera de Línea
3	500	En Línea	En Línea

4. En esta pantalla aparecerán 2 cuadrículas la cual mostrará la Generación Total por Hora , la potencia requerida por Generador en cada hora, el lambda y el margen de error, las pérdidas de potencia en caso de que se haya calculado , y el Gamma en el caso de que exista algún Generador Hidroeléctrica.
5. Cuando aparece en la columna del lambda el mensaje “#REVI”, indica que ha salido fuera de rango la Potencia Generada.
6. En la cuadrícula Cuadro de Generación mostrará los generadores que están trabajando para la hora determinada.
7. Para mostrar los Costos Mínimo de Generación del Patrón de Carga deberá presionar el botón “Costos”, caso contrario si desea salir de esta pantalla deberá presionar el botón “Regresar”.
8. Para consultarlos costos de Generación presione el botón “Costos” y mostrará la siguiente pantalla:

Costos Mínimo de Operación

Cuadro de Encendido

Generador	Hora 1
1	Encendido
2	Encendido

Cuadro de Costos/hora

Hora	Costos
1	2722.3159

Costo Total Generado (\$): 2722.3159

Regresar

9. En esta pantalla mostrará la siguiente información :

9.1 El primer cuadro muestra las unidades que estarán encendidas realmente por cada hora esto estará calculado según las especificaciones que se ingresaron en los datos generales de cada generador, el tiempo de conexión y desconexión.

9.2 El segundo cuadro, el de Costos que se han generado en cada hora.

9.3 Costo Total Generado, es el costo que producirá en forma total todo el Patrón de Carga.

9.4 El botón "Regresar", regresará a la pantalla anterior.

5.1.3 PERDIDAS

Con esta Opción ingresaremos los datos de las Líneas y Barras para encontrar las pérdida de Potencia de los Generadores el cual mostrará la Matriz de Impedancia y Matriz B de Coeficientes de Pérdidas:

Modo de empleo.

Seleccione la opción "Pérdidas" de la pantalla Despacho Económico , esto mostrará la siguiente pantalla:

Datos de Líneas/Barras

Datos de Línea

No. de Barras

De Barra a Barra		Serie Z		Paralelo Y
Barra	Barra	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
1	4	0.00744	0.0372	0.0775
1	3	0.01008	0.0504	0.1025
2	3	0.00744	0.0372	0.0775
2	4	0.01272	0.0636	0.1275

Línea -

Serie Z-R Serie Z-X

Paralelo Y

Tipo de Cálculo

Zdirecta

Yinversa

Datos Línea

Datos Barra

Ingresar

Modificar

Eliminar

Graba

Pérdida

Regresar

1.- Aquí se ingresarán el número de Barras del sistema, y los datos de Resistencia, Rectancia, Suceptancia en por Unidad de cada Línea de transmisión.

2.- Al Presionar el Botón de “Datos de Barra” mostrará la siguiente pantalla:

Datos de Líneas/Barras
☐ ☐ ☒

Datos de Barra

No. de Barras

			Generación		Voltaje		Carga	
Barra	G	C	Poten.Act.	Poten.React.	Magnitud	Angulo	Poten. Act.	Poten. React.
1	1	0	1.913152	1.87224	1	0	0	0
2	1	0	3.18	1.325439	1	2.43995	0	0
3	0	1	0	0	0.96051	-1.07932	2.2	1.3634
4	0	1	0	0	0.94304	-2.62656	2.8	1.7352

<p>Generación</p> <p>Barra <input style="width: 50px;" type="text" value="0"/></p> <p>Pot. Activa (p.u.) <input style="width: 100%;" type="text" value="0"/></p> <p>Pot. Reactiva (p.u.) <input style="width: 100%;" type="text" value="0"/></p>	<p>Voltaje</p> <p>Magnitud (p.u.) <input style="width: 100%;" type="text" value="0"/></p> <p>Angulo <input style="width: 100%;" type="text" value="0"/></p>	<p>Carga</p> <p><input type="checkbox"/> G</p> <p><input type="checkbox"/> C</p> <p>Potencia Activa (p.u.) <input style="width: 100%;" type="text" value="0"/></p> <p>Potencia Reactiva (p.u.) <input style="width: 100%;" type="text" value="0"/></p>
---	--	---

Datos Línea

Datos Barra

Ingresar

Modificar

Eliminar

Grabar

Pérdida

Regresar

Tipo de Cálculo

Zdirecta

YInversa

3.- En esta pantalla se ingresaran los datos de la Corrida de Flujos del Sistema que se va a Analizar.

- 3.1 Todas las potencias que se van a usar deberán ser ingresadas en por unidad, el ángulo de voltaje debe estar en grados.
- 3.2 Para indicar si una barra es de Generación deberá seleccionar la opción “G”, si la barra también es de carga deberá seleccionar la opción “C” o indistintamente.

4.- Para Eliminar los datos de una barra se deberá posicionar el la barra correspondiente y se presionará el botón <Eliminar>, en caso de modificación de alguna barra , de igual forma se deberá elegir la barra correspondiente y presionar el botón <Modificar>, cuando se haya modificado los datos de la barra elegida , deberá presionar el botón <Ingresar> para actualizar los datos y Presionar el botón <Grabar> para guardar los datos en la Base de Datos, caso contrario los datos se perderán.

5.- El Cálculo de la Impedancia podrá ser calculado de dos formas:

5.1 Para calcular por el método de la Z directa deberá elegir la opción Z directa caso contrario deberá elegir la Y Inversa, por default siempre estará encendida la 2da. Opción.

5.2 La Z directa sólo debería ser utilizada a circuitos de la forma PI.

6.- Al Presionar el Botón Pérdida, realizará cálculo la Matriz de Impedancia y B de Coeficientes de Pérdidas el cual mostrará la siguiente pantalla:

Matrices

Matriz Z

(0.002912 +j2.582872)	(-0.001787 +j2.606310)	(-0.000795 +j2.601368)	(-0.000000)
(-0.001787 +j2.606310)	(0.002933 +j2.582772)	(-0.000072 +j2.597772)	(-0.000000)
(-0.000795 +j2.601368)	(-0.000072 +j2.597772)	(0.002912 +j2.582872)	(-0.000000)
(-0.000072 +j2.597772)	(-0.001301 +j2.603887)	(-0.001787 +j2.606310)	(0.000000)

Matriz B (Coeficientes de Pérdidas)

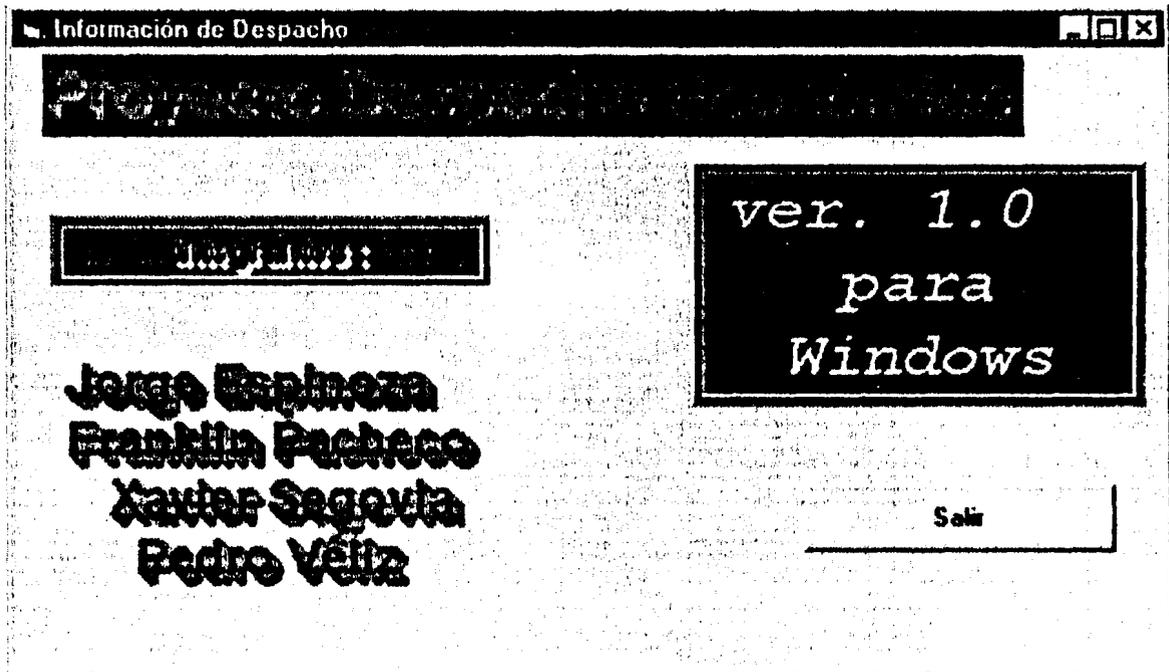
8.38318257244543E-03	-4.94457288498502E-05	3.75081053502553E-04
-4.94457288498362E-05	5.96357317675249E-03	1.94972727691523E-04
3.7508105350178E-04	1.94972727691218E-04	9.01220497573333E-05

Regresar

Para regresar deberá presionar el Botón Regresar.

5.2 INFORMACION

Esta opción mostrará la información del sistema, versión e integrantes del Tópico de Despacho Económico.



5.3 SALIR DE LA APLICACIÓN

Esta opción permite salir de la aplicación

Modo de empleo

1. Haga clic en el Menú "Archivo", y se escoge el SubMenú "Salir", o presione el botón Salir de la Barra de Herramientas de la pantalla principal de Despacho.

ANEXO II

EJEMPLO
DESCACHO ECONOMICO
Iteración 2

Carga = 500 MW
 $q = 112 - 8PH + 0.004 PH^2 + PH F13/h$ $q_{min} = 952$ $F13/h$ $q_{max} = 4522$ $F13/h$
 $F2 = 200 + 6.4P2 + 0.0048 P2^2$ C/h $P_{min} = 100$ $P_{max} = 390$

Matriz B

0.008363183	-0.000049448	0.000375082
-4.8448E-05	0.005963568	0.000194971
0.000375082	0.000194971	0.000375082

Funcion de perdida
 $PL = PHB11PH + PHB12P2 + P2B12PH + P2B22P2 + PHB10 + P2B20$

Derivadas de perdidas
 $dPL/dPH = 2B11PH - 2B12P2 - 2B10$
 $dPL/dP2 = 2B21PH + 2B22P2 - 2B20$

Base = 100 MW
Dar valor inicial a PH, P2 y encontrar los valores de las derivadas
PH(pu) = 1.686495359 dPL/dPH = 0.02874906 MW
P2(pu) = 2.80599849 dPL/dP2 = 0.03369908 MW

Derivadas de la funcion costo
 $dq/dPH = (8 - 0.008PH)gamma = Landa(1 - dPL/dPH)$
 $dF2/dP2 = 6.4 + 0.0096P2 = Landa(1 - dPL/dP2)$
Dar valor inicial de Landa y encontrar PH* y P2*
Landa = 10.4 c/MWh
gamma = 0.98 c/F13
PH* = (Landa(1 - dL/dPH) - (gamma)) / (0.008gamma) = 288.3941035 MW
P2* = (Landa(1 - dL/dP2) - 6.4) / (0.0096) = 380.16843 MW
Encuentra las perdidas con PH*, P2*
PL = 0.15856588 pu
PL = 15.856588 MW
Tolerancia
To = 0.1
E = PH + P2 - Ploss - PL < 0.1
E = 152.7058448

EJEMPLO
DESCACHO ECONOMICO
Iteración 1

Carga = 500 MW
 $q = 112 - 8PH + 0.004 PH^2 + PH F13/h$ $q_{min} = 952$ $F13/h$ $q_{max} = 4522$ $F13/h$
 $F2 = 200 + 6.4P2 + 0.0048 P2^2$ C/h $P_{min} = 100$ $P_{max} = 390$

Matriz B

0.008363183	-0.000049448	0.000375082
-0.00049448	0.005963568	0.000194971
0.000375082	0.000194971	0.000375082

Funcion de perdida
 $PL = PHB11PH + PHB12P2 + P2B12PH + P2B22P2 + PHB10 + P2B20$

Derivadas de perdidas
 $dPL/dPH = 2B11PH + 2B12P2 + 2B10$
 $dPL/dP2 = 2B21PH + 2B22P2 + 2B20$

Base = 100 MW
Dar valor inicial de Landa y encontrar PH* y P2*
PH(pu) = 1.818182 dPL/dPH = 0.0309198 pu
P2(pu) = 3.181818 dPL/dP2 = 0.03816017 pu

Derivadas de la funcion costo
 $dq/dPH = (8 - 0.008PH)gamma = Landa(1 - dPL/dPH)$
 $dF2/dP2 = 6.4 + 0.0096P2 = Landa(1 - dPL/dP2)$
Dar valor inicial de Landa y encontrar PH* y P2*
Landa = 8.454545 c/MWh
gamma = 0.98 c/F13
PH* = (Landa(1 - dL/dPH) - (gamma)) / (0.008gamma) = 168.6495359 MW
P2* = (Landa(1 - dL/dP2) - 6.4) / (0.0096) = 280.599849 MW
Encuentra las perdidas con PH*, P2*
PL = 0.07278036 pu
PL = 7.278036042 MW
Tolerancia
To = 0.1
E = PH + P2 - Ploss - PL < 0.1
E = -58.02865115

Iteración 3

0.008383183	-0.000049448	0.000375082
-0.000049448	0.005963568	0.000194971
0.000375082	0.000194971	0.000090121

Phase= 100 MW

Dar valor inicial a Pg1, Pg2 y encontrar los valores de las derivadas

PH(pu)= 2.090761611 dPL/dPH= 0.03547618 pu
 Pg2(pu)= 3.321252726 dPL/dP2= 0.039796207 pu
 Lambda= 9.3 c/MWh
 gamma= 0.98 c/Ft3
 PH* = (lambda*(1-dL/dPH)-(gamma*gamma))/0.008
 Pg2* = (lambda*(1-dL/dP2)-6.4)/0.0098
 Encontrar las perdidas con PH*, Pg2*
 PL= 0.06065705 pu
 PL= 6.065705013 MW
 Tolerancia
 To=0,1
 E=PH+P2-Phase-PL<0,1 E= -98.38517087

Iteración 4

0.008383183	-0.000049448	0.000375082
-0.000049448	0.005963568	0.000194971
0.000375082	0.000194971	0.000090121

Phase= 100 MW

Dar valor inicial a Pg1, Pg2 y encontrar los valores de las derivadas

PH(pu)= 1.441417785 dPL/dPH= 0.02465688 pu
 Pg2(pu)= 2.635307578 dPL/dP2= 0.031679063 pu
 Lambda= 9.6591 c/MWh
 gamma= 0.98 c/Ft3
 PH* = (lambda*(1-dL/dPH)-(gamma*gamma))/0.008
 Pg2* = (lambda*(1-dL/dP2)-8.4)/0.0098
 Encontrar las perdidas con PH*, Pg2*
 PL= 0.092708958 pu
 PL= 9.270885614 MW
 Tolerancia
 To=0,1
 E=PH+P2-Phase-PL<0,1 E= -0.005297322

q= 112 + 8PH + 0.004 PH*PH R3/h
 Qtotal= 1800 Ft3/h
 E=1% Qtotal
 q-Qtotal= -12.1482196 <19
 FC= 200 + 6.4P2 + 0.0048 P2*P2 \$
 2822.950179 \$

2.01650826
 3.078154857

EJEMPLO

HORA 2

Iteración 1

DESPACHO ECONOMICO

Carga= 400 MW

q = 112 + 8PH - 0.004 PH*PH F13/h qmin=952 F13/h qmax=4522 F13/h

F2 = 200 + 6.4P2 + 0.0048 P2*P2 C/h Pmin=100 Pmax=390

Matriz B

0.008383183	-0.000049448	0.000375082
-0.000049448	0.005963568	0.000194971
0.000375082	0.000194971	0.006690121

Función de pérdida

PL = PHB11PH + PHB12Pg2 + Pg2B12PH + Pg2B22Pg2 + PHB10 + Pg2B20

Derivadas de pérdidas

dPL/dPH = 2B11PH + 2B12Pg2 + 2B10

dPL/dP2 = 2B21Pg2 + 2B22Pg2 + 2B20

Phase= 100 MW

Dar valor inicial a PH, P2 y encontrar los valores de las derivadas

PH(pu) = 1.818182 dPL/dPH = 0.031234469 pu

Pg2(pu) = 0 dPL/dP2 = 0.000210131 pu

Derivadas de la función costo

dq/dPH = (8 - 0.008PH)gamma = Lambda(1 - dPL/dPH)

dF2/dP2 = 6.4 + 0.0096Pg2 = Lambda(1 - dPL/dP2)

Dar valor inicial de lambda y encontrar PH* y Pg2*

Lambda = 8.454545 c/MWh

gamma = 1 c/F3

PH* = (lambda(1 - dL/dPH) - (8gamma)) / (0.008gamma) = 144.9046636 MW

Pg2* = (lambda(1 - dL/dP2) - 6.4) / (0.0096) = 0 MW

Encontrar las pérdidas con PH*, Pg2*

PL = 0.018779616 pu

Tolerancia = 1.877961604 MW

To = 0,1

E = PH*P2 + P2oss - PL < 0,1

-266.973298

EJEMPLO

DESPACHO ECONOMICO

Carga= 400 MW

q = 112 + 8PH - 0.004 PH*PH F13/h qmin=952 F13/h qmax=4522 F13/h

F2 = 200 + 6.4P2 + 0.0048 P2*P2 C/h Pmin=100 Pmax=390

Matriz B

0.008383183	-0.000049448	0.000375082
-0.000049448	0.005963568	0.000194971
0.000375082	0.000194971	0.006690121

Función de pérdida

PL = PHB11PH + PHB12Pg2 + Pg2B12PH + Pg2B22Pg2 + PHB10 + Pg2B20

Derivadas de pérdidas

dPL/dPH = 2B11PH + 2B12Pg2 + 2B10

dPL/dP2 = 2B21Pg2 + 2B22Pg2 + 2B20

Phase= 100 MW

Dar valor inicial a PH, P2 y encontrar los valores de las derivadas

PH(pu) = 1.449046636 dPL/dPH = 0.02505 MW

Pg2(pu) = 0 dPL/dP2 = 0.00025 MW

Derivadas de la función costo

dq/dPH = (8 - 0.008PH)gamma = Lambda(1 - dPL/dPH)

dF2/dP2 = 6.4 + 0.0096Pg2 = Lambda(1 - dPL/dP2)

Dar valor inicial de lambda y encontrar PH* y Pg2*

Lambda = 12 c/MWh

gamma = 1 c/F3

PH* = (lambda(1 - dL/dPH) - (8gamma)) / (0.008gamma) = 462.432 MW

Pg2* = (lambda(1 - dL/dP2) - 6.4) / (0.0096) = 0 MW

Encontrar las pérdidas con PH*, Pg2*

PL = 0.182827827 pu

Tolerancia = 18.28278266 MW

To = 0,1

E = PH*P2 + P2oss - PL < 0,1

44.1491

Iteración 2

Iteración 3				Iteración 4			
B=	0.008383183	-0.000049418	0.000375082	0.008383183	-0.000049448	0.00038	
	-0.000049448	0.005963568	0.000194971	-4.9448E-05	0.005963568	0.00019	
	0.000375082	0.000194971	0.000090121	0.000375082	0.000194871	9E-06	
Phase=	100 MW			100 MW			
Dar valor inicial a PH, Pg2 y encontrar los valores de las derivadas							
PH(pu)=	4.624318846	dPL/dPH=	0.078283186 MW	2.443176885	dPL/dPH=	0.04171 MW	
Pg2(pu)=	0	dPL/dP2=	-6.73846E-05 MW	0	dPL/dP2=	0.00015 MW	
Lambda=	10.8 c/MWh			11.8108 c/MWh			
gamma=	1 c/F3			1 c/F3			
PH*=(lambda*(1-dL/dPH)-(gamma))/0.008gamma=							
Pg2*=(lambda*(1-dL/dP2)-6.4)/0.0066=	244.3176885 pu		2.44317689 pu	414.743 pu		4.147425186 pu	
Encontrar las pérdidas con PH*, Pg2*	0 pu		0 pu	0 pu		0 pu	
PL=	0.051963078 pu			0.147401638 pu			
PL=	5.18630776 MW			14.74016382 MW			
Tolerancia							
To=0.1							
E=PH+P2-Ploss-PL<0.1			-160.8786062			0.00235	
E=						4117.99 F3/h	
g= 112 - 8PH - 0.004 PH*PH acro-F/h							
Ciudad=				4140 F3/h			
E=1% Global							
g-Octubre=				-22.01442454		<41.4	

EJEMPLO

DESAPACHO ECONOMICO

Carga= 500 MW

q = 112 + 8PH + 0.004 PH^2PH F13/h qmin=952 F13/h qmax=4522 F13/h

F2 = 200 + 6.4P2 + 0.0048 P2^2 C/h Pmin=100 Pmax=390

Matriz B

0.008383183	-0.000049448	0.000375082
-0.000049448	0.005963568	0.000194971
0.000375082	0.000194971	0.000090121

B=

Funcion de perdida

PL = PHB11PH + PHB12P2 + P2B21P2 + PHB10 + P2B20

Derivadas de perdidas

dPL/dPH = 2B11PH + 2B12P2 + 2B10

dPL/dP2 = 2B21P2 + 2B22P2 + 2B20

Phase=

100 MW

Der valor inicial de banda y encontrar PH* y P2*

PH(pu) = 1.818182 dPL/dPH =

P2(pu) = 3.181818 dPL/dP2 =

Derivadas de la funcion costo

dq/dPH = (8 + 0.008PH)gamma = Lambda(1 - dPL/dPH)

dF2/dP2 = 6.4 + 0.0096P2 = Lambda(1 - dPL/dP2)

Der valor inicial de banda y encontrar PH* y P2*

Lambda = 9.454545 c/MWh

gamma = 0.98 c/F3

PH* = (lambda(1 - dL/dPH) - (gamma)) / (0.008gamma) =

P2* = (lambda(1 - dL/dP2) - 6.4) / (0.0096) =

Encontrar las perdidas con PH*, P2*

PL = 0.07278036 pu

PL = 7.278036042 MW

Tolerancia

To=0.1

E=PH+P2-Phase-PL<0.1

E=

-58.02889115

EJEMPLO

DESAPACHO ECONOMICO

Iteracion 2

Carga= 500 MW

q = 112 - 8PH + 0.004 PH^2PH F13/h qmin=952 F13/h qmax=4522 F13/h

F2 = 200 + 6.4P2 + 0.0048 P2^2 C/h Pmin=100 Pmax=390

Matriz B

0.008383183	-0.000049448	0.000375082
-0.000049448	0.005963568	0.000194971
0.000375082	0.000194971	0.000090121

B=

Funcion de perdida

PL = PHB11PH + PHB12P2 + P2B21P2 + PHB10 + P2B20

Derivadas de perdidas

dPL/dPH = 2B11PH + 2B12P2 + 2B10

dPL/dP2 = 2B21P2 + 2B22P2 + 2B20

Phase=

100 MW

Der valor inicial a PH,P2 y encontrar los valores de las derivadas

PH(pu) = 1.686495359 dPL/dPH =

P2(pu) = 2.80589649 dPL/dP2 =

Derivadas de la funcion costo

dq/dPH = (8 + 0.008PH)gamma = Lambda(1 - dPL/dPH)

dF2/dP2 = 6.4 + 0.0096P2 = Lambda(1 - dPL/dP2)

Der valor inicial de banda y encontrar PH* y P2*

Lambda = 10.4 c/MWh

gamma = 0.98 c/F3

PH* = (lambda(1 - dL/dPH) - (gamma)) / (0.008gamma) =

P2* = (lambda(1 - dL/dP2) - 6.4) / (0.0096) =

Encontrar las perdidas con PH*, P2*

PL = 0.15856588 pu

PL = 15.8565888 MW

Tolerancia

To=0.1

E=PH+P2-Phase-PL<0.1

E=

152.7059446

Iteración 3

0.008383183	-0.000049448	0.000375082
-0.000049448	0.003963568	0.000194971
0.000375082	0.000194971	0.000090121

Phase= 100 MW
 Dar valor inicial a Pg1, Pg2 y encontrar los valores de las derivadas
 PH(pu)= 2.090761611 dPL/dPH= 0.03547618 pu
 Pg2(pu)= 3.321252726 dPL/dP2= 0.039796207 pu
 Lambda= 9.3 c/MWh
 gamma= 0.88 c/F3
 PH* = (lambda*(1-dL/dPH)-(B*gamma))/0.008*gamma= 144.1417765 MW 1.441417765 pu
 Pg2* = (lambda*(1-dL/dP2)-6.4)/0.0086= 263.5307578 MW 2.635307578 pu
 Encontrar las pérdidas con PH*, Pg2*
 PL= 0.06085705 pu
 PL= 6.065705013 MW

Tolerancia
 Te=0,1
 E=PH+P2-Plose-PL<0,1 E= -98.39317067

Iteración 4

0.008383183	-0.000049448	0.000375082
-4.9448E-06	0.005963568	0.000194971
0.000375082	0.000194971	0.000090121

Phase= 100 MW
 Dar valor inicial a Pg1, Pg2 y encontrar los valores de las derivadas
 PH(pu)= 1.441417765 dPL/dPH= 0.02465688 pu
 Pg2(pu)= 2.635307578 dPL/dP2= 0.031678063 pu
 Lambda= 8.6591 c/MWh
 gamma= 0.88 c/F3
 PH* = (lambda*(1-dL/dPH)-(B*gamma))/0.008*gamma= 201.6500826 MW 2.016500826 pu
 Pg2* = (lambda*(1-dL/dP2)-6.4)/0.0086= 307.8154957 MW 3.078154957 pu
 Encontrar las pérdidas con PH*, Pg2*
 PL= 0.092708656 pu
 PL= 9.270865614 MW

Tolerancia
 Te=0,1
 E=PH+P2-Plose-PL<0,1 E= -0.005297322
 q= 112 - 8PH + 0.004 PH*PH 83/h 1887.86178 F3/h
 Qtotal= 1900 F3/h
 E=1%Qtotal
 q-Qtotal= -12.1482198 <19
 FC= 200 - 6.4P2 + 0.0048 P2*P2 \$ 2622.950179 \$

ANEXO III

CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES DE GENERACION TERMICAS E HIDROELECTRICAS MAS CONOCIDAS

1.- CENTRAL TÉRMICA A GAS “ SANTA ROSA ”

Esta central se construyó para brindar una generación de 51.3MW, la cual cubrirá las demandas en la zona norte del país e incrementará la capacidad de generación eléctrica de la ciudad de Quito. La central se compone de tres turbogeneradores a gas de 17.1MW. de potencia cada uno, con sus respectivos soportes y sistemas auxiliares, además posee una subestación de elevación de 13.8KV a 138KV. Y de un circuito de 138KV de corta longitud para la conexión de esta central a la subestación Santa Rosa del sistema nacional interconectado.

a) Características del equipo principal

Las unidades turbo generadoras, basadas en turbinas a gas son de tipo compacto para el uso a la interperie, marca AEG Kanis, modelo PG “P” de ciclo simple, un solo eje, adecuada para quemar combustible diesel con filtro de aire de una sola etapa. Su potencia base es de 15.9 MW y de 17.1 MW en horas de máxima demanda. Cada unidad esta acoplada por medio de un reductor de velocidad a un generador sincrónico de dos polos de 32 MVA, 13.8 KV, 60 ciclos, 0.8 fp, con excitatriz tipo rotaduct. Las unidades tienen capacidad de arranque sin energía eléctrica (black start) y están provista de todos los equipos y sistemas auxiliares para su funcionamiento.

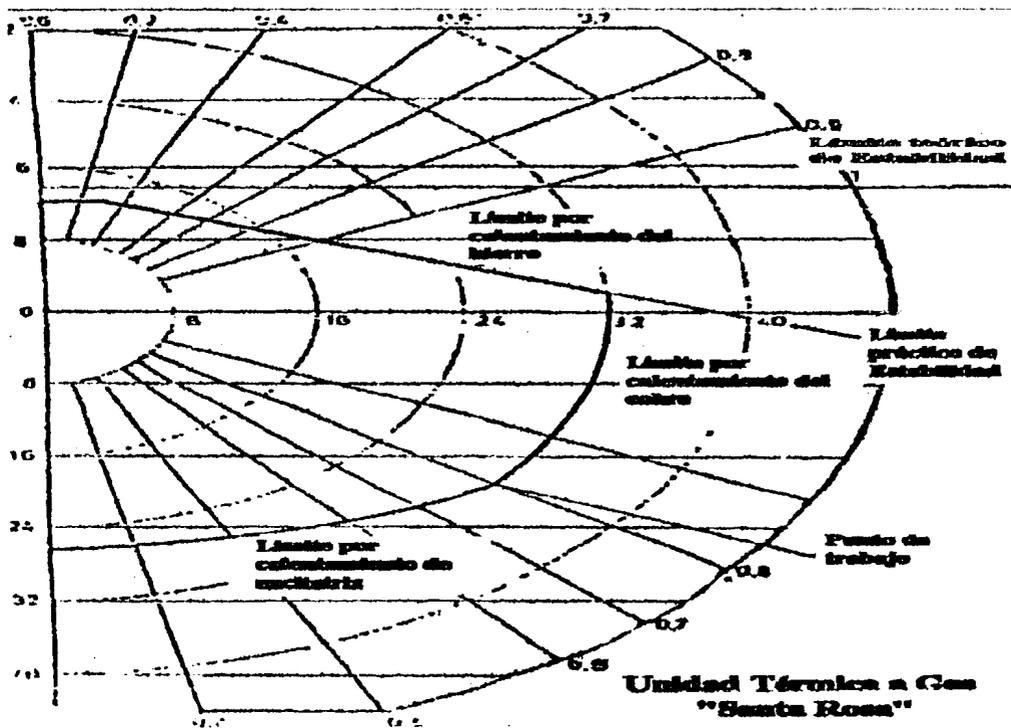
b) Subestación de Elevación

Para la conexión de la central al sistema nacional interconectado, se dispone de una subestación de 13.8/138KV, 84 MVA, constituida por el siguiente equipo principal.

- Transformadores de elevación, 28 MVA, 13.8/138KV, sumergidos en aceite, autoenfriados.
- Interruptores automáticos, tipo SF6, con soporte metálico.
- Seccionadores tripolares para operación manual.

c) Tanques de almacenamiento de combustible

Para la operación de las unidades, la instalación dispone de dos tanques de almacenamiento de combustible, de 500.000 galones de capacidad c/u, ubicado juntos a la central y con todos los equipos y sistemas auxiliares para su adecuación funcionamiento.



CURVA DE CAPABILIDAD DE LA CENTRAL SANTA ROSA

En este tipo de central se puede apreciar que el límite de estabilidad es mayor que el límite de calentamiento del hierro, por esto al ser mayor el límite de estabilidad su potencia reactiva (MVAR) y de su potencia real (MW) en el punto de estabilidad es mayor que en su punto de operación. Así si la central tiene un factor de potencia de 0.8, la potencia real y la potencia aparente en su punto de estabilidad Es $P= 18\text{MW}$ y $Q=12\text{MVAR}$ y en el límite de calentamiento del hierro las potencia son respectivamente

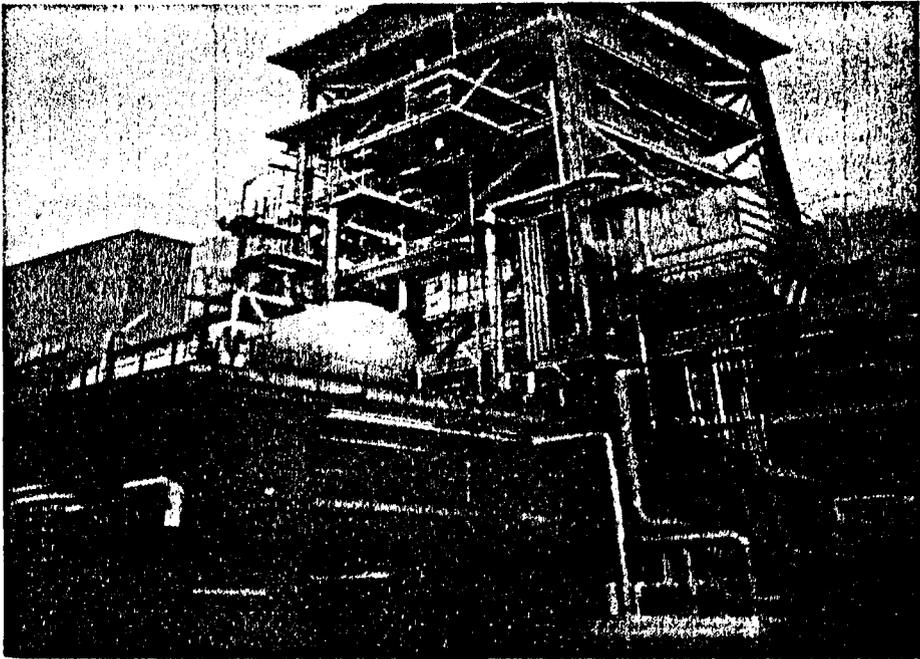
$$P = 16 \text{ MW} \quad \text{y} \quad Q = 7.8 \text{ MVAR.}$$

Si la maquina trabajara desde un sistema subexcitado con un factor de potencia 0.8 en adelanto, su punto de operación sería distinto del anterior, pero por lo general un generador trabaja con un factor de potencia en atraso.

2.- CENTRAL TÉRMICA A GAS “ESMERALDAS”

Esta central fue creada en el año 1978 con una capacidad original de 125 MW de potencia. La central esta ubicada en la zona nor-occidental del país, en la provincia de Esmeraldas, la principal beneficiaria de Esta obra es INECEL, que contribuiría de esta manera a satisfacer los requerimientos de energía a través del Sistema Nacional Interconectado.

En los actuales momentos la central genera una potencia de 132MW. La capacidad Es de 158 MVA. El factor de potencia Es de 0.85, tiene un voltaje de 13.8KV.



CENTRAL TERMICA DE ESMERALDAS

a) Obra Mecánica

Entre las obras mecánicas se destaca el generador de vapor. El caldero es para la instalación a la interperie de circulación natural de agua; es de tipo colgante sustentado por una estructura capaz de soportar además de su peso los esfuerzos sísmicos y aceptar las dilataciones térmicas debidas a la temperatura de enfriamiento. Esta unidad está diseñada para producir una máxima evaporación continua de 540 grados centígrados de temperatura y 144 Atm de presión.

El generador de presión usa combustible Búnker C, tiene un domo superior con seis distribuidores de agua y cuenta con sistema de calentamiento de agua para combustión, sistema de precalentamiento y bombeo de combustible, sopladores de hollín, instrumentación y control.

El turbogenerador esta integrado por una turbina de tipo impulsión-reacción, con un recalentamiento intermedio, dos cilindros alineados en tandem-compound con doble descarga al condensador. La potencia bruta es de 133MW y la potencia neta es de 125.8 MW, operando a 3600 revoluciones por minuto (RPM), con vapor a 140 Atm y 538 grados centígrados.

El generador esta directamente acoplado a la turbina y es enfriado con hidrógeno. El estator está directamente acoplado a la turbina y es enfriado por hidrógeno. El estator esta encerrado a una carcasa de lamina soldada. El rotor de mas de 9 metros de longitud y 32.5 ton. de peso, es hecho en una sola pieza de acero forzado.

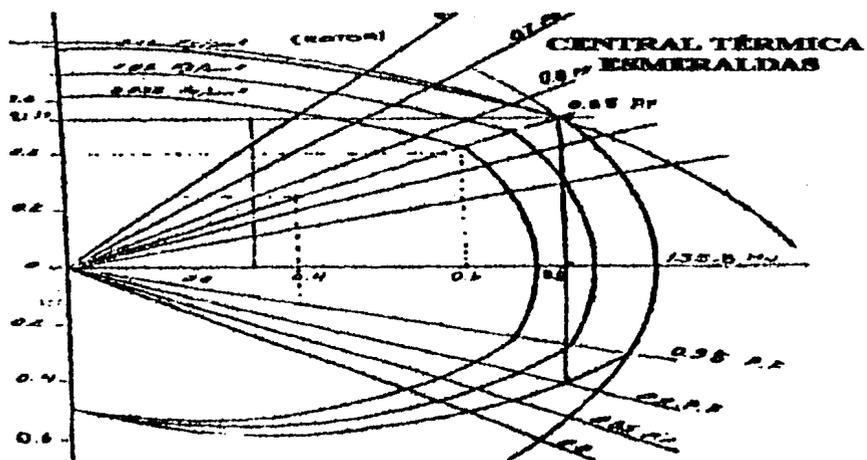
La excitatriz es de tipo estático, usa rectificadores controladores dispuestos en paralelo y conformados por cinco cajones de tiristores. El control automático de voltaje proteja al sistema de excitación y turbogenerador, con acción prácticamente instantánea. Esta central también esta equipada con un ciclo térmico, un sistema de aire, almacenamiento y transferencia de combustible y producción de hidrogeno, todo lo cual determina que ésta planta reúne las más exigentes condiciones de funcionamiento, seguridad y confiabilidad .

b) Sistemas de control

La unidad es controlada desde una sala centralizada, donde el operador tiene la facilidad de intervenir oportunamente en caso de anomalía de algún sistema, ayudado por una eficiente distribución de alarmas. El sistema de regulación y control utilizado Es de tipo electrónico Bailey 7000, excepto para la regulación de ciclo que es enteramente neumático. Para el registro de datos importantes existe la sección de adquisición de datos, la cual esta diseñada para controlar a la subestación y las

plantas. Un generador debe funcionar con un factor de potencia adecuado, ya que si este disminuye, el generador entraría en un estado de sobreexcitación y por ende esto produciría un sobrecalentamiento del rotor con lo cual se originarían daños a la maquina.

Tomando la curva de capacidad de la central térmica Esmeraldas vemos que lo mas adecuado es que funcione a un FP de 0.85(AT), con una $P=0.8\text{MW}$ (pu) y $Q=0.525\text{MVAR}$ (PU)



CURVA DE CAPAVILIDAD DE CENTRAL TERMICA DE ESMERALDAS

El gráfico viene dado por los limites de almacenamiento de campo y por el limite de la sobreexcitacion, y este limite viene dado por la cantidad de presión que se le aplica para enfriar el vapor.

3.- CENTRAL PISAYAMBO-PUCARÁ

Pisayambo esta ubicada en la provincia del Tungurahua al noreste de Ambato y a 107 Km al sureste de Quito. Para su operación utiliza las aguas embalsadas en las lagunas del mismo nombre. Pisayambo fue en su momento el proyecto hidroeléctrico más grande del país, ya que fue diseñado para abastecer la energía a la zona centro y norte del Ecuador, sus principales características son:

Presa de escollera de 43 mt. de altura y 823 mt. de longitud en la coronación.

Embalse de Pisayambo: capacidad útil 90 millones de m³.

Túnel de conducción Pisayambo-Pucará: caudal máximo de 18.6 m³/s.

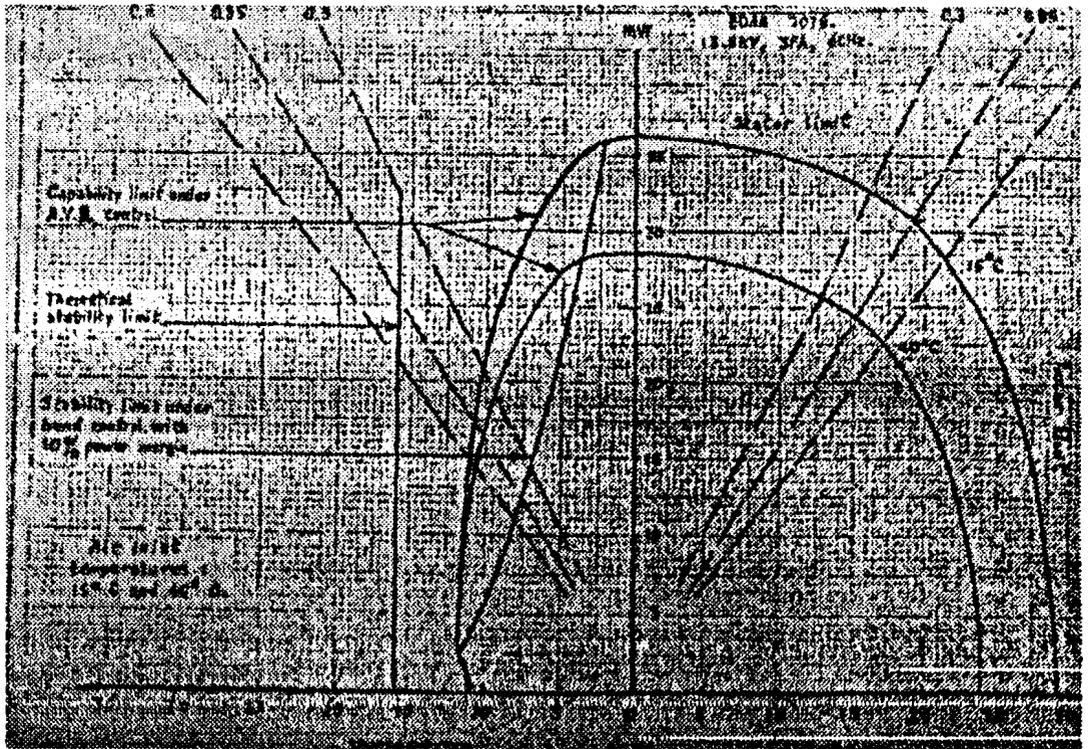
Caída bruta de 475 m.

Caída neta 446m.

Tubería de presión y central Pucará en subterráneo.

Generación media anual 300 GW/h

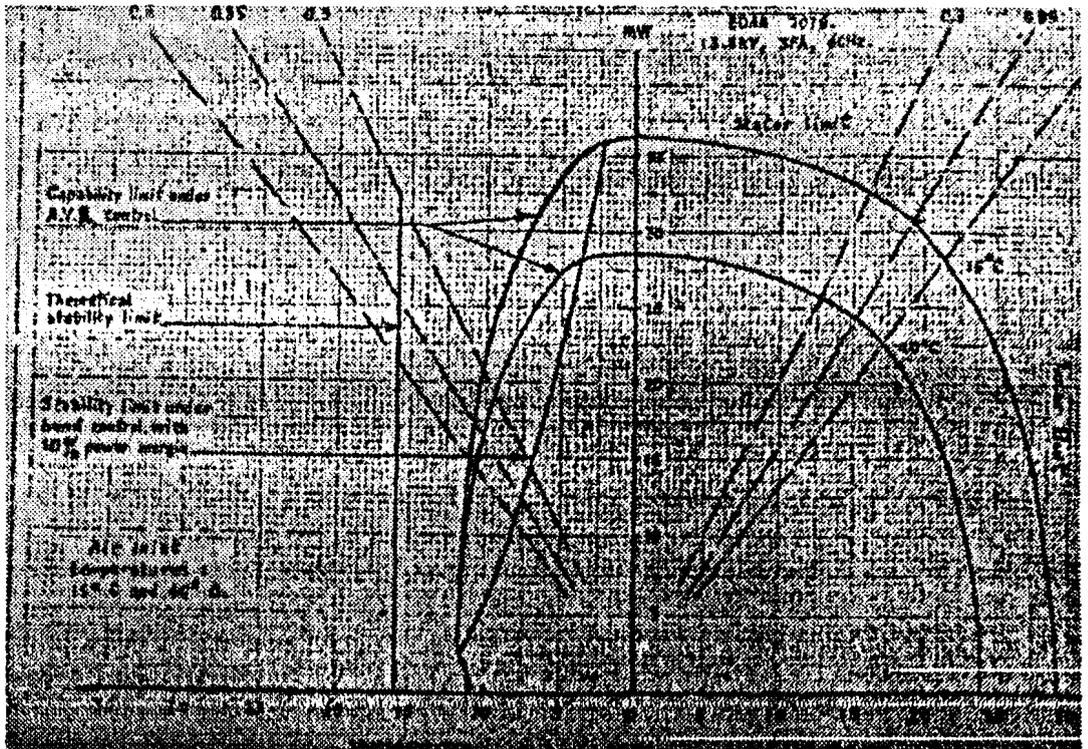
Esta central tiene una capacidad de generación 69.2 MW y entró en operación en año de 1977. Como se ve en el gráfico de la curva de capacidad, este generador en un nivel de sobreexcitación a un factor de potencia de 0.85 en atraso. El generador se mantiene funcionando sobre la curva de aire a de 15 grados centígrados. Este generador es del modelo 8DAX-7076 de tres polos 60 HZ y de un nivel de tensión de 13.8 KV la curva de la central Pisayambo es:



CURVA DE CAPABILIDAD PISAYAMBO-PUCARA

4.- CENTRAL HIDRÁULICA PAUTE

Paute esta ubicado en el limite provincial de Cañar Azuay y Morona Santiago a 125 Km. al noroccidente de cuenca. Paute es actualmente la obra de mayor envergadura. Se basa en el desarrollo del potencial del río Paute que en el sector conocido con el nombre de Cola de San Pablo toma una pendiente pronunciada y en un tramo de 13 KM. en línea recta cae aproximadamente unos 1000 mts. dando oportunidad a un gran desarrollo hidroeléctrico. El caudal medio del es de $120.3 \text{ m}^3/\text{s}$.



CURVA DE CAPABILIDAD PISAYAMBO-PUCARA

4.- CENTRAL HIDRÁULICA PAUTE

Paute esta ubicado en el limite provincial de Cañar Azuay y Morona Santiago a 125 Km. al noroccidente de cuenca. Paute es actualmente la obra de mayor envergadura. Se basa en el desarrollo del potencial del río Paute que en el sector conocido con el nombre de Cola de San Pablo toma una pendiente pronunciada y en un tramo de 13 KM. en línea recta cae aproximadamente unos 1000 mts. dando oportunidad a un gran desarrollo hidroeléctrico. El caudal medio del es de $120.3 \text{ m}^3/\text{s}$.

El aprovechamiento del paute se basa en la utilización de las aguas reguladas del río en tres centrales ubicadas en serie y en la construcción de tres grandes reservorio colocado también en serie. Estas centrales han sido denominadas como Mazar; Amaluza y Marcayacu. La capacidad total del proyecto de generación en marcha es de alrededor 1680MW.

a) Primera etapa

La construcción de la primera etapa llamada Central Molino, se divide en tres fases:

Fase A y B:

Las fases A y B comprenden las siguientes obras:

La presa Amaluza de Hormigón en arco de 170 m de altura y una longitud de coronación de 420 m que permitirá la formación de un reservorio de agua de 120 millones de m³. Una casa de máquina subterránea para alojar 5 grupos turbina-generador tipo Pelton de 100MW de capacidad cada una.

En la fase A se tiene una capacidad instalada de 300 MW y 200 MW en la B. La generación promedio anual se estima en 3700 GW/h

Fase C:

Esta comprende la construcción de un túnel paralelo y similar al construido en las etapas anteriores. En esta ampliación se lograra a expandir a 5 nuevos grupos de 100 MW c/u con lo que se incrementará la capacidad instalada de la central Molino en 500 MW adicionales.

La generación media anual correspondiente a esta fase es estimada en 1563 GW/h.

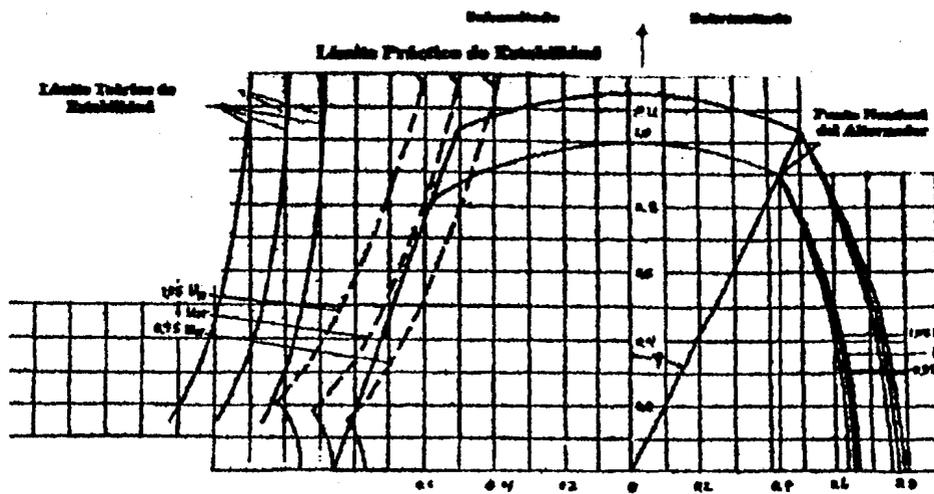
b) Segunda etapa

La segunda etapa corresponde la construcción de la presa Mazar de 170 m de altura que produciría un embalse de 500 millones de m³. Se construirá, al mismo tiempo una central de pie de presa en el cual se instalará alrededor de 200 MW. Se estima una producción de energía de 1500 MW.

c) Tercera etapa

La segunda etapa corresponde la construcción de la presa Marçayacu ubicada aguas abajo de la central Molino. Se construirán también dos túneles de aducción de alrededor de 4.5KM de longitud c/u, y una casa maquina subterránea. La capacidad instalada se estima Es de 480MW.

La curva de capacidad de esta central se la muestra a continuación



Curva de Capacidad "Central Pante"

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Jaime Macías Romero. “ Coordinación Hidrotérmica Usando Multiplicadores de Lagrange ”, Tesis de Grado, 1988, pp. 10 – 15, 23 – 24, 45 – 70.
- 2.- E Santos Potes, “ Centrales Eléctricas ”, tercera edición, pp. 1- 15, 25 – 37.
- 3.- Allen J. Wood y Bruce F. Wollenberg “ Power Generation, Operation and control “, pp. 24 – 30, 122 - 132.
- 4.- Antonio Ycaza Morla, “ Despacho de Potencia Activa y Reactiva en un sistema de potencia utilizando un Flujo de Carga Optimo, Tesis de Grado, 1985, pp. 15 – 20, 27-35, 120 – 160, 170 – 176.
- 5.- Nathan Cohn, “ Control of Generation and Power Flow on Interconnected Power SYSTEM.
- 6.- John Grainger, Williams D. Stevenson Jr., “ Análisis de Sistemas de Potencia “, cuarta edición, Noviembre 1996, pp. 509 – 515, 520 – 526.
- 7.- Richard L. Burden y J. Douglas Faires, “ Análisis Numérico “ tercera edición, pp. 40-44
- 8.- Catalogos de las centrales de generación de INECEL.
- 9.- Guía de información técnica de las unidades de generación térmica de Electroecuador.