



T
621.31
DEL

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**OPERACIÓN ECONOMICA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE
POTENCIA POR EL METODO DE APROXIMACIONES LINEALES**

TOPICO DE GRADUACION

**Previa a la obtención del Título de
INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACION POTENCIA**

Presentada por:

FABIAN ANDRES DE LA CRUZ DURANGO

KARINA MATILDE LAURIDO SOLORZANO

ELVIS SONIA PEÑA CAMPOVERDE

GUAYAQUIL - ECUADOR

AÑO

1992

AGRADECIMIENTO

A Dios que nos ha iluminado a lo largo de nuestra carrera universitaria y de nuestra vida.

Nuestro agradecimiento y gran aprecio al Dr. Cristóbal Mera, Director del Tópico.

A nuestros compañeros y amigos Ing. Moisés Vera y Sr. Víctor Viejo por su valiosa ayuda.

DEDICATORIA

**A nuestros Padres y
Hermanos por creer en
nosotros y apoyarnos en
todo momento.**

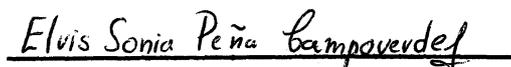
DECLARACION EXPRESA

“ La responsabilidad del contenido de este Tópico, nos corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)


FABIAN ANDRÉS DE LA CRUZ DURANGO


KARINA MATILDE LAURIDO SOLORZANO


ELVIS SONIA PEÑA CAMPOVERDE

TRIBUNAL



ING ARMANDO ALTAMIRANO

Sub-Decano de la Facultad
de Ingeniería Eléctrica



DR. CRISTOBAL MERA

Director de Tópico



ING JORGE FLORES

Miembro del Tribunal

ING LEO SALOMON

Miembro del Tribunal

INDICE GENERAL

Páginas

INDICE GENERAL
INICE DE FIGURAS
INTRODUCCION

CAPITULO I

| | |
|---|----|
| CENTRALES DE GENERACION ELECTRICA..... | 1 |
| 1.1 Generalidades de la Generación Eléctrica..... | 1 |
| 1.2 Centrales Hidroeléctricas..... | 2 |
| 1.2.1 Características generales..... | 2 |
| 1.2.2 Disposición de una central hidroeléctrica..... | 4 |
| 1.2.3 Clasificación de las centrales hidroeléctricas..... | 6 |
| 1.2.4 Tipos de turbinas de las centrales hidroeléctricas..... | 9 |
| 1.2.5 Características de rendimiento de los tipos de turbinas hidroeléctricas..... | 14 |
| 1.3 Centrales a vapor..... | 15 |
| 1.3.1 Clasificación de las turbinas a vapor | 19 |
| 1.3.2 Tipos de turbinas a vapor | 22 |
| 1.4 Turbinas a gas..... | 23 |
| 1.5 Centrales de vapor y de gas (ciclo combinado)..... | 25 |
| 1.6 Centrales a diesel..... | 28 |
| 1.6.1 Ciclo de funcionamiento | 29 |
| 1.7 Combustibles utilizados en las centrales térmicas | 31 |

CAPITULO II

| | |
|---|-----------|
| MÉTODOS APLICADOS EN LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA..... | 40 |
| 2.1 Selección de unidades hidroeléctricas utilizando el método de factor de capacidad de máxima entrega de potencia | 40 |
| 2.2 Modelo Matemático de la Programación Dinámica Aplicado al Despacho Hidro - térmico..... | 43 |
| 2.3 Metodología Aplicada al Despacho hidroeléctrico para el desarrollo del Programa..... | 48 |
| 2.4 Selección de Unidades Térmicas utilizando el método de Lista Prioritaria..... | 57 |
| 2.4.1 Variables a utilizar en el programa para las Unidades Térmicas..... | 62 |
| 2.5 Despacho económico utilizando el método de Aproximaciones Lineales..... | 64 |

CAPITULO III

| | |
|--|-----------|
| SOLUCIÓN DEL DESPACHO ECONÓMICO CON PERDIDAS DE TRANSMISIÓN | 75 |
| 3.1 Introducción..... | 75 |
| 3.2 Eliminación de nodos (Reducción de Kron)..... | 76 |
| 3.3 Determinación directa de Z_{barra} | 78 |
| 3.4 Obtención de las Pérdidas de Transmisión..... | 93 |

CAPITULO IV

ALGORITMOS UTILIZADOS EN EL PROGRAMA DE APLICACIÓN-----103

4.1 Introducción.....103

**4.2 Algoritmo correspondiente a la solución del problema de
planteamiento hidro-térmico..... 103**

**4.2.1 Algoritmo de Selección de las Centrales Hidroeléctricas
de las m unidades por el método de la Lista Prioritaria 103**

**4.2.2 Algoritmo para una unidad de generación hidroeléctrica
luego de haber hecho la selección de las m unidades existentes.....105**

**4.3 Diagrama de flujo para la programación dinámica
de la central hidroeléctrica..... 113**

4.4 Algoritmo para efectuar despacho de Unidades Térmicas.....114

**4.4.1 Algoritmo para ingresar la unidad cuando la carga
aumenta como parte de la selección de unidades 114**

**4.4.2 Algoritmo para sacar una unidad cuando baja la carga
(en frío, banking o dejarla en línea).....115**

**4.5 Diagrama de flujo para la selección de unidades y
despacho económico de las unidades térmicas.....116**

4.6 Algoritmo para la construcción de Z_{barra} 118

4.7 Diagrama de flujo para la obtención de la matriz Z_{barra}119

4.8 Algoritmo para el cálculo de las pérdidas.....120

**4.9 Diagrama de flujo para la obtención de
las pérdidas de transmisión.....123**

CAPITULO V

| | |
|---|-----|
| PRUEBA DEL PROGRAMA..... | 124 |
| 5.1 Descripción del Ejemplo | 124 |
| 5.1.1 Datos de las unidades hidroeléctricas..... | 126 |
| 5.1.2 Datos de las unidades térmicas | 127 |
| 5.2 Resolución Detallada del Ejemplo..... | 131 |
| 5.2.1 Desarrollo del Despacho Hidroeléctrico sin Pérdidas..... | 133 |
| 5.2.2 Despacho térmico sin Pérdidas..... | 141 |
| 5.3 Solución con el programa sin pérdidas y con pérdidas..... | 149 |
| 5.4 Análisis de Resultados del Despacho sin pérdidas y con pérdidas..... | 151 |
| 5.5 Comprobación del Programa aplicando el Método de Lagrange a un ejemplo | 153 |

CAPITULO VI

| | |
|-------------------------------------|-----|
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 166 |
|-------------------------------------|-----|

ANEXOS

| | |
|---|---------|
| Centrales de Generación Eléctrica tanto hidroeléctricas como térmicas en el Ecuador..... | 169 |
| Manual del Usuario..... | 189 |
| Flujos de Carga..... | 222 |
| Bibliografía..... | 254 |

INDICE DE FIGURAS

Paginas

| | |
|---|----|
| Figura 1.1 Diagrama en el constan las partes principales de una Central Hidroeléctrica..... | 5 |
| Figura 1.2 Turbina Pelton de eje vertical y 4 toberas, 50,300 CV, 400 r.p.m. para una altura de salto de 415,5 m..... | 10 |
| Figura 1.3 Izquierda: rodete de una turbina Pelton con las palas formando una sola pieza con la rueda motriz; derecha: rodete de una turbina Pelton con palas desmontadas..... | 11 |
| Figura 1.4 Derecha : vista de un conjunto de una turbina Francis de Eje vertical de 100.000 CV, 333 r.p.m. para una altura de 179 m, izquierda arriba: vista de una turbina Francis por abajo 1) rodete, 2) eje, 3) álabes del distribuidor, 4) pivote sobre los que gira los álabes del distribuidor e izquierda abajo: turbina Francis de eje horizontal de 98.000 CV, 750 r.p.m. para una altura de salto de 522 m. | 12 |
| Figura 1.5 Derecha: rodete de una turbina Hélice con las palas directrices del distribuidor . Izquierda: maqueta en corte longitudinal de una turbina Hélice..... | 13 |
| Figura 1.6 Sección de una central a filo de agua equipada con una turbina Kaplan..... | 14 |
| Figura 1.7 Diagrama en el que constan las partes principales de una central térmica a vapor..... | 16 |
| Figura 1.8 Diagrama en el que constan las partes principales de una central a gas | 24 |
| Figura 1.9 Esquema de una central eléctrica de vapor y de gas con las instalaciones de turbina K-300-240 y GT-100-750 | 27 |

| | |
|--|----|
| Figura 1.10 Diagrama en el que constan las partes principales de una central a Diesel..... | 28 |
| Figura 1.11 Primera etapa del ciclo de funcionamiento de una central a Diesel | 29 |
| Figura 1.12 Segunda etapa del ciclo de funcionamiento de una central a Diesel | 30 |
| Figura 1.13 Tercera etapa del ciclo de funcionamiento de una central a Diesel..... | 30 |
| Figura 1.14 Cuarta etapa del ciclo de funcionamiento de una central a Diesel | 31 |
| Figura 2.1 Modelo de un sistema hidro-térmico usado en la programación dinámica..... | 44 |
| Figura 2.2 Trayectoria de operación para una planta hidroeléctrica..... | 46 |
| Figura 2.3 Curva característica de entrada – salida para las unidades térmicas..... | 64 |
| Figura 2.4 Curvas características de entrada- salida para aproximaciones lineales..... | 65 |
| Figura 2.5 Gráfica de costo incremental (ΔF) vs la potencia generada (MW)..... | 66 |
| Figura 2.6 Gráfica de curva característica de entrada salida de las unidades térmicas..... | 68 |
| Figura 2.7 Función de costo para las dos unidades térmicas..... | 69 |
| Figura 2.8 Gráfica de costo incremental de las unidades térmicas..... | 71 |
| Figura 3.1 Adición de una barra nueva p que se conecta a través de una impedancia Z_b a una barra k existente..... | 80 |
| Figura 3.2 Adición de una impedancia Z_b entre las barras existentes j y k..... | 83 |

INTRODUCCION

El estudio del Despacho Económico tiene gran importancia debido a que existen Sistemas de Potencia constituidos por centrales eléctricas generadoras y líneas de transmisión para abastecer de energía a diferentes sectores industriales, comerciales o residenciales, y lo que se busca es obtener la manera de optimizar la operación de los sistemas de potencia. Para lo cual se ha venido analizando diferentes alternativas para minimizar los costos de operación, de mantenimiento, de personal y de materia prima que acarrea el generar electricidad, siendo este último, el costo de materia prima el que ha hecho que expertos, profesionales, investigadores, busquen la forma de aminorar dichos costos que en lo que ha generación térmica respecta, es sumamente costosa debido a las grandes cantidades de combustible que se necesita para poder generar energía y así satisfacer las demandas energéticas que se presentan.

Nuestro objetivo es el de aportar con un estudio que haga que el Despacho Económico de los Sistemas de Potencia se lo realice de una manera más óptimo, haciendo previamente una Selección de Unidades (hidroeléctricas y/o térmicas), clasificándolas según los costos que se requieren para la generación de energía, así como también calcular las Pérdidas de Transmisión.

El método de Despacho Económico escogido es el de Aproximaciones Lineales, el cual consiste en hacer que las curvas características de Entrada – Salida de las centrales eléctricas, se aproximen a una recta, para lo cual se dividen a dichas curvas en tantos intervalos como se considere necesario para poder hacer esta aproximación lo más real posible y por consiguiente obtener un Despacho Económico con resultados más reales.

El método ha sido implementado en un programa en lenguaje Visual Basic versión 5.0, el cual fue escogido por su rápida comprensión y fácil manejo que hace que el usuario no tenga complicaciones para poder maniobrarlo

Con esto podemos a disposición de la comunidad politécnica una herramienta de trabajo confiable y eficiente para la determinación del Despacho Económico de un Sistema de Potencia

CAPITULO I

CENTRALES DE GENERACION ELECTRICAS

1.1 GENERALIDADES DE LAS CENTRALES ELECTRICAS

La mayor parte de la energía eléctrica que se utiliza en la actualidad se engendra en grandes plantas de energía llamadas *Centrales Eléctricas*, aunque hay también gran número de plantas más pequeñas, de propiedad privada, que suministran electricidad a fábricas, hoteles, edificios para oficina, etc.

La electricidad puede producirse casi siempre a un precio mucho más bajo en las grandes centrales que tienen generadores y aparatos auxiliares de gran tamaño y rendimiento elevado, por consiguiente, en la mayoría de los casos el pequeño usuario puede comprar la energía a la compañía de servicio público a un precio inferior al que le resultaría si se la engendrara por sí mismo.

En nuestro país la energía eléctrica puede producirse a través de Plantas Hidroeléctricas, o por medio de Plantas Térmicas. Los requerimientos de energía que un país necesita se los debe realizar fundamentalmente

basándose en los recursos renovables, esto significa que se debe aprovechar al máximo la energía de los recursos hidroeléctricos. El Ecuador es un país rico en recursos hidroeléctricos por sus condiciones climáticas y niveles de precipitación del agua. La energía eléctrica que puede producirse por medio de la fuerza hidráulica se cree que es mucho más económica, sin embargo, no sucede siempre así, debido a que el costo de la construcción y la instalación necesaria para aprovechar algunos saltos de agua es muy elevado.

Otro grave inconveniente para el uso de una buena parte de la energía hidráulica disponible es que los mejores sitios para su aprovechamiento están a menudo muy distantes de grandes ciudades o de usuarios importantes de la electricidad, y la transmisión de ésta implicaría pérdidas grandes.

1.2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

1.2.1 Características Generales

Una manera de generar energía eléctrica es por medio de una Central Hidroeléctrica aprovechando el salto de agua almacenada en una represa o embalse.

El agua que corre sobre la superficie de la Tierra en los ríos, tiene una energía cinética que gasta venciendo los obstáculos que se oponen a su libre curso; y de esta forma, desarrolla calor, transporta materiales, erosiona las márgenes y el fondo, etc. Esta energía cinética depende de la velocidad del agua la que, a su vez, es función de la pendiente y de la rugosidad pero puede disminuirse y, como consecuencia, el mismo

caudal de agua podría circular con menor pendiente. De forma que podría derivarse la corriente de agua por un canal lateral con menor rugosidad y menor pendiente que el cauce primitivo. Con esto, la diferencia de nivel entre las aguas del canal y el cauce del río iría aumentando a medida que fuese mayor la longitud del canal. En un punto apropiado podríamos pasar este canal de agua por máquinas motrices hidráulicas que transformarían la energía potencial del agua en energía actual devolviendo después el agua al río. De esta manera habríamos conseguido un salto de agua (es decir, un desnivel), con canal de derivación.

También se puede obtener este nivel, elevando el nivel del agua por atajamiento de la corriente mediante una presa. En este caso, aguas arriba del obstáculo puesto a la corriente, aumenta la sección en contacto con el agua, disminuye la velocidad necesaria del agua para dejar pasar el caudal del río y la pendiente necesaria para obtener dicha velocidad es menor que la que tenía la corriente. Esta pendiente superficial va aumentando a medida que, aguas arriba, resulta menor la sección en contacto con el agua y de esta manera se forma una curva de remanso, que se enlaza tangencialmente con la superficie de las aguas en la parte del cauce no afectada por el remanso. Por consiguiente, se produce un nuevo régimen para la corriente, que permite formar un salto de agua aprovechable junto a la presa.

Entre las dos soluciones citadas (canal de derivación y presa) cabe soluciones mixtas que son las más utilizadas: se ataja el río con una presa que embalse las aguas, las cuales se derivan, junto a la presa, con un canal que se prolonga hasta el punto conveniente en que sitúa la central, es decir, las turbinas hidráulicas y los generadores por ellas accionadas. De esta forma, el salto de agua se obtiene en parte por la

elevación del nivel de agua en la presa y en parte por la menor pendiente del canal respecto al cauce.

Indudablemente, el aprovechamiento de la energía hidráulica, no hubiera sido posible sin la turbina; pero este aprovechamiento hubiera sido muy limitado sin la conversión de la energía mecánica de la turbina, en energía eléctrica que, como sabemos, puede transportarse a largas distancias. Esta característica de la energía eléctrica, ha permitido aumentar el radio de acción de los aprovechamientos hidroeléctricos. Antes, siendo muy limitada la capacidad de consumo dentro de la limitada distancia de transporte, las instalaciones hidroeléctricas eran de escasa potencia. Actualmente, sin la limitación indicada, la tendencia es a realizar grandes aprovechamientos con embalses de cabecera, que determina la regulación anual del río y depósitos reguladores, situados en lugares apropiados, con los que se consigue la regulación diaria o semanal. En conjunto se pretende el aprovechamiento integral de un río o de una cuenca completa (es decir un río y todos sus afluentes), mediante sucesivos saltos de agua, construidos en los lugares mas apropiados (por ejemplo, en los sitios de mayor desnivel, o cuando el cauce es angosto y elevado porque entonces la presa resulta más económica de construir, etc.)

1.2.2 Disposición General de una Central Hidroeléctrica

Una Central Hidroeléctrica, por lo general consta de los siguientes elementos:

- Embalse
- Presa
- Canal de Derivación
- Tubería de Presión
- Casa de Máquinas
- Tubería de Desagüe

A continuación se definen cada uno de los elementos:

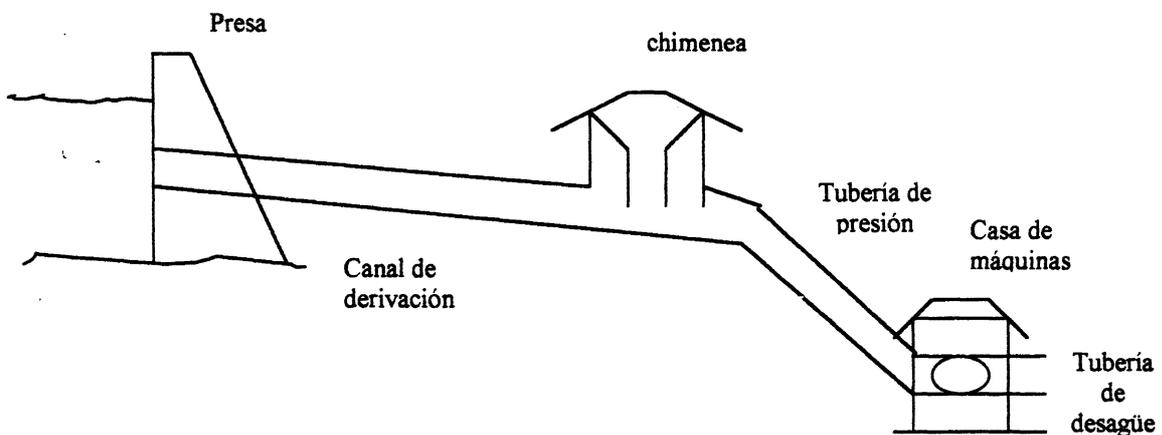


Figura 1.1 Diagrama en el que constan las partes principales de una Central Hidroeléctrica

- *Embalse*.- Es el lugar donde se almacena el agua.
- *Presa*.- Es la construcción que sirve para almacenar el agua en el embalse.
- *Canal de Derivación*.- Sirve para conducir el agua del embalse a la chimenea.

- *Chimenea*.- Sirve para amortiguar los golpes de ariete que se producen en la tubería de presión debido a los cambios bruscos de velocidad del agua, como consecuencia de las variaciones de la carga.
- *Tubería de Presión*.- Se la utiliza para la conducción forzada del agua a las turbinas.
- *Casa de Máquinas*.- Es el lugar donde se instalan las turbinas, los generadores, los instrumentos de protección, de medición, control, etc.
- *Tubería de Desagüe*.- Sirve para conducir el cauce del río aguas abajo después que ha pasado por las turbinas.

1.2.3 Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas

1. SEGÚN EL TIPO DE EMBALSE:

Se clasifican en:

- *Centrales de agua fluyente*: no tiene embalse propiamente tal. El agua se utiliza en las turbinas o se derrama por el aliviadero de la central
- *Centrales de llanura*: Se caracterizan por caudal y poca altura. Se instala en el curso mismo del río o en un caudal desviado, después de interconectar, el mismo por un dique de contención. Se puede subclasificar en centrales con reserva, diaria o semanal, o sin reserva.
- *Centrales con embalse*: Se realiza un canal de derivación que aprovecha el desnivel del cauce natural del río, tubería forzada y central. El embalse tiene por objeto regular las aportaciones del caudal de los ríos y pueden ser destinados por su capacidad de acumulación a regulación mensual, anual.

- *Central de acumulación:* Por bombeo: tiene normalmente una central que bombea agua a un embalse superior desde un río que pasa a un nivel inferior. Funciona entre dos embalses superior e inferior acumulando energía con el bombeo y produciendo energía con la turbinación.

2. SEGÚN LA POTENCIA

Se clasifican en:

- *Microcentrales:* Potencia máxima de 99 KW
- *Centrales de pequeña potencia:* Potencia de 100 a 999 KW
- *Centrales de potencia media:* Potencia de 1000 a 9999 KW
- *Centrales de gran potencia:* Potencias superiores a 10.000 KW

Las Microcentrales que constituyeron un día la solución para proveer económicamente de electricidad a granjas, poblados pequeños, etc. y perdieron interés cuando las redes eléctricas nacionales cubrían prácticamente la geografía del país, vuelven a considerarse en muchas naciones al revalorizarse con la crisis energética, aun los más pequeños recursos

Las Microcentrales y más generalmente las centrales de pequeña potencia de 50 a 5000 KW despiertan hoy día crecido interés.

3. SEGÚN LA ALTURA DEL SALTO

Se clasifican:

- *Salto de pequeña altura:* $H_n < 14.99$ metros (T. Kaplan)
- *Salto de mediana altura:* $15 < H_n < 49.99$ metros (T. Francis)
- *Saltos de gran altura:* $H_n \geq 50$ metros.

La clasificación de las centrales según la altura del salto es la más importante por que es el salto neto más que ninguna otra característica el que determina tanto la obra civil (presa, canal de derivación, tubería forzada, central) cuando el tipo de turbina, así como la velocidad del grupo y el tipo de alternador.

Para los saltos de pequeña, mediana y gran altura se utilizan las turbinas: Kaplan, Francis y Pelton, respectivamente.

La altura neta, H_n es la altura puesta a disposición de la turbina. La diferencia entre la energía específica que tiene el fluido a la entrada de la turbina y a la salida es la energía suministrada a la turbina que puesta en forma de altura se denomina altura neta H_n .

4. SEGÚN LA ECONOMIA DE LA EXPLOTACION

Se clasifican en:

- *Centrales independientes:* alimentan una red individual no conectada a otras centrales

- *Centrales interconectadas*: alimentan una red común con otras centrales hidráulicas, térmicas, convencionales o nucleares.

5. SEGÚN EL LUGAR DE INSTALACIÓN

- *Centrales de agua fluyente*: La central intercepta el curso del río.
- *Centrales de pie de Presa*: La central se construye al pie del embalse.
- *Centrales subterráneas*: las centrales son construidas para protección contra los ataques aéreos. Se desarrollaron en la última guerra mundial, gracias al desarrollo de la técnica de construcción de túneles y en muchos casos constituyen la solución más económica.

1.2.4 Tipos de Turbinas de las Centrales Hidroeléctricas

En la práctica los principales tipos de turbinas, son los siguientes:

Turbina Pelton.- Está constituido de la forma más simple, por una tobera y un rodete, en la tobera se tiene una pieza especial o aguja en forma de punta de lanza que al desplazarse hacia adelante y hacia atrás regula el flujo de agua hacia el rodete de acuerdo a las condiciones de carga de la unidad. El control de velocidad es el que acciona la aguja o pieza especial. En el rodete se tiene una serie de álabes en forma de cucharas que reciben el impulso del flujo de agua proveniente de las toberas. Para incrementar la velocidad de la turbina

debido a que los generadores de mayor velocidad son más económicos se utilizan en las turbinas dos o más toberas o dos o más rodetes, en las turbinas de pequeña capacidad el rodete y los álabes son fundidos en una sola pieza, en las turbinas de mediana y gran capacidad los álabes se fijan al rodete por medio de pernos.

cte.

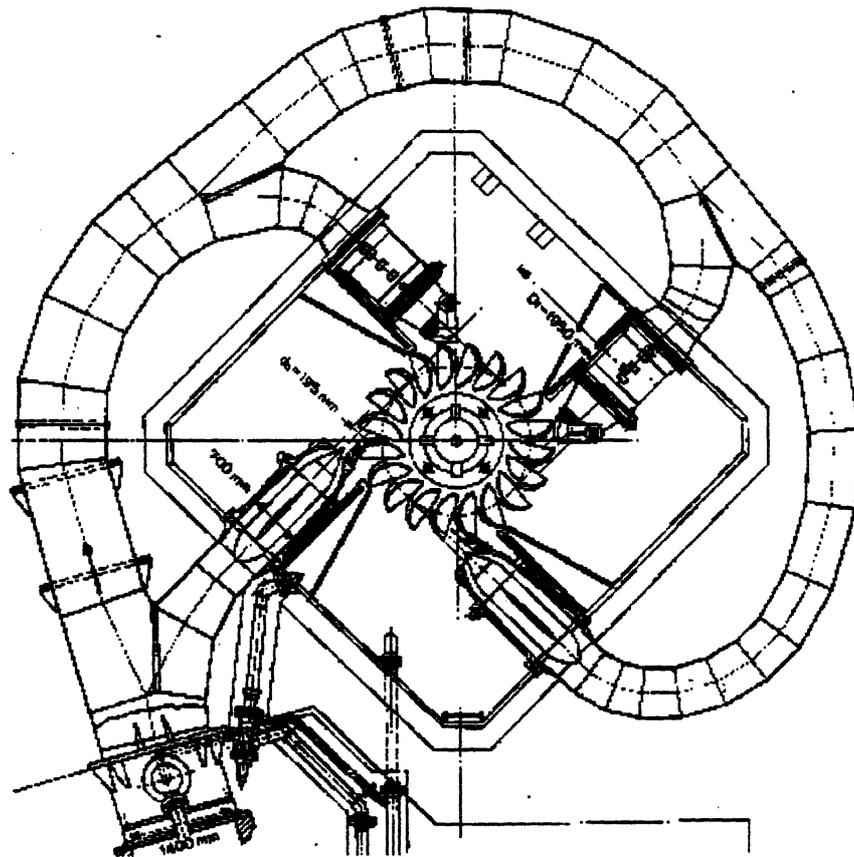


Fig. 10. — Turbina Pelton de eje vertical y 4 toberas, de 50.300 CV, 400 r.p.m. para una altura de salto de 415,5 m (Escher Wyss).

Fig 1.2 Turbina Pelton de eje vertical y 4 toberas, 50.300 CV, 400 r.p.m. para una altura de salto de 415,5 m



Fig. 1.3 - Rodete de una turbina Pelton con las palas formando una sola pieza con la rueda motriz.



Fig. 1.3 - Rodetes de una turbina Pelton con palas desmontables.

Figura 1.3 Izquierda: rodete de una turbina Pelton con las palas formando una sola pieza con la rueda motriz; derecha: rodetes de una turbina Pelton con palas desmontables

Turbina Francis.- En su concepto más simple está constituido por el distribuidor y el rodete. En el distribuidor se tiene una serie de álabes móviles que regulan el flujo de agua hacia el rodete de acuerdo a las condiciones de carga de la unidad, cuando los álabes del distribuidor se tocan se tiene la posición de cerrado y no hay flujo de agua hacia el rodete y cuando las caras de los álabes están paralelas se tiene la posición de máxima abertura, es decir hay el máximo flujo de agua al rodete; los álabes móviles del distribuidor son accionados por un anillo móvil del rodete y a la vez este anillo móvil es accionado por el control de velocidad o gobernador, en el rodete se tienen una serie de álabes fijos que reciben el impulso de los chorros de agua proveniente del distribuidor como consecuencia los álabes del rodete se mueven y por ende el rotor de la turbina.

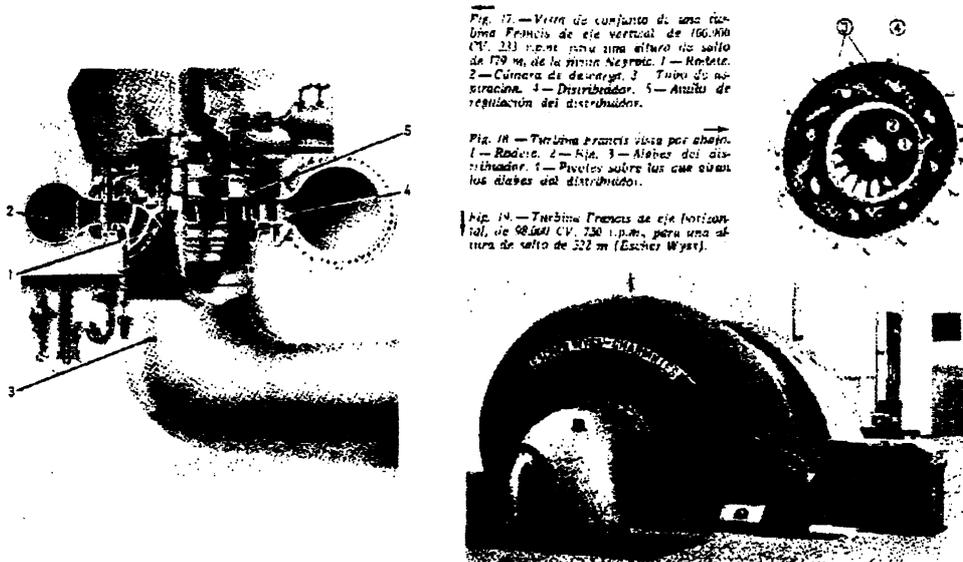


Fig. 17. — Vista de conjunto de una turbina Francis de eje vertical de 100.000 CV, 333 r.p.m. para una altura de salto de 179 m, de la firma Alsiproc. 1 — Rodete. 2 — Cámara de desaireo. 3 — Tipo de aspiración. 4 — Distribuidor. 5 — Anillo de regulación del distribuidor.

Fig. 18. — Turbina Francis vista por arriba. 1 — Rodete. 2 — Eje. 3 — Alabes del distribuidor. 4 — Pivotes sobre los que giran los alabes del distribuidor.

Fig. 19. — Turbina Francis de eje horizontal, de 98.000 CV, 750 r.p.m. para una altura de salto de 522 m (Escher Wyss).

Figura 1.4 Derecha: Vista de un conjunto de una turbina Francis de eje vertical de 100.000 CV, 333 r.p.m. para una altura de 179 m, izquierda, arriba: vista de una Turbina Francis vista por abajo 1. Rodete, 2 eje, 3 alabes del distribuidor 4. Pivotes sobre los que giran los alabes del distribuidor e izquierda abajo: turbina Francis de eje horizontal de 98000 CV, 750 r.p.m. para una altura de salto de 522

m

Turbina Hélice. - Está constituida principalmente por el distribuidor y el rodete, el distribuidor tiene una serie de álabes móviles los cuales sirven para regular el flujo de agua hacia el rodete de acuerdo a las condiciones de carga de la unidad, el distribuidor es accionado por el control de velocidad o gobernador, el rodete tiene una serie de álabes fijos que al recibir el impacto de los chorros de agua proveniente del distribuidor pone en movimiento el rodete.

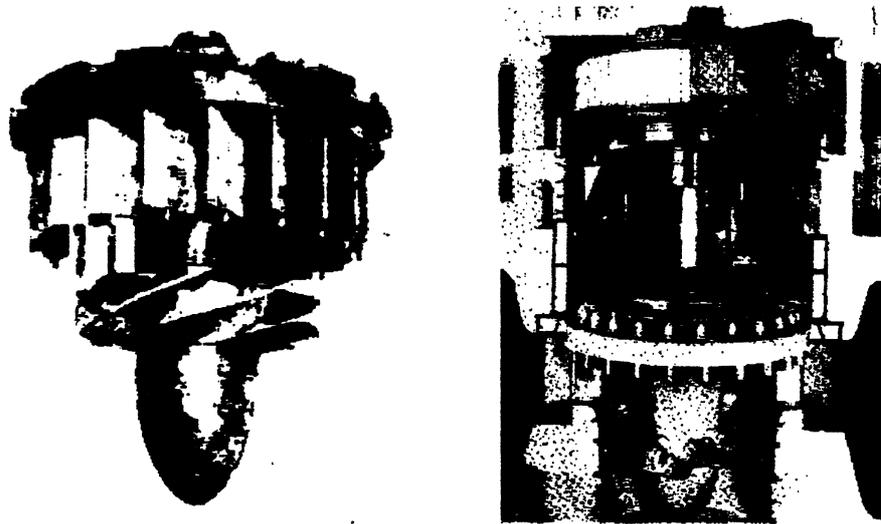


Figura 1.5 Derecha rodete de 8 alabes de una turbina Hélice con las palas directrices del distribuidor Izquierda: maqueta en corte longitudinal de una turbina Hélice

Turbina Kaplan.- Tiene su origen en un estudio de la turbina hélice para mejorar su característica de rendimiento. El estudio indicó que deberían ser variables los ángulos de entrada y salida del agua al rodete y esto significaba que los álabes del rodete tenían que ser móviles. Una pieza especial que se encuentra en el interior del eje de la turbina hace que los álabes del rodete sean móviles; las turbinas Kaplan modernas utilizan solamente una forma de regulación y esta es la de los álabes móviles del rodete.

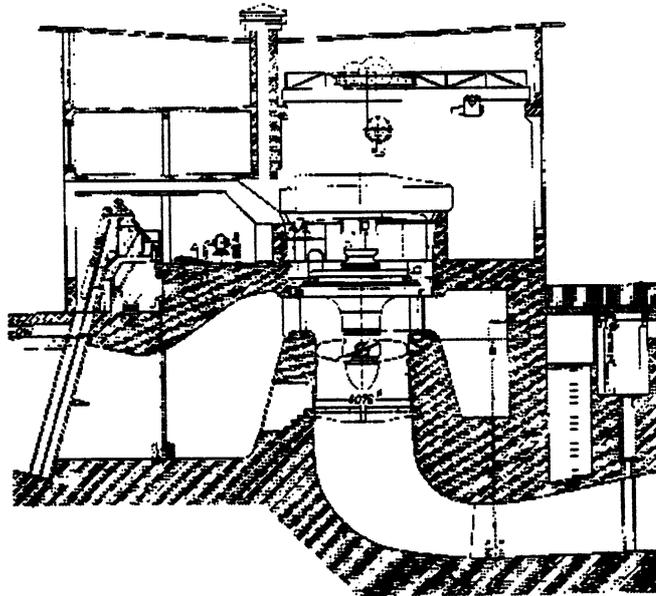


Fig. 32 — Sección de una central a filo de agua equipada con una turbina Kaplan, de la firma Voith.

Figura 1.6 Sección de una central a filo de agua equipada con una turbina Kaplan

1.2.5 Características de Rendimiento de los Tipos de Turbinas Hidroeléctricas

- *Características de rendimiento de la Turbina Pelton*

La turbina Pelton tiene una buena característica de rendimiento, entre el 30 y el 100% de la carga o del caudal. Debido a su característica de

rendimiento, en un proyecto determinado se puede usar el menor número de unidades.

- *Características de rendimiento de la Turbina Francis*

Esta turbina tiene una buena característica de rendimiento entre el 60% y el 100% de la carga o del caudal. En un proyecto específico se debe considerar su característica de rendimiento para calcular el número de unidades.

- *Características de rendimiento de la Turbina Hélice*

Tiene un buen rendimiento solamente al 100% de la carga o del caudal. Por esta razón se la utiliza en aquellos proyectos de caudal constante.

- *Características de rendimiento de la turbina Kaplan*

Tiene una buena característica de rendimiento entre el 30% y el 100% de la carga y del caudal; y debido a su característica de rendimiento en un proyecto determinado se puede utilizar el menor número de unidades.

1.3 CENTRALES A VAPOR

En las centrales térmicas de vapor se utilizan como máquinas motrices las máquinas de vapor, o las turbinas de vapor o, en algunos casos, ambos tipos de máquinas; además de accionar los generadores eléctricos principales también accionan equipos auxiliares, tales como bombas, ventiladores, etc. El vapor necesario para el funcionamiento de las máquinas motrices se produce en la caldera, en donde el vapor se conduce por medio de canalizaciones hasta las máquinas o turbinas de vapor.

Los factores que intervienen en la selección del tipo y ubicación de la central, son que los caminos de energía sean lo más corto posible, por lo tanto convendrá, siempre que se pueda, situar la central en las inmediaciones de un río u otro depósito natural de agua. De la misma forma, deben reducirse también en lo que sea posible, las longitudes de las tuberías que conducen el vapor desde las calderas a las máquinas motrices. Los puntos de consumo deben estar próximos a la central pues, de lo contrario, la producción y el posterior transporte de energía eléctrica, no resulte económico.

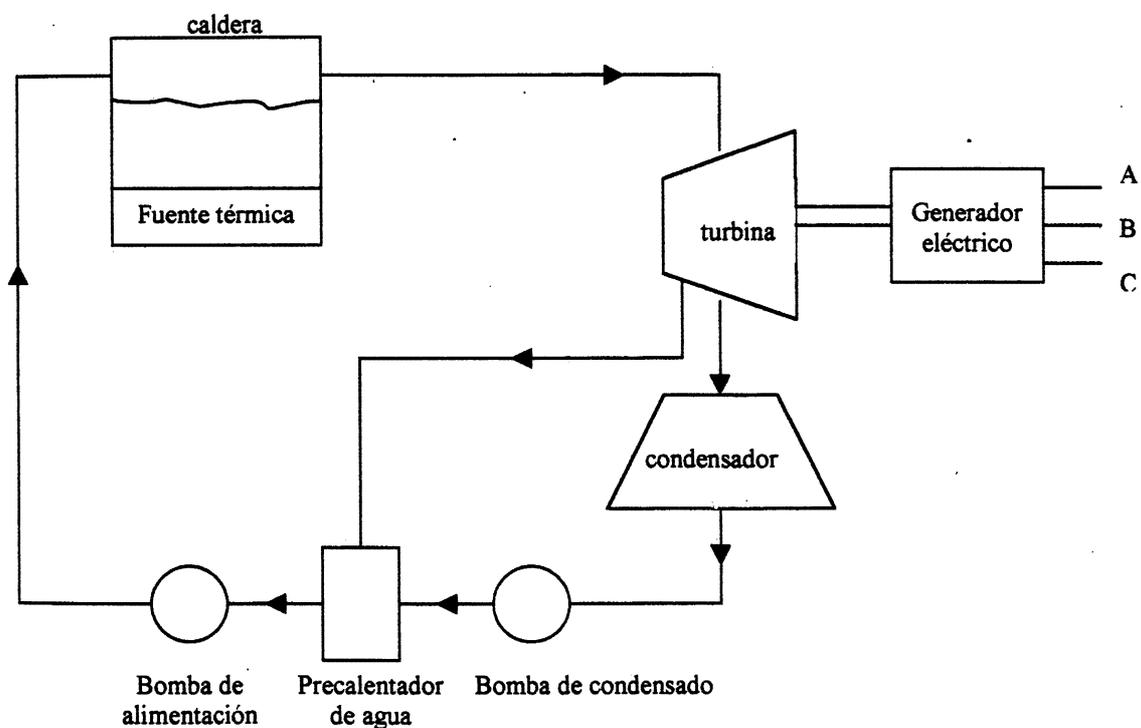


Figura 1.7 Diagrama en el que consta las partes principales de una Central Térmica a Vapor

Este tipo de centrales está constituida por: turbina, condensador, bombas de condensado, bombas de alimentación, caldera, generador eléctrico, equipos auxiliares, equipos de control.

- **Caldera:** es un recinto herméticamente cerrado por paredes de mampostería, es aquí donde se genera el vapor a alta temperatura y a alta presión. En la caldera se calienta el agua hasta lograr su vaporización, por medio de la combustión del combustible ya sea búnker, diesel, carbón, etc. Consta de supercalentadores, domos superior e inferior, economizador, pre-calentador de aire, quemadores.
- **Economizador.-** Aquí se aprovecha la energía que todavía tienen los gases de la combustión (después de pasar por los tubos de la caldera) para calentar el agua de alimentación, es decir el agua que ingresa a la caldera.
- **Recalentadores:** Como el vapor, a la salida de la caldera contiene partículas líquidas se lo convierte en vapor recalentado haciéndole pasar por un circuito secundario llamado recalentadores, estos están ubicados en la trayectoria de los gases de la combustión.
- **Turbina.-** El vapor proveniente de los recalentadores se los conduce hasta la turbina, a alta presión y a alta temperatura, donde se expande produciendo energía mecánica para darle movimiento al rotor del generador eléctrico. Generalmente se utilizan turbinas de reacción las cuales están constituidas por alabes fijos y móviles, esta constituida por 3 etapas alta, media y baja presión.
- **Condensador.** El vapor que sale de la turbina o de la máquina de vapor, a un recipiente prácticamente vacío de aire, se denomina condensador, en el cual, se licúa el vapor al ponerse en contacto con el agua fría, que se introduce en dicho condensador. Por lo tanto, para juzgar de la calidad de una instalación condensadora debe tenerse en cuenta, no solamente el

el enfriamiento producido por el agua de refrigeración, sino también el grado de vacío que, de una forma permanente, puede producirse.

En resumen, podemos decir, que las ventajas que se pueden obtener si se emplea una instalación condensadora en una central térmica cuyas maquinas sean máquinas motrices, sean máquinas o turbinas de vapor, son las siguientes:

1. Disminuir la temperatura final del vapor, con lo que se aumenta su rendimiento termodinámico.
 2. Disminuir la presión de escape del vapor, con lo que se aumenta la energía utilizable.
 3. Recuperar el vapor condensado para utilizarlo como agua de alimentación de las calderas.
- *Generador Eléctrico:* Desde los generadores, la corriente eléctrica se lleva a transformadores apropiados, donde se eleva la tensión de la energía producida. Los transformadores pueden alojarse en locales especiales o, en el mismo pabellón de distribución que por lo general esta separado de la casa de maquinas.

Las centrales térmicas de vapor necesitan, generalmente, un consumo bastante elevado de energía; lo más conveniente es tomar esta energía de un pabellón de distribución especial ya que, casi siempre, la tensión para las necesidades propias de la central es distinta a la tensión de distribución. El tipo de generador utilizado, para turbinas a vapor, es el generador síncrono de dos polos de rotor cilíndrico a una velocidad de 3600 r.p.m. 60hz.

- **Pre calentador de Aire:** Los gases de la combustión que salen del economizador todavía tienen calor o energía y esta se aprovecha para precalentar el aire que va al hogar de la caldera para la combustión. El precalentador de aire que normalmente se utiliza es del tipo regenerativo. Este precalentador está constituido por un cilindro el cual tiene una serie de canastas, en cada canasta contiene una serie de láminas metálicas. El precalentador se lo instala en un ducto que está dividido en 2 partes por una parte fluye el aire a calentarse en un sentido y en la otra parte circulan los gases de la combustión en sentido contrario, el precalentador es accionado por un motor eléctrico que gira a 2 o 3 r.p.m.. En la parte donde circulan los gases de la combustión se produce una transferencia de calor de los gases a las láminas metálicas y en la parte donde fluye el aire se produce una transferencia de calor de las láminas calientes al aire. El precalentador gira a una velocidad bien baja debido a que las transferencias de calor toman tiempo, es decir no es un proceso instantáneo.

1.3.1 Clasificación de las Turbinas a Vapor

1. SEGÚN LA FORMA DE APROVECHAR LA ENERGÍA CINÉTICA DEL VAPOR

Se dividen en

- a) Turbina de Impulso
- b) Turbina de Reacción

Las turbinas de impulso tienen las siguientes características:

- Una tobera fija en la cual se convierte la energía térmica en energía cinética
- Un rotor de paletas (alabes) montadas sobre un eje que convierte la energía cinética en movimiento de rotación o trabajo del eje.

- Las turbinas de reacción tienen las siguientes características:
- Las toberas son móviles montadas al eje y rotan con él. Estas descargan el chorro de vapor a altas velocidades. La fuerza de reacción del chorro de vapor contra las toberas produce el movimiento del motor y consecuentemente el trabajo en el eje.

2. SEGÚN LA DIRECCION DEL VAPOR

Se dividen en:

- a) Turbinas Axiales
- b) Turbinas Radiales

En las Turbinas Axiales el vapor se mueve en forma paralela al eje de la turbina, manteniéndose siempre a igual distancia de éste. A este tipo pertenece la gran mayoría de las turbinas a vapor.

En las Turbinas Radiales el vapor se mueve perpendicularmente al eje. Esta dirección es muy poco empleada por una serie de dificultades que no las presentan las Turbinas Axiales.

3. SEGÚN LA POSICION DEL EJE

Se dividen en:

- a) Turbinas horizontales
- b) Turbinas verticales

La gran mayoría de las turbinas a vapor son de eje horizontal. El uso de las turbinas verticales es reducido. Pues su eje vertical es de casi uso exclusivo en las turbinas hidráulicas

4. SEGÚN LA FORMA DE INYECCION

Se dividen en:

- a) Turbinas de inyección parcial
- b) Turbinas de inyección total

En las turbinas de inyección parcial el ingreso del vapor se produce por medio de varias toberas en forma discontinua, generalmente 16 o 18.

En las turbinas de inyección total no existen toberas. Son reemplazadas por un "distribuidor de vapor" que no es mas que una rueda fija con alabes donde el vapor se expande en forma análoga como lo hacen las toberas. El ingreso de vapor se hace en forma continua.

5. SEGÚN EL NUMERO DE RODETES

Se dividen en:

- a) Turbina de un solo rodete o sin escalonamiento. Son del tipo Laval
- b) Turbinas de varios rodetes o con escalonamiento. Si el escalonamiento es de velocidad, la turbina es del tipo Curtis

Si el escalonamiento es de presiones, la turbina es del tipo Rateau

6. SEGÚN EL ESCAPE DEL VAPOR

Se dividen en:

- a) Turbinas de Escape Libre
- b) Turbinas con Escape a Condensador

En el primer caso el vapor escapa libremente al exterior. Se conforma un circuito abierto.

1.3.2 Tipos de Turbinas a Vapor

- *Turbinas de condensación directa.* Todo el vapor penetra en la turbina a una presión y sale también de la misma, por el conducto de expulsión, a una presión inferior a la atmósfera.
- *Turbinas directas sin condensación.* Todo el vapor penetra a la turbina a una presión y todo el vapor sale de la misma por el conducto de expulsión a una presión igual o mayor que la atmosférica.
- *Turbina no automática de extracción, de condensación o no-condensación.* El vapor se extrae de una o más etapas con medios para controlar las presiones del vapor extraído.
- *Turbina de extracción e inducción automática, de condensación y no-condensación.* El vapor se extrae de una o más etapas, o bien, se induce a las mismas utilizando medios para controlar las presiones del vapor de extracción o inducción.
- *Turbina de presión mixta y condensación o no-condensación.* El vapor entra a la turbina a dos o más presiones, trazando aberturas de entrada separadas, con medios para controlar las presiones del vapor de entrada.
- *Turbinas de recalentamiento.* Después que el vapor se ha expandido a través de varias etapas, sale de la turbina y pasa por una sección de la caldera, donde se somete a un sobrecalentamiento. El vapor

sobrecalentado devuelve, entonces, a la turbina para su expansión posterior.

1.4 TURBINAS A GAS

La turbina a gas es una máquina de combustión interna en la cual se admite, se comprime, se calienta mediante un proceso de combustión y se expansiona expulsando los gases de la combustión al exterior.

En su forma más simple, la turbina a gas es pequeña ligera, solo requiere de pocos cimientos y construcciones adyacentes, no necesita agua de enfriamiento ni de atención durante su funcionamiento y puede manejarse a control remoto o forma automática. Tiene capacidad para arrancar en forma rápida aún con carga, mantiene bajas pérdidas, poco mantenimiento y una larga vida.

Las turbinas a gas pueden arreglarse para que produzcan potencia, alta presión de aire o gases del escape caliente, tanto en los dispositivos simples como en los combinados.

Los gases del escape se emplean en muchas instalaciones para producir vapor para su posterior empleo en diferentes procesos. Esta flexibilidad de aplicaciones son las características más notable de las turbinas a gas.

Su instalación es más compacta, contiene menos dispositivos auxiliares, no necesitan condensador, su lubricación es más simple, tiene un escape limpio, su relación peso/potencia es más pequeña en comparación con las turbinas a vapor. Su uso esta desplazando a estas últimas por una serie de ventajas que presentan las turbinas a gas en las diferentes aplicaciones industriales.

Componentes de una turbina a gas

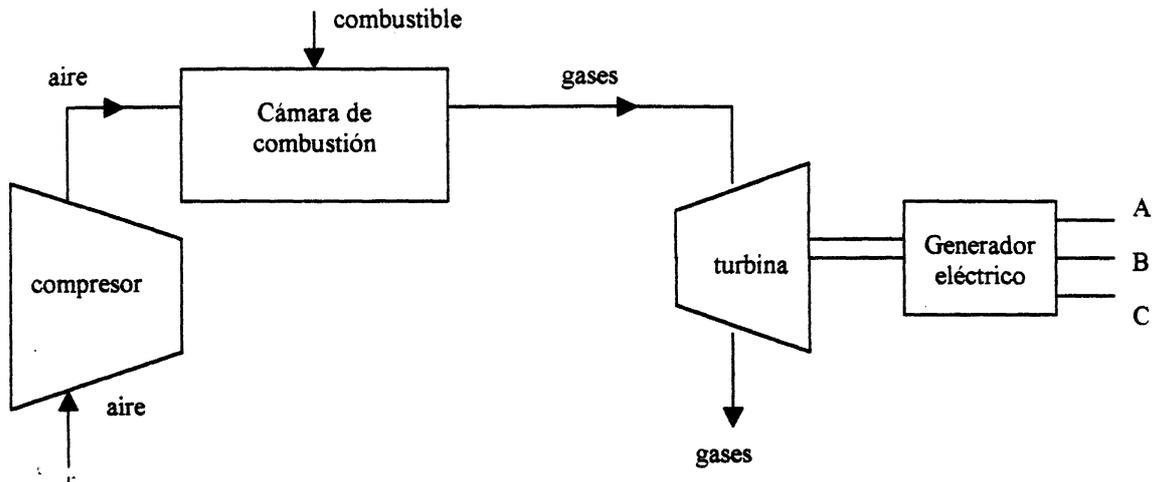


Figura 1.8 Diagrama en el que consta las partes principales de una Central a Gas

Los principales componentes de una turbina a gas son los siguientes:

- **Compresor:** este sirve para comprimir el aire, es decir elevar su presión.
- **Cámara de la combustión:** en esta se produce la combustión de la mezcla aire combustible
- **Turbina:** en esta la energía térmica de los gases se convierte en energía cinética al pasar por las toberas y luego esta energía mecánica al incidir sobre los alabes del rotor
- **Generador eléctrico:** esta maquina sirve para convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Usualmente los generadores son de dos polos o cuatro polos, es decir de rotor cilíndrico de 13.8 KV

1.5 CENTRALES DE VAPOR Y DE GAS (CICLO COMBINADO)

El conjunto de una instalación de turbina de vapor con otra de turbina de gas, unidas por un ciclo tecnológico común, se llama *central de vapor y de gas*. El sentido de la unión de estas instalaciones en un todo único consiste en la reducción de las pérdidas del calor utilizado en la turbina de gas o del calor de los gases de desecho de los generadores de vapor y, por consiguiente, en la elevación del rendimiento de la central eléctrica de vapor y de gas en comparación con la centrales de turbina de vapor o de gas tomadas por separado.

El generador de vapor utilizado en este tipo de configuración es de alta presión y funciona con combustible gaseoso o con combustible líquido purificado, con una presión en la cámara del hogar y en los conductores 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. 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 presión es mayor que el de una central eléctrica de turbina de vapor, con mayor razón, de una central eléctrica de turbina de gas, y puede alcanzar el 42,0 - 43,0 %.

La utilización del esquema con la impulsión 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. Desde el generador de vapor el vapor se dirige a la turbina de vapor que tiene un esquema ordinario de calentamiento regenerativo del agua. 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 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 de la cámara del hogar del generador de vapor tienen las ventajas de que en este caso se puede utilizar 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 esquema, en este caso gas o combustible líquido en cantidades relativamente menores.

El rendimiento de un bloque energético de vapor y de gas combinado alcanza cerca del 40%, siendo el rendimiento de un bloque energético de turbina de vapor cerca del 39%. La potencia de un bloque energético combinado crece en un 10 - 11%, 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 12.800 hasta 9050 kJ/(kW.h).

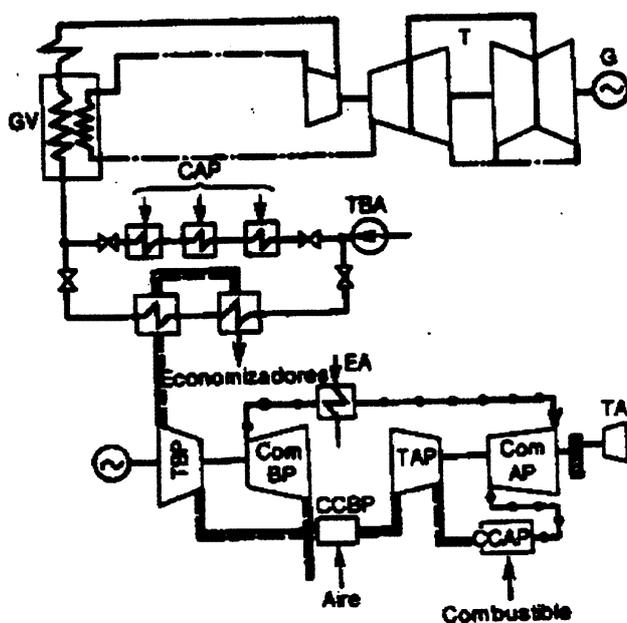


Figura 9 Esquema de una central eléctrica de vapor y de gas con las instalaciones de turbina K-300-240 y GT-100-750

1.6 CENTRALES A DIESEL

Este tipo de centrales utiliza un motor de combustión interna de dos tiempos para producir energía eléctrica a través del alternador (generador), esto se puede apreciar en la gráfica:

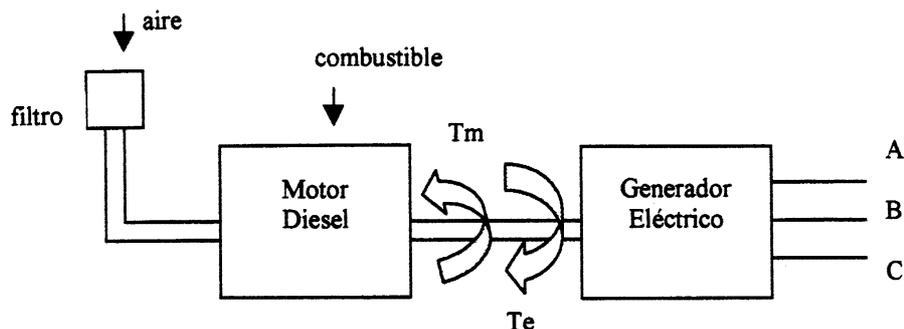


Figura 1.10 Diagrama en el cual consta las partes principales de una Central a Diesel

El motor a diesel esta constituido de las siguientes partes: la tobera, el pistón y los conductos de entrada y salida.

- *La tobera:* sirve para enviar a alta velocidad el combustible hacia el interior del cilindro.
- *El cilindro:* es el lugar donde se comprime el aire, se produce la combustión de la mezcla del combustible con el aire y donde se expande los gases de la combustión.
- *El pistón:* sirve para comprimir el aire y llevarlo a la temperatura de encendido del combustible y el recibe el empuje de los gases de la combustión al expandirse realizando el trabajo. El conducto de entrada sirve para el ingreso de aire fresco al interior del cilindro y el conducto de salida para el escape de los gases de la combustión, una vez que han realizado el trabajo por medio del pistón.

1.6.1 Ciclo de Funcionamiento:

El motor a diesel que se lo utiliza en este tipo de centrales es de dos tiempos: compresión - combustión y expansión - escape. Se ve este ciclo en cuatro etapas:

1. En esta etapa se tiene el ingreso del aire fresco al cilindro

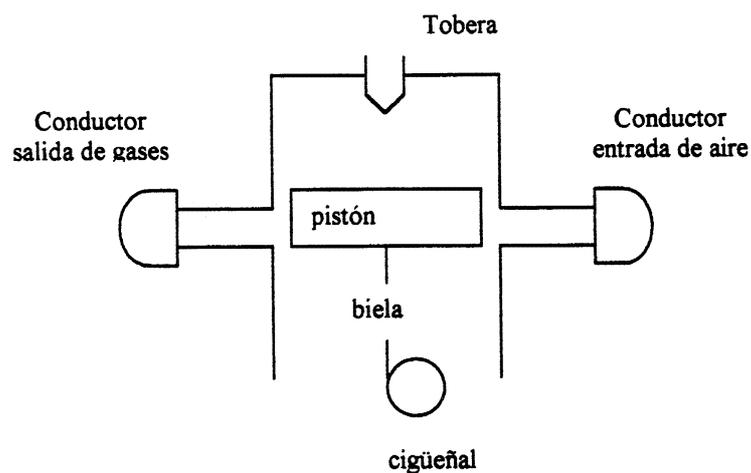


Figura 1.11 Primera etapa del ciclo de funcionamiento de una Central a Diesel

1. En esta etapa se tiene la compresión del aire para llevar su temperatura hasta la de encendido del combustible

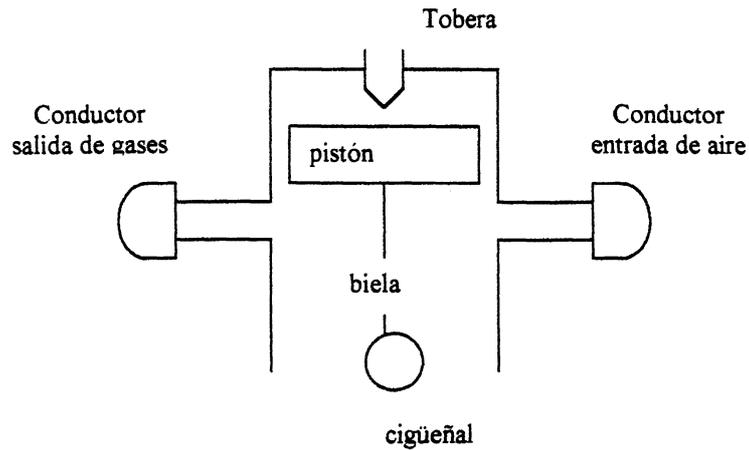


Figura 1.12 Segunda etapa del ciclo de funcionamiento de una Central a Diesel

2. En esta etapa cuando el pistón está cerca del punto muerto superior se inyecta combustible a alta velocidad a través de la tobera que al encontrarse con el aire a alta presión se atomiza el combustible, se produce la mezcla del combustible con el aire a la temperatura de encendido del combustible y como resultado se obtiene la combustión.

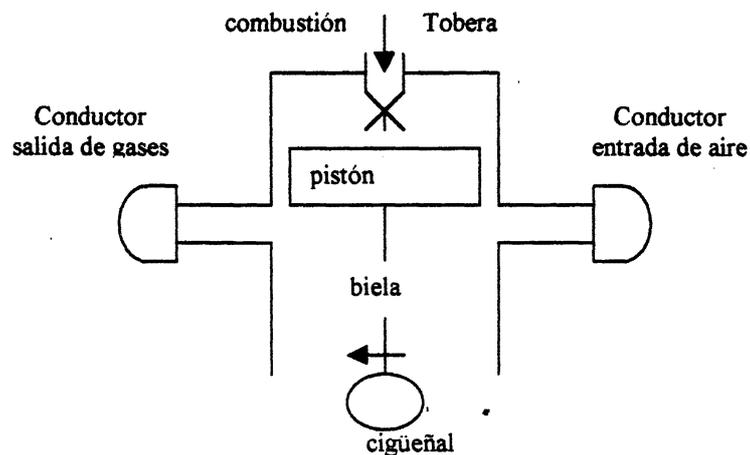


Figura 1.13 Tercera etapa del ciclo de funcionamiento de una Central a Diesel

3. En esta etapa se tiene la expansión de los gases de la combustión que empujan al pistón hacia abajo hasta el punto muerto inferior de su carrera realizándose de esta manera el trabajo. Cuando el pistón se encuentra en el punto muerto inferior de su carrera se dejan abiertos los conductos de entrada de aire y salida de los gases, el aire de entrada sirve de barrido de los gases y para llenar de aire fresco el cilindro para un nuevo ciclo.

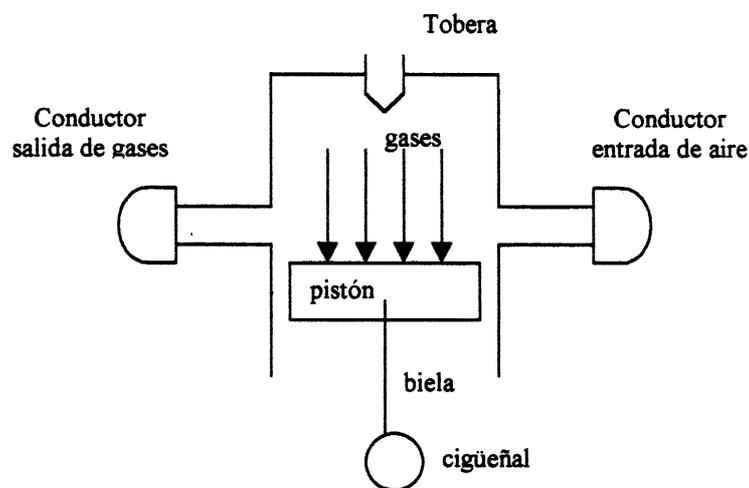


Figura 1.14 Cuarta etapa del ciclo de funcionamiento de una Central a Diesel

1.7 COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LAS CENTRALES TERMICAS

Los tipos de combustibles que vamos a mencionar a continuación particularmente los del tipo sólido y gaseoso, no son los utilizados en las Centrales Térmicas de nuestro país, ya que no existen las reservas suficientes que estas centrales requieren, es decir, en el caso del gas, todavía esta en proyecto su explotación del Golfo de Guayaquil, y en el caso del carbón no existe en el Ecuador para poder ser usado en las

Plantas Térmicas, además de que nuestras centrales, no han sido diseñadas para usar este tipo de combustible, hablando del carbón específicamente, motivo por el cual, no se puede tener este tipo de combustible, pero si se hace referencia a él se debe a que a manera de información queremos mencionar todos los tipos de combustibles que son utilizados para generar energía eléctrica en las Centrales Térmicas.

El combustible que se está utilizando en las centrales térmicas de nuestro país es de tipo líquido y es el FUEL OIL (también llamado búnker) que es un derivado del petróleo y se lo emplea para poder generar energía en las centrales a vapor ya que se requiere grandes cantidades de combustible y este es uno de los de menor costo pero tiene la desventaja de que ocasiona gran contaminación tanto en las calderas de las centrales como en el medio ambiente

Por consiguiente, combustible es, toda sustancia que combinado con el oxígeno del aire, produce luz, calor y desprendimiento de gases, y es obtenido de la naturaleza en numerosas formas físicas.

Existen 3 tipos de combustibles los cuales son:

1. Combustibles sólidos: carbón, madera, hulla, bagazo, etc.
2. Combustibles líquidos: aceite combustible, gasolina, alcohol, etc.
3. Combustibles gaseosos: gas natural, gas de alto horno, etc.

Los combustibles contienen 3 elementos químicos de gran significado: el carbón, hidrógeno y el azufre. El azufre normalmente es de menor significación como fuente de calor, pero es de mayor importancia en los problemas de corrosión y contaminación.

Algunas características de los combustibles son: contenido de humedad, densidad, viscosidad, poder calorífico, punto de inflamación, punto de combustión, contenido de azufre y cenizas.

La mas importante de estas características es el poder calorífico, que consiste en la cantidad de energía calorífica que es capaz de entregar un combustible al ser quemado, midiéndose en kcal/kg., BTU/lb, o Joule/kg.

- **COMBUSTIBLES SÓLIDOS**

El carbón es el combustible sólido mas utilizado, el cual es un combustible natural que se extrae del seno de la tierra y que ha producido por descomposición de materiales vegetales a altas temperaturas y presiones en el curso de los siglos.

Los carbones bituminosos tienen un alto contenido de cenizas, es de apariencia laminar brillante pero se vuelve opaco cuando se pone al sol, su análisis aproximado es de: humedad 12%, material volátil 40%, carbón fijo 40%, cenizas 8%

El carbón bituminoso o hulla no se desintegra con el tiempo y es la base de carbón más empleada, tiene mayor poder calorífico que el sub-bituminoso y su análisis aproximado es de: humedad 4% material volátil 29% carbón fijo 60% cenizas 7%

Tanto el carbón bituminoso es aceptable desde el punto de vista de poder calorífico, para utilizarlos como combustibles en la generación de energía eléctrica.

Las cenizas son sustancias minerales no combustibles que se funden convirtiéndose en escoria, cuando en el hogar se alcanzan temperaturas suficientemente elevadas; parte de las escorias caen en el cenicero, pero parte se enfría con el aire que se inyecta para la combustión, quedando adheridas a las paredes laterales del horno y al emparrillado del hogar.

El alto porcentaje de cenizas es factor determinante en la decisión de que se toma para utilizar el carbón como combustible. Los carbones de tipo normal contienen entre el 5 y el 10% de cenizas, los de buena calidad hasta un máximo de 5% y los de baja calidad más de 16%.

La presencia de azufre en los carbones es perjudicial por los componentes que se forman durante la combustión. Cuando se mezclan con la humedad, forman ácidos que corroen las partes metálicas de las calderas, los economizadores y los precalentadores de aire. El contenido de azufre en los carbones comerciales varía entre el 0.2 y el 2.5%.

Los carbones contienen la humedad propia, solamente en el momento de ser extraídos de las minas. La humedad adicional proviene de la condensación atmosférica de la lluvia, del lavado y del tratamiento al que son sometidos. La humedad tiene valores comprendidos entre el 2 y el 15%.

Durante el almacenamiento del carbón puede presentarse una combustión espontánea y sucede cuando el carbón es amontonado y expuesto a la acción atmosférica, sufriendo una oxidación se desarrolla con desprendimiento de calor, este puede concentrarse en un área pequeña, elevando la temperatura lo suficiente para que se incide la combustión del carbón. El espesor de amontonamiento favorece la

combustión espontánea y para cada tipo de carbón se determina el espesor máximo de seguridad.

- **COMBUSTIBLES GASEOSOS**

En las centrales generadoras de energía eléctrica, solamente se utiliza como combustible por su bajo costo, gas natural que se obtiene en el mismo lugar de donde se extrae el petróleo, resultado antieconómico de los gases manufacturados.

El gas natural es el combustible que nos proporciona mayores ventajas, tanto por la simplicidad de su manejo como por una mayor eficiencia de operación del generador de vapor. La combustión completa se puede efectuar más fácilmente con menor exceso de aire; al estar libre de cenizas, la combustión es prácticamente sin humo y no existe acumulación de escoria ni contaminación del ambiente. Sin embargo se debe tener una mayor consideración de seguridad en el diseño de sus sistemas, ya que se mezcla fácilmente con el aire y el peligro potencial de una explosión es más grande que con otros combustibles.

- **COMBUSTIBLES LÍQUIDOS**

El petróleo es un excelente combustible para generar calor y fuerza, siendo el más popular de los combustibles líquidos.

Los combustibles líquidos, como la gasolina, el kerosene y el aceite combustible (fuel oil), obtenidos del petróleo, tienen las ventajas de que se manipulan y almacenan fácilmente y son más limpios que los combustibles sólidos, los alcoholes son buenos combustibles, pero son

demasiado caros para competir con los productos del petróleo. La materia combustible del petróleo y sus derivados consiste principalmente en hidrocarburos, cuya fórmula química es de la forma C_xH_y , cuyos subíndices x y y tienen muchos valores diferentes. Hay trazas de otros constituyentes en el petróleo, generalmente: azufre, nitrógeno, oxígeno, humedad y ceniza. A menudo no hay una o más de estas impurezas. El azufre aunque tiene cierta potencia calorífica, es inconveniente en los combustibles, pues su combustión en presencia de humedad (y generalmente la hay) forma un ácido que ataca y corroe los metales de las calderas y los motores

El residuo que se obtiene al refinar el petróleo, es un líquido negro viscoso y sin sólidos denominado combustible pesado y es el que se emplea para quemarse en los generadores de vapor.

Existe amplia variedad de petróleo con características físicas y químicas diferentes, lo cual da lugar a modificar sus condiciones de quemado. Las características más importantes del petróleo son las siguientes:

- **Gravedad específica:** es la proporción de los pesos de un volumen dado de agua y petróleo, con ambas sustancias a una temperatura de 20 C.
- **Punto de inflamación:** es la temperatura más baja en la cual un petróleo producirá vapores encendibles o explosivos. Es importante para determinar los requisitos de almacenaje y manejo del petróleo
- **Calor específico medio:** es la cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de un kilogramo de petróleo en un grado centígrado.
- **Viscosidad:** la viscosidad de un petróleo es la medida de su resistencia al movimiento interno o flujo. La viscosidad es importante debido a su efecto en el grado de atomización obtenido por los quemadores de petróleo. Generalmente los petróleos pesados tienen viscosidades más

altas que los ligeros. La viscosidad del petróleo combustible disminuye rápidamente con el aumento de temperatura. Un precalentamiento relativamente moderado hace posible el uso de petróleos que son altamente viscosos a la temperatura atmosférica.

- *Contenido de azufre y ceniza:* el azufre en el aceite combustible, puede causar corrosiones muy fuertes en el generador de vapor porque se combina con la humedad existente y forma ácido sulfúrico que corroe los tubos y los ductos.
- *Contenido de sedimento:* se mide en peso o porcentaje de volumen y puede causar considerable daño a las válvulas y bombas de las líneas de combustible.

A continuación presentamos un análisis elemental del Fuel Oil, combustible utilizado en la Centrales Térmica Trinitaria de la ciudad de Guayaquil:

ANÁLISIS ELEMENTAL

| | |
|---------------------------|---------|
| C | 85,95% |
| H ₂ | 11,44% |
| N ₂ | 0,31% |
| S | 1,52% |
| V | 150 ppm |
| Na | 21 ppm |
| H ₂ O | 0,30% |
| Ceniza | 0,04% |
| O ₂ (por dif.) | 0,42% |

TABLA 1.1

CARACTERÍSTICAS FÍSICO - QUÍMICAS

| | |
|-------------------|--------|
| Viscosidad a 50°C | 494,8 |
| Cok Conradson | 13,83% |
| asfaltenos | 16,22% |

TABLA 1.2**ANÁLISIS CALORIMÉTRICO**

| | |
|--------|----------------|
| P.C.S. | 10,379 kcal/kg |
| P.C.I. | 9.774 kcal/kg |

TABLA 1.3

Así mismo presentamos a continuación un análisis de Control de Calidad realizado para el combustible Fuel Oil de la Central Térmica Ing. Gonzalo Zevallos de Guayaquil.

ANALISIS DE CONTROL DE CALIDAD

| PRUEBA | METODO Astm | METODO Inen | ESPECIFICACION | RESULTADO |
|----------------------------|----------------|----------------|----------------|-----------|
| Grav. Especifica 60°F | D1287 | ----- | Reporte | 0.9574 |
| Grav. Api 60°C | D287 | ----- | Reporte | 16.3 |
| Punto Inflamación °C | D93 | 1493 | Min= 59.0 | 114 |
| Agua y Sedimento %V | D179 | 1494 | Max= 1.0 | 0.1 |
| Visc. Redwood 37.8 °C | D88 | 981 | 4090 - 5000 | 4524 |
| Cenizas %P | D482 | 1492 | Max = 0.2 | 0.038 |
| Punto Ecurrimiento °C | D97 | 1982 | Max = 12.0 | 9 |
| Azufre %P | D4294 | --- | Max = 1.8 | 1.26 |
| Visc. Saybolt Furol a 50°C | D88 | --- | 196,5 - 239.6 | 219 |

TABLA 1.4

Hay que aclarar que la norma Astm que es una norma internacional llamada American Society for testing and Material con la que se compara a la norma INEN para efectos de seguridad y control mismo.

Para finalizar este capítulo queremos poner a disposición del lector los tipos de centrales de generación eléctrica con los que cuenta nuestro país, con sus respectivas características técnicas, lo que se encuentra el anexo 1 al final de esta tesis.

CAPITULO II

METODOS APLICADOS EN LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA

2.1 SELECCION DE UNIDADES HIDROELECTRICAS UTILIZANDO EL METODO DE UN FACTOR DE MERITO A MAXIMA ENTREGA DE ENERGIA

El método escogido para seleccionar las unidades hidroeléctricas a ingresar en cada despacho hidroeléctrico a efectuar, obedece básicamente a la posición que tengan cada una de ellas en una lista prioritaria, en la cual, se sitúa en orden descendente tomando en cuenta únicamente su Factor de Mérito a máxima entrega de potencia. (F_{MERITO} .)

Ayudados de las características técnicas y operativas que cada unidad posee y que previamente han sido ingresadas como datos, este factor trata de dar un valor que refleje que tan apta esta la unidad hidroeléctrica para entregar su máxima potencia de generación al sistema, es decir, su disponibilidad al entregar la máxima potencia, denotada por su máximo caudal de generación (q_{max}), tomando muy en cuenta el volumen del embalse con la que cada unidad hidroeléctrica comienza para el despacho hidroeléctrico a planificar, así como también el mínimo

volumen de agua en el embalse que cada unidad es capaz de tolerar, siendo ésta una de las principales restricciones en el cálculo del factor. El considerar un caudal de ingreso promedio por hora que posee la unidad hidroeléctrica (E), es fundamental en el momento de analizar el objetivo del factor.

Este último resulta de dividir la sumatoria de los caudales de ingreso al embalse por cada uno de los j periodos del día a planificar ($\sum r_j$) para el número de horas por día de planificación (24 horas).

De esta manera E queda definida como:

$$E = \frac{\sum_{j=1}^{j=j_{\max}} r_j}{24} \quad (2.1)$$

Una vez obtenido este valor, tratamos de asignarle a cada unidad hidroeléctrica un valor, en el cual se considera el volumen de agua que dispone inicialmente (al comienzo del despacho) para generar potencia antes de llegar a un estado crítico de volumen en el embalse, el mismo que está representado por la diferencia entre el volumen actual (V_{actual}) y el volumen mínimo ($V_{\text{mínimo}}$). Si a esta diferencia la dividimos por cada una de las 24 horas que posee el día tendremos la vigésima cuarta parte del volumen en el embalse con el que disponemos para la planificación. Finalmente a este resultado le sumamos el caudal de ingreso promedio por hora que posee la unidad hidroeléctrica y le restamos el caudal que demanda la unidad para generar la máxima potencia capaz de producir en una hora, tendremos un estimado por hora de la cantidad de agua en el embalse que nos quedará al final de

cualquier hora del día a planificar. Si a este estimado de volumen de agua que podría pasar por la turbina para generar la máxima potencia por hora (q_{\max}) lo dividimos para el mismo caudal correspondiente de generar la máxima potencia hidroeléctrica por hora, tendríamos finalmente:

$$F_{\text{MERITO}} = (V_{\text{Resid.}}/\text{hora}) / q_{\max} \quad (2.2)$$

Considerando que:

$$V_{\text{Resid.}}/\text{hora} = ((V_{\text{actual}} - V_{\text{min}})/24) + E - q_{\max} \quad (2.3)$$

Donde:

V_{Resid} está dado en acres-pies,

V_{actual} y V_{min} también están dados en acres-pies, y

q_{\max} así como E están dados en acres-pies/hora

De esta manera queda determinada F_{MERITO} :

$$F_{\text{MERITO}} = [((V_{\text{actual}} - V_{\text{min}})/24) + E - q_{\max}] / q_{\max} \quad (2.4)$$

El factor de mérito a máxima entrega de energía relaciona el volumen residual al final de una hora cualquiera, como unidad de tiempo, con el volumen total desalojado por la central para producir la máxima potencia en dicha hora.

Mientras más alto sea el valor del factor (F_{MERITO}), mayor será la capacidad de entregar su máxima potencia por parte de la unidad hidroeléctrica. Es decir la Lista Prioritaria para Unidades hidroeléctricas se ordena desde un valor alto de F_{MERITO} , hasta un valor bajo del mismo.

A la hora de seleccionar las unidades hidroeléctricas, se lo hará en el orden establecido en la lista.

Al considerar el máximo caudal a pasar por cada una de las turbinas (q_{max}), se logra establecer la más crítica condición de desalojo de agua a pasar por turbina, que justamente se da si queremos generar la máxima potencia posible. De esta manera se ha tomado en cuenta la máxima situación de generación.

Así, pues, la lista queda establecida, y sus opciones (unidades) serán calificadas y encasilladas de acuerdo a que tan aptas sean para entregar lo que más puedan en potencia al sistema.

De esta manera, damos a entender que para nuestro programa, las unidades hidroeléctricas serán prioritarias a la hora de proveer de energía base al sistema eléctrico.

Con esta lista, cuando el sistema necesite de otra unidad que aumente la potencia generada y entregada a la carga, ingresará aquella inmediata a la unidad seleccionada anteriormente en la Lista Prioritaria Hidroeléctrica. De igual manera, cuando la potencia generada por el parque hidroeléctrico sea mayor en exceso a la potencia demandada por el sistema, la última unidad activa en la lista saldrá.

2.2 MODELO MATEMATICO DE LA PROGRAMACION DINAMICA APLICADO AL DESPACHO HIDROTERMICO

La Programación Dinámica puede ser aplicada en los problemas de programación hidro-térmica. Las múltiples plantas, de los sistemas acoplados hidroeléctricamente ofrecen dificultades computacionales que

lo hacen difícil de usar en este tipo de sistemas, dando el beneficio de aplicar programación dinámica a estos problemas. Ahora vamos a ilustrar la aplicación de una sola planta hidroeléctrica operando con un sistema térmico. La figura 2.1 muestra una planta equivalente a vapor P_s , y la planta hidroeléctrica, P_H , sirviendo a una serie de cargas simples, P_L . Los intervalos de tiempo son denotados por j , donde j va entre 1 y j_{\max}

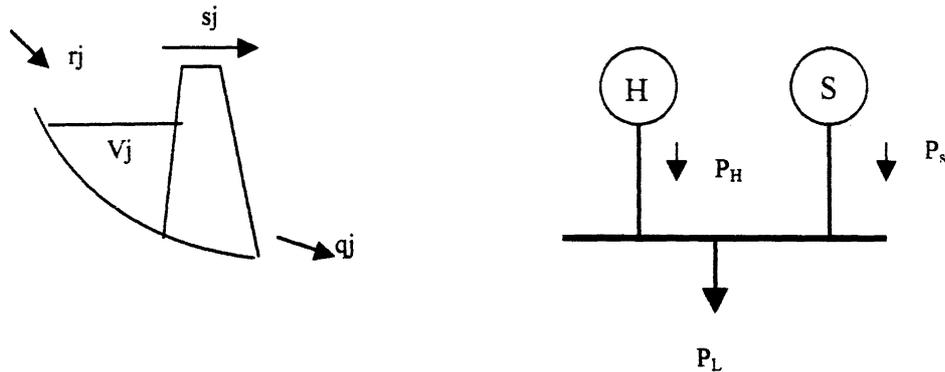


Figura 2.1 Modelo de un Sistema Hidro-térmico usado en la Programación Dinámica

- r_j : Valor de flujo de entrada neto al reservorio durante el periodo j
- V_j : Volumen de almacenamiento al final del periodo j
- q_j : Valor de flujo que ingresa a la turbina durante el periodo j
- P_{Hj} : Potencia de salida durante el periodo j
- S_j : Valor de rebosamiento durante el periodo j que en este método no es considerado
- P_{sj} : Potencia equivalente de salida de la planta térmica
- P_{Lj} : Nivel de carga
- F_j : Costo de combustible para el periodo j

Ambos volúmenes de reserva inicial y final, V_0 y $V_{j_{\max}}$ son dados en un periodo de carga. La planta térmica se asume que va a estar en un periodo completo. Esta característica esta dada como:

$$F_s = c + mP_{sj} \quad (\$/h) \quad (2.5)$$

El agua usa rangos característicos de plantas hidroeléctricas esto es:

$$q_j = a + bP_{Hj} \text{ acres-pies/h} \quad \text{para } P_{Hj} > 0 \quad (2.6)$$

$$q_j = 0 \quad \text{para } P_{Hj} = 0 \quad (2.7)$$

Los coeficientes a , b , c y m son constantes. Vamos a tomar las unidades de rango de flujo de agua en acres-pies/h. Si cada intervalo j es n_j horas largas, el volumen almacenado cambia así:

$$V_j = V_{j-1} + n_j(r_j - q_j - s_j) \quad (2.8)$$

En este método se asume que los derrames o reboses en el embalse son iguales a cero

Si V_i y V_k denotan dos estados de volumen y

$$V_{j-1} = V_i \quad (2.9)$$

$$V_j = V_k \quad (2.10)$$

Entonces, el rango del flujo que ingresa a la unidad hidroeléctrica durante el intervalo j es:

$$q_j = [(V_i - V_k) / n_j] + r_j \quad (2.11)$$

Donde q_j debe ser positivo y es limitado a algún rango de flujo máximo, q_{max} , el cual corresponde al rendimiento de potencia máxima de la unidad hidroeléctrica. El problema del programa involucra el encontrar la

trayectoria de costo mínimo (y el volumen en cada estado). Como se indica en la figura 2.2 numerosas trayectorias factibles pueden existir

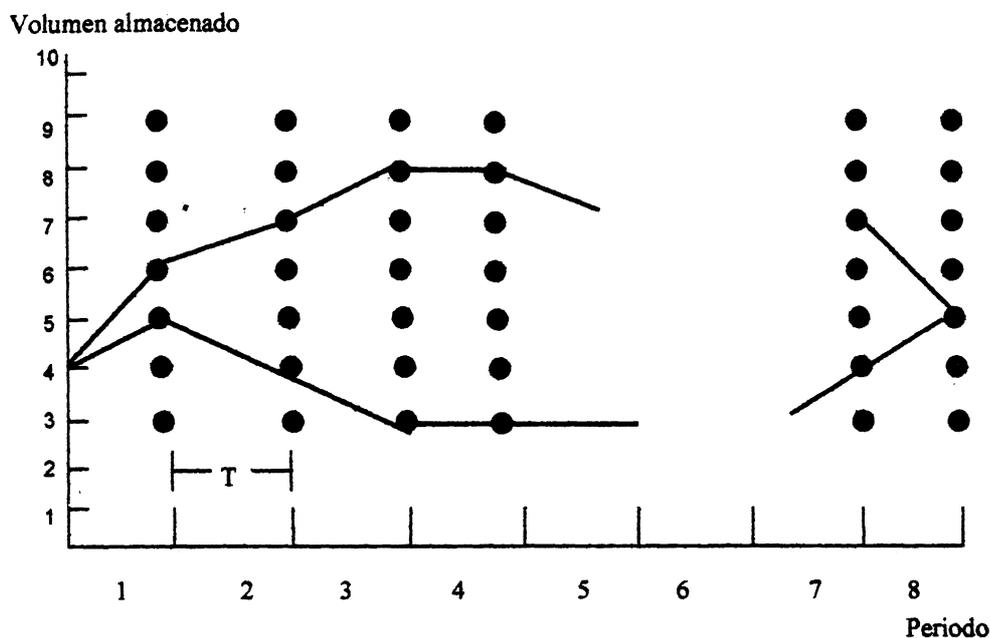


Figura 2.2 Trayectoria de operación para una planta hidroeléctrica

El algoritmo de la programación dinámica es bastante simple

Veamos:

$\{i\}$ = el estado de volumen en el comienzo del periodo j

$\{k\}$ = los estados al final del periodo j

$TC_k(j)$ = costo total del despacho desde el inicio hasta el final del periodo j para un estado de reservorio almacenado V_k

$PC(i,j-1,k,j)$ = costo de producción de el sistema térmico en el periodo j que va desde un volumen inicial V_i hasta el final del periodo con un volumen final V_k

El algoritmo de la Programación Dinámica hacia a delante es entonces:

$$TC_k(0) = 0 \quad (2.12)$$

Y

$$TC_k(j) = \min [TC_i(j-1) + PC(i,j-1; k,j)] \quad (2.13)$$

Donde:

$TC_i(j-1)$: Costo total hasta el periodo anterior

$PC(i,j-1; k,j)$: Costo del estado actual que viene dado por la función costo multiplicado por el número de horas del periodo j $F_s \times n_j$

Debemos obtener como dato las cargas y el flujo de entrada natural. El rango de descarga que ingresa a la unidad hidroeléctrica y los niveles de almacenamiento finales son fijados al inicio y los mismos establecen el valor de P_H y P_s . El cálculo de los costos de producción térmica sigue directamente.

Pueden haber estados de volumen V_k desde estados de volumen iniciales V_i que son inalcanzables por los límites de operación de la planta hidroeléctrica. Es decir que con estos volúmenes finales V_k se pueden dar valores de q_j que salen del rango. Hay muchas variaciones en las limitaciones hidráulicas que pueden ser incorporadas en la Programación Dinámica.

Usando los niveles de volúmenes como variables de estado con restricciones, el número de niveles de salida hidroeléctrica que son consideradas desde cada estado, fija el valor de rango de descarga de potencia, si una variable principal es considerada. Si una planta térmica de calor variable es considerada, esto complica el cálculo del nivel de potencia como un calor promedio debe ser usado en la estabilidad del valor de P_H esto es relativamente fácil de manejar

2.3 METODOLOGIA APLICADA AL DESPACHO HIDROELECTRICO PARA EL DESARROLLO DEL PROGRAMA

La programación dinámica se desarrolla básicamente considerando en su totalidad la potencia demandada por la carga para cada una de las veinticuatro horas, agrupadas en j periodos de tiempo de n_j horas cada una, en donde la carga que se va a considerar uniforme dentro del periodo de turno, es la potencia mínima demandada entre ellas, a fin de que no exista generación innecesaria. Por esto lo más óptimo sería establecer una duración de tiempo n_j de 1 hora por periodo, con lo cual existirían 24 periodos j a considerarse, y por tanto el análisis por hora del despacho económico se volvería más real. Esta potencia demandada se denotará como P_{load} , para el periodo j de tiempo correspondiente.

Ahora, que se ha establecido parte del proceso de planificación del despacho hidroeléctrico, es sumamente importante considerar los demás parámetros a ingresar o tomar en cuenta a lo largo de la programación dinámica. Estos parámetros que forman parte de los datos de la planta hidroeléctrica, del planeamiento y restricciones son:

a) Datos de la planta hidroeléctrica

- Caudal de agua: en acres-pies/hora a pasar por la turbina generadora en función de la potencia hidroeléctrica a generar en MW: $q_j = a + bP_H$, donde:
 - P_H : Potencia hidroeléctrica generada por la Central
 - a: Constante de caudal de agua necesaria para vencer la inercia de la turbina
 - b: Caudal incremental por variación de potencia generada
- P_{Hmin} , Potencia mínima capaz de generar la central hidroeléctrica en MW
- P_{Hmax} , Potencia máxima capaz de generar la central hidroeléctrica en MW

- V_{\min} Volumen mínimo tolerable que el embalse deberá almacenar en cualquier periodo j de tiempo en acre-pie.
- V_{\max} Volumen máximo tolerable que el embalse deberá almacenar en cualquier periodo j de tiempo en acres-pies.

b) Datos de planeamiento:

- r_j , Caudal de ingreso al embalse en acre-pie/hora por periodo de tiempo j producto de la lluvia o desemboque de ríos
- ΔV . Se establece un paso de volumen en acres-pies, el cual se explicará posteriormente, con el cual se establecerán los diferentes estados de volumen final para cada periodo j de tiempo

c) Restricciones:

- Volumen inicial en acre-pie con lo que se comienza al inicio del primer periodo: $j = 1$
- Volumen final en acre-pie con lo que se finaliza el día de planeamiento, es decir, el correspondiente al último periodo $j = j_{\max}$ de tiempo

El método continúa su desarrollo definiendo inicialmente la curva de costo aproximado equivalente de todo el parque térmico disponible, la que llamaremos F_s , que viene dado en función de la potencia equivalente generada por todas las unidades térmicas a lo largo de un periodo j , definida como P_s , lo que será dado como una aproximación, en forma lineal. Es importante aclarar que esta función F_s es de naturaleza compuesta, pues para cada intervalo w de potencia generada por el parque térmico le corresponderá su respectiva función de aproximación lineal, la misma que tratará de dar una aproximación relativa del costo de generar una potencia térmica total por parte de todo el parque térmico (esta potencia la hemos definido como P_s). El valor real de generación

optimizada de potencia térmica podrá ser obtenido al momento de realizar el despacho térmico económico dentro de este programa. El establecer F_s como función de P_s es realizado con el fin de dar una idea aproximada de cuanto costará generar la potencia térmica demandada como ayuda al procedimiento efectuado de programación dinámica en la realización del despacho hidro-térmico.

$$F_s = f [P_s] \quad (2.14)$$

$$F_{sw} = c_w + m_w * P_s \quad (2.15)$$

Para todo intervalo w comprendido entre la mínima potencia generada por una sola unidad del parque térmico y la sumatoria de todas las potencias máximas generadas por todas y cada una de las unidades pertenecientes al parque térmico a considerar. Así, pues, el número $w_{máx.}$ de intervalos para la determinación de F_s en función de P_s será definido de la siguiente manera:

$$w_{máx.} = n + 3 \quad (2.16)$$

Donde:

F_{sw} : Costo total equivalente aproximado de generar potencia en el parque térmico en un periodo j dentro de su correspondiente intervalo w de potencia térmica P_s .

P_s : Potencia generada por el parque térmico del sistema eléctrico en un periodo j

m_w : Costo incremental equivalente de la variación de potencia térmica generada por todo el parque térmico del sistema eléctrico dentro de un intervalo w . La cual es la pendiente de la función F_s dentro de su correspondiente intervalo w de potencia térmica generada (P_s)

c_w : Constante de la función lineal correspondiente al intervalo w a considerar.

n : Número de unidades térmicas pertenecientes al parque térmico a considerar.

La manera en que determinaremos las funciones (aproximaciones) de naturaleza lineal iniciará con la definición de los valores inicial y final de potencia P_s para cada uno de los w intervalos calculados. Los puntos de inflexión del conjunto de rectas que formarán la función F_s resultante se determinarán en dos pasos:

- 1) Estableciendo en orden ascendente cada una de las n potencias mínimas generadas por cada una de las i unidades térmicas, así como también la sumatoria de todas las potencias mínimas de estas unidades ($\sum P_{\text{mini}}$) y la sumatoria de todas las potencias máximas de las mismas ($\sum P_{\text{MAXI}}$).
- 2) Estableciendo dentro del rango correspondiente entre ambas sumatorias señaladas anteriormente (las de potencias mínimas y máximas de las unidades térmicas) dos puntos de inflexión, para lo cual dividiremos la diferencia entre estos dos valores para tres (3) (llamaremos $d\sum P$ a este valor calculado), para posteriormente añadir este valor a la sumatoria de las potencias mínimas ($\sum P_{\text{mini}}$) y luego, por segunda ocasión, volvemos a añadir este valor $d\sum P$ al calculado recientemente:

$$d\sum P = \left(\sum_{i=1}^n P_{\text{MAXI}} - \sum_{i=1}^n P_{\text{mini}} \right) / 3 \quad (2.17)$$

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

En caso de que este valor $d\sum P$ resultara en un número no entero, se lo convertirá en su entero inmediato superior.

Habiendo ya establecido los intervalos w de potencia térmica P_s procedemos a calcular los parámetros (pendiente m_w y constante c_w) correspondientes a cada una de las aproximaciones lineales (F_{sw}) que se constituirán conjuntamente en la función compuesta F_s equivalente del parque térmico:

- 1) Para cada una de las n potencias mínimas de los n generadores térmicos, determinar su correspondiente costo de generación a denotar en su respectivo valor de P_s en el cálculo de la F_s equivalente:

$$F_n(P_{\min. n})=F_s \quad (2.18)$$

De esta manera calculamos los n primeros puntos de coordenadas (P_s, F_s) para la determinación de las aproximaciones lineales que conformarán en conjunto la F_s equivalente de generación térmica.

- 2) Para cada una de las sumatorias de las mínimas y máximas potencias de todas las unidades térmicas, determinamos el costo mínimo de generar dichas potencias (ayudados del mismo programa utilizando despacho térmico económico) con lo cual determinamos dos puntos más a considerar en el cálculo de la F_s equivalente: $[\sum P_{\min i}, F_s(\sum P_{\min i})]$ y $[\sum P_{\max i}, F_s(\sum P_{\max i})]$

- 3) Para cada uno de los dos puntos situados dentro del rango de potencia térmica entre $\sum P_{\min i}$ y $\sum P_{\max i}$ encontrados anteriormente determinamos el costo mínimo de generar dichas potencias (ayudados del mismo programa utilizando despacho térmico económico) con lo cual completamos el número de puntos de inflexión para el cálculo de la F_s equivalente en sus respectivas coordenadas (P_s, F_s) .

Para establecer los parámetros (c_w, m_w) para cada uno de los w intervalos de la función de costo aproximado partimos de sus dos puntos extremos (inicial y final), de coordenadas (P_{so}, F_{so}) y (P_{sf}, F_{sf}) respectivamente.

Teniendo estos dos puntos calculamos la pendiente (m_w) y la constante de la función (c_w) :

$$m_w = [F_{sf} - F_{so}] / [P_{sf} - P_{so}] \quad (2.19)$$

donde:

m_w : Pendiente de la aproximación lineal F_s en el intervalo w

P_{so} : Potencia térmica generada perteneciente al punto inicial del intervalo w .

P_{sf} : Potencia térmica generada perteneciente al punto final del intervalo w .

F_{so} : Costo de generar P_{so} perteneciente al punto inicial del intervalo w .

F_{sf} : Costo de generar P_{sf} perteneciente al punto final del intervalo w .

La constante C_w correspondiente a F_{sw} se encuentra despejándola de la evaluación en el punto dado por las coordenadas (P_{so}, F_{so})

$$C_w = F_{so} - m_w * P_{so} \quad (2.20)$$

Y así, se repite este procedimiento para cada uno de los w intervalos de potencia térmica generada por el parque.

Establecemos además un q_{jmax} en función de P_{Hmax} con lo cual aseguramos que q_j nunca podrá ser mayor que q_{jmax} de igual manera se establece que q_{jmin} está en función de un P_{Hmin} .

Es en este punto donde la programación dinámica en sí puede ya efectuarse. Comenzamos esta consideración para $j=1$ con una condición inicial de volumen en el embalse ($V_j = V_{\min}$) con lo cual, considerando el caudal de ingreso r_j y el número de horas por intervalo de tiempo n_j encontramos el caudal neto a pasar por la turbina.

$$q_j = [(V_i - V_k)/n_j] + r_j \quad (2.21)$$

donde:

$V_i = V_{j-1}$, el cual es el volumen inicial para el correspondiente cálculo en este periodo j , el mismo que toma el valor de estado de volumen establecido en el periodo anterior y

$V_k = V_{j+1}$, el cual es el primer volumen final a considerarse para efectuar el cálculo de caudal, dentro de la serie correspondiente a todos los estados finales de volumen del embalse de acuerdo al ΔV establecido para un periodo j

Mas V_{j+1} comienza adoptando el valor de V_{\min} tomado de los datos de la planta hidroeléctrica para establecer un primer estado de volumen al final del presente periodo. De esta manera calculamos el caudal que tendremos si deseamos tal volumen al final del periodo.

Luego, verificamos que q_j esté en el rango de valores esperados:

$$q_{j\min} \leq q_j \leq q_{j\max} \quad (2.22)$$

Ahora describimos los pasos a seguir en el programa:

1. Si q_j está dentro del rango válido entonces, calculamos P_{Hj}

2. $P_{Hj} = (qj - a) / b$ está ahora en función del qj determinado
3. Establecemos en este momento la potencia térmica equivalente que el parque térmico deberá entregar, en función de la potencia hidroeléctrica denotada:

$$P_s = P_{loadj} - P_{Hj} \quad (2.23)$$

donde j es el periodo de turno y m es el número de unidades hidroeléctricas

4. Para este estado calculamos el costo total de generación térmica a tener, una vez finalizado el presente periodo, situándonos en un estado k de volumen el cual lo denominaremos, $Tck(j)$. Este valor lo calculamos evaluando P_s (sacada anteriormente) en F_s , (determinada al inicio del programa) multiplicada por el número nj de horas por periodo. Almacenamos este valor.
5. Para un nuevo estado final de volumen, incrementamos éste en un paso de volumen ΔV e inicializamos totalmente el proceso de hallar $Tck(j)$ para el mismo periodo de tiempo j
6. Almacenamos todos estos valores de $Tck(j)$ correspondientes a los estados finales de volumen
7. Paramos el proceso de definir los $Tck(j)$ para otros estados finales de volumen cuando $V_k > V_{max}$.

Ahora procedemos a repetir todo el proceso anteriormente descrito pero para un nuevo periodo de tiempo j , en donde, V_i se tomará de todos y cada uno de los estados finales de volumen del periodo de tiempo anterior.

El proceso total se repite hasta llegar al último periodo de tiempo j_{\max} en donde para el cálculo de $q_{j=j_{\max}}$, V_k será definido como uno solo:

$$V_k = V_{j=j_{\max}} \quad (2.24)$$

Dado como dato de las restricciones.

Procedemos ahora a identificar todas las combinaciones posibles siguiendo todos los estados de volumen establecidos y realizamos la suma de todos sus TCk (j). Al final de la programación dinámica, aquella alternativa combinatoria que ofrezca el mínimo costo de producción del sistema térmico en el periodo j a ir desde un volumen inicial de V_1 , hasta el final del periodo, en un volumen V_k , será el valido para proceder a definir como Potencia total dada por la sumatoria de la generación de cada una de las unidades hidroeléctrica. Será abastecida la carga con las dos potencias, la térmica y la hidroeléctrica.

El proceso de despacho económico de las unidades térmicas considerará una potencia a satisfacer P_s , determinada por la Programación Dinámica en cada intervalo. De igual manera, las pérdidas de transmisión serán determinadas por esta distribución de potencia tanto térmica como hidroeléctricas.

Cabe indicar que el objetivo fundamental que presenta esta alternativa de planeamiento hidro-térmico denotada como programación dinámica, es el de interactuar dinámicamente con todas las combinaciones de estados posibles de generación hidroeléctrica y térmica, para cada periodo de tiempo posible, optimizando su selección al elegir la más económica cumpliendo satisfactoriamente con las necesidades de la carga.

2.4 SELECCIÓN DE UNIDADES TERMICAS UTILIZANDO EL METODO DE LISTA PRIORITARIA.

Este método sugiere seleccionar las unidades basados en una lista en donde se clasifican las unidades térmicas según su costo promedio de producción, estableciendo de esta manera la prioridad que posee por su mínimo costo. El costo promedio de producción, se calcula multiplicando la tasa neta de calor por el costo de combustible (K) en (MBTU/h). Definiendo, la tasa neta de calor como el cociente entre la cantidad de calor necesaria para producir la potencia máxima de cada unidad térmica ($H_{i(P=P_{max})}$) y la potencia máxima (P_{max}), la fórmula que nos proporciona el costo promedio de producción de cada unidad térmica queda establecida de la siguiente manera:

$$C_{\text{promedio de producción}} = H_{i(P=P_{max})} / P_{max} \times K \quad (\$/MW-h) \quad (2.25)$$

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

Esta lista finalmente se complementa señalando la potencia mínima y máxima que cada unidad es capaz de generar, así como sus potencias mínimas y máximas acumuladas al irse adicionando cada unidad al sistema. Es así como queda finalmente indicada la lista prioritaria de las unidades térmicas, basada en sus costos promedios de producción.

La selección de unidades se basará en el orden prioritario que cada generador térmico posea. Es así que, a medida que la carga demandada (más las pérdidas) se incrementa, irán entrando al sistema las unidades de menor costo promedio de producción en orden ascendente ubicada en la lista prioritaria. Caso contrario ocurre cuando la demanda disminuye, lo cual denotará que las unidades que sean

innecesarias, salgan, haciéndolo primeramente aquellas que posean el mayor costo promedio de producción, es decir, las últimas de la lista prioritaria en servicio activo. El criterio básico que una unidad próxima en la lista prioritaria toma para ingresar en línea al sistema es que si su similar inmediato anterior, activo y en línea no supla la carga demandada, aún generando su máxima potencia entonces procede a satisfacer la demanda, entrando en línea.

Para detallar de mejor manera la forma en que el programa procede a elegir una unidad para satisfacer la carga realizaremos el siguiente proceso de selección:

1. A cada hora cuando la carga está disminuyendo, se determina si sacando la próxima unidad en la lista de prioridad dejará suficiente generación para suplir la carga más los requerimientos de reserva rodante, si no es así, se debe continuar operando como está.
2. Si es así, se determinará el tiempo en el que se necesitará la unidad nuevamente (H_1) antes de que la unidad vaya a ser necesitada otra vez. Esto es, asumiendo que la carga esta disminuyendo y que volverá a aumentar algunas horas después. Si este H_1 es mayor que la suma de tiempo mínimo de desconexión ($T_{mindesc}$) y el tiempo de arranque (T_a), entonces cálculo el costo de enfriar ($C_{enfriar}$), el cual posee el siguiente modelo típico que se calculará ayudado de los datos de ingreso:

$$C_{enfriar} = C_c (1 - e^{-T_H/\alpha}) * K + C_f \quad (2.26)$$

Donde:

C_c [MBTU]: Cantidad máxima de calor de arranque en frío por proceso de encendido.

K [\$/MBTU]: Costo en dólares por unidad de calor.

C_f [\$/h]: Costo fijo de operación de cada planta en dólares por hora

α : Constante térmica de la unidad

Siendo este costo ($C_{enfriar}$), en dólares, el que corresponde para encender la unidad cuando se la ha dejado enfriar un tiempo T_H , y en donde $T_H = H_1 - T_a - T_{mindesc}$. Siendo para la hora 0H00, $T_H = t$ (condición inicial).

Luego procedemos a calcular el costo de tener la misma unidad en banking ($C_{banking}$), como alternativa de estado, cuando no va a ser utilizada, cuyo costo también posee una ecuación característica que se calculará de igual manera con los datos de ingreso:

$$C_{banking} = C_t \times T_H \times K + C_f \quad (2.27)$$

Donde:

K [\$/MBTU]: Costo en dólares por unidad de calor.

C_f [\$/h]: Costo fijo de operación de cada planta en dólares por hora

C_t [\$/h]: costo en dólares de mantener al generador a la temperatura de operación por hora.

Siendo este costo ($C_{banking}$) en dólares aquel correspondiente a mantener a la unidad funcionando durante el tiempo en que no se la va a necesitar dentro del sistema, es decir, operando sin estar entregando potencia. Esta condición ofrece una entrada en línea de la unidad de

forma inmediata, pues ya está encendida, mas obviamente el mantener esta alternativa posee un costo por cada hora de banking, estipulado por T_H , donde $T_H = H_1$

Finalmente se calcula cuánto cuesta generar lo mínimo con el generador innecesario durante las H_1 horas:

$$C_{\min} \text{ de producir } P_{\min} = K_i \times H_{P_{\min}} \times H_1 \quad (2.28)$$

Donde:

K_i : Costo en dólares por unidad de calor

$H_{P_{\min}}$: Cantidad de calor necesaria para producir la Potencia Mínima

H_1 : Tiempo en el que se necesitará la unidad nuevamente

Se escoge la alternativa de menor costo y se expone su estado en la selección de unidades. Mas si H_1 es menor que el tiempo mínimo de desconexión más el tiempo de arranque, ($T_{\text{mindesc}} + T_a$), entonces avanzo a la siguiente unidad en la lista prioritaria. En el caso extremo de que ninguna unidad cumpla con que $H_1 \geq T_{\text{mindesc}} + T_a$ se deja a la unidad innecesaria obligatoriamente en la línea.

3. Si en lugar de disminuir, la demanda aumenta paulatinamente, se procede a determinar el tiempo en que el generador va a estar en línea, H_s . Si $H_s \geq T_{\text{minop}}$, entonces la unidad entra directamente en línea, luego de lo cual se comprueba si la suma de las potencias máximas de la unidad recién aceptada satisface o es mayor que la demanda. Si es así se la dejara en línea, caso contrario paso a la siguiente unidad en la lista prioritaria y determino un nuevo H_s para proceder a determinar su ingreso al sistema.

Igual caso sucedería si H_s es menor que T_{\minop} si el generador a considerar no entrará en línea entonces se dispondrá del siguiente generador en la lista prioritaria.

Pero si ningún generador cumple con que H_s sea mayor o igual que T_{\minop} entonces se escoge aquel cuyo T_{\minop} es el menor y que al mismo tiempo tenga prioridad en la lista, en caso de que hayan dos o más generadores que posean igual T_{\minop}

4. Luego se debe comprobar si la suma de las potencias máximas de las unidades ya en línea, más aquella máxima de la recién aceptada satisface o es mayor que la demandada, si es así, ponerla en línea y determinar $T_1 = T_{\minop} - H_s$ y colocar a la unidad como forzada (S_t) hasta que cumpla con su $T_{\min desc}$, después de no ser necesitada y por el tiempo T_1 , caso contrario pasar a la siguiente unidad en la lista prioritaria y volver a revisar lo anterior.
5. Si a pesar de todo, ningún generador cumple con todo lo anteriormente indicado, el programa comenzará a realizar combinaciones de dos generadores a fin de satisfacer la carga y cogiendo aquellos que posean el mínimo tiempo, tenga prioridad en la lista en caso de que haya dos o más generadores que posean igual T_{\minop} .

Es importante establecer un número de horas H_m como indicativo de tiempo pico de forma que si $H_s < H_m$ se considera a la carga como pico y el criterio primordial será el de satisfacer la carga con el mínimo de unidades pero sobre todo con aquellas que tengan el mínimo T_{\minop} sin importar el aspecto económico, mas si $H_s \geq H_m$, entonces se considera

a la carga como de largo periodo, y el criterio a tomar será el económico sin importar el T_{minop} , por obvias razones (ya que lo cumple)

Luego de finalizar la selección de unidades, el usuario podrá observar el estado en el que se encontrará cada uno de los n generadores del parque térmico para cada hora del día, en donde:

- ◆ A: indica que la unidad está apagada
- ◆ B: indica que la unidad esta en banking
- ◆ S: indica que la unidad está en línea
- ◆ A1: indica que la unidad inicia su arranque en la hora señalada
- ◆ A*: indica que la unidad está cumpliendo su proceso de arranque
- ◆ S_i: indica que la unidad permanece forzosamente en el sistema hasta completar su tiempo min. Operación.
- ◆ AP: indica que la unidad está en proceso de apagado.

2.4.1 Variables a utilizar en el programa para las Unidades Térmicas

Se vuelve necesario definir todas las variables que entran en consideración a lo largo de la metodología:

- ◆ N : Número de unidades térmicas del parque térmico entonces $i = 1,2,3, n$
- ◆ Datos de cada unidad:
- ◆ P_{max} [MW]: Potencia máxima de generación para cada unidad i
- ◆ P_{min} [MW]: Potencia mínima de generación para cada unidad i
- ◆ C_c [MBTU]: Cantidad máxima de calor de arranque en frío por proceso de encendido.
- ◆ K [\$/MBTU]: Costo en dólares por unidad de calor.
- ◆ C_f [\$]: Costo fijo de operación de cada planta en dólares por hora

- ◆ α : Constante térmica de la unidad
 - ◆ t [horas]: Condición inicial, tiempo en horas que la planta térmica ha estado fría al inicio del periodo en que se efectuará el despacho económico.
 - ◆ C_t [\$/h]: costo en dólares de mantener al generador a la temperatura de operación por hora.
 - ◆ T_a [horas]: tiempo en horas que la unidad térmica demora en arrancar. Para fracciones de tiempo el programa indicará su entero inmediato superior, ya que el despacho económico se lo efectúa por cada hora del día.
 - ◆ R [%]: porcentaje de reserva rodante. Indicando en nuestro caso un aumento de la generación con fines de confiabilidad o ayuda hacia carga aledaña.
 - ◆ T_{minop} [horas]: tiempo mínimo de operación en horas que la unidad debe permanecer en el sistema.
 - ◆ $T_{mindesc}$ [horas]: tiempo mínimo de desconexión en horas que la unidad debe permanecer apagada y desconectada del sistema.
 - ◆ F_i [\$/H]: costo de combustible en dólares por hora para cada unidad
 - ◆ H_s : tiempo en que el generador va a estar en línea
 - ◆ H_1 : tiempo en el que se necesitará la unidad nuevamente.
- Condición inicial de cada unidad
- A apagado
 - B banking
 - S en línea (en el sistema)
- ◆ i : número de intervalos de aproximaciones lineales simulando la real de función de cantidad de calor de ingreso a la unidad (en MBTU) versus potencia generada (en MW) (H_i vs P_i) para cada unidad.

Para cada uno de los i intervalos a ingresar hay:

- ◆ P_{\min} : Potencia mínima de intervalo a considerar
- ◆ P_{\max} : Potencia máxima del intervalo a considerar
- ◆ a: Pendiente de la aproximación lineal del intervalo a considerar
- ◆ b: Constante de la aproximación lineal del intervalo a considerar.

2.5 DESPACHO ECONOMICO UTILIZANDO EL METODO DE APROXIMACIONES LINEALES

Las unidades térmicas poseen curvas características que permiten evaluar la cantidad de calor que ingresa a la turbina por unidad de tiempo (H) en función de la potencia generada en MW o de igual manera permite evaluar el costo de producir energía por unidad de tiempo (F) en función de la potencia generada en MW, estas curvas se denominan características de Entrada- Salida y se muestran a continuación.

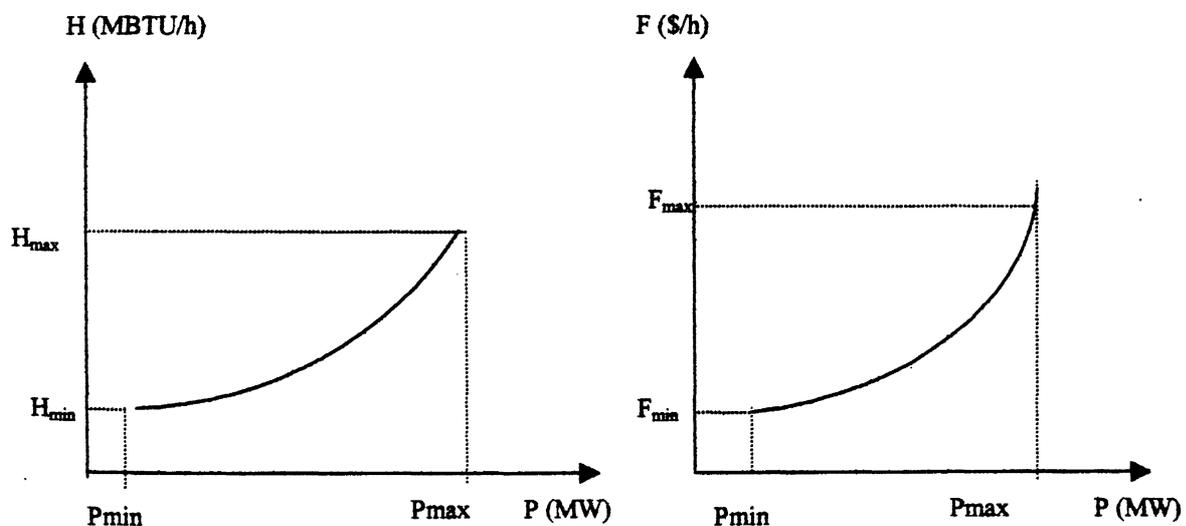


Fig 2.3 Curva característica de Entrada – Salida para las unidades térmicas

$$H = a + bP + cP^2 \quad (2.29)$$

$$F = k \cdot H \quad (2.30)$$

$$F = k \cdot (a + bP + cP^2) \quad (2.31)$$

Donde

A: constante de la función, b y c: coeficientes de la función

F: Costo de generación térmica por unidad de tiempo (\$/h)

H: Cantidad de calor que entra a la turbina por hora (MBTU/hora)

P: Potencia generada por la unidad en MW

k: Costo del combustible por unidad de calor dado en \$/MBTU

De esta forma se justifica el comportamiento cuadrático de la curva real.

A las características de Entrada-Salida se los puede dividir en intervalos de potencia de tal manera que cada segmento de la curva cuadrática sea aproximado a una línea quedando la curva característica cuadrática representada por segmentos lineales.

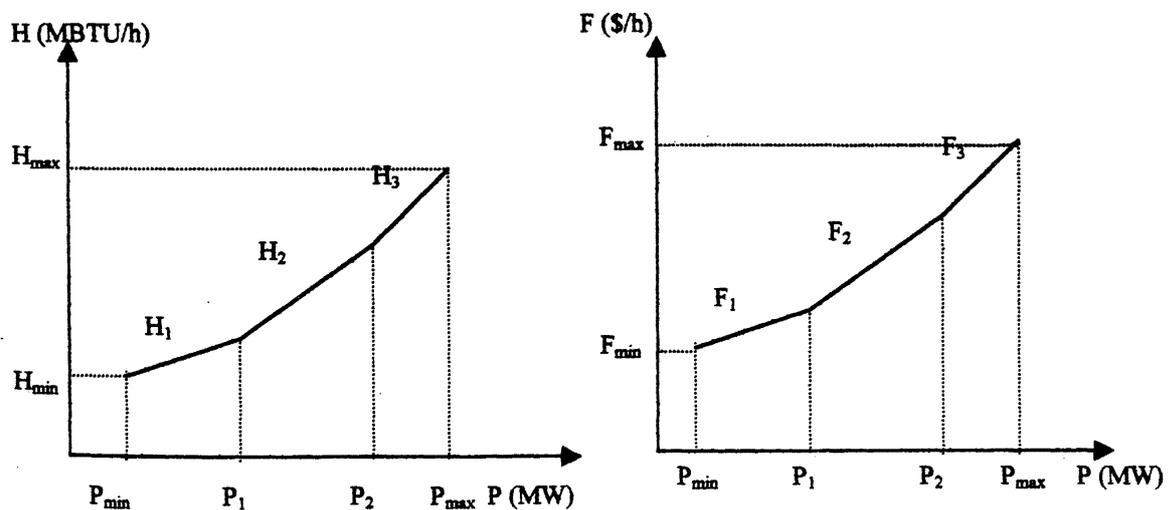


Figura 2.4 Curvas características de Entrada – Salida con Aproximaciones Lineales

Donde:

H_1, H_2, H_3 son funciones lineales de calor representadas en cada intervalo

F_1, F_2, F_3 son funciones lineales de costo representadas en cada intervalo

$$H = \begin{cases} H_1 = a_1 + b_1 \cdot P & P_{\min} \leq P \leq P_1 \\ H_2 = a_2 + b_2 \cdot P & P_1 \leq P \leq P_2 \\ H_3 = a_3 + b_3 \cdot P & P_2 \leq P \leq P_{\max} \end{cases} \quad (2.32)$$

$$F = \begin{cases} F_1 = k \cdot (a_1 + b_1 \cdot P) & P_{\min} \leq P \leq P_1 \\ F_2 = k \cdot (a_2 + b_2 \cdot P) & P_1 \leq P \leq P_2 \\ F_3 = k \cdot (a_3 + b_3 \cdot P) & P_2 \leq P \leq P_{\max} \end{cases} \quad (2.33)$$

Para realizar despacho económico a las curvas de costo representadas por segmentos lineales es conveniente calcular las funciones de costo incremental para cada valor de potencia térmica generada, las mismas que resultan de derivar la función aproximada de calor (H) o de costos de generación térmicas aproximada (F) una sola vez. La primera derivada de una función lineal (la aproximación) resulta en un valor de potencia a considerar.

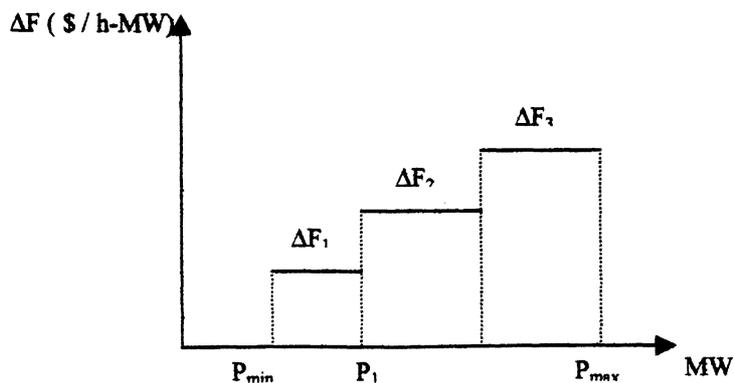


Figura 2.5 Gráfica de costo incremental (ΔF) vs. la potencia generada (MW)

$$\Delta F = \begin{cases} \Delta F_1 & \text{para } P_{\min} \leq P \leq P_1 \\ \Delta F_2 & \text{para } P_1 < P \leq P_2 \\ \Delta F_3 & \text{para } P_2 < P \leq P_{\max} \end{cases} \quad (2.34)$$

Estas curvas de costo incremental representan la variación de costo por cada intervalo de potencia, la misma que se mantiene constante en cada intervalo.

Estas curvas de costo incremental son nuestras herramientas de trabajo para obtener el despacho económico.

El despacho económico consiste en satisfacer la demanda de tal forma que se tenga el mínimo costo de producción (F) y esto se logra determinando si es conveniente que sólo trabaje una de las unidades o analizando combinaciones de intervalos de potencia entre las unidades y en cada combinación de intervalos probar combinaciones de valores de potencia que vayan desde el extremo de un intervalo al extremo de otro intervalo.

Una forma rápida de encontrar estos puntos de generación óptima es comparar costos incrementales de intervalos de un generador con costos incrementales de intervalos de otro generador, la combinación de costos incrementales más baja será la conveniente para probar combinaciones de puntos de generación desde el intervalo de un generador con puntos de generación del intervalo de otro generador, de tal forma que se logre satisfacer la demanda (cumpla la ecuación de balance de potencia: potencia de generador 1 + potencia de generador 2 + + potencia de generador n = potencia demandada) y se tenga el menor costo para satisfacer la demanda.

Una vez que se encontraron los valores de potencia generada en cada uno el costo total viene dado al evaluar la potencia generada en cada uno en su respectiva función de costos y sumar todas estas funciones de costos para obtener un costo total

$$F_T = F_1 |_{P = P_{\text{generador 1}}} + F_2 |_{P = P_{\text{generador 2}}} + \dots + F_N |_{P = P_{\text{generador N}}} \quad (2.35)$$

Para ilustrar el despacho económico vamos a suponer un ejemplo que consiste de dos unidades de generación que van a abastecer al siguiente valor de demanda de 50 MW

Las características de Entrada-Salida para las dos unidades de generación son:

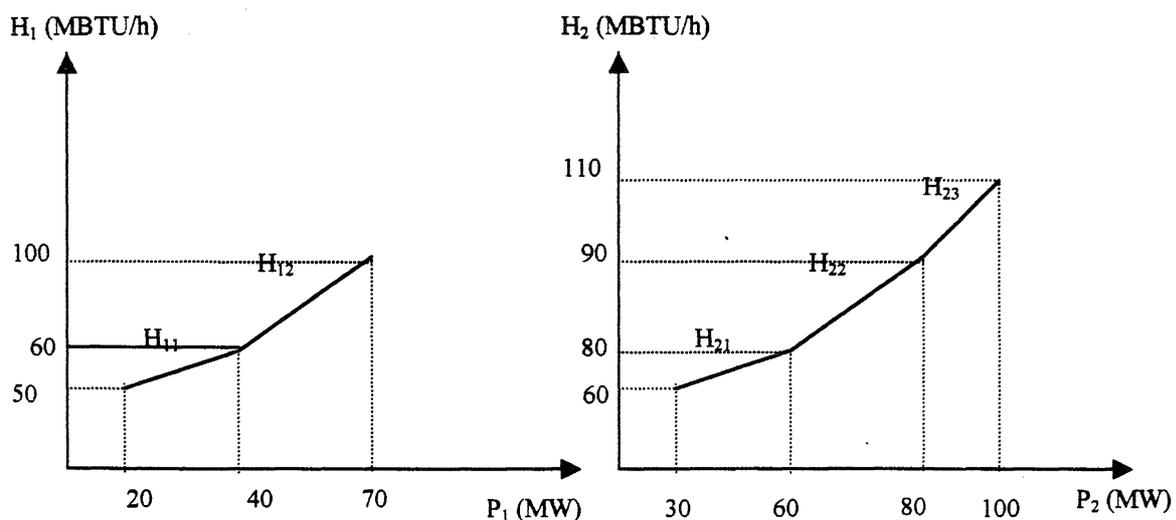


Figura 2.6 Gráfica de las características de Entrada – Salida de las unidades térmicas

Unidad 1

H_{11} = Función de calor para la unidad 1 en el intervalo 1

H_{12} = Función de calor para la unidad 1 en el intervalo 2

$$H_{11} = 40 + 0.5 P_1 \quad 20 \leq P_1 \leq 40 \quad (2.36)$$

$$H_{12} = 6.66 + 1.33 P_1 \quad 40 \leq P_1 \leq 70 \quad (2.37)$$

Unidad 2

H_{21} = Función de calor para la unidad 2 en el intervalo 1

H_{22} = Función de calor para la unidad 2 en el intervalo 2

H_{23} = Función de calor para la unidad 2 en el intervalo 3

$$H_{21} = 40 + 0.50 P_2 \quad 30 \leq P_2 \leq 60 \quad (2.38)$$

$$H_{22} = 50 + 0.67 P_2 \quad 60 \leq P_2 \leq 80 \quad (2.39)$$

$$H_{23} = 10 + P_2 \quad 80 \leq P_2 \leq 100 \quad (2.40)$$

Las funciones de costo para ambas unidades son:

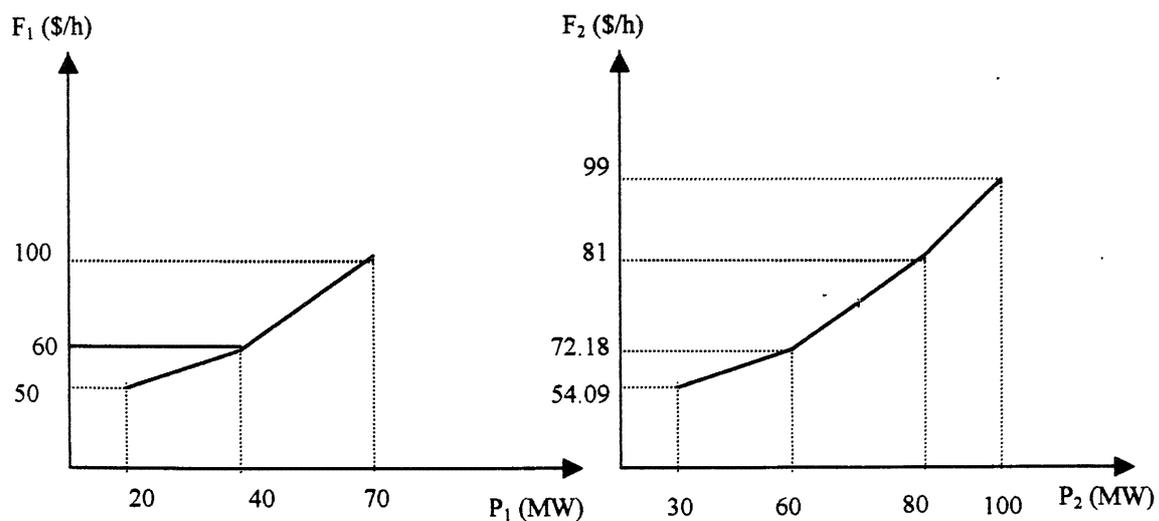


Figura 2.7 Función de costo para las dos unidades térmicas

Para la unidad 1

Si $k_1 = 1$

$$F_{11} = k_1 * H_{11} \quad (2.41)$$

$$F_{12} = k_1 * H_{12} \quad (2.42)$$

$$F_{11} = 1 * (40 + 0,5P) \quad (2.43)$$

$$F_{12} = 1 * (6,66 + 1,33P) \quad (2.45)$$

$$F_1 = \begin{cases} 40 + 0,5P & 20 \leq P \leq 40 \\ 6,66 + 1,33P & 40 \leq P \leq 70 \end{cases} \quad (2.46)$$

Para .la unidad 2

Si $k_2 = 0,9$

$$F_{21} = k_2 * H_{21} \quad (2.47)$$

$$F_{22} = k_2 * H_{22} \quad (2.48)$$

$$F_{23} = k_2 * H_{23} \quad (2.49)$$

$$F_{21} = 0,9 * (40 + 0,50P) \quad (2.50)$$

$$F_{22} = 0,9 * (50 + 0,67P) \quad (2.51)$$

$$F_{23} = 0,9 * (10 + 1P) \quad (2.52)$$

$$F_2 = \begin{cases} 36 + 0,45P & 30 \leq P \leq 60 \\ 45 + 0,603P & 60 \leq P \leq 80 \\ 9 + 0,9P & 80 \leq P \leq 100 \end{cases} \quad (2.53)$$

Las funciones de costo incremental para las unidades son:

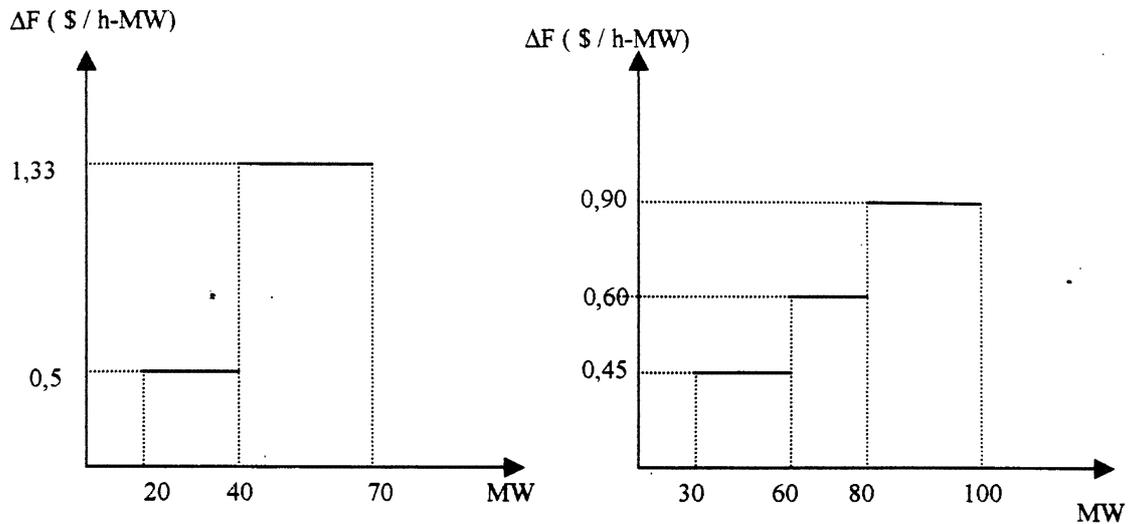


Figura 2.8 Gráfica de costo incremental de las unidades térmicas

Costo incremental

Para la unidad 1

$$\Delta F_1 = \begin{cases} 0,5 & 20 \leq P \leq 40 \\ 1,33 & 40 < P \leq 70 \end{cases} \quad (2.54)$$

Para la unidad 2

$$\Delta F_2 = \begin{cases} 0,45 & 30 \leq P \leq 60 \\ 0,60 & 60 < P \leq 80 \\ 1,33 & 80 < P \leq 100 \end{cases} \quad (2.55)$$

Para el primer valor de demanda que es 50 MW se tiene una combinación de intervalos entre las dos unidades o alternativas de que sólo trabaje una de las unidades

En la combinación tenemos:

1. Que si la unidad 1 la ponemos a funcionar a una potencia de generación de 20 MW y a la unidad 2 la ponemos a funcionar a una potencia de generación de 30 MW obtenemos para la unidad 1 un costo incremental de 0,50 \$ / MW – h que implica un costo de combustible por hora F1 de 50 \$/h y para la unidad 2 un costo incremental de 0,45 \$/MW-h que implica un costo de combustible por hora F2 de 54,09 \$/h. Dándonos un costo total de $FT = F1 + F2$ de $Ft = 99,5$ \$/h
2. Podemos tener la alternativa de que la demanda sea suplida sólo por la unidad 1 de tal forma que la potencia de generación en la unidad 1 es 50 MW con un costo incremental de 1,33 \$/MW-h con un costo total de combustible por hora de 73,16 \$/hora
3. Suplir la demanda sólo con la unidad 2 de tal forma que la potencia de generación en la unidad 2 sea de 50 MW con un costo incremental de 0,45 \$/MW-h con costo total de combustible por hora de 58,5 \$.

De las tres alternativas expuestas para satisfacer la demanda, la que más conviene es la tercera ya que nos da un costo de combustible por hora más económico. Entonces el despacho económico consiste en analizar todas las combinaciones o alternativas de generación de tal forma que se escoja la que cause menos costos de generación.

| DEMANDA MW | COMBINACIONES DE INTERVALOS | UNIDAD DE GENERACION 1 | | | | UNIDAD DE GENERACION 2 | | | | COSTO TOTAL | | | |
|---------------|--------------------------------|------------------------|----|---------|-----------------|------------------------|------------|--|--|-------------|---------|-----------------|-----------------|
| | | SISTEMA | | APAGADO | COSTO INCREM | COSTO PRODUC | SISTEMA | | | | APAGADO | COSTO INCREM | COSTO PRODUC |
| | | GENERACION | | | | | GENERACION | | | | | | |
| | | INTERVALOS | | | | | INTERVALOS | | | | | | |
| I | II | I | II | III | | | | | | | | | |
| 50 | COMBINACION #1 | | | SI | | | 50 | | | | 0,6 | 66,15 | 66,15 |
| | COMBINACION #2 | | 50 | | 1,33 | 73,16 | | | | SI | | | 73,16 |
| | COMBINACION #3 | 20 | | | 0,5 | 50 | 30 | | | | 0,6 | 54,09 | 104,09 |

TABLA 2.1

Nota: todas las combinaciones (desde la número 1 hasta la número 3) en cada valor de demanda satisfacen la carga pero la más económica es la número 1 en cada valor de demanda

Los resultados de despacho mostrados en la tabla se obtuvieron para 2 unidades de generación térmica pero, si se aumenta el número de unidades y las aproximaciones lineales en cada curva característica de cada unidad, el número de comparaciones entre intervalos y entre puntos de generación en los intervalos con bajo costo incremental, se vuelve grande por lo que es necesario que este despacho se lo implemente en un programa computacional que es uno de los objetivos de este trabajo.

El despacho se ha obtenido considerando un valor de demanda en forma aislada, cuando se considera una curva de demanda este despacho debe realizarse considerando costos de arranque, costos de enfriamiento, costo de banking y costos de generar a potencia mínima, de tal forma que se tenga un mínimo costo de generación de unidades térmicas.

CAPITULO III

SOLUCION DEL DESPACHO ECONOMICO CON PERDIDAS DE TRANSMISION

3.1 INTRODUCCION

Para establecer las Pérdidas de Transmisión en un sistema de potencia dado se debe establecer las características del mismo, esto es, los tipos de barras (generación, carga, generación y carga), las longitudes de las líneas (larga, media y corta), las centrales de generación (Hidroeléctricas, térmicas) porque todas estas características técnicas influyen en la generación de la matriz Z , en la representación de la líneas, así como también en la operación de la Unidades de Generación que nos permiten a través del método de coeficientes de pérdidas tener un cálculo aproximado de las Pérdidas que es parecido a las Pérdidas que se obtienen en el Flujo de Carga.

A continuación se detalla el algoritmo para determinar la Z_{barra} en lo cual se hace uso de herramientas matemáticas como es la Eliminación de nodos (Reducción de Kron) que es una particularización de la Eliminación Gaussiana

3.2 ELIMINACION DE NODOS (REDUCCION DE KRON)

Se ha mostrado que la eliminación gaussiana* evita la necesidad de invertir la matriz cuando se resuelven las ecuaciones de nodos de un sistema de potencia a gran escala. Al mismo tiempo, se muestra también que la eliminación de variables es idéntica a la reducción de la red por que conduce a redes equivalentes de orden reducido por la eliminación de nodos que se realiza en cada etapa. Este proceso es importante cuando se analiza un gran sistema de potencia interconectado y se tiene un interés especial en los voltajes de algunas de las barras del sistema. Por ejemplo, una compañía eléctrica interconectada con otras desearía limitar su estudio al de los niveles de voltaje de las subestaciones que están dentro de la región en que dan servicio. Se puede aplicar la eliminación gaussiana para reducir las ecuaciones de Z_{barra} del sistema a un conjunto que contenga sólo las barras deseadas, a través de una numeración apropiada de las que existen en la red. La matriz de coeficientes en el conjunto de ecuaciones de orden reducido representa la Z_{barra} para una red equivalente que contiene sólo aquellas barras que se desee mantener. Las demás barras se eliminan en el sentido matemático de que sus voltajes y las corrientes que se inyectan no aparecen de forma explícita. Esta reducción en el tamaño de la ecuación conduce a la eficiencia del cálculo y ayuda a enfocar de una forma más directa la porción de la red que es de interés primario.

En el proceso de eliminación gaussiana, se quita secuencialmente del sistema original de N ecuaciones con N incógnitas, una variable de voltaje de barra en cada etapa. Si se hace la etapa 1 del proceso, la variable V_1 no aparece explícitamente en el sistema resultante $(N+1) \times (N+1)$, el cual representa por completo la red original si el valor real del voltaje V_1 en la barra 1 no es de interés vital. Si el conocimiento de V_2

La Eliminación Gaussiana se encuentra explicada en el libro de Análisis de Sistema de Potencia de Grainger y Stevenson en el capítulo 7

tampoco es de mayor importancia, se puede usar el sistema de ecuaciones de $(N-2) \times (N-2)$ que resulta de la etapa 2 del procedimiento al reemplazar la red real de una barra $(N-2)$ equivalente que no tiene las barras 1 y 2 y así sucesivamente. En consecuencia se pueden eliminar k nodos de la representación de la red (si es que esto representa una ventaja en los cálculos) empleando las primeras k etapas del procedimiento de eliminación gaussiana. Por supuesto que se siguen tomando en cuenta en las restantes $(N-k)$ nodos las corrientes (sí es que las hay) inyectadas a los nodos eliminados, a través de la aplicación sucesiva de expresiones.

La corriente que se inyecta siempre es cero en las barras de la red que no tienen conectada una carga externa o una fuente generadora. En estas barras no es necesario, por lo general, calcular los voltajes explícitamente y así, se pueden eliminar de la representación. Por ejemplo, se puede escribir las ecuaciones de impedancias de nodos cuando $I_1 = 0$ en el sistema de cuatro barras, de la forma

$$\begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{14} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{24} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{34} \\ Z_{41} & Z_{42} & Z_{43} & Z_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Y al eliminar el nodo 1, se obtiene el sistema de 3×3

$$\begin{bmatrix} Z'_{22} & Z'_{23} & Z'_{24} \\ Z'_{32} & Z'_{33} & Z'_{34} \\ Z'_{42} & Z'_{43} & Z'_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

En la que los elementos con superíndices de la matriz de coeficientes reducidos se calculan como antes se hizo. Se dice que un sistema tiene una reducción de Kron, cuando se le han eliminado los nodos que tienen corrientes inyectadas con el valor cero. Por lo tanto, el sistema que tiene la forma particular de la ecuación 3.1 es reducido (Kron) a la ecuación 3.2 y para este caso, la eliminación de nodos y la reducción de Kron son términos sinónimos.

Sin considerar cual de los nodos tiene inyección de corriente cero, un sistema puede tener una reducción de Kron sin, por supuesto, tener que reorganizar las ecuaciones como en la ecuación 3.1. por ejemplo, se pueden calcular directamente los elementos de la nueva matriz de impedancias de barra reducida, si $I_p = 0$ en las ecuaciones de nodos del sistema de N barras, seleccionando a Z_{pp} como el pivote y eliminando a la barra p mediante la ecuación

$$Z_{jk(\text{nueva})} = Z_{jk} - Z_{jp} Z_{pk} / Z_{pp} \quad (3.3)$$

Donde j y k toman todos los valores enteros desde 1 hasta N con la excepción de p por que la fila y la columna p se eliminan. El subíndice (nuevo) distingue los elementos de la Z_{barra} nueva de dimensión (N-1) x (N-1) de los de la Z_{barra} original

3.3 DETERMINACION DIRECTA DE Z_{BARRA}

Como la Z_{barra} es una herramienta importante en el análisis del sistema de potencia, se examinará ahora como se puede modificar una Z_{barra} para añadir nuevas barras o para conectar nuevas líneas a las barras establecidas. Por supuesto se podría crear una nueva Y_{barra} e invertirla, pero se tiene disponible métodos directos de modificar Z_{barra} que son

mucho más simples que una inversión de matriz aun para un número pequeño de barras. También cuando se sabe como modificar Z_{barra} , se puede ver como construirla de manera directa.

Se conocen varios tipos de modificaciones en las que una rama que tiene una impedancia Z se añade a la red con una Z_{barra} conocida. La matriz de impedancias de barra original es una matriz de $N \times N$ y se indica como Z_{original} .

En la notación para usarse en el análisis, las barras existentes se identifican con números o con las letras h, i, j, k . Las letras p o q , designaran la nueva barra que se añade a la red para convertir la Z_{original} en una matriz de $(N + 1) \times (N + 1)$. El voltaje original de la barra k se designará mediante V_k^0 y el nuevo voltaje después de modificar la matriz Z_{barra} será nombrado como V_k . La diferencia $\Delta V_k = V_k - V_k^0$ designará el cambio de voltaje en la barra. Se consideran cuatro casos en esta sección

CASO 1. Añadir la Z_b de una barra nueva p al nodo de referencia

La adición de una nueva barra p que se conecta al nodo de referencia a través de Z_b sin que haya conexión con cualquiera de las otras barras de la red original no altera los voltajes originales de barra cuando una corriente I_p se inyecta a la nueva barra. El voltaje V_p en la nueva barra es igual a $I_p Z_b$. Entonces,

$$\begin{bmatrix} V_1^0 \\ V_2^0 \\ \vdots \\ V_N^0 \\ V_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & & 0 \\ & & & 0 \\ & & & \vdots \\ & & & 0 \\ \hline 0 & 0 & \dots\dots\dots & Z_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \\ I_p \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Se observa que el vector columna de corrientes multiplicado por la nueva Z_{barra} no altera los voltajes de la red original y da como resultado el voltaje correcto en la nueva barra p

CASO 2. Añadir la Z_b de una nueva barra p a una barra existente k

La adición de una nueva barra p conectada a través de Z_b a una barra existente k, con una corriente inyectada I_p a la barra p, ocasionará que la corriente que entra a la red original por la barra k se convierta en la suma de la I_k , que se inyecta a la barra k, mas la corriente I_p que llega a través de Z_b , como se muestra en la figura 3.1

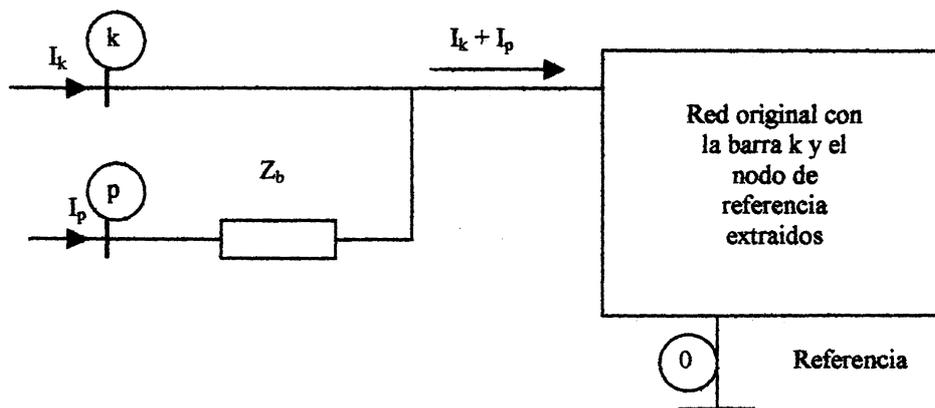


Figura 3.1 Adición de una barra nueva (p) que se conecta a través de una impedancia Z_b a una barra (K) existente

La corriente I_p que fluye dentro de la red en la barra k incrementará el voltaje original V_k^0 en una cantidad dada por el voltaje $I_p Z_{kk}$ de una manera mostrada en la siguiente ecuación:

$$V_k = V_k^0 + I_p Z_{kk} \quad (3.5)$$

y V_p será mayor que la nueva V_k por una cantidad dada mediante el voltaje $I_p Z_b$. Así

$$V_p = V_k^0 I_p + I_p Z_{kk} + I_p Z_b \quad (3.6)$$

y al sustituir el valor de V_k^0 se obtiene

$$V_p = \underbrace{I_1 Z_{k1} + I_2 Z_{k2} + \dots + I_N Z_{kN}}_{V_k^0} + I_p (Z_{kk} + Z_b) \quad (3.7)$$

La nueva fila que hay que añadir a la matriz Z_{orig} con el fin de encontrar el valor de V_p es

$$Z_{k1} \quad Z_{k2} \dots \dots \dots Z_{kN} \quad (Z_{kk} + Z_b) \quad (3.8)$$

Como Z_{barra} debe ser una matriz cuadrada alrededor de la diagonal principal, se debe sumar una nueva columna que es la transpuesta de la nueva fila. En la nueva columna se tiene en cuenta el incremento, debido a I_p , de todos los voltajes de barra, la ecuación de matriz es

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \\ V_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & & Z_{1k} \\ & & & Z_{2k} \\ & & & \vdots \\ & & & Z_{Nk} \\ \hline Z_{k1} & Z_{k2} & \dots & Z_{kN} \\ \hline & & & (Z_{kk} + Z_b) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \\ I_p \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

$\underbrace{\hspace{15em}}_{Z_{\text{barra(nueva)}}$

Obsérvese que los primeros N elementos de la nueva fila son los elementos de la k -ésima fila de Z_{original} y que los primeros N elementos de la nueva columna son los elementos de la k -ésima columna de Z_{orig} .

CASO 3. Añadir Z_b desde una barra existente k al nodo de referencia.

Con el fin de saber cómo se altera la Z_{orig} al conectar una impedancia Z_b desde una barra k existente al nodo de referencia, se añade una nueva barra p conectada, a través de Z_b , a la barra k . Entonces se cortocircuita la barra p al nodo de referencia haciendo que V_p sea igual a cero para obtener la misma ecuación matricial dada por la ecuación 3.9, con la excepción de que V_p es cero. Así con el propósito de realizar la modificación, se procede a crear una nueva fila y columna, al igual que en caso 2, pero eliminado la fila y la columna $(N+1)$ a través de la reducción de Kron. Esto es posible por el cero en la matriz columna de voltaje. Se encontrara cada elemento $Z_{hi(\text{nuevo})}$ en la nueva matriz, donde

$$Z_{hi(\text{nueva})} = Z_{hi} - Z_{h(N+1)}Z_{(N+1)i} / Z_{kk} + Z_b \quad (3.10)$$

CASO 4. Añadir Z_b entre dos barras existentes j y k

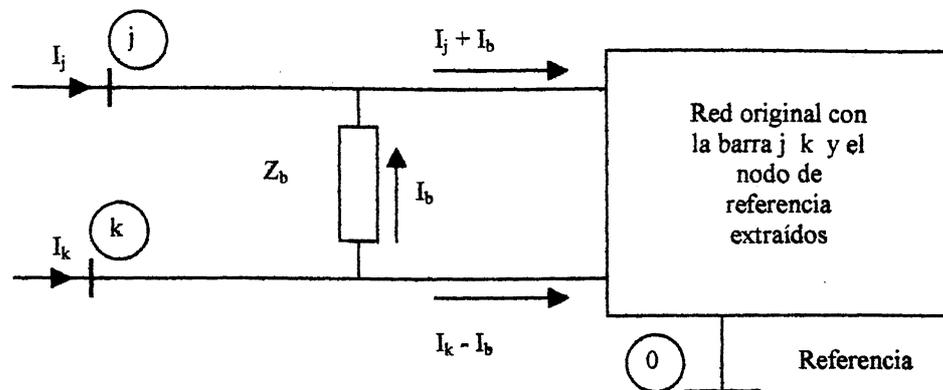


Figura 3.2 Adición de una impedancia Z_b entre las barras existentes j y k

Para añadir una impedancia de rama Z_b entre las barras j y k ya establecidas en Z_{orig} se examina la figura 3.2 que muestra las barras que se han extraído de la red original. La corriente I_b que fluye desde la barra k a la j es similar a la de la figura 3.2. Por tanto, el cambio en el voltaje en cada barra h , causado por la inyección de I_b en la barra j y $-I_b$ en la barra k , está dado por

$$\Delta V_h = (Z_{hj} - Z_{hk})I_b \quad (3.11)$$

Lo que significa que el vector de los cambios de voltaje de barra ΔV se encuentra al restar la columna k de la columna j de Z_{orig} y multiplicar el resultado por I_b . Con h_{base} en la definición de cambio de voltaje, se escribirán ahora algunas ecuaciones para los voltajes de barra, como se muestra a continuación:

$$V_1 = V_1^0 + \Delta V_1 \quad (3.12)$$

Y usando la ecuación 3.11 se obtiene

$$V_1 = \underbrace{Z_{11}I_1 + \dots + Z_{1j}I_j + Z_{1k}I_k + \dots + Z_{1N}I_N}_{V_1^0} + \underbrace{(Z_{1j} - Z_{1k})I_b}_{\Delta V_1} \quad (3.13)$$

De manera similar en las barras j y k

$$V_j = \underbrace{Z_{j1}I_1 + \dots + Z_{jj}I_j + Z_{jk}I_k + \dots + Z_{jN}I_N}_{V_j^0} + \underbrace{(Z_{jj} - Z_{jk})I_b}_{\Delta V_j} \quad (3.14)$$

$$V_k = \underbrace{Z_{k1}I_1 + \dots + Z_{kj}I_j + Z_{kk}I_k + \dots + Z_{kN}I_N}_{V_k^0} + \underbrace{(Z_{kj} - Z_{kk})I_b}_{\Delta V_k} \quad (3.15)$$

se necesita una ecuación extra por que se desconoce el valor de I_b .

$$0 = V_j^0 - V_k^0 + (Z_{jk} + Z_b)I_b \quad (3.16)$$

V_j^0 es igual al producto de la fila j de la matriz $Z_{original}$ y la matriz columna de las corrientes de barra I, como puede observarse de la ecuación 3.14; de la misma forma, de la ecuación 3.15, V_k^0 es igual a la fila k de la matriz $Z_{original}$ multiplicada por I. Al sustituir las expresiones para V_j^0 y V_k^0 en la ecuación 3.16, se obtiene

$$0 = [(\text{filaj} - \text{fila k}) \text{ de } Z_{\text{orig}}] \begin{bmatrix} I_1 \\ I_j \\ I_k \\ I_N \end{bmatrix} + (Z_{th,jk} + Z_b)I_b \quad (3.17)$$

Al examinar los coeficientes de las ecuaciones 3.13 a 3.15 y la ecuación 3.17, se puede escribir la ecuación matricial

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_j \\ V_k \\ \\ V_N \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{\text{orig}} & \begin{matrix} (\text{col. } j - \text{col } K) \\ \text{De } Z_{\text{orig}} \end{matrix} \\ \hline \begin{matrix} (\text{columna } j - \text{columna } k) \\ \text{de } Z_{\text{orig}} \end{matrix} & Z_{bb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_j \\ I_k \\ \\ I_N \\ I_b \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

En la que el coeficiente de I_b en la última fila se denota por

$$Z_{bb} = Z_{th,jk} + Z_b = Z_{jj} + Z_{kk} - 2Z_{jk} + Z_b \quad (3.19)$$

La nueva columna es la j menos la columna k de la matriz Z_{orig} con Z_{bb} en la fila $(N+1)$. La nueva fila es la transpuesta de la nueva columna. Se eliminan la fila y en la columna $(N+1)$ de la matriz cuadrada de la ecuación 3.18, de la forma que se hizo previamente, y se observa que cada elemento $Z_{ht(\text{nueva})}$ en la nueva matriz es

$$Z_{hi(\text{nueva})} = Z_{hi} - Z_{h(N+1)}Z_{(N+1)i} / Z_{jj} + Z_{kk} - 2Z_{jk} + Z_b \quad (3.20)$$

No se necesita considerar el caso de introducir dos barras nuevas conectadas a través de la impedancia Z_b por que siempre se puede conectar una de estas barras nuevas, a través de una impedancia, a una barra existente o bien, la de referencia antes de añadir la segunda barra nueva.

Quitando una rama. Una sola rama de impedancia Z_b colocada entre dos nodos se puede quitar de la red al añadir el negativo de la Z_b entre los mismos nodos terminales. Por supuesto, la razón es que la combinación paralelo de la rama existente (Z_b) y al ramal que se añade ($-Z_b$) dan como resultado un circuito abierto efectivo

Para ilustrar la aplicación del desarrollo directo de la matriz Z existe un cuadro representativo* en el cual se resume los casos que se dan para la elaboración de la matriz Z con sus respectivas reglas

A continuación se desarrolla un ejercicio en el cual se pone en práctica todas las reglas

Se tiene el siguiente sistema de potencia

El cuadro representativo se encuentra ilustrado en la tabla 8.1 del libro de Análisis de Sistema de Potencia de Grainger y Stevenson en la página 281

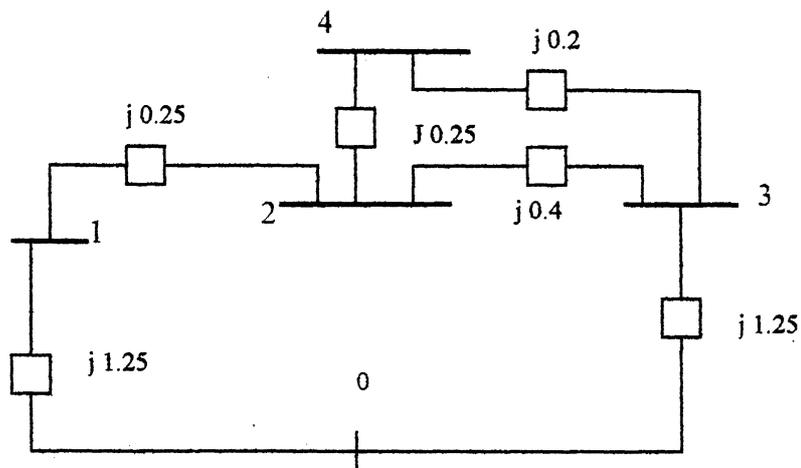


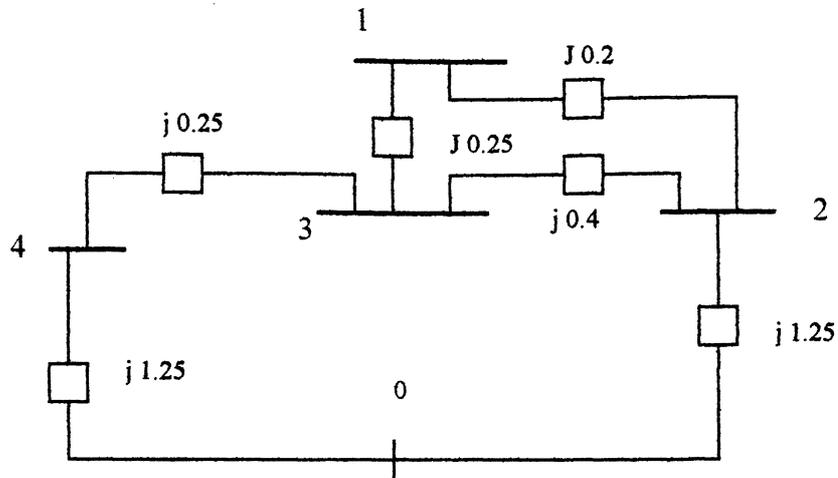
Figura 3.3 Gráfico de un Sistema de Potencia de 4 barras

En el se tiene 4 barras que se unen por medio de impedancias y se desarrollará la Z_{barra} .

Lo primero que se hace es enumerar las barras en el orden que se desea obtener en la matriz Z_{barra} . tal como están enumerados se obtendrá una Z_{barra} de dimensión de 4x4 con el siguiente orden:

| | columna 1 barra 1 | columna 2 barra 2 | Columna 3 Barra 3 | Columna 4 Barra 4 | |
|---------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------|
| Fila 1 corresponde a la barra 1 | Z_{11} | Z_{12} | Z_{13} | Z_{14} | (3.21) |
| Fila 2 corresponde a la barra 2 | Z_{21} | Z_{22} | Z_{23} | Z_{24} | |
| Fila 3 corresponde a la barra 3 | Z_{31} | Z_{32} | Z_{33} | Z_{34} | |
| Fila 4 corresponde a la barra 4 | Z_{41} | Z_{42} | Z_{43} | Z_{44} | |

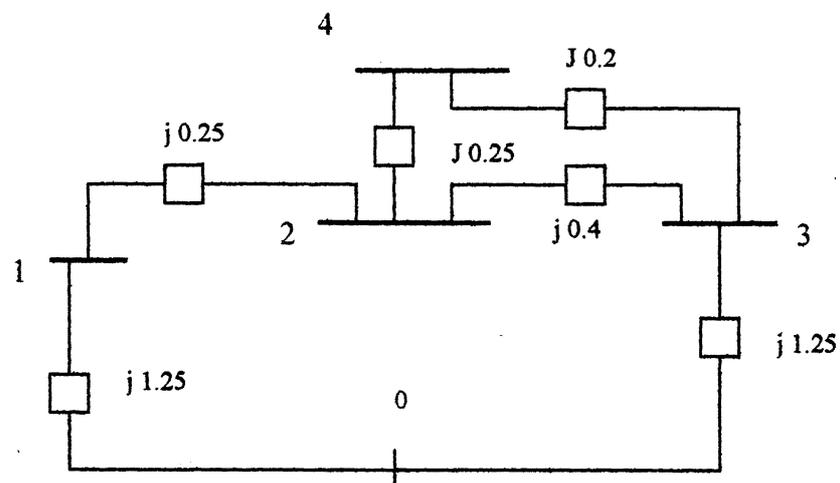
Si se cambia la enumeración de barras de la siguiente forma:



La nueva matriz barrá que se encuentre va a diferenciarse de la primera en el orden de las filas y columnas, esto es las filas y columnas se intercambiaran es decir a la barra que antes se asignó como 1 y que ahora es 4 en la nueva matriz barra los mismos elementos que antes ocupaban la columna 1 ahora ocuparan la columna 4 esta advertencia permite distinguir en que orden se desea que ingrese las barras ya que en otros análisis este orden influirá bastante.

A parte de enumerar las barras otra técnica que nos ayudaría a obtener la matriz Z_{barra} es la asignación de números a cada rama de tal forma que al ingresar una rama se estará también ingresando una barra o se irá de esta forma definiendo la topología de nuestro sistema de potencia.

Lo explicado se ilustra en el ejemplo propuesto:



Una vez que se tiene definido el orden de barras y el orden de ramas a ingresarse se desarrolla la siguiente convención

K (# de barra que existe en el sistema, se denota como barra existente)

P (# de barra que se va a agregar al sistema, se denota como barra nueva)

Para este ejemplo los valores de las ramas vienen en términos de impedancia.

1. Ingreso de barra nueva a nodo de referencia caso 1

Introduzco al sistema barra 1

$K=0$

$P=1$

$Z = [\text{valor de rama}]_{1 \times 1}$

$Z = [j1.25]_{1 \times 1}$

2. Ingreso de barra nueva a barra existente caso II

Introduzco al sistema la barra 2

$$\begin{array}{l}
 K=1 \\
 P=2
 \end{array}
 \left[\begin{array}{c|c}
 Z_{\text{barra anterior}} & \text{Columna K} \\
 \hline
 \text{Fila K} & Z_{kk} + Z_{\text{nueva rama}}
 \end{array} \right] \quad (3.22)$$

$$\left[\begin{array}{cc}
 j 1.25 & j 1.25 \\
 j 1.25 & j 1.25 + j 0.25
 \end{array} \right]_{2 \times 2} \quad (3.23)$$

$$\left[\begin{array}{cc}
 j 1.25 & j 1.25 \\
 j 1.25 & j 1.50
 \end{array} \right]_{2 \times 2} \quad (3.24)$$

3. Ingreso de barra nueva a barra existente caso II

$$\begin{array}{l}
 K=2 \\
 P=3
 \end{array}
 \left[\begin{array}{cc|c}
 j 1.25 & j 1.25 & J 1.25 \\
 j 1.25 & j 1.50 & J 1.50 \\
 \hline
 j 1.25 & j 1.50 & j 1.90
 \end{array} \right]_{3 \times 3} \quad (3.25)$$

4. Ingreso de rama entre barra existente y nodo de referencia caso III

K=3

0 (nodo de referencia)

$$\begin{bmatrix} j 1.25 & j 1.25 & j 1.25 & \dots & j 1.25 \\ j 1.25 & j 1.50 & j 1.50 & \dots & j 1.50 \\ j 1.25 & j 1.50 & j 1.90 & \dots & j 1.90 \\ j 1.25 & j 1.50 & j 1.90 & \dots & j 3.15 \end{bmatrix}_{4 \times 4} \quad (3.26)$$

Como solo tengo en el sistema de 3 barras, la matriz Zbarra debe ser de 3x3. Por lo que aplico reducción de Kron y calculo los nuevos Z_{ij} de la nueva Z_{barra} .

$$Z_{11} = Z_{11\text{anterior}} - Z_{14} \times Z_{41} / Z_{44} \quad Z_{12} = Z_{12\text{anterior}} - Z_{14} \times Z_{42} / Z_{44} \quad (3.27)$$

$$Z_{11\text{nuevo}} = j 1.25 - (j 1.25) \times j 1.25 / j 3.15 \quad Z_{12} = j 1.25 - j 1.25 \times j 1.50 / j 3.15 \quad (3.28)$$

$$Z_{11\text{nuevo}} = j 0.7539682 \quad Z_{12} = j 0.6547619 \quad (3.29)$$

Los cálculos anteriores se siguen realizando solo para los elementos de la matriz Z_{barra} que se encuentran en la diagonal superior, como la matriz Z_{barra} es simétrica entonces se obtendrán de los cálculos anteriores los elementos de la diagonal inferior la nueva Z_{barra} es:

$$\begin{bmatrix} j 0.7539682 & j 0.6547619 & j 0.496031 \\ j 0.65476 & j 0.785714 & j 0.5952381 \\ j 0.4960317 & j 0.5952381 & j 0.753968 \end{bmatrix}_{3 \times 3} \quad (3.30)$$

De la misma forma que se procedió anteriormente se continúa con el ingreso de las barras y las ramas que faltan hasta obtener la Zbarra final que es:

$$\begin{bmatrix} j0.7165979 & j0.6099176 & j0.5334019 & i0.5804885 \\ j0.6099176 & j0.7319011 & j0.6400823 & j0.6965861 \\ j0.4960317 & j0.5952381 & j0.7165979 & j0.6695114 \\ j0.5804885 & j0.6965861 & j0.6695114 & j0.7630959 \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

4x4

La matriz Z_{barra} encontrada se la puede obtener en la aplicación del programa que se presenta en este trabajo para la cual es conveniente desarrollar una tabla que permita el fácil ingreso de los datos a las pantallas del programa que se muestra a continuación

DATOS DE INGRESO PARA LA MATRIZ Z

| RAMAS | CASO | DE BARRA | A BARRA | B _{PARALELO} | Z _{SERIE} | Z _{PARALELO} |
|-------|------|----------|---------|-----------------------|--------------------|-----------------------|
| 1 | 1 | 1 | 0 | | | j1.25 |
| 2 | 2 | 1 | 2 | | j0.25 | |
| 3 | 2 | 2 | 3 | | j0.4 | j1.25 |
| 4 | 3 | 3 | 0 | | | |
| 5 | 2 | 3 | 4 | | j0.2 | |
| 6 | 4 | 2 | 4 | | j0.125 | |

TABLA 3.1

En la tabla anterior la columna que se muestra con B_{PARALELO} se da cuando las líneas presentan reactancias capacitivas que normalmente se da para líneas con longitudes media y larga.

3.3 OBTENCION DE LAS PERDIDAS DE TRANSMISION

Para obtener la ecuación de las pérdidas de transmisión en términos de la salida de potencia de las Plantas, esto se lleva a cabo en dos etapas. En la primera etapa se aplica una transformación de potencia invariante a la Z_{barra} del sistema, para expresar sus pérdidas únicamente en términos de las corrientes del generador. En la segunda etapa se transforman las corrientes del generador en las potencias de salida de las plantas, lo que lleva a la forma deseada de la ecuación de pérdidas del sistema con un número k de fuentes.

Por ejemplo, se empieza la formulación mediante el sistema de cuatro barras de la figura 3.4, donde los nodos ① y ② pertenecen a barras generadoras, los nodos ③ y ④ pertenecen a barras de carga y el nodo n es el neutro del sistema. El caso en el que el generador y la carga se encuentran en la misma barra se muestran en la figura 3.6, que se explica al final de esta sección. Las inyecciones de corriente I_3 e I_4 en las barras de carga de la figura 3.4, se combinan para formar la carga del sistema compuesto I_D dada por

$$I_3 + I_4 = I_D \quad (3.32)$$

Donde:

I_3 e I_4 son inyecciones de corrientes

I_D es la suma algebraica de todas la corrientes de carga que se inyectan a las barras en la red.

Suponiendo que cada carga es una fracción constante de la carga total, y se establece:

$$I_3 = d_3 I_D \quad I_4 = d_4 I_D \quad (3.33)$$

De donde se tiene que

$$d_3 + d_4 = 1 \quad (3.34)$$

donde:

d_3 y d_4 son fracciones o porcentajes de la corriente de la barra de carga con respecto a la corriente de demanda del sistema.

Al sumar mas términos, las ecuaciones 3.32, 3.33 y 3.34, se pueden generalizar para sistemas con más de dos barras de carga.

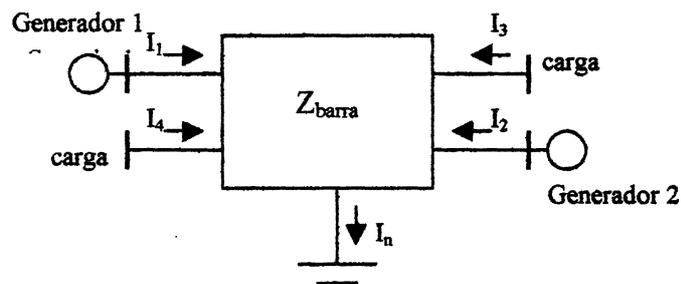


Figura 3.4 Sistema de Potencia de cuatro barras

Se selecciona ahora el nodo n de la figura 3.4 como referencia para las ecuaciones nodales

| | | | | | | |
|----------|---|----------|----------|----------|----------|-------|
| | | (1) | (2) | (3) | (4) | |
| V_{1n} | 1 | Z_{11} | Z_{12} | Z_{13} | Z_{14} | I_1 |
| V_{2n} | 2 | Z_{21} | Z_{22} | Z_{23} | Z_{24} | I_2 |
| V_{3n} | 3 | Z_{31} | Z_{32} | Z_{33} | Z_{34} | I_3 |
| V_{4n} | 4 | Z_{41} | Z_{42} | Z_{43} | Z_{44} | I_4 |

(3.35)

Donde :

V_{1n} , V_{2n} , V_{3n} y V_{4n} son los voltajes de barra con respecto al nodo de referencia

$[Z_{ii}]$ es la matriz de impedancias del sistema

I_1 , I_2 , I_3 , I_4 son corrientes que se inyectan al sistema por medio de las barras de generación y de carga.

Al expandir la primera fila de la ecuación 3.35 se obtiene:

$$V_{1n} = Z_{11}I_1 + Z_{12}I_2 + Z_{13}I_3 + Z_{14}I_4 \quad (3.36)$$

Sustituyendo en esta ecuación $I_3 = d_3I_D$ e $I_4 = d_4I_D$, y resolviendo la ecuación resultante para I_D , se tiene

$$I_D = -Z_{11}/(d_3Z_{13} + d_4Z_{14})I_1 - Z_{12}/(d_3Z_{13} + d_4Z_{14})I_2 + -Z_{11}/(d_3Z_{13} + d_4Z_{14})I_N^0 \quad (3.37)$$

En donde la corriente I_N^0 , llamada corriente de carga nula es simplemente

$$I_N^0 = -V_{1N}/Z_{11} \quad (3.38)$$

Donde :

I_N^0 es la corriente constante inyectada en el nodo de referencia (n) del sistema siempre que V_{1N} es constante

Denotando

$$t_1 = Z_{11}/(d_3Z_{13} + d_4Z_{14}) \quad \text{y} \quad t_2 = Z_{12}/(d_3Z_{13} + d_4Z_{14}) \quad (3.39)$$

donde :

t_1 y t_2 son parámetros que representan la fracción de corriente en las barras de generación que contribuyen al sistema

Se pueden simplificar los coeficientes de la ecuación 3.37, y quedan entonces,

$$I_D = -t_1 I_1 - t_2 I_2 - t_1 I_n^0 \quad (3.40)$$

Se sustituye en las ecuaciones 3.37 la I_D dada por la ecuación 3.40 y se tiene

$$I_3 = -d_3 t_1 I_1 - d_3 t_2 I_2 - d_3 t_1 I_n^0 \quad (3.41)$$

$$I_4 = -d_4 t_1 I_1 - d_4 t_2 I_2 - d_4 t_1 I_n^0 \quad (3.42)$$

Se puede considerar a las ecuaciones 3.41 y 3.42 como la definición de la transformación C de las corrientes "anteriores" I_1, I_2, I_3 e I_4 en un conjunto de nuevas corrientes I_1, I_2 e I_n , esto es,

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} \begin{matrix} \textcircled{1} \\ \textcircled{2} \\ \textcircled{3} \\ \textcircled{4} \end{matrix} \begin{bmatrix} 1 & & & \\ & 1 & & \\ -d_3 t_1 & -d_3 t_2 & -d_3 t_1 & \\ -d_4 t_1 & -d_4 t_2 & -d_4 t_1 & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix} = C \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Donde C es la matriz de coeficientes de la matriz de corrientes en las barras de generación con la cual las corrientes de carga son expresadas en función de las corrientes de generación

Como resultado de la ecuación 3.43, la expresión para la pérdida de potencia de la red toma la forma que se puede escribir

$$P_L = [I_1 \ I_2 \ I_n^0] [C^T R_{\text{barra}} C^*] \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix}^* \quad (3.44)$$

Donde la Matriz C^T es la matriz transpuesta de coeficientes de corriente y C^* es la matriz conjugada de coeficientes de corriente

Donde R_{barra} es la parte real simétrica de Z_{barra} de la ecuación 3.35. Debido a que se tiene una potencia invariante en la transformación C la ecuación 3.44 representa totalmente 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 compensación de los estudios de flujo de potencia del sistema, la corriente $I_n^0 = -V_{1n}/Z_{11}$ se convierte en un número complejo constante que deja a I_1 e I_2 como las únicas variables en expresión de pérdidas de la ecuación 3.44.

La figura 3.5 ayuda a explicar por que se la llama a I_n^0 la corriente sin carga. Si se quitara toda la generación de la carga del sistema y se aplicara el voltaje 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 por que está determinada por la impedancia de Thevenin Z_{11} , que incluye las altas impedancias de las trayectorias asociadas con las corrientes de carga de línea y magnetizantes del transformador pero no con la carga.

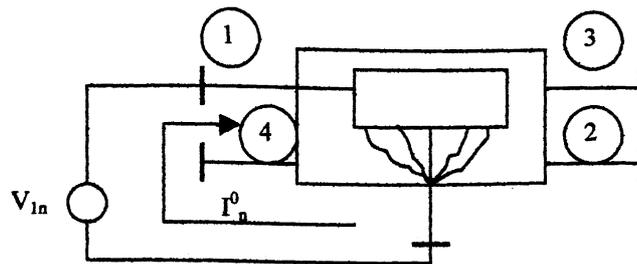


Figura 3.5 Interpretación de la corriente sin carga

Ahora se supondrá que en cada barra de generación, la potencia reactiva Q_{gi} es una fracción constante s_i de la potencia real 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 y así se tiene

$$P_{g1} + jQ_{g1} = (1 + js_1)P_{g1}; \quad P_{g2} + jQ_{g2} = (1 + js_2)P_{g2} \quad (3.45)$$

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

$$I_1 = (1 - js_1)/V_1^* P_{g1} = \alpha_1 P_{g1}; \quad I_2 = (1 - js_2)/V_2^* P_{g2} = \alpha_2 P_{g2} \quad (3.46)$$

Donde:

s_i es una fracción constante de Q_{gi} a P_{gi} en cada barra de generación
 α es la fracción de la Potencia activa inyectada a las barras de generación.

Las corrientes I_1 , I_2 e I_n^0 se pueden expresar, a partir de las ecuaciones 3.46 en forma matricial

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_1 & -- & -- \\ -- & \alpha_2 & -- \\ -- & -- & I_n^0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

Y al sustituir esta ecuación en la ecuación 3.44, se obtiene

$$P_L = \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \alpha_1 & - & - \\ - & \alpha_2 & - \\ - & - & I_n^0 \end{bmatrix} C^T R_{\text{barra}} C^* \begin{bmatrix} \alpha_1 & - & - \\ - & \alpha_2 & - \\ - & - & I_n^0 \end{bmatrix}^* \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix}^* \quad (3.48)$$

Se recuerda que la transpuesta de un producto de matrices es igual al producto en orden inverso de sus transpuestas. Por ejemplo, si hay tres 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 $(ABC)^{T*} = C^{T*} B^{T*} A^{T*}$. Así se puede demostrar que la matriz T_α de la ecuación 3.48 tiene la propiedad de ser igual al complejo conjugado de su propia transpuesta. Una matriz con esta propiedad se conoce como hermitiana. Cada elemento m_{ij} fuera de la diagonal de una matriz hermitiana es igual al complejo conjugado del elemento m_{ji} 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 de T_α , que se denotara por

$$\left[\begin{array}{cc|c} B_{11} & B_{12} & B_{10}/2 \\ \hline B_{21} & B_{22} & B_{20}/2 \\ B_{10}/2 & B_{20}/2 & B_{00} \end{array} \right] = (T_\alpha + T_\alpha^*) / 2 \quad (3.49)$$

Donde la matriz B es la matriz de coeficientes de Pérdidas

Para estar en conformidad con las prácticas industriales, se usaran los símbolos $B_{10}/2$, $B_{20}/2$ y B_{00} . Sumando la ecuación 3.48 a este complejo conjugado y aplicando la ecuación 3.48 al resultado se obtiene

$$P_L = [P_{g1} \ P_{g2} \ | \ 1] \left[\begin{array}{cc|c} B_{11} & B_{12} & B_{10}/2 \\ B_{21} & B_{22} & B_{20}/2 \\ \hline B_{10}/2 & B_{20}/2 & B_{00} \end{array} \right] \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

En donde B_{12} es igual a B_{21} . Expandiendo la ecuación 3.50 al multiplicar filas por columnas, se tiene

$$\begin{aligned} P_L &= B_{11}P_{g1}^2 + 2B_{12}P_{g1}P_{g2} + B_{22}P_{g2}^2 + B_{10}P_{g1} + B_{20}P_{g2} + B_{00} \\ &= \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 P_{gi} B_{ij} P_{gj} + \sum_{i=1}^2 B_{i0} P_{gi} + B_{00} \end{aligned} \quad (3.51)$$

Que puede ser rearmada en la forma equivalente

$$P_L = [P_{g1} \ P_{g2}] \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \end{bmatrix} + [P_{g1} \ P_{g2}] \begin{bmatrix} B_{10} \\ B_{20} \end{bmatrix} + B_{00} \quad (3.52)$$

O en la forma vector – matriz mas general

$$P_L = P_G^T B P_G + P_G^T B_0 + B_{00} \quad (3.53)$$

Cuando el sistema tienen K fuentes en lugar de las dos analizadas en este ejemplo, los vectores y matrices de la ecuación 3.53 tienen K filas y/o k columnas y las sumatorias de la ecuación 3.51 van de 1 a k, de manera que se obtiene la forma general de la ecuación de pérdidas de transmisión

$$P_L = \sum_{i=1}^K \sum_{j=1}^K P_{g1} B_{ij} P_{gj} + \sum_{i=1}^K B_{i0} P_{gi} + B_{00} \quad (3.54)$$

A los términos B se les llama coeficientes B o coeficientes de pérdidas y la matriz cuadrada B de K x k, que siempre es simétrica, se conoce simplemente como la matriz B. La unidad de los coeficientes de pérdida es el megavatio recíproco cuando las potencias trifásicas P_{g1} a P_{gk} , se expresan en megavatio, en cuyo caso, P_L también estará en megavatio. Las unidades de B_{00} son iguales a las de P_L mientras B_{ij}^0 es adimensional. En los cálculos normalizados se utilizan los coeficientes en por unidad.

Para el sistema del que se obtuvieron los coeficientes B, se tiene las pérdidas exactas solamente para esa carga en particular y para las condiciones de operación en el desarrollo. Los coeficientes B de la ecuación 3.52 son constantes conforme P_{g1} y P_{g2} varían solamente mientras los voltajes en las barras de carga y de las plantas mantengan una magnitud constante al igual que los factores de potencia de las plantas. Por fortuna, el uso de valores constantes para los coeficiente de perdidas da resultados razonablemente aproximados cuando se calculan para algunas condiciones de operación promedio y si no ocurren desfases extremadamente grandes de la carga entre plantas o en la carga total. En la practica los grandes sistemas se cargan económicamente usando conjuntos diferentes de coeficientes de pérdidas calculados para diversas condiciones de carga.

No se ha considerado las barras del generador que tienen cargas locales. Supóngase que la barra (2) de la figura 3.4 tiene una componente de carga $-I_{2d}$ además de la inyección a la red I_2 . Como se considera que todas las corrientes son inyecciones, se puede considerar la corriente de carga $-I_{2d}$ como la corriente I_{2d} que entra a la red en una barra ficticia (como la barra (5) de la manera en que se muestra en la figura 3.6. Entonces, la R_{barra} se expande para incluir una fila y una columna para la barra (5), con idénticos elementos fuera de la diagonal a los de la fila y una columna 2, y así $Z_{55} = Z_{22}$. Ahora se procederá a desarrollar la transformación C de la manera en que se hizo antes, esto es, tratando mecánicamente a la barra (5) como una de carga con inyecciones de corriente $I_5 = I_{2d} = d_5 I_D$, donde $I_D = I_3 + I_4 + I_5$

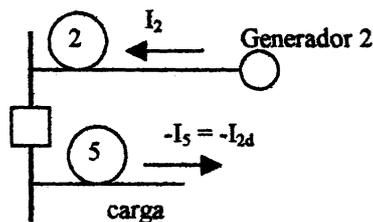


Figura 3.6 Tratamiento de la corriente de carga $-I_{2d}$ en la barra de generación

CAPITULO IV

ALGORITMOS UTILIZADOS EN EL PROGRAMA DE APLICACION

4.1 INTRODUCCION

Para esta parte de nuestro proyecto veremos en este capitulo la forma como hemos elaborado los algoritmos en cada uno de los métodos que se utilizan en este trabajo, en el que se describe en forma detallada cada paso a seguir para la elaboración del programa. Luego procedemos a describir sus respectivos diagramas de flujos que fueron utilizados para la implementación, tratando de que estos flujos sean lo más comprensibles para el usuario

4.2 ALGORITMO CORRESPONDIENTE A LA SOLUCION DEL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO HIDROTERMICO

4.2.1 Algoritmo de Selección de las Centrales Hidroeléctricas de las m unidades por el Método de la Lista Prioritaria

1. Ingresar numero m de centrales hidroeléctricas
2. Ingresar características (datos de la planta hidroeléctrica, planificación de la central y restricciones de la misma) de cada una de las m centrales.

3. Para cada una de las m centrales sumar todas las entradas de flujo de agua directo a la turbina (r) de todos sus periodos y dividirlo para 24 horas:

$$E = \sum_{j=1}^{j=j_{\max}} r_j / 24 \quad (4.1)$$

donde:

E : caudal de ingreso promedio por hora que posee la central hidroeléctrica

r_j : entrada de flujo de agua directo a la turbina para el periodo j

Este valor E denota un valor promedio de caudal por cada una de las veinticuatro horas del día que ingresa a la central hidroeléctrica, dado en acres-pies por hora. Luego con ayuda de este valor, calculamos el factor de disponibilidad de entrega de máxima potencia al sistema correspondiente a la cantidad de centrales hidroeléctricas (F_{MERITO}), el mismo que denota un valor con el cual se establece la capacidad aproximada de cada planta de satisfacer con su máxima potencia de generación instalada la carga demandada, considerando los datos de la planta, planificación de la central y restricciones y que se obtiene de la siguiente forma:

$$F_{\text{MERITO}} = [((V_{\text{actual}} - V_{\text{min}})/24) + E - q_{\max}] / q_{\max} \quad (4.2)$$

4. Ayudados con esta fórmula calculamos para cada central un factor de disponibilidad de máxima entrega.

5. Ordenamos en una lista de prioridad hidroeléctrica a cada central hidroeléctrica en función de su F_{MERITO} , teniendo prioridad sobre los demás aquel que posea el mayor valor de F_{MERITO}
6. Para cada valor de potencia de demanda (P_{load}) designada para cada periodo, la primera central hidroeléctrica en la lista tratará de satisfacerla en su totalidad, si no es posible, la segunda unidad en la lista tratará de satisfacer el saldo demandado y si no puede a su vez tratará de efectuarlo la tercera, la cuarta, etc., siempre siguiendo el orden de la lista de prioridad hidroeléctrica. En el momento en que cualquiera de las centrales hidroeléctricas en la lista prioritaria llegue finalmente a cumplir con los requerimientos de la carga, se habrá emitido el despacho hidroeléctrico, caso contrario el despacho hidrotérmico mandará a generar a todas las unidades hidroeléctricas considerando las restricciones y los datos de planificación dejando el saldo al parque térmico

4.2.2 Algoritmo para una Unidad de Generación Hidroeléctrica luego de haber hecho la selección de las m unidades existentes

PLANTEAMIENTO DE LAS VARIABLES A UTILIZAR EN EL ALGORITMO

- a) Ingrese relación del caudal vs. Potencia generada

$$q_j = a + bP_{Hj} \quad \text{para } P_H > 0 \quad (4.3)$$

donde:

q_j : caudal en el periodo j (acres-pies / hora)

P_{Hj} : potencia de la Central Hidroeléctrica (MW)

b) Establecer las siguientes variables:

- $q = 0$ para $P_H = 0$
- P_{Hmin} (MW), Potencia mínima que puede generar la planta hidroeléctrica
- P_{Hmax} (MW), Potencia máxima de la planta hidroeléctrica cuando q es un valor mayor al nominal
- V_{min} , Volumen mínimo tolerable del embalse en acres-pies para el periodo j
- V_{max} , Volumen máximo tolerable del embalse en acres-pies para el periodo j .
- V_i , Volumen inicial del embalse al inicio del periodo j en acres-pies.
- V_k , Volumen actual del embalse al final del periodo j en acres-pies
- r_j , Caudal del ingreso a la presa durante periodo j en acres-pies/hora
- q_j , Caudal neto a pasar por la turbina durante el periodo j en acres-pies/ hora
- P_{Hj} , Potencia hidroeléctrica generada durante periodo j a en MW
- P_{sj} , Potencia térmica equivalente de las fuentes durante periodo j en MW
- n_j , Número de horas por periodo j
- ΔV , Paso de almacenamiento de volumen en acres-pies ingresado por el usuario
- $F_s = f(P_{sj})$, Función costo generación equivalente de todas las plantas térmicas.
- I : Estado de volumen al inicio del periodo j
- K : Estado de volumen al final del periodo j
- $Tck(i)$: Costo total desde el comienzo de la planificación del periodo hasta la finalización del este, para el estado de almacenamiento en el embalse V_k

- PC (i,j-1,k,j): Costo de producción del sistema térmico en el periodo j que va desde un volumen inicial de V_i hasta el final del periodo, en un volumen V_k

$$- q_j = V_i - V_k / n_j + r_j$$

donde

$$\begin{array}{ll} V_i & \text{equivale a } V_{j-1}, \\ \text{y } V_k & \text{equivale a } V_j \end{array}$$

c) Ingresar:

1. Datos de Planta Hidroeléctrica

- $q_j = a + bP_{Hj}$
- P_{Hmin}
- P_{Hmax}
- V_{min}
- V_{max}

2. Datos de planificación:

- $n_j = n$ n solo podrá ser 1,2,3,4,5,6,8,12, o 24 horas
(Automáticamente se establecerá el numero de periodos j correspondiente un día: $j = 24/n$)
- r_j para $j = 1,2,3,\dots, 24/n$ en acre-pies/hora,
- ΔV Paso de volumen en acre-pies a considerar

3. Restricciones:

$V_{inicial}$ (desde las 0H00 horas), volumen inicial al principio del periodo $j =$

1

V_{final} (hasta las 24H00 horas), volumen final al término del periodo $j =$

24/n

▪ **PROCEDIMIENTO PARA EL DESARROLLO DEL ALGORITMO**

1. El programa trabajará con la demanda ingresada en el archivo de entrada genera.ini, por lo que, luego de establecer j , dividirá al día en j periodos de los cuales la carga a satisfacer durante todo ese periodo será la menor demanda de todas las horas involucradas. P_{load} a P_j

2. Se establece q_{jmax} y q_{jmin} la cual estará en función de P_{Hmax} y P_{Hmin} respectivamente entonces:

$$q_{jmax} = a + b P_{Hmax} \quad (4.4)$$

y

$$q_{jmin} = a + b P_{Hmin} \quad (4.5)$$

q_j nunca podrá ser mayor que q_{jmax}

3. Se establece:

$$P_{Hj} = q_j - a / b \quad (4.6)$$

4. Definir la curva de costo aproximado equivalente de todo el parque térmico disponible $F_s = f(P_s)$ como una función compuesta en w intervalos de potencia térmica P_s a partir de lo siguiente:

a) Determinar el número $w_{máx.}$ de intervalos para la determinación de F_s en función de P_s de la siguiente manera:

$$w_{máx.} = n + 3 \quad (4.7)$$

Donde:

n : Número de unidades térmicas pertenecientes al parque térmico a considerar.

b) Establecer los puntos de inflexión de la función compuesta F_s equivalente de la siguiente manera:

b.1) Determinar en orden ascendente cada una de las n potencias mínimas generadas por cada una de las i unidades térmicas, así como también la sumatoria de todas las potencias mínimas de estas unidades ($\sum P_{\text{mini}}$) y la sumatoria de todas las potencias máximas de las mismas ($\sum P_{\text{MAXi}}$).

b.1.1) Almacenar estos valores dentro de los datos correspondientes a los intervalos de potencia (P_s)

b.2) Determinar dentro del rango correspondiente entre ambas sumatorias señaladas anteriormente (las de las potencias mínimas y máximas de las unidades térmicas) dos puntos de inflexión, para lo cual dividiremos la diferencia entre estos dos valores para tres (3) (llamaremos $d\sum P$ a este valor calculado), para posteriormente añadir este valor a la sumatoria de las potencias mínimas ($\sum P_{\text{mini}}$) y luego, por segunda ocasión, le volvemos a añadir este valor $d\sum P$ al calculado recientemente:

$$d\sum P = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{MAXi}} - \sum_{i=1}^n P_{\text{mini}}}{3} \quad (4.8)$$

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

b.2.1) Si este valor $d\sum P$ resultara en un número no entero, se lo convertirá en su entero inmediato superior.

b.2.2) Almacenar estos valores dentro de los datos correspondientes a los intervalos de potencia (P_s)

b.3) Para cada una de las n potencias mínimas de los n generadores térmicos, determinar su correspondiente costo mínimo de generación

(ayudados del mismo programa utilizando el despacho térmico económico) a denotar en su respectivo valor de P_s .

b.3.1) Almacenar estos valores dentro de los datos correspondientes a los intervalos de costos de generación (F_s)

b4) Para cada una de las sumatorias de las mínimas y máximas potencias de todas las unidades térmicas, calculamos los costos mínimos de generarlas (ayudados del mismo programa utilizando el despacho térmico económico), con lo cual determinamos dos puntos más a considerar en el cálculo de la F_s equivalente: $[\sum P_{\text{mini}}, F_s(\sum P_{\text{mini}})]$ y $[\sum P_{\text{MAXI}}, F_s(\sum P_{\text{MAXI}})]$

b.4.1) Almacenar estos valores dentro de los datos correspondientes a los intervalos de costos de generación (F_s)

b5) Para cada uno de los dos puntos situados dentro del rango de potencia térmica entre $\sum P_{\text{mini}}$ y $\sum P_{\text{MAXI}}$ encontrados anteriormente determinar el costo mínimo de generar dichas potencias (ayudados del mismo programa utilizando el despacho térmico económico).

b.5.1) Almacenar estos valores dentro de los datos correspondientes a los intervalos de costos de generación (F_s)

c) Determinar para cada intervalo w su correspondiente aproximación lineal F_{sw} :

c.1) Considerar los dos puntos extremos (inicial y final), de coordenadas (P_{so}, F_{so}) y (P_{sf}, F_{sf}) respectivamente.

c.2) Calcular m_w :

$$m_w = [F_{sf} - F_{so}] / [P_{sf} - P_{so}] \quad (4.9)$$

donde:

m_w : es la pendiente de la aproximación lineal F_s en el intervalo w

P_{so} : es la potencia térmica generada perteneciente al punto inicial del intervalo w .

P_{sf} : es la potencia térmica generada perteneciente al punto final del intervalo w .

F_{so} : es el costo de generar P_{so} perteneciente al punto inicial del intervalo w .

F_{sf} : es el costo de generar P_{sf} perteneciente al punto final del intervalo w .

c.3) Calcular C_w :

$$C_w = F_{so} - m_w * P_{so} \quad (4.10)$$

d) Almacenar y avanzar al siguiente intervalo w

e) Si $w = w_{\max}$. Detener el proceso

5.-Rutina de Despacho Hidrotérmico para cada uno de los periodos j .

Encuentro de la combinación de periodos óptimos

a) Para $j = 1$ (condición inicial: $V_i = V_{\text{inicial}}$)

b) Establecer: $q_j = V_i - V_k / n_j + r_j$

c) Donde $V_k = V_{\min}$

d) Si $q_{j\min} \leq q_j \leq q_{j\max}$

Entonces

Calcular P_{Hj} ,

Calcular $P_{sj} = P_{\text{load}j} - P_{Hj}$

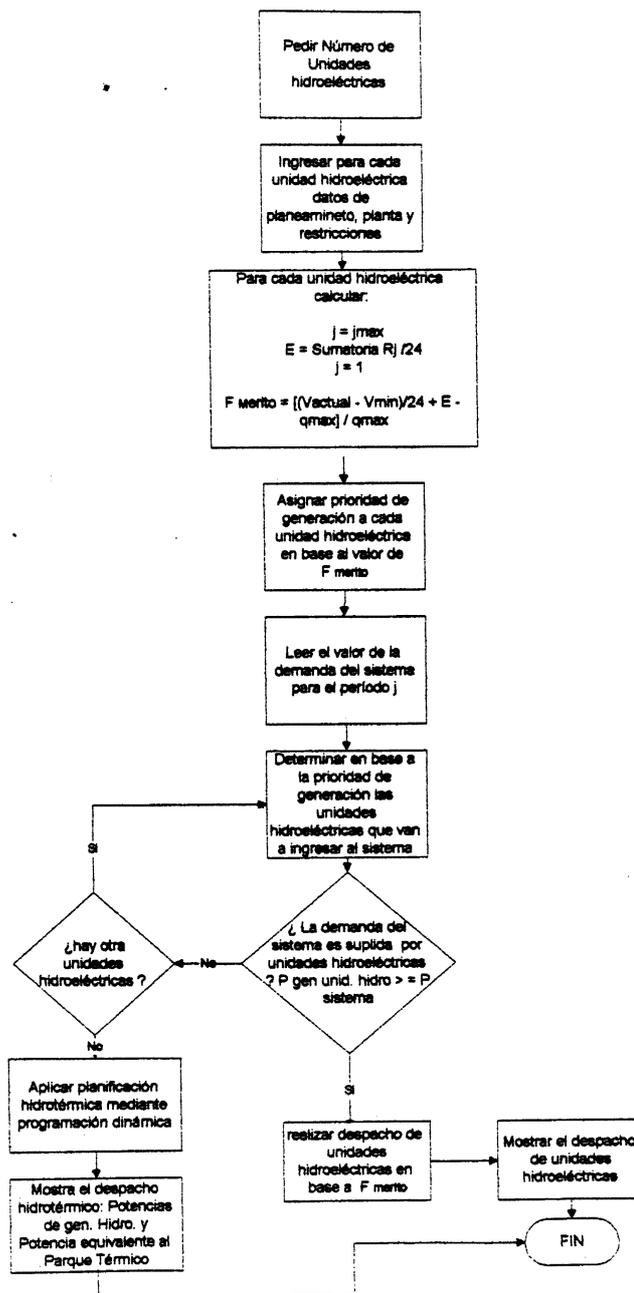
Calcular $Tck(j)$ donde $Tckj = \sum F_s P_{sj} \times n_j$

Almacenando temporalmente $Tck(j)$

caso contrario avanzar al caso e)

- e) Pasar a próximo $V_k = V_k + \Delta V$ e ir al paso a)
- f) Parar cuando $V_k > V_{max}$
- g) Establecer el mínimo $TCh(j)$ para este j
- h) Para este periodo j
Definir q_j , P_{Hj} , P_{sj} , $TCh(j)$ y V_{kj} correspondiente al mínimo $TCh(j)$ hallado en g)
- i) Efectuar despacho económico y perdidas utilizando P_{sj} definido en este periodo j
- j) Pasar al siguiente j donde $V_i = V_k$ e ir al paso a)
- k) Continuar hasta $j = j_{max} - 1$ (ultimo periodo)
- l) En j_{max} se efectúa similar proceso más solo existirá un $V_k = V_{final}$ (24 horas)
- m) Arrojar resultados y $PC = \sum TCh(j)$

4.3 DIAGRAMA DE FLUJO CORRESPONDIENTE AL DESPACHO HIDROTERMICO UTILIZANDO EL METODO DE LA PROGRAMACION DINAMICA



4.4 ALGORITMO PARA EFECTUAR DESPACHO DE UNIDADES TERMICAS

4.4.1 Algoritmo para ingresar la unidad cuando la carga aumenta como parte de la selección de unidades

1. Determinar el tiempo en el que el generador va a estar en línea, H_s
2. Si H_s es mayor o igual al tiempo mínimo de operación (T_{minop}) entonces la unidad entra directamente en línea
3. Comprobar si la suma de las potencias máximas de las unidades ya en línea, mas la potencia máxima de la unidad recién aceptada satisface o es mayor que la demandada. Si es así dejarla en línea, caso contrario pasar a la siguiente unidad en listas prioritaria e ir nuevamente al punto 1
4. Si H_s es menor a T_{minop} entonces pasar al siguiente generador en la Lista Prioritaria y volver al paso 1
5. Si ningún generador cumple con la condición 2, en caso de que haya dos o más generadores que posean igual T_{minop} , escoja la unidad cuyo tiempo mínimo de operación (T_{minop}) sea él más pequeño y que al mismo tiempo tenga prioridad en la Lista Prioritaria, comprobar si la suma de las potencias máximas de las unidades ya en línea, con la potencia máxima de la unidad recién aceptada satisface o es mayor que la demandada, si es así ponerla en línea, caso contrario pasar a la siguiente unidad en la Lista Prioritaria y volver a revisar el punto cuatro e ir al paso seis.
6. Si aun así, ningún generador cumple con el paso 4, realizar combinaciones de dos generadores aquellos que posean el mínimo tiempo de operación y que al mismo tiempo tenga prioridad en la lista, en caso de que haya grupos de generadores con igual T_{minop} .
7. Determinar la diferencia entre el tiempo mínimo de operación (T_{minop}) y el tiempo en que el generador va a estar en línea (H_s), $T_1 = T_{minop} - H_s$, para el resultado del paso 4 o paso 5 y colocar a la unidad como S_t , (estado que significa: unidad en el sistema hasta que cumpla su tiempo

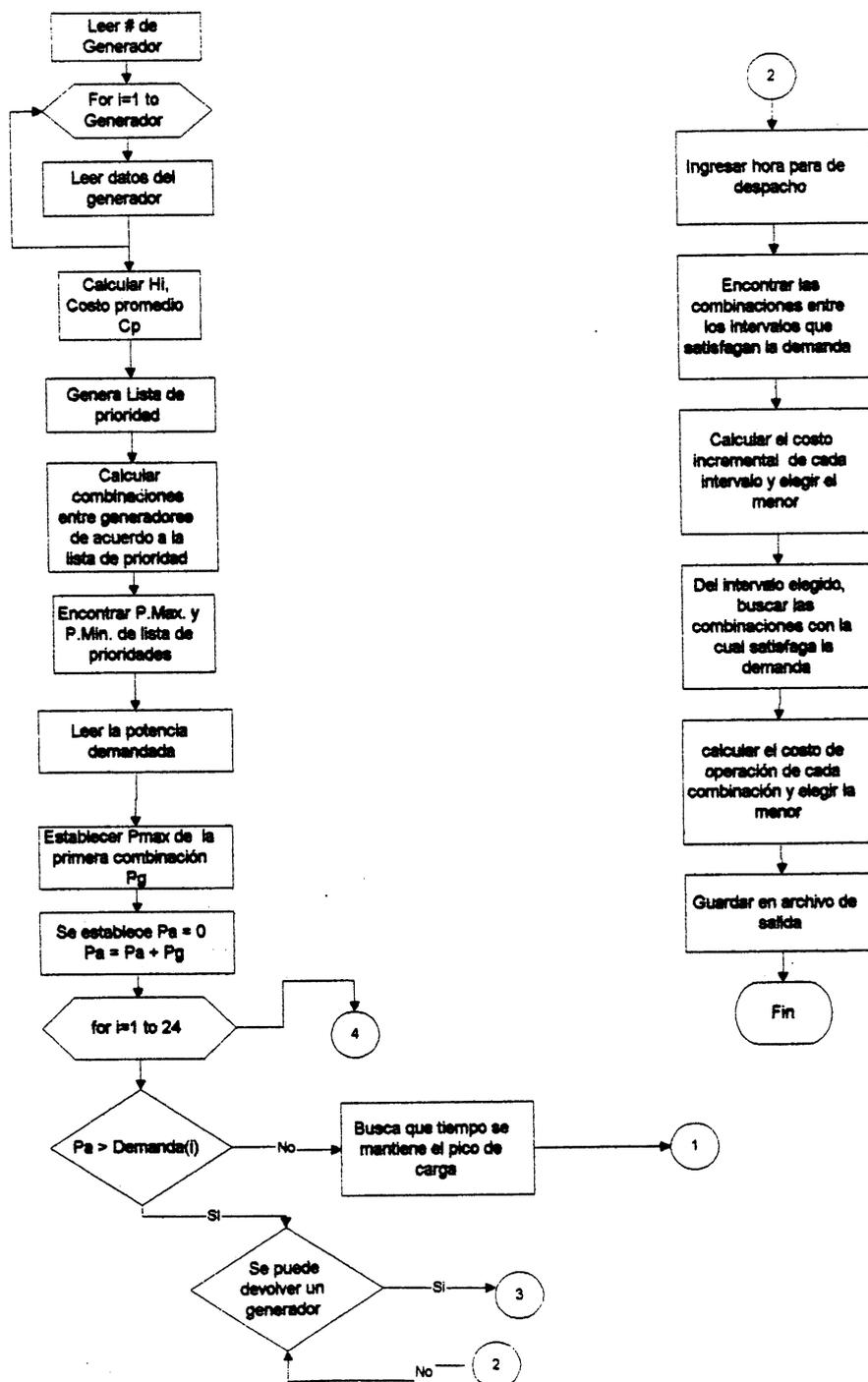
mínimo de operación después de no ser necesitada). Denominando a la diferencia obtenida con la variable T_1 .

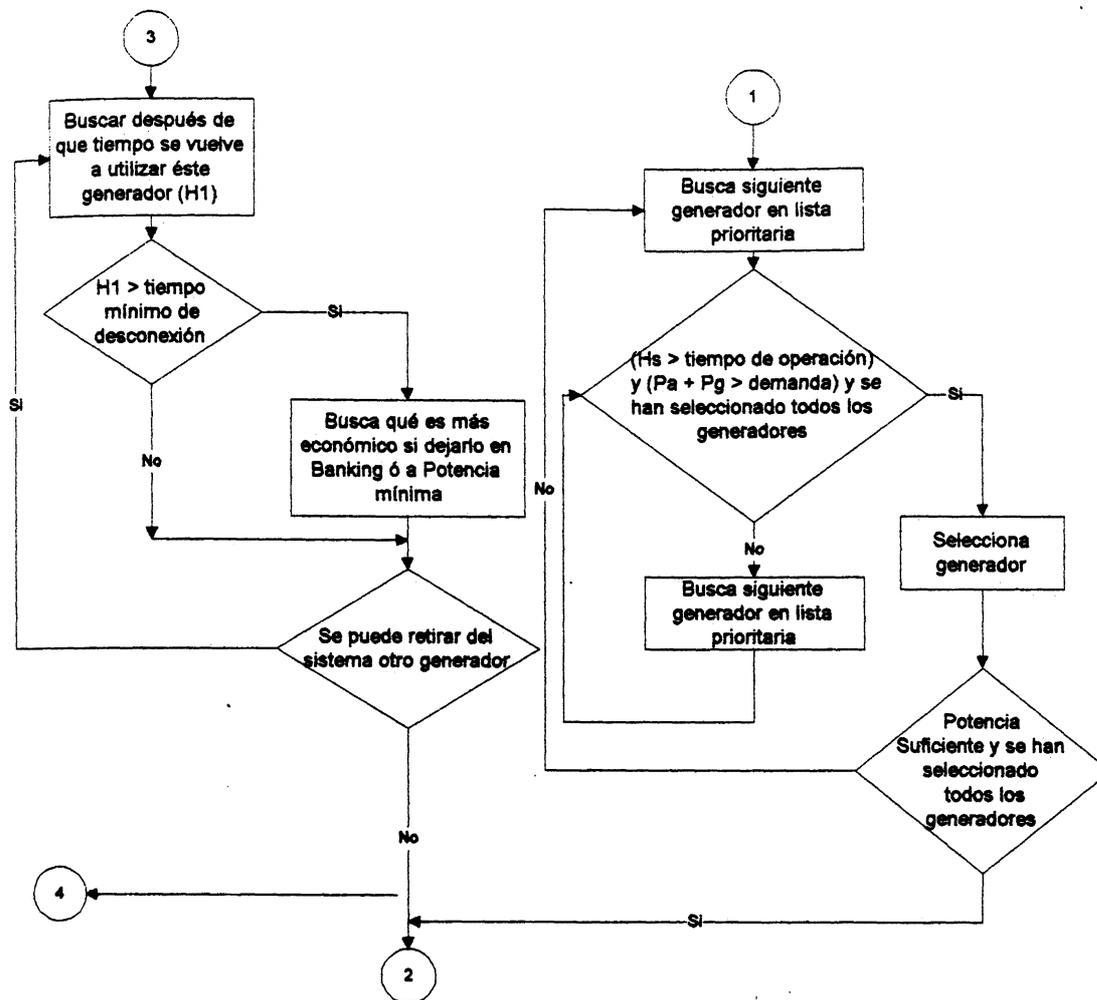
8. Determinar la hora en que la unidad inicia su arranque en la hora señalada (A_1) y la hora en que la unidad está cumpliendo su proceso de arranque (A^*). Una vez determinado cuando entra al sistema, la(s) unidad(es), señalar su condición de arranque

4.4.2 Algoritmo para sacar una unidad cuando baja la carga (en frío, banking o dejarla en línea)

1. Determinar el tiempo en que se necesitará la unidad nuevamente, H_1
2. Si H_1 es mayor o igual a la suma del tiempo mínimo de desconexión ($T_{mindesc}$) y el tiempo de arranque (T_a): $T_{mindesc} + T_a$ entonces: calculo el costo de enfriar, donde $T = H_1 - T_a - T_{mindesc}$ debemos de considerar que para las 0H00, el tiempo T se lo coge de la condición inicial dada por el archivo de entrada, se calcula el costo de tener la unidad en banking ($C_{banking}$), y se calcula el costo mínimo de generación (C_{min}), y se escoge la de menor costo y se expone el estado de la unidad
3. Si el tiempo en que se necesitará la unidad nuevamente, H_1 , es menor al tiempo mínimo de desconexión ($T_{mindesc}$) más el tiempo de arranque T_a , avanzo a la siguiente unidad en la Lista Prioritaria y vuelvo al paso 2
4. Si ninguna unidad cumple con el paso 2 dejar la unidad a sacar nuevamente en línea

4.5 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE UNIDADES Y DESPACHO ECONOMICO DE LAS UNIDADES TERMICAS

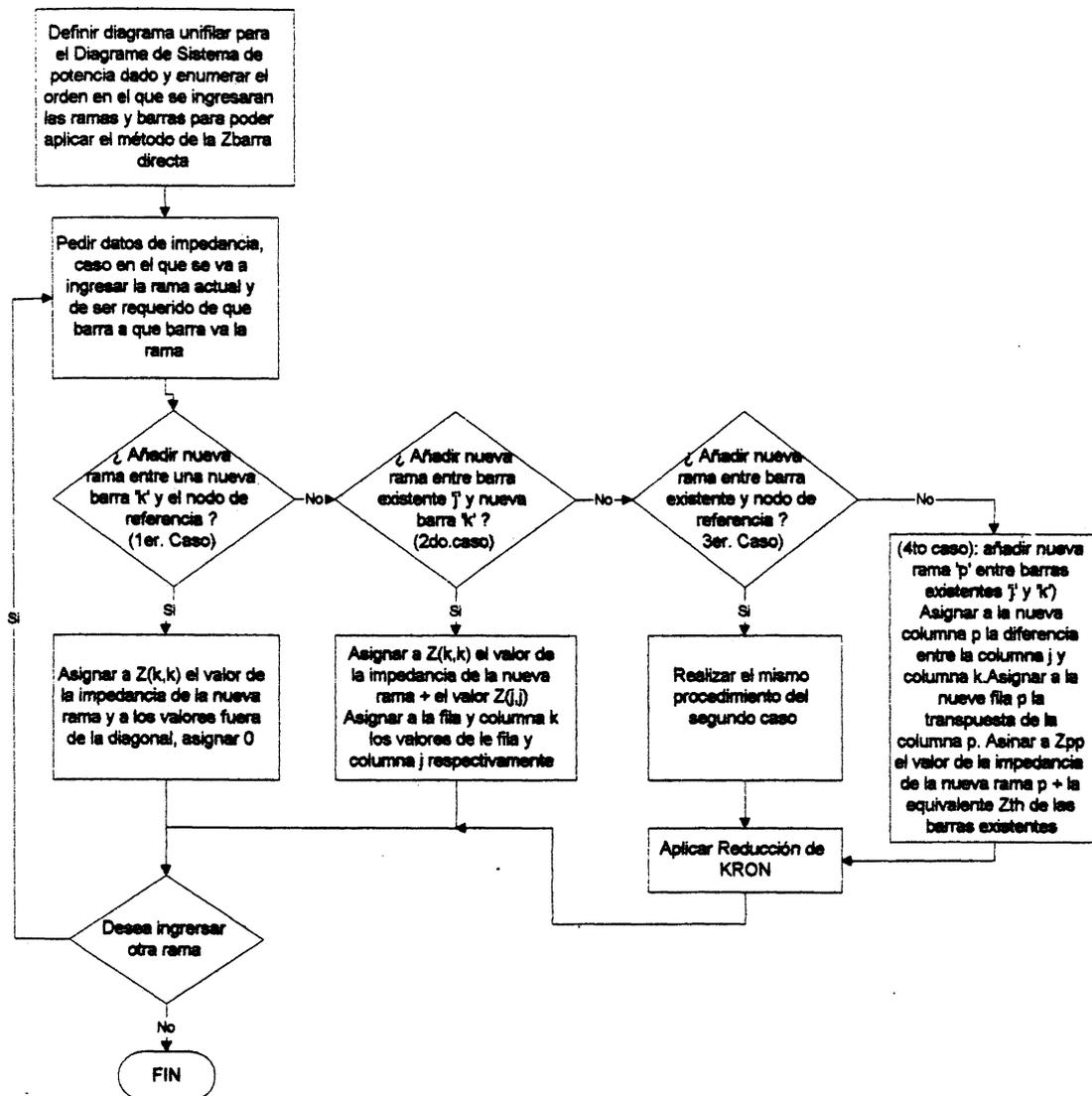




4.6 ALGORITMO PARA LA CONSTRUCCION DE Z_{barra}

1. Seleccionar el caso 1 para ingresar una barra nueva al nodo de referencia (barra1)
2. Ingresar el valor de rama entre barra nueva y nodo de referencia
3. Calcular la matriz Z para la primera barra en el sistema de Potencia $[Z]_{1 \times 1}$ donde Z es la impedancia de rama entre barra nueva (1) y nodo de referencia
4. Seleccionar el caso siguiente de acuerdo a las condiciones establecidas para cada caso.
5. Establecer desde que barra a que barra va la impedancia de rama e ingresar el respectivo valor
6. Calcular la nueva matriz Z de acuerdo al caso seleccionado.
7. Continuar con el ingreso de barras al sistema de potencia, se repite el literal 4, 5 y 6
8. Una vez finalizado los ingresos de barras con sus respectivas ramas. Mostrar matriz Z.
9. En caso de que exista carga local en una barra de generación, agregar una rama hipotética al sistema de Potencia, seleccionando el caso 3 e indicando en la parte inferior de la pantalla la barra establecida y nodo de referencia, señalar que es barra de generación y carga, para lo cual no es necesario ingresar el valor de rama esto se lo hace después de que se han ingresado todas las barras y ramas verdaderas.
10. Calcular matriz Z para la cual Z original se expande a una fila y una columna con valores Z_{ij} iguales a la fila y la columna de la barra de generación, esto se da en el supuesto caso de que exista una barra de generación y carga local

4.7 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA OBTENCION DE LA MATRIZ Zbarra



4.8 ALGORITMO PARA EL CALCULO DE LAS PERDIDAS

1. Obtener la matriz Z_{barra} , la cual viene desde un archivo guardado ó que se genere un archivo nuevo
2. Ingresar datos de V , δ , P y Q en por unidad, en cada barra del Sistema, obtenidos del Flujo de Potencia
3. Con los datos anteriores, calcular las corrientes inyectadas al sistema en cada barra de carga. I_{Ncarga} .

$$I_{\text{Ncarga}} = P_{\text{Ncarga}} - jQ_{\text{Ncarga}} / V_{\text{Ncarga}} = I_{\text{Ncarga}} \angle \delta_{\text{Ncarga}} \quad (4.11)$$

4. Calcular la I_{Ncarga} total del sistema de acuerdo a la siguiente fórmula

$$I_{\text{carga total sistema}} = \sum_{\text{Ncarga}}^{N_{\text{maxcarga}}} I_{\text{N}} \quad (4.12)$$

5. Determinación de los coeficientes d_{Ncarga} para cada barra de carga.

$$d_{\text{Ncarga}} = I_{\text{Ncarga}} / I_{\text{carga total del sistema}} = I_{\text{Ncarga}} / \sum_{\text{N}=\text{Ncarga}}^{N_{\text{maxcarga}}} I_{\text{N}} \quad (4.13)$$

6. Calcular los coeficientes $t_{\text{Ngeneración}}$ para cada barra de generación

$$t_{\text{Ngeneración}} = Z_{1,\text{Ngeneración}} / \sum d_{\text{Ncarga}} \times Z_{1,\text{Ncarga}} \quad (4.14)$$

7. Construcción de la Matriz C

La dimensión de la matriz [C] es ixj , donde i es el número total de barras existentes en el sistema de Potencia y j es el número de barras de

generación mas una barra que corresponde al nodo de referencia en el sistema de potencia.

8. Cálculo del producto $C^T R_{\text{barra}} C^*$

Donde

C^T es la matriz C transpuesta

R_{barra} es la matriz de resistencia

C^* es la matriz conjugada

9. Cálculo de I_N^0

donde

$$I_N^0 = -V_1 / Z_{11}$$

10. Construcción de matriz α para cada barra de generación

$$\alpha_{\text{generacion}} = (1 - j S_{\text{generacion}}) / V_{1\text{generacion}}^* \quad (4.15)$$

$$\alpha_{\text{generacion}} = (1 - j Q_{\text{generacion}} / P_{\text{generacion}}) / V_{1\text{generacion}}^* \quad (4.16)$$

11. Cálculo de la Matriz Hermitiana $T\alpha$ que viene dado por el producto: $[\alpha][C]^T[R]_{\text{barra}}[C]^*[\alpha]^*$

12. Cálculo de matriz de coeficientes B a partir de $T\alpha + T\alpha^* / 2$

13. Se guarda la matriz de coeficientes $[B]_{ixj}$ que se mantiene constante para las horas en que se haga el despacho.

14. Lectura de Potencias generadas obtenidas del despacho $[Pg]$

15. Determinación de Pérdidas con el producto

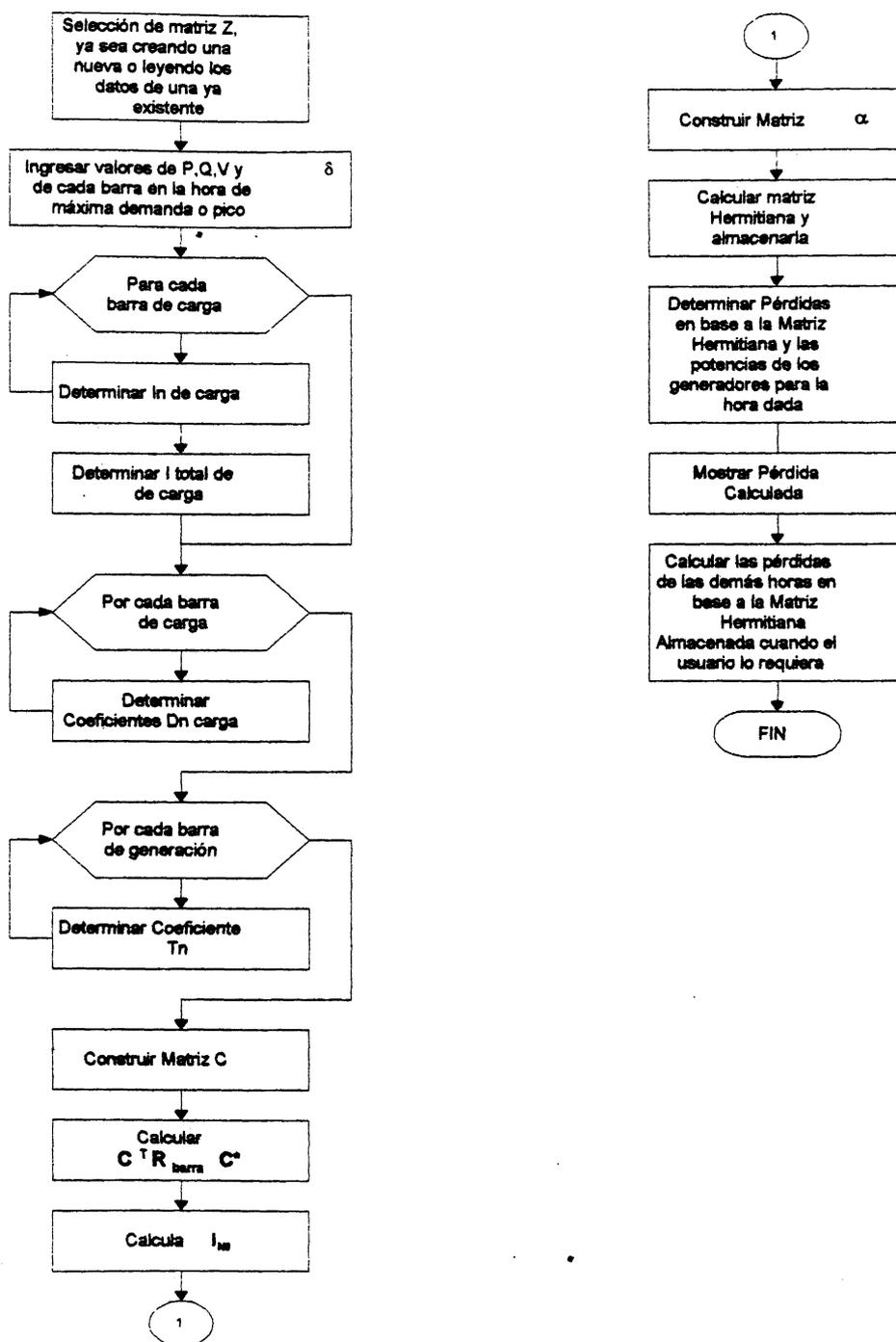
$$P_L = [Pg]^T[\alpha][C]^T[R]_{\text{barra}}[C]^*[\alpha]^*[P]^* \quad (4.17)$$

$$P_L = [Pg]_{1 \times i}^T [B]_{ixj} [P]^*_{j \times 1} \quad (4.18)$$

16. Mostrar pérdidas calculadas

17. Realizar despacho económico para otras horas con pérdidas para lo cual se debe ingresar la hora deseada.
18. Continuar realizando despacho para otras horas o mostrar pantalla de despacho.

4.9 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA OBTENCION DE LAS PERDIDAS DE TRANSMISION



CAPITULO V

PRUEBA DEL PROGRAMA

5.1 DESCRIPCIÓN DEL EJEMPLO

El siguiente Sistema de Potencia es un caso hipotético para el cual vamos a obtener el Despacho Económico sin Pérdidas y con Pérdidas. El diagrama unifilar se lo muestra a continuación:

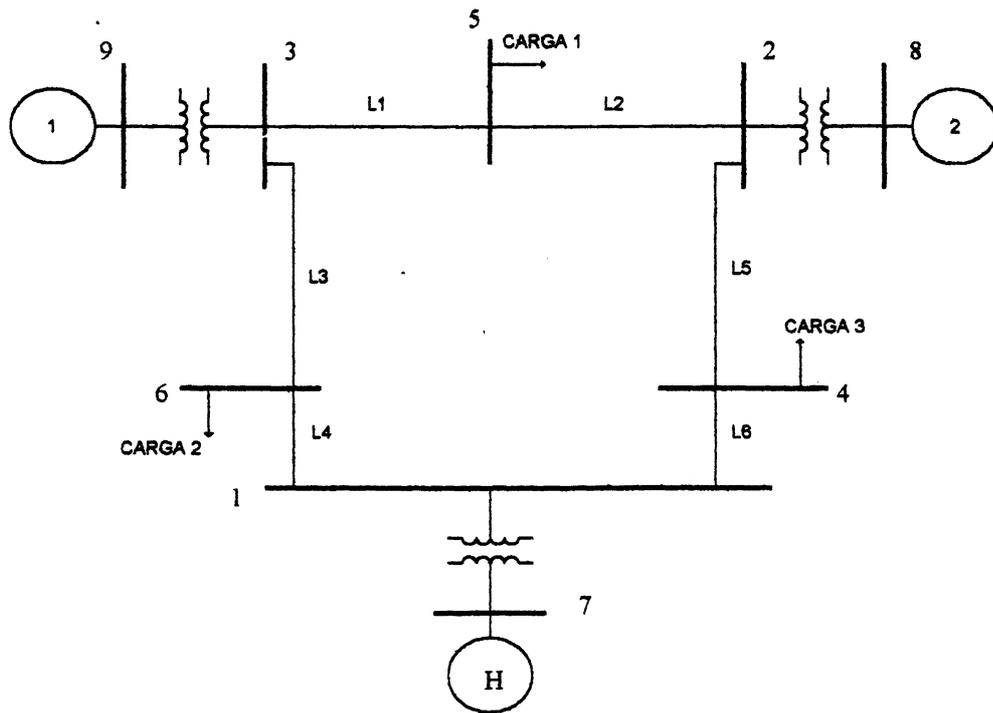


Figura 5.1 Diagrama de un Sistema de Potencia dado

En el diagrama se observa una unidad hidroeléctrica (H) y dos unidades térmicas (1 y 2), líneas de transmisión (L1,.....L5), Barras de carga (3). Los datos técnicos que se presentan son datos no reales, datos ficticios acoplados para efectos de prueba. Los mostramos en el siguiente orden, primero los datos para la unidad hidroeléctrica con su respectiva curva de entrada - salida, luego los datos técnicos para cada una de las unidades térmicas con su respectiva curva de entrada - salida y finalmente los datos de la demanda.

Datos correspondientes al Sistema de Potencia

| BARRAS | | LONG. LINEAS |
|-----------------|-------------------------------------|-----------------|
| Generador 1 | 235 MVA, 13.8 KV, $X = j0.06$ | 1 100 Km |
| Generador 2 | 135 MVA, 13.8 KV, $X = j0.05$ | 2 135 Km |
| Generador 3 | 35 MVA, 13.8 KV, $X = j0.040$ | 3 90 Km |
| Carga 1 | 31% de la Carga del Sistema | 4 160 Km |
| Carga 2 | 40% de la Carga del Sistema | 5 100 Km |
| Carga 3 | 71% de la Carga del Sistema | 6 220 Km |
| Transformador A | 220 MVA, 18/230 KV, $X = j0.0625$ | |
| Transformador B | 250 MVA, 13.8/230 KV, $X = j0.0586$ | |
| Transformador C | 300 MVA, 16.5/230 KV, $X = j0.0576$ | |

TABLA 5.1

Características del conductor:

$$R = 0.0292 \text{ ohmios/Km/fase}$$

$$X_l = j0.2350 \text{ ohmios}$$

$$X_c = 0.1434 \text{ Megaohmios/Km/fase}$$

5.1.1 DATOS DE LA UNIDAD HIDROELÉCTRICA

$$q = 700 + 10 * P_H \text{ [acres-pies por hora]}$$

$$P_{\min} = 10 \text{ [MW]}$$

$$P_{\max} = 30 \text{ [MW]}$$

$$V_{\min} = 1'500.000 \text{ [acres-pies]}$$

$$V_{\max} = 2'000.000 \text{ [acres-pies]}$$

$$j = 24 \text{ periodos}$$

$$n = 1 \text{ horas/periodo}$$

$$\Delta V = 10 \text{ [acres-pies]}$$

$$r = 1000 \text{ [acres-pies/hora] para todas las horas}$$

$$V_{\text{inicial}} = 1'750.000 \text{ [acres-pies]}$$

$$V_{\text{m final}} = 1'500.000 \text{ [acres-pies]}$$

$$P_{\text{carga}} = 317 \text{ [MW]}$$

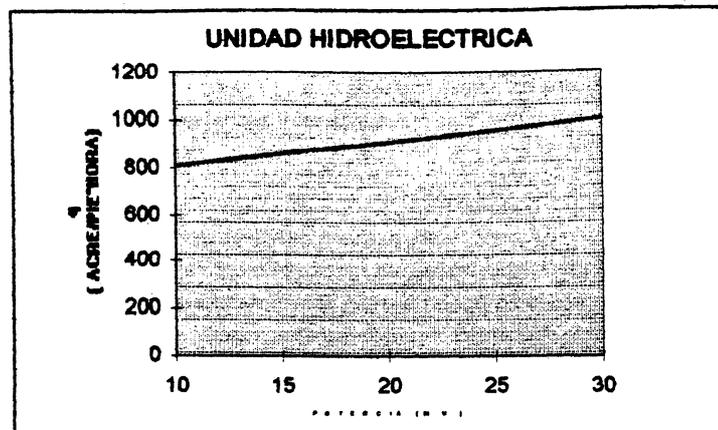


Figura 5.1 Gráfico de Caudal q (acres-pies/hora) vs Potencia (MW)

5.1.2 Datos de las Unidades Térmicas

[Numero]

Unidad=2

[Generador1]

Pote_Maxi_Gene = 200 [MW]

Pote_Mini_Gene = 8 [MW]

Cost_Arra_Frio = 55.041 [\$]

Cost_Comb = 185 [\$ / MBTU]

Cost_Fijo = 42.75 [\$]

Cons_Term = 0.1

Tiem_Hora_Enfr = 2 [horas]

Cost_Mant_Temp_Oper = 27.520 [\$]

Tiem_Arra_Hora = 2 [horas]

Tiem_Mini_Oper = 3 [horas]

Tiem_Mini_Desc = 4 [horas]
Cost_Comb_Hora = 0.133 [\$]
Cond_Inic = 0

[Intervalos Unidad 1]
Numero de intervalos = 2

Valo_Mini_1 = 8 [MW]
Valo_Maxi_1 = 173 [MW]
Coef_A_1 = 48.34 [\$/MW]
Coef_B_1 = 30387.07 [\$]

Valo_Mini_2 = 173.001[MW]
Valo_Maxi_2 = 200 [MW]
Coef_A_2 = 416.66 [\$/MW]
Coef_B_2 = -33333.33 [\$]

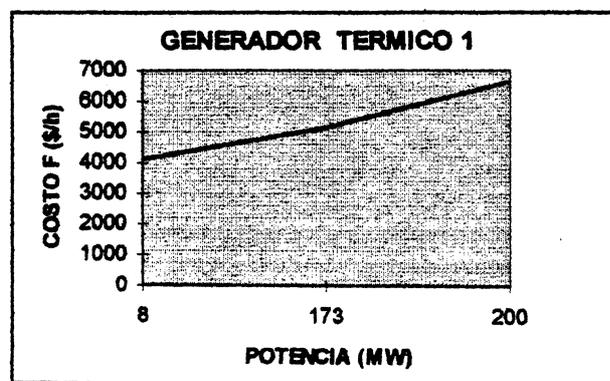


Figura 5.2 Gráfico de la Unidad Térmica 1 Costo F (\$) vs Potencia (MW)

[Generador2]

Pote_Maxi_Gene = 150 [MW]
Pote_Mini_Gene = 10 [MW]
Cost_Arra_Frio = 43.21 [\$]
Cost_Comb = 297 [\$/MBTU]
Cost_Fijo = 42.75 [\$]
Cons_Term = 0.1
Tiem_Hora_Enfr = 2 [horas]
Cost_Mant_Temp_Oper = 21.609 [\$]
Tiem_Arra_Hora = 1 [horas]
Tiem_Mini_Oper = 7 [horas]
Tiem_Mini_Desc = 3 [horas]
Cost_Comb_Hora = 0.245 [\$]
Cond_Inic=0
[Intervalos Unidad 2]
Numero de intervalos = 2

Valo_Mini_1 = 10 [MW]
Valo_Maxi_1 = 115 [MW]
Coef_A_1 = 144.739 [\$/MW]
Coef_B_1 = 14505 [\$]

Valo_Mini_2 = 115.001 [MW]
Valo_Maxi_2 = 150 [MW]
Coef_A_2 = 1144.28 [\$/MW]
Coef_B_2 = -100442.857 [\$]

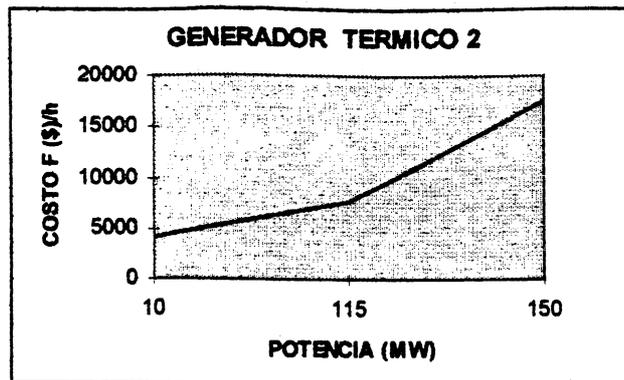


Figura 5.3 Gráfico de la Unidad Térmica 2 Costo F (\$) vs Potencia (MW)

[Demanda] en MW

| | |
|---------|--------|
| P1=10 | P17=10 |
| P2=10 | P18=10 |
| P3=10 | P19=10 |
| P4=10 | P20=10 |
| P5=130 | P21=10 |
| P6=300 | P22=10 |
| P7=201 | P23=10 |
| P8=250 | P24=10 |
| P9=317 | |
| P10=250 | |
| P11=178 | |
| P12=150 | |
| P13=10 | |
| P14=10 | |
| P15=10 | |
| P16=10 | |

La comprobación de los resultados del programa para el despacho con la unidad hidroeléctrica se presenta detalladamente en la siguiente sección, para luego continuar con la comprobación de la selección de

unidades térmicas y el despacho económico para las mismas. La comprobación de las pérdidas se lo hace comparando los resultados obtenidos en nuestro programa con las pérdidas halladas en los flujos de potencia para las diferentes demandas, los mismos que se muestran en los anexos y al finalizar este capítulo se presenta un porcentaje de error para los mismos. No se considerado la selección de unidades hidroeléctricas puesto que para éste ejemplo se presenta una sola unidad hidroeléctrica y dos unidades térmicas.

Además también presentamos al final de este capítulo, los gráficos de demanda a satisfacer por el parque térmico y la curva de carga para el despacho económico del problema y una tabla que muestra la selección de unidades para las 24 horas

5.2 RESOLUCIÓN DETALLADA DEL EJEMPLO

Los primeros cálculos a desarrollarse son los parámetros de las líneas en por unidad, basándose en las resistencias, reactancias inductivas, reactancias capacitivas y longitud de las líneas, estos datos nos permiten crear la base de datos para nuestros flujos de potencia y el desarrollo de matriz Z_{barra} .

A continuación se muestra en la tabla 5.2 los cálculos realizados con los datos de las líneas para obtener los parámetros de las mismas en por unidad.

CALCULOS DE LOS PARAMETROS DE LAS LINEAS DEL SISTEMA DE POTENCIA

| | | | |
|------------------|--------|------------|---------|
| R ohmios/Km/fase | 0.0292 | Z BASE | 529 |
| Xi ohmios | 0.235 | porcentaje | 100 |
| Xc Mega ohmios*K | 0.1434 | y base | 0.00189 |

| barra | a barra | | LONG (Km) | R(OHM) | Xi(OHM) | Xc(OHM) | Y/2 | R(PU) | Xc(PU) | Y/2(PU) | R(%) | Xc(%) | Y/2(%) |
|-------|---------|----|-----------|--------|---------|-----------|----------|---------|---------|---------|--------|----------|---------|
| 3 | 5 | L1 | 100 | 2.92 | 23.5 | 1434 | 0.000349 | 0.00552 | 0.04442 | 0.1844 | 0.552 | 4.442344 | 18.4449 |
| 2 | 5 | L2 | 135 | 3.942 | 31.725 | 1062.2222 | 0.000471 | 0.00745 | 0.05997 | 0.249 | 0.7452 | 5.997164 | 24.9006 |
| 3 | 6 | L3 | 90 | 2.628 | 21.15 | 1593.3333 | 0.000314 | 0.00497 | 0.03998 | 0.166 | 0.4968 | 3.99811 | 16.6004 |
| 1 | 6 | L4 | 160 | 4.672 | 37.6 | 896.25 | 0.000558 | 0.00883 | 0.07108 | 0.2951 | 0.8832 | 7.10775 | 29.5119 |
| 2 | 4 | L5 | 100 | 2.92 | 23.5 | 1434 | 0.000349 | 0.00552 | 0.04442 | 0.1844 | 0.552 | 4.442344 | 18.4449 |
| 1 | 4 | L6 | 220 | 6.424 | 51.7 | 651.81818 | 0.000767 | 0.01214 | 0.09773 | 0.4058 | 1.2144 | 9.773157 | 40.5788 |

TABLA 5.2

5.2.1 Desarrollo del Despacho Hidroeléctrico sin Perdidas

Dado que en nuestro ejemplo existe sólo una unidad hidroeléctrica, ella provee en lo posible de energía base, considerando obviamente las restricciones de caudal y volumen a las que esta sometida.

Primeramente se debe aclarar que esta F_s equivalente corresponderá a un grupo de aproximaciones lineales por intervalos de potencia desde la mínima potencia generada por el parque térmico (la mínima potencia generada entre todas las unidades) hasta la máxima potencia generada por el parque térmico dada por la suma de todas las potencias máximas de cada una de las unidades del parque.

Los intervalos de potencia estarán limitados por valores de potencia generada correspondiente a la siguiente metodología a seguir:

- a) Todos los valores de potencia mínima de cada unidad (puesto que siempre será más económico satisfacer la demanda arrancando una sola unidad que haciéndolo arrancando más de una). De esta manera tenemos los primeros límites de potencia en el establecimiento de los primeros intervalos:

Primer intervalo: 8 MW – 10 MW

- b) La suma de todas las mínimas potencias de las unidades: 8 MW + 10 MW = 18 MW

Segundo intervalo: 10 MW – 18 MW

- c) La suma de todas las máximas potencias de las unidades: 200 MW + 150 MW = 350 MW. En el intervalo comprendido entre las sumatorias de las mínimas y máximas potencias de las unidades (18MW – 350 MW) colocamos tres intervalos de un número prácticamente igual de MW entre ellos $350 \text{ MW} - 18 \text{ MW} = 332 \text{ MW}$

donde $332 / 3 = 110.66$ MW, al cual ascendemos a su inmediato superior: 111 MW.

De esta manera establecemos los últimos puntos límites de los nuevos intervalos:

$$18 \text{ MW} + 111 \text{ MW} = 129 \text{ MW}$$

$$129 \text{ MW} + 111 \text{ MW} = 240 \text{ MW}$$

y finalmente 350 MW

definamos los últimos tres intervalos:

tercer intervalo: 18 MW – 129 MW

cuarto intervalo: 129 MW – 240 MW

quinto intervalo: 240 MW – 350 MW

Ahora calculamos los costos de generar cada potencia límite de intervalo (F_i para $i = 2, 3$)

$$1. P_s = 8 \text{ MW}$$

Ayudados de HG1, pues la unidad 2 es aquella que posee una potencia mínima de 8 MW y multiplicando esta evaluación por el costo de combustible por unidad de calor

$k_2 = 0.133$ (\$/MBTU), determinamos $F_s(8)$:

$$F_s(8): 0.133 \text{ (\$/MBTU)} * (30387.07 + 48.34(8)) \text{ (MBTU/hora)}$$

$$F_s(8): 4092.91 \text{ \$/hora}$$

$$2. P_s = 10 \text{ MW}$$

Este costo, así como los correspondientes a las posteriores potencias límites de intervalos serán calculados ayudados del programa con el cual obtendremos el despacho térmico económico para satisfacer dicha potencia con lo cual evaluamos estas potencias en sus respectivas funciones de costo de generación:

Despacho térmico económico: $G1 = 10 \text{ MW}$; $G3 = 0 \text{ MW}$

$$F_s(10) = 0.133 (30387.07 + 48.34 (10))$$

$$F_s(10) = 4105.77 \text{ \$/hora}$$

3. $P_s = 18 \text{ MW}$

Despacho térmico económico: $G2 = 18 \text{ MW}$; $G3 = 0 \text{ MW}$

$$F_s(18) = 0.133 (30387.07 + 48.34 (18))$$

$$F_s(10) = 4157.20 \text{ \$/hora}$$

4. $P_s = 129 \text{ MW}$

Despacho térmico económico: $G2 = 129 \text{ MW}$; $G3 = 0 \text{ MW}$

$$F_s(129) = 0.133 (30387.07 + 48.34 (129))$$

$$F_s(10) = 4870.84 \text{ \$/hora}$$

5. $P_s = 240 \text{ MW}$

Despacho térmico económico: $G2 = 173 \text{ MW}$; $G3 = 67 \text{ MW}$

$$F_s(240) = 0.133 (30387.07 + 48.34 (173)) + 0.245 (14505 + 144.739 (67))$$

$$F_s(10) = 11083.35 \text{ \$/hora}$$

6. $P_s = 350 \text{ MW}$

Despacho térmico económico: $G2 = 200 \text{ MW}$; $G3 = 150 \text{ MW}$

$$F_s(350) = 0.133 (30387.07 + 48.34 (200)) + 0.245 (14505 + 144.739 (150))$$

$$F_s(10) = 14200.20 \text{ \$/hora}$$

De esta manera quedan definidos los puntos límites de todas y cada una de las aproximaciones lineales que en conjunto formarán la F_s aproximado evaluada para un valor de potencia térmica generada:

| | |
|----------------|-----------------|
| Primer punto: | (8, 4092.91) |
| Segundo Punto: | (10, 4105.77) |
| Tercer Punto: | (18, 4157.20) |
| Cuarto Punto: | (129, 4870.84) |
| Quinto Punto: | (240, 11083.35) |
| Sexto Punto: | (350, 14200.20) |

En cada punto las unidades son $(P_s, F_s) = [\text{MW}, \$7\text{hora}]$

Ahora ayudados de un método cualquiera de regresión lineal, definimos las ecuaciones correspondientes a las aproximaciones lineales para cada tramo o intervalo de potencia, con lo cual establecemos la F_s aproximada como una función compuesta de acuerdo al intervalo de potencia referido.

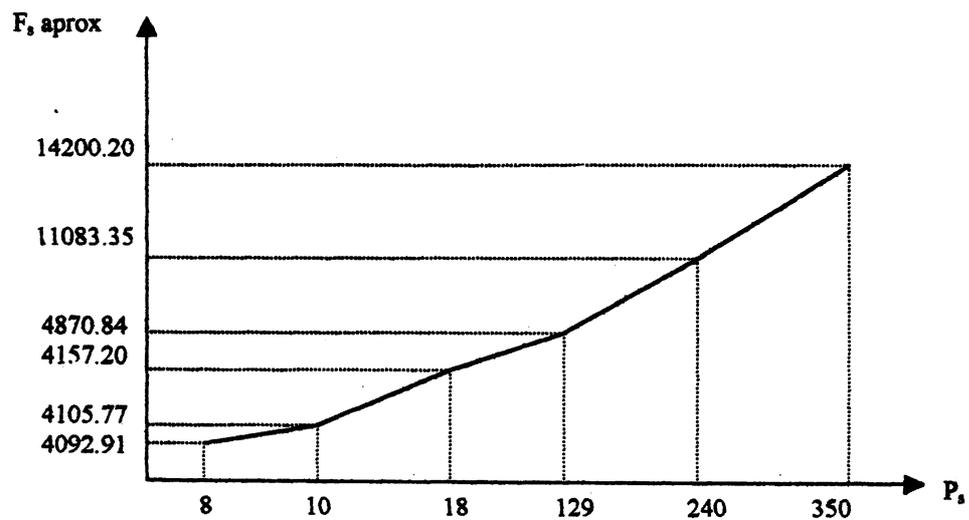


Figura 5.5 Gráfico de la función costo aproximada F_s aproximada vs la Potencia P_s .

$$F_{s \text{ aprox}} \begin{cases} F_{s1} = 4041.47 + 6.43P_s, & 8 \leq P_s \leq 10 \\ F_{s2} = 4041.47 + 6.428P_s, & 10 < P_s \leq 18 \\ F_{s3} = 4041.47 + 6.429P_s, & 18 < P_s \leq 129 \\ F_{s4} = -22349.1 + 55.96P_s, & 129 < P_s \leq 240 \\ F_{s5} = 4282.95 + 28.33P_s, & 240 < P_s \leq 350 \end{cases}$$

Donde P_s es la generación total que el parque térmico entrega al sistema.

Realizamos los cálculos correspondientes a la hora de máxima demanda para el despacho hidroeléctrico

HORA : 9H00

Dado que el número de horas por periodo, n , es 1, entonces existirán 24 periodos ($j=24$) de 1 hora cada uno.

Para $j=9$, es decir, la hora 9 (9H00)

$P_{load} [MW] = 317$

Este valor es tomado del registro de carga dispuesto en el archivo de entrada GENERA.INI

Luego verifiquemos si la unidad hidroeléctrica es capaz de satisfacer en su totalidad o por lo menos en parte la demanda (sin considerar las pérdidas aún), tomando, muy en cuenta las restricciones y datos de programación ingresados como datos de la unidad hidroeléctrica

Si partimos de un estado inicial de volumen para este periodo, que por definición coincide con el estado final de volumen del periodo anterior,

que desconocemos por situamos directamente en este noveno periodo, mas asumiremos el que arroja el programa y sus estados de volumen aledaños en este periodo, para demostrar que la que obtenemos del programa será siempre la que dé el mínimo costo total de producción térmica.

$$V_I = 1.746.040 \text{ acres - pies}$$

$$V_R = 1.746.050 \text{ acres - pies}$$

Es importante saber que el caudal q no podrá ser menor al que corresponde para generar la mínima potencia en la unidad hidroeléctrica. De igual manera q no podrá ser mayor al que corresponde para generar la máxima potencia. Calculemos y determinemos estos valores mínimos y máximos donde se podrá situar el caudal.

$$q = 700 + 10 P_H \text{ [acres - pies / hora]}$$

$$\begin{aligned} q_{\min} &= 700 + 10 P_{H\min} \\ &= 700 + 10(10) \\ &= 800 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_{\max} &= 700 + 10 P_{H\max} \\ &= 700 + 10(30) \\ &= 1000 \end{aligned}$$

Ahora determinamos los valores de V_k crítico, donde V_k es el estado final de volumen en el embalse al término de un periodo dado, en acres - pies considerando un $V_i = 1.746.040$ de tal manera que con $r=1000$ y $n= 1$ tengamos los V_k correspondientes de estado de generación de $P_{H\min}$ y $P_{H\max}$ (reflejados en un q_{\min} y un q_{\max} hallados anteriormente)

$q = V_i - V_k / n + r$ despejamos V_k en función de q entonces:

$$V_k = V_i - (q - r)n \text{ (acres - pies)}$$

Entonces

$$\begin{aligned} V_{kmax} &= V_i - (q_{min} - r)n \\ &= 1.746.040 - (800 - 1000)1 \\ &= 1.746.240 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{kmin} &= V_i - (q_{max} - r)n \\ &= 1.746.040 - (1000 - 1000)1 \\ &= 1.746.040 \end{aligned}$$

De esta forma determinamos el rango permitido de valores para V_k limitado por sus puntos críticos correspondientes de generar la mínima potencia (10MW) y la máxima potencia (30MW) de la unidad hidroeléctrica para una cantidad $n = 1$ de horas por periodo para un día de 24 horas y con un caudal de ingreso de agua de embalse, de 1000 acres-pies/hora. Así, pues V_k estará situado dentro del siguiente rango

para $j = 9$

$$1.746.040 \leq V_k \leq 1.746.240$$

Ahora procedemos a presentar una tabla en donde en donde podemos obtener el valor óptimo de generación de P_H para $j=9$ de tal manera que represente el mínimo costo para el sistema de generar la potencia térmica.

Para $j = 9$

$$P_{load} = 317 \text{ MW}$$

$$V_i = 1.746.040 \text{ acres - pies}$$

La formula de q es $q = V_i - V_k / n + r$

$$F_s \text{ aprox } \begin{cases} F_{s1} = 4041.47 + 6.43P_s, & 8 \leq P_s \leq 10 \\ F_{s2} = 4041.47 + 6.428P_s, & 10 < P_s \leq 18 \\ F_{s3} = 4041.47 + 6.429P_s, & 18 < P_s \leq 129 \\ F_{s4} = -22349.1 + 55.96P_s, & 129 < P_s \leq 240 \\ F_{s5} = 4282.95 + 28.33P_s, & 240 < P_s \leq 350 \end{cases}$$

$$P_H = q - 700 / 10$$

$$P_s = P_{\text{load}} - P_H$$

| Vk (acres – pies) | Q [acres – pies / hora] | PH [MW] | P(s) [MW] | TCK [\$] = F(s) = f [P(s)] |
|-------------------------|-------------------------------|------------|--------------|-------------------------------|
| 1.746.040* | 1000 | 30 | 287 | 14727.937 |
| 1.746.050 | 990 | 29 | 288 | 14761.873 |
| 1.746.060 | 980 | 28 | 289 | 14795.802 |
| 1.746.100 | 940 | 24 | 293 | 14931.518 |
| 1.746.150 | 890 | 19 | 298 | 15101.163 |
| 1.746.200 | 840 | 14 | 303 | 15270.815 |
| 1.746.230 | 810 | 11 | 306 | 15372.602 |
| 1.746.240* | 800 | 10 | 307 | 15406.531 |

Tabla 5.3

*valores críticos de Vk correspondientes a generar $P_{H_{\text{max}}}$ y $P_{H_{\text{min}}}$, respectivamente, en los datos anteriores señalados

Como podemos apreciar a medida que la unidad hidroeléctrica este en capacidad de entregar su máxima generación, esto representara al parque térmico el generar una menor cantidad de potencia para suplir la carga, con el consiguiente ahorro económico.

Para fines de optimización denotado por el uso del método de programación dinámica se establece al final del proceso que posiblemente el valor de P_H entregado por la unidad hidroeléctrica para la hora 9 estaría cercano al correspondiente para generar su máxima potencia, es decir 30 MW, de hecho el programa arroja un resultado de 29 MW sin considerar inicialmente las pérdidas

5.2.2 Despacho Térmico sin pérdidas

Primero se efectuará el calculo del costo promedio de producción para poder definir la lista prioritaria dado que de su nombre proviene nuestro método asumido.

| Unidad | Pmax | Prnin | Hi | Fi | Costo promedio de producción |
|--------|------|-------|------------------------|-------|------------------------------|
| G1 | 200 | 8 | 416.66PG1- 33.333,33 | 0.133 | 6649,2 |
| G2 | 115 | 10 | 1144,28PG2 - 100442,85 | 0,245 | 7631,59 |

Tabla 5.4

He aquí como se calcula el costo promedio de producción para cada unidad

$$G1: [(416.66PG1- 33.333,33) \Big|_{PG1 = 200}] \times 0,133/200$$

Costo promedio G1 = \$33,25

$$G2: [(1144,28PG2- 100442,85) \Big|_{PG2 = 150}] \times 0,245/150$$

Costo promedio G1 = \$116,3

Dando de esta manera, el establecimiento de nuestra lista prioritaria

| Unidad | Costo promedio de producción | Potencia mínima | Potencia máxima |
|--------|------------------------------|-----------------|-----------------|
| 1 | 33,25 | 8 | 200 |
| 2 | 116,3 | 10 | 150 |

TABLA 5.5

| Unidades en línea | Mínimo MW generados | Máximos MW generados |
|-------------------|---------------------|----------------------|
| 1 | 8 | 200 |
| 1 + 2 | 18 | 350 |

TABLA 5.6

Como podemos apreciar la unidad hidroeléctrica es capaz de generar su máxima potencia dada las buenas condiciones ingresadas como datos en la planificación y características de la unidad, así como sus restricciones, por lo cual está apta para proveer parte de la energía base al sistema. Es así que a la curva de demanda que deberá satisfacer el sistema térmico de generación se le deberá restar los 29 MW, sin olvidar que la máxima generación de la unidad hidroeléctrica es de 30 MW debido al dato de planificación correspondiente al paso ingresado de volumen final a incrementar, ΔV , resulta de un valor final de 29 MW que entregará la unidad hidroeléctrica. Si ΔV es disminuido, los cálculos resultarán más precisos y reales, más el número de operaciones internas aumentarían considerablemente y obtendríamos los 30 MW. Al final, cuando se consideren las pérdidas, estas serán satisfechas con lo que a la unidad hidroeléctrica le falte generar (en lo posible), su utilización será total, haciendo que la unidad hidroeléctrica de a la curva de demanda de la carga, aquellos valores mayores a los 30 MW de demanda, mientras que a los restantes, la demanda que deberá satisfacer el sistema térmico de generación será de 0 MW.

La demanda (sin pérdidas) que el parque térmico deberá satisfacer, así como la selección de unidades por hora resumido se visualiza en el diagrama

Entender el cómo se realizó la selección de unidades resulta no muy complicado siempre y cuando usemos y comprendamos cada una de las restricciones y características que podamos encontrar en el archivo GENERA.INI.

Sabemos que la unidad hidroeléctrica es capaz, dado los datos ingresados en este ejemplo, de entregar su máxima potencia generada (29-30 MW) por lo cual siempre proveerá de energía base al sistema. Para aquellas demandas menores a 30 MW, la unidad hidroeléctrica generará toda la demanda que el sistema requiera, y para demandas iguales o mayores a 30 MW la unidad hidroeléctrica entregará toda su potencia:

Para todas las horas el estado de la unidad hidroeléctrica será siempre o estará siempre en el sistemas $G_{HI} = S$, para $i = 1, 2, \dots, 24$

- ◆ A: indica que la unidad está apagada
- ◆ B: indica que la unidad esta en banking
- ◆ S: indica que la unidad está en línea
- ◆ A1: indica que la unidad inicia su arranque en la hora señalada
- ◆ A*: indica que la unidad esté cumpliendo su proceso de arranque
- ◆ S_t indica que la unidad permanece forzosamente en el sistema hasta completar su tiempo min. Operación.
- ◆ AP: indica que la unidad está en proceso de apagado.

Para $j = 1$

$$P_{H1} = P_{HT} = P_{load} = 10 \text{ MW}$$

Donde

P_{H1} : potencia hidroeléctrica generada por la unidad No 1

P_{HT} : potencia hidroeléctrica generada por todo el parque hidroeléctrico

P_{load} : potencia demandada por la carga

De igual manera:

$$P_{H1j} = P_{HTj} = P_{loadj} = 10 \text{ MW para } j = 1, 2, 3, 4, 13, 14, 15, 16, \dots, 24$$

$$P_{H1j} = P_{HTj} = P_{loadj} = 29 \text{ MW para } j = 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12$$

Consideremos a las unidades térmicas como G1 y G2 respectivamente. Utilizando la lista prioritaria, veremos que cuando la demanda del sistema menos la potencia generada por la unidad hidroeléctrica sea mayor que 0 y menor e igual a 200 MW, G1 entrará al sistema, esto ocurre para:

$$G1 : S \quad \text{para } j = 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12$$

De igual manera, cuando la demanda del sistema menos la potencia generada por la unidad hidroeléctrica sea menor que 200 MW y menor p igual a 315 MW, G2 entrará al sistema, esto ocurre en:

$$G2 : S \quad \text{para } j = 6, 8, 9, 10$$

Para la hora 7 ($j=7$) se determinará que por obvios motivos, se dejará a G2 en banking y no apagarla, pues el tiempo en que no será necesaria para el sistema sólo es de una hora (de 7H00 a 8H00), mientras que solo el tiempo mínimo de operación es de 7 horas, además que su tiempo mínimo de desconexión (3 horas) más su tiempo de arranque (1 hora) excede a ese tiempo, en que la unidad 2 no es requerida.

G2 : B para j=7

Veamos ahora como influyen las restricciones de tiempo de arranque (T_a) para cada unidad:

T_a para G1: $T_{aG1} = 2$ horas

T_a para G2: $T_{aG2} = 1$ hora

Entonces, 2 y 1 horas antes de que G1 y G2 entren al sistema, respectivamente, su estado será el de inicio de arranque (A1), es decir:

G1 : A1 para j=3

G2 : A1 para j = 5

Durante el tiempo restante mientras dura el proceso de arranque, cada unidad adquiere un proceso de arranque (A^*) para cada hora posterior a la hora inicial:

G1: A^* para j = 4

Otra de las restricciones que las unidades térmicas y su proceso de selección de unidades deben considerar es la del tiempo mínimo de desconexión ($T_{mindesc}$), el mismo que toma valores de 4 y 3 horas para las unidades 1 y 2, respectivamente. Así pues para G1, cuando ya no es necesitada, la condición de proceso de apagado (APAG) entra en vigencia, posterior a su salida del sistema por el tiempo que dure:

G1: APAG para j= 13, 14, 15, 16

Es importante observar y saber que esta condición solo aparecerá si es que la unidad a apagarse cumple con cuatro condiciones:

1. que la unidad no vaya a ser necesitada

2. que la unidad haya cumplido con su tiempo mínimo de operación
3. Que el tiempo en la cual no vaya a ser necesitada sea mayor o igual a la suma de los tiempos de desconexión, mas el de arranque. ($T_{mindesc} + T_a$).
4. Costo de mantenerla en frío ($C_{enfriar}$), es decir considerando el tiempo en que la unidad va a estar apagada y sin ingresar al sistema lo cual repercute en que el costo de encendido sea menor al costo de dejarla en banking

Solo para comprobar esto, vamos a calcular estos costos para G1

$$C_{enfriar} = Cc (1 - e^{-T_H/\alpha}) * K + Cf$$

$$C_{banking} = Ct \times T_H \times K + Cf$$

Donde

- ◆ Cc [MBTU]: Costo máximo de calor de arranque en frío por proceso de encendido en MBTU.
- ◆ K [\$/MBTU]: Costo de combustible en dólares por unidad de calor.
- ◆ Cf [\$]: Costo fijo de operación de cada planta en dólares por hora
- ◆ α : Constante térmica de la unidad
- ◆ t [horas]: Condición inicial, tiempo en horas que la planta térmica ha estado fría al inicio del periodo en que se efectuará el despacho económico.
- ◆ Ct [\$]: costo en dólares de mantener al generador a la temperatura de operación.

Donde, del archivo GENERA.INI se cogen los siguientes valores:

$$C_c = 55041.2 \text{ MBTU}$$

$$K = \$185 / \text{MBTU}$$

$$C_f = \$42.75$$

$$\alpha = 0.1$$

$$C_t = \$27.52$$

Mientras que $t = 12$ horas (la unidad no va a ser necesitada desde las 13H00 en adelante)

$$C_{\text{enfriar}} = 55041,2 (1 - e^{-12/0.1}) * 185 + 42,75$$

$$C_{\text{enfriar}} = \$10.225,33$$

$$C_{\text{banking}} = 27,52 \times 12 \times 185 + 42,75$$

$$C_{\text{banking}} = \$61137,15$$

De esta manera comprobamos que es preferible apagar G1 que mantenerlo en banking por el tiempo de 12 horas.

Mas, la unidad G2, a pesar de que también deja de ser necesitada a partir de la hora 7 y la hora 11, con lo cual cumple la primera condición no lo hace con la segunda, pues el tiempo mínimo de operación es de 7 horas, y considerando que entró al sistema a las 6 horas, recién cumpliría con este tiempo mínimo de operación a las 13 horas, por lo que se tomarán dos decisiones en lo que respecta al estado del generador 2:

a) Que el estado del G2 para la hora 7 será forzado a banking entonces,

G2: B para $j=7$

b) Que aunque G2 ya no es necesaria después de las 11H00, permanecerá forzosamente en el sistema hasta completar su tiempo mínimo de operación que es de 7 horas entonces

G2: S_t para $j = 11, 12$

No olvidar que S_t denota un estado de permanencia forzada de la unidad hasta completar su tiempo mínimo de operación.

Luego de esto, G2 entrará en proceso de apagado, dado que su tiempo mínimo de desconexión es de 3 horas

G2 : AP para $j = 13, 14, 15$

En lo que respecta al despacho económico tomaremos para efecto de verificar los resultados del programa solamente la hora de demanda máxima correspondiente a las 9H00 en donde alcanza los 317 MW.

Si restamos la máxima potencia generada por la unidad hidroeléctrica de la demanda del sistema, tendremos que el parque térmico deberá generar 287 MW (en el programa será de 288 MW por el efecto del $\Delta V = 10$ acres-pies ingresado como dato en la unidad hidroeléctrica esto ya se explico en el despacho hidroeléctrico.

De las dos curvas que relacionan el costo F en dólares en función de la potencia generada en MW por cada unidad podemos apreciar que las sumas de las potencias correspondientes a los puntos de inflexión se acercan bastante a la demanda a satisfacer por el parque térmico (173 MW + 115 MW = 288 MW)

Esto no es casualidad, ya que el ejemplo fue diseñado para que forzosamente esta sea la combinación más barata para satisfacer los 288 MW de demanda térmica, dado que de otra manera, el buscar la combinación optima manualmente, como lo realiza el programa sería

largo y tedioso aparte de tener un porcentaje de error en el resultado. Para forzar la optimización en estos puntos fue de gran ayuda definir pendientes (costos incrementales) de alto valor para los segundos intervalos de cada unidad térmica, pues de este modo la optimización económica no se situara en esos intervalos, sino que buscaría los primeros

5.3 SOLUCIÓN CON EL PROGRAMA SIN PERDIDAS Y CON PERDIDAS

A continuación se muestra el despacho sin considerar perdidas obtenido en nuestro programa.

DESPACHO ECONOMICO SIN PERDIDAS

| HORAS | DEMANDA DEL SISTEMA (MW) | GENERACIÓN HIDROELECT. (MW) | DEMANDA PARA UNID. TERMICAS (MW) | GENERACION TERMICA | | | | |
|-----------------------|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|--------------------|--------------|-------------|--------------|--------------------|
| | | | | GENERADOR 1 | COSTO (\$/h) | GENERADOR 2 | COSTO (\$/h) | COSTO TOTAL (\$/h) |
| 1,2,3,4,13,14,....,24 | 10 | 10 | 0 | 0 | - | 0 | - | 0 |
| 5 | 130 | 30 | 100 | 100 | 4684.40 | 0 | - | 4684.40 |
| 6 | 300 | 30 | 270 | 173 | 5153.74 | 97 | 6993.45 | 12147.19 |
| 7 | 201 | 30 | 171 | 171 | 5140.88 | 0 | - | 5140.88 |
| 8,10 | 250 | 30 | 220 | 173 | 5153.74 | 47 | 5220.40 | 10374.14 |
| 9 | 317 | 30 | 287 | 173 | 5153.74 | 114 | 7596.29 | 12750.03 |
| 11 | 178 | 30 | 148 | 148 | 4993.01 | 0 | - | 4993.01 |
| 12 | 150 | 30 | 120 | 120 | 4812.99 | 0 | - | 4812.99 |

TABLA 5.7

Cuando la demanda del sistema es 10 (MW) la unidad hidroeléctrica es la que suministra la energía necesaria para suplir la demanda, para valores de demanda mayores a 10 (MW), la unidad hidroeléctrica y las unidades térmicas abastecen de energía para dichas demandas, de acuerdo a lo expuesto se concluye que la unidad hidroeléctrica es la unidad de base por qué está en el sistema para todos los períodos (24 períodos).

DESPACHO ECONOMICO CON PERDIDAS

| HORAS | DEMAN DA DEL SISTEM A | GENER ACIÓN HIDROE LECT. | DEMAN DA PARA UNID. TERMIC AS | GENERACION TERMICA | | | | | PERDI DAS |
|--------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|--|--------------------|------------------|---------------------|------------------|-----------------------|--------------|
| | | | | GENERA DOR 1 | COSTOS (\$/h) | GENE RADO R 2 | COSTOS (\$/h) | COSTO TOTAL (\$/h) | |
| 1,2,3,4,13,14,24 | 10.10 | 10 | 0.10 | 0 | - | 0 | - | 0 | 0.10 |
| 5 | 130.57 | 30 | 100.57 | 101 | 4690.83 | 0 | - | 4690.83 | 0.57 |
| 6 | 301.57 | 30 | 271.57 | 173 | 5153.74 | 99 | 7064.37 | 12218.10 | 1.57 |
| 7 | 202.51 | 30 | 172.51 | 173 | 5153.74 | 0 | - | 5153.74 | 1.51 |
| 8,10 | 251.46 | 30 | 221.46 | 173 | 5153.74 | 49 | 5291.32 | 10445.05 | 1.46 |
| 9 | 318.61 | 30 | 288.61 | 174 | 5209.01 | 115 | 7631.75 | 12840.76 | 1.61 |
| 11 | 179.14 | 30 | 149.14 | 149 | 4999.43 | 0 | - | 4999.43 | 1.14 |
| 12 | 150.78 | 30 | 120.78 | 121 | 4819.42 | 0 | - | 4819.42 | 0.78 |

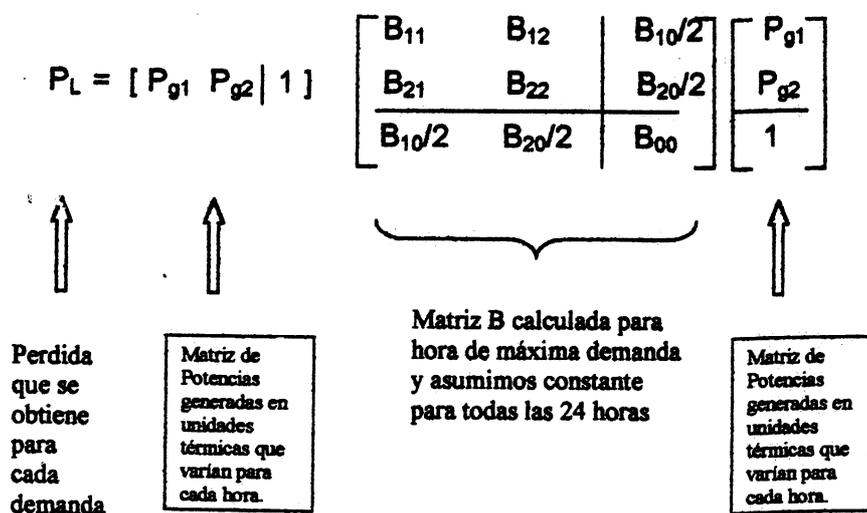
TABLA 5.8

De acuerdo a la metodología establecida en nuestro programa las pérdidas son suplidas por las unidades térmicas, por que generalmente las centrales térmicas están ubicadas cerca de los centros de carga. Es por esto que en la tabla anterior se muestra la nueva demanda para las unidades térmicas y los respectivos costos por unidad térmica y costos totales de generación. Se ha considerado que para valores de pérdidas menores que 0.5 MW no hay alguna unidad térmica que supla las mismas, ya que éstas pérdidas se obtienen con demanda de 10 (MW), es decir que no hay demanda para unidades térmicas. En cambio para valores de pérdidas mayores a 0.5 MW, las unidades térmicas aumentan el valor de la generación en la cantidad de MW que se requiera (pérdidas) considerando siempre la opción más económica, y determinándose el nuevo despacho en cada hora de demanda .

5.4 ANALISIS DE RESULTADOS DEL DESPACHO SIN PERDIDAS Y CON PERDIDAS

Las pérdidas encontradas en nuestro programa para el ejemplo se establecieron considerando las siguientes suposiciones:

Primero determinamos la matriz de coeficientes B para la hora de máxima demanda(hora 9 con 317 (MW)) que la asumimos constante para las 24 horas, en base a ésta matriz se obtuvo las pérdidas para las otras horas de la siguiente manera.



Para establecer en qué magnitud se aproximan las pérdidas encontradas en nuestro programa a las pérdidas reales, se ha corrido flujos de potencia (con el método de Newton Raphson) para las diferentes horas de demanda agrupándolas de la siguiente manera:

DATOS DE FLUJOS DE POTENCIA

| FLUJOS (#) | HORAS | DEMANDA DEL SISTEMA (MW) | PERDIDAS (MW) |
|---------------|-----------------------|-----------------------------|------------------|
| 1 | 1,2,3,4,13,14,....,24 | 10 | 0.140 |
| 2 | 5 | 130 | 0.420 |
| 3 | 6 | 300 | 1.450 |
| 4 | 7 | 201 | 1.100 |
| 5 | 8,10 | 250 | 1.150 |
| 6 | 9 | 317 | 1.620 |
| 7 | 11 | 178 | 0.830 |
| 8 | 12 | 150 | 0.570 |

TABLA 5.9

En la tabla anterior se observa las perdidas para la demanda del sistema que se muestra, ésta demanda va cambiando conforme aumenta la generación para suplir la demanda incluyendo las perdidas en la última iteración.

COMPARACIÓN ENTRE LAS PERDIDAS OBTENIDAS EN EL FLUJO DE POTENCIA CON LAS PERDIDAS OBTENIDAS EN NUESTRO PROGRAMA

| COMPARACIÓN ENTRE PERDIDAS DEL FLUJO DE POTENCIA Y PERDIDAS OBTENIDAS DEL PROGRAMA | | | | |
|--|----------------------------|---------------------------------|--------|---------|
| HORAS | PERDIDAS FLUJO DE POTENCIA | PERDIDAS OBTENIDAS DEL PROGRAMA | ERROR | ERROR |
| | (MW) | (MW) | (MW) | (%) |
| 1,2,3,4,13,14,....,24 | 0.140 | 0.102 | 0.038 | 27.143 |
| 5 | 0.420 | 0.567 | -0.147 | -35.000 |
| 6 | 1.450 | 1.571 | -0.121 | -8.345 |
| 7 | 1.100 | 1.512 | -0.412 | -37.455 |
| 8,10 | 1.150 | 1.456 | -0.306 | -26.609 |
| 9 | 1.620 | 1.614 | 0.006 | 0.370 |
| 11 | 0.830 | 1.141 | -0.311 | -37.470 |
| 12 | 0.570 | 0.779 | -0.209 | -36.667 |

TABLA 5.10

El margen de error se obtuvo aplicando la siguiente formula:

$$\text{Error} = \frac{(\text{Pérdida de Flujo de potencia} - \text{Perdida obtenida en el programa}) * 100}{\text{Pérdida de flujo de potencia}}$$

En ésta tabla se observa que para valores de demanda (300, 278 (MW))cercanos a la demanda máxima (317 MW) se tiene un porcentaje de error entre (-10%, 0%) . Para valores menores a 278 (MW) el error crece negativamente hasta un valor de demanda de 201 (MW) en donde se mantiene constante hasta la demanda de 178 (MW) para crecer positivamente hasta la demanda de 130 (MW).

De lo que se concluye que para variaciones de demanda bajas la obtención de pérdidas en nuestro programa posee un margen de error tolerable, cuando las variaciones de carga son altas, el error esperado al obtener pérdidas crece como se ha visto en nuestro ejemplo.

5.5 COMPROBACIÓN DEL PROGRAMA APLICANDO EL MÉTODO DE LAGRANGE A UN EJEMPLO

En ésta sección se realizó una comparación de Despacho Económico entre corridas de programas aplicando el método de Lagrange y el método de Aproximación Lineal para los cuales se tiene el mismo Sistema de Potencia mostrado al principio de éste capítulo con la diferencia de que las características de Entrada – Salida de las unidades Térmicas son diferentes (los datos técnicos de cada una de las unidades son iguales).

La comprobación se la ha hecho de la siguiente forma:

1. Se realizó una corrida en el programa desarrollado con el método de Lagrange y se obtuvieron las potencias generadas con los costos de generación para cada unidad, para la hora 9 en donde se tiene una demanda de 317 MW (hora de máxima demanda).
2. Se efectuaron corridas en el programa desarrollado con el método de Aproximaciones Lineales para dos, tres, cuatro y cinco aproximaciones en las curvas características de Entrada - Salida.

Al final se muestran tablas de comparación entre las potencias generadas y costos en ambos programas.

Las ecuaciones cuadráticas de las unidades térmicas y la ecuación de la unidad hidroeléctrica que se ingresaron en el programa bajo el método de Lagrange son:

Unidades Térmicas

Unidad 1

$$P_{\text{Min}1} = 8$$

$$P_{\text{Max}1} = 200$$

$$H_{i1} = 310 + 7.85 \cdot PG1 + 0.00194 \cdot PG1^{**2}$$

$$F_{i1} = 0.133(310 + 7.85 \cdot PG1 + 0.00194 \cdot PG1^{**2})$$

$$F_{i1} = 41.23 + 1.04405 \cdot PG1 + 0.00025802 \cdot PG1^{**2}$$

Unidad 2

$$P_{\text{Min}2} = 10$$

$$P_{\text{Max}2} = 150$$

$$H_{i2} = 78 + 7.97 \cdot PG_2 + 0.00482 \cdot PG_2^{**2}$$

$$F_{i2} = 0.245(78 + 7.97 \cdot PG_2 + 0.00482 \cdot PG_2^{**2})$$

$$F_{i2} = 19.11 + 1.95265 \cdot PG_2 + 0.0011809 \cdot PG_2^{**2}$$

La ecuación cuadrática para la unidad hidroeléctrica es :

$$q = 800 - 5 \cdot P_H + 0.5 \cdot P_H^2 \quad 800 \leq q \leq 1100$$

Luego con éstas ecuaciones se obtuvo el siguiente despacho:

| Unidades | Hidroeléctrica | Térmica 1 | Térmica 2 |
|---------------|----------------|-----------|-----------|
| Potencia (MW) | 30 | 200 | 87 |
| Costo (\$/h) | - | 260.361 | 197.930 |

TABLA 5.11

Y se cumple con la ecuación de balance de potencia:

$$P_{\text{CARGA}} = P_{\text{HIDROELÉCTRICA}} + P_{\text{UNIDAD TÉRMICA1}} + P_{\text{UNIDAD TÉRMICA2}}$$

$$317 = 30 + 200 + 87 \text{ (MW)}$$

El costo total de generación es:

$$F_T = 458.29 (\$/h)$$

Los datos que se ingresaron en el programa desarrollado bajo el método de Aproximación Lineal (objetivo de éste proyecto) son

Para la unidad hidroeléctrica es :

$$q = 700 + 10 \cdot P_h$$

Esta ecuación se mantiene igual para las diferentes aproximaciones que se hacen para las unidades térmicas.

Para las unidades térmicas con dos intervalos de aproximación las ecuaciones lineales son:

Unidad 1

$$F_1 = \begin{cases} 0.133 \cdot (8.06 \cdot P + 308.44) & 8 \leq P \leq 100 \\ 0.133 \cdot (8.43 \cdot P + 271.2) & 100.001 < P \leq 200 \end{cases}$$

Unidad 2

$$F_2 = \begin{cases} 0.245 \cdot (8.21 \cdot P + 76.07) & 10 \leq P \leq 40 \\ 0.245 \cdot (8.88 \cdot P + 49.07) & 40.001 < P \leq 150 \end{cases}$$

Con éstas ecuaciones se obtuvo el despacho con el método de aproximación lineal.

| Unidades | Hidroeléctrica | Térmica 1 | Térmica 2 |
|---------------|----------------|-----------|-----------|
| Potencia (MW) | 30 | 200 | 87 |
| Costo (\$/h) | - | 260.30 | 201.23 |

TABLA 5.12

Y se cumple con la ecuación de balance de potencia:

$$P_{\text{CARGA}} = P_{\text{HIDROELÉCTRICA}} + P_{\text{UNIDAD TÉRMICA1}} + P_{\text{UNIDAD TÉRMICA2}}$$

$$317 = 30 + 200 + 87 \text{ (MW)}$$

El costo total de generación es:

$$F_T = 461.60 \text{ ($/h)}$$

Para las unidades térmicas con tres intervalos de aproximación las ecuaciones lineales son:

Unidad 1

$$F_1 = \begin{cases} 0.133 * (8.02 * P + 308.75) & 8 \leq P \leq 80 \\ 0.133 * (8.31 * P + 285.16) & 80.001 \leq P \leq 160 \\ 0.133 * (8.54 * P + 247.9) & 160.001 \leq P \leq 200 \end{cases}$$

Unidad 2

$$F_2 = \begin{cases} 0.245 \cdot (8.26 \cdot P + 75.58) & 10 \leq P \leq 50 \\ 0.245 \cdot (8.69 \cdot P + 53.9) & 50.001 < P \leq 100 \\ 0.245 \cdot (9.17 \cdot P + 5.7) & 100.001 < P \leq 150 \end{cases}$$

el despacho es:

| Unidades | Hidroeléctrica | Térmica 1 | Térmica 2 |
|---------------|----------------|-----------|-----------|
| Potencia (MW) | 30 | 200 | 87 |
| Costo (\$/h) | - | 260.13 | 198.43 |

El costo total de generación es:

$$F_T = 458.56 \text{ ($/h)}$$

Para las unidades térmicas con cuatro intervalos de aproximación las ecuaciones lineales son:

Unidad 1

$$F_1 = \begin{cases} 0.133 \cdot (7.96 \cdot P + 309.22) & 8 \leq P \leq 50 \\ 0.133 \cdot (8.14 \cdot P + 300.3) & 50.001 < P \leq 100 \\ 0.133 \cdot (8.33 \cdot P + 280.9) & 100.001 < P \leq 150 \\ 0.133 \cdot (8.53 \cdot P + 251.8) & 150.001 < P \leq 200 \end{cases}$$

Unidad 2

$$F_2 = \begin{cases} 0.245 * (8.21 * P + 76.07) & 10 \leq P \leq 40 \\ 0.245 * (8.55 * P + 62.58) & 40.001 < P \leq 80 \\ 0.245 * (8.93 * P + 31.72) & 80.001 < P \leq 120 \\ 0.245 * (9.27 * P - 8.8) & 120.001 < P \leq 150 \end{cases}$$

el despacho es:

| Unidades | Hidroeléctrica | Térmica 1 | Térmica 2 |
|---------------|----------------|-----------|-----------|
| Potencia (MW) | 30 | 200 | 87 |
| Costo (\$/h) | - | 260.39 | 198.11 |

TABLA 5.13

El costo total de generación es:

$$F_T = 458.50 \text{ (\$/h)}$$

Para las unidades térmicas con cinco intervalos de aproximación las ecuaciones lineales son:

Unidad 1

$$F_1 = \begin{cases} 0.133 * (7.94 * P + 309.37) & 8 \leq P \leq 40 \\ 0.133 * (8.08 * P + 303.78) & 40.001 < P \leq 80 \\ 0.133 * (8.24 * P + 291.45) & 80.001 < P \leq 120 \\ 0.133 * (8.40 * P + 272.62) & 120.001 < P \leq 160 \\ 0.133 * (8.55 * P + 247.90) & 160.001 < P \leq 200 \end{cases}$$

Unidad 2

$$F_2 = \begin{cases} 0.245 \cdot (8.16 \cdot P + 76.55) & 10 \leq P \leq 30 \\ 0.245 \cdot (8.40 \cdot P + 69.31) & 30.001 \leq P \leq 60 \\ 0.245 \cdot (8.69 \cdot P + 51.97) & 60.001 \leq P \leq 90 \\ 0.245 \cdot (8.98 \cdot P + 25.96) & 90.001 \leq P \leq 120 \\ 0.245 \cdot (9.27 \cdot P - 8.8) & 120.001 \leq P \leq 150 \end{cases}$$

el despacho es:

| Unidades | Hidroeléctrica | Térmica 1 | Térmica 2 |
|---------------|----------------|-----------|-----------|
| Potencia (MW) | 30 | 200 | 87 |
| Costo (\$/h) | - | 260.40 | 197.96 |

TABLA 5.14

El costo total de generación es:

$$F_T = 458.36 \text{ ($/h)}$$

A continuación se resume todos los resultados obtenidos en los dos programas:

| TABLA DE COMPARACIÓN CON POTENCIAS GENERADAS | | | |
|--|---|--|-------|
| UNIDADES | DESPACHO OBTENIDO EN EL PROGRAMA (METODO DE LAGRANGE) | DESPACHO OBTENIDO EN EL PROGRAMA (METODO DE APROXIMACIONES LINEALES) | ERROR |
| | (MW) | (MW) | % |
| GENERADOR HIDROELÉCTRICO | 30 | 30 | 0 |
| GENERADOR TERMICO 1 | 200 | 200 | 0 |
| GENERADOR TERMICO 2 | 87 | 87 | 0 |

TABLA 5.15

| TABLA DE COMPARACIÓN CON COSTOS EN UNIDADES TERMICAS | | | | | |
|---|--|--|------------------|------------------|------------------|
| UNIDADES | COSTOS EN UNIDADES TERMICAS | COSTOS EN UNIDADES TERMICAS OBTENIDO EN EL PROGRAMA | | | |
| | OBTENIDO EN EL PROGRAMA (METODO DE LAGRANGE) (\$/h) | (METODO DE APROXIMACIONES LINEALES) (\$/h) | | | |
| | | CON 2 INTERV. | CON 3 INTERV. | CON 4 INTERV. | CON 5 INTERV. |
| UNIDAD 1 | 260.36 | 260.31 | 260.14 | 260.39 | 260.40 |
| UNIDAD 2 | 197.93 | 201.30 | 198.43 | 198.11 | 197.96 |
| UNIDAD 1 Y 2 | 458.29 | 461.61 | 458.57 | 458.50 | 458.36 |

TABLA 5.16

| ERROR (%) ENTRE COSTOS POR LAGRANGE CON APROXIMACIÓN LINEAL | | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|
| UNIDADES | CON 2 INTERV. | CON 3 INTERV. | CON 4 INTERV. | CON 5 INTERV. |
| UNIDAD 1 | 0.019 | 0.084 | -0.012 | -0.015 |
| UNIDAD 2 | -1.703 | -0.253 | -0.091 | -0.015 |
| UNIDAD 1 Y 2 | -0.724 | -0.061 | -0.046 | -0.015 |

TABLA 5.17

En conclusión se ha obtenido un margen de error muy bajo en un rango entre $\pm 2\%$, esto se debe a que en el programa se desarrolló aproximaciones a la curva cuadrática hasta cinco intervalos, si éstas aproximaciones se aumentan el error tiende a ser mucho más pequeño. Entonces si se quiere tener una mayor precisión se debe aumentar el número de intervalos en cada unidad.

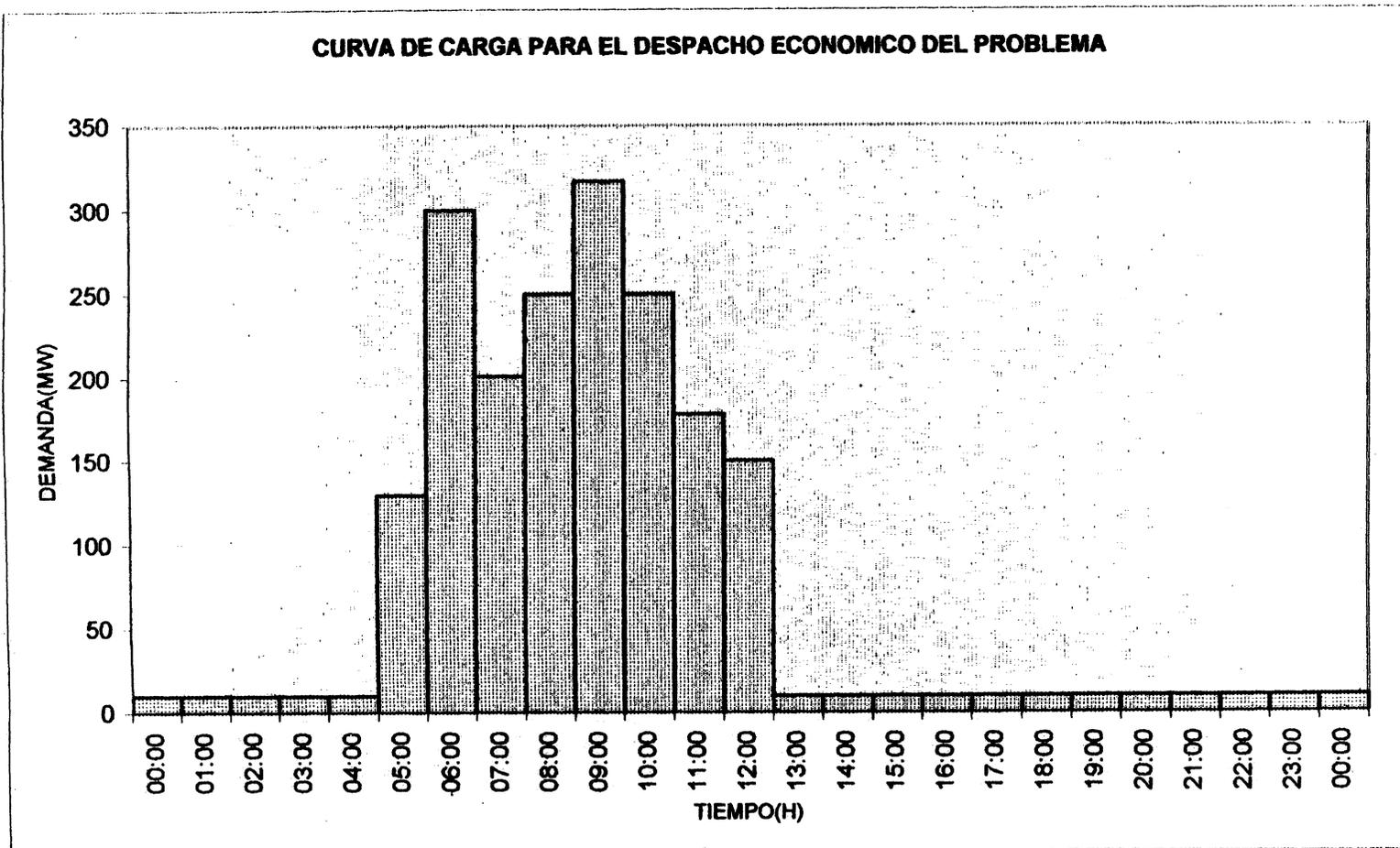


Figura 5.6

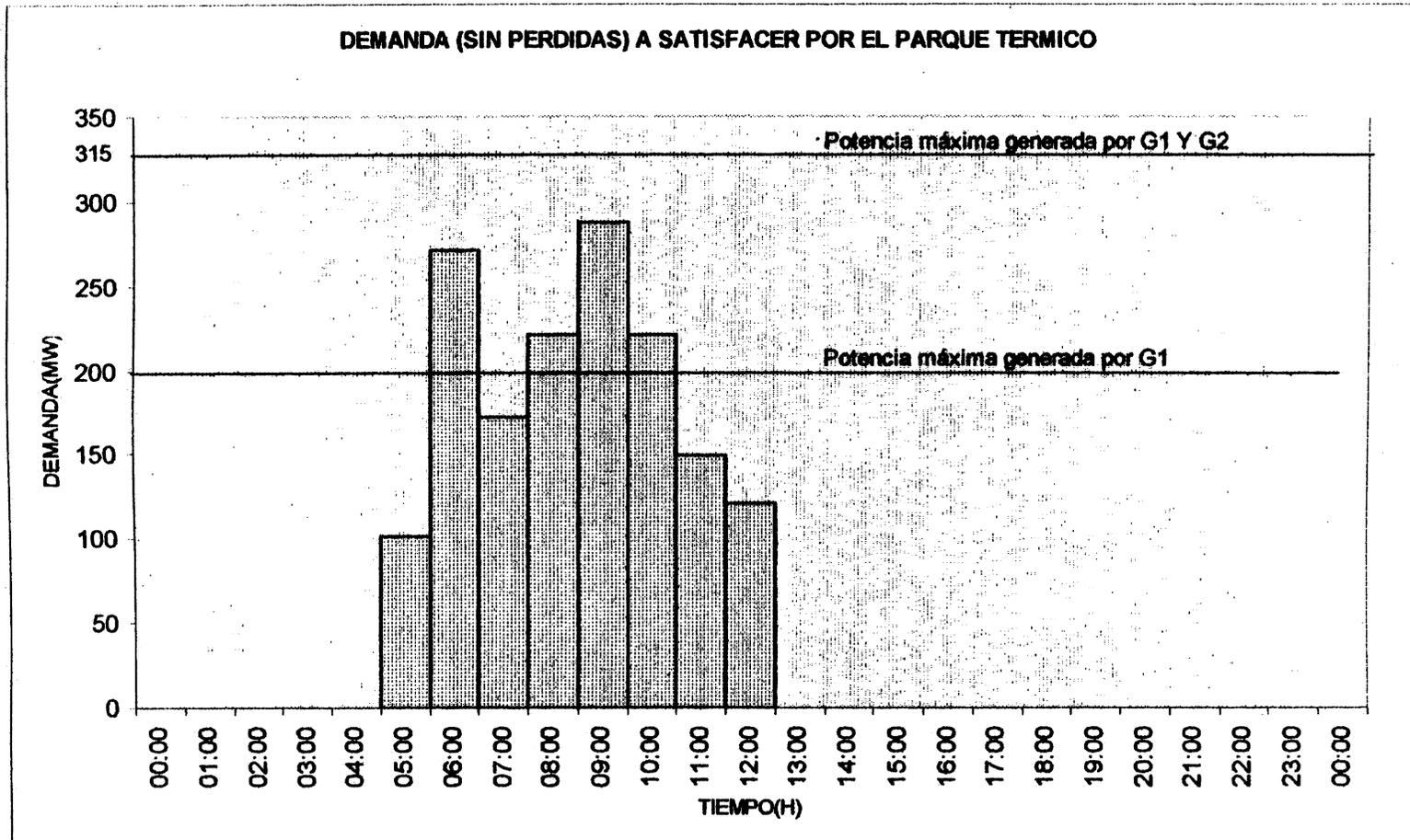


Figura 5.7

| HORA | ESTADO | | |
|-------|--------|----|----|
| | GH | G1 | G2 |
| 0:00 | S | A | A |
| 1:00 | S | A | A |
| 2:00 | S | A | A |
| 3:00 | S | A1 | A |
| 4:00 | S | A* | A |
| 5:00 | S | S | A1 |
| 6:00 | S | S | S |
| 7:00 | S | S | B |
| 8:00 | S | S | S |
| 9:00 | S | S | S |
| 10:00 | S | S | S |
| 11:00 | S | S | St |
| 12:00 | S | S | St |
| 13:00 | S | AP | AP |
| 14:00 | S | AP | AP |
| 15:00 | S | AP | AP |
| 16:00 | S | AP | A |
| 17:00 | S | AP | A |
| 18:00 | S | A | A |
| 19:00 | S | A | A |
| 20:00 | S | A | A |
| 21:00 | S | A | A |
| 22:00 | S | A | A |
| 23:00 | S | A | A |
| 0:00 | S | A | A |

TABLA 5.19

| SIMBOLOGÍA | |
|--------------|--|
| NOMENCLATURA | ESTADO |
| A | UNIDAD APAGADA |
| S | UNIDAD EN LINEA |
| B | UNIDAD EN PROCESO DE BANKING |
| A1 | UNIDAD EN ARRANQUE |
| A* | UNIDAD EN PROCESO DE ENCENDIDO |
| AP | UNIDAD EN PROCESO DE APAGADO |
| St | UNIDAD EN LINEA FORZADAMENTE HASTA COMPLETAR SU TIEMPO MÍNIMO DE OPERACIÓN |

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1. La implementación de nuestro proyecto que, se lo puede resumir en tres partes bien definidas como son: Selección de Unidades, Despacho Económico y Cálculo de Pérdidas de Transmisión, se lo realizo en un programa computarizado en Visual Basic versión 5, el cual fue escogido por su rápido acceso a los archivos de entrada y fácil manejo para el usuario con lo cual queremos hacer nuestro aporte a la comunidad politécnica**
- 2. Nuestro programa se vuelve una herramienta práctica en la determinación del despacho económico de carga para cualquier Sistema Eléctrico de Potencia con generación Hidroeléctrica, Térmica o ambas a la vez, por cuanto no existen límites en el número de unidades a considerar. El usuario podrá ingresar, en unidades las unidades térmicas, cualquier función de Entrada - Salida característica, así como también las aproximaciones lineales por intervalo de potencia como considere conveniente, lo cual determinará directamente el grado de exactitud que reflejarán los resultados arrojados por el programa con respecto a la realidad, quedando esto al criterio del usuario.**
- 3. La gran versatilidad de opciones que presenta el programa durante su desarrollo lo hace muy amigable al usuario, que de la manera más segura podrá realizar cambios, actualizar, visualizar datos y resultados, avanzar o retroceder a voluntad en lo que al desarrollo del método respecta, Un**

atractivo que el programa posee, es el de presentar el estado que tendrá cada una de las unidades para cada periodo de tiempo u hora de demanda en lo que a despacho Hidroeléctrico se refiere. También el usuario podrá revisar o preveer en que estado se encontrará cada unidad térmica en determinada hora, si está apagada, en línea, en banking, en proceso de encendido, en arranque, en proceso de apagado, o en encendido hasta completar su tiempo mínimo de operación.

4. Otra de las ventajas que ofrece el uso de nuestro programa, corresponde al hecho de obtener de una manera rápida y sencilla, resultados relacionados con diferentes sistemas eléctricos de potencia, registrados en sus respectivos archivos, los mismos que basta cargarlos en el momento que el usuario lo requiera.
5. El cálculo de pérdidas se lo ha realizado con la suposición de que la matriz B se calcula para la hora de máxima demanda y que se mantiene constante para las otras horas siempre y cuando el Sistema de Potencia se encuentre dentro de un estado de Operación Normal, es decir que no haya variaciones grandes de voltaje y de frecuencia, y a su vez las variaciones de carga no sean bruscas. De ahí que se ha hecho una comparación entre el cálculo de pérdidas con el método de la Matriz B (desarrollado en nuestro programa) y el valor de pérdidas que se obtiene del Flujo de Potencia.
6. Para obtener Despacho Económico considerando pérdidas se estableció que las mismas son suplidas por unidades Térmicas, ya que las Centrales Térmicas se encuentran cerca de los centros de carga.

Como recomendaciones al usuario de tal manera que la obtención de los resultados esperados sean dados de una forma ágil, segura, con un mínimo grado de error, se podría sugerir:

- Tratar en lo posible de considerar el mayor número de aproximaciones lineales en lo que al ingreso de datos correspondiente a las curvas características de Entrada - Salida de las unidades térmicas se refiere,

pues la determinación de un mayor número de intervalos de potencia procederá a asemejarse mucho más al conjunto de aproximaciones lineales con su real curva (de naturaleza cuadrática)

- Aunque el disminuir el paso de volumen a considerar para el cálculo del siguiente estado de volumen en acres-pies, ΔV , implica el tener una mayor cantidad de operaciones a generarse y también una mayor cantidad de estados finales de volumen a considerar por intervalo de tiempo, durante la programación hidro-térmica, es también cierto que esta última presentará una mayor exactitud a la hora de arrojar los resultados. Es por esto, que el usuario deberá determinar un valor ΔV a ingresar que proceda a dar un grado de exactitud aceptable sin afectar mayormente al tiempo que toma el ejecutar el programa.
- Cuando se tienen variaciones bruscas de carga es recomendable que los valores de demanda se agrupen en períodos y para obtener Pérdidas de transmisión, se corra flujos de carga en cada período y con estos datos se obtenga matriz de coeficientes B en cada período de tal forma que se tenga valores de pérdidas más reales en todos los períodos.

ANEXO 1

CENTRALES DE GENERACION ELECTRICAS TANTO HIDROELECTRICAS COMO TERMICAS EN EL ECUADOR

PISAYAMBO

Es el primer proyecto hidroeléctrico construido por INECEL en el país; está ubicado en la provincia del Tungurahua. Tiene una potencia instalada de 69200 KW. En la central subterránea construida en Pucará; aporta anualmente el S.N.I. una energía equivalente a 270 millones de Kw-h. Utiliza para su operación las aguas de los ríos Pisayambo, Quillopaccha, Agualongopungo, Talátag y El Golpe, represados en la laguna de Pisayambo que ha sido convertida en un embalse natural de regulación multiestacional. La presa de 41.20 metros de altura y 820 metros de longitud, construida de material suelto al borde de la laguna, sirve para levantar el nivel y embalsar un volumen de 90 millones de metros cúbicos de agua. Esta central entró a operar en 1978 y su costo de 72 millones de dólares.

AGOYAN

Concebido como parte del aprovechamiento integral de la cuenca media del río Pastaza, está ubicado en la provincia de Tungurahua, 5 Km. al este de la ciudad de Baños; sus instalaciones abarcan un área de casi 3 Km. junto a la carretera Baños-Puyo. La central utiliza las aguas del río Pastaza que son embalsadas mediante una presa de hormigón de gravedad de 43 m. de altura y una longitud de coronación de 300 m.; está ubicada a 1.5 Km. aguas arriba de la cascada de Aگویán. Las aguas son conducidas a la casa de máquinas mediante un túnel de derivación y la tubería de presión; la casa de máquinas es subterránea y en ella están instalados dos grupos de generación de 78 w. cada uno. El agua turbinada es devuelta al cauce natural del río aproximadamente 1.5 Km. aguas abajo de la cascada. Entró en operación en 1987 y su costo fue de 18243 millones de sucres.

CENTRAL HIDROELECTRICA MAZAR

Este es un nuevo proyecto a realizarse, INECEL aspira a que el proyecto sea construido en un plazo no mayor a cuarenta y ocho meses, claro está que este es un plazo referencial. El Proyecto Hidroeléctrico Mazar está ubicado al sur oriente del Ecuador.

A. OBRAS Y EQUIPOS

1. OBRAS CIVILES

- Una presa de enrocado de 183 m. de altura, con pantalla de hormigón en la cara de aguas arriba, para formar un embalse de 410 millones de metros cúbicos.
- Dos vertederos para evacuar 7500 m³/s.
- Un túnel de desvío con una capacidad de 1500 m³/s.
- Un desagüe de fondo.
- Una obra de toma y túnel de carga para un caudal de 146 m³/s.
- Chimeneas de equilibrio superior e inferior.
- Una tubería de presión vertical.
- Una casa de máquinas subterránea.
- Un pozo de cables y transporte.
- Un túnel de descarga.
- Una subestación exterior aislada en SF-6.

2. EQUIPO HIDROMECHANICO

- Blindaje de la tubería de presión y bifurcador.
- Compuertas y rejillas con sus sistemas de operación y control.

3. EQUIPO MECANICO

- Dos turbinas tipo Francis de eje vertical, de 80 MW de potencia nominal cada una.
- Dos válvulas mariposa.
- Puentes grúas y monorrieles de la casa de máquinas y de la casa de transformadores.
- Sistemas auxiliares necesarios para la operación y mantenimiento de la central.

4. EQUIPO ELECTRICO

- Dos generadores sincrónicos, trifásicos de eje vertical, cada uno de 100 MVA.
- Dos transformadores trifásicos cada uno de 100 MVA (13.8 - 138 KV.).
- Dos circuitos trifásicos de cables de 138 KV aislada en SF-6, ocho posiciones de maniobra.
- Equipos auxiliares de la central.
- Instrumentación de mando, supervisión, protección, señalización, etc.
- Sistema de telecomunicaciones con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y todos los equipos, herramientas y accesorios necesarios para su funcionamiento y mantenimiento.

5. INTERCONEXION

La Central Mazar se conectará al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), a través de una línea de interconexión de doble circuito a 138 KV de 1 Km. de longitud, hasta la Línea de Transmisión Cuenca - Molino, actualmente en operación.

B. OBJETIVOS DEL PROYECTO

- Embalse de 410 millones de m³ que incrementa la capacidad de almacenamiento de agua para la optimización de la producción energética de los proyectos que están localizados aguas abajo.
Instalación de una potencia de 160 MW. y la generación de 412 GWH/año de energía firme y 760 GWH/año de energía media en la Central Mazar.
- Retención de sedimentos en el embalse Mazar.

C. BENEFICIOS DEL PROYECTO

- Posibilita la utilización de la capacidad total de la Central Molinos: 1.075 MW de potencia instalada, con una producción incrementada de 1.085 GWH/año de energía firme y de 124GWH/año de energía media en la Central Molino.
- Disminución del aporte de material sólido hacia el embalse Amaluza, ubicado aguas abajo

CENTRAL HIDROELECTRICA PAUTE

El proyecto está ubicado en el límite de las provincias de Cañar, Azuay y Morona Santiago, a 125 Km. de Cuenca, la capital Azuay. Es una de las grandes centrales de América Latina.

Aprovecha el caudal del río Paute, cuyas aguas se precipitan en el sector denominado Cola de San Pablo en un recorrido de 13 Km., produciendo un desnivel de 1000 m. Existen tres centrales en la zona, en el marco de la central Paute: La central Molino, que se abastece del reservorio Amaluza; y las centrales de Mazar y Sopladora, utilizando los reservorios Mazar y Marayacu, respectivamente.

Las fases A y B comprenden las siguientes obras:

La Presa Amaluza de hormigón en arco tiene una altura de 170 m. y una longitud de coronación de 420 m., es la obra más alta de América en su tipo.

Un túnel de carga por el cual se conduce el agua represada desde la toma situada en el cuerpo de la presa, hasta la central Molino, con un caudal de 1000 m³ por segundo. Tiene 6,07 Km. de longitud y 5 m. de diámetro. Una chimenea de equilibrio, situada al final del túnel de carga, de 7 m. de diámetro y 170 m. de altura.

Desde el túnel de carga, el agua continúa por una tubería de presión de 862 m. de longitud y 3,75 m. de diámetro hasta accionar 5 grupos turbina - generador de 100.000 Kw. cada uno, instalados en una caverna excavada en la roca viva en la zona de Guarumales.

La casa de máquinas aloja, a más de las 5 turbinas, igual número de generadores y transformadores, así como también 5 válvulas esféricas y dos enormes puentes grúas. La casa de máquinas tiene 23,4 m. de ancho, 105,5 m. de longitud y 42,5 m. de altura.

Las aguas turbinadas se descargan al río Paute a través de un túnel de 400 m. de longitud.

La Central Hidroeléctrica Paute fases A. y B, en 1987 generó 3.321,05 Gwh, que representan el 78,25% del total generado por todas las unidades operativas del Sistema Nacional Interconectado y en 1988 produjo 2.821,09 Gwh que equivale al 63.6 % de la generación total del país.

La fase C del proyecto Paute completa la primera etapa del desarrollo del potencial del río Paute, al igual que las fases A y B, aprovecha el caudal regulado en el embalse Amaluza. Las obras de la fase C son similares y paralelas a las obras de las fases A y B. El esquema básico del funcionamiento de esta fase consisten la toma de las aguas del embalse Amaluza y su conducción mediante un túnel de carga y una tubería de

presión hasta la casa de máquinas subterránea (Central Molino) para instalar 575 MW. , y alcanzar así los 1075 MW programados para alcanzar esta primera etapa.

PRESA Y EMBALSE DE AMALUZA

La presa de Amaluza fue construida como parte de las obras de las fases A y B, y tiene una capacidad de almacenamiento de 120 millones de m³ con un volumen útil de 90 millones de m³. El vertedero de excesos tiene una capacidad de descarga de 7724 m³ por segundo. En la presa quedaron construidas las obras de toma para la fase C con sus respectivas compuertas y tuberías.

TOMA

La toma de carga con capacidad de 105 m³ por segundo, está situada en el cuerpo de la presa, junto a la toma de las fases A y B. Forman parte de la toma: una rejilla de entrada de 140 m² de área, una compuerta de mantenimiento y otra de servicio de 3.6 m de ancho por 6.15 m de alto.

TUNEL DE CARGA

El túnel de carga es de 6024 m. de longitud y es paralelo al túnel de carga de las fases A y B, a una distancia media de 80 m.; con una sección circular de 7,8 m. de diámetro.

CHIMENEA DE EQUILIBRIO

Esta obra es subterránea, revestida de hormigón y ubicada al extremo aguas abajo del túnel de carga. La chimenea es del tipo orificio restringido y ha sido diseñada para soportar las maniobras más rigurosas durante la operación de la central.

Está formada por un pozo circular de 131 m. de altura y 7 m. de diámetro. Además consta de una cámara circular de 109 m. de longitud.

TUBERIA DE PRESION Y MULTIPLE DISTRIBUIDOR

La conducción continua con una tubería de presión inclinada y un múltiple distribuidor cuyos ramales se conectan con cada una de las cinco turbinas. La tubería tiene 922,5 m. de longitud dividida en dos tramos, uno superior de 4,4 m. de diámetro y uno inferior de 4,2 m. diámetro interno con espesores que varían entre 26 y 59 mm. La presión interna máxima en la tubería varía de 140 m. en la parte superior a 753 m. en la parte inferior. El eje de la tubería tiene una inclinación de 43 grados con la horizontal. El conducto es hormigonado dentro del pozo excavado en la roca, cuyo diámetro es de 5,5 m. y 5,3 m. a fin de facilitar la instalación de la tubería.

CASA DE MAQUINAS

La casa de máquinas es subterránea, consiste en la prolongación de la caverna ya construida para las fases A y B; tiene 80 m. de longitud, 42,5 m. de altura máxima y 23,4 m. de ancho; durante la ejecución de las fases A y B, ya fue excavada la parte correspondiente a la primera unidad generadora de la fase C. La casa de máquinas alberga 5 grupos generadores de 115.000 Kw cada uno, provistos de una turbina Pelton de eje vertical de 122.000 Kw y un transformador trifásico de 114/ 127 MVA, de relación de transformación de 13.8/ 230 Kv. Para montaje y mantenimiento de los 5 grupos se dispone de los dos puentes grúas de 135 ton. cada uno, instalados durante las fases A y B.

TUNEL DE DESCARGA

El túnel de descarga restituye al río Paute las aguas utilizadas por las turbinas de la central Molino. Es independiente al de las fases A y B, va paralelo y a una distancia media de 30 m., tiene una longitud aproximada de 406 m., una sección en herradura de 8 m. de alto, 6.67 m. de ancho y revestido de hormigón lanzado, con la solera de hormigón simple.

PATIO DE MANIOBRAS Y POZO DE CABLES

El patio de maniobras está localizado a cielo abierto, directamente sobre la casa de máquinas, junto al patio de maniobras A y B. La subestación es encapsulada y aislada en SF6, a 230 KV en esquema de doble barra. El patio tiene 9 posiciones a utilizarse de la siguiente manera: 5 posiciones para las unidades de generación, 2 posiciones para la salida de línea y 2 posiciones para acoplamiento con las barras de 230 Kv. de las fases A y B. Un pozo de cables, independiente al construido en las fases A y B, conecta la casa de máquinas con el patio de maniobras. Este pozo es circular, de 346 m. de diámetro con una inclinación de 56 grados, con relación a la horizontal.

DATOS TECNICOS DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA A VAPOR ESMERALDAS (INECEL)

Contratista : GIE (Italia)

Lugar de instalación: Esmeraldas - Ecuador

Potencia Nominal: 125 MW.

TURBINA :

Fabricante : TOSI (licencia Westinghouse)

Tipo : Impulso - reacción, dos cilindros, Tandem - Compound.

Velocidad: 3600 r.p.m.

Presión inicial: 140 kg/cm² abs.

Temperatura Inicial: 538 grados centígrados

Temperatura Recalentamiento: 538 grados centígrados

CALDERO:

Fabricante : TOSI (licencia combustión Engineering)

Máxima evaporación continua: 432000 kg/hora.

Presión máxima de diseño: 162 kg/cm²

Temperatura de vapor supercalentado: 540 grados centígrados

Temperatura de agua de alimentación: 245 grados centígrados

Combustible : Fuel Oil N# 6

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO:

Torres de enfriamiento: tiro inducido

Flujo de agua de circulación: 5,56 m³/seg

Temperatura de bulbo húmedo: 24 grados centígrados

Temperatura de agua de enfriamiento: 30 grados centígrados.

GENERADOR ELECTRICO

Fabricante : MARELLI

Capacidad continua de generación (f.p.= 0.85 y 2.1 kg/ cm² de presión de hidrogeno (sistema de enfriamiento)): 155.882 KVA

Voltaje : 13800 voltios

Velocidad : 3600 r.p.m.

Voltaje nominal de Campo: 125 voltios.

TRANSFORMADOR:

Fabricante : ITALTRAFO

Voltajes nominales:

Primario : 13800 voltios

Secundario: 155000 voltios +- 5%

Capacidad nominal continua: 120/160 MVA

DATOS TECNICOS DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA A VAPOR Y A GAS " ING. GONZALO ZEVALLOS G. " (INECEL)

Contratista: Mitsubishi Electric Corporation (Japón)

Lugar de instalación: Guayaquil - Ecuador

Potencia Nominal: 176 MW

Tiene dos unidades a vapor de 73 MW cada una cuya descripción es la siguiente:

GENERADOR ELECTRICO

Sistema de Enfriamiento: enfriamiento con Hidrógeno

Voltaje de salida: 13800 voltios

Corriente : 3593 amperios

Factor de Potencia: 85%

Número de Fases: 3

Frecuencia: 60 Hz

Velocidad Normal: 3600 r.p.m.

Presión de Hidrógeno: 2.11 kg/ cm² g.

Clase de Aislamiento: armadura de clase B, campo de clase B

Voltaje de Excitación: 250 voltios

Corriente de Campo: 1003 amperios

Serial 237190

TURBINA

Tipo : Mitsubishi tipo de impulso/ un solo cilindro,

Rango de velocidad: 3600 r.p.m.

Dirección de rotación: igual a las manecillas del reloj

Mayor presión de vapor: 88 kg/cm² g

Mayor temperatura de vapor: 510 grados centígrados

Condición de escape de presión de vapor: 0.086 kg/cm² ab.

Velocidad crítica: 2060 r.p.m.

Número de etapas: 14

CALDERO

Tipo : Mitsubishi- CE, caldero de tubos (VU- 60)

Evaporación : nivel máximo 295000 kg/ H

Presión de vapor: 105 kg/ cm²

salida de vapor supercalentado =91 kg/ cm² g

Temperatura de vapor: salida supercalentado: 513 grados centígrados

Temperatura de agua de alimentación: 217 grados centígrados

Temperatura del aire:

Ambiente : 24.7 grados centígrados

Entrada de aire precalentado: 100 grados centígrados

Salida de aire precalentado: 336 grados centígrados

Tipo de combustible para el arranque: Diesel

Tipo de combustible que se utiliza en el caldero: Fuel Oil

Máxima presión de vapor:

Para operación normal: 92.4 kg/ cm² g

Sin carga: 96.7 kg/ cm² g

Para operación anormal: 114.3 kg/ cm² g

Máxima temperatura de Vapor:

Para operación normal: 518 grados centígrados

Para operación anormal: 524 grados centígrados (un total de 400 horas)

538 grados centígrados (un total de 80 horas)

UNIDAD TURBO - GAS CENTRAL GONZALO ZEVALLOS

Potencia nominal de 30 MW (datos a una temperatura de 15 grados centígrados a nivel del mar). Puede operar como motor sincrónico.

GENERADOR ELECTRICICO

Tipo : Abierto, enfriado por aire

Marca : Brush Electrical Machines Ltd.

Capacidad : 30.9 MVA

Factor de Potencia: 0.85

Voltaje : 13800 voltios

Fases: 3

Frecuencia : 60 Hz

Velocidad: 3600 r.p.m.

Excitador : Voltaje: 250 voltios

excitador de diodos puente rectificador, un alternador de imán permanente, montado en el extremo del eje, es un excitador piloto el cual excita al campo del excitador durante la subida de voltaje del generador.

TURBINA

Tipo : FT4C-- 3F-- LF, turbina libre de 3 etapas

Compresor de baja 9 etapas, Compresor de alta de 7 etapas y tiene más aire de enfriamiento para la sección caliente.

No existe conexión mecánica entre el generador de gases y turbina libre

La turbina de gas esta constituida por generador de gas y turbina libre

El generador de gas produce el flujo de gas necesario para hacer girar la turbina libre. Los gases se forman por la combustión del combustible diesel con aire, o sea que se aprovecha la energía química del combustible para transformarla en energía calórica.

Turbina libre recibe la energía térmica de los gases y la transforma en energía cinética de rotación de su eje, el cual está acoplado al eje del generador eléctrico

DATOS TECNICOS DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA TRINITARIA (INECEL)

Central ubicada en Guayaquil - Ecuador (Frente a la Isla Trinitaria)

Potencia Nominal: 125 MW.

GENERADOR ELECTRICO

Marca : ABB

Tipo : WX18Z - 090LL

Número de polos: 2

Número de Fases: 3

Conexión de la bobina del estator: estrella

Clase de aislamiento del estator: tipo F

Clase de aislamiento del rotor: tipo F

Capacidad : 156.5 MVA

Potencia activa: 133.025 MW

Factor de Potencia: 0.85

voltaje fase a fase: 13.8 KV

Rango de voltaje de operación: +- 5%

Corriente por fase: 6547 amperios

Frecuencia : 60 Hz

Velocidad : 3600 r.p.m.

Reactancias : Reactancia sincrónica eje directo $X_d = 212 \%$

Reactancia transiente eje directo $X_d' = 18.7 \%$

Reactancia subtransiente eje directo $X_d'' = 11.4\%$

Reactancia de secuencia de fase negativa $X_2 = 16.7\%$

Reactancia cero $X_0 = 7.0\%$

Eficiencias : 133.025 MW (4/4 de carga): 98.60 %
99.769 MW (3/4 de carga): 98.37%

66.512 MW (2/4 de carga): 97.82%

33.256 MW (1/4 de carga): 96.05%

Torques : Momento de inercia 2830 kgm²
Máximo torque en corto circuito 4729 kNm

Excitatriz: Voltaje de excitación sin carga 81 voltios
Corriente de excitación sin carga 389 amperios
Voltaje de excitación 298 voltios
Corriente de excitación 1063 amperios.

CALDERO

Tipo : Radiante

Presión de Diseño: 16700kpa (abs)

Calentador de aire: Tipo regenerativo

Superficie de calefacción 152.3 m²

Quemador Oil: Tipo BW- circular atomizadores vapor cantidad 8

DATOS TECNICOS DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA PASCUALES (INECEL) A GAS

Central ubicada en Pascuales, potencia nominal 102 MW

GENERADOR ELECTRICO

Marca : Westinghouse Electric Corporation

Tipo: Enfriamiento con aire

Modelo: WESTAC

Voltaje: 13800 voltios

Frecuencia: 60 Hz

Velocidad : 3600 r.p.m.

MW : 140

MVA: 155

Factor de Potencia: 0.9

Corriente de excitación: 1740 amperios

Voltaje de Excitación: 350 voltios

A una altitud de: 1000m

Presión barométrica: 14.7 PSIA

Temperatura ambiente: 15 grados centígrados

Tipo de aislamiento del rotor, estator, excitatriz: tipo F

Temperatura máxima de calentamiento: 130 grados centígrados

Reactancia Sincróna: $X_d = 178.8\%$

Reactancia Transciente: $X'd = 23.5\%$

Reactancia Subtransciente: $X''d = 19.7\%$

Reactancia de Secuencia Negativa: $X_2 = 31.3\%$

Reactancia Cero: $X_0 = 11.5\%$

DATOS TECNICOS DE LA CENTRAL AGOYAN

Nivel del Embalse

| | |
|-----------------------------|---------------|
| Máximo Normal de Operación: | 1651 m.s.n.m. |
| Mínimo Normal de Operación: | 1645 m.s.n.m. |

Potencia Activa Máxima

| | |
|--|---------------|
| Con dos unidades y caudal menor o igual a 120 m ³ /seg. | 78 MW/ unidad |
|--|---------------|

| | |
|--|---------------|
| Con dos unidades y caudal mayor a 120 m ³ /seg. | 80 MW/ unidad |
|--|---------------|

| | |
|----------------|---------------|
| Con una unidad | 80 MW/ unidad |
|----------------|---------------|

| | |
|------------------------|---------------|
| Potencia Activa Mínima | 30 MW/ unidad |
|------------------------|---------------|

Rango de Potencia Activa

| | |
|-------------------------------------|--------------------|
| No Recomendable (Por oscilación) | 35 - 50 MW/ unidad |
|-------------------------------------|--------------------|

Potencia Reactiva

| | |
|------------------|---------|
| Unidad U1 Máxima | 15 MVAR |
| Unidad U2 Máxima | 30 MVAR |

Voltaje del Generador

| | |
|---------------|----------|
| Nominal | 13.8 Kv. |
| Máximo normal | 14.4 Kv. |
| Mínimo normal | 12.9 Kv. |

Nota: m.s.n.m . (metros sobre el nivel del mar).

CENTRALES TERMICAS

En las centrales térmicas de vapor se utilizan como máquinas motrices las máquinas de vapor, o las turbinas de vapor o, en algunos casos, ambos tipos de máquinas; además de accionar los generadores eléctricos principales también accionan equipos auxiliares, tales como bombas, ventiladores, etc. El vapor necesario para el funcionamiento de las máquinas motrices se produce en la caldera, en donde el vapor se conduce por medio de canalizaciones hasta las máquinas o turbinas de vapor.

Los factores que intervienen en la selección del tipo y ubicación de la central, es que los caminos de energía sean lo más corto posible, por lo tanto convendrá, siempre que se pueda, situar la central en las inmediaciones de un río u otro depósito natural de agua. De la misma forma, deben reducirse también en lo que sea posible, las longitudes de las tuberías que conducen el vapor desde las calderas a las máquinas motrices. Los puntos de consumo deben estar próximos a la central pues, de lo contrario, la producción y el posterior transporte de energía eléctrica, no resulte económico.

Las principales plantas térmicas en el Ecuador son:

GONZALO ZEVALLOS

Está ubicada en El Salitral, a 7 Km. de Guayaquil, y construida por tres unidades de generación: la unidad #1 es turbina de gas con una potencia de 29000 Kw.. Su generación promedio hasta 1986 fue de 19500000 Kw-h. Entró en operación a fines de 1976 y su costo fue de 4400000 dólares.

Las unidades #2 y #3 son turbinas de vapor de 73000 Kw.; cada una funciona en base de combustible pesado "Búnker C" y generan anualmente

1200 millones de Kw-h. Entraron en funcionamiento en 1978 y 1980 respectivamente. Fueron instaladas por un costo de 79 millones de dólares.

ESMERALDAS

Instalada al sur de Esmeraldas, tiene una capacidad de 125000 Kw. con una turbina a vapor. Utiliza los residuos de la refinería de PetroEcuador: "Búnker C". Opera desde principios de 1981 y su costo incluido el sistema de transmisión Santo Domingo - Esmeraldas, fue de 79.5 millones de dólares.

QUITO

Está ubicada a 17 kilómetros al sur de Quito, en el sector de Santa Rosa. Está compuesta por tres turbinas de gas de 17000 kilovatios cada una. Utiliza diesel para su combustión. Entró en operación en 1981 y su costo fue de 13.2 millones de dólares.

GUANGOPOLO

Está ubicada a 20 kilómetros de Quito; funciona a base de diesel y tiene una potencia de 31200 kilovatios, Entró en operación a mediados de 1977 y su costo fue de 21.3 millones de dólares.

SISTEMA ELECTRICO DE INECEL
CENTRALES GENERADORAS

| CENTRAL | POTENCIA NOMINAL (MW) | POTENCIA EFECTIVA (MW) | FACTOR DE POTENCIA | POTENCIA EFECTIVA POR UNIDAD | TIPO (I) | RENDIMIENTO (kW-H/GAL) |
|---------------------|-----------------------------|------------------------------|--------------------------|------------------------------------|-------------|---------------------------|
| 1 PUCARA | 76,00 (2) | 70,00 | 0,95 | 2 X 35 MW. | H | 0,987 (4) |
| 2 GUANGOPOLO | 31,20 (3) | 24,00 | 0,80 | 5 x 4,8 MW. | C.I. | 15.84 |
| 3 SANTA ROSA | 76,80 | 51,30 | 0,80 | 3 x 17 MW. | G | 9.5 |
| 4 GAS G. ZEVALLOS | 30,94 (5) | 00.0 | 0,85 | | G | |
| 5 VAPOR G. ZEVALLOS | 146,00 | 140,00 | 0,85 | 2 x 70Mw. | V | 13.56 |
| 6 ESMERALDAS | 132,50 | 125,00 | 0,85 | 1 x 125 MW. | V | 15.27 |
| 7 PAUTE | 500,0 | 500,00 | 0,90 | 5 x 100 MW. | H | 1424000(4) |
| | 575,00 | 575,00 | 0,90 | 5 x 115 MW. | H | |
| 8 AGOYAN | 156,0 | 156,00 | 0,90 | 2 x 78 MW. | H | 0.368 (4) |
| TOTAL | 1724,40 | 1641,60 | | | | |

ANEXO 2

MANUAL DEL USUARIO

Introducción

El trabajo elaborado para nuestro Tópico de Graduación, está programado y compilado al lenguaje Visual Basic 5.0, el cual se ha seleccionado por la facilidad que éste presta para entender el desarrollo de nuestro Proyecto que consiste en realizar Despacho Económico por el Método de Aproximación Lineal, Selección de Unidades por el Método de Lista Prioritaria, Pérdidas de Transmisión por el cálculo de la matriz B.

En el desarrollo de este manual se presentan las pantallas obtenidas del ejemplo de prueba, con las que el usuario se va a encontrar cada vez que efectúe una corrida.

Se tiene un archivo de inicio llamado Genera.ini, en el cual se muestran todos los datos necesarios para las Unidades Térmicas y la demanda del Sistema para todas las horas. En lo que se refiere a la Generación Hidroeléctrica los datos se ingresan en su respectiva pantalla que se describe más adelante.

Para la ejecución del programa se tiene un archivo llamado Despacho.exe con el cual se puede hacer correr a nuestro programa sin necesidad de ingresar a Visual Basic 5.0

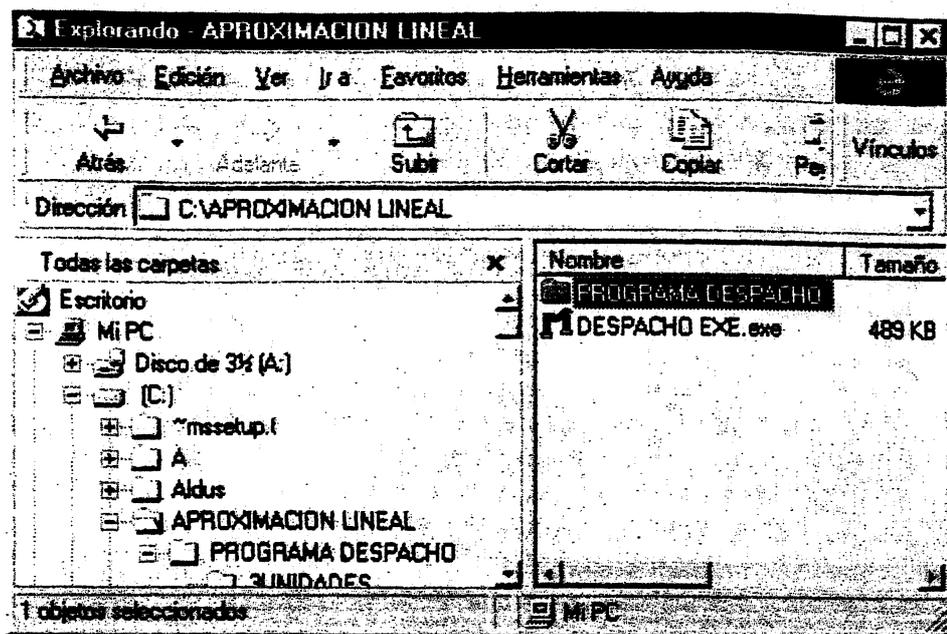
A1 CAMINO O RUTA PARA INGRESAR AL PROGRAMA

Para comenzar la ejecución de nuestro programa se dispone de una carpeta llamada APROXIMACIÓN LINEAL que contiene un archivo denominado: Despacho . Exe y una carpeta llamada Programa Despacho.

Despacho. Exe permite al usuario correr el programa desde cualquier pantalla de Windows sin necesidad de que se tenga instalado Visual Basic 5.0.

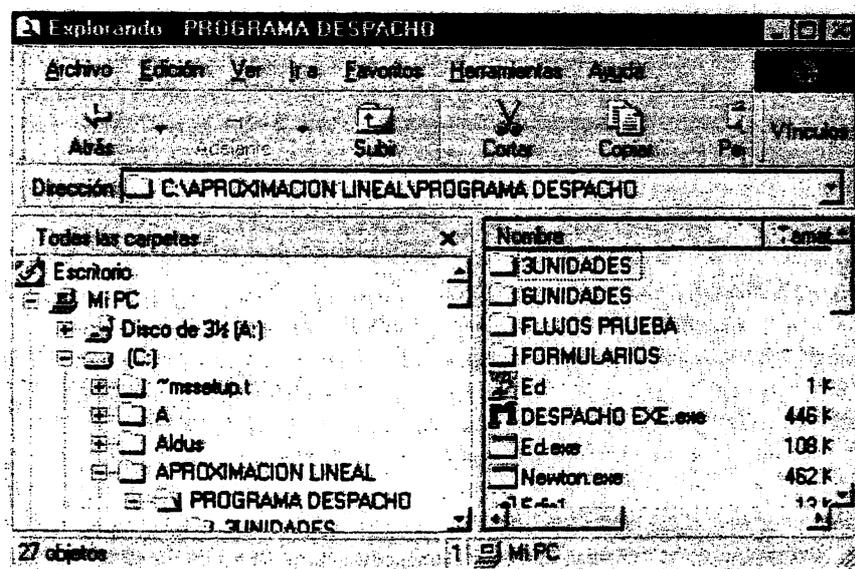
La carpeta denominada Programa Despacho contiene el programa fuente, en ella se encuentran todos los formularios y los módulos que son utilizados en nuestro programa, en caso de que se quiera revisar alguna subrutina o algún subprograma, se puede abrir cualquiera de estas carpetas. Si se desea correr el programa desde ésta carpeta se debe tener instalado en cualquier computadora el programa Visual Basic 5.0. ingresando de la siguiente forma:

Se abre la carpeta APROXIMACION LINEAL



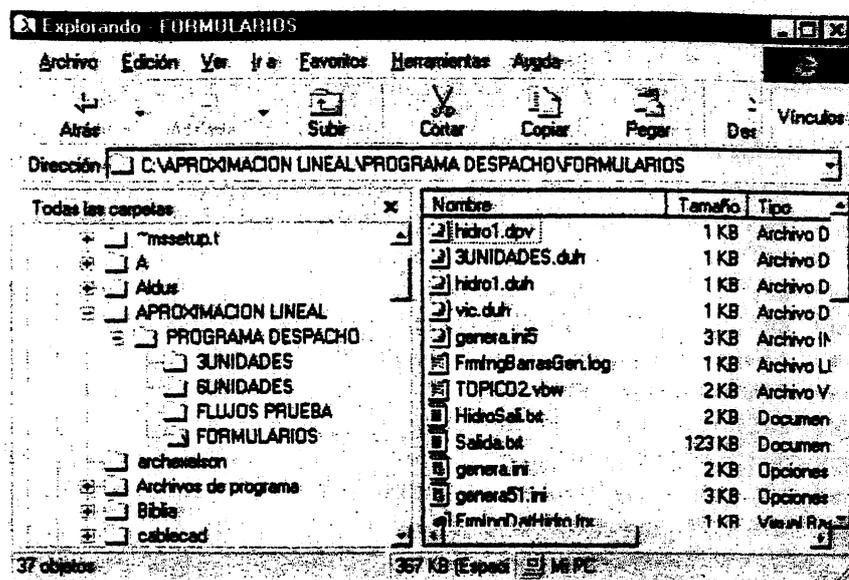
Ventana# A1

Luego se abre la carpeta programa despacho y se tiene la siguiente pantalla:



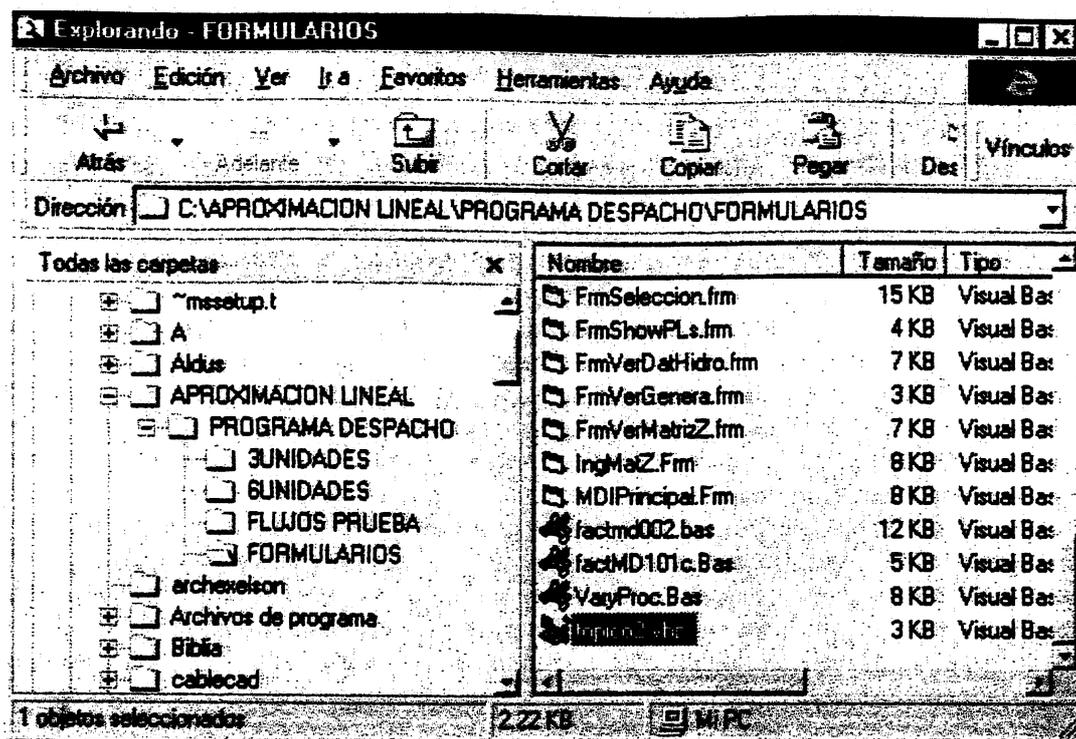
Ventana# A2

Luego se debe abrir la carpeta formularios y se tiene la siguiente ventana:



Ventana #A3

En ésta carpeta se obtiene los archivos que permiten que el programa se ejecute correctamente, para correr el programa desde ésta carpeta se debe dar clic en el archivo tópico 2.

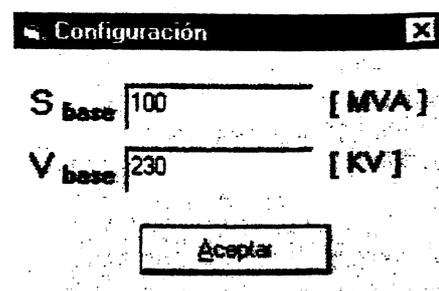


Ventana #A4

Una vez que se ha entrado a t3pico 2 se ha ingresado al programa fuente y todas las corridas se las hace desde Visual Basic 5.0.

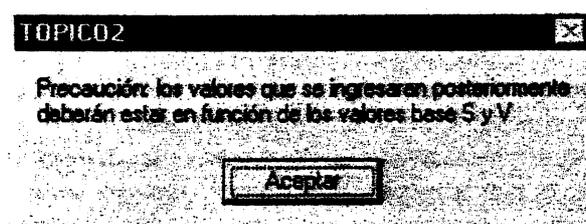
A2 PRESENTACION DE LAS PANTALLAS QUE SE VISUALIZAN EN EL PROGRAMA

Esta es la primera pantalla que aparece cuando se abre el programa en el cual se debe ingresar los par3metros de base Potencia Aparente dada en MVA (S_{base}) y Voltaje dado en KV (V_{base})



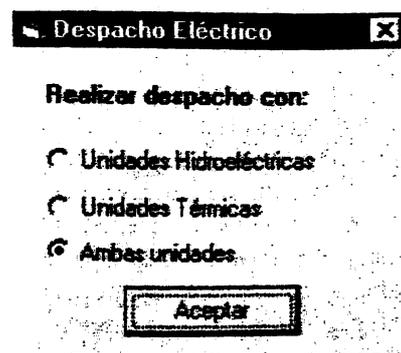
Ventana #A5

Después de haber ingresado los valores base, se mostrará ésta ventana de advertencia. Por lo que el usuario debe tener todos los valores en función de los S Y V base ingresados.



Ventana #A6

El programa da la alternativa de escoger el tipo de despacho que se quiera realizar esto es:



Ventana #A7

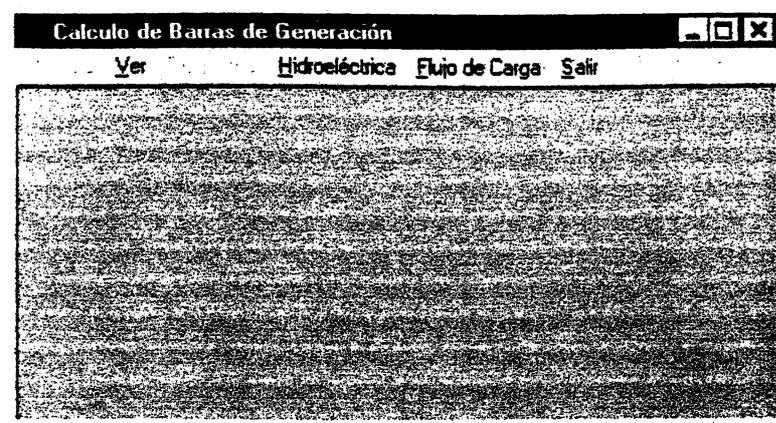
En el caso de que se seleccione:

Unidades Hidroeléctricas.- realiza Selección de Unidades y Despacho considerando restricciones de caudal, de volumen mínimo y volumen máximo, aplicando el método de Programación Dinámica. Se obtienen las pérdidas partiendo de las potencias generadas de las unidades hidroeléctricas

Unidades Térmicas.- realiza Selección de unidades bajo el método de lista Prioritaria y el Despacho de las unidades con el método de Aproximación Lineal. Se obtienen las pérdidas partiendo de la potencias generadas de las unidades térmicas.

Ambas unidades.- primero realiza Selección y Despacho de las unidades hidroeléctricas, luego Selección y Despacho de las unidades térmicas y las perdidas las calcula con las potencias generadas en las unidades hidroeléctricas y en las unidades térmicas.

PANTALLA PRINCIPAL DE MENÚ



Ventana #A8

En la pantalla principal del programa se muestran todas las opciones para efectuar el Despacho de Carga de un Sistema de Potencia en donde podemos notar que tenemos varios iconos que son Matriz Z, Ver, Despacho, Hidroeléctrica, Flujo de Carga y Salir, pero como se observa no todos están habilitados y cada uno de ellos lo hará guardando un proceso.

A continuación se hace una breve descripción del contenido de cada elemento de la Pantalla Principal de menú.

DESCRIPCION DE CADA UNO DE LOS ELEMENTOS DE LA PANTALLA PRINCIPAL DE MENÚ

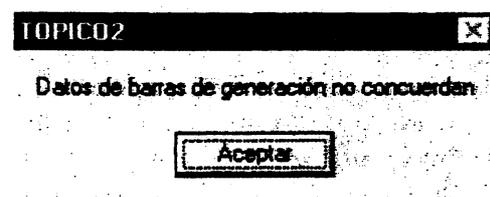
The screenshot shows a window titled "Calculo de Barras de Generación - [Ingreso de Ramas]". The menu bar includes "Matriz Z", "Ver", "Despacho", "Flujo de Carga", and "Salir". Below the menu is a table with columns: "Caso", "Desde", "Hacia", and "Gen-Car". The table contains five rows of data.

| | | Caso | Desde | Hacia | Gen-Car |
|---|-------------------|------|-------|-------|---------|
| 1 | 0- 6.7769376069 | 1 | 1 | 0 | No |
| 2 | 0- 4.928681898991 | 3 | 1 | 0 | No |
| 3 | 0- 10.8431002152 | 1 | 2 | 0 | No |
| 4 | 0- 8.031926070811 | 3 | 2 | 0 | No |
| 5 | 0- 12.0478891062 | 1 | 3 | 0 | No |

Ventana #A9

Matriz Z

Permite abrir una matriz guardada ó crear una nueva, pero sólo lo hará si la dimensión de la matriz requerida coincide con el número total de barras (dado por el número de barras de generación, más el número de barras de carga) esto se hace para que al realizar una corrida con un ejemplo específico los datos sean congruentes. Así estamos evadiendo la posibilidad de que la matriz Z obtenida por medio de los archivos guardados ó matriz Z recién creada tenga un número de barras de generación y barras de carga diferentes a los datos que se tenga en el archivo de entrada ó de lo contrario aparecerá la siguiente advertencia.



Ventana #A10

| Calculo de Barras de Generación - [Ingreso de Ramas] | | | | | | |
|--|----------------------|-----|----------|----------------|---|-------|
| Matriz Z | | Ver | Despacho | Flujo de Carga | | Salir |
| Valores | Matriz | | | | | |
| Rama | Ramas | | | | | |
| 1 | Valores P y V | 9 | 1 | 1 | 0 | No |
| | Perdidas | 991 | 3 | 1 | 0 | No |
| | Genera.ini. | 52 | 1 | 2 | 0 | No |
| 4 | 0 - 8.031926070811 | | 3 | 2 | 0 | No |
| 5 | 0 - 12.0478891062 | | 1 | 3 | 0 | No |

Ventana #A11

Ver

Esta opción permite visualizar todas las pantallas de los elementos que se listan, lo hará cuando se hayan activado.

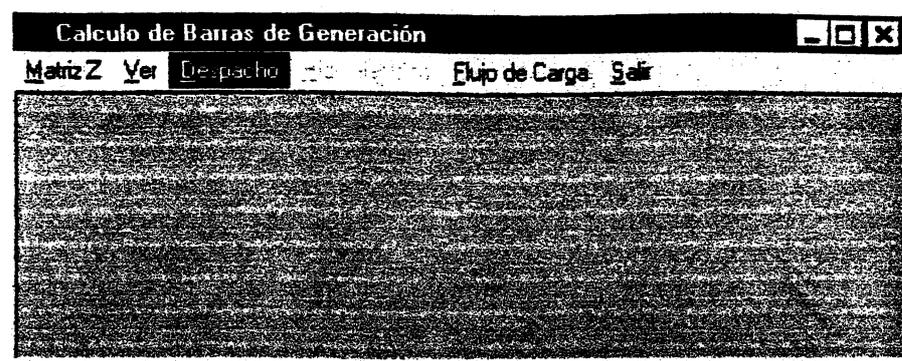
Matriz.- Mostrará la matriz Z correspondiente al problema que se esté desarrollando.

Ramas.- con ella se observará los datos ingresados de Z serie ó B paralelo para generar la Matriz Z barra.

Valores de P y V.- Permite ver los valores de Potencias Activa y Reactiva, Magnitud y ángulo de Voltajes en las barras determinados por el Flujo de Potencia.

Perdidas.- En cualquier momento se las puede ver calculadas para una hora dada.

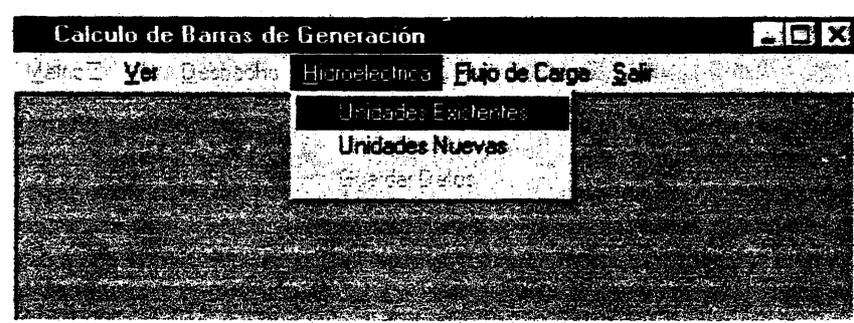
Genera. ini.- El usuario tiene la facilidad de revisar los datos requeridos para las unidades del Parque Térmico y los datos de la Curva de Demanda. La estructura del mismo es de fácil acceso, se lo puede manejar desde un block de notas y en el se puede aumentar mediante copia de bloques de datos la cantidad necesaria de acuerdo al número de unidades térmicas que se tenga.



Ventana # A12

Despacho

Se activa Térmica cuando se ha seleccionado la segunda opción (Despacho Térmico) en la ventana # A7 de Despacho Eléctrico. Cuando se ha seleccionado la tercera opción (Ambas Unidades) se activará una vez que se han obtenido los resultados de la Programación Dinámica para las Unidades Hidroeléctricas.

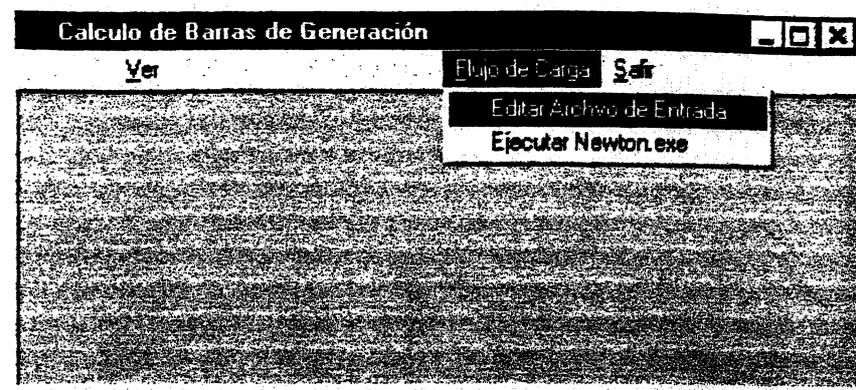


Ventana # A13

Hidroeléctrica

Se activa cuando se ha escogido la primera y la tercera opción de la ventana # A7, del Despacho Eléctrico. En ella se tiene la opción de abrir algún archivo ó crear un nuevo archivo permitiendo que se guarde con la tercera opción que se muestra sin negritas.

Flujo de carga



Ventana # A14

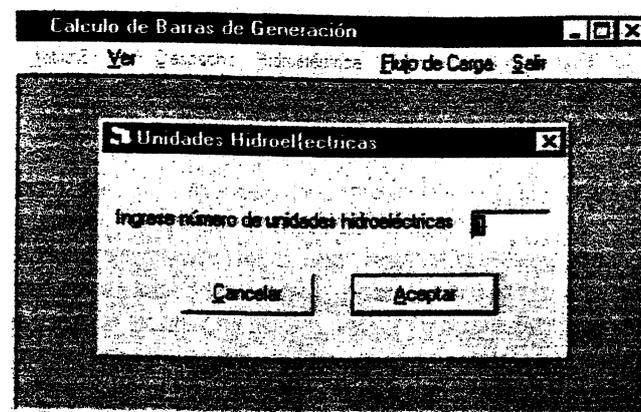
En esta parte del menú se puede correr un Flujo de Carga sin necesidad de salir del programa, activando primero Editar Archivo de entrada para el ingreso de los datos en el mismo, luego se debe guardar éste archivo con el nombre del mismo agregando la extensión dfc., para que pueda ser visto desde la misma pantalla en cualquier momento, de igual manera la corrida del programa se debe guardar con la misma extensión para que pueda ser visto en cualquier momento.

Salir

Permite abandonar el programa en el momento que el usuario desee.

Ahora se mostrará la secuencia de las ventanas obtenidas de la corrida de ejemplo de prueba determinando el Despacho y las Pérdidas de Transmisión del Sistema de Potencia mostrado en el capítulo V en el cual se tiene los dos tipos de centrales y se escogió la tercera opción (ambas unidades) en la ventana # A7 de Despacho Eléctrico.

Lo primero que aparece al seleccionar el icono de **Hidroeléctricas** es el ingreso de cuantas unidades hidroeléctricas tiene el sistema de potencia que vamos a tratar.



Ventana #A15

Luego se procede a llenar la pantalla con todos los datos iniciales de la (s) planta (s) hidroeléctrica (s) según el Sistema de Potencia que se tenga.

Calculo de Barras de Generación - [Configuración de parámetros]

Matriz Z Ver Despacho Hidroeléctrica Flujo de Carga Salir

Datos de Planta Hidroeléctrica

Planta: [MW] **Unidad 1**

Planta: [MW]

Vaia: [Acre-pie]

Vaia: [Acre-pie]

q = * Ph [Acre-pie/hora]

Datos de plantaciones

n: [horas/Periodo]

Periodo:

| Periodo | H |
|---------|------|
| 1 | 1000 |
| 2 | 1000 |
| 3 | 1000 |
| 4 | 1000 |
| 5 | 1000 |
| 6 | 1000 |

A V [Acre-pie]

Restricciones para 01:00 y 24:00 hrs respectivamente

V inicial [Acre-pie] V final [Acre-pie]

Calculos usando unidad térmica

Cancelar | Leer datos | Guardar Datos | Retroceder | Aceptar

Ventana # A 16

En ella se tiene la opción de crear un archivo con todos los datos de las unidades hidroeléctricas y *Guardar datos* del nuevo del archivo ó abrir alguno con *Leer datos*. Si se desea salir de ésta pantalla se da la opción de *Cancelar*.

En el caso de que se tenga varias unidades hidroeléctricas se dá la opción de *Retroceder* a los datos de la unidad anterior para poder revisar cualquier dato, ésta opción aparece sin negritas en ésta pantalla.

Luego se da clic en *Aceptar*, y se tiene la siguiente pantalla en donde se presenta el costo de generar con el Parque Térmico en cada hora.

Resultados de la Programación Dinámica

Número de horas por periodo: 1

| Periodo | PH (MW) | PHT (MW) | PS (MW) | PLoad (MW) | q1 (Acre-Pie/n) | Vk1 (Acre-ft) |
|---------|---------|----------|---------|------------|-----------------|---------------|
| 1 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1749000 |
| 2 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1748000 |
| 3 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1747000 |
| 4 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1746000 |
| 5 | 29 | 29 | 101 | 130 | 990.00 | 1746010 |
| 6 | 29 | 29 | 271 | 300 | 990.00 | 1746020 |
| 7 | 29 | 29 | 172 | 201 | 990.00 | 1746030 |
| 8 | 29 | 29 | 221 | 250 | 990.00 | 1746040 |
| 9 | 29 | 29 | 288 | 317 | 990.00 | 1746050 |
| 10 | 29 | 29 | 221 | 250 | 990.00 | 1746060 |
| 11 | 29 | 29 | 149 | 178 | 990.00 | 1746070 |
| 12 | 29 | 29 | 121 | 150 | 990.00 | 1746080 |
| 13 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1745080 |
| 14 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1744080 |
| 15 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1743080 |
| 16 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1742080 |
| 17 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1741080 |
| 18 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1740080 |
| 19 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1739080 |
| 20 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1738080 |
| 21 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1737080 |
| 22 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1736080 |
| 23 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1735080 |
| 24 | 10 | 10 | 0 | 10 | 800.00 | 1734080 |

Costo total óptimo de producción del sistema térmico al final del día: 131869.36

Aceptar

Ventana # A18

Una vez que se tiene los resultados de la Programación Dinámica, se ha habilitado **Despacho** para efectuar el Despacho en las unidades térmicas.

Luego seleccionamos el icono **Despacho** de la pantalla principal de la ventana #A8, obtenemos los datos de unidades térmicas que vienen del archivo de entrada (Genera.ini).

| Unidades | Potencia Máxima (MW) | Potencia Mínima (MW) | Calor Arranque Frio (MBTU) | Costo por Unidad |
|----------|----------------------|----------------------|----------------------------|------------------|
| 1 | 200 | 8 | 55.041 | 1 |
| 2 | 150 | 10 | 43.218 | 2 |

Ventana #A19

Luego hacemos clic en el icono *Lista* para que se presente la siguiente pantalla que es la que vemos a continuación

| Generador | Cantidad de Calor Ingreso (M) (MBTU) | Costo Promedio (\$) |
|-----------|--------------------------------------|---------------------|
| 1 | 49998.670 | 33.249 |
| 2 | 71199.143 | 116.292 |

| Estado Generador 1 | Estado Generador 2 | Costo Promedio (\$) | Potencia Máxima (MW) | Potencia |
|--------------------|--------------------|---------------------|----------------------|----------|
| 1 | 0 | 33.249 | 200.000 | |
| 1 | 1 | 149.541 | 350.000 | |

Simbología **Estado**
 0 Apagado
 1 En Línea

Ventana #A20

En la primera tabla se presenta la Lista Prioritaria de acuerdo al crecimiento de los costos promedios de cada una de las unidades de generación.

En la segunda tabla se presenta la combinación de los estados de los generadores con sus respectivas potencias mínimas y potencias máximas, además la potencia total generada por cada estado. A continuación hacemos clic en el icono de *Selección* para que aparezca la nueva pantalla con la combinación correspondiente.

| Hora | Estado Generador 1 | Estado Generador 2 | Demanda Total |
|------|--------------------|--------------------|---------------|
| 1 | A | A | |
| 2 | A | A | |
| 3 | A1 | A | |
| 4 | A* | A | |
| 5 | S | A1 | 10 |
| 6 | S | S | 27 |
| 7 | S | B | 17 |
| 8 | S | S | 22 |
| 9 | S | S | 28 |
| 10 | S | S | 22 |
| 11 | S | St | 14 |
| 12 | S | St | 12 |
| 13 | AP | AP | |
| 14 | AP | AP | |
| 15 | AP | AP | |
| 16 | AP | A | |
| 17 | A | A | |
| 18 | A | A | |
| 19 | A | A | |
| 20 | A | A | |
| 21 | A | A | |
| 22 | A | A | |

Despacho Salir

Ventana # A21

En ésta tabla se presenta los estados seleccionados para cada generador para cada hora de demanda de carga y la nomenclatura de los estados es la siguiente:

- ◆ A: indica que la unidad está apagada
- ◆ B: indica que la unidad esta en banking
- ◆ S: indica que la unidad está en línea
- ◆ A1: indica que la unidad inicia su arranque en la hora señalada
- ◆ A*: indica que la unidad esté cumpliendo su proceso de arranque
- ◆ St: indica que la unidad permanece forzosamente en el sistema hasta completar su tiempo mínimo operación.
- ◆ AP: indica que la unidad está en proceso de apagado

A continuación seleccionamos *Despacho* en la ventana #A21 el cual puede ser para una hora determinada ó podemos escoger para las 24 horas habilitando el icono correspondiente que se muestra en la ventana #A21 de selección que se muestra negrillas.

The screenshot shows a window titled 'Despacho' with three main data tables and two buttons at the bottom.

| Hora | Generador1 [MW] | Generador2 [MW] | Demanda Térmica [MW] |
|------|-----------------|-----------------|----------------------|
| 9 | 173 | 114 | 287.00 |
| | | | 220.00 |
| | | | 148.00 |
| | | | 120.00 |
| | | | .00 |
| | | | .00 |
| | | | .00 |
| | | | .00 |
| | | | .00 |
| | | | .00 |
| | | | .00 |
| | | | .00 |

| # Combinación | Intervalo Generador 1 | Intervalo Generador 2 | Potencia Mínima [MW] |
|---------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|
| 8 | 1 | 1 | 18 |
| 7 | 2 | 1 | 183.001 |
| 9 | 1 | 2 | 127.001 |

| # Combinación | Potencia Generador [MW] | Potencia Generador [MW] | Costo Total Producc |
|---------------|-------------------------|-------------------------|---------------------|
| 1 | 173 | 114 | 12750.021 |
| 2 | 172 | 115 | 12779.052 |

Buttons:

Ventana # A 22

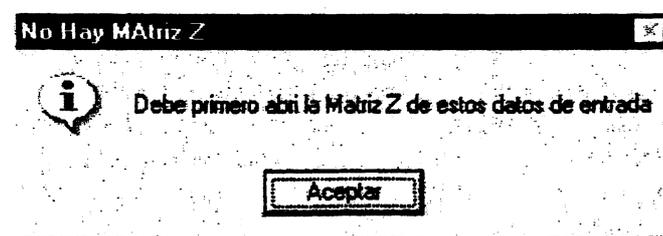
Sección 1, se muestra los resultados de la corrida en la cual se puede apreciar las potencias que generaran cada una de las unidades térmicas de acuerdo a la Lista Prioritaria que se presentaron en la ventana # A 20 de Lista y Combinaciones de estados.

Sección 2, se ven los intervalos seleccionados para satisfacer la demanda. Una interpretación de estos datos para la primera fila es que en la combinación 6 la Potencia de generación de la unidad 1 está dentro del intervalo 1, la potencia de generación de la unidad 2 está dentro del intervalo 1. Para ésta combinación de intervalos se ha obtenido el menor costo incremental. En las otras filas se presentan otras combinaciones de intervalos de las unidades para satisfacer la misma demanda pero con un costo incremental elevado.

Sección 3, se presenta las potencias de generación y el Costo total de Producción para los intervalos respectivos de la sección 2.

Si en la pantalla anterior se escoge la opción *Calcular Pérdidas*, primeramente se debe obtener la matriz Z barra para obtener el cálculo de la matriz B que se la determinará a la hora pico y se va a mantener constante, es la que nos ayudará en la obtención de perdidas para las horas restantes.

Entonces aparece esta pantalla que advierte hacia donde debemos ir.



Ventana # A 23

Luego en la ventana # A 8 de la Pantalla principal de menú debe seleccionarse la **Matriz Z** de donde se tiene las opciones de abrir una matriz Z barra ó crear una nueva.

Calculo de Barras de Generación - [Configuración de parámetros para

Inicio Ver Despacho Flujo de Carga Salir

Abri Nueva Hídrica

Unidad 1

Potencia: 110 [MW]

Potencia: 30 [MW]

Volumen: 1500000 [Acro-pie]

Volumen: 2000000 [Acro-pie]

q: 700 * 10 PR [Acro-pie/hora]

Datos de plantamiento

n: 1 [horas/Periodo]

Periodo: s

ΔV : 10 [Acro-pie]

| Periodo | R |
|---------|------|
| 1 | 1000 |
| 2 | 1000 |
| 3 | 1000 |
| 4 | 1000 |
| 5 | 1000 |
| 6 | 1000 |

Restricciones para 01:00 y 24:00 hrs respectivamente

V inicial: 1750000 [Acro-pie] V final: 1500000 [Acro-pie]

Calcule usando unidad térmica:

Cancelar Leer datos Guardar Datos Reiniciar Aceptar

Ventana # A 24

Nuevo

Con ésta opción se puede crear una nueva matriz Z, dependiendo del Sistema de Potencia que se tenga y de los parámetros de las líneas, para lo cual previamente se debe haber enumerado en el diagrama cada una de las barras y cada una de las ramas para facilitar el ingreso de datos en la pantalla que se muestra a continuación

Calculo de Barras de Generación - [Ingreso de Ramas]

Matriz Z Ver Despacho Flujo de Carga Salir

Valores de Ramas

| Rama | Z | Caso | Desde | Hacia | Gen-Car |
|------|-----------------------|------|-------|-------|---------|
| 1 | 0 - j 6.7769376069 | 1 | 1 | 0 | No |
| 2 | 0 - j 4.928681898991 | 3 | 1 | 0 | No |
| 3 | 0 - j 10.8431002152 | 1 | 2 | 0 | No |
| 4 | 0 - j 8.031926070811 | 3 | 2 | 0 | No |
| 5 | 0 - j 12.0478891062 | 1 | 3 | 0 | No |
| 6 | 0 - j 10.843100215191 | 3 | 3 | 0 | No |

Rama B Paralelo: + j

Colocar nueva Rama entre:

Nueva barra (Modo de referencia)
 Barra Existente y Nueva Barra
 Barra Existente y Modo de Referencia
 Barras Existentes

Barra de generación y carga

Actualizar Agregar Remover Ver Matriz Z Cancelar

Barras de Generación

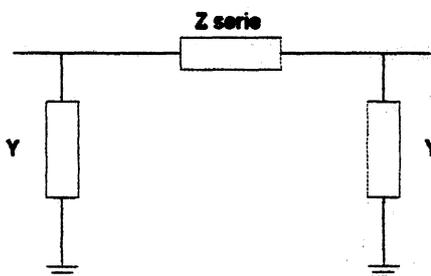
Ventana # A 25

Como podrá notar, en esta pantalla, se encuentra dividida en cinco secciones, cuyas funciones se detallan a continuación:

- 1 Esta sección sirve para visualizar los datos correspondientes a cada rama ingresada, y se podrá observar en forma de columnas que número de rama se ha ingresado, el valor de impedancia que corresponde, el

caso para el cual se ingresa los datos, y la especificación de la barra en la que comienza la rama y en la que termina la misma. Este cuadro permite revisar en que orden se han ingresando los datos que servirán posteriormente para la construcción de la **Matriz Z barra**. Es necesario aclarar que en ésta sección se verán todos los valores en términos de impedancias dados en por unidad.

- 2 En éste recuadro se muestra el número de la rama para la cual se va a ingresar datos, la misma que irá enumerándose automáticamente al agregar una nueva rama. Inmediatamente el cursor se ubica en la parte real o en la parte imaginaria dependiendo del caso que se haya indicado previamente, sí fuese el primer dato que vayamos a ingresar, en la parte superior del número complejo se indica el tipo de valor que debe ingresarse esto es B paralelo como se observará en la ventana # A 25. El valor a ingresar es el correspondiente a Y, de acuerdo a la convención representada por el circuito π para cada línea del sistema, como mostramos en la figura



Nota: internamente el programa determina el valor de cada rama en Y/2 y lo transforma a impedancia en por unidad.

Para asegurarse que el valor que va ingresar es el adecuado, en la parte superior del espacio reservado para el ingreso del número imaginario se visualizará una etiqueta correspondiente al valor que ingresará y que estará en función del caso seleccionado, así usted observará la etiqueta **B paralelo** si ha elegido los casos 1 ó 3, o **Z serie** si ha seleccionado los casos 2 ó 4.

Además en ésta sección se puede corregir un valor que se haya ingresado mal, para lo cual se indica la rama a corregir debajo de la etiqueta Rama e inmediatamente se habilita la parte real y/o la parte imaginaria dependiendo del caso con que se haya ingresado dicha rama, para realizar los cambios deseados se presiona actualizar. Es importante señalar que sólo se puede modificar los valores de B paralelo o Z serie, pero no así el caso con que se ingresó la rama.

- 3 En ésta sección usted puede seleccionar el caso en el que ingresará una nueva rama, que puede estar entre:

Nueva Barra y Nodo de referencia

Barra Existente y Nueva Barra

Barra Existente y Nodo de Referencia

Barras Existentes

En la parte inferior de la selección de casos, notará que existen dos cajas de listas que se habilitarán y mostrarán las barras existentes ó a ingresarse según el caso que haya elegido:

Si ha seleccionado el caso 1, entonces ambas cajas estarán bloqueadas, presentando la caja de la izquierda el número correspondiente a la nueva barra y en la caja de la derecha el número 0 que representa a la barra de referencia.

Si por el contrario, ha seleccionado el caso 2, entonces la caja de la derecha estará bloqueada y mostrará el número correspondiente a la nueva barra en tanto que, la caja de la izquierda se encontrará habilitada y usted podrá escoger de entre las barras existentes la correspondiente a la rama que esté ingresando.

Por otro lado, si ha seleccionado el caso 3 entonces la caja de la derecha estará bloqueada y mostrará el número 0 que representa a la barra de referencia, mientras que en la caja izquierda se escogerá una de las barras existentes.

Para el caso 4, tanto la caja de la izquierda como la de la derecha estarán habilitadas y se puede escoger en cada caja la barra deseada del grupo existente.

- 4 Para el caso que se tenga una barra con generación y carga local, una vez que se han ingresado todos los valores de todas las ramas, al final se indica que existe una barra de generación y carga, seleccionando el caso 3, luego en la caja de números de la izquierda se indica el número de la barra y en este momento no es necesario ingresar ningún valor de Zserie ó B paralelo, luego se indica con un visto en la parte inferior de la ventana que se indica barra de generación y carga.

- 5 Aquí se muestran los botones que permiten:

Actualizar ingresar o corregir, los datos referentes a los valores imaginarios los datos que se hayan terminado de digitar.

Agregar permite continuar con el ingreso de datos.

Remove borra la última fila ingresada ó la que se está ingresando.

Ver matriz Z en cualquier momento muestra como van quedando los valores de la matriz Z barra.

Cancelar permite escapar ó suspender el ingreso de datos.

- En ésta sección se indica el número de barras de generación que existen de acuerdo a los datos leídos desde el archivo genera.ini de ésta forma el usuario toma la precaución de crear una matriz z barra que sea congruente con los datos de entrada.

Para el ingreso de los datos hacemos una breve explicación:

- Se hace clic en el botón agregar en donde ira ingresando las ramas para poder obtener la matriz Z
- Luego se escoge el caso al que corresponde dicha rama, si es la primera rama que se va a ingresar siempre se escogerá el caso 1, se ingresa el

valor de la rama y se dá clic en actualizar. Para que se pueda continuar ingresando las ramas siguientes se hace clic en botón agregar para ingresar la siguiente rama.

Precaución : Para poder saber el caso que corresponde por favor revisar en la metodología de calculo de perdidas y obtención de matriz Z para que analice que tipo de rama y el caso al que corresponde para que pueda ingresar los datos correctamente

- Luego de haber ingresado todas las ramas con sus correspondientes casos se da clic en botón *Ver matriz* en donde se pasará a la siguiente pantalla de matriz Z donde se muestra los resultados del calculo de dicha matriz.
- El botón remover sirve para cambiar el caso e indicar desde que barra hacia que barra va la rama, ó cambiar el dato de alguna rama si ha existido algún error o simplemente para cambiarlo si ha habido alguna variación en el sistema de potencia, pero siempre lo hará sólo con la última fila ingresada.
- Se puede dar el caso de que el usuario por error escoja una rama que vaya de una barra a la misma barra para ese caso se muestra la siguiente advertencia.

Calculo de Barras de Generación [Ingreso de Ramas]

Matriz Z Ver Despacho Hidroeléctrica Flujo de Carga Salir

Valores de Ramas

| Rama | Z | Caso | Desde | Hacia | Gen-Car |
|------|--------------------------|------|-------|-------|---------|
| 6 | $0 - j10.843100215191$ | 3 | 3 | 0 | No |
| 7 | $.01214367 + j0.097731E$ | 2 | 1 | 4 | No |
| 8 | $0 - j4.928681898991$ | 3 | 4 | 0 | No |
| 9 | $0 - j10.843100215191$ | 3 | 4 | 0 | No |
| 10 | $.00551985 + j0.0444234$ | 2 | 3 | 5 | No |
| 11 | $0 - j10.843100215191$ | 3 | 5 | 0 | No |

Rama: Z Serie:

0.0

Colocar nueva rama:

Nueva Rama: No puede haber una rama hacia una misma barra

Barra Existente: Aceptar

Barras Existentes:

2 ——— 2

Barra de generación o carga

Actualizar Eliminar Remover Ver Matriz Z Cancelar

Ventana # A 26

Después se presenta el resultado del cálculo de la matriz Z. y se procede luego a guardarla.

| Rbarra | 1 | 2 | 3 | 4 |
|--------|-------------|-------------|-------------|------------|
| 1 | 0.00366613 | -0.00182272 | -0.00122568 | -0.0008774 |
| 2 | -0.00182272 | 0.00364683 | -0.00106016 | 0.0012047 |
| 3 | -0.00122568 | -0.00106016 | 0.00363791 | -0.0019001 |
| 4 | -0.00087741 | 0.00120477 | -0.00190017 | 0.0036602 |
| 5 | -0.00196424 | 0.00048627 | 0.00118891 | -0.0010533 |
| 6 | 0.00004198 | -0.00185002 | 0.00140971 | -0.0020496 |

| Xbarra | 1 | 2 | 3 | 4 |
|--------|-------------|-------------|-------------|------------|
| 1 | -0.64441085 | -0.68789349 | -0.68322585 | -0.6804371 |
| 2 | -0.68789349 | -0.64448673 | -0.68189663 | -0.6640378 |
| 3 | -0.68322585 | -0.68189663 | -0.64452157 | -0.6885156 |
| 4 | -0.68043713 | -0.66403783 | -0.68851565 | -0.6444340 |
| 5 | -0.68902161 | -0.66966177 | -0.66409971 | -0.6818701 |
| 6 | -0.67322422 | -0.68811373 | -0.66236381 | -0.6896746 |

Cancelar Aceptar

Ventana # A 27

Vemos entonces que aparece una pantalla adicional que nos da la opción de guardar los resultados de la matriz Z y al aceptar le pondremos un nombre el cual se guardara con una extensión. dbg propia de este programa

| Guardar como | |
|---|---------------------------------------|
| Guardar en: | Codigo |
| <ul style="list-style-type: none"> fabian.dbg sonia.dbg | |
| Nombre de archivo: | ejemplo de prueba(3unid.) |
| Guardar como tipo: | Archivos de Datos de Matriz Z (*.dbg) |
| <input type="checkbox"/> Abrir como sólo lectura | |
| <input type="button" value="Guardar"/> <input type="button" value="Cancelar"/> | |

Ventana # A 28

Luego se debe ingresar los datos obtenidos del flujo de potencia para lo cual se debe correr el flujo desde la ventana # A 8 pantalla principal de menú.

Calculo de Barras de Generación - [Ingreso de Valores de Potencia y ...]

Matriz Z Ver Despacho [Ingreso de Valores de Potencia y ...] Flujo de Carga Salir

Flujo de potencia para [Ingreso de Valores de Potencia y ...]

Editar Archivo de Entrada
Ejecutar Newton.exe

Barras de Generación

| BARRA | Pg | Qg | V | d |
|-------|----|----|---|---|
| 1 | | | | |
| 2 | | | | |
| 3 | | | | |

Barras de Carga

| Barr | P | Q | V | Fase |
|------|---|---|---|------|
| 4 | | | | |
| 5 | | | | |
| 6 | | | | |

Barras N°: Pot Activa [P] Pot Reactiva [Q] Voltaje [V] Fase [C]

Leer Valores Guardar Valores Ejecutar Calcular P

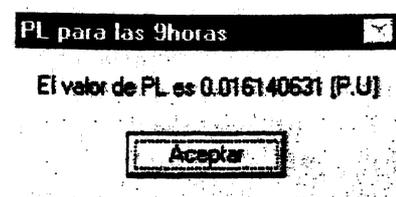
Cálculo de Pérdidas para la hora de máxima demanda

Ventana # A 29

En la pantalla principal de menú se selecciona el icono de Flujo de carga el cual a su vez nos da dos opciones a elegir, *editar un archivo* y *ejecutar Newton Exe*.

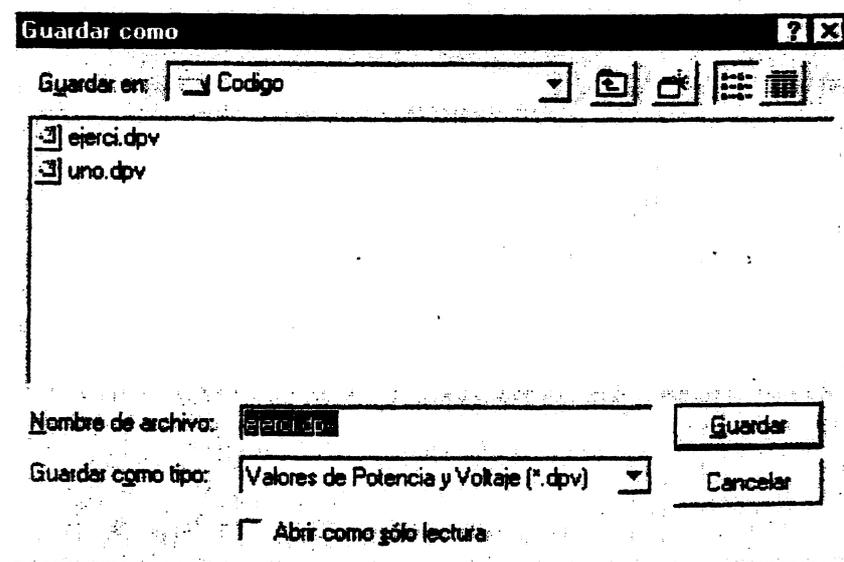
De esta forma se obtienen los datos de flujo de carga y los archivos que se generen deben guardarse con un nombre seguido de la extensión dfc, tanto

Luego de haber ingresado todos los valores estamos listos para calcular las perdidas para la hora de demanda máxima con la opción *Calcular PL* y aparecerá el resultado como sigue



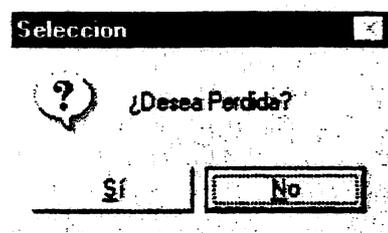
Ventana # A 31

Tenemos otras opciones a escoger en la ventana # A30 además de calcular las perdidas y estas son: *leer valores* y *guardar valores*, que permiten abrir ó guardar un nuevo archivo.



Ventana # A 32

Luego de haber realizado las perdidas entonces ya podemos escoger de la pantalla principal de menú la opción Despacho, con la diferencia que ahora tomara en cuenta las perdidas que hemos calculado y nos preguntara si queremos hacer el despacho con ellas .



Ventana # A 33

Si la respuesta es positiva entonces devuelve la Selección de unidades con la demanda más las perdidas.

| Hora | G1 | G2 | Demanda |
|------|----|----|---------|
| 1 | A | A | .00 |
| 2 | A | A | .00 |
| 3 | A1 | A | .00 |
| 4 | A* | A | .00 |
| 5 | S | A1 | 101.57 |
| 6 | S | S | 272.57 |
| 7 | S | B | 173.52 |
| 8 | S | S | 222.45 |
| 9 | S | S | 289.61 |
| 10 | S | S | 222.45 |
| 11 | S | St | 150.15 |
| 12 | S | St | 121.79 |
| 13 | AP | AP | .00 |
| 14 | AP | AP | .00 |
| 15 | AP | AP | .00 |
| 16 | AP | A | .00 |
| 17 | A | A | .00 |
| 18 | A | A | .00 |
| 19 | A | A | .00 |
| 20 | A | A | .00 |
| 21 | A | A | .00 |
| 22 | A | A | .00 |
| 23 | A | A | .00 |

At the bottom of the window, there are three checkboxes: 24 Horas, Despacho, and Salir.

Ventana # A 34

Luego se tiene el despacho y si comparamos con la ventana # A 22 de despacho sin pérdidas, observamos que el valor de la demanda ha variado porque incluye las pérdidas.

| Despacho | | | | | |
|----------|-----------------|-----------------|-----------|--|--|
| Hora | Generador1 [MW] | Generador2 [MW] | Demanda T | | |
| | | | .00 | | |
| | | | .00 | | |
| 5 | 102 | | 101.57 | | |
| 6 | 173 | 100 | 272.57 | | |
| 7 | 174 | | 173.52 | | |
| 8 | 173 | 50 | 222.45 | | |
| 9 | 175 | 115 | 289.61 | | |
| 10 | 173 | 50 | 222.45 | | |
| 11 | 150 | 0 | 150.15 | | |
| 12 | 122 | 0 | 121.79 | | |
| | | | .00 | | |
| | | | .00 | | |

| | G1 | G2 | P.Min. | P.Max. | E.I. |
|---|----|----|---------|--------|---------|
| 3 | 1 | 0 | 8 | 173 | 48.34 |
| 6 | 1 | 1 | 18 | 288 | 193.079 |
| 8 | 0 | 2 | 115.001 | 150 | 1144.28 |

| | G1 | G2 | C.T.P. |
|--|-----|----|----------|
| | 122 | 0 | 4825.845 |

Ventana # A 35

Al final se muestra la pantalla de perdidas para las 24 horas.

| Datos por hora de PL's | | |
|------------------------|------------|------------|
| HORA | PL [P.U.] | PL [MW] |
| 01:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 02:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 03:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 04:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 05:00 | 0.00572293 | 0.57229305 |
| 06:00 | 0.01571232 | 1.57123162 |
| 07:00 | 0.01524217 | 1.52421680 |
| 08:00 | 0.01452142 | 1.45214208 |
| 09:00 | 0.01614063 | 1.61406310 |
| 10:00 | 0.01452142 | 1.45214208 |
| 11:00 | 0.01151074 | 1.15107365 |
| 12:00 | 0.00786310 | 0.78630951 |
| 13:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 14:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 15:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 16:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 17:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 18:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 19:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 20:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 21:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 22:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 23:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |
| 24:00 | 0.00010206 | 0.01020626 |

S base 100

Ventana # A 36

ANEXO 3

1

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2.

PAGE 1

ONEW TITLE ----- Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2.

0 HORAS CON DEMANDA DE 10(MW)

COMMENT 1 ADDED

0 EJERCICIO CON UNA UNIDAD HIDRO Y 2 UNIDADES TERMICAS

COMMENT 2 ADDED

1

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2.

PAGE 2

0 BASE CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

| TYPE | ACTION | FROM BUS | TO BUS | CKT/A | R | X | MVAC | TAP | TMIN | TMAX | SHIFT | C-BUS | RATINGS | BSMVA | |
|------|----------|----------|--------|-------|------|------|--------|-------|------|------|-------|-------|---------|-------|----|
| 0 | ADDITION | 1 | 6 | 0 F | .88 | 7.11 | 29.510 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 4 | 0 F | 1.21 | 9.77 | 40.570 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 6 | 0 F | .50 | 4.00 | 16.600 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 4 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 5 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 5 | 0 F | .75 | 6.00 | 24.900 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 7 | 0 F | .00 | 1.92 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 9 | 0 F | .00 | 2.84 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 8 | 0 F | .00 | 2.34 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | END DATA | 9999 | 0 | 0 F | .00 | .00 | .000 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |

1

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2.

PAGE 3

0 BASE CASE BUS DATA

| TYPE | ACTION | BUS | NAME | REG | C-BUS | VOLTS | ANGLE | PGEN | QGEN | QMIN | QMAX | PLOAD | QLOAD | BSR | AREA |
|------|----------|------|---------|-----|-------|-------|-------|------|-------|----------|--------|-------|-------|-------|------|
| 0 | ADDITION | 7 | GEN3 | 2 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | 10.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 1 | BARRA C | 1 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 9 | GEN1 | 1 | 0 | .980 | .00 | .00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 3 | BARRA A | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 8 | GEN2 | 1 | 0 | .980 | .00 | .00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 2 | BARRA B | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 5 | CARGA1 | | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 3.15 | 1.95 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 6 | CARGA2 | | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 4.01 | 2.48 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 4 | CARGA3 | | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 2.83 | 1.75 | 10.00 | 0 |
| 0 | END DATA | 9999 | | | 0 | .000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |

0

CURRENT PROGRAM CONSTANTS

X-----TOLERANCES-----X MAXIMUM CURRENT EXCEPTIONAL
 MAXIMUM BUS ABS MM (PU) TOT ABS MM (PU) LTC ACCRUED ACCRUED VOLTAGE TABLE LIMITS

ITERATIONS P Q P Q VOLTS CHANGES CHANGES HIGH LOW
 20 .00010 .00010 .00100 .01450 .00500 40 49 1.050 .950

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2.

PAGE 4

0 CONVERGENCE RECORD

ITER NODES P OK ABS MM P Q OK ABS MM Q ROLL SZ REGULATED BUSES WITH LIMIT CHECKS, *---INDICATES MORE BUSES THAN SHOWN.
 1 8 3 10.63 5 424.45 71
 2 8 2 1.53 4 22.29 71
 3 8 8 .01 8 .05 71

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2.

PAGE 5

0 SYSTEM SUMMARY BY AREAS
 OX-----AREA IDENTIFICATION-----X X-----ELEMENTS-----X X-----GENERATION---X UNUSED X-----LOAD-----X STATIC CHARGING
 NO. NAME BUS LINE GEN LTC PS MW MVAR MVAR MW MVAR MVAR MVAR
 1 9 9 5 3 0 10.1 -170.7 2127.0 10.0 6.2 30.5 150.1
 ***** SYSTEM TOTALS ACTUAL 9 9 5 3 0 10.1 -170.7 2127.0 10.0 6.2 30.5 150.1
 LIMITS 1500 2500 500 500 25

0 X-----TOLERANCES-----X
 BUS ABS MM (PU) TOT ABS MM (PU) LTC X-SYSTEM LOSSES-X
 P Q P Q VOLTS MW MVAR
 MAXIMUM ITERATIONS 20 .00010 .00010 .00100 .01450 .00500 .14 -146.37
 ACTUAL 3

0 CONVERGENCE CRITERION --- VOLTAGE CORRECTION SIGNIFICANCE.

0 TOTAL ABSOLUTE MISMATCH .008 .056
 AVERAGE BUS MISMATCH .001 .006

0 LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

NO. NAME VOLTS NO. NAME VOLTS NO. NAME VOLTS NO. NAME VOLTS NO. NAME VOLTS

0 HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

NO. NAME VOLTS NO. NAME VOLTS

0

SUMMARY OF MONITORED LINES WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|-----|------|-------|---------|------|----------|------|--------|------|-------|---|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | | | |

0

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|-----|------|-------|---------|------|----------|------|--------|------|-------|---|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | | | |

1

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci6n 2.

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

3 ITERATIONS, SWING BUS IS 7.

| B U S - D A T A | | | | | | | | | L I N E - F L O W | | | | | | |
|-----------------|---------|-------|-------|------|------------|-----|------|------|-------------------|----|---------|--------|--------|-------|-------|
| BUS | NAME | VOLTS | ANGLE | X | GENERATION | X | LOAD | X | CAP/REAC | TO | NAME | MW | MVAR | TAP | SHIFT |
| | | | | MW | MVAR | MW | MVAR | MVAR | BUS | | | | | | |
| 1 | BARRA C | 1.008 | -.1 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 4 | CARGA3 | 4.29 | -24.76 | | |
| | | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | 5.84 | -17.30 | | |
| | | | | | | | | | | 7 | GEN3 | -10.13 | 42.05 | 1.000 | |
| 2 | BARRA B | .996 | -.3 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 4 | CARGA3 | -1.39 | -43.13 | | |
| | | | | | | | | | | 5 | CARGA1 | 1.39 | -26.26 | | |
| | | | | | | | | | | 8 | GEN2 | .00 | 69.42 | 1.000 | |
| 3 | BARRA A | .998 | -.3 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 5 | CARGA1 | 1.79 | -25.05 | | |
| | | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | -1.79 | -36.78 | | |
| | | | | | | | | | | 9 | GEN1 | .00 | 61.85 | 1.000 | |
| 4 | CARGA3 | 1.012 | -.4 | .0 | .0 | 2.8 | 1.8 | 10.2 | | 1 | BARRA C | -4.29 | -16.58 | | |
| | | | | | | | | | | 2 | BARRA B | 1.46 | 25.06 | | |
| 5 | CARGA1 | 1.005 | -.4 | .0 | .0 | 3.2 | 2.0 | 10.1 | | 2 | BARRA B | -1.38 | 1.46 | | |
| | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -1.77 | 6.68 | | |
| 6 | CARGA2 | 1.009 | -.4 | .0 | .0 | 4.0 | 2.5 | 10.2 | | 1 | BARRA C | -5.84 | -12.69 | | |
| | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | 1.83 | 20.40 | | |
| 7 | GEN3 | 1.000 | .0 | 10.1 | -41.7 | .0 | .0 | | | 1 | BARRA C | 10.13 | -41.70 | | |
| 8 | GEN2 | .980 | -.3 | .0 | -68.3R | .0 | .0 | | | 2 | BARRA B | .00 | -68.28 | | |

| | | | | | | |
|-------------|------|--------|------|--------|------|----|
| 9 GEN1 | .980 | -.3 | .0 | -60.8R | .0 | .0 |
| AREA TOTALS | 10.1 | -170.7 | 10.0 | 6.2 | 30.5 | |

| | | |
|-----------|-----|--------|
| 3 BARRA A | .00 | -60.76 |
|-----------|-----|--------|

1

1 =====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima PAGE 1

ONEW TITLE ----- Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima

0 HORAS CON DEMANDA DE 250(MW) COMMENT 1 ADDED

0 EJERCICIO CON UNA UNIDAD HIDRO Y 2 UNIDADES TERMICAS COMMENT 2 ADDED

1 =====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima PAGE 2

0 BASE CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

| TYPE | ACTION | FROM BUS | TO BUS | CKT/A | R | X | MVAC | TAP | TMIN | TMAX | SHIFT | C-BUS | RATINGS | BSMVA |
|------|----------|----------|--------|-------|------|------|--------|-------|------|------|-------|-------|---------|-------|
| 0 | ADDITION | 1 | 6 | 0 F | .88 | 7.11 | 29.510 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 4 | 0 F | 1.21 | 9.77 | 40.570 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 6 | 0 F | .50 | 4.00 | 16.600 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 4 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 5 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 5 | 0 F | .75 | 6.00 | 24.900 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 7 | 0 F | .00 | 1.92 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 9 | 0 F | .00 | 2.84 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 8 | 0 F | .00 | 2.34 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | END DATA | 9999 | 0 | 0 F | .00 | .00 | .000 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |

1 =====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima PAGE 3

0 BASE CASE BUS DATA

| TYPE | ACTION | BUS | NAME | REG | C-BUS | VOLTS | ANGLE | PGEN | QGEN | QMIN | QMAX | PLOAD | QLOAD | BSR | AREA |
|------|----------|------|---------|-----|-------|-------|-------|--------|-------|----------|--------|--------|-------|-------|------|
| 0 | ADDITION | 7 | GEN3 | 2 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | 10.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 1 | BARRA C | 1 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 9 | GEN1 | 1 | 0 | .980 | .00 | 173.00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 3 | BARRA A | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 8 | GEN2 | 1 | 0 | .980 | .00 | 48.00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 2 | BARRA B | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 5 | CARGA1 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 78.75 | 48.80 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 6 | CARGA2 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 100.30 | 62.19 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 4 | CARGA3 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 70.70 | 43.81 | 10.00 | 0 |
| 0 | END DATA | 9999 | | 0 | 0 | .000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |

CURRENT PROGRAM CONSTANTS

X-----TOLERANCES-----X MAXIMUM CURRENT EXCEPTIONAL
 MAXIMUM BUS ABS MM (PU) TOT ABS MM (PU) LTC ACCRUED ACCRUED VOLTAGE TABLE LIMITS

0

SUMMARY OF MONITORED LINES WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|-----|------|-------|---------|------|----------|------|--------|------|-------|---|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | | | |

0

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|-----|------|-------|---------|------|----------|------|--------|------|-------|---|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | | | |

1

=====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

3 ITERATIONS, SWING BUS IS 7.

| B U S - D A T A | | | | | | | | | | L I N E - F L O W | | | | | |
|-----------------|---------|-------|-------|------|------------|-------|------|------|----------|-------------------|---------|---------|--------|-------|-------|
| BUS | NAME | VOLTS | ANGLE | X | GENERATION | X | LOAD | X | CAP/REAC | TO | NAME | MW | MVAR | TAP | SHIFT |
| | | | | MW | MVAR | MW | MVAR | MVAR | | BUS | | | | | |
| 1 | BARRA C | .998 | -.3 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 4 | CARGA3 | 23.42 | -7.24 | | |
| 2 | BARRA B | .983 | -.3 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 6 | CARGA2 | 6.47 | 16.93 | | |
| | | | | | | | | | | 7 | GEN3 | -29.90 | -9.69 | 1.000 | |
| 3 | BARRA A | .981 | 1.8 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 4 | CARGA3 | 47.49 | -14.47 | | |
| | | | | | | | | | | 5 | CARGA1 | .50 | 2.81 | | |
| | | | | | | | | | | 8 | GEN2 | -48.00 | 11.68 | 1.000 | |
| 4 | CARGA3 | .983 | -1.6 | .0 | .0 | 70.7 | 43.8 | 9.7 | | 5 | CARGA1 | 78.62 | -1.91 | | |
| | | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | 94.39 | -4.39 | | |
| | | | | | | | | | | 9 | GEN1 | -173.00 | 6.30 | 1.000 | |
| 5 | CARGA1 | .974 | -.3 | .0 | .0 | 78.7 | 48.8 | 9.5 | | 1 | BARRA C | -23.34 | -31.86 | | |
| | | | | | | | | | | 2 | BARRA B | -47.36 | -2.29 | | |
| 6 | CARGA2 | .975 | -.4 | .0 | .0 | 100.3 | 62.2 | 9.5 | | 2 | BARRA B | -.48 | -26.50 | | |
| | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -78.27 | -12.82 | | |
| 7 | GEN3 | 1.000 | .0 | 29.9 | 9.9 | .0 | .0 | | | 1 | BARRA C | -6.38 | -44.91 | | |
| | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -93.92 | -7.77 | | |
| 8 | GEN2 | .980 | .4 | 48.0 | -11.1R | .0 | .0 | | | 1 | BARRA C | 29.90 | 9.88 | | |
| | | | | | | | | | | 2 | BARRA B | 48.00 | -11.08 | | |

9 GEN1

.980 4.7 173.0 2.5R .0 .0

AREA TOTALS 250.9 1.3 249.7 154.8 28.6

3 BARRA A 173.00 2.55

ITERATIONS P Q P Q VOLTS CHANGES CHANGES HIGH LOW
 20 .00010 .00010 .00100 .01450 .00500 40 49 1.050 .950
 1 =====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 CONVERGENCE RECORD

ITER NODES P OK ABS MM P Q OK ABS MM Q ROLL SZ REGULATED BUSES WITH LIMIT CHECKS, *---INDICATES MORE BUSES THAN SHOWN.
 1 8 0 176.78 2 364.96 71
 2 8 1 12.69 2 16.95 71
 3 8 8 .05 8 .05 71

0 SYSTEM SUMMARY BY AREAS

| OX | AREA IDENTIFICATION | X | X | ELEMENTS | X | X | GENERATION | X | UNUSED | X | LOAD | X | STATIC | CHARGING |
|----------------------------|---------------------|-----|------|----------|-----|----|------------|-------|--------|-------|-------|------|--------|----------|
| NO. | NAME | BUS | LINE | GEN | LTC | PS | MW | MVAR | MVAR | MW | MVAR | MVAR | MVAR | MVAR |
| 1 | | 9 | 9 | 5 | 3 | 0 | 178.7 | -50.9 | 2042.6 | 177.9 | 110.2 | 29.2 | 145.6 | |
| ***** SYSTEM TOTALS ACTUAL | | 9 | 9 | 5 | 3 | 0 | 178.7 | -50.9 | 2042.6 | 177.9 | 110.2 | 29.2 | 145.6 | |

LIMITS 1500 2500 500 500 25

0 X-----TOLERANCES-----X

| | ITERATIONS | BUS ABS MM (PU) | TOT ABS MM (PU) | LTC | X-SYSTEM LOSSES-X |
|---------|------------|-----------------|-----------------|--------|-------------------|
| | | P Q | P Q | VOLTS | MW MVAR |
| MAXIMUM | 20 | .00010 .00010 | .00100 .01450 | .00500 | .83 -131.89 |
| ACTUAL | 3 | | | | |

0 CONVERGENCE CRITERION --- VOLTAGE CORRECTION SIGNIFICANCE.

TOTAL ABSOLUTE MISMATCH .050 .047
 AVERAGE BUS MISMATCH .006 .005

0 LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

| NO. | NAME | VOLTS |
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|

0 HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

| NO. | NAME | VOLTS |
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|

0

SUMMARY OF MONITORED LINES WITHIN RATINGS

| X---FROM BUS---X | X---TO BUS---X | FLOW | X---RATINGS---X | X---FROM BUS---X | X---TO BUS---X | FLOW | X---RATINGS---X |
|------------------|----------------|------|-----------------|------------------|----------------|------|-----------------|
| NO. NAME | NO. NAME | MVA | NORM EMERG | NO. NAME | NO. NAME | MVA | NORM EMERG |

0

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

| X---FROM BUS---X | X---TO BUS---X | FLOW | X---RATINGS---X | X---FROM BUS---X | X---TO BUS---X | FLOW | X---RATINGS---X |
|------------------|----------------|------|-----------------|------------------|----------------|------|-----------------|
| NO. NAME | NO. NAME | MVA | NORM EMERG | NO. NAME | NO. NAME | MVA | NORM EMERG |

1

=====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2.

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

3 ITERATIONS, SWING BUS IS 7.

| B U S - D A T A | | | | | | | | | L I N E - F L O W | | | | |
|-----------------|---------|-------|-------|------------------|--------------|----------|------|---------|-------------------|--------|-------|-------|--|
| BUS | NAME | VOLTS | ANGLE | X--GENERATION--X | X---LOAD---X | CAP/REAC | TO | NAME | MW | MVAR | TAP | SHIFT | |
| | | | | MW | MVAR | MVAR | BUS | | | | | | |
| 1 | BARRA C | 1.001 | -.3 | .0 | .0F | .0 | | | | | | | |
| | | | | | | | 4 | CARGA3 | 29.41 | -13.30 | | | |
| | | | | | | | 6 | CARGA2 | .28 | 6.78 | | | |
| | | | | | | | 7 | GEN3 | -29.69 | 6.53 | 1.000 | | |
| 2 | BARRA B | .986 | -1.3 | .0 | .0F | .0 | | | | | | | |
| | | | | | | | 4 | CARGA3 | 21.07 | -22.45 | | | |
| | | | | | | | 5 | CARGA1 | -21.09 | -3.94 | | | |
| | | | | | | | 8 | GEN2 | .00 | 26.41 | 1.000 | | |
| 3 | BARRA A | .986 | 1.5 | .0 | .0F | .0 | | | | | | | |
| | | | | | | | 5 | CARGA1 | 77.54 | -9.94 | | | |
| | | | | | | | 6 | CARGA2 | 71.48 | -15.04 | | | |
| | | | | | | | 9 | GEN1 | -149.00 | 24.99 | 1.000 | | |
| 4 | CARGA3 | .991 | -1.9 | .0 | .0 | 50.3 | 31.2 | 9.8 | | | | | |
| | | | | | | | 1 | BARRA C | -29.30 | -26.07 | | | |
| | | | | | | | 2 | BARRA B | -21.04 | 4.71 | | | |
| 5 | CARGA1 | .983 | -.6 | .0 | .0 | 56.1 | 34.7 | 9.7 | | | | | |
| | | | | | | | 2 | BARRA B | 21.13 | -19.88 | | | |
| | | | | | | | 3 | BARRA A | -77.20 | -5.19 | | | |
| 6 | CARGA2 | .986 | -.2 | .0 | .0 | 71.4 | 44.3 | 9.7 | | | | | |
| | | | | | | | 1 | BARRA C | -.24 | -35.58 | | | |
| | | | | | | | 3 | BARRA A | -71.22 | 1.02 | | | |
| 7 | GEN3 | 1.000 | .0 | 29.7 | -6.4 | .0 | .0 | | | | | | |
| | | | | | | | 1 | BARRA C | 29.69 | -6.35 | | | |
| 8 | GEN2 | .980 | -1.3 | .0 | -26.2R | .0 | .0 | | | | | | |
| | | | | | | | 2 | BARRA B | .00 | -26.24 | | | |

| | | | | | | |
|-------------|-------|-------|-------|--------|------|----|
| 9 GEN1 | .980 | 4.0 | 149.0 | -18.3R | .0 | .0 |
| AREA TOTALS | 178.7 | -50.9 | 177.9 | 110.2 | 29.2 | |

3 BARRA A 149.00 -18.33

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. PAGE 1
 ONEW TITLE ----- Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2.
 0 HORAS CON DEMANDA DE 150(MW) COMMENT 1 ADDED
 0 EJERCICIO CON UNA UNIDAD HIDRO Y 2 UNIDADES TERMICAS COMMENT 2 ADDED

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. PAGE 2
 0 BASE CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

| TYPE | ACTION | FROM BUS | TO BUS | CKT/A | R | X | MVAC | TAP | TMIN | TMAX | SHIFT | C-BUS | RATINGS | BSMVA |
|------|----------|----------|--------|-------|------|------|--------|-------|------|------|-------|-------|---------|-------|
| 0 | ADDITION | 1 | 6 | 0 F | .88 | 7.11 | 29.510 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. |
| 0 | ADDITION | 1 | 4 | 0 F | 1.21 | 9.77 | 40.570 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. |
| 0 | ADDITION | 3 | 6 | 0 F | .50 | 4.00 | 16.600 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. |
| 0 | ADDITION | 2 | 4 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. |
| 0 | ADDITION | 3 | 5 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. |
| 0 | ADDITION | 2 | 5 | 0 F | .75 | 6.00 | 24.900 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. |
| 0 | ADDITION | 1 | 7 | 0 F | .00 | 1.92 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. |
| 0 | ADDITION | 3 | 9 | 0 F | .00 | 2.84 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. |
| 0 | ADDITION | 2 | 8 | 0 F | .00 | 2.34 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. |
| 0 | END DATA | 9999 | 0 | 0 F | .00 | .00 | .000 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. |

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. PAGE 3

0 BASE CASE BUS DATA

| TYPE | ACTION | BUS | NAME | REG | C-BUS | VOLTS | ANGLE | PGEN | QGEN | QMIN | QMAX | PLOAD | QLOAD | BSR | AREA |
|------|----------|------|---------|-----|-------|-------|-------|--------|-------|----------|--------|-------|-------|-------|------|
| 0 | ADDITION | 7 | GEN3 | 2 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | 10.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 1 | BARRA C | 1 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 9 | GEN1 | 1 | 0 | .980 | .00 | 121.00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 3 | BARRA A | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 8 | GEN2 | 1 | 0 | .980 | .00 | .00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 2 | BARRA B | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 5 | CARGA1 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 47.25 | 29.28 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 6 | CARGA2 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 60.21 | 37.31 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 4 | CARGA3 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 42.42 | 26.28 | 10.00 | 0 |
| 0 | END DATA | 9999 | | 0 | 0 | .000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |

0 CURRENT PROGRAM CONSTANTS

| | | | | |
|---------|-------------------------------------|---------|---------|----------------------|
| | X-----TOLERANCES-----X | MAXIMUM | CURRENT | EXCEPTIONAL |
| MAXIMUM | BUS ABS MM (PU) TOT ABS MM (PU) LTC | ACCRUED | ACCRUED | VOLTAGE TABLE LIMITS |

ITERATIONS P Q P Q VOLTS CHANGES CHANGES HIGH LOW
 20 .00010 .00010 .00100 .01450 .00500 40 49 1.050 .950

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2.

0 CONVERGENCE RECORD

ITER NODES P OK ABS MM P Q OK ABS MM Q ROLL SZ REGULATED BUSES WITH LIMIT CHECKS, *---INDICATES MORE BUSES THAN SHOWN.

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|--------|---|--------|----|--|--|--|
| 1 | 8 | 0 | 145.01 | 2 | 375.70 | 71 | | | |
| 2 | 8 | 1 | 10.67 | 2 | 16.97 | 71 | | | |
| 3 | 8 | 8 | .04 | 8 | .04 | 71 | | | |

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2.

0 SYSTEM SUMMARY BY AREAS

| OX | AREA IDENTIFICATION | X | X | ELEMENTS | X | X | GENERATION | X | UNUSED | X | LOAD | X | STATIC | CHARGING |
|----------------------------|---------------------|------|------|----------|-----|----|------------|-------|--------|-------|------|------|--------|----------|
| NO. | NAME | BUS | LINE | GEN | LTC | PS | MW | MVAR | MVAR | MW | MVAR | MVAR | MVAR | MVAR |
| 1 | | 9 | 9 | 5 | 3 | 0 | 150.4 | -73.4 | 2058.5 | 149.9 | 92.9 | 29.4 | 146.4 | |
| ***** SYSTEM TOTALS ACTUAL | | 9 | 9 | 5 | 3 | 0 | 150.4 | -73.4 | 2058.5 | 149.9 | 92.9 | 29.4 | 146.4 | |
| LIMITS | | 1500 | 2500 | 500 | 500 | 25 | | | | | | | | |

0 X-----TOLERANCES-----X

| ITERATIONS | | BUS ABS MM (PU) | | TOT ABS MM (PU) | | LTC | X-SYSTEM LOSSES-X | |
|------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|--------|-------------------|---------|
| MAXIMUM | ACTUAL | P | Q | P | Q | VOLTS | MW | MVAR |
| 20 | 3 | .00010 | .00010 | .00100 | .01450 | .00500 | .57 | -136.79 |

0 CONVERGENCE CRITERION --- VOLTAGE CORRECTION SIGNIFICANCE.

| | | |
|-------------------------|------|------|
| TOTAL ABSOLUTE MISMATCH | .041 | .044 |
| AVERAGE BUS MISMATCH | .005 | .005 |

0 LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

| NO. | NAME | VOLTS |
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|

0 HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

| NO. | NAME | VOLTS |
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|

0

SUMMARY OF MONITORED LINES WITHIN RATINGS

| X---- | FROM BUS---- | X | X----- | TO BUS----- | X | FLOW | X---RATINGS--- | X | X---- | FROM BUS---- | X | X----- | TO BUS----- | X | FLOW | X---RATINGS--- | X |
|-------|--------------|-----|--------|-------------|------|------|----------------|-------|-------|--------------|-----|--------|-------------|------|------|----------------|-------|
| NO. | NAME | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG |

0

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

| X---- | FROM BUS---- | X | X----- | TO BUS----- | X | FLOW | X---RATINGS--- | X | X---- | FROM BUS---- | X | X----- | TO BUS----- | X | FLOW | X---RATINGS--- | X |
|-------|--------------|-----|--------|-------------|------|------|----------------|-------|-------|--------------|-----|--------|-------------|------|------|----------------|-------|
| NO. | NAME | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG |

1

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci6n 2.

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

3 ITERATIONS, SWING BUS IS 7.

| B U S - D A T A | | | | | | | | | | L I N E - F L O W | | | | |
|-----------------|---------|-------|-------|------------------|--------|--------------|------|----------|----|-------------------|---------|--------|-------|-------|
| BUS | NAME | VOLTS | ANGLE | X--GENERATION--X | | X---LOAD---X | | CAP/REAC | TO | NAME | MW | MVAR | TAP | SHIFT |
| 1 | BARRA C | 1.002 | -.3 | .0 | .0F | .0 | .0 | | 4 | CARGA3 | 26.15 | -15.37 | | |
| | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | 3.30 | 2.28 | | |
| | | | | | | | | | 7 | GEN3 | -29.45 | 13.10 | 1.000 | |
| 2 | BARRA B | .988 | -1.3 | .0 | .0F | .0 | .0 | | 4 | CARGA3 | 16.39 | -25.89 | | |
| | | | | | | | | | 5 | CARGA1 | -16.40 | -8.08 | | |
| | | | | | | | | | 8 | GEN2 | .00 | 33.99 | 1.000 | |
| 3 | BARRA A | .988 | 1.0 | .0 | .0F | .0 | .0 | | 5 | CARGA1 | 63.90 | -12.61 | | |
| | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | 57.11 | -18.71 | | |
| | | | | | | | | | 9 | GEN1 | -121.00 | 31.34 | 1.000 | |
| 4 | CARGA3 | .995 | -1.8 | .0 | .0 | 42.4 | 26.3 | 9.9 | 1 | BARRA C | -26.06 | -24.40 | | |
| | | | | | | | | | 2 | BARRA B | -16.36 | 8.01 | | |
| 5 | CARGA1 | .987 | -.7 | .0 | .0 | 47.2 | 29.3 | 9.7 | 2 | BARRA B | 16.42 | -16.02 | | |
| | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -63.67 | -3.51 | | |
| 6 | CARGA2 | .990 | -.4 | .0 | .0 | 60.2 | 37.3 | 9.8 | 1 | BARRA C | -3.27 | -31.35 | | |
| | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -56.94 | 3.85 | | |
| 7 | GEN3 | 1.000 | .0 | 29.4 | -12.9 | .0 | .0 | | 1 | BARRA C | 29.45 | -12.90 | | |
| 8 | GEN2 | .980 | -1.3 | .0 | -33.7R | .0 | .0 | | 2 | BARRA B | .00 | -33.71 | | |

| | | | | | | | |
|-------------|------|-----|-------|--------|-------|------|------|
| 9 GEN1 | .980 | 3.0 | 121.0 | -26.8R | .0 | .0 | |
| AREA TOTALS | | | 150.4 | -73.4 | 149.9 | 92.9 | 29.4 |

3 BARRA A 121.00 -26.80

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduación 2.
 ONEW TITLE ----- Ejercicio de prueba para el Topico de Graduación 2.
 0 HORAS CON DEMANDA DE 130(MW)
 0 EJERCICIO CON UNA UNIDAD HIDRO Y 2 UNIDADES TERMICAS

COMMENT 1 ADDED
 COMMENT 2 ADDED

PAGE 1

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduación 2.

PAGE 2

0 BASE CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

| TYPE | ACTION | FROM BUS | TO BUS | CKT/A | R | X | MVAC | TAP | TMIN | TMAX | SHIFT | C-BUS | RATINGS | BSMVA | |
|------|----------|----------|--------|-------|------|------|--------|-------|------|------|-------|-------|---------|-------|----|
| 0 | ADDITION | 1 | 6 | 0 F | .88 | 7.11 | 29.510 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 4 | 0 F | 1.21 | 9.77 | 40.570 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 6 | 0 F | .50 | 4.00 | 16.600 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 4 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 5 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 5 | 0 F | .75 | 6.00 | 24.900 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 7 | 0 F | .00 | 1.92 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 9 | 0 F | .00 | 2.84 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 8 | 0 F | .00 | 2.34 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | END DATA | 9999 | 0 | 0 F | .00 | .00 | .000 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduación 2.

PAGE 3

0 BASE CASE BUS DATA

| TYPE | ACTION | BUS | NAME | REG | C-BUS | VOLTS | ANGLE | PGEN | QGEN | QMIN | QMAX | PLOAD | QLOAD | BSR | AREA |
|------|----------|------|---------|-----|-------|-------|-------|--------|-------|----------|--------|-------|-------|-------|------|
| 0 | ADDITION | 7 | GEN3 | 2 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | 10.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 1 | BARRA C | 1 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 9 | GEN1 | 1 | 0 | .980 | .00 | 101.00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 3 | BARRA A | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 8 | GEN2 | 1 | 0 | .980 | .00 | .00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 2 | BARRA B | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 5 | CARGA1 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 40.95 | 25.38 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 6 | CARGA2 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 52.18 | 32.34 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 4 | CARGA3 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 36.76 | 22.78 | 10.00 | 0 |
| 0 | END DATA | 9999 | | 0 | 0 | .000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |

CURRENT PROGRAM CONSTANTS

X-----TOLERANCES-----X
 MAXIMUM BUS ABS MM (PU) TOT ABS MM (PU) LTC MAXIMUM CURRENT ACCRUED EXCEPTIONAL VOLTAGE TABLE LIMITS

ITERATIONS P Q P Q VOLTS CHANGES CHANGES HIGH LOW
 20 .00010 .00010 .00100 .01450 .00500 40 49 1.050 .950

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduación 2.

0 CONVERGENCE RECORD

ITER NODES P OK ABS MM P Q OK ABS MM Q ROLL SZ REGULATED BUSES WITH LIMIT CHECKS, *---INDICATES MORE BUSES THAN SHOWN.
 1 8 2 122.32 2 383.16 71
 2 8 1 9.04 2 17.20 71
 3 8 8 .04 8 .04 71

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduación 2.

0 SYSTEM SUMMARY BY AREAS

| OX | AREA IDENTIFICATION | X | X | ELEMENTS | X | X | GENERATION | X | UNUSED | X | LOAD | X | STATIC | CHARGING |
|----------------------------|---------------------|-----------------------------|------|----------|-----|----|------------|-------|--------|-------|------|------|--------|----------|
| NO. | NAME | BUS | LINE | GEN | LTC | PS | MW | MVAR | MVAR | MW | MVAR | MVAR | MVAR | MVAR |
| 1 | | 9 | 9 | 5 | 3 | 0 | 130.3 | -88.8 | 2069.3 | 129.9 | 80.5 | 29.6 | 146.9 | |
| ***** SYSTEM TOTALS ACTUAL | | 9 | 9 | 5 | 3 | 0 | 130.3 | -88.8 | 2069.3 | 129.9 | 80.5 | 29.6 | 146.9 | |
| | | LIMITS 1500 2500 500 500 25 | | | | | | | | | | | | |

0 X-----TOLERANCES-----X

| | | ITERATIONS | | BUS ABS MM (PU) | | TOT ABS MM (PU) | | LTC | X-SYSTEM LOSSES-X | |
|---------|----|------------|--------|-----------------|--------|-----------------|---|-------|-------------------|---------|
| | | P | Q | P | Q | P | Q | VOLTS | MW | MVAR |
| MAXIMUM | 20 | .00010 | .00010 | .00100 | .01450 | .00500 | | | .42 | -139.64 |
| ACTUAL | 3 | | | | | | | | | |

0 CONVERGENCE CRITERION --- VOLTAGE CORRECTION SIGNIFICANCE.

0 TOTAL ABSOLUTE MISMATCH .036 .040
 AVERAGE BUS MISMATCH .004 .004

0 LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

| NO. | NAME | VOLTS |
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|

0 HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

| NO. | NAME | VOLTS |
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|
|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|

0

SUMMARY OF MONITORED LINES WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|-----|------|-------|---------|------|----------|------|--------|------|-------|---|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | | | |

0

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|-----|------|-------|---------|------|----------|------|--------|------|-------|---|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | | | |

1

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2.

PAGE 6

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

3 ITERATIONS, SWING BUS IS 7.

X-----BUS - DATA-----X-----LINE FLOW-----X

| BUS | NAME | VOLTS | ANGLE | X | GENERATION | X | LOAD | X | CAP/REAC | TO | NAME | MW | MVAR | TAP | SHIFT |
|-----|---------|-------|-------|------|------------|------|------|------|----------|----|---------|---------|--------|-------|-------|
| | | | | MW | MVAR | MW | MVAR | MVAR | BUS | | | | | | |
| 1 | BARRA C | 1.003 | -.3 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 4 | CARGA3 | 23.83 | -16.83 | | |
| | | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | 5.48 | -.85 | | |
| | | | | | | | | | | 7 | GEN3 | -29.31 | 17.67 | 1.000 | |
| 2 | BARRA B | .989 | -1.2 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 4 | CARGA3 | 13.03 | -28.32 | | |
| | | | | | | | | | | 5 | CARGA1 | -13.04 | -10.94 | | |
| | | | | | | | | | | 8 | GEN2 | .00 | 39.28 | 1.000 | |
| 3 | BARRA A | .990 | .7 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 5 | CARGA1 | 54.17 | -14.46 | | |
| | | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | 46.84 | -21.27 | | |
| | | | | | | | | | | 9 | GEN1 | -101.00 | 35.74 | 1.000 | |
| 4 | CARGA3 | .997 | -1.6 | .0 | .0 | 36.8 | 22.8 | 9.9 | | 1 | BARRA C | -23.76 | -23.21 | | |
| | | | | | | | | | | 2 | BARRA B | -13.00 | 10.37 | | |
| 5 | CARGA1 | .990 | -.8 | .0 | .0 | 41.0 | 25.4 | 9.8 | | 2 | BARRA B | 13.06 | -13.33 | | |
| | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -54.00 | -2.26 | | |
| 6 | CARGA2 | .993 | -.5 | .0 | .0 | 52.2 | 32.3 | 9.9 | | 1 | BARRA C | -5.46 | -28.40 | | |
| | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -46.72 | 5.92 | | |
| 7 | GEN3 | 1.000 | .0 | 29.3 | -17.4 | .0 | .0 | | | 1 | BARRA C | 29.31 | -17.45 | | |
| 8 | GEN2 | .980 | -1.2 | .0 | -38.9R | .0 | .0 | | | 2 | BARRA B | .00 | -38.91 | | |

9 GEN1

| | | | | | | |
|--------------------|-----|-------|--------|-------|------|------|
| .980 | 2.4 | 101.0 | -32.4R | .0 | .0 | |
| AREA TOTALS | | 130.3 | -88.8 | 129.9 | 80.5 | 29.6 |

3 BARRA A 101.00 -32.42

1 =====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima PAGE 1

ONEW TITLE ----- Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima

0 HORAS CON DEMANDA DE 250(MW) COMMENT 1 ADDED

0 EJERCICIO CON UNA UNIDAD HIDRO Y 2 UNIDADES TERMICAS COMMENT 2 ADDED

1 =====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima PAGE 2

0 BASE CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

| TYPE | ACTION | FROM BUS | TO BUS | CKT/A | R | X | MVAC | TAP | TMIN | TMAX | SHIFT | C-BUS | RATINGS | BSMVA | |
|------|----------|----------|--------|-------|------|------|--------|-------|------|------|-------|-------|---------|-------|----|
| 0 | ADDITION | 1 | 6 | 0 F | .88 | 7.11 | 29.510 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 4 | 0 F | 1.21 | 9.77 | 40.570 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 6 | 0 F | .50 | 4.00 | 16.600 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 4 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 5 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 5 | 0 F | .75 | 6.00 | 24.900 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 7 | 0 F | .00 | 1.92 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 9 | 0 F | .00 | 2.84 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 8 | 0 F | .00 | 2.34 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | END DATA | 9999 | 0 | 0 F | .00 | .00 | .000 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |

1 =====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima PAGE 3

0 BASE CASE BUS DATA

| TYPE | ACTION | BUS | NAME | REG | C-BUS | VOLTS | ANGLE | PGEN | QGEN | QMIN | QMAX | PLOAD | QLOAD | BSR | AREA |
|------|----------|------|---------|-----|-------|-------|-------|--------|-------|----------|--------|--------|-------|-------|------|
| 0 | ADDITION | 7 | GEN3 | 2 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | 10.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 1 | BARRA C | 1 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 9 | GEN1 | 1 | 0 | .980 | .00 | 173.00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 3 | BARRA A | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 8 | GEN2 | 1 | 0 | .980 | .00 | 98.00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 2 | BARRA B | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 5 | CARGA1 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 94.50 | 58.56 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 6 | CARGA2 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 120.40 | 74.62 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 4 | CARGA3 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 84.84 | 52.58 | 10.00 | 0 |
| 0 | END DATA | 9999 | | 0 | 0 | .000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |

CURRENT PROGRAM CONSTANTS

X-----TOLERANCES-----X MAXIMUM CURRENT EXCEPTIONAL

MAXIMUM BUS ABS MM (PU) TOT ABS MM (PU) LTC ACCRUED ACCRUED VOLTAGE TABLE LIMITS

0

SUMMARY OF MONITORED LINES WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|-----|------|-------|---------|------|----------|------|--------|------|-------|---|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | | | |

0

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|-----|------|-------|---------|------|----------|------|--------|------|-------|---|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | | | |

1

=====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

3 ITERATIONS, SWING BUS IS 7.

X-----BUS DATA-----X-----LINE FLOW-----X

| BUS | NAME | VOLTS | ANGLE | X | GENERATION | X | LOAD | X | CAP/REAC | TO | NAME | MW | MVAR | TAP | SHIFT |
|-----|---------|-------|-------|------|------------|-------|------|------|----------|----|---------|---------|--------|-------|-------|
| | | | | MW | MVAR | MW | MVAR | MVAR | BUS | | | | | | |
| 1 | BARRA C | .996 | -.3 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 4 | CARGA3 | 14.40 | -2.39 | | |
| | | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | 15.79 | 23.59 | | |
| | | | | | | | | | | 7 | GEN3 | -30.19 | -21.19 | 1.000 | |
| 2 | BARRA B | .980 | .8 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 4 | CARGA3 | 70.79 | -8.87 | | |
| | | | | | | | | | | 5 | CARGA1 | 27.20 | 6.56 | | |
| | | | | | | | | | | 8 | GEN2 | -98.00 | 2.32 | 1.000 | |
| 3 | BARRA A | .976 | 1.7 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 5 | CARGA1 | 67.65 | 4.53 | | |
| | | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | 105.35 | 3.50 | | |
| | | | | | | | | | | 9 | GEN1 | -173.00 | -8.02 | 1.000 | |
| 4 | CARGA3 | .977 | -1.0 | .0 | .0 | 84.8 | 52.6 | 9.5 | | 1 | BARRA C | -14.33 | -36.57 | | |
| | | | | | | | | | | 2 | BARRA B | -70.51 | -6.47 | | |
| 5 | CARGA1 | .967 | -.1 | .0 | .0 | 94.5 | 58.6 | 9.4 | | 2 | BARRA B | -27.12 | -29.49 | | |
| | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -67.38 | -19.72 | | |
| 6 | CARGA2 | .967 | -.8 | .0 | .0 | 120.4 | 74.6 | 9.4 | | 1 | BARRA C | -15.64 | -50.80 | | |
| | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -104.76 | -14.46 | | |
| 7 | GEN3 | 1.000 | .0 | 30.2 | 21.5 | .0 | .0 | | | 1 | BARRA C | 30.19 | 21.46 | | |
| 8 | GEN2 | .980 | 2.2 | 98.0 | .0R | .0 | .0 | | | 2 | BARRA B | 98.00 | .02 | | |

| | | | | | | |
|-------------|-------|------|-------|-------|------|----|
| 9 GEN1 | .980 | 4.7 | 173.0 | 17.0R | .0 | .0 |
| AREA TOTALS | 301.2 | 38.4 | 299.7 | 185.8 | 28.2 | |

| | | |
|-----------|--------|-------|
| 3 BARRA A | 173.00 | 16.95 |
|-----------|--------|-------|

1
(1)

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. PAGE 1
 ONEW TITLE ----- Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima
 0 HORAS CON DEMANDA DE 201(MW) COMMENT 1 ADDED
 0 EJERCICIO CON UNA UNIDAD HIDRO Y 2 UNIDADES TERMICAS COMMENT 2 ADDED
 1 =====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 BASE CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

| TYPE | ACTION | FROM BUS | TO BUS | CKT/A | R | X | MVAC | TAP | TMIN | TMAX | SHIFT | C-BUS | RATINGS | BSMVA |
|------|----------|----------|--------|-------|------|------|--------|-------|------|------|-------|-------|---------|-------|
| 0 | ADDITION | 1 | 6 | 0 F | .88 | 7.11 | 29.510 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 4 | 0 F | 1.21 | 9.77 | 40.570 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 6 | 0 F | .50 | 4.00 | 16.600 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 4 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 5 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 5 | 0 F | .75 | 6.00 | 24.900 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 7 | 0 F | .00 | 1.92 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 9 | 0 F | .00 | 2.84 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 8 | 0 F | .00 | 2.34 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |
| 0 | END DATA | 9999 | 0 | 0 F | .00 | .00 | .000 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | .0 |

1
 0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima PAGE 3
 =====> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <=====

0 BASE CASE BUS DATA

| TYPE | ACTION | BUS | NAME | REG | C-BUS | VOLTS | ANGLE | PGEN | QGEN | QMIN | QMAX | PLOAD | QLOAD | BSR | AREA |
|------|----------|------|---------|-----|-------|-------|-------|--------|-------|----------|--------|-------|-------|-------|------|
| 0 | ADDITION | 7 | GEN3 | 2 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | 10.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 1 | BARRA C | 1 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 9 | GEN1 | 1 | 0 | .980 | .00 | 172.00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 3 | BARRA A | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 8 | GEN2 | 1 | 0 | .980 | .00 | .00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 2 | BARRA B | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 5 | CARGA1 | | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 63.32 | 39.24 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 6 | CARGA2 | | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 80.68 | 49.99 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 4 | CARGA3 | | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 56.84 | 35.23 | 10.00 | 0 |
| 0 | END DATA | 9999 | | | 0 | .000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |

CURRENT PROGRAM CONSTANTS

X-----TOLERANCES-----X
 MAXIMUM BUS ABS MM (PU) TOT ABS MM (PU) LTC MAXIMUM CURRENT ACCRUED EXCEPTIONAL VOLTAGE TABLE LIMITS

0

SUMMARY OF MONITORED LINES WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|-----|------|-------|---------|------|----------|------|--------|------|-------|---|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | | | |

0

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | X | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|-----|------|-------|---------|------|----------|------|--------|------|-------|---|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | | | |

1

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci6n 2. Demanda Maxima

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

3 ITERATIONS, SWING BUS IS 7.

| B U S - D A T A | | | | | | | | | | L I N E - F L O W | | | | | | |
|-----------------|---------|-------|-------|--------------|--------|------|--------|-----|------|-------------------|--------|---------|---------|--------|-------|-------|
| BUS | NAME | VOLTS | ANGLE | X-GENERATION | MW | MVAR | X-LOAD | MW | MVAR | CAP/REAC | TO BUS | NAME | MW | MVAR | TAP | SHIFT |
| 1 | BARRA C | 1.000 | -.3 | .0 | .0F | .0 | .0 | .0 | .0 | | 4 | CARGA3 | 32.11 | -11.58 | | |
| | | | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | -2.17 | 10.58 | | |
| | | | | | | | | | | | 7 | GEN3 | -29.93 | 1.00 | 1.000 | |
| 2 | BARRA B | .985 | -1.4 | .0 | .0F | .0 | .0 | .0 | .0 | | 4 | CARGA3 | 24.91 | -19.59 | | |
| | | | | | | | | | | | 5 | CARGA1 | -24.93 | -.43 | | |
| | | | | | | | | | | | 8 | GEN2 | .00 | 20.04 | 1.000 | |
| 3 | BARRA A | .984 | 1.9 | .0 | .0F | .0 | .0 | .0 | .0 | | 5 | CARGA1 | 88.75 | -7.67 | | |
| | | | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | 83.27 | -11.96 | | |
| | | | | | | | | | | | 9 | GEN1 | -172.00 | 19.65 | 1.000 | |
| 4 | CARGA3 | .988 | -2.1 | .0 | .0 | 56.8 | 35.2 | 9.8 | 9.8 | | 1 | BARRA C | -31.97 | -27.45 | | |
| | | | | | | | | | | | 2 | BARRA B | -24.86 | 1.98 | | |
| 5 | CARGA1 | .980 | -.5 | .0 | .0 | 63.3 | 39.2 | 9.6 | 9.6 | | 2 | BARRA B | 24.98 | -23.13 | | |
| | | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -88.30 | -6.51 | | |
| 6 | CARGA2 | .982 | -.1 | .0 | .0 | 80.7 | 50.0 | 9.7 | 9.7 | | 1 | BARRA C | 2.23 | -39.12 | | |
| | | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -82.92 | -1.22 | | |
| 7 | GEN3 | 1.000 | .0 | 29.9 | -.8 | .0 | .0 | .0 | .0 | | 1 | BARRA C | 29.93 | -.83 | | |
| 8 | GEN2 | .980 | -1.4 | .0 | -19.9R | .0 | .0 | .0 | .0 | | 2 | BARRA B | .00 | -19.94 | | |

| | | | | | | |
|-------------|-------|-------|-------|--------|------|----|
| 9 GEN1 | .980 | 4.8 | 172.0 | -10.9R | .0 | .0 |
| AREA TOTALS | 201.9 | -31.6 | 200.8 | 124.5 | 29.0 | |

| | | |
|-----------|--------|--------|
| 3 BARRA A | 172.00 | -10.86 |
|-----------|--------|--------|

1 -----> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <-----

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduación 2. Demanda Maxima

PAGE 1

ONEW TITLE ----- Ejercicio de prueba para el Topico de Graduación 2. Demanda Maxima

0 HORA 9AM

COMMENT 1 ADDED

0 EJERCICIO CON UNA UNIDAD HIDRO Y 2 UNIDADES TERMICAS

COMMENT 2 ADDED

1 -----> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <-----

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduación 2. Demanda Maxima

PAGE 2

0 BASE CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

| TYPE | ACTION | FROM BUS | TO BUS | CKT/A | R | X | MVAC | TAP | TMIN | TMAX | SHIFT | C-BUS | RATINGS | BSMVA | |
|------|----------|----------|--------|-------|------|------|--------|-------|------|------|-------|-------|---------|-------|----|
| 0 | ADDITION | 1 | 6 | 0 F | .88 | 7.11 | 29.510 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 4 | 0 F | 1.21 | 9.77 | 40.570 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 6 | 0 F | .50 | 4.00 | 16.600 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 4 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 5 | 0 F | .55 | 4.44 | 18.440 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 5 | 0 F | .75 | 6.00 | 24.900 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 1 | 7 | 0 F | .00 | 1.92 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 3 | 9 | 0 F | .00 | 2.84 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | ADDITION | 2 | 8 | 0 F | .00 | 2.34 | .000 | 1.000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |
| 0 | END DATA | 9999 | 0 | 0 F | .00 | .00 | .000 | .000 | .000 | .000 | .0 | 0 | 0. | 0. | .0 |

1 -----> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <-----

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduación 2. Demanda Maxima

PAGE 3

0 BASE CASE BUS DATA

| TYPE | ACTION | BUS | NAME | REG | C-BUS | VOLTS | ANGLE | PGEN | QGEN | QMIN | QMAX | PLOAD | QLOAD | BSR | AREA |
|------|----------|------|---------|-----|-------|-------|-------|--------|-------|----------|--------|--------|-------|-------|------|
| 0 | ADDITION | 7 | GEN3 | 2 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | 10.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 1 | BARRA C | 1 | 0 | 1.000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 9 | GEN1 | 1 | 0 | .980 | .00 | 173.00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 3 | BARRA A | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 8 | GEN2 | 1 | 0 | .980 | .00 | 115.00 | 15.00 | -9990.00 | 999.00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 2 | BARRA B | 1 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 5 | CARGA1 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 99.86 | 61.88 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 6 | CARGA2 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 127.20 | 78.85 | 10.00 | 0 |
| 0 | ADDITION | 4 | CARGA3 | 0 | 0 | .950 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 89.65 | 55.55 | 10.00 | 0 |
| 0 | END DATA | 9999 | 0 | 0 | 0 | .000 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | .00 | 0 |

CURRENT PROGRAM CONSTANTS

MAXIMUM X-----TOLERANCES-----X MAXIMUM CURRENT EXCEPTIONAL
 BUS ABS MM (PU) TOT ABS MM (PU) LTC ACCRUED ACCRUED VOLTAGE TABLE LIMITS

0

SUMMARY OF MONITORED LINES WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|------|------|---------|-----|----------|-----|--------|------|------|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | |

0

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

| X | FROM BUS | X | TO BUS | FLOW | X | RATINGS | X | FROM BUS | X | TO BUS | FLOW | X | RATINGS | X |
|-----|----------|-----|--------|------|------|---------|-----|----------|-----|--------|------|------|---------|---|
| NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | NO. | NAME | NO. | NAME | MVA | NORM | EMERG | |

1

-----> EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS <-----

0 Ejercicio de prueba para el Topico de Graduaci3n 2. Demanda Maxima

PAGE 6

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

3 ITERATIONS, SWING BUS IS 7.

X-----BUS - DATA-----LINE FLOW-----X

| BUS | NAME | VOLTS | ANGLE | X | GENERATION | X | LOAD | X | CAP/REAC | TO | NAME | MW | MVAR | TAP | SHIFT |
|-----|---------|-------|-------|-------|------------|-------|------|------|----------|----|---------|---------|--------|-------|-------|
| | | | | MW | MVAR | MW | MVAR | MVAR | BUS | | | | | | |
| 1 | BARRA C | .995 | -.3 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 4 | CARGA3 | 11.35 | -.66 | | |
| | | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | 18.97 | 25.91 | | |
| | | | | | | | | | | 7 | GEN3 | -30.33 | -25.25 | 1.000 | |
| 2 | BARRA B | .979 | 1.2 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 4 | CARGA3 | 78.71 | -6.88 | | |
| | | | | | | | | | | 5 | CARGA1 | 36.29 | 7.97 | | |
| | | | | | | | | | | 8 | GEN2 | -115.00 | -1.08 | 1.000 | |
| 3 | BARRA A | .975 | 1.7 | .0 | .0F | .0 | .0 | | | 5 | CARGA1 | 63.96 | 6.84 | | |
| | | | | | | | | | | 6 | CARGA2 | 109.04 | 6.21 | | |
| | | | | | | | | | | 9 | GEN1 | -173.00 | -13.05 | 1.000 | |
| 4 | CARGA3 | .975 | -.9 | .0 | .0 | 89.6 | 55.5 | 9.5 | | 1 | BARRA C | -11.29 | -38.20 | | |
| | | | | | | | | | | 2 | BARRA B | -78.36 | -7.85 | | |
| 5 | CARGA1 | .965 | .0 | .0 | .0 | 99.9 | 61.9 | 9.3 | | 2 | BARRA B | -36.15 | -30.42 | | |
| | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -63.71 | -22.15 | | |
| 6 | CARGA2 | .965 | -.9 | .0 | .0 | 127.2 | 78.8 | 9.3 | | 1 | BARRA C | -18.79 | -52.81 | | |
| | | | | | | | | | | 3 | BARRA A | -108.41 | -16.73 | | |
| 7 | GEN3 | 1.000 | .0 | 30.3 | 25.6 | .0 | .0 | | | 1 | BARRA C | 30.33 | 25.55 | | |
| 8 | GEN2 | .980 | 2.8 | 115.0 | 4.3R | .0 | .0 | | | 2 | BARRA B | 115.00 | 4.31 | | |

| | | | | | | | |
|-------------|------|-----|-------|-------|-------|-------|------|
| 9 GENI | .980 | 4.6 | 173.0 | 22.0R | .0 | .0 | |
| AREA TOTALS | | | 318.3 | 51.9 | 316.7 | 196.3 | 28.1 |

| | | |
|-----------|--------|-------|
| 3 BARRA A | 173.00 | 22.04 |
|-----------|--------|-------|

1
U

BIBLIOGRAFIA

1. CENTRALES ELECTRICAS. COLECCIÓN CEAC. PRIMERA EDICIÓN 1972. EDICIONES CEAC S.A. BARCELONA ESPAÑA. pp 145 A 150
2. MAQUINAS MOTRICES COLECCIÓN CEAC SEGUNDA EDICION 1974 EDICIONES CEAC S.A. BARCELONA ESPAÑA pp 24 A 43
3. CENTRALES TERMoeLECTRICAS. V. YA RIZHKIN. PRIMERA EDICIÓN 1979.EDITORIAL MIR. MOSCÚ URSS. pp 305 A 307
4. "POWER GENERATION, OPERATION AND CONTROL". SEGUNDA EDICIÓN ALIEN J. WOOD Y BRUCE WOLLEMBERG, Mc GRAW-HILL 1983 pp. 24-30, 122-132.
5. MANUAL DE ADIESTRAMIENTO Y OPERACIONES. INSTRUCTIVO DE COMBUSTION. MEXICO 1985 PARA LA CENTRAL ELECTRICA GONZALO ZEVALLOS
6. ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA QUINTA EDICION GRAINGER Y STEVENSON Mc GRAW-HILL 1995 VERSION ESPAÑOL CAPITULO 8 Y 13
7. INTRODUCCION A LA MAQUINARIA. ING. RICARDO CASSIS. PRIMERA EDICIÓN 1991. ESPOL .pp 152 A 159