

T-527

C
DES

ej. 2

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS SUPERIORES
FACULTAD DE INGENIERÍA

01149
30

OPERACION ECONOMICA A CORTO PLAZO EN UN SISTEMA DE
POTENCIA HIDROTERMICO

TESIS

QUE COMO REQUERIMIENTO PARCIAL
PARA OBTENER EL GRADO DE MAES-
TRIA EN INGENIERIA ELECTRICA,
POTENCIA, PRESENTA EL ING. GUS-
TAVO CUEVAS LEAL.

México, D. F., MARZO DE 1978.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



A MI ESPOSA

MARIA INES

A MI HIJA
XIMENA INES

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se desarrolló bajo la supervisión del Dr. Eduardo Arriola Valdés, profesor de la División de Estudios Superiores de la Facultad de Ingeniería "DESFI" de la UNAM, cuya constante ayuda y orientación fueron indispensables para la culminación del presente estudio.

Agradezco de una manera especial al M.I. Fernando Schutz Estrada, investigador del Instituto de Investigaciones Eléctricas de México, "IIE" quien no solo me sugirió el tema de este trabajo, sino que me prestó invaluable ayuda durante el desarrollo del mismo.

Deseo expresar mi gratitud al Gobierno de la República Federal de Alemania quien me proporcionó el soporte económico para realizar mis estudios en México, y en especial a su Agregado Comercial, el Sr. Klaus Singer.

Agradezco también al Instituto de Investigaciones Eléctricas de México "IIE", su apoyo durante el desarrollo del presente trabajo.

Deseo dar las gracias al Dr. Edsel Poston Hamilton III de la Universidad de Texas en Austin por las sugerencias y el envío de información.

Mi agradecimiento a los compañeros de División de Sistemas de Potencia del IIE y en forma muy especial al Dr. Luis Barrero Pérez y M.C. Rafael López López por su constante colaboración durante la ardua tarea computacional. Así como también a la Srta. Graciela G. Mendoza Granados por su constante y valiosa colaboración en la mecanografía del presente trabajo.

RESUMEN

El objeto de esta tesis es el estudio de la programación de un sistema de generación hidrotérmica para un período corto de tiempo, un día o una semana. La selección de unidades - consiste en programar aquellas unidades que operen en cada intervalo (1 hora) del horizonte considerado, de tal manera que minimicen los costos de operación. En particular, el - problema estudiado es el de seleccionar las unidades de generación que deben operar en despacho económico, cada hora del período considerado, las cuales minimizan los costos esperados, satisfaciendo la demanda, mientras efectivamente - cumplen las restricciones.

Este modelo proporciona soluciones óptimas o casi óptimas - en un período de tiempo de computación reducido; para lograr lo el problema se dividió en dos partes, uno que hace el - despacho hidráulico y otro el térmico.

El despacho hidráulico se efectúa sobre la curva de duración de carga haciendo que esta energía cubra los picos, donde - al generar con plantas térmicas produciría los máximos costos. Este algoritmo utiliza datos de un programa de coordinación hidrotérmica a largo plazo, el que proporciona la cantidad de agua que se debe gastar, así como las unidades disponibles para el período considerado. Primero se hace una asignación inicial de energía a la curva de duración de carga, teniendo en cuenta las restricciones de nivel de los vasos y

máxima generación de cada unidad, a continuación se halla el óptimo por intervalo, como se explica detalladamente - en el Capítulo 3; una vez que se conoce la distribución - inicial y el óptimo por intervalo se procede a realizar - la selección de unidades hidráulicas la cual se efectúa - haciendo transferencias válidas de energía de izquierda - a derecha, teniendo siempre en cuenta las restricciones - de máxima generación por unidad; en el Apéndice D se presenta el programa de computadora empleado para esta selección así como los diagramas de flujo correspondientes.

Una vez se ha establecido el "déficit" óptimo, es decir - la cantidad por intervalo que debe ser cubierto con generación térmica, se procede al despacho de estas unidades utilizando la técnica de Programación Entera Mixta "PEM", incluyéndose: arranque de unidades, satisfacción de la de manda, requerimientos de reserva, restricciones de operación e intercambios de energía.

Los costos considerados en la función objetivo son costos de arranque, dependiendo del tiempo en que la unidad estuvo parada, costos de combustible de mínima generación y los costos incrementales de producción.

En este modelo se supone una curva de demanda determinística discretizada en horas. Así el objeto es minimizar - el costo total esperado sobre el período considerado.

Para ilustración se presenta un problema de aplicación resuelto manualmente y con la computadora se solucionó un problema real con buenos resultados, desde el punto de vista tanto de optimización como de tiempo de computación.

CONTENIDO

Resumen	
Lista de símbolos	
CAPITULO 1. Introducción	1
1.1. Descripción del modelo	2
1.2 Acotamiento superior para problemas de corto plazo	3
1.3 Acotamiento inferior para problemas de corto plazo	5
1.4 Presentación del trabajo	5
Bibliografía	6
CAPITULO 2. Historia de los modelos de operación y coordinación hidrotérmica en sistemas de potencia.	
2.1 Operación de los sistemas de potencia térmicos e hidráulicos	7
2.2 Modelos de operación de sistemas de potencia	13
Bibliografía	38
CAPITULO 3. Metodología del despacho hidroeléctrico	
3.1 Clases y características de las unidades de generación	43
3.2 Determinación de la función de penalización	48
3.3 Determinación del costo unitario contra relación de nivel de carga	49
3.4 Evaluación de costos	51
3.5 Uso óptimo de la potencia hidráulica	52
3.6 Formulación del problema	56
3.7 Solución aproximada	59
3.8 Algoritmo para la distribución óptima de energía hidráulica	62
3.8.1 Descripción del algoritmo	63
3.8.2 Ejemplo de aplicación del algoritmo	64
3.8.3 Prueba para el algoritmo	66
Bibliografía	74

CAPITULO 4. Modo de operación de la programación entera mixta.

4.1	Descripción general de la programación entera mixta	77
4.2	Ejemplos de problemas de programación entera mixta	78
4.3	Problemas no lineales	79
4.4	Algoritmo de rama y acotamiento para programación entera mixta	81
4.5	Rama y acotamiento usando programación entera	84
4.6	Método de Driebeek	94
4.7	Método de Mint	96
4.8	Consideraciones teóricas	97
	Bibliografía	98

CAPITULO 5 Metodología para el despacho óptimo de Unidades Térmicas

5.1	Costos de operación	100
5.2	Restricciones de operación	108
5.3	Energía nuclear	113
5.4	Unidades de impacto ambiental	114
5.5	Consideraciones de intervalos de tiempo	114
5.6	Función objetivo	115
5.7	Método de solución	115
5.8	Adaptación del modelo	115
5.9	Programa de computadora empleado	121
	Bibliografía	123

CAPITULO 6 Metodología y Prueba del despacho coordinado

6.1	Operación del modelo	126
6.2	Algunos comentarios con respecto a otros modelos	130
6.3	Prueba del modelo	
6.4	Comparación del modelo	134
6.5	Resultados del ensayo del modelo	135
	Bibliografía	

CAPITULO 7 Conclusiones y recomendaciones

7.1 Recomendaciones para trabajos futuros

APENDICE A Descripción y modelación del sistema hidrotérmico de la compañía de Luz y Fuerza del Centro

APENDICE B Determinación del costo para una curva de duración - de carga discretizada

APENDICE C Asignación óptima de potencia hidráulica considerando restricciones de energía únicamente.

APENDICE D Estructura del programa para la asignación inicial y óptima de energía hidráulica.

D.1 Programa principal

D.2 Subrutina salida

D.3 Subrutina Ordena

D.4 Subrutina Óptima

D.5 Subrutina optimi

LISTA DE SIMBOLOS BASICOS

- λ Representa los costos incrementales del sistema térmico ($\frac{dF}{dP}$) en Mcal/MW-h
- P_h Potencia generada por unidades hidroeléctricas en MW.
- Q Gasto de plantas hidráulicas en $m^3/\text{seg.}$
- $\bar{\gamma}$ Coeficiente de conversión del agua (costo incremental falso del agua)
- $\bar{\gamma}_0$ Coeficiente de conversión a base del agua.
- H Carga de altura en m.
- $V(t)$ Cantidad de agua almacenada en la represa en $m^3/\text{seg.}$
- $\frac{dv(t)}{dt}$ Relación de descarga del agua en $m^3/\text{seg.}$
- $Q_D(t)$ Caudal de descarga en t medido en m^3 .
- $Q_I(t)$ Caudal que entra a la represa en el tiempo t en $m^3/\text{seg.}$
- P_s Potencia generada por unidades térmicas en MW.

FP (i/n) Es el valor de la función de penalización correspondiente al i-ésimo intervalo.

$i\Delta t$ Es la duración que corresponde a la carga l_i

ACST (l_i) Es el costo promedio de energía térmica en el nivel de demanda l_i en \$

V_{ch} Volumen de agua disponible en m^3 .

E Energía producida por el agua disponible.

P_i Factor que representa la potencia de salida de la turbina i contra función del caudal a una carga de altura H.

I Número de turbinas disponibles en la planta considerada.

T_i Período de tiempo estudiado en segundos.

H_{prom} Carga de altura promedio esperada durante el período considerado en m.

L' Es la demanda pico resultante para ser satisfecha con plantas térmicas, después de haberse asignado la energía hidráulica.

i Es el índice para los intervalos (n).

- P_R Demanda del sistema en MW.
- $FP(t)$ Función de penalización para el período t .
- ACST (1) Costo promedio de energía en el nivel 1 en \$
- C_j Máxima capacidad de la planta j en MW.
- CST_j^* Costo por unidad de energía para generación continua de la planta j en \$/MW-h.
- P Es el número de plantas requerido para proveer la capacidad 1.
- CST (1) Costo por unidad de energía en el nivel de carga 1 en \$/MW-h.
- L Es la demanda pico para el período considerado en MW.
- t (1) Es el tiempo como una función de la carga (curva de - duración de carga)
- T Es la longitud del período considerado día o semana - (en horas).
- n Número total de intervalos de tiempo.

- Δt Es la longitud de los intervalos de tiempo, igual a T/n .
- t Tiempo en horas que la unidad ha permanecido parada.
- B Costo de arranque cuando la caldera está fría.
- α Constante de enfriamiento de la caldera.
- K Representa los costos fijos tales como: Costos de arranque de la turbina, mantenimiento y mano de obra.
- B^1 Es el costo de "banquear" la caldera en $\$/h$.
- $A_i(t) = 1$ Si la unidad i está operando en el intervalo t .
 0 De otra manera.
- $J_i(t)$ Variable continua de 0 a 1.
- $K_n(t)$ Variable continua de 0 a 1.
- $B_i(t) = 1$ Si la unidad i está operando en el 2° trazo de la linealización por partes para el intervalo t .
 0 De otra manera.
- $W_n(t) = 1$ Si la unidad es arrancada en t .
 0 De otra manera.

SR Reserva rodante en MW.

C_n Costo de operación de una planta térmica en el intervalo n en Mcal/MW-h.

r Costo de operación de una planta térmica en el 2° trazo de linealización por partes en Mcal/MW-h.

s Es el costo de operación del 3er. trazo de la linealización por partes en Mcal/MW-h.

C A P I T U L O 1

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

La necesidad de operar un sistema eléctrico de potencia de la manera más eficiente, económica y confiable posible, existe desde que la primera empresa de energía agregó una segunda unidad a su sistema. A medida que los sistemas de potencia se hacen más complejos y diversos y que el precio del combustible se incrementa, esta necesidad ha llegado a ser cada vez más básica; encaminándose una parte importante de la investigación a las áreas de economía de sistemas de potencia, seguridad y confiabilidad de sistemas, planeación, manejo hidroeléctrico y varias otras. Gran parte de esta investigación ha producido modelos diversos que cubren facetas de la operación de sistemas de potencia tales como manejo de combustible, programación hidrotérmica, determinación de reservas de operación, selección de unidades, programación y evaluación de intercambios, evolución de contingencias, despacho de unidades y determinación de costos de producción.

No obstante, no existe a la fecha un modelo generalizado que cubra todos estos aspectos, ya que los diferentes modelos se han encaminado únicamente a la solución de problemas específicos. Este trabajo está dirigido al tratamiento general de tres de las áreas antes mencionadas: programación hidrotérmica, selección de unidades y programación de intercambios.

1.1 Descripción del modelo

El problema de coordinación hidrotérmica a corto plazo es muy complejo, ya que involucra un gran número de restricciones y diversos objetivos. A fin de poder resolverlo en sistemas -- reales con las computadoras existentes y obtener los resultados deseados en un tiempo de procesamiento razonable, es necesario descomponerlo en un conjunto de problemas de menor dificultad.

Este trabajo trata solamente el problema de minimizar los costos de operación (principalmente combustible) en un período de tiempo dado (un día o una semana), a intervalos discretos (horas, por ejemplo).

Los datos de entrada requeridos son los siguientes:

1. La demanda es definida en forma determinística hora por hora.
2. Las curvas de costos incrementales de las plantas térmicas que van al despacho, con sus costos de arranque y paro.
3. Límites de operación de las plantas térmicas.
4. Las curvas de gasto de agua de las plantas hidráulicas consideradas.
5. La cantidad de agua disponible en cada planta para ser consumida en el día considerado.
6. Límites de operación de las plantas hidráulicas.
7. Una reserva rodante dada es también necesaria por razones de seguridad.

8. Intercambio de energía.

Algunas de las suposiciones serán las siguientes:

1. El programa considera un sistema de plantas térmicas e hidráulicas.
2. Siempre se podrá satisfacer la demanda.
3. Suficiente combustible en cada planta térmica.

Los resultados serán los siguientes:

1. La política de operación en forma tabular mostrando hora por hora y por unidad si la unidad debe o no operar y la potencia real que debe generar durante cada período.
2. Costo de implantación de esta política.

El modelo estudia períodos de tiempo lo suficientemente cortos como para permitir el uso tanto de datos reales como de pronósticos. Puesto que se van a manejar grandes cantidades de datos, el modelo deberá ser implantado en una computadora digital, de tal manera que el tiempo de cálculo sea lo suficientemente corto como para que el costo por procesamiento no pese sobre los ahorros obtenidos por la coordinación.

1.2 Acotamiento superior para problemas de corto plazo.

Para sistemas de potencia que contienen represas, el problema de coordinación a corto plazo tiene un límite superior en el de largo plazo. El programa de largo plazo incluye esencialmente la optimización del mantenimiento de unidades térmicas, la fun-

ción objetivo de este problema puede ser la minimización del valor medio esperado de los costos de operación en varios meses.

En estas condiciones, puede suponerse que las restricciones de la red no interfieren con las decisiones a largo plazo, existen soluciones para este problema mediante técnicas de programación dinámica estocástica, tales como los "Métodos de Trayectoria" de Guillaumin y Vitols¹; aquí se estiman los valores del agua a corto plazo de acuerdo con la teoría de Masse². En estos algoritmos, se toman en cuenta diversas consideraciones de seguridad para el suministro, debido a la incertidumbre sobre la demanda, las unidades térmicas y la disponibilidad de energía hidráulica.

Uno de los resultados, de este acotamiento superior de largo plazo, es la optimización de la energía hidráulica, es decir la determinación de una cantidad fija de agua disponible en cada planta para ser utilizada en un período de tiempo natural (día o semana).

Existen otras fronteras con problemas de planeación tales como: diseño de la mejor evolución de la red y del sistema de generación (localización y tamaño de las plantas). Desde el punto de vista de inversión se han elaborado modelos probabilísticos³ que hacen énfasis en la seguridad del suministro, la cual se estima de acuerdo con el criterio de reducción del valor medio esperado (MW-h no suministrados).

1.3 Acotamiento inferior para problemas de corto plazo

Si para la optimización o mejor dicho para la automatización se toman duraciones de tiempo cada vez más cortos; entonces, se presentan problemas que son inherentes a técnicas en tiempo real.

Al problema inicial se le pueden añadir nuevas restricciones tales como reglas de confiabilidad: las restricciones para los flujos de energía serán capaces de soportar cualquier contingencia que ocurra entre las líneas o las unidades de generación (o una lista restringida de ellas).

También interfieren consideraciones electrotécnicas tales como límites de voltaje, potencia de cortocircuito, restricciones de reactivos, etc.

Esta frontera no será tratada en esta tesis, aunque una primera aproximación, en cuanto a satisfacción de la demanda se refiere, se considera dentro de la reserva rodante.

1.4 Presentación del trabajo

El capítulo dos (2) discute la historia de la modelación de coordinación y operación de sistemas. El capítulo tres (3) se refiere al uso óptimo de la potencia hidráulica. El capítulo cuarto (4) presenta el desarrollo de la teoría de rama y acotamiento en caminado a la aplicación de selección de unidades térmicas. El capítulo cinco (5) presenta el modelo utilizado para la selección de unidades. El capítulo seis (6) discute la interacción entre estas fuentes de energía hidráulica y térmica y la metodología de despacho coordinado en detalle e incluye resultados de un siste-

ma utilizado por el modelo. El capítulo siete (7) presenta - las conclusiones y recomendaciones para futuras adiciones. Además se incluyen varios apéndices que cubren algunas demostraciones matemáticas de las ecuaciones utilizadas en el modelo y, datos del sistema empleado en las pruebas el mismo.

¹P. Guillaumin y A. Vitols "Etude de la gestion d'un ensemble de réserves hydroélectriques". Rev. Gén. Elec. Mar. - Apr. 1967.

²P. Masse, Le Choix des investissements. Paris France : Dunod. 1964

³J.C. Dodu y J.F. Dienis. "Modèle probabiliste pour l'étude d'une interconnexion (Perú), "Electricité de France. Tech. - Rep. HR 8446/3 1968.

C A P I T U L O 2

HISTORIA DE LOS MODELOS DE OPERACION Y COORDINACION HIDROTERMICA EN SISTEMAS DE POTENCIA

Los modelos de operación de sistemas de potencia, especialmente los relacionados con la coordinación hidrotérmica, han sido objeto de discusión por muchos años, sin embargo, solo recientemente se ha despertado un enorme interés hacia ellos. Es importante conocer la historia de la operación de los sistemas de potencia para entender las razones que encauzaron las investigaciones, así como la intensidad con que se trabajó para el desarrollo de los modelos antes citados. En este capítulo se discutirá sobre la historia de la operación y la modelación de los sistemas de potencia.

2.1 Operación de los sistemas de potencia térmicos e hidráulicos

Una de las primeras empresas comerciales de energía de que tiene noticias en el hemisferio occidental fue la Pearl Street en New York. Esta planta comenzó a operar en 1882 y pertenecía a la empresa Edison. Sus características eran: generación 120 - Volts corriente directa CD cuyos dínamos eran accionados por un motor de combustión.

Durante la década de 1880 tanto la Edison como la Westinghouse

construyeron varias plantas similares. Las plantas fabricadas por la segunda empresa generaban a más de 1000 Volts y corriente alterna CA.

Al principio la energía eléctrica se empleó solo para iluminación, alcanzando rápidamente gran popularidad; pronto las plantas aumentaron su potencia con algunos desarrollos capaces de alimentar más de 15000 lámparas¹. Después de estos primeros éxitos se pensó generar potencia eléctrica utilizando el agua - como energía motriz, lo cual parecía factible al menos en ciertas áreas. Dentro de este tipo la planta más prominente fue la construída en las cataratas del Niágara. La idea de esta planta hidráulica para generación eléctrica se concibió alrededor del año 1883 y comenzó a operar en el año de 1895. Este desarrollo fue muy importante por las siguientes razones:

1. Fue el primer gran proyecto hidroeléctrico en América
2. Fue la primera gran planta en generar y transmitir corriente alterna polifásica CA. asestando de esta manera el golpe de gracia a las plantas fabricadas por la Edison que generaban en corriente directa.
3. Fue la primera planta en transmitir potencia a gran distancia (35 Km) y alto voltaje (11000 Volts).
4. Fue la primera planta de gran capacidad tanto en generación como en transmisión de potencia eléctrica en el hemisferio occidental².

A partir de la construcción de estas plantas, tanto las termoelectricas como las hidroeléctricas se multiplicaron por doquier.

Los investigadores, conscientes del hecho de que la potencia hidráulica es esencialmente gratuita, usualmente construían sistemas alrededor de las plantas hidráulicas donde existían caídas de agua disponibles. Si, el agua era abundante, pero no existían caídas, los ingenieros represaban riachuelos y ríos con el objeto de obtener los niveles de presión necesarios para la generación hidráulica. Las plantas térmicas se construían donde el agua era escasa pero se disponía de combustibles. A medida que aumentaba la disponibilidad de las calderas, las plantas térmicas llegaron a ser cada vez más populares como -- fuentes de generación.

Los costos capitalizados para las plantas térmicas fueron de -- la misma magnitud que los de las plantas hidráulicas, y los -- combustibles fósiles que quemaban las plantas térmicas eran relativamente baratos. Cuando los costos de capital de las plantas térmicas llegaron a ser más bajos que los de las plantas -- hidráulicas se agregaron plantas térmicas a muchos sistemas con el objeto de complementar la generación hidráulica durante los períodos de bajos caudales³. Muchos defensores de la hidroelectricidad consideraron las plantas térmicas solamente como fuentes de potencia suplementaria que deberían usarse solamente --- mientras las plantas hidro pudieran ser desarrolladas⁴. Sin embargo, los acontecimientos no fueron tales, dado que mientras -- los sitios naturales para la instalación de plantas hidráulicas eran cada vez más escasos, la tecnología de las plantas térmicas iba refinán-

dose notablemente. Fue entonces cuando surgió una duda crucial entre los ingenieros de las diversas empresas; ¿que tipo de planta era más económica, la térmica o la hidráulica?^{4,7} Las diversas opiniones al respecto polarizaron la industria y se suscitó un debate a lo largo de los años 20's y 30's durante los cuales se tuvieron las primeras experiencias en lo que respecta a la operación coordinada.¹¹ La operación durante este período fue dividida en dos grupos distintos: el primero en áreas con abundantes fuentes de agua donde la mayor parte de la potencia eléctrica era producida por plantas hidro, y la generación térmica se utilizaba como suplemento en épocas de bajo caudal; y el segundo en áreas donde el agua era escasa, la potencia era suministrada casi exclusivamente por plantas térmicas. Esta situación era posible ya que las cargas eran muy bajas comparadas con las de hoy en día.

La segunda guerra mundial, con su descomunal demanda de electricidad para la fabricación de material bélico, mitigó la rivalidad entre las "hidros" y las "térmicas".

En el caso particular de México⁸, por el año de 1971, el 50% de la demanda eléctrica era cubierta por plantas hidro, y ya en el año de 1976 este porcentaje había decaído a un 35% y se espera que para 1998 este total se disminuya a un 30% como se muestra en la figura 2.1.

En otros países, esta diferencia ha sido aún más marcada como en el caso de EE.UU donde en 1970 únicamente el 16% de la de-

manda era cubierta por plantas hidro y para el año de 1990 ésta llegará a ser solamente el 12% ⁵.

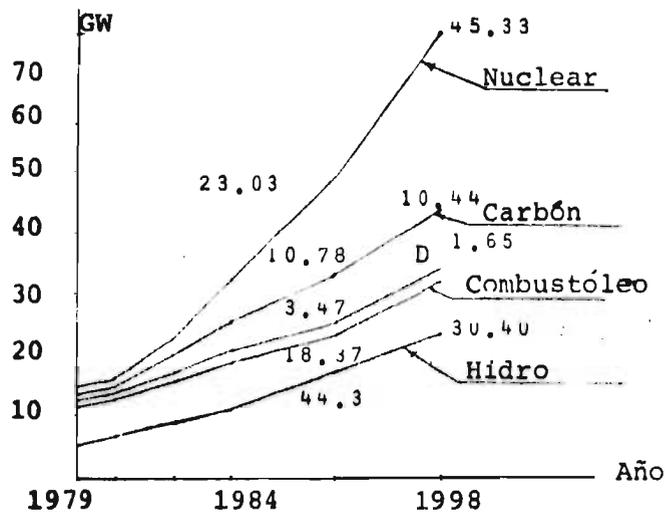


Fig. 2.1 Pronósticos de generación nuclear, hidro y térmica hasta el año 1998. Fuente Comisión Federal de Electricidad. México.

Por lo que puede afirmarse que la situación en 1990 presentará un cuadro inverso al de hace 70 años, pues las plantas hidro vendrán a ser un complemento de las plantas térmicas ¹².

Hay otras fuentes de energía que se deben considerar dentro de la estrategia de operación: tales como la energía solar, la eólica, la maremotriz, la geotérmica, etc. que por su especial carácter requieren de un trato similar al de la energía hidráulica.

Además de los desarrollos antes mencionados, se ha presentado una gran controversia acerca de las medidas tomadas por los gobiernos de algunos países especialmente en Europa y EE.UU. sobre el control de la contaminación del aire y de las aguas. Estas le

yes han impuesto restricciones sobre el diseño, construcción y operación de varias plantas. En particular, estas leyes han restringido y en algunos casos coartado la operación a potencia nominal de plantas térmicas debido a las restricciones de contaminación del aire y del agua.

En lo concerniente a las plantas hidráulicas por los cambios producidos en la vida marina ha forzado a modificar los estándares de operación de estas plantas ⁶. Se considera que estas leyes continuarán afectando las políticas de operación de los sistemas por varios años más.

A medida que los sistemas se hacen más grandes, la operación económica se hace más importante y por esto es imperativo estudiar los factores y restricciones que rigen la operación de los sistemas, así como el desarrollo propio de estrategias de operación. Por ejemplo cabe hacer notar que en 1973 el alza astronómica del precio del petróleo contribuyó al desarrollo de estrategias óptimas de operación de sistemas. Con los precios de los combustibles aproximadamente 10 veces más altos que los de años recientes, no hay duda que las empresas deben continuar desarrollando estrategias de operación económica.

El incremento en los costos de operación y los problemas de disponibilidad de combustible entre otros factores hacen patente la importancia del mejoramiento de la operación de sistemas de potencia. Estos factores son ahora y continuarán - siendo en el futuro de gran importancia, de manera que es altamen

te deseable estudiar y desarrollar modelos económicos que permitan tomar las decisiones correctas en el futuro.

2.2 Modelos de operación de sistemas de potencia

Un modelo de operación para un sistema de potencia es esencialmente un modelo económico con restricciones apropiadas de seguridad y confiabilidad. Este se diseña para indicarle al operador o al proyectista del sistema como se debe operar el sistema de potencia, a fin de reducir o minimizar los costos de operación. Los primeros trabajos relacionados con modelos y estrategias de operación económica datan de principios del siglo. Debido a las filosofías prevalentes durante la primera mitad del presente siglo, los modelos incluyeron tres diferentes vías de acción:

- a) Desarrollo de modelos para la optimización de sistemas - predominantemente hidroeléctricos.

En estos modelos se usaron pronósticos a largo plazo (un año) para determinar caudales esperados de ríos sobre un cierto período de tiempo. Se seleccionaba a continuación un grupo de unidades hidroeléctricas, las que cubrirían, con el caudal determinado por el pronóstico a largo plazo, la demanda del sistema durante un tiempo fijo (generalmente una semana).

Se buscaba que las unidades hidroeléctricas fueran operadas a su máxima eficiencia. Las curvas de comportamiento de la planta se desarrollaron para indicar el número de unidades que serían operadas en cualquier nivel de carga y caudal del río. Los efectos de carga variable fueron generalmente despreciados. Cual -

quier sobrante de potencia producido por imprecisión de la programación, lo cual era común, usualmente se vendía a las empresas vecinas.⁵ Puesto que el costo de operación de las unidades hidroeléctricas era bajo, cualquier discrepancia entre el programa y el óptimo teórico era ignorada.

b).- Modelado y optimización en sistemas compuestos por unidades térmicas.

Antes de 1931 se utilizaron varios métodos para dividir la carga entre generadores,¹¹ ninguno de los cuales produjo resultados óptimos. Estos métodos incluyeron: cargas incrementales promedio, cargas base, el método de la válvula abierta, el método de cargas proporcionales y el incremento de BTU para el método de válvula reguladora.

En el método de cargas incrementales promedio los generadores se despachan sumando ó restando un incremento constante de combustible de acuerdo con la variación de la carga. La gráfica 2.2 representa el costo de combustible C_F contra la potencia de salida P

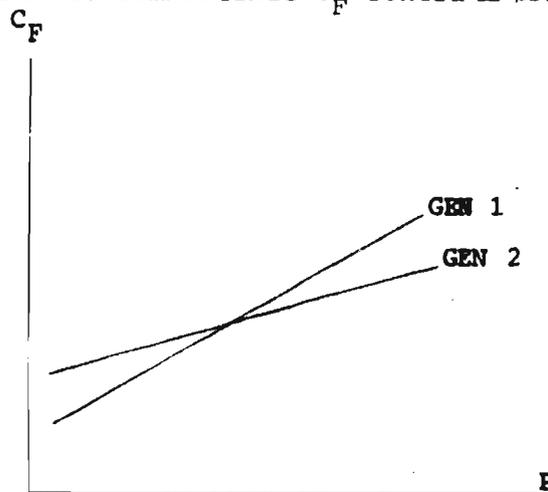


Fig. 2.2 Características incrementales promedio para dos unidades térmicas.

para un cierto período de tiempo. La desventaja de este método es que para lograr incrementos ó decrementos verídicos de combustible; es necesario, prácticamente adivinar la carga cada minuto.

El método de la carga base, utiliza curvas aproximadas de consumos específicos F/P contra curvas de potencia de salida P para despacho de generadores como se muestra en la figura 2.3. El procedimiento consiste en cargar el generador, de menor consumo específico, al máximo. En este punto, la segunda

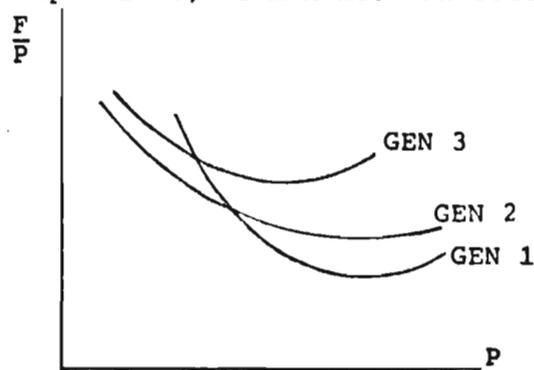


Fig. 2.3 Curva aproximada de consumo específico contra potencia de salida para 3 unidades térmicas.

unidad con el siguiente consumo específico más bajo se carga similarmente y así sucesivamente. Este método tampoco resulta en la mejor economía.

El método de la válvula abierta toma ventaja del hecho de que las curvas de consumo específico del generador son discontinuas en el punto de apertura de las válvulas de las turbinas, como se muestra en la figura 2.4. El método de programación es como sigue: la turbina con el consumo específico -

más bajo se carga primero (Fig. 2.4), hasta que la primera válvula esté a punto de abrirse, en este punto, el generador con el próximo consumo específico se despacha en forma similar. Cuando todos los generadores estén en el primer punto de válvula, entonces la mejor unidad en este punto, se carga hasta el próximo punto de válvula, y así sucesivamente. Este método tiene el mismo comentario que el método de carga base, aunque utiliza una representación más precisa del generador.

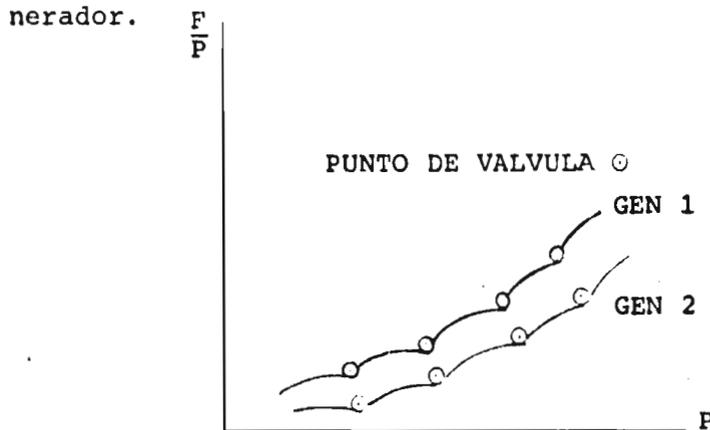


Fig. 2.4 Curva de costos específicos para dos unidades mostrando puntos de válvula.

El método de punto base es una modificación del método de carga base. Cada unidad se carga hasta que alcance su punto de cambio de consumo específico (los cuales pueden ser ó no los mismos que los puntos de válvula abierta) en el orden en que éste vaya creciendo. Puesto que el consumo específico comienza a aumentar desde ese primer punto, el despacho se continúa de una forma similar hasta el segundo punto de cambio y así sucesivamente.

El método de cargar unidades a igual eficiencia, intenta - mantener igual consumo específico. Este procedimiento llega a ser muy difícil, prácticamente imposible, al entrar - al sistema nuevas y más eficientes unidades, ya por el año de 1920 tuvo que ser reemplazado por otros métodos.

El método de cargas proporcionales, es un método gráfico.- Un ejemplo de la figura que se utiliza para programar la - generación se muestra en la figura 2.5. La suma de las cargas de la turbina se dibujan sobre las abscisas hasta obtener la carga total, a partir de cada uno de estos puntos - se dibujan líneas rectas hasta el origen. Las cargas de las unidades se hallan, para todas las demandas del sistema, - trazando líneas verticales a través de las cargas totales y precisando la intersección con las líneas de los generadores. El método no solamente sobresimplifica las características de operación del generador, sino que tampoco reconoce los límites inferiores de generación de las unidades.

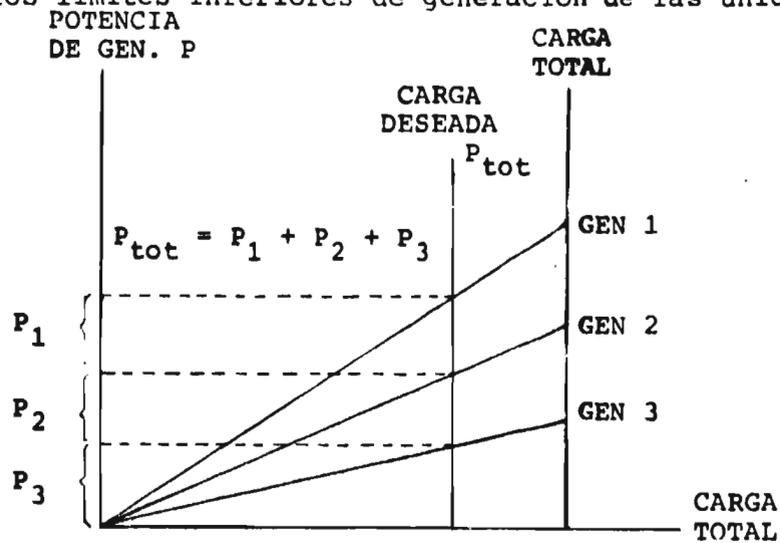


Fig. 2.5 Cargas proporcionales para una demanda determinada.

El incremento de BTU en el método de la válvula de paso es un caso especial del método del incremento promedio. Este se aplica solamente a unidades sin pérdida de calentamiento y con características uniformes de la turbina. El calor incremental en la válvula de paso se sustituyó por costo de combustible, y el despacho se lleva a cabo sumando un incremento constante de BTU en la válvula de paso para cada cambio en la carga. Este método tampoco es óptimo y se hizo obsoleto a medida que las unidades de generación se hicieron más complicadas y menos uniformes.

En 1931, el método de costos incrementales iguales para el despacho de plantas térmicas fue desarrollado por E.C.M. - - sthal⁹. Este método ha sido llamado "Método Clásico de Despacho Económico" y está en uso en alguna forma ó virtualmente en todas las más grandes empresas de energía de los E E.- U U. y otras partes del mundo. El método considera que el -- costo de combustible C_f contra la potencia de salida P (ó - el combustible de entrada F contra la potencia de salida P) - para una unidad térmica puede considerarse continuo si se ignoran los puntos de válvula para la operación, ya que éstos no han sido ni actualmente son prácticos, las curvas discontinuas del generador para puntos de válvula de la figura 2.6 se reemplazan de una manera aproximada, por una curva continua como se muestra en la figura 2.7. A causa de este cambio

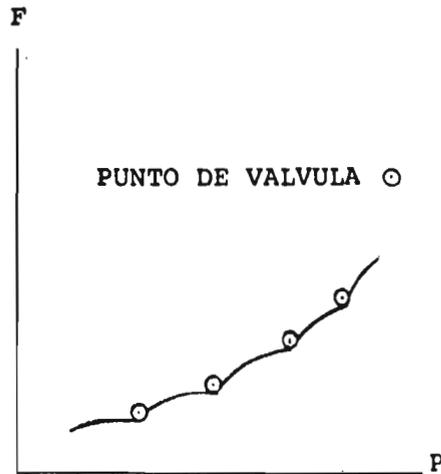


Fig. 2.6 Entrada de combustible F contra potencia de salida P, incluyendo puntos de válvula

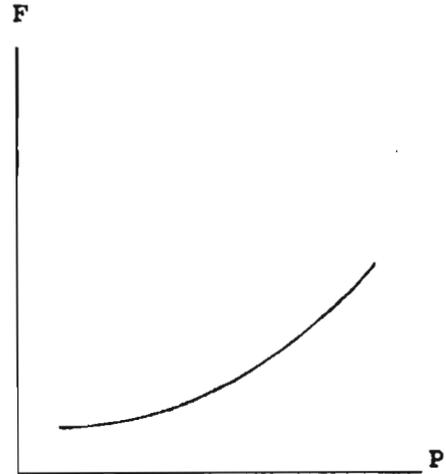


Fig. 2.7 Curva aproximada F contra P, despreciando puntos de válvula

el método de costo incremental para despacho fue desarrollado colocando el costo incremental dF_n/dP_n , que es una función -- continua para cada unidad n, y cargando en puntos iguales de cambios de carga, como se muestra en la figura 2.8. Esta metodología asegura que el próximo MW es igual para todas las unidades, primera condición de optimalidad. Sthal demostró que si todas las unidades son programadas con dF/dP igual a una constante, entonces se obtiene el punto óptimo y el programa de operación resultante para la selección de unidades es el más económico.

Se hacen varias suposiciones importantes cuando se utiliza este método, no se consideran restricciones ni sobre el arranque ni sobre el paro de las unidades, Sthal también despreció las pérdidas por transmisión y su cálculo, aunque reconoció que --

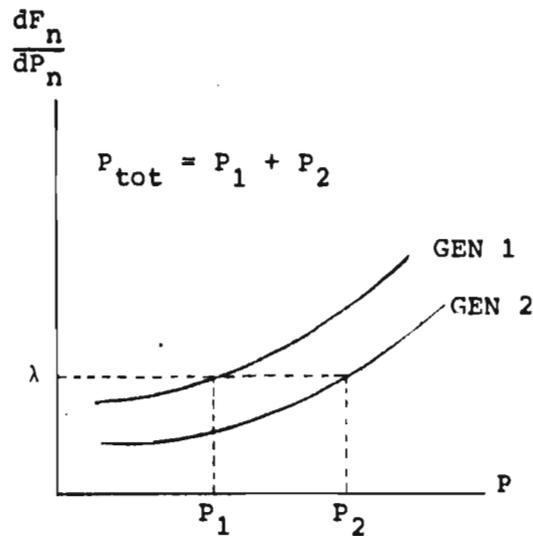


Fig. 2.8 Cargas para dos unidades térmicas con costos incrementales iguales.

las pérdidas del sistema podrían ser importantes. Este problema fue atacado, más tarde por E.E. George ¹⁰ y otros y la investigación resultó en la formulación de los famosos coeficientes B ó coeficientes de pérdidas por transmisión; los que relacionan pérdidas del sistema con la potencia generada por las unidades.

c).- Modelado y optimización de sistemas con cantidades substanciales de generación tanto térmica como hidráulica.

Las metodologías de coordinación se han clasificado en cuatro categorías:

1. Métodos de costos falsos ^{12, 24, 25}
2. Métodos de control óptimo ^{26, 27}
3. Métodos que emplean programación matemática ^{28,33,34,35,36}
4. Métodos no clásicos ³⁷

Antes de 1930, varios sistemas asignaban cargas base a las unidades hidroeléctricas y cargas pico a las unidades térmicas ¹¹.

Ambos tipos de unidades fueron programados por métodos mencionados anteriormente; no considerándose la interacción de programas para una mejor operación del sistema, económicamente hablando. Por el año de 1935 se dieron cuenta que las economías relativas de la operación térmica e hidráulica requerían de un cambio en las estrategias anteriores. Las unidades térmicas se asignaban a la base en tanto que las hidráulicas cubrían los picos³. Sin embargo, hasta 1940 no existió un método de interacción térmico e hidráulico efectivo. En este año, J. Ricard propuso un método para programación de unidades hidráulicas y térmicas para obtener la mejor economía¹². El método de Ricard ensayó correlacionar el costo incremental de la parte térmica con un costo incremental ficticio del agua, así nació el primer método de programación hidrotérmica de costos falsos. Esta correlación fue obtenida a través de la famosa "Ecuación de Ricard".

$$\lambda = \gamma \frac{\partial Q}{\partial P_h} = \bar{\gamma}_0 \left[\exp \left[\int_0^t \frac{\partial Q}{\partial H} \cdot \frac{\partial t}{A} \right] \right] \cdot \frac{\partial Q}{\partial P_h} \quad (2-1)$$

donde:

- λ Costo incremental del sistema térmico $\left[\frac{dF}{dP} \right]$
- P_h Generación de la unidad hidráulica
- Q Gasto de la planta hidráulica en Pies³/seg.
- $\bar{\gamma}$ Coeficiente de conversión del agua (costo incremental falso del agua)
- $\bar{\gamma}_0$ Coeficiente de conversión a base del agua (incógnita)

H Carga de altura del agua

A Area superficial del receptor

y donde el tiempo t transcurre de la hora cero a la hora T . Si la ecuación (2.1) hubiera sido implantada en el despacho de costos incrementales de Stahl, entonces el problema hidrotérmico hubiera sido llevado a un problema de despacho económico muy complicado. Sin embargo se debe notar que esta ecuación, incluyendo las relaciones de Stahl y las de costo incremental falso del agua, deben ser resueltos por métodos iterativos tales como el método de Newton Raphson. Puesto que no existía equipo de cómputo que fuera capaz de efectuar el número de cálculos requerido para hacer tal despacho, el método de Ricard nunca fue realmente implantado durante este período. La programación hidrotérmica se hacía en base a la experiencia y las unidades térmicas se despachaban económicamente ó se programaban por métodos no óptimos.

Por el año de 1940, la carga en diferentes países, se desarrolló hasta el punto que la mayoría de las empresas con grandes instalaciones hidráulicas instalaron también grandes plantas térmicas, y para mediados de 1950, fue reconocido casi universalmente que los recursos térmicos e hidráulicos tenían que ser coordinados en forma óptima. Esta realización se hizo más importante a medida que los precios del combustible comenzaron a subir repentinamente a finales de la década del 60. Además de la gran cantidad en carga y precio del combustible, en

los años de guerra y postguerra vino también el desarrollo de la computadora digital y de nuevas técnicas de optimización matemática, el estudio de las cuales comenzó a ser conocido como "Investigación de Operaciones". Estos dos desarrollos causaron rápido aumento en el campo de la modelación de sistemas de potencia. La utilización en gran escala de almacenamiento de agua bombeada también suministró un incentivo a los investigadores. El resultado fue que se desarrollaron varios métodos, los cuales intentaron resolver, tanto la programación térmica como el problema de la programación hidrotérmica. Los Métodos de Investigación de Operaciones, fueron ampliamente investigados como soluciones al problema de programación térmica, se desarrollaron metodologías de despacho basadas sobre programación lineal y no lineal. La Inclusión de pérdidas por transmisión condujeron al algoritmo de flujo de potencia óptima, el cuál utiliza programación no lineal y el algoritmo de flujo de potencia de Newton Raphson - para resolver un programa de generación sobre un sistema el cual tiene pérdidas por transmisión no triviales¹³. No obstante, se ha demostrado que estos métodos son muy lentos para trabajar en línea y para su implantación en tiempo real en una computadora. Actualmente las empresas, aún, generalmente usan despacho de Stahl con o sin coeficientes B para pérdidas por transmisión¹⁴. Solamente un nuevo desarrollo ha caracterizado este período en lo concerniente al despacho térmico: Duquesse Light and the Power and Philadelphia Electric Company ha desa

rollado una estrategia de despacho de punto de válvula^{15,32}, el cual es más preciso que el método clásico sin sacrificar mucho tiempo de cálculo. Esta metodología de despacho elimina las curvas aproximadas de entrada de combustible contra potencia de salida desarrolladas por los años de 1920 a 1930 y, sustituye las curvas más precisas del generador con puntos de válvula como se muestra en la figura 2.6.

El consumo específico incremental y los costos incrementales se calculan para cada paso de válvula, usando el costo incremental promedio para cada paso de válvula en particular, obteniéndose una serie de costos incrementales discontinuos entre a perturas de válvulas, puesto que cada válvula permanece o abieta o cerrada en todo instante, este tipo de curva llamado bloque incremental, llega a ser una medida precisa y razonable del comportamiento del generador. El despacho económico clásico se aplica a las nuevas curvas.

Comparación de éste y el método de la curva aproximada indica pequeña diferencia entre métodos, aún en lo concerniente al tiempo de cálculo. Se ha pretendido que el uso de nuevas curvas reduce la operación de válvulas durante rápidos cambios de cargas y resulta en decrementos de mantenimiento de válvulas, puesto que las válvulas en este sistema están o abiertas o cerradas, con solamente un generador suministrando la carga del sistema entre puntos de válvulas incrementales.

Aunque esta metodología ha generado considerable interés no ha sido universalmente adoptada.

Los métodos de modelación que incluyen o están dirigidos hacia control de contaminación no solamente han generado interés, sino que también han sido adoptados en algunas localidades donde el control de contaminación se ha impuesto por ley. Mucho se ha investigado desde 1970 siendo el deseo final el desarrollo de algoritmos que minimicen o las emisiones o el despacho con restricciones de emisiones de gases contaminantes. Gent and Lamont¹⁶ desarrollaron un algoritmo el cual - minimiza la emisión total del óxido de nitrógeno (NO_x) del sistema, las unidades de generación se representan por curvas de NO_x de salida vs potencia de salida. La solución se obtiene por sustitución de esta nueva representación del generador en un despacho económico convencional de Newton -- Raphson usando iguales relaciones incrementales de NO_x . - Las plantas localizadas geográficamente en áreas de alta contaminación se restringen a un porcentaje específico de NO_x de salida por encima de niveles de despacho económico. Sullivan¹⁷ presentó un método para minimizar concentraciones de dióxido de sulfuro (SO_2) en una localidad geográfica específica, ó un conjunto de localidades, utilizando una función de costo ambiental y un modelo de dispersión meteorológico. Este algoritmo usa el método de Kuhn-Tucker (programación no lineal) para minimizar la función de costo restringido. Friedman¹⁸ comparó cinco estrategias para la reducción de SO_2 sobre un sistema o sobre una área determinada. La estrategia individual se formula como un problema de optimización clásica u-

tilizando una función objetivo y tres o menos restricciones (carga, generación y medio ambiente). En su segundo artículo, Lamont y Gent¹⁹ sugieren penalizar los contaminantes individualmente, sin tener en cuenta, si ellos están relacionados con el combustible ó con el proceso de combustión. Las representaciones de costo del combustible convencional vs potencia de salida se reemplazan por una forma combinada que incluye combustible y coeficientes de NO_x así como también factores de control. Este algoritmo podría determinar el costo mínimo incluyendo penalizaciones; mínimo NO_x o una emisión mínima total de contaminantes así como también costo mínimo convencional. Delson²⁰ aplicó, multiplicadores escogidos arbitrariamente, al costo incremental y a relaciones de emisión incremental. La solución se efectuó utilizando un algoritmo de despacho económico convencional con los multiplicadores escogidos de tal manera que se satisficieran las restricciones. Finnegan and Foud²¹ utilizan técnicas de programación no lineal para minimizar los costos del sistema sujeto a la restricción de que la contaminación del sistema sea menor que un valor predeterminado. Lamont, Sim y Hamilton²² desarrollaron un algoritmo el cual minimiza los costos del sistema mientras efectivamente limita la contaminación en áreas determinadas.

Durante este mismo período, la investigación se dirigió hacia el área de modelación hidrotérmica a corto plazo. A causa del advenimiento de computadoras digitales, llegó a ser posible implantar no solamente métodos no óptimos, los cuales estuvie

ron en uso, sino también el método de Ricardel que se consideraba muy complicado para utilizarlo antes de aquel tiempo. Los métodos existentes por el año de 1953 incluyendo cargas por máxima eficiencia, el uso de costos incrementales iguales sin tener en cuenta el uso del agua, y el método de -- Ricard; se investigaron en cuanto a optimalidad dando el último los mejores resultados para la operación completa del sistema²³. En 1958 se implantó el método de Ricard a una computadora digital por Glimm y Kirchmayer²⁴, y alcanzó buenos resultados tanto para plantas con carga de altura variable como con carga de altura constante.

Este método fue la primera implantación realmente práctica del modelo de coordinación hidrotérmica a corto plazo y éste, aún está en uso en el sistema de la Unión Eléctrica²⁵, donde es utilizado para despachar dos hidroeléctricas convencionales, una gran planta de bombeo y varias unidades térmicas. Este método, como se presentó en principio utiliza el "costo falso" o "costo incremental falso" para convertir la descarga del agua almacenada a un valor en pesos para cada planta. Utiliza la ecuación de Ricard (2-1) así como también la relación de despacho de las plantas térmicas convencionales:

$$\frac{\partial F_n}{\partial P_n} + \lambda \quad (\text{Pérdidas incrementales}) = \lambda \quad (2.2)$$

o

$$\frac{\partial F_n}{\partial P_n} = \lambda \quad (\text{Caso sin pérdidas}) \quad (2.3)$$

Con el objeto de despachar todas las unidades económicamente. El costo falso \bar{y} es una cantidad desconocida la cual debe ser aproximada en la primera interacción del proceso de solución, \bar{y} se modifica hasta que la cantidad correcta de agua es descargada, punto en el cual el despacho se completa. Un sencillo diagrama de flujo del método se muestra en la figura 2.9. Mientras este método tiene varias ventajas es importante conocer sus inconvenientes, ya que el método no ha sido universalmente aceptado:

- 1o. Existe duda sobre si \bar{y} es realista.
- 2o. Es difícil escoger una \bar{y} que resulte en rápida convergencia; puesto que, el programa utiliza gran cantidad de tiempo de computadora para analizar un sistema pequeño. Este factor es importante ya que la mayoría de los sistemas hidrotérmicos contienen un gran número de unidades pequeñas hidráulicas y pocas unidades grandes térmicas, entonces la convergencia viene a ser un problema real para la mayoría de los sistemas.
- 3o. El uso de un factor que relacione costo a agua utilizada, crea problemas en la aplicación de restricciones sobre sistemas hidráulicos durante el proceso de despacho.
- 4o. Las unidades térmicas deben ser seleccionadas antes del despacho, esto provee una alta probabilidad de no optimalidad. Sin embargo, la ventaja más grande de este método es que ha sido implantado en sistemas reales; ventaja de la cual de muy pocos modelos se puede

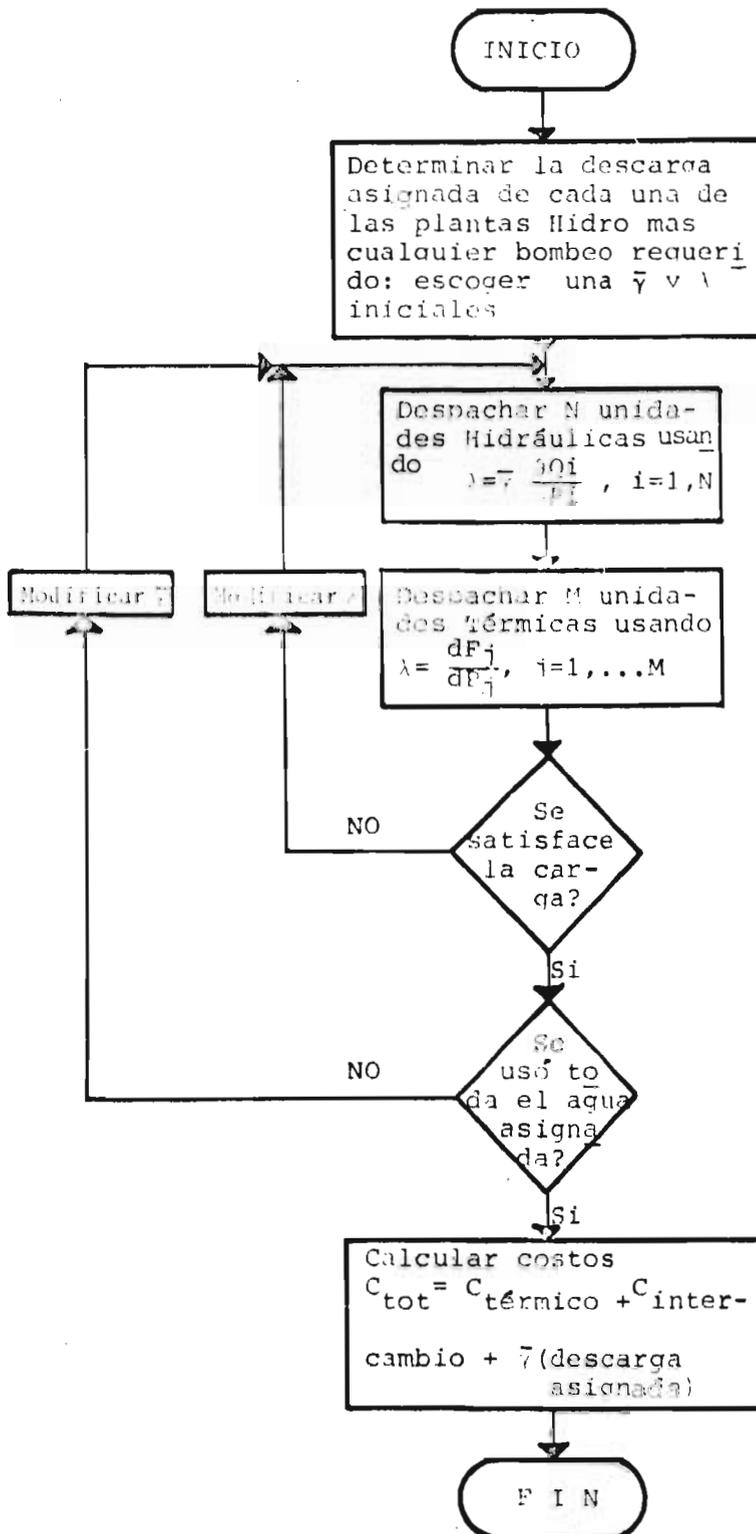


Fig. 2.9 Diagrama de flujo para el método de "Costos Falsos" despreciando pérdidas por transmisión.

decir lo mismo.

Por el año de 1960, tanto la computadora como el campo de investigación de operaciones se desarrollaron intensamente, y otros dos modelos de operación económica a corto plazo, basados en estos métodos, fueron desarrollados. El primero de estos métodos se basó en teoría de control óptimo utilizando el principio máximo de Potryagin²⁶. En este método, tanto la hidroelectricidad como el sistema térmico se describen por sus ecuaciones diferenciales asociadas²⁷. El almacenamiento de agua en el receptor, $V(t)$, la relación de descarga de agua $Q_D(t)$, se relacionan por la siguiente ecuación:

$$\frac{dV(t)}{dt} = Q_I(t) - Q_D(t) \quad (2-4)$$

donde $Q_D(t)$, se restringe en magnitud. La potencia de salida puede ser expresada como una función de $Q_D(t)$ y la carga de altura, la producción, y el consumo de potencia se relacionan por:

$$P_S = P_R(t) - P_{\text{hidro}}$$

donde

P_S = Potencia Térmica Generada

P_R = Carga a ser suministrada

P_{hidro} = Potencia Hidroeléctrica generada.

si $F(P_S)$ es el costo del combustible, entonces el Principio - Máximo de Pontryagin establece que una función objetivo puede obtenerse minimizando la ecuación integral:

$$\phi = \int_0^T F(P_S) dt \quad (2-6)$$

dados los estados iniciales y finales del sistema en t igual a cero y t igual a T , la función dependiente del tiempo $P_R(t)$, y las ecuaciones diferenciales que gobiernan la dinámica del sistema. Estas ecuaciones son de la forma siguiente, en términos de variables de estado:

$$\frac{dx_0}{dt} = F(P_S) \quad (2-7)$$

$$\frac{dx_1}{dt} = Q_I(t) - Q_D(t) \quad (2-8)$$

$$\frac{dx_2}{dt} = 1 \quad (2-9)$$

Donde la ecuación 2-8 es la forma de la variable de estado de la ecuación (2-4).

La integral de la ecuación (2-6) se optimiza por la maximización de la siguiente función Hamiltoniana.

$$\hat{H} = -F (P_S) + \psi_1 (Q_I(t) - Q_D(t) + \psi_2 \quad (2-10)$$

donde ψ_1 y ψ_2 son variables adjuntas gobernadas por las ecuaciones diferenciales:

$$\frac{d\psi_1}{dt} = - \frac{\partial \hat{H}}{\partial X_1} \quad (2-11)$$

y

$$\frac{d\psi_2}{dt} = - \frac{\partial \hat{H}}{\partial X_2} \quad (2-12)$$

Estas ecuaciones pueden ser resueltas si la potencia de salida - en término del flujo y carga son conocidas; sin embargo, es muy difícil alcanzar una solución de estas ecuaciones en un tiempo - corto por varias razones:

1. La solución de ecuaciones diferenciales por computadora es una tarea difícil, la cual requiere cantidades substanciales de tiempo de máquina con el objeto de integrar numéricamente las ecuaciones.
2. Es muy difícil resolver para ψ_1 y ψ_2
3. Este método requiere una función diferenciable como una representación de la curva de carga del sistema, así eliminando cualquier probabilidad en las características de carga.
4. El método es sumamente complicado si se usa cualquier fun--

ción no lineal para representar unidades hidroeléctricas.

Consecuentemente, a pesar de la gran investigación que se ha hecho sobre este método no se conoce su utilización práctica.

El segundo método desarrollado para modelos a corto plazo de sistemas hidrotérmicas emplean la metodología de optimización de Bellman, conocida como programación dinámica²⁸, es básicamente un método eficiente de análisis de todas las posibles combinaciones de un conjunto secuencial de decisiones, llamados estados, con el fin de alcanzar un conjunto óptimo. Desde que el problema de programación horaria de generación hidrotérmica pudo ser dividido en tal conjunto de decisiones, éste se ha analizado por este método²⁹. Además, la flexibilidad de la programación dinámica permite desarrollar modelos que incluyen en el análisis de plantas térmicas la selección de unidades, haciendo el método particularmente atractivo. Sin embargo, como en todos los otros métodos, en los problemas existentes con programación dinámica hacen el método engorroso y lento en cuanto a tiempo de cálculo se refiere.

Los algoritmos de programación dinámica, existentes hoy en día tienen los siguientes problemas: Primero, el número de estados requeridos para analizar un sistema hidráulico de tamaño moderado por pura programación dinámica es muy grande para la mayoría de las computadoras. Por lo tanto, se han desarrollado variaciones del método, tales como "aproximaciones sucesivas de la programación dinámica" la cual elimina varios de los estados disponibles, pero no sin un sacrificio en la optimalidad³⁰. Otros mé-

todos suponen un programa hidroeléctrico predeterminado, de esta manera frustran en parte el propósito del modelo, aunque el número de variables de estado se reduce drásticamente³¹. Segundo, la cantidad de tiempo de computadora para efectuar una solución puede ser inmenso. Los operadores de la Empresa de Energía Hidro-Ontario, de solamente la práctica, han reportado que el proceso para el despacho de una semana y períodos de cuatro horas, con un tiempo de computadora predeterminado, detiene el proceso de solución óptima, cuando los costos por computación comienzan a pesar sobre los ahorros²⁹. Tercero, el tamaño y consideraciones de tiempo de tales algoritmos impide el uso de la mayoría de los modelos no lineales. Por lo tanto, mientras es teóricamente factible, la programación dinámica es considerada en la actualidad un poco impráctica para problemas de coordinación hidro-térmica a corto plazo por la mayoría de las empresas que tienen generación hidráulica. Se debe notar, sin embargo, que es ideal para manejo y programación de recursos a largo plazo.

Dentro de este mismo grupo de programación matemática se mencionarán a continuación los trabajos efectuados desde el punto de vista de programación entera y entera mixta.

Las técnicas estáticas, de las cuales este estudio es uno, parecen ser las más prometedoras por rapidez y precisión en la solución de grandes problemas de selección de unidades. Algunos estudios estáticos, previos a este trabajo, emplearon técnicas pri

mitivas de costos incrementales falsos y tuvieron limitación en la programación de la energía hidráulica (o nuclear).

La primera técnica estática³³ empleó programación entera (no --corrió para ninguna variable continua). El proceso de demanda típico que emplea esta técnica de programación se muestra en la figura (2-11). Las desventajas de este método son: su lentitud y el hecho de no poder utilizar variables continuas.

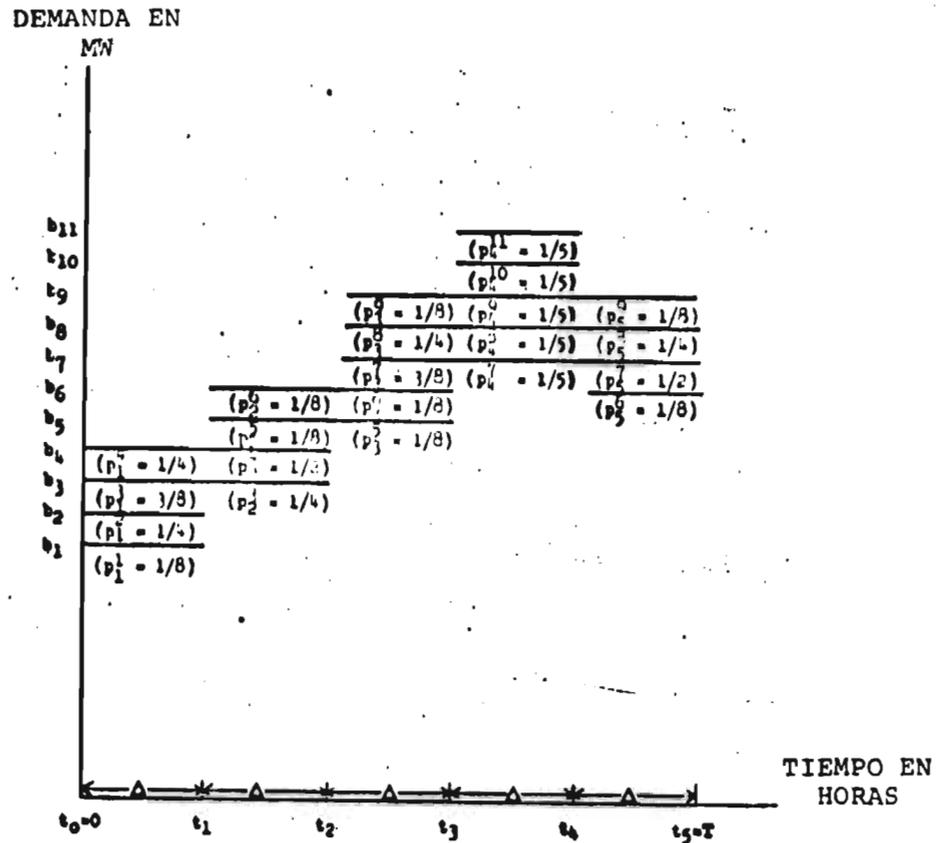


Fig. 2.11 Un ejemplo del método utilizado para describir el proceso de demanda en programación entera.

Una formulación entera mixta, que utiliza variables continuas y emplea un método de solución muy rápido (rama y acotamiento) pero cae en problemas de dimensionalidad³⁴ ya que, el algoritmo utilizado no facilita el corte, de un gran problema de una semana de duración, en trozos razonablemente pequeños.

Una muy buena formulación entera mixta³⁵ incluye varias restricciones de operación, así como también los efectos por transmisión. Pero este modelo se limita a la tarea de calcular costos incrementales (usando las variables duales) y de esta manera es muy similar a las técnicas primitivas de costos incrementales. Tiene además las siguientes debilidades: no considera intercambio de energía y las curvas de carga de cada planta solo pueden tener un segmento lineal de costo incremental, lo que puede ocasionar más error que el que podría ganarse con la consideración de las pérdidas por transmisión.

Otra buena formulación entera mixta³⁶, considera varias restricciones en la parte térmica, tales como: niveles de operación, medio ambiente, intercambio de energía, etc., pero en lo concerniente a la energía hidráulica y nuclear asigna cantidades fijas de energía para ser utilizadas cada semana e impone penalizaciones, en forma arbitraria, por gastos de más o de menos respecto a las cuotas asignadas previamente.

Cuarto, dentro de los métodos no clásicos, se encuentra un muy buen modelo³⁷ que toma predicciones de energía hidráulica de un programa de largo plazo y divide el problema en dos partes la hidráulica y la térmica. Mediante un modelo no clásico, la energía hidráulica la envía a los picos consiguiendo con ello un aplana-

miento de la curva de carga y como resultado obtiene un trabajo uniforme de las plantas térmicas. Considera gran número de restricciones tanto para la parte térmica como para la hidráulica - utilizando modelos no lineales, por todo lo anterior es de los - modelos estudiados el más general y completo, puesto que, también obtiene soluciones rápidas dentro de un tiempo de cálculo reducido, por lo cual sería ideal para su implementación en tiempo real. La desventaja primordial de este método es que presenta problemas de convergencia.

Se deben destacar varios puntos pertinentes de los modelos ya mencionados, la mayoría de ellos utiliza demasiado tiempo de cálculo como para ser implementado en tiempo real, sólo los de programación dinámica y métodos no clásicos han intentado integrar un gran número de funciones incluyendo selección de unidades, casi todos tienen dificultades en el empleo de modelos no lineales, algunos tienen dificultades en la aplicación de restricciones, por último ningún método es aceptado por las empresas de energía como verdaderamente práctico.

Por todo lo anterior, lo ideal sería el desarrollo de un modelo a gran escala, que aproveche las experiencias de métodos anteriores y tome lo concerniente de algunos de ellos y lo conjugue para obtener una rápida solución en un tiempo de cálculo reducido.

Este modelo alcanzaría una solución óptima o casi óptima en una - cantidad corta de tiempo de computadora. La solución deberá tomar en cuenta restricciones tales como niveles de agua y cambio de ni-

veles, límites de operación tanto de las plantas térmicas como de las hidráulicas, intercambios de energía, costos de operación de las plantas térmicas, costos de arranque y paro de las unidades térmicas, etc. Utilizaría datos de un algoritmo de programación estocástica de largo plazo, como ya se han empleado en modelos anteriores, así cubriría un período corto de tiempo y usaría modelos determinísticos. Se obtendrían los siguientes resultados: operación óptima de todas las unidades del sistema, selección de unidades, intercambio de energía y costo de realizar la operación con esta política.

Este trabajo se encaminará al desarrollo de un modelo con las características mencionadas.

¹T.S. Reynolds and T. Bernstein, "The Damable Alternating Current", Proceedings of the IEEE, Vol. 64, No. 9 (September, 1976), pp. 1339-1343

²R. Belfield, "The Niagara System: The Evolution of an Electric Power Complex at Niagara Falls, 1883-1886", Proceedings of the IEEE Vol. 64, No. 9 (September, 1976) pp. 1344-1350

³F. A. Allen, "Economic Aspects of Water Power", Transactions of the AIEE Vol. 52 (1933) p. 156

⁴L. M. Arkley, "Will Hydro Finally Displace Steam Power?" Power

House, Vol. 18 (October 20, 1925) p. 91

- ⁵ Federal Power Commission, 1970 National Power Survey, Vol. 1 (Washington: Government Printing Office, 1970), p. 1-7-1
- ⁶ Twenty Questions on Electric Power Loads and Resources in the Pacific Northwest (Portland: Power Planning Committee, Pacific River Basins Commission, November, 1972), pp. 17-18
- ⁷ W.W. Tefft, "Power-Steam or Hydro, or Both," Transactions of the ASME Vol. 52 (1930), Hyd. 52-56, pp. 65-70
- ⁸ Comisión Federal de Electricidad, 1975, Estudio del Desarrollo a Largo Plazo de los Sistemas Eléctricos de México, Vol. 1, Gerencia de Estudios e Ingeniería Preliminar. Departamento de Estudios del Desarrollo de Sistemas, pp. 140
- ⁹ E.C.M. Stahl, "Economic Loading of Generating Stations", Electrical Engineering, Vol. 50, No. 9 (September, 1931) pp. 722-727
- ¹⁰ E.E. George, "Intrasystem Transmission Losses", Transactions of the AIEE, Vol. 62 (March 1943), pp. 153-158
- ¹¹ M. White, "Operation of Hydroelectric Systems with Auxiliary Steam Plants for Best Economy and Proper Governing", Mechanical Engineering, Vol. 47 (May 1925), p. 352
- ¹² J. Ricard, "Determination of Optimum Operating Schedule for Interconnected Hydro and Thermal Stations", Revue Generale de l'

Electricité, Paris, France, September, 1940, p. 167

- 13 H. W. Dommel and W. F. Tinney, "Optimal Power Flow Solutions", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, No. 10 (October 1968), pp. 1866-1876
- 14 IEEE Committee Report, "Present Practices in the Economic Operation of Power Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, No. 4 (July-August, 1971), pp. 1391-1399
- 15 A. P. Hayward, "Economic Scheduling of Generation by Valve Points" Transactions of the AIEE, Vol. 81, Part III (February, 1902), pp. 963-965
- 16 M. R. Gent and J. W. Lamont, "Minimum Emission Dispatch", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, No. 6 (November-December, 1971), pp. 2650-2660.
- 17 R. L. Sullivan, "Minimum Pollution Dispatching", IEEE Conference Paper C72-468-7, 1972 IEEE Summer Power Meeting, San Francisco, California, July 9-11, 1972
- 18 P.G. Friedmann, "Power Dispatching Strategies for Emission and Environmental Control", Proceedings of the Sixteenth International Instrument Society of America Power Instrumentation Symposium Vol. 16, Chicago, Illinois, May 1973.

- 19 J. W. Lamont and M. R. Gent, "Environmentally-Oriented Dispatching Techniques", IEEE Eighth Power Industry Computer Applications Conference Proceedings, Minneapolis, Minnesota, June, 1973, pp. 421-427
- 20 J. K. Delson, "Controlled Emission Dispatch", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, No. 5 (September-October, 1974), pp. 1359-1366
- 21 O. E. Finnegan and A. A. Fouad, "Economic Dispatch with Pollution Constraints" IEEE Conference Paper C74-155-8, 1974 IEEE Winter Power Meeting, New York, New York, January, 1974
- 22 J. W. Lamont, K. F. Sim, and E. P. Hamilton III "A Multi- Area Environmental Dispatching Algorithm", IEEE Ninth Power Industry Computer Applications Conference Proceedings, New Orleans, Louisiana, June 1975, pp. 242-246
- 23 W. G. Chandler, et al, "Short-Range Economic Operation of a Combined Thermal and Hydroelectric Power System", Transactions of the AIEE, Vol. 72, Part III (October 1953), pp. 1057-1065
- 24 A. F. Glimn and W. K. Kirchmayer, "Economic Operation of Variable Head Hydroelectric Plants" Transactions of the AIEE, Vol. 77, Part III (December, 1958), pp. 1070-1079
- 25 T. Kennedy and E. M. Mabuice, "Dispatch of Pumped Hydro Storage on an Interconnected Hydrothermal System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-84, No. 6 (June 1965), pp. 446-

- ²⁶ L. S. Pontryagin, et al, The Mathematical Theory of Optimal Processes. Translated from the Russian by K. N. Trirogoff, The Aerospace Corporation (New York: Wiley-Interscience, 1962), pp. 1-69
- ²⁷ I. Hano, Y. Tamura, and S. Narita, "An Application of the Maximum Principle to the Most Economical Operation of Power Systems" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-85, No. 5 (May, 1966), pp. 486-494
- ²⁸ R. E. Bellman, Dynamic Programming (Princeton: Princeton University Press, 1957)
- ²⁹ E. S. Bainbridge, et al, "Hydrothermal Dispatch with Pumped Storage", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-85, No. 5 (May 1966), pp. 472-485
- ³⁰ R. M. Burns and C. A. Gibson, Discussion on: C. K. Pang and H.C. Chen, "Optimal Short-Term Thermal Unit Commitment", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, No. 4 (July August, 1976, p. 1344
- ³¹ R. M. Burns and C. A. Gibson, "Inclusion of Pumped Storage Hydro Generation in a Unit Commitment Program: A Preliminary Report", Proceedings of the 1976 IEEE Region V Annual Conference, Austin, Texas, April 14-16, 1976., pp. 61-63
- ³² L. H. Fink, H. G. Kwatney, and J. T. Mc. Donald, "Economic Dis-

- patch of Generation via Valve Point Loading", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 6 (June, 1969) pp. 805-811
- ³³Garver, L. L., "Power Generation Scheduling by Integer Programming", AIEE Transactions, paper number 62-212, pp. 730-735, February 1963.
- ³⁴Muckstadt, J. A., and Wilson R. C., "An Application of Mixed-Integer Programming Duality to Scheduling Thermal Generating Systems", IEEE Transactions, volume PAS- 87, number 12, pp. 1968-1978, December 1968
- ³⁵Dodu, J. C. Martin, P. Merlin, A. Pouget, J., "An Optimal Formulation and Solution of Short-Range Operating Problems for a Power Systems with Flow Constraints", Proceedings IEEE, volume 60, number 1, pp. 54-63, January 1972
- ³⁶Gruhl, J. "Electric Power Unit Commitment Scheduling Using a Dynamically Evolving Mixed-Integer Program", Report # MIT-EL 73-007, January 1973
- ³⁷Hamilton, E.P., " A Short Term Economy-Security Power System Operations Cost Model", Ph D. Dissertation The University of Texas at Austin, May 1977.

CAPITULO 3

METODOLOGIA DEL DESPACHO HIDROELECTRICO

Con el objeto de implementar un modelo de despacho hidroeléctrico que realmente minimice los costos de operación del sistema, es necesario desarrollar un algoritmo con las siguientes características:

1. Que represente al sistema de la manera más realista posible.
2. Que en la asignación óptima de la energía hidráulica no emplee demasiada memoria y,
3. Que el tiempo de procesamiento sea reducido.

En el capítulo dos se reportó que la mayoría de los modelos eran inadecuados ya que tenían limitaciones de espacio y/o consumían demasiado tiempo de cálculo ó bien su representación era demasiado simple.

Esta tesis busca mejorar un modelo a mediano plazo¹ agregándole restricciones de operación, selección de unidades y en general - haciéndolo apto para que efectúe un despacho hidráulico óptimo - a corto plazo. En este capítulo, se describen aspectos generales de operación de las plantas y la metodología del despacho hidráulico.

3.1 Clases y características de las unidades de generación

Antes de describir el algoritmo propiamente dicho, es convenient-

te conocer los diferentes sistemas de generación así como sus características predominantes. Con el objeto de suministrar energía que satisfaga las continuas variaciones de la demanda, los sistemas de generación deben combinar sus unidades de pico y base ó solo las de base. Las unidades de base generan casi continuamente a niveles constantes. La capacidad combinada de todas las unidades de base satisfacen esta parte de la demanda que es prácticamente continua. Las unidades de pico usualmente se mantienen listas y arrancan solamente cuando la demanda excede la capacidad de las unidades de base. A medida que las cargas del sistema varían, las unidades de pico se conectan o se desconectan dependiendo de las necesidades. También, las unidades de reserva son necesarias para reemplazar aquellas que deben permanecer fuera de servicio ya sea por mantenimiento o por salidas forzadas. Los requerimientos de reserva para cubrir la demanda en un momento dado, se consiguen operando las unidades a una capacidad menor que la nominal², esto permite una recuperación casi inmediata de al menos una parte de la pérdida de capacidad al fallar una de las unidades o un grupo de ellas.

Puesto que las unidades de base generan la mayor parte del tiempo, la eficiencia es una de sus mas importantes características. También, la confiabilidad es importante, especialmente para unidades de gran capacidad. La cantidad de capacidad de reserva necesaria, para que un sistema satisfaga la demanda en forma continua es altamente dependiente de la probabilidad de las salidas de las unidades de base.

Las unidades de pico deben poder generar o cambiar la relación -

de generación muy rápidamente. La eficiencia no es tan importante para estas unidades, ya que solamente generarán una fracción del tiempo.

La mayor parte de la electricidad es generada ya sea por plantas térmicas ó por plantas hidroeléctricas. Las características de operación de estas plantas son en esencia diferentes. Cuando ambas forman parte de un sistema de generación interconectado, estas plantas pueden ser combinadas con el objeto de aprovechar su diferencia en comportamiento, y así mejorar la flexibilidad de las características de generación del sistema.

Las plantas térmicas transforman la energía calorífica del combustible en electricidad evaporando el agua y dirigiendo ese vapor a través de una turbina acoplada a un generador. Estas plantas son adecuadas para trabajar como unidades de base, ya que no pueden reaccionar rápidamente a cambios súbitos en la demanda. Sin embargo, cuando ninguna otra fuente de energía está disponible, las unidades mas viejas y menos eficientes se operan para que generen en los picos.

Existen algunas unidades térmicas especialmente diseñadas para ser operadas en demanda pico, a cambio de utilizar combustible costoso y una muy baja eficiencia. También, la capacidad de las unidades base puede ser incrementada, por medio de cambios menores, para suministrar un 20 a 30% adicional de la carga nominal base³. Aún cuando el incremento en la capacidad va acompañado de un decremento en la eficiencia, en algunos casos el costo adicional puede ser menor que el costo de una nueva unidad de carga pico.

Las turbinas de gas son utilizadas en la mayoría de los casos para propósitos de pico debido a su rápida capacidad de arranque, - éstas requieren de combustible relativamente caro y su eficiencia es baja.

Las plantas térmicas de combustión interna generalmente utilizan un motor diesel para mover el generador. Estas unidades están - disponibles solamente para pequeñas capacidades y se operan usualmente para demanda pico, también tienen baja eficiencia.

Las plantas nucleares utilizan el calor liberado en el reactor - nuclear para generar vapor. Esta clase de instalación no es muy adecuada para efectuar cambios rápidos en la operación; aún cuando, pueden operar a costos relativamente bajos. Se usan siempre como plantas de base.

Las plantas hidroeléctricas transforman la energía potencial del agua en electricidad haciendo pasar el agua a través de un sistema turbina generador que se encuentra situado en un nivel mas bajo. Estas plantas son especialmente adecuadas para operar en pico puesto que pueden arrancar ó cambiar el nivel de generación - casi instantáneamente, solamente abriendo o cerrando las válvulas, siempre y cuando el nivel de presión sea suficiente. De otra parte, puesto que las plantas hidroeléctricas dependen de la disponibilidad de agua para su generación, éstas no pueden -- trabajar todo el tiempo a una relación constante al menos que la capacidad de las unidades sea pequeña comparada con el volumen de agua disponible. En algunos casos, las plantas hidroeléctricas pueden utilizarse como base. Esto puede ocurrir durante periodos húmedos ó de exceso de almacenamiento de agua, o para desarrollos

en filo de agua y donde la capacidad de la planta se puede obtener aún con bajos caudales.

3.2 Determinación de la función de penalización

Las unidades térmicas utilizadas para satisfacer demandas pico deben rodar en reserva rodante por largos períodos, con el objeto de estar listas para operar cuando la demanda crezca. Durante el tiempo, en el que la planta está ociosa, se incurren en varios costos, tales como combustible, supervisión, repuestos, etc., pero no hay producción. Sin embargo, el costo de generación neto para una unidad determinada puede esperarse que decrezca a medida que el tiempo real conectada a la red aumente. Este costo sería mínimo para generación continua. En esencia hay dos costos diferentes de generación para una unidad:

1. La suma de todos los costos variables cuando la unidad se encuentra en servicio, generando a máxima eficiencia y
2. Costo dependiente de la generación, incluyendo el tiempo en que la planta se encuentra en reserva rodante pero sin producción de energía.

Este último costo de generación básicamente depende de la relación de tiempo real en línea a el tiempo total.

Con los costos anteriores plenamente identificados, entraremos a considerar la función de penalización $FP(f)$ que se utiliza en este estudio y la cual se define como la relación del costo de energía para una planta que genera una cierta fracción del tiempo, f , a su costo correspondiente para operación continua así:

$$FP(f) = \frac{\text{costo unitario (f)}}{\text{costo unitario para generación continua}} \quad 3-1$$

El costo unitario como una función de la fracción de tiempo en línea se puede estimar graficando el costo unitario para cada - planta en orden creciente de tiempo en línea y ajustando un poli- nomio de segundo orden por los puntos obtenidos. Esta relación de segundo orden expresa el costo unitario como una función del tiempo en línea para todo el sistema.

3.3 Determinación del costo unitario contra relación de nivel - de carga

La utilización de las plantas con el más alto costo unitario varia- ble para operación en los más altos niveles de demanda, es equiva- lente a un costo unitario creciente de energía como una función del nivel de demanda. Excepto para las modificaciones ocasionadas por salidas temporales de algunas plantas, esta relación debe permanecer casi constante. El uso de una relación funcional para describir el costo de la variación de energía a medida que el nivel de demanda - cambia es muy eficiente en término de tiempo y número de cálculos. Para el propósito de cálculo de costos de generación este sustitu- ye la información consistente de capacidades y costos de generación individual para todas las plantas del sistema.

Si las plantas térmicas son tabuladas en orden de costos unitarios de generación crecientes para operación continua, el costo marginal de energía, en un nivel de carga cualquiera, es dado por el costo - unitario de la última planta (el más caro) incorporada a la generación

para satisfacer ese nivel de demanda.

El costo promedio de energía en el nivel 1, ACST (1) es dado por:

$$ACST (1) = \frac{\sum_{j=1}^P C_j \cdot CST_j^*}{\sum_{j=1}^P C_j} \quad (3-2)$$

donde:

C_j es la capacidad de la planta j (MW)

CST_j^* es el costo por unidad de energía en generación cont
inua para la planta j (\$/MWH)

P es el número de plantas requeridas para proveer la capa
cidad 1.

Si al satisfacer la demanda todas las plantas generan energía -
útil una fracción del tiempo f , de acuerdo con este modelo el -
costo unitario de cada planta se multiplica por un factor igual
a $FP(f)$ (el valor de la función de penalización para la frac--
ción f).

Si CST_j representa el costo unitario de energía para la planta j ,
cuando genera una fracción f , el costo equivalente para genera--
ción continua, CST_j^* es dado por la siguiente ecuación:

$$CST_j^* = \frac{CST_j}{FP(f)} \quad (3-3)$$

3.4 Evaluación de costos

La determinación del costo contra la relación del nivel de carga y la función de penalización proporcionan un medio para el cálculo del costo variable de la generación de la energía, representada por una curva de duración de carga, que toma en cuenta el costo aumentado de la demanda pico, es decir la suma de las unidades con generación mas costosa y los costos aumentados resultantes del poco tiempo de generación real, si:

FP (f) representa la función de penalización

CST (l) es el costo por unidad de energía en el nivel de carga l entonces,

El costo variable de la energía representada por la curva de duración de carga, mostrada en la figura 3-1, puede definirse por:

$$\text{costo} = \int_0^T \text{FP} (t(l)/t) \cdot t (l) \cdot \text{CST} (l) \cdot dl \quad 3-3$$

donde:

t (l) Es la duración como una función de la carga (curva de duración de carga).

L Es la demanda pico para el período considerado.

T Es la longitud de la semana y,

FP (t(l)/T) Es el valor de la función de penalización para la fracción del tiempo en línea t (l)/T.

El algoritmo para la distribución óptima de energía hidráulica, presentado en el numeral 3.5, requiere que la curva de duración de carga sea aproximada a un número finito de pasos de tiempo dis

creto, como se muestra en la figura 3.2. Para este caso la ecuación 3-3 puede transformarse a:

$$\text{costo} = \sum_{i=1}^n \text{FP} (i/n) \cdot i \cdot \Delta t \cdot (l_i \cdot \text{ACST}(l_i) - l_{i+1} \cdot \text{ACST}(l_{i+1})) \quad (3-4)$$

donde:

- n Es el número total de intervalos de tiempo
- $\text{FP} (i/n)$ Es el valor de la función de penalización correspondiente al i -ésimo intervalo
- $i \cdot \Delta t$ Es la duración que corresponde a la carga l_i
- $\text{ACST}(l_i)$ Es el costo promedio de energía en el nivel de demanda l_i .

La demostración rigurosa para la obtención de la ecuación 3-4 se presenta en el apéndice B.

3.5 Uso óptimo de la potencia hidráulica

Como se demuestra en el apéndice C, el óptimo en el despacho hidrotérmico (considerando solo restricciones de energía) se obtiene cuando se envía la energía hidráulica a los picos de la curva de duración de carga; de tal manera, que la separación entre esta energía y el déficit, que debe ser suministrado por las plantas térmicas, sea una línea recta como se muestra en la figura 3.5. Para el caso en que las restricciones se amplíen a un sistema real, el mejor programa que se puede obtener es similar al representado por la figura 3-7 correspondiente al ejemplo manual.

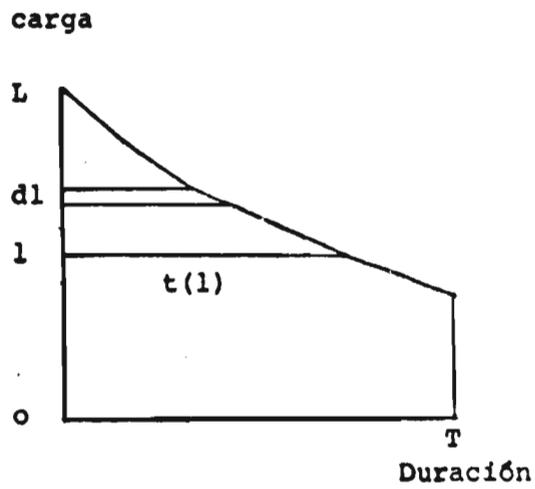


Fig. 3.1 Esquema de la curva de duración de carga

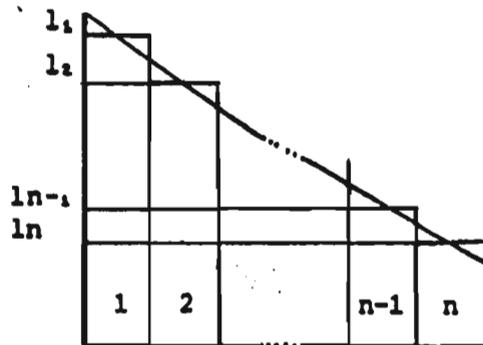


Fig. 3.2 Esquema de la curva de duración de carga discretizada para n -pasos.

Este programa se debe alcanzar teniendo en cuenta los siguientes factores:

1. Resultados de un modelo de manejo de recursos hidráulicos a largo plazo.
2. Restricciones de niveles del receptor mínimo y máximo.
3. Restricciones de la capacidad de las turbinas.
4. Determinación de la generación para plantas en cascada.
5. Determinación de la contribución hidráulica a las reservas del sistema.
6. Determinación de la existencia de derrames de agua.

El algoritmo que se presenta a continuación tiene en cuenta los factores antes ennumerados.

Generalmente, de los resultados proporcionados por el programa de recursos hidráulicos a largo plazo se conocen:

1. Energía disponible para ser consumida en el período de estudio considerado
2. Demandas del sistema
3. Unidades hidráulicas disponibles
4. Niveles iniciales de los receptores
5. Caudales esperados, es un dato importante para la determinación de la energía de las plantas a filo de agua.

El paso inicial del algoritmo es el cálculo de la energía disponible por planta. Este cálculo se hace fácilmente a partir del volumen de agua V_{ch} disponible para ser gastado, el cual se conoce de las aportaciones y datos de nivel del agua (programa de largo plazo). Si V_{ch} se distribuye equitativamente entre todas las

turbinas hidráulicas disponibles en la planta, entonces la cantidad de energía en MW-h producida por este volumen será⁴:

$$E = \sum_{i=1}^I P_i \left(\frac{V_{ch_i}}{IT} \right) \Big|_{H_{prom.}} \cdot \frac{IT}{3600} \quad (3-5)$$

donde:

E Energía producida por el agua disponible

Vch Cantidad de agua disponible

Pi Potencia de salida de la turbina contra función de la característica de flujo para la turbina i a una carga de altura h.

T Período de tiempo de estudio en segundos

I Número de turbinas disponibles en la planta

H_{prom} Carga de altura promedio esperada durante el período.

Este valor de energía es super-impuesto en la curva de duración de carga pronosticada, teniendo en cuenta las restricciones del algoritmo descrito mas adelante.

La capacidad para cada unidad corresponde a la potencia nominal de placa (kW), ó a un porcentaje de ella si se emplea como reserva rodante, si las limitaciones de carga de altura durante el período considerado permiten la generación a plena capacidad. En otras condiciones, la capacidad será una función de la carga de altura neta disponible con respecto al nivel de las turbinas y a las características de pérdidas de altura de los conductores del agua. El modelo de simulación utilizado acepta una curva de capacidad contra almacenamiento para ser entrada en forma tabular.

Para desarrollos en cascada, la capacidad de generación se relacionará con la magnitud del caudal y no con los almacenamientos, para este caso se deberá especificar capacidad contra relación de caudal.

Aplicando el algoritmo propuesto se supone, para simplificar, que el caudal para generación está disponible en cualquier tiempo durante cada semana cuando se necesite, sin afectar la operación de otros propósitos del sistema. Esto no es completamente cierto, puesto que la distribución del tiempo de demanda de potencia no necesariamente coincidirá con los caudales requeridos para otras funciones como riego, navegación, recreación, etc.

Se supone también que el uso de la curva de duración de carga puede efectivamente representar la distribución de tiempo de demanda de energía para el propósito de igualar el suministro con la demanda.

3.6 Formulación del problema

Dada una curva de duración de carga, la disponibilidad de energía y la capacidad máxima para las plantas hidroeléctricas del sistema, el problema a ser resuelto consiste en distribuir la energía hidráulica de tal manera que el costo de suministrar la energía faltante demandada por medio de potencia térmica sea mínimo. Esto es equivalente a no asignar costos variables a la generación de energía hidráulica.

Es obvio que la utilización de potencia hidráulica para generar en demanda pico producirá la más alta cantidad de ahorros, ya que el costo de suministrar esta porción de energía con recursos tér

micos es el más alto. Sin embargo, la solución precedente es -- complicada por las restricciones impuestas en cada planta por sus limitaciones de capacidad.

En términos matemáticos, el problema puede ser planteado como - sigue :

$$\text{Minimizar costo} = \int_0^{L'} P_f(t'(l')/T) \cdot t'(l') \cdot CST(l') \cdot dl' \quad (3-6)$$

Sujeto a:

(a) restricciones de capacidad para cada planta

$$c_j \leq C_j \quad j = 1, m \quad (3-7)$$

(b) una restricción de energía para cada planta

$$\int_0^T c_j dt \leq E_j \quad j = 1, m \quad (3-8)$$

En esta formulación, los símbolos se definen como sigue:

$t'(l')$ Representa la curva de duración de carga para los recursos térmicos después que la potencia hidráulica ha sido distribuida. Si $t(l)$ representa la curva de duración de carga original, $t(l) - t'(l')$ representa la distribución de energía hidráulica asignada. Ver fig. No. 3.3 para una representación gráfica de estas relaciones.

c_j Representa la proporción de generación de la planta j - durante el período considerado.

C_j Representa la máxima capacidad de la planta j para este período.

L' Es la demanda pico resultante para los recursos térmicos después de asignar energía hidráulica.

Todos los otros símbolos son como se definieron al principio de este trabajo.

La solución del problema planteado anteriormente sobre una base continua requeriría el uso de técnicas de cálculo variacional, - sin garantía de obtener una solución con una razonable cantidad de esfuerzo y probablemente imposible de ser aplicada exactamente en la programación de generación de plantas hidráulicas. Por estarazón es más conveniente, desde el punto de vista práctico, discretizar las curvas de duración de carga, en un número finito de intervalos de tiempo iguales y un número finito de variables que puedan ser usadas, como se muestra en la Fig. 3.2. Para este caso, las ecuaciones 3.2 a 3.4 pueden transformarse a:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar} \\ \text{costo} = & \sum_{i=1}^n \text{FP}(i/n) \cdot i \cdot \Delta t \left[l'_i \text{ACST}(l'_i) - l'_{i+1} \text{ACST}(l'_{i+1}) \right] \end{aligned} \quad (3-9)$$

Sujeto a:

a) Restricción de capacidad

$$c_{ij} \leq C_{ij} \quad \begin{array}{l} i=1, n \\ j=1, m \end{array} \quad (3-10)$$

b) Restricciones de energía

$$\sum_{i=1}^n c_{ij} \Delta t \leq E_j \quad \begin{array}{l} i=1, n \\ j=1, m \end{array} \quad (3-11)$$

donde:

n : es el número total de pasos de tiempo

i : es el índice para los intervalos (n)

$\text{FP}(i/n)$: es el valor de la función de penalización para la fracción de tiempo en línea i/n correspondiente - al i -ésimo paso.

$i \cdot \Delta t$ es la duración que corresponde a la carga l_i
 CST (l_i) es el costo por unidad de energía en el nivel de -
 demanda l_i

Δt es la longitud de los intervalos de tiempo, igual a T/n .
 ACST (l_i) es el costo promedio de energía térmica a un ni--
 vel de demanda l_i .

3.7 Solución Aproximada

La idea principal implicada en la solución aproximada es: hacer una asignación de energía hidráulica inicial y tomando esta asignación como base buscar las modificaciones que produzcan una disminución en el costo del suministro de la energía faltante (térmica); en otras palabras, transferir energía hidroeléctrica de las regiones más bajas de la curva de duración de carga a las áreas superiores donde los costos de energía térmica son más altos tal como se muestra en la figura 3.3. Haciendo esto, las restricciones de energía y capacidad deben ser verificadas continuamente - con el objeto de satisfacerlas siempre.

La distribución de energía hidráulica inicial se hace por asignación de la energía disponible a la curva de duración de carga, considerando restricciones de energía y capacidad sobre una base de planta por planta. Se asigna prioridad a la demanda mas alta para la asignación de tanta energía como sea posible, en los intervalos en - orden de izquierda a derecha. Si hay alguna energía sobrante después de haberse hecho la asignación a el último intervalo, quiere decir que esta energía es desperdiciada, o sea que las plantas - tienen mas energía disponible para la semana real que la que po--

drían generar operando continuamente a máxima capacidad.

Si se asigna energía hidráulica inicial a una curva de duración - de carga semanal, como se muestra en la figura 3.4, es obvio que si la energía representada por el rectángulo a es transferida a - el rectángulo b, habrá una mejoría en la solución, puesto que el costo unitario de la energía térmica es una función creciente del nivel de demanda.

Además, si la distribución inicial es factible, la transformada - será también factible, puesto que la energía total distribuida - permanece inmodificable y, la máxima capacidad hiroeléctrica combinada no ha sido incrementada.

También, la reducción de costo térmico a causa de la transferen- - cia propuesta será igual a la diferencia del costo de suministrar energía para el rectángulo b y el rectángulo a.

En este estado, se debe puntualizar que una transferencia de ener- - gía hidráulica tiene el significado que la energía originalmente asignada a ser generada cuando la demanda alcance un cierto nivel, se produzca a un diferente nivel. Para el ejemplo específico (Fig. 3.4) la transferencia de energía de a hacia b significa que la - energía hidráulica representada por el área del rectángulo a sea generada cuando la demanda alcanza el nivel que corresponde a el 4° intervalo en lugar del 1°.

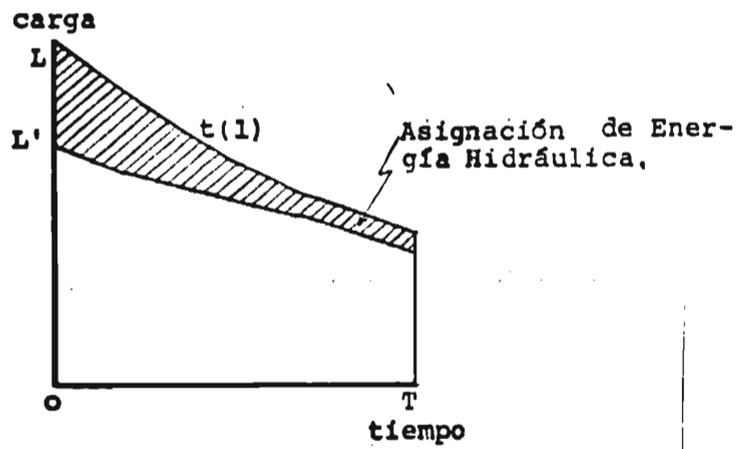


Fig. 3.3. Representación esquemática de asignación de energía hidráulica en una curva de duración de carga.

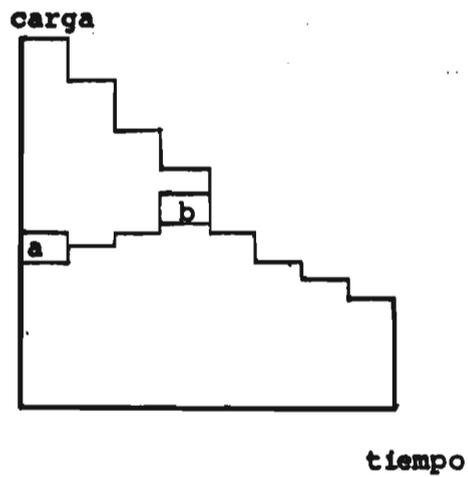


Fig. 3.4. Representación esquemática de transferencia de energía para reducción de costo.

3.8 Algoritmo para la distribución óptima de energía hidráulica

La idea fundamental en el algoritmo propuesto es la asignación de la energía hidráulica a los primeros intervalos de la curva de duración de carga, tomando en cuenta la capacidad y restricciones de energía en cada planta, y luego efectuar las transferencias graduales de energía hasta que el óptimo sea obtenido.

Si las restricciones de capacidad no son consideradas, la solución al problema llega a ser muy sencilla. En el apéndice C, se muestra que la asignación de energía en este caso corresponde a una línea horizontal que divide la curva de duración de carga de tal manera que el área entre ésta y la línea recta iguala la energía hidroeléctrica total disponible. Gráficamente, puede verse en la figura 3.5 que cualquier perturbación de esta solución (representada por líneas punteadas) causaría que parte de la energía barata (a) sea reemplazada por energía de mayor costo (b).

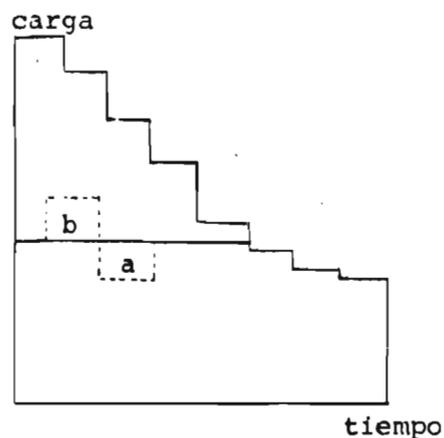


Fig. 3.5 Representación gráfica de una perturbación de la solución óptima.

Para una comprensión mas fácil del algoritmo propuesto. Se presenta un ejemplo numérico simplificado en la sección 3.8.2. También puede ser útil tener en cuenta que, para una capacidad dada "C" - asignada a un intervalo, hay una energía correspondiente $C \Delta t$ asignada, siendo Δt la longitud del intervalo. La energía asignada puede ser representada por el área de un rectángulo, donde la capacidad "C" es la altura y Δt es la base.

Por simplicidad llamaremos déficit a la diferencia entre la demanda total y la energía suministrada por las plantas hidráulicas. - Dicho déficit deberá entonces ser suministrado por plantas térmicas.

3.8.1 Descripción del Algoritmo

El algoritmo propuesto puede ser resumido en las siguientes etapas:

- a. Asignar tanta capacidad hidráulica como sea posible al primer intervalo (de izquierda a derecha) en la curva de duración de carga.
- b. Continuar asignando tanta energía como sea posible en cada intervalo sucesivo de la curva de duración de carga, hasta que no haya mas energía disponible en ninguna planta o, no haya lugar para asignarla en la curva de duración de carga. Si esta última posibilidad ocurre, significa que hubo demasiada energía en las plantas hidráulicas, comparada a la capacidad y que el exceso de energía es desperdiciado.
- c. Arrancar desde el último intervalo de tiempo.
- d. Calcular el déficit promedio progresivamente en los últimos 2 intervalos, luego los últimos 3 intervalos y así sucesiva

mente. Continuar este procedimiento hasta que el déficit - promedio consecutivo crezca. El número de intervalos para el cual el déficit promedio sucesivo ha sido comprobado después de dejar el paso (b) ó paso (c) es $K + 1$.

- e. Asignar el déficit promedio para el último intervalo K considerado. La capacidad hidroeléctrica asignada en cada intervalo será la diferencia entre la curva de carga original y el déficit asignado en este intervalo.
- f. Repetir pasos (d) y (c) para conjuntos subsecuentes, arrancando desde el último intervalo donde no hayan sido ya asignados déficits, hasta que el primer intervalo sea incluido.
- g. Si no hubo capacidad transferida entre los pasos (d) y (f), la última distribución de déficits corresponde al costo mínimo (este es equivalente a tener déficits no decrecientes de derecha a izquierda).
- h. De otra manera, ir al paso (d) arrancar desde el último intervalo.
- i. Hacer corresponder los intervalos de la curva de duración de carga con la curva diaria de carga y establecer la selección de unidades. (Para este último paso ver Apéndice D. Subr. Óptima)

3.8.2 Ejemplo de aplicación del Algoritmo

La curva de duración de carga mostrada en la figura 3.6, se obtiene a partir de la curva diaria de carga (para 10 intervalos) que se muestra en la figura 3.8.

Los cálculos para la asignación inicial de energía hidroeléctrica, correspondientes a los pasos (a) y (b), se muestran en la tabla -

Los números identifican
la planta hidroeléctrica.

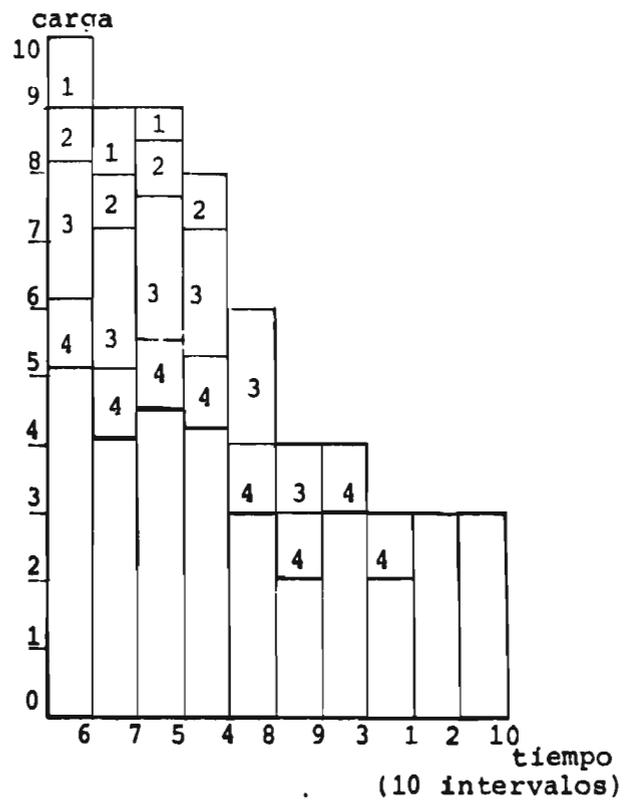


Fig. 3.6 Asignación inicial de energía hidráulica a una curva de duración de carga para los cálculos del ejemplo.

3.1. Por ejemplo, la planta 3 tiene inicialmente 11 unidades de energía disponible para el período en estudio y puede generar a una relación de dos (2) unidades de capacidad. De acuerdo con el paso (a) del algoritmo propuesto, tanta energía como sea posible debe ser asignada al primer intervalo, así se asignan dos unidades a este intervalo. La energía remanente disponible para la planta tres después de esta asignación son 9 unidades y la capacidad son dos unidades. Después de la asignación de dos unidades de energía al segundo intervalo quedan 7 unidades de energía para la planta 3 y la capacidad siguen siendo 2 unidades, de estas se asignan 2 unidades de energía para el tercer intervalo quedando 5 unidades de las cuales se asignan 2 al cuarto intervalo y la capacidad son 2 unidades, después de esta asignación quedan 3 unidades para la planta 3 entonces se asignan 2 unidades para el intervalo No. 5 quedando solamente una unidad la cual se asigna al sexto intervalo.

Este procedimiento se repite para cada planta como se muestra en la tabla 3.1. La figura 3.6 muestra la asignación inicial de energía y capacidad para todas las cuatro plantas como se calculó en la tabla 3.1. La cantidad total de capacidad hidroeléctrica asignada a cada intervalo es la suma de las capacidades asignadas a cada intervalo de cada planta hidroeléctrica.

La tabla 3.2 muestra los cálculos para mejorar el suministro inicial de energía hidroeléctrica. Los déficits iniciales son calculados restando la asignación inicial de las cargas iniciales para cada intervalo respectivo. Después que los déficits iniciales han sido calculados (pasos (a) y (b)), los promedios son calcula--

TABLA 3.1
EJEMPLO MANUAL
ASIGNACION INICIAL DE ENERGIA HIDRAULICA

		I N T E R V A L O S D E T I E M P O									
Número de planta	Potencia inicial	6	7	5	4	2	3	9	1	2	10
E	2.5	1.5	0.5	0.0	-	-	-	-	-	-	-
1 C	1.0	1.0	0.5	0.0	-	-	-	-	-	-	-
A		1.0	1.0	0.5	-	-	-	-	-	-	-
E	3.2	2.4	1.6	0.8	0.0	-	-	-	-	-	-
2 C	0.8	0.8	0.8	0.8	0.0	-	-	-	-	-	-
A		0.8	0.8	0.8	0.8	-	-	-	-	-	-
E	11.0	9.0	7.0	5.0	3.0	1.0	0.0	-	-	-	-
3 C	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	0.0	-	-	-	-
A		2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	-	-	-	-
E	8.0	7.0	6.0	5.0	4.0	3.0	2.0	1.0	0.0	-	-
4 C	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0	-	-
A		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	-	-
Asignación inicial por intervalo.		4.8	4.8	4.3	3.8	3.0	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0

(E) Energía disponible

(C) Capacidad

(A) Después de la Asignación
a cada intervalo.

TABLA 3.2

EJEMPLO MANUAL

CALCULO DE DEFICITS PARA ASIGNACION OPTIMA
DE ENERGIA HIDRAULICA

		INTERVALOS DE TIEMPO									
INTERVALOS		6	7	5	4	8	9	3	1	2	10
Cargas iniciales		10.0	9.0	9.0	8.0	6.0	4.0	4.0	3.0	3.0	3.0
Asignación inicial		4.8	4.8	4.3	3.8	3.0	2.0	1.0	1.0	-	-
(a)	y (b)	5.2	4.2	4.7	4.2	3.0	2.0	3.0	2.0	3.0	3.0
	(c)							<u>2.75</u> *	2.67	3.0	3.0
	(d)								2.67	2.67	2.67
	(e)					<u>2.67</u>	2.5	3.0			
	(e)				<u>3.6</u>	3.0	2.5	2.5			
	(e)			<u>4.45</u>	4.2	3.0					
	(e)	<u>4.7</u>	4.45	4.7	4.2						
(e)	a (g)	5.2	4.45	4.45							
	(c)					<u>2.67</u>	2.6	2.63	2.67	2.67	2.67
	(d)						2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
	(e)				<u>3.6</u>	3.0					
	(e)			<u>4.33</u>	4.2	3.0					
	(e)	<u>4.7</u>	4.45	4.45	4.2						
e	a (g)	5.2	4.45	4.45							
c	a (f)	5.2	4.45	4.45	4.2	3.0	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Asignación óptima		4.8	4.55	4.55	3.8	3.0	1.4	1.4	.4	.4	.4

(*) Los números subrayados corresponden a promedios incrementados.

dos para el intervalo (10) el cual es 3.0; luego para intervalos 1, 2 y 10, el cual es 2.67; y luego para intervalos 3 hasta 10 el cual es 2.75. En este punto el promedio aumenta de 2.67 a 2.75, - así a los intervalos 1, 2 y 10 deben ser asignados los valores de 2.67, el cual es su promedio (paso(c)). Cálculos similares arran- can para el intervalo 3, para éste el promedio consecutivo es 3.0, 2.5 para intervalos 9 y 3 y, 2.67 para intervalos 8, 9 y 3. Pues- to que ahora hay otro promedio incrementado, un déficit de 2.5 de- be ser asignado a los intervalos 9 y 3.

Este procedimiento se continúa hasta que el primer intervalo sea incluido. Entonces, todos los cálculos deben arrancar otra vez - desde el décimo intervalo. Se continúan con los cálculos, en la forma indicada, hasta obtener déficits no decrecientes para los - intervalos de seis a diez. Bajo estas condiciones no habrá un pro- medio decreciente y, sin embargo, no habrá capacidad transferida. En este punto el algoritmo termina dando como resultado la asigna- ción de energía hidráulica que minimiza los costos.

La figura 3.7 muestra la asignación final de energía de las plan- tas hidroeléctricas a la curva de duración de carga.

Finalmente se hacen corresponder los intervalos de la curva de du- ración de carga con sus respectivos de la curva diaria de carga - quedando así resuelto el problema de selección de unidades hidro- eléctricas, como se muestra en la figura 3.8 y en la tabla 3.3.

3.8.3 Prueba para el algoritmo

La lógica del procedimiento puede ser mejor entendida en forma ver- bal que por descripción matemática. Entendiendo algunas de las -

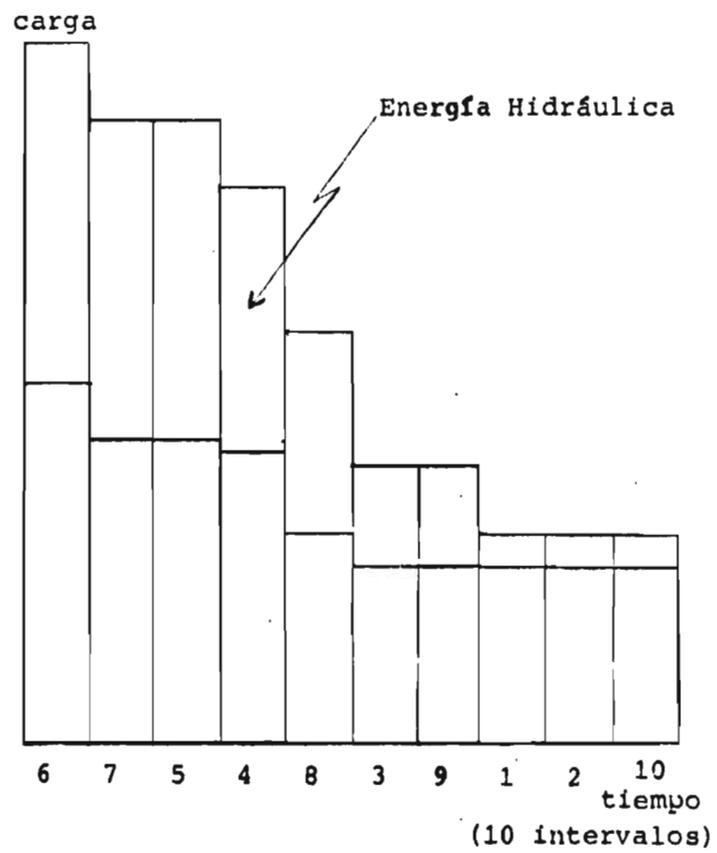


Fig. 3.7 Asignación final de energía hidráulica a una curva de duración de carga para los cálculos del ejemplo.

TABLA 3-3

EJEMPLO DE APLICACION. SELECCION DE UNIDADES

Número de la planta	Potencia Inicial	I N T E R V A L O S D E T I E M P O									
		6	7	5	4	8	3	9	1	2	10
E	2.5	1.5	0.5	0.0	--	--	--	--	--	--	--
1 C	1.0	1.0	0.5	0.0	--	--	--	--	--	--	--
P	1.0	1.0	<u>.75</u>	<u>.75</u>	--	--	--	--	--	--	--
E	3.2	2.4	1.6	0.8	0.0						
2 C	0.8	0.8	0.8	0.8	0.0						
P		0.8	0.8	0.8	0.8						
E	11.0	9.0	7.0	5.0	3.0	1.0	1.0	0.0			
3 C	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	1.0				
P		2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	.4	.4	.2		
E	8.0	7.0	6.0	5.0	4.0	3.0	2.0	1.0	0.0	0.0	0.0
4 C	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0
P		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	.2	.4	.4
Asignación óptima por intervalo.		4.8	4.55	4.55	3.8	3.0	1.4	1.4	.4	.4	.4

(E) Energía disponible

(C) Capacidad

(P) Potencia óptima asignada por intervalo

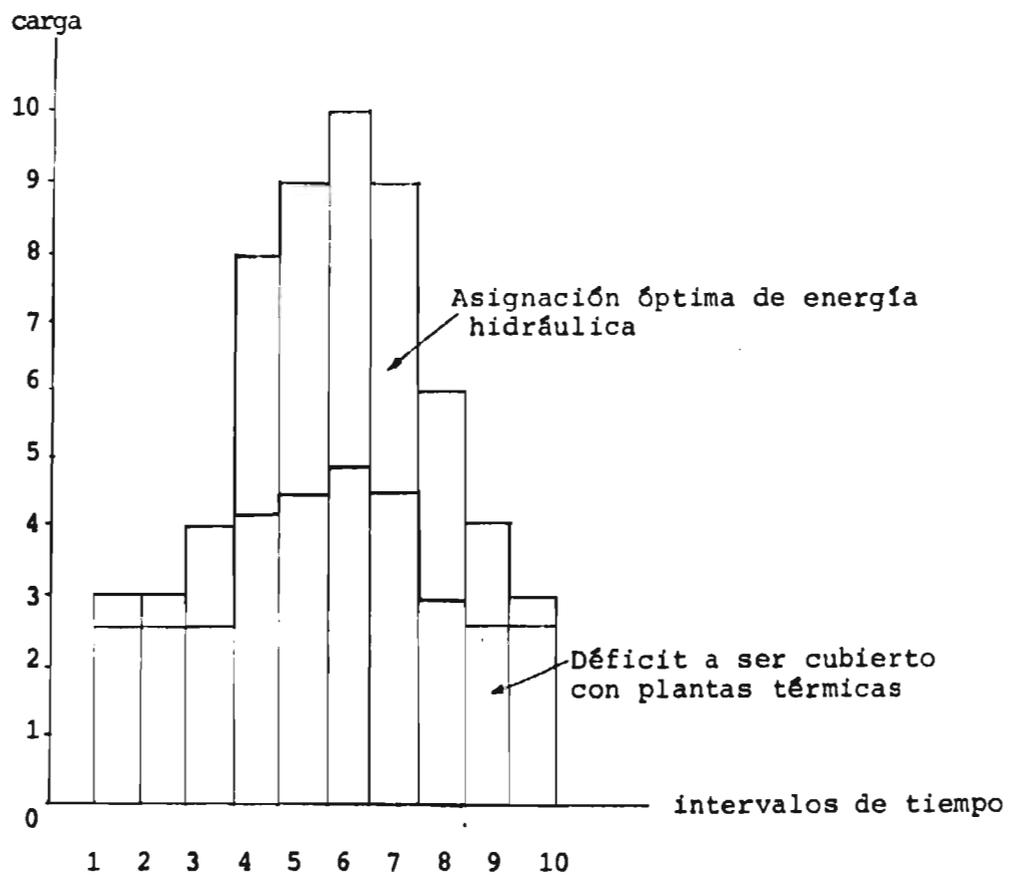


Fig. 3.8 Curva diaria de carga mostrando la asignación óptima de la energía hidráulica.

implicaciones de los pasos descritos en la sección 3.3.1 se hará la prueba final.

Después de hecha la asignación inicial descrita en los pasos (a) y (b), no es posible transferir energía de derecha a izquierda debido a las limitaciones de capacidad.

Sin embargo, es posible transferir energía de izquierda a derecha, en tal cantidad que no se exceda la máxima capacidad ya asignada a cada intervalo.

El efecto de los pasos (d), (c) y (f) es el de identificar el conjunto de intervalos en donde es posible lograr una mejora asignando la energía dentro de estos conjuntos de tal manera que el déficit resultante sea una línea horizontal. Como se demuestra en el apéndice C; esta es la condición para optimalidad cuando no hay restricciones de capacidad.

Las condiciones para terminación, dados por el paso f, son equivalentes a tener déficit no decrecientes de derecha a izquierda. - Bajo estas condiciones, se pueden hacer las siguientes observaciones:

- a. La asignación de energía hidráulica es factible, ya que solamente pueden hacerse transferencias legítimas.
- b. No es posible transferir energía de derecha a izquierda, al menos que esto se haga dentro de un conjunto de intervalos con igual déficit.
- c. Cualquier perturbación dentro de un conjunto de intervalos con igual déficit resultará en un incremento del costo, como se muestra en el apéndice D (Programa de computadora).

- d. Cualquier transferencia adicional de energía resultará en un incremento del costo, ya que una transferencia no hecha dentro de un conjunto de intervalos de igual déficit implicará el reemplazo de energía de bajo costo por energía de costo mas elevado.
- e. De acuerdo a (d) y (c) cualquier modificación de la asignación de la energía hidroeléctrica después que son reunidas las condiciones para la terminación, resultará en un incremento del costo; por lo tanto, esta es la asignación de menor costo.

Para la solución del problema descrito, se desarrolló un programa de computadora que tomando como datos la curva diaria de carga, - la energía disponible y las capacidades de cada planta efectúa los cálculos de asignación inicial, la asignación óptima del agua a - la curva diaria de carga y establece la selección de unidades.

El algoritmo para la selección de unidades se desarrolló completamente durante la ejecución de esta tesis y se explica con todo detalle en el apéndice D, subrutina óptima.

¹ Castillo, J.E. "Evaluation of hydroelectric energy benefits for a preponderantly thermal power system", Technical Report CRWR-148, Center for Research in Water Resources The University of Texas at Austin, July 1977.

² Federal Power Commission, "Hydroelectric Power Evaluation", (U.S. Government printing office, Washington, D.C., 1968), P.15.

³ Ibid., P.43

⁴ HAMILTON III, E.P. "A short term economy - security power system - operations cost model", Ph. D. dissertation The University of Texas at Austin, May. 1977.

CAPITULO 4

MODO DE OPERACION DE LA PROGRAMACION ENTERA MIXTA

Antes de describir el modelo empleado para resolver el problema de selección de unidades térmicas, es conveniente justificar y conocer la herramienta empleada para la solución de dicho modelo.

Tal como se anotó en el capítulo 2 existen diversas técnicas para resolver este problema, entre las más importantes se tienen las siguientes: programación dinámica, principio máximo de Pontryagin, análisis funcional, técnicas variacionales, técnicas de programación lineal, programación entera mixta y otros. La programación dinámica es un método eficiente de análisis de todas las posibles combinaciones de un conjunto secuencial de decisiones, llamados estados, encaminados a obtener una solución óptima. La flexibilidad de este método permite desarrollar modelos que incluyen el análisis y selección de unidades térmicas razón por la cual, el modelo es particularmente atractivo. Sin embargo, para un problema de un sistema de 100 plantas y su inherente alta dimensionalidad, el medio de solución dinámico requiere tiempo de cálculo que aumenta exponencialmente con el tamaño del sistema¹. Los métodos de principio máximo de Pontryagin, técnicas variacionales y análisis funcional debido a la complejidad de sus técnicas de solución, se debe limitar el análisis del sistema a un número reducido de generadores o a utilizar grandes cantidades de

tiempo de computadora y posiblemente a caer en problemas de dimensionalidad. La técnica de solución estática lineal debe también ser excluida debido al alcance de este problema y su naturaleza no lineal. Las formulaciones con programación entera mixta "PEM" nos elimina los inconvenientes de las otras técnicas y nos ofrece además las siguientes ventajas:

- 1.- Se asegura la convergencia en un número finito de pasos.
- 2.- Permite representar el sistema de una manera real.
- 3.- Se obtienen soluciones con tiempos de procesamiento bajos.
- 4.- Se pueden aprovechar las propiedades de la dualidad.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente se escogió la programación entera mixta como herramienta de solución al modelo propuesto.

Este capítulo describe la formulación de los problemas de programación entera mixta (PEM) los procedimientos disponibles para la solución de tales problemas y, las estrategias que se pueden usar para obtener una solución óptima rápidamente.

Con procedimientos específicos se hace una descripción general del modo de operación de la programación entera mixta. No se intenta explicar las matemáticas del algoritmo; excepto, donde un entendimiento de ciertos detalles ayudarían en la aplicación correcta del procedimiento.

4.1 Descripción general de la programación entera mixta

La programación entera mixta (PEM) es una técnica de programación matemática diseñada para solucionar problemas con variables enteras y continuas (mixta.)

En un problema de Programación Lineal las variables en cualquier solución factible pueden tomar cualquier valor entre 0 e ∞ ó entre un límite superior y uno inferior (en un problema de variables acotadas); estas variables en programación lineal se denominan variables continuas.

En un problema de programación entera las variables en cualquier solución factible pueden tomar solamente valores enteros (números naturales sin fracciones). Como el nombre lo sugiere, en un problema de programación entera mixta algunas variables pueden tomar solamente valores enteros, mientras que las variables restantes son continuas.

El diagrama de bloques matricial (Fig. 4.1²) ilustra la composición de un problema de programación entera mixta.

Si se quitaran los bloques q , N , N' y b' del diagrama, los bloques restantes c , A y b representarían un problema de programación lineal normal, donde c es la función objetivo, A es la matriz de coeficientes y b es el vector de términos independientes.

Si se removieran los bloques c , A , N y b del diagrama, los bloques restantes representarían un problema de programación entera puro. Todas las variables en este problema deberán tomar valores enteros en cualquier solución factible.

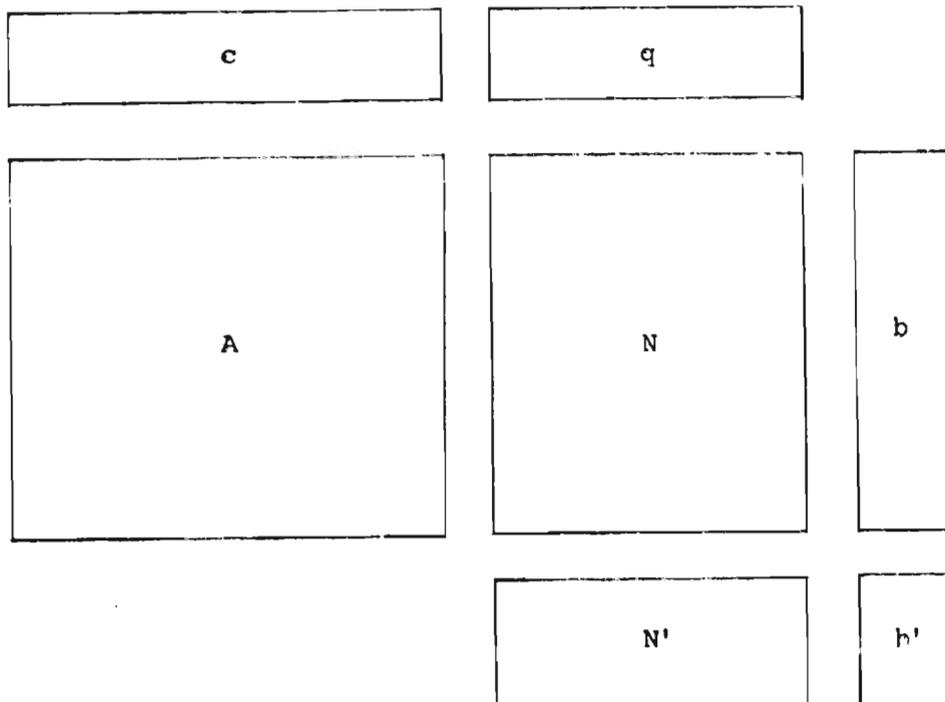


Fig. 4.1 Composición de un problema de programación entera mixta.

El bloque N no pertenece ni al subproblema de programación lineal PL (bloques c , A y b) ni al subproblema entero (bloques q , N' y h'). N es una matriz de coeficientes para las variables enteras, pero estos coeficientes aparecen en renglones a los que las variables continuas también tienen acceso.

4.2 Ejemplos de problemas de programación entera mixta

Hay muchos problemas en la vida real que pueden ser resueltos con "PEM" tales como: suministro y distribución, costo

de arranque de unidades, etc. Algunos problemas no lineales se pueden formular como problemas de "PEM" como se describe en el siguiente inciso.

4.3 Problemas no lineales

Los problemas no lineales son comunes y ocurren en situaciones prácticas. En el llamado problema de variables separables, como se muestra en la Fig. 4.2, la función objetivo y las restricciones pueden tener términos lineales y términos de la forma:

$$f(X_1, X_2, \dots, X_n) = f_1(X_1) + f_2(X_2) + \dots + f_n(X_n)$$

la cual es una función lineal de n variables separables dentro de la suma de n funciones, cada una en términos de solamente una de estas variables.

Cada una de las n funciones se representa por una aproximación lineal por partes como se muestra en la Fig. 4.2.

El problema de variables separables puede ser expresado como un problema entero-mixto, empleando el algoritmo delta³.

Para cada intervalo d_i en el cual la aproximación es lineal se introduce una variable y_i tal que

$$X = Y_1 + Y_2 + \dots + Y_k$$

sujeto a:

$$0 \leq Y_i \leq d_i$$

Con la restricción adicional de que ningún Y_i sea cero a menos que todas las Y_i previos estén en su máximo d_i . Cualquier conjunto de los valores para los Y_i que satisfagan estas restricciones determinarán únicamente a X . Cuando X

se representa de esta manera, la aproximación lineal por partes es dada por:

$$f(x) \approx f_0 + s_1 y_1 + s_2 y_2 + \dots + s_k y_k$$

Como se muestra en la gráfica 4.2

la relación

$$d_i - y_i = 0 \text{ ó } y_{i+1} = 0$$

Se usa para asignar que los segmentos que contienen a x están conectados. Expresando esto como desigualdades en la forma de programación lineal PL, se obtiene la condición de conexión:

$$-y_i + d_i \geq 0 \text{ ó } -y_{i+1} \geq 0$$

combinando estos resultados se obtiene:

$$y_i \leq d_i$$

$$y_i \geq d_i s_i$$

$$y_{i+1} \leq d_{i+1} s_i$$

$$s_i = 0 \text{ ó } 1$$

El problema queda así expresado en forma entera mixta.

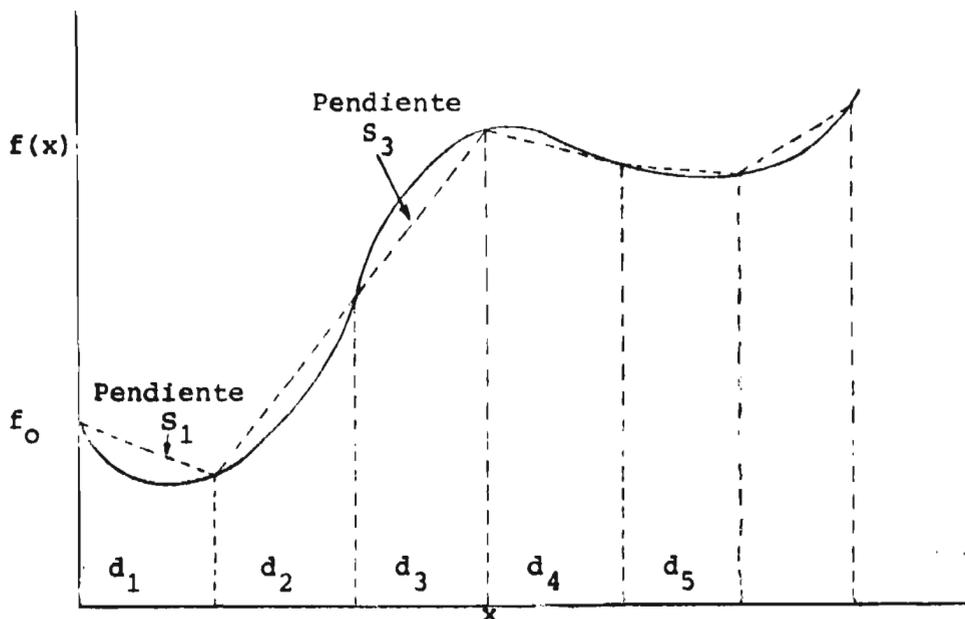


Fig. 4.2 Aproximación lineal por partes.

4.4. Algoritmos de rama y acotamiento para programación Entera

En este inciso y en el inciso 4.5 se considerarán algunos algoritmos para resolver problemas tanto de programación entera mixta, como de entera pura. Esta clase de algoritmos son conceptualmente muy sencillos y sus técnicas de solución se dividen en dos grandes ramas:

- 1.- Los que utilizan rama y acotamiento y,
- 2.- Enumeración implícita.

Aquí se describirán los algoritmos de rama y acotamiento y se discutirán algunos aspectos fundamentales del de enumeración implícita.

Para un problema de programación entera puro, se supone que cada variable x_j tiene un acotamiento inferior h_j y un acotamiento superior u_j . La enumeración completa de todas las soluciones posibles consistiría en examinar todas las combinaciones posibles de x_j ($=h_j, h_j+1, \dots, u_j-1, U_j$) con todas las combinaciones posibles de todas las otras variables. El número de tales combinaciones puede ser tremendo aún para problemas de tamaño modesto, pero como se verá, solamente es necesario examinar una fracción (usualmente muy pequeña) del número total de soluciones posibles.

Una estructura para la presentación de varios métodos es útil: primero, se supone que el problema es encontrar un valor máximo de una función objetivo. En cada método se considera una secuencia de problemas, evaluados (en algún aspecto, resueltos), y para cada problema algunas varia

bles (enteras) están restringidas a tener ciertos valores. Tales variables son llamadas, muy apropiadamente, "variables especificadas" (también variables fijas o de paro). Un conjunto de variables especificadas que describen un problema se dejará a juicio como una solución parcial, o un problema parcial, puesto que, dada una solución parcial una solución particular al problema original estará implícito (por reglas particulares del método). Similarmente las variables que no son especificadas se llaman libres ó no especificadas. Se usa la convención que el elemento más a la izquierda de una solución parcial es la primera variable especificada de esta solución, el segundo elemento más a la izquierda es la segunda variable especificada y así sucesivamente.

Una segunda solución parcial se dice ser una continuación de una primera solución parcial, si todos los elementos de la primera solución parcial son los elementos que se encuentran más a la izquierda de la segunda solución parcial.

Así, la segunda solución parcial ($X_3=4, X_2=6, X_6=1$) es una continuación de la solución parcial ($X_3=4, X_2=6$). Una segunda solución parcial se dice ser una continuación inmediata de una solución parcial si el conjunto de variables especificadas de la segunda solución parcial excede el conjunto de variables especificadas de la primera solución parcial por precisamente un elemento, y si la segunda solución parcial es una continuación de la primera. Una terminación de una solución parcial es una continuación de esta solución para la cual todas las variables no especificadas (en

teras) toman valores enteros.

Hay una pequeña diferencia entre los dos tipos de métodos: El método de rama y acotamiento fija o acota variables redondeando a variables enteras las soluciones fraccionales de programación lineal en una forma secuencial. Mientras que las técnicas de enumeración implícita derivan los valores de las variables primeramente de la lógica de las restricciones del problema. Dentro de esta estructura, ambos métodos dependen en gran parte de reglas heurísticas.

Los métodos de rama y acotamiento descritos en este inciso⁴ pueden ser categorizados como entera mixta, solución de arranque factible primal dual, métodos de rama y acotamiento. - El procedimiento para estos métodos es comenzar con un óptimo no entero. Enseguida, emplear el siguiente procedimiento:

1. Dada una lista de soluciones parciales seleccionadas que aún no han sido exploradas, se selecciona una para examinar la próxima. Si es la apropiada, termina la búsqueda y se concluye que la solución óptima es la mejor encontrada hasta ese punto, o que no existe solución óptima factible. De otra manera continuar en el paso 2.
2. Examinar la solución parcial seleccionada, y bosquejar algunas conclusiones acerca de la posible continuación; que pueda excluir de consideración ciertas soluciones parciales sucesivas. Esta incluye añadir como aptas, las soluciones parciales sucesivas a la

lista. Enseguida retornar al paso 1.

La estructura presentada es simplificada y hay numerosas - opciones que pueden seguirse en esta ejecución. Se particularizarán sobre los mismos métodos.

4.5 Rama y acotamiento usando programación entera

Aunque existen varios algoritmos que utilizan la técnica - de rama y acotamiento para la solución de este problema, - un artículo publicado en 1960⁵ es el clásico y el pilar de los desarrollos subsecuentes. Este método requiere el uso del método simplex y puede resolver los problemas de entera pura y los de entera mixta. En este método se obtiene primero una solución óptima no entera. Enseguida (A) se considera una variable cuyo valor de solución es fraccional.- Hay 2 posibilidades:

1. En los 2 casos no debe exceder el entero mas bajo, o
2. Esta debe igualar o exceder el próximo entero más alto.

Por lo tanto, las restricciones se deben cumplir, una cada vez al problema original y al problema resuelto. Los valores de la función objetivo resultante y las restricciones están registradas en una tabla, con tal que los valores de la función objetivo sean mayores que cualquier solución entera factible encontrada hasta ese punto. Entonces se selecciona y se toma de la tabla la solución con el máximo valor de función objetivo. Si la solución correspondiente satisface las restricciones enteras ésta es óptima.

De otra forma, retornar el paso a y continuar el proceso. Si la tabla está vacía antes de obtenerse una solución factible, entonces no existe una solución entera factible al problema.

El algoritmo original de Land and Doig⁵ fué diseñado para manejar restricciones de igualdad únicamente. Dakin⁶ mejoró este algoritmo introduciendo la técnica para manejar restricciones de desigualdad. El diagrama de flujo para el procedimiento de Land and Doig con restricciones de desigualdad se presenta en la figura 4.3.

Para una solución más eficiente, desde el punto de vista de tiempo de procesamiento, es conveniente tener en cuenta las siguientes observaciones:

1. Si se conoce una solución entera a priori, ésta puede almacenarse en la lista, y servir para reducir significativamente los cálculos, eliminando algunas soluciones parciales por comparación. La formación sucesiva de subconjuntos de soluciones, puede asociarse con el procedimiento de creación de un árbol que tiene como origen una solución no entera. El árbol puede llegar a ser grande, aunque su crecimiento no sea rápido. Siempre y cuando se añadan dos soluciones - (paso f en el diagrama de flujo de la figura 4.3) al ser examinadas una es eliminada. Una o ambas pueden ser no factibles y por lo tanto no añadidas a la lista.

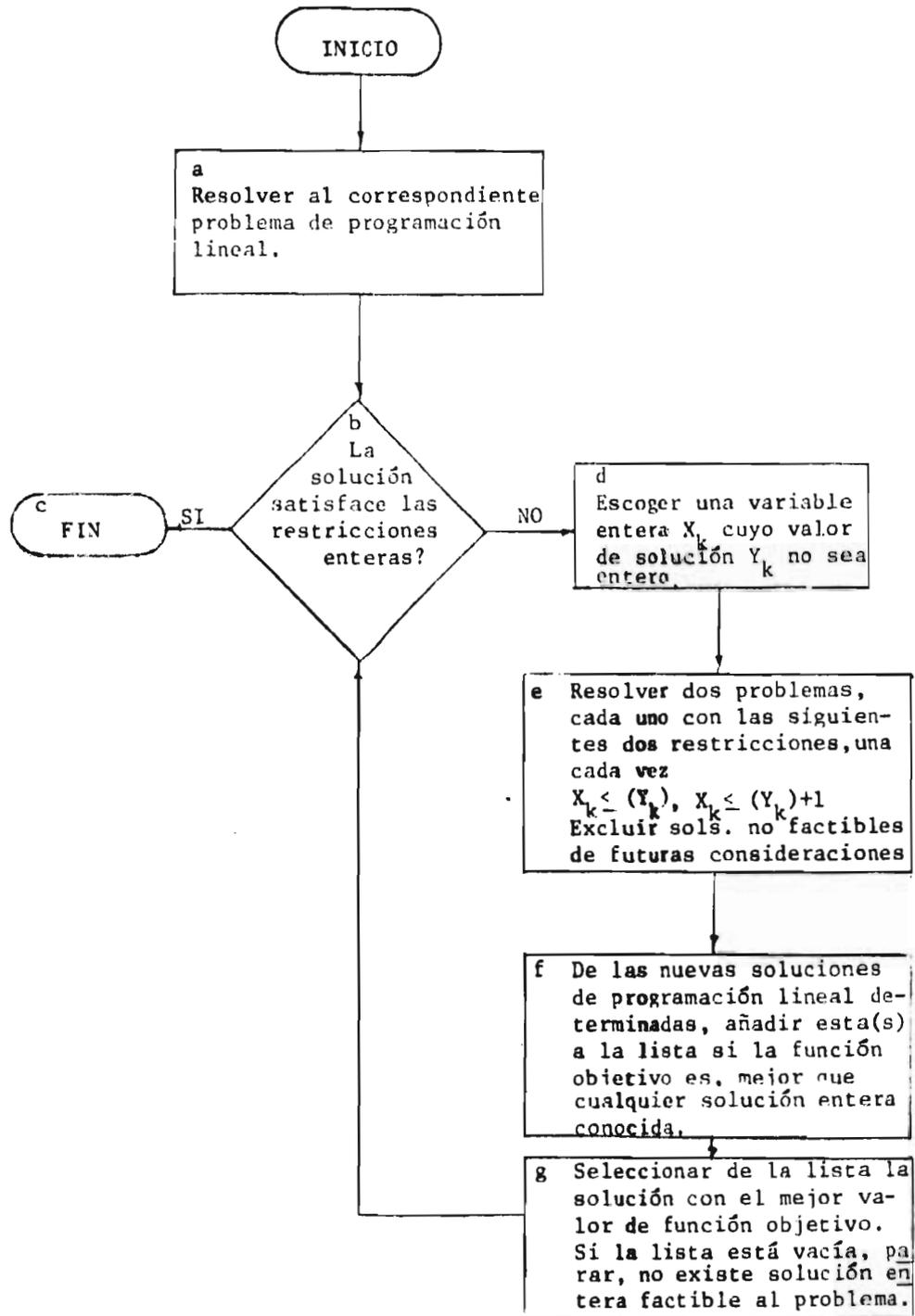


Fig. 4.3 Diagrama de flujo para el algoritmo de rama y acotamiento.

2. El uso de un algoritmo de variables acotadas que automáticamente manipule los límites superiores e inferiores implícitamente⁷ simplifica los cálculos significativamente. Además, cuando las variables integrantes son relativamente pocas, el número de soluciones parciales que deben ser consideradas es pequeño.

Para una comprensión más rápida del algoritmo, a continuación se presenta un problema que será resuelto siguiendo el diagrama de flujo, correspondiente al algoritmo de Dakin, figura 4.3.

El siguiente problema es el No. 8 y se encuentra en la página 718 del Hillier and Lieberman⁸. Este problema también se resolvió por computadora, utilizando el algoritmo de Mint⁹.

$$\text{Minimizar } Z = 3X_1 + 2X_2$$

Sujeto a:

$$3X_1 + X_2 \geq 6$$

$$X_1 + X_2 \geq 3$$

y

$$X_1 \geq 0, X_2 \geq 0$$

X_1, X_2 son enteros

Este problema es equivalente a:

$$\text{Maximizar } Z = -3X_1 - 2X_2$$

Sujeto a:

$$-3X_1 - X_2 + X_3 = -6$$

$$-X_1 - X_2 + X_4 = -3$$

Paso a. Se resuelve el problema de programación lineal utilizando el método simplex.

Tabla 4.1 Última iteración del Simplex. Solución óptima lineal.

V.b.	Ecuac. No.	C O E F I C I E N T E S de:					Término Independ.
		Z	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	
Z	0	1	0	0	1/2	3/2	-15/2
X ₁	1	0	1	0	-1/2	1/2	3/2
X ₂	2	0	0	1	1/2	-3/2	3/2

$$\text{Así - } Z_{\max} = Z_{\min} = -(-15/2) = 15/2$$

La solución óptima no entera es:

$$(Z, X_1, X_2) = (15/2, 3/2, 3/2)$$

Paso b. La solución continua no satisface las restricciones enteras

Paso d. Se escoge una variable entera X_k cuyo valor de solución Y_k no sea entero. Empezamos con la solución óptima $Y_k = 3/2$.

Paso e. Resolver dos problemas cada uno con las restricciones (una cada vez) $X_k \leq Y_k$ y $X_k \geq Y_k + 1$. Excluir cualquier solución no factible.

$$\text{Sea } X_1 \leq 1$$

Le añadimos a la última iteración del simplex tabla 4.1 la restricción: $X_1 + X_5 = 1$ quedando así:

Tab.a 4.2 última iteración del simplex con la nueva restricción.

V.b.	Ecuac. No.	C O E F I C I E N T E S de:						Término Independ.
		Z	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	
Z	0	1	0	0	1/2	3/2	0	-15/2
X ₁	1	0	1	0	-1/2	1/2	0	3/2
X ₂	2	0	0	1	1/2	-3/2	0	3/2
X ₅	3	0	1	0	0	0	1	1

Se usa análisis de sensibilidad para saber si la restricción es activa.

Tabla 4.3 Análisis de sensibilidad de la tabla 4.2.

V.b.	Ecuac. No.	C O E F I C I E N T E S de:						Término Independ.
		Z	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	
Z	0	1	0	0	1/2	3/2	0	-15/2
X ₁	1	0	1	0	-1/2	1/2	0	3/2
X ₂	2	0	0	1	1/2	-3/2	0	3/2
X ₅	3	0	0	0	1/2	-1/2	1	-3/2 ←

↑

Esta restricción es activa pues dió negativa entonces - aplicaremos el dual simplex.

Tabla 4.4 Obtención de nueva solución por el dual simplex a partir de la tabla 4.3.

V.b.	Ecuac. No.	C O E F I C I E N T E S de:						Término Independ.
		Z	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	
Z	0	1	0	0	2	0	3	-12
X ₁	1	0	1	0	0	0	1	0
X ₂	2	0	0	1	-1	0	-3	6
X ₄	3	0	0	0	-1	1	-2	3

$$Z_{\min} = - Z_{\max} = -(-12) = 12$$

$$\text{de aquí: } (Z, X_1, X_2) = (12, 0, 6)$$

puesto que: $12 > 15/2$ esta solución no es óptima pero es factible

Se resuelve el segundo problema inicial

$X_1 \geq 2$ o sea se añade a la tabla inicial la restricción

$$-X_1 + X_5 = -2$$

Tabla 4.5. Es la tabla 4.1 con la nueva restricción.

V.b.	Ecuac. No.	C O E F I C I E N T E S de:						Término Independ.
		Z	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	
Z	0	1	0	0	1/2	3/2	0	-15/2
X ₁	1	0	1	0	-1/2	1/2	0	3/2
X ₂	2	0	0	1	1/2	-3/2	0	3/2
X ₅	3	0	-1	0	0	0	1	-2

Tabla 4.6 Análisis de sensibilidad para conocer si la restricción es activa.

V.b.	Euac. No.	C O E F I C I E N T E S de:						Término Independ.
		Z	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	
Z	0	1	0	0	1/2	3/2	0	-15/2
X ₁	1	0	1	0	-1/2	1/2	0	3/2
X ₂	2	0	0	1	1/2	-3/2	0	3/2
X ₅	3	0	0	0	-1/2	1/2	1	-1/2

↑

Tabla 4.7 Aplicación del dual simplex a la tabla 4.6

V.b.	Euac. No.	C O E F I C I E N T E S de:						Término Independ.
		Z	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	
Z	0	1	0	0	0	2	1	-8
X ₁	1	0	1	0	0	0	-1	2
X ₂	2	0	0	1	0	-1	1	1
X ₃	3	0	0	0	1	-1	-2	1

$$Z_{\min} = Z_{\max} = -(-8) = 8$$

de aquí $(Z, X_1, X_2) = (8, 2, 1)$ Esta solución es facti-

ble pero: $Z_L = 8 > 15/2 = Z_u$

Por consiguiente almacenamos $(8, 2, 1)$ como una solución entera factible.

Se continúa el proceso, pero ahora se escoge X_2 y la primera restricción que se añade a la tabla 4.1 es:

$$X_2 \leq 1 \text{ ó } X_2 + X_5 = 1$$

quedando así

Tabla 4.8 idéntica a la tabla 4.1 con una nueva restricción.

V.b.	Ecuac. No.	C O E F I C I E N T E S de:						Término Independ.
		Z	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	
Z	0	1	0	0	1/2	3/2	0	-15/2
X_1	1	0	1	0	-1/2	1/2	0	3/2
X_2	2	0	0	1	1/2	-3/2	0	3/2
X_5	3	0	0	1	0	0	1	1

Por análisis de sensibilidad vemos si es activa.

Tabla 4.9 Análisis de sensibilidad para saber si la nueva restricción es activa.

V.b.	Ecuac. No.	C O E F I C I E N T E S de:						Término Independ.
		Z	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	
Z	0	1	0	0	1/2	3/2	0	-15/2
X_1	1	0	1	0	-1/2	1/2	0	3/2
X_2	2	0	0	1	1/2	-3/2	0	3/2
X_5	3	0	0	0	-1/2	3/2	1	-1/2

↑

Como la restricción resultó activa se resuelve este último problema por el dual simplex.

Tabla 4.10 Aplicación del dual simplex a la tabla 4.9

V.b.	Ecuac. No.	C O E F I C I E N T E S de:						Término Independ.
		Z	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	
Z	0	1	0	0	0	3	1	-8
X ₁	1	0	1	0	0	-1	-1	2
X ₂	2	0	0	1	0	0	1	1
X ₃	3	0	0	0	1	-3	-2	1

$$z_{\min} = - z_{\max} = -(-8) = 8$$

De aquí: $(z, x_1, x_2) = (8, 2, 1)$ la cual es factible pero

$$z_L = 8 > 15/2 = z_u$$

Finalmente se investiga para $x_2 \geq 2$ añadiendo la restricción $-x_2 + x_5 = -2$ a la tabla 4.1 y se continúa el procedimiento.

Tabla 4.11 Análisis de sensibilidad para la nueva restricción

V.b.	Ecuac No.	C O E F I C I E N T E S de:						Término Independ.
		Z	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	
Z	0	1	0	0	1/2	3/2	0	-15/2
X ₁	1	0	1	0	-1/2	1/2	0	3/2
X ₂	2	0	0	1	1/2	-3/2	0	3/2
X ₅	3	0	0	-1	1/2	-3/2	1	-1/2 ←

Como resultó activa se aplica el dual simplex.

Tabla 4.12 Aplicación del dual simplex a la tabla 4.11.

V.b.	Ecua No.	C O E F I C I E N T E S de:						Término Independ.
		Z	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	
Z	0	1	0	0	1	0	1	-8
X ₁	1	0	1	0	-1/3	0	1/3	-4/3
X ₂	2	0	0	1	0	0	-1	2
X ₄	3	0	0	0	-1/3	1	-2/3	1/3

$$Z_{\min} = - Z_{\max} = -(-8) = 8$$

De aquí $(Z, X_1, X_2) = (8, 4/3, 2)$ la cual es factible pero no entera, también se tienen soluciones con el mismo valor de la función objetivo y enteras por consiguiente esta se elimina.

Paso g. Puesto que ya todos los subconjuntos han sido investigados.

Se selecciona de la lista la solución entera con el mejor valor de función objetivo, la cual resultó ser: $(Z, X_1, X_2) = (8, 2, 1)$. Un diagrama de árbol de decisiones para este problema se presenta en la figura 4.3.

A continuación se describirán brevemente algunos métodos que tratan el mismo problema, además se dará suficiente bibliografía para una mayor información.

4.6 Método de Driebeek

Norman Driebeek¹⁰ desarrolló un método para resolver problemas de programación entera mixta que está relacionado con el

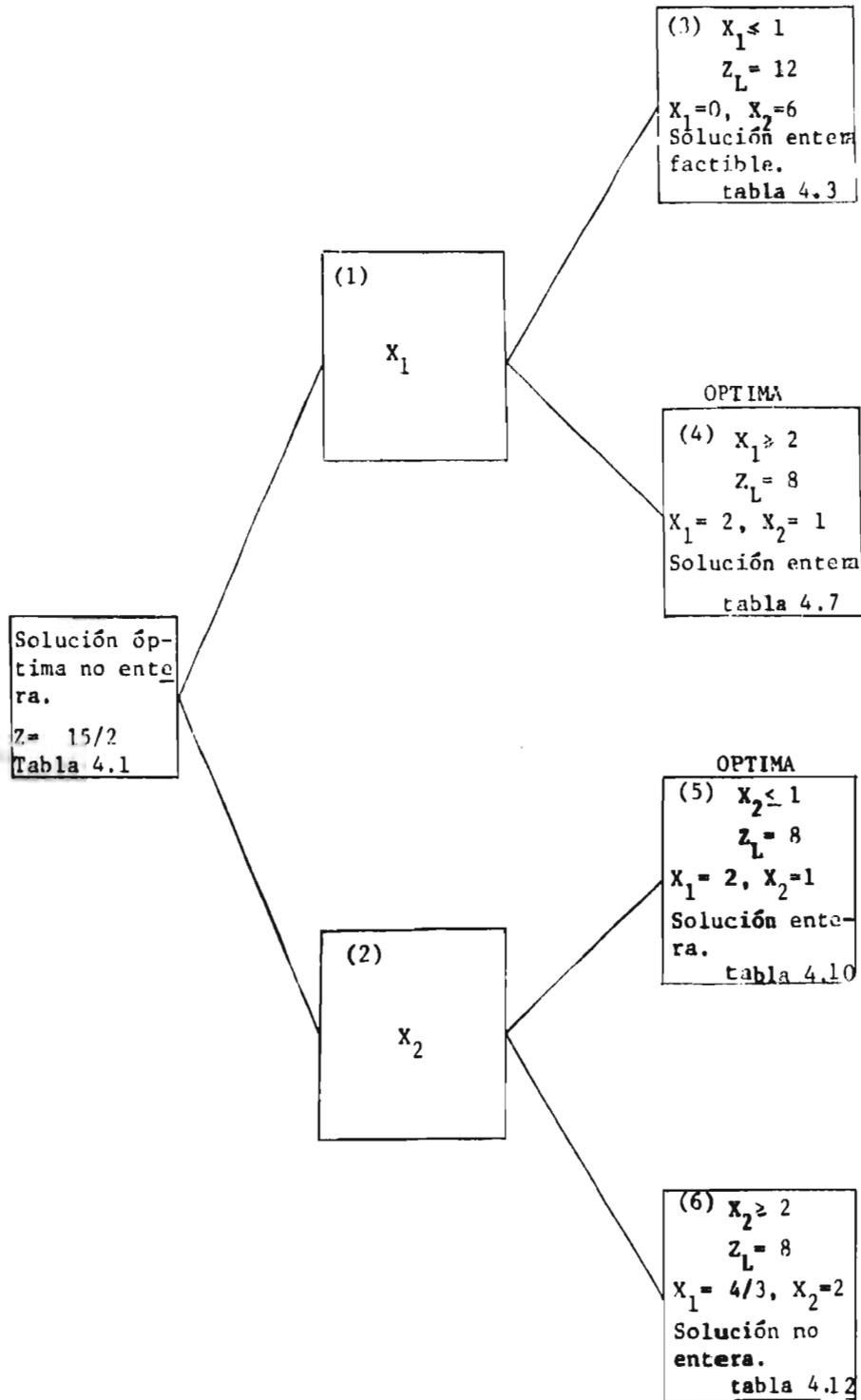


Fig. 4.4 Diagrama de árbol de decisiones para el problema resuelto manualmente.

método de Land and Doig. Este método es práctico para problemas grandes con relativamente pocas variables enteras, - las soluciones parciales en este método no lo son realmente, ya que todas las variables enteras están especificadas, pero las variables no enteras se obtienen empleando programación lineal, el procedimiento consiste en formular el problema de tal manera que cada variable entera en cada nivel entero posible sea una variable entera cero-uno. La descripción completa del método así como un ejemplo de aplicación se encuentra en la referencia (10).

4.7 Algoritmo de Mint

Este algoritmo⁹ que se describirá someramente fué utilizado para resolver el problema de selección de unidades térmicas.

El programa elaborado bajo este algoritmo encuentra el mínimo de una función lineal multivariable sujeto a restricciones lineales, en el cual algunas o todas de las variables - pueden estar restringidas a valores enteros. El problema - se plantea así:

$$\text{Minimizar } Z = C_1 X_1 + C_2 X_2 + \dots + C_{N1} X_{N1} + C_{N1+1} Y_{N1+1} + \dots + C_N Y_N$$

Sujeto a:

$$A_{ij} X_j + A_{ik} Y_k \leq, =, > B_i \quad \begin{array}{l} i=1, \dots, m \\ j=1, \dots, N1 \\ k=N1+1, \dots, N \end{array}$$

donde:

X_j son variables enteras y sujetos a un límite superior

$$X_j, Y_k \geq 0$$

El algoritmo se basa en el método de Land and Doig. Para obtener una solución continua de arranque y evaluar cada tentativa entera se involucra en el programa un algoritmo dual - simplex. Las variables enteras especificadas son probadas - cada vez en valores apareados para establecer dirección y valor. Para una mayor información del método, diagrama de flujo y manejo del programa consultar el libro de Kuester⁹.

Además de los algoritmos descritos en los incisos anteriores, existen otros que son en esencia ramificaciones de los algoritmos de Land and Doig y Dakin; tales como: el de Land and Powell¹⁰ al cual se le hicieron modificaciones para ser empleado en selección de unidades para consideraciones de reserva probabilística¹¹. En la referencia 4 en las páginas 420 a - 434 se describen otros métodos y se da suficiente bibliografía para posteriores consultas.

4.8 Consideraciones teóricas.

La convergencia¹² del método de Land and Doig puede probarse demostrando de que ninguna solución no considerada podría posiblemente ser mejor. En cada etapa se resuelven dos problemas de programación lineal y el resultado es claramente óptimo en términos de variables no especificadas. Por examen - sistemático se consideran solamente las máximas soluciones y se continúa hasta encontrar una solución entera máxima (ignorando cualquier solución no factible), así se puede demostrar que se encontrará una solución entera óptima, si existe, si

no existe una solución entera óptima se descubrirá como producto del método.

-
1. Gruhl, J. "Electric Power unit Commitment Scheduling - Using a Dinamically Evolving Mixed-Integer Program," - Report # MIT-EL 73-007, pp. 81, January 1973.
 2. Sperry Univac 1100 series "Functional Mathematical Programming System" (FMPS), UP-number 8198, pp. 8-2
 3. Hadley, G. "Nonlinear and Dynamic Programming," Addison Wesley Publishing Company, 1964 pp. 104-119.
 4. Zions, S. "Linear and integer Programming", Prentice-Hall international series in management, 1974 PP.415.
 5. Land, A.H. and Doig, A.G. "An Automatic Method of Solving Discrete Programming Problemms," Econometrica, p.28. 1960.
 6. Dakin, R.J., "A Tree-Search Algoritm for Mixed-Integer Programming Problems", Computer Journal, 8, 250-255, 1965.
 7. Ibid (4), pp. 176-199.
 8. Hillier, F.S. and Lieberman, G.J. "Operations Research", Holden-Day-Inc, Second Edition, 1974, pp. 718.
 9. Kuester, J.L. and Mize, J.H., "Optimization Techniques with Fortran", McGraw Hill Book Company, 1973, pp. 66-90.
 - 10.. Land, A.H. and Powell S. "Fortran Codes for Mathematical Programming: Linear, Quadratic and Discrete", J. Wiley & Sons, London, 1973.

11. Dillon, T.S., Edwin, K.W., Kochs, H.D. and Taud, R.J.,"
Integer Programming Approach to the Problem of Optimal -
Unit commitment with Probabilistic Reserve Determination",
IEEE Conference Power F 78 265-1, Winter Power Meeting,
New York, NY., January 29-February 3, 1978.
- 12, Ibid (4) pp. 421

CAPITULO 5

METODOLOGIA PARA EL DESPACHO OPTIMO DE UNIDADES TERMICAS

Una vez conocida y justificada la técnica que se empleará para resolver el modelo que se describe en el presente capítulo; y antes de su presentación, es conveniente estudiar los diferentes aspectos que intervienen en la selección óptima de unidades térmicas. La primera parte de este capítulo trata sobre los diferentes costos que intervienen en la generación térmica así como también de algunas restricciones de operación, intercambio de energía y reserva rodante. La segunda parte trata la adaptación del modelo para su solución por programación entera mixta.

5.1 Costos de Operación

En la operación de las unidades térmicas intervienen varios costos, los cuales se describen a continuación.

a) Costos de Combustibles

El costo de mayor importancia que interviene en la operación de una unidad térmica, es el costo del combustible¹; por lo tanto, este se debe considerar en cualquier programa de selección de unidades.

Los costos de combustible se pueden clasificar en:

1. Costo del combustible cuando la caldera se encuentra en un nivel de calentamiento tal que puede arrancar una unidad de generación y,
2. Costo de combustible de nivel mínimo. Si una unidad de generación está rodando, se requiere para que comience a generar que su nivel de salida no sea menor que su nivel de capacidad mínimo². El costo de combustible de nivel mínimo se define como el costo de operación de una unidad a su nivel mínimo. Este costo se mide en pesos por hora y es una función de la curva de costo incremental de combustible asociado con la unidad de generación respectiva. El costo incremental de combustible asociado a un nivel de salida dado, se define como el incremento en el costo de combustible por unidad de incremento en la potencia de salida por hora en ese nivel de generación. Se mide en pesos por megavatio hora (MW-h). El costo de combustible cuando una unidad de generación está operando por encima de su capacidad mínima, se encuentra integrando la curva de costo incremental de combustible en el rango respectivo³. Por lo tanto, el costo total por hora de combustible asociado con la operación de una unidad de generación en un nivel determinado puede expresarse como la suma del costo de combustible al nivel mínimo y la integral de la función de costo incremental de combustible para el rango respectivo.

Los costos asociados con el arranque de una unidad de generación se revisarán con más detalle en el inciso (5.1 e). A continuación

se describen con mayor detalle los costos incrementales de combustible.

Hay tres tipos de curvas de compartimiento asociados a cada unidad de generación:

1. Curva de entrada-salida. Esta indica la cantidad de combustible de entrada, medido en kilocalorías por hora (kcal/h) como una función de la potencia de salida (MW). Ver figura 5.1
2. Curva de consumo específico. Esta se obtiene de la curva anterior, dividiendo la entrada por su correspondiente salida. Quedando así kilocalorías por megavatio hora (kcal/MW-h) como una función de la potencia de salida media en MW.
3. Curva de costos incrementales de combustible. Esta curva para una salida determinada es igual a la relación instantánea de cambio de la curva de entrada-salida en el nivel de generación especificado. Esta curva se mide en kcal por MW-h como una función de la potencia de salida en MW. El costo incremental de combustible para una salida dada se obtiene multiplicando el costo de combustible correspondiente por el valor de los millones de kcal; es decir, $(\text{kcal/kw-h}) \times (\$/\text{kcal}) = (\$/\text{kw-h})$. Es posible que el precio de kcal para varias unidades sea diferente puesto que el costo de suministro de combustible para las diferentes plantas no puede ser el mismo.

Las unidades térmicas pueden describirse por su capacidad o por

su curva de carga.

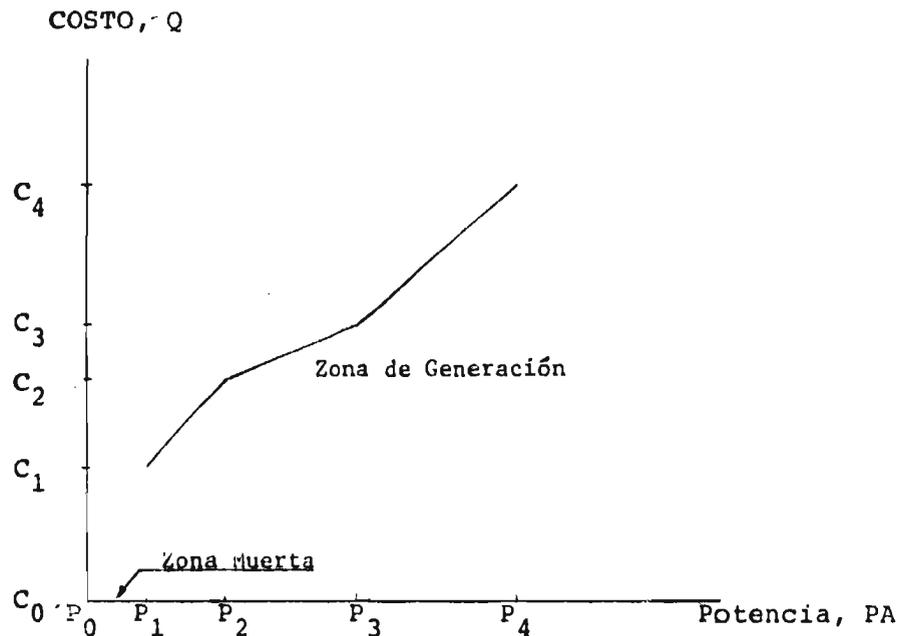


Fig. 5.1 Curva de entrada-salida linealizada por partes para una planta térmica. Potencia de salida (MW) contra costo (\$ o alguna unidad de impacto ambiental)

b) Costos de Mantenimiento.

Aunque los costos de combustible pueden expresarse, al menos particularmente, como una función de la carga en megavatios para una unidad de generación, a la fecha no se ha desarrollado ningún método que permita cargar los costos de mantenimiento de esta manera. Sin embargo Steingerg⁴ estableció que los costos incrementales de mantenimiento se determinan usualmente en base a los costos anuales. Los costos anuales, se determinan de estadísticas y se usan para establecer el costo incremental de mantenimiento como un valor dado por MW-h para cada unidad de generación. Este costo no se tiene en cuenta directamente en el presente trabajo.

c) Costos Debido a Pérdidas por Transmisión.

En el problema de selección de unidades los costos por pérdidas en líneas de transmisión no se representan usualmente. La razón por la cual estos costos se dejan fuera del problema de selección de unidades es que muchas veces la imprecisión en el pronóstico de carga es mayor que la pequeña cantidad en precisión que se ganaría al considerar las pérdidas por transmisión⁵. Es obvio que estos costos están incluidos directamente dentro del costo de producción. Los resultados de un estudio⁶ indican que las pérdidas por transmisión son un factor insignificante cuando se determina la combinación óptima de unidades de generación para ser operadas. En este caso se requiere que las unidades de generación operen en regiones geográficamente dispersas con el objeto de asegurarle al sistema una confiabilidad deseada, esto trae como consecuencia la imposición de una gran porción de las pérdidas por transmisión del sistema.

La complejidad involucrada en incluir exactamente las pérdidas por transmisión radica en el hecho de que deben ser representados en forma cuadrática, si su representación se considera esencial, hay por lo menos dos métodos posibles para incluirlas en este modelo:

1. La forma cuadrática de pérdidas puede ser aproximada por una linealización por partes, tal como se muestra en la figura 5.2
2. Las pérdidas por transmisión pueden ser calculadas por separado y comparada su influencia con programas sin pérdidas que ha-

yan sido procesados.

En caso de que se consideren las pérdidas por transmisión, el método a emplearse dependerá del conocimiento del sistema bajo estudio.

d) Costos de arranque.

Este costo es muy importante y afecta el programa de selección de unidades. Si una unidad se para, la caldera o se permite que se enfríe o se "banquea" en cuyo caso la caldera se conserva en caliente pero se desconecta de las turbinas. Si la caldera es "banqueada", es necesario suministrar a la caldera una cantidad suficiente de combustible con el fin de mantenerla con temperatura y presión mínimas. Si no es "banqueada", entonces la temperatura de la caldera cae exponencialmente como una función del tiempo⁸. En la referencia (8) la siguiente ecuación se da para expresar el costo de arranque de una unidad como una función

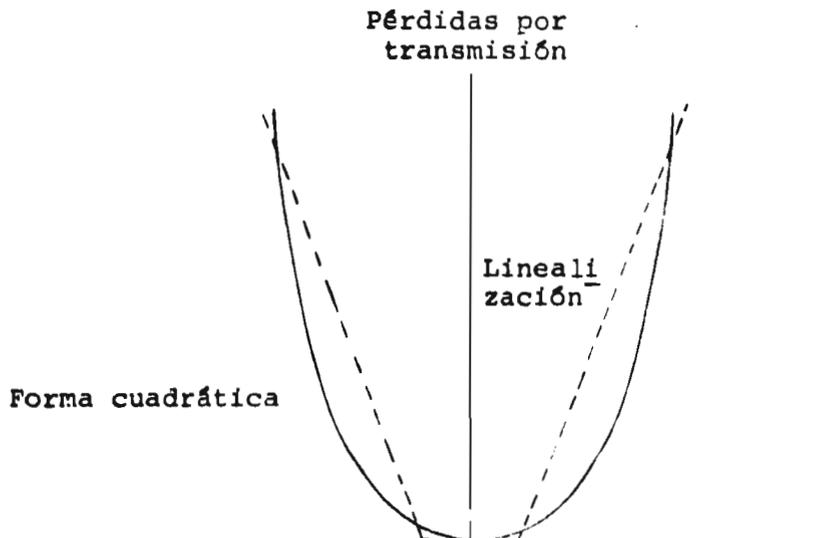


Fig. 5.2 Representación lineal por partes de una función cuadrática.

del tiempo en que la unidad ha estado parada, para el caso en que se ha dejado enfriar la caldera. Ver figura 5.3

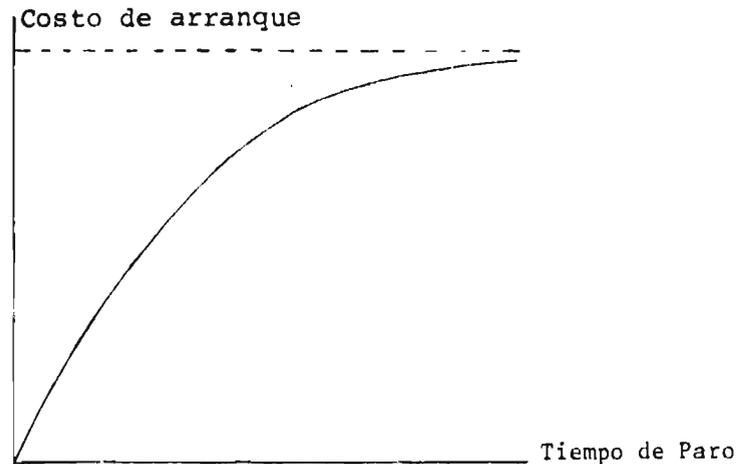


Fig. 5.3 Costo de arranque como una función del tiempo que ha sido parada.

$$\text{Costo} = B(1 - e^{-\alpha(t-1)}) + k \quad t > 1$$

donde:

- t Tiempo en horas que la unidad ha permanecido parada
- B Costo de arranque cuando la caldera está fría
- α Constante de enfriamiento de la caldera
- k Representa los costos fijos tales como: costos de arranque de la turbina, mantenimiento y mano de obra.

Si la caldera es "banqueada", entonces se tendrá que suministrar una cantidad de combustible cada hora. En este caso el costo acumulado está dado por:

$$\text{Costo} = B^1(t-1) + k$$

donde:

- B^1 Es el costo de banquear la caldera en pesos

por hora

t y k Como se definieron antes

La figura 5.4 representa una curva de costos de arranque aproximada linealizada por partes (puesto que el intervalo de tiempo más pequeño en el programa de solución de unidades es una hora; entonces, la aproximación lineal por partes es una representación exacta.

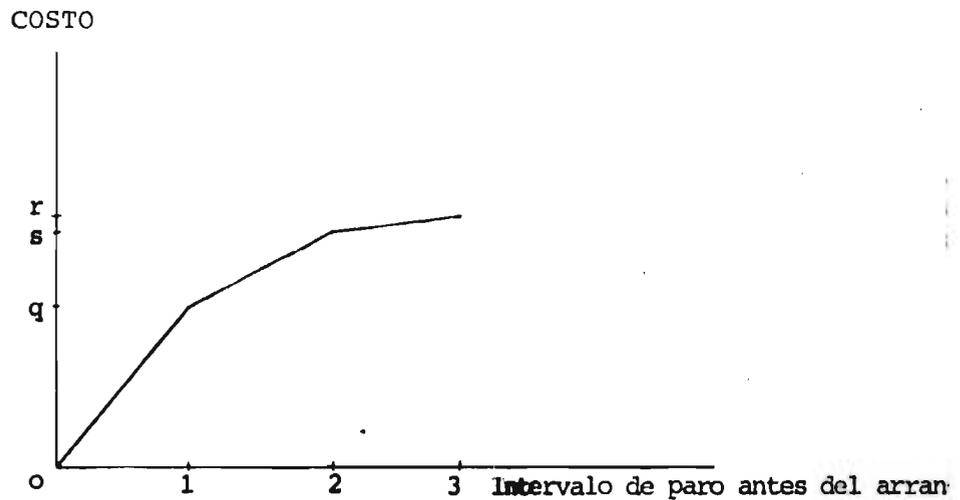


Fig. 5.4 Aproximación lineal por partes. Costo de arranque ^{qu} contra intervalos de tiempo de paro de la planta.

e) Otros Costos.

Hay otros costos que pueden ser considerados cuando se efectúa un programa de operación. Por ejemplo, el costo de materiales podría ser incluido. Se ha establecido⁹ que el costo de materiales no se afecta apreciablemente por el programa de selección de unidades y puede ser omitido. El costo del agua de enfriamiento podría afectar al programa. Estos costos no se consideran en este trabajo.

5.2 Restricciones de Operación

a) Restricciones de Capacidad

La potencia de un grupo térmico puede ser cero o estar comprendida entre dos valores: su mínimo técnico \underline{P}_i y su potencia máxima \bar{P}_i . Estos niveles son determinados por las restricciones térmicas en las turbinas y las capacidades de las calderas en cada unidad¹⁰. Con el fin de distinguir estos dos estados, se introduce una variable $A_i(t)$ que puede tomar dos valores:

$$A_i(t) = \begin{cases} 1 & \text{Si la planta } i \text{ está operando en el intervalo } t \underline{P}_i \leq P_i(t) \leq \bar{P}_i \\ 0 & \text{Si la planta } i \text{ está parada en el intervalo } t P_i(t) = 0 \end{cases}$$

t está discretizada de 1 a t

En una forma algebraica sería:

$$A_i(t) \cdot \underline{P}_i(t) \geq P_i(t) \leq A_i(t) \cdot \bar{P}_i \quad A_i(t) = (0,1)$$

Además de estas limitaciones, las unidades de generación se restringen por la relación a la cual pueden tomar carga después de ser arrancadas. La cantidad de tiempo requerido para arrancar una unidad es también un factor importante.

b) Intercambio de Energía

El intercambio de energía¹¹ con empresas vecinas se modela en esta tesis como unidades de generación adicionales dentro del sistema considerado, con restricciones de capacidad especificadas y costos incrementales de producción. Pero este intercambio probablemente no esté disponible en todos los intervalos e indudablemente será costoso hacer uso infrecuente. Puede ser necesario definir un "costo falso" adicional asociado con este soporte de emergencia, si el programa de selección de unidades es también confiable bajo este soporte. Esto, sin embargo, es una cuestión que debe ser manejada después de mediciones de confiabilidad y de costos de programas que han sido examinados.

c) Requerimientos de Reserva

Existe siempre una posibilidad de falla de equipo, esto es salidas forzadas, en un sistema de potencia. Puesto que las salidas forzadas ocurren fortuitamente, es necesario programar un exceso de capacidad de operación para asegurar que el servicio se mantenga, al menos con alguna probabilidad especificada, en el evento de una falla del equipo. Esta capacidad de exceso que es operada se llama reserva rodante.

Una gran cantidad de literatura se ha desarrollado para estudiar la manera de medir la confiabilidad de servicio y como se determinarían los márgenes de reserva rodante (12,13,14). Estas áreas están fuera del alcance de esta tesis. Aquí se suponen conocidos los márgenes de reserva. Es importante, sin embargo, examinar algunos de los factores que deben ser considerados cuando se deter-

minan márgenes de reserva rodante y su efecto sobre la selección de un programa de operación.

Cuando se escoge un programa de operación, se debe considerar el efecto de una falla en una línea de transmisión. Tales fallas influyen en la cantidad de reserva rodante que se requiere, por esto es necesario tener suficiente capacidad programada en diferentes sitios para soportar emergencias de este tipo. La reserva de capacidad de operación es también necesaria para proveer protección contra errores en la demanda pronosticada.

Con el objeto de preservar la linealidad de modelo, es necesario no utilizar fórmulas no lineales para los requerimientos de la reserva rodante. Se deben tomar los requerimientos de reserva rodante como 1 1/2 veces la unidad más grande¹⁵ que se encuentre operando en cualquier intervalo.

Los requerimientos de reserva de un sistema pueden obtenerse sumando, en cada intervalo, las porciones no utilizadas de las plantas que están en operación.

Se define:

$$A_i(t) = \begin{cases} 1 & \text{Si la planta } i \text{ está operando en el intervalo } t \\ 0 & \text{Si la planta } i \text{ está parada en el intervalo } t \end{cases}$$

y $0 \leq J_i(t) \leq 1$

Tal que $J_i(t)$ representa la fracción utilizada de la unidad arriba de su potencia mínima de salida, cuando está en operación. Esto es, considerando la curva de carga representada en la fig. 5.6

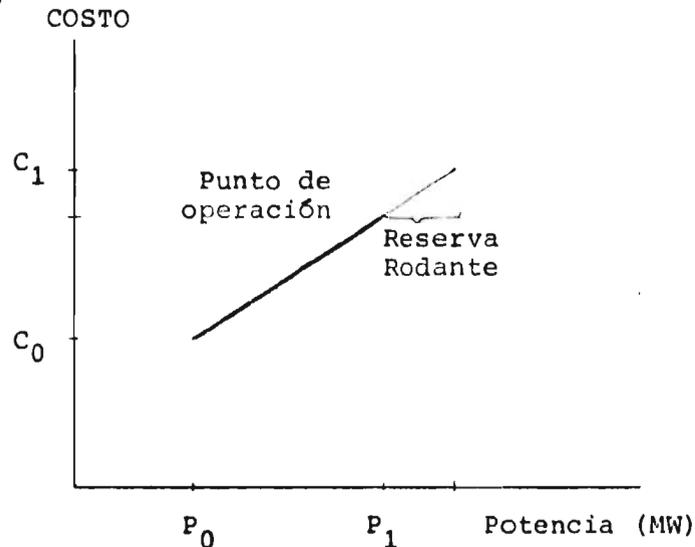


Fig. 5.6 Representación simplificada de la curva de carga de una planta mostrando la capacidad de reserva rodante.

Entonces la potencia de salida de la planta es:

$$P = P_0 \cdot A_i(t) + (P_1 - P_0) \cdot J_i(t)$$

Y la contribución de esta planta a la capacidad de reserva rodante del sistema será:

$$SR = (P_1 - P_0) (J_i(t) - 1 + A_i(t))$$

Por supuesto, depende del tipo de generador que se esté modelando, esta capacidad de reserva rodante de una planta puede tener un acotamiento superior por limitaciones de incrementos de potencia (por ejemplo, no se pueden añadir más de 15 MW en 3 minutos de capacidad de reserva y 25 MW en 5 minutos de capacidad de re-

serva, si la planta en particular tiene una máxima relación de incremento de 5 MW por minuto)

Cuando se considera la disponibilidad de reserva rodante total en el tiempo t (sin tener en cuenta las restricciones sobre relaciones de incremento), donde $P(t)$ es la potencia demandada total en el tiempo t , se puede emplear la siguiente fórmula.

$$P_{1i}(t) \cdot A_i(t) - P(t) = SR(t)$$

donde:

$SR(t)$ Es la reserva rodante en el tiempo t

$P_{1i}(t)$ Es la potencia máxima de salida de la planta i

$A_i(t)$ Como se definió antes

Esta ecuación se cumple para plantas que tienen curvas de carga más complicadas que la representada en la figura 5.6

Se puede hacer un análisis post-óptimo de los efectos del programa resultante debido a los cambios en los niveles de reserva (e igualmente en los niveles de demanda) esto será útil en la evaluación de la sensibilidad de los programas con respecto a las diferentes medidas de confiabilidad. Exactamente cuales deberían ser los requerimientos de reserva rodante calculados para satisfacer las necesidades del sistema, Sager, M.A. y wood, A.J.¹⁶ utilizan relaciones de salidas forzadas, niveles de carga bajos y curvas de duración de carga para calcular valores de costo esperados y pérdidas de energía asociados con cambios en los requerimientos de

reserva rodante.

Obviamente hay una relación entre costo y confiabilidad, como se puede ver en las figuras 5.7 y 5.7A

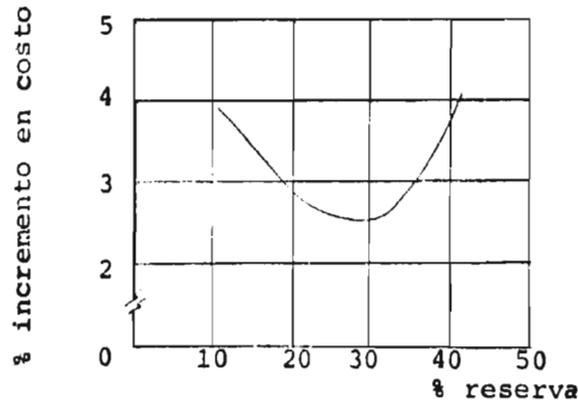


Fig. 5.7 Incrementos en costos esperados con cambios en los requerimientos de la reserva rodante

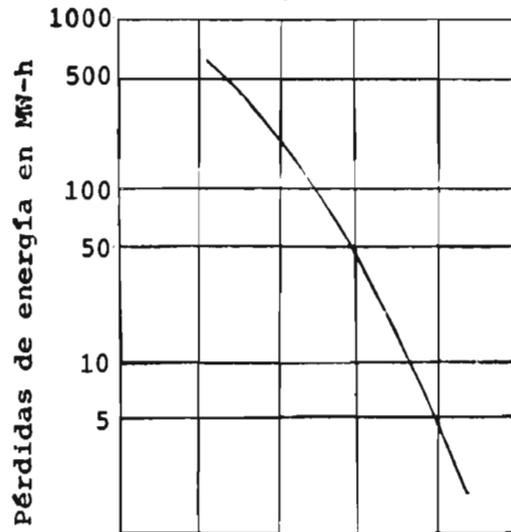


Fig. 5.7A Energía esperada no suministrada para diferentes requerimientos de reserva rodante (para un programa de 1.8×10^6 MW-h)

5.3 Energía Nuclear

Este tipo de plantas es esencialmente de base y su modelación se debe ajustar a esta situación. Esta planta debe operar muy cerca a su máxima eficiencia ya que por sus características especiales no admite cambios bruscos en su generación. Su modelación, para efectos de esta tesis, sigue los lineamientos generales de las plantas térmicas.

5.4 Unidades de Impacto Ambiental

La cuantificación del impacto ambiental debido a la generación eléctrica, es un tópico que ha despertado un gran interés.

Como se anotó en el Capítulo 2, hay diferentes aspectos que se deben considerar dentro de este problema, siendo el objetivo final el desarrollo de algoritmos que minimicen o las emisiones o el despacho con restricciones de emisiones de gases contaminantes. La modelación de este problema se debe ajustar a lo establecido por las autoridades en las localidades respectivas donde se encuentra el sistema considerado.

5.5 Consideraciones de Intervalos de Tiempo

Los intervalos de tiempo considerados en este trabajo fueron de una hora. Este tamaño de intervalo asegura un rápido cálculo y una detallada información para tiempos cercanos,

y concentra los esfuerzos computacionales sobre intervalos donde se dispone de información más confiable y detallada.

5.6 Función Objetivo

El objetivo de la minimización es seleccionar un conjunto de unidades de generación que operen durante un intervalo $(0, T)$ las cuales minimizan los costos esperados de generación. Los costos de operación considerados en este trabajo son: costos de arranque, costos de mínimo nivel de combustible, costos de intercambio de energía y costos de producción incrementales.

5.7 Método de Solución

La descripción detallada de la técnica de solución de la programación entera mixta, la cual se emplea para la solución de este modelo, se describió en el Capítulo 4. Esta parte tratará con la adaptación del modelado descrito en los incisos anteriores a la técnica de solución propuesta.

5.8 Adaptación del Modelo

El modelo desarrollado en los incisos anteriores para este problema de selección de unidades se cambiará aquí para ajustarse al formato requerido por la técnica de solución escogida.

Se define como $D(t)$ la demanda por potencia en el intervalo t ,

donde esta demanda ha sido escogida de la distribución probabilística de potencia demandada, de modo que cubra las necesidades de potencia con una probabilidad consistente con la seguridad, por ejemplo confiabilidad. Sin embargo, la suma de la producción de potencia de todas las unidades en tiempo t debe ser igual a $D(t)$. Para el modelo, la producción de potencia de cada una de las unidades, definimos $A_n(t)$ como: en operación = 1, fuera = 0 de la n -ésima unidad en tiempo t . Sea $J_n(t)$ la porción fraccional del primer segmento sobre la curva de carga usada por la unidad n en tiempo t . Así, para una mayor simplicidad y facilidad descriptiva con un justo indicador prendido-apagado y un factor de carga lineal, la potencia generada en el intervalo t se representará por :

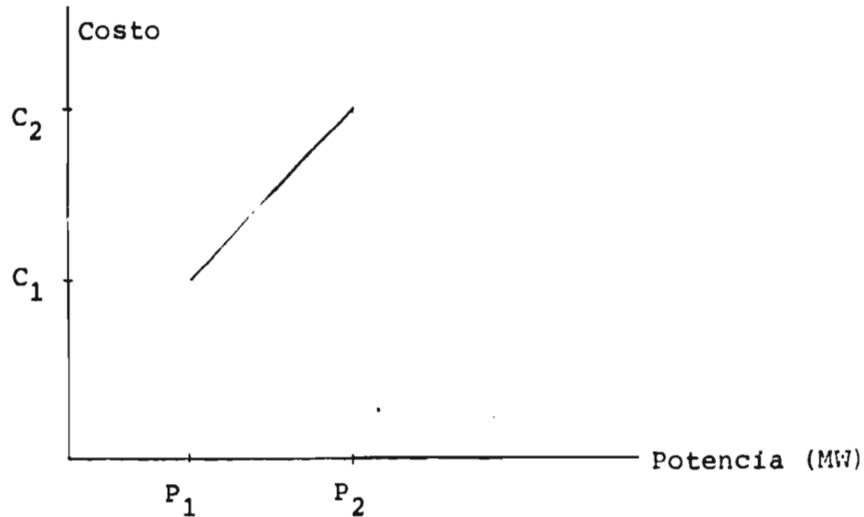


Fig. 5.8 Curva de carga representando un segmento simple de una planta de potencia.

$$P_s = P_1 \cdot A_n(t) + (P_2 - P_1) \cdot J_n(t) \quad 5-1$$

donde:

$$A_n(t) - J_n(t) \geq 0 \quad 5-2$$

$$A_n(t) = 0 \text{ ó } 1 \quad 5-3$$

$$0 \leq J_n(t) \leq 1 \quad 5-4$$

y donde P_1 es la mínima potencia posible de salida
 P_2 es la máxima potencia posible de salida

Se supone ahora que la curva de carga tiene 2 segmentos
(planta n) y quiebra hacia arriba.

Entonces la potencia de salida será:

$$P_s = P_1 \cdot A_n(t) + (P_2 - P_1) \cdot J_n(t) + (P_3 - P_2) \cdot k_n(t) \quad 3-5$$

donde $k_n(t)$ es ahora la porción fraccional del segundo segmento de la curva de carga usada, P_2 es ahora la potencia de salida en el punto de quiebre y P_3 es la máxima salida, aquí:

$$2 A_n(t) - J_n(t) - k_n(t) \geq 0 \quad 5-6$$

$$A_n(t) = 0, 1 \quad 5-7$$

$$0 \leq J_n(t) \leq 1 \quad 5-8$$

$$0 \leq k_n(t) \leq 1 \quad 5-9$$

Si la curva de carga tiene 2 segmentos pero sucede que quiebra hacia abajo, entonces el orden automático de cargas no será correcto, puesto que el programa tratará de utilizar primero la potencia más barata.

Así, otra variable binaria $E_n(t)$ se requerirá para indicar que el sistema está operando sobre el segundo segmento

de la curva de carga, y las ecuaciones resultantes para la potencia generada son:

$$P_s = P_1 \cdot A_n(t) + (P_2 - P_1) \cdot J_n(t) + (P_2 - P_1) \cdot B_n(t) + (P_3 - P_2) \cdot k_n(t) \quad 5-10$$

La ecuación siguiente se llamará $M_n(t)$

$$A_n(t) - J_n(t) - B_n(t) \geq 0 \quad 5-11$$

Y la siguiente se denominará $N_n(t)$

$$B_n(t) - k_n(t) \geq 0 \quad 5-12$$

donde: $A_n(t) = 0 \text{ ó } 1 \quad 5-13$

$B_n(t) = 0 \text{ ó } 1 \quad 5-14$

$0 \leq J_n(t) \leq 1 \quad \text{y} \quad 0 \leq k_n(t) \leq 1 \quad 5-15$

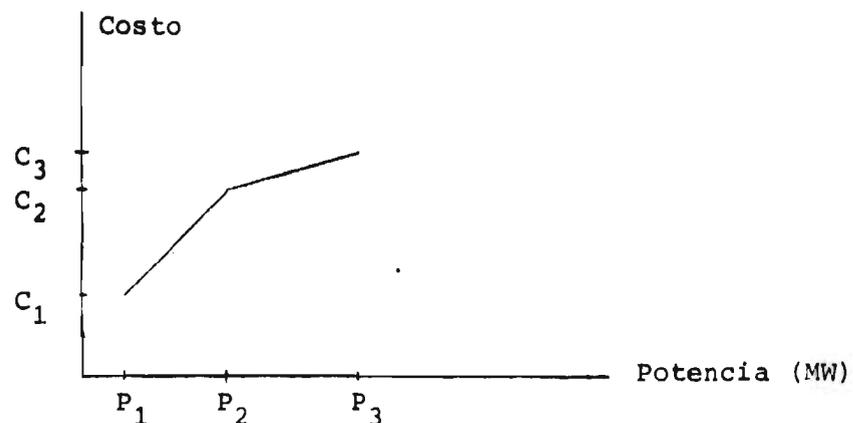


Fig. 5.9 Curva de carga para 2 segmentos, con quiebre hacia abajo de la curva de carga de una planta de potencia.

Si se construyen segmentos adicionales a la curva de carga,

cada uno requiere de nuevas variables binarias para cada segmento adicional.

Las consecuencias de penalización por contaminación, de operación en cualquier punto dado sobre la curva de carga se obtienen por una colección de costos similar a la colección de niveles de potencia de salida. Por ejemplo, en el último ejemplo citado, con C_1 como el costo de operación mínimo, C_2 como el costo en el punto de quiebre, y C_3 como el costo de producción total, el costo total de operación de la planta n en el tiempo t es:

$$C_1 \cdot A_n(t) + (C_2 - C_1) \cdot J_n(t) + (C_2 - C_1) \cdot B_n(t) + C_3 \cdot (C_3 - C_2) \cdot k_n(t) \quad 5-16$$

Para el cálculo de costos de arranque, es ventajoso definir una variable muda $W_n(t)$ en una ecuación lógica, la cual llamaremos $Ln(t)$ como sigue:

$$\begin{aligned} A_n(t) - A_n(t-1) - W_n(t) &\leq 0 \\ 0 &\leq W_n(t) \leq 1 \end{aligned}$$

Habrà entonces una relación del precio y el medio ambiente para el arranque de la planta, y de esta manera W tomará el valor de uno (1) solamente cuando absolutamente lo tenga, esto es, cuando tanto $A_n(t) = 1$ y $A_n(t-1) = 0$ esto es cuando la unidad haya sido arrancada.

Para el modelo, los costos de arranque como una función del tiempo que haya estado parada la unidad se representa en la figura 5-10

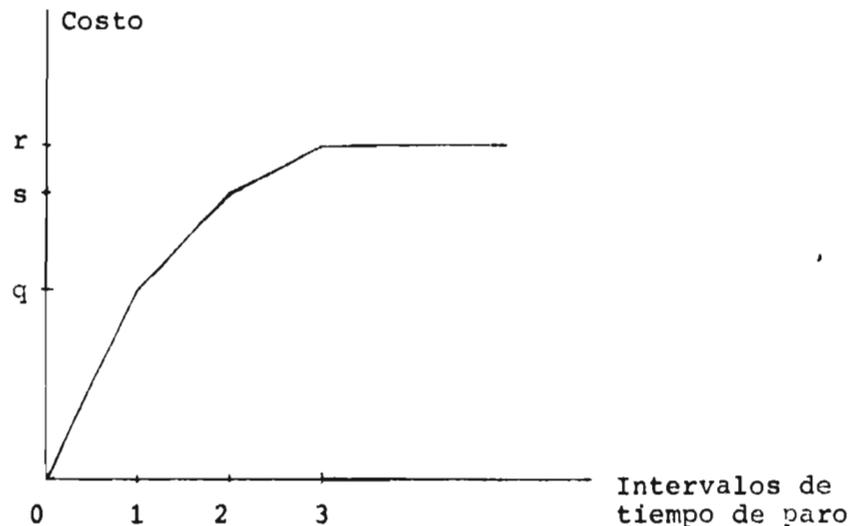


Fig. 5-10 Curva de costos linealizada por partes. Costos de arranque contra intervalos de tiempo de paro de la unidad.

Usando la variable muda $W_n(t)$, el costo de arranque en el tiempo t de la unidad n es:

$$r \cdot W_n(t) - (s-q)A_n(t-2) - (r-s)A_n(t-3) + (r-s)W_n(t-2) \quad 5-19$$

Esta ecuación se cumple cuando $(r - s)$ sea menor que q ¹⁹ pero ésta es obviamente una suposición razonable.

Para aquellas plantas que tienen una relación de arranque bajo, hay varias alternativas de modelación. Una posibilidad es hacer chequeos de factibilidad de requerimientos de tiempo mínimo de parada después del arranque. Otro método¹⁸

involucra la definición de una variable muda. Como $E_n(t)$, donde, por ejemplo, si el mínimo tiempo de parada es de cuatro intervalos:

$$1/4 E_n(t) - A_n(t) \geq 0 \quad 5-20$$

$$0 \leq E_n(t) \leq 4 \quad 5-21$$

$$E_n(t) - E_n(t-1) - W_n(t) \leq 0 \quad 5-22$$

Y entonces $E_n(t)$ reflejaría el costo de mantenimiento de una planta en el modo operativo parcialmente. El costo asociado con $E_n(t)$ forzaría esta variable a cero en intervalos no operativos, y entonces el límite superior de "uno" sobre las W_n pasaría el arranque de la planta a tomar espacios de tiempo repartidos.

Este tipo de modelo preserva la variable binaria $A_n(t)$ para el paro y arranque, la cual es una consideración importante, ya que $A_n(t)$ sirve para otros propósitos en el modelo.

5.9 Programa de Computadora Empleado

Puesto que cada día se utiliza con más intensidad la programación entera-mixta, las diferentes compañías fabricantes de computadoras, tienen a disposición de los usuarios paquetes con diferentes posibilidades de empleo. Dentro de los más importantes podemos citar los siguientes:

1. En IBM el MPSX-MIP está disponible desde febrero de 1971 y es capaz de manipular 4095 variables enteras (aunque su límite razonable es mucho menor)¹⁹. Este paquete dispone de técnicas de análisis post-óptimos tales como parametrización de variables y restricciones, análisis de la vecindad de un óptimo por sensibilidad y procedimientos para análisis de tendencias de la solución²⁰. Así como rutinas que fijan soluciones enteras en cualquier punto en el procedimiento de solución (MIXFIX) por análisis de sensibilidad. La actividad del espacio dual está también disponible por sensibilidad y tendencia de estudios.

2. OPHELIE MIXTE escrito para la CDC 6600²¹

3. El FMPS Functional Mathematical Programming System es un paquete escrito para UNIVAC 1100²² Este paquete cuenta con opciones semejantes al del inciso 1.

4. El GC 20-1619-8²³ es un paquete de IBM que se resuelve mediante el algoritmo de Mint. Este programa fue el utilizado para la solución de la selección de unidades térmicas.

- ¹ Federal Power Commission, "Statistics of Electric Utilities in the United States, Class A and B Privately Owned Companies", Washington, D.C., 1973-1955
- ² Smith, T.H., "Economic Loading of Power Plants and Electric Systems", John Wiley and Sons, Inc., New York, N.Y. 1943
- ³ Ibid (2) pp. 127-132
- ⁴ Steinberg, M.J. "Incremental Maintenance Costs of Steam-Electric Generating Station", AIEE Transactions, part III, Vol. 76 (1957), pp. 1251-1255
- ⁵ Sasson, A.M., "Nonlinear Programming Solutions for Load-Flow, Minimum-Loss and Economic Dispatch Problems", IEEE Transactions, Vol. PAS - 88, pp. 399-409, 1967
- ⁶ DeSalvo, C.A. and Dale, K.M. "Generating Unit Selection by Dynamic Programming", Report No. 60-175, Electric Utility Engineering Department, Westinghouse Electric Company, East Pittsburgh, Pa., 1960
- ⁷ George, E.E., "Intrasystem Transmission Losses", AIEE Transactions, Vol. 62 (1943), pp. 1567-1573
- ⁸ Baldwin, C.J., Dale, K.M. and Dittrich, R.F., "A Study of the Economic Shutdown of Generating Units in Daily Dispatch" AIEE Transactions, part III-B, Vol. 78 (1959), pp. 1272 - 1284

- ⁹Ibid (4) pp. 1253-1255
- ¹⁰A Merlin and P. Martin "Méthode de Repartition Journalière d'un Ensemble de Moyens de Productions Thermique et Hydraulique", Electricité de France, Bull. Etudes Recherch., Ser. B, 1969, pp. 13-14
- ¹¹Muckstadt, J. A. "Scheduling in Power Systems" Ph.D Dissertation, The University of Michigan, 1966, pp. 28-35
- ¹²AIEE Committee Report "Application of Probability Methods to Generating Capacity Problems and References", AIEE Transactions, part III, Vol. 79 (1960), pp. 1165-1182
- ¹³Arnoff, E.L. and Chambers, J. C. "Operations Research Determination of Generating Reserves", AIEE Transactions, part III, Vol. 76 (1957), pp. 316-328
- ¹⁴Watchorn, C.W., "A Review of Some Basic Characteristics of Probability Methods as Related to Power Systems Problems", IEEE Transactions, part III, Vol. 83 (1964), pp. 737-743.
- ¹⁵Ibid (10), pp. 15
- ¹⁶Sager, M. A. and Wood, A.J., "Power Systems Production Cost Calculations-Sample Studies Recognizing Forced Outages", IEEE Transactions, Vol. PAS-92, No. 1, pp. 154-158, Jan. 1973

- ¹⁷Boullé, D., Vincent, M. "Les Dispatchings d'Electricité de France- Description Générale de l'Ensemble des Programmes de Calcul Utilisés par le Dispatching Central d'Electricité de France", *Revue Gen. Electr.* Vol. 80, No. 5, pp. 383-392, May 1971
- ¹⁸Gruhl, J. "Electric Power Unit Commitment Scheduling Using A Dinamically Evolving Mixed-Integer Program", Report # MIT-EL 73-007, pp. 105, January 1973
- ¹⁹Gruhl, J. "Electric Generation Production Scheduling Using A Quasi-Optimal Sequential Technique", Report # MIT-EL 73-003, April 1973, pp. 100-101
- ²⁰Ibid, pp. 93-94
- ²¹Ibid, pp.100
- ²²Sperry Univac 1100 Series, "Functional Mathematical Programming System" FMPS, UP - Number 8198, pp. 8-1 - 8-20.
- ²³Kuester, J.L. and Mize, J.H., "Optimization Techniques with Fortran", McGraw Hill Book Company, 1973, pp. 66-90.

CAPITULO 6

METODOLOGIA Y PRUEBA DEL DESPACHO COORDINADO

En los capítulos anteriores se desarrollaron varios aspectos de la operación económica de un sistema de potencia. Se discutieron los criterios para un despacho completo, funciones que se deben incluir, estrategias de despacho, objetivos y restricciones requeridas para cada modelo en particular. Las siguientes funciones se incluyen en este modelo:

1. Programación óptima de la generación hidráulica, sin considerar almacenamiento por bombeo.
2. Selección de unidades térmicas.
3. Despacho de unidades térmicas considerando las pérdidas dentro de la curva de carga.
4. Determinación de reservas disponibles.
5. Determinación de intercambios de energía si los hay.
6. Determinación del costo de efectuar la operación.

Especial cuidado se puso en el desarrollo e implantación de los algoritmos tanto, de la parte hidráulica como de la térmica, alrededor de los cuales se diseñó este trabajo. En este capítulo se explicará el modelo en conjunto como también la operación integrada. El procedimiento de programación -- utilizado, como se verá mas adelante es muy simple y muy -- rápido, pudiéndose comparar con ventajas con otros modelos -- publicados hasta la fecha.

6.1 Operación del modelo

En la figura 6.1 se muestra un diagrama de flujo de la operación del sistema. Como se demostró en el capítulo 3, el algoritmo desarrollado para el despacho hidroeléctrico permite hacer la distribución inicial y luego la óptima de todas las unidades hidráulicas disponibles para un día o una semana. Este programa nos proporciona la curva de "déficit" óptimo (la potencia que debe ser suministrada por las plantas térmicas) para un día o una semana; esta curva refleja la operación de las unidades hidroeléctricas. Una vez se conozca el "déficit" para cada hora, se puede despachar el sistema térmico (incluyendo los intercambios de energía si son necesarios) utilizando las técnicas, modelos y restricciones descritos en los capítulos 4 y 5. La reserva rodante puede ser calculada (si se desea) a partir de la capacidad máxima de cada planta y lo que esté generando en el período considerado, es decir:

$$P_i(t) \cdot A_i(t) - P_i(t) \cdot Y_i(t) \geq SR_i(t)$$

donde:

$P_i(t)$	capacidad máxima de la unidad i en el intervalo t
$A_i(t)$	0 ó 1
$Y_i(t)$	$0 \leq Y_i(t) \leq 1$
$SR_i(t)$	Reserva rodante de la unidad i en el período t.

o sea: para las unidades hidroeléctricas y las unidades térmicas la reserva rodante se puede calcular como el número de megavatios disponibles de las unidades programadas para la reserva rodante mas el número de megavatios disponibles si en todas las unidades fuera incrementada su generación a su máximo límite económico.

Como se estableció en los capítulos anteriores, se dió capital importancia, en el diseño de los programas de esta tesis, al hecho de que siempre se disponga de la máxima capacidad de generación cuando la demanda sea mayor, con lo cual se consiguen los siguientes objetivos:

1. Satisfacción de la demanda al menor costo posible, puesto que la máxima capacidad hidráulica va a los picos, de tal manera que el "déficit" que debe ser generado por las plantas térmicas sea mínimo.
2. Minimizar las compras de energía en las horas de mayor demanda, con lo cual también se reducen los costos y,
3. Con el despacho hidráulico tal como se concibió, se consigue aplanar la curva a ser generada por las plantas térmicas, con lo cual se consigue un trabajo uniforme de estas unidades y con niveles de generación en sus puntos más económicos.

Una de las ventajas importantes del modelo es que puede ser aplicado en cualquier hora y cualquier día de la semana con

solo conocer el estatus de las plantas que están disponibles en la hora inmediatamente anterior a la programación; así como también los pronósticos de carga y la energía hidráulica disponible. La solución sigue el mismo algoritmo que ha sido discutido.

6.2 Algunos comentarios con respecto a otros modelos

Es obvio que hay varias ramificaciones importantes que resultan de lo propuesto en el inciso 6.1. Una de las mas importantes es la capacidad del modelo de ser arrancado a cualquier hora y día de la semana como se explicó en el inciso anterior. Esta característica es un primer paso hacia una solución dinámica y su posibilidad de ser implantado en línea. Otra cuestión importante de este proceso de solución es la forma tan directa y sencilla como se lleva a cabo el proceso, de una manera lógica y definida con un mínimo de pasos entre componentes. Sin embargo, el resultado más importante de este proceso de solución es la alta velocidad de solución obtenida. Como se mencionó previamente, la mayoría de los otros modelos hacen los cálculos simultáneamente en forma iterativa para el sistema completo. Este hecho produce las siguientes desventajas:

1. Se requieren tremendas cantidades de tiempo de computación.
2. Todos los datos del sistema deben ser almacenados simultáneamente, con lo cual se ocupa demasiada memoria y,

3. Estos modelos deben sobresimplificarse para poder ser implantados en una computadora digital.

Descomponiendo el proceso de solución en dos etapas distintas que se relacionan únicamente a través de algoritmos de solución individuales, los requerimientos de tiempo de cálculo son drásticamente reducidos puesto que se elimina una porción substancial de tiempo de iteración. Al mismo tiempo, se puede asegurar que con un despacho hidráulico óptimo no hay sacrificio de optimalidad para el programa completo. También los requerimientos de memoria son significativamente reducidos, puesto que, solamente son almacenados en memoria los datos necesarios para cada solución en particular; todos los otros datos se retienen en memoria auxiliar y se llaman a memoria central solo cuando es necesario. Esta reducción de tiempo de cálculo y requerimientos de memoria hacen posible el incremento de algunas restricciones que no se tienen en cuenta en este estudio y que redundarán en el mejoramiento del modelo. Estas restricciones adicionales serán tratadas en detalle en el Capítulo 7 inciso 7.1 recomendaciones para futuros trabajos.

6.3 Prueba del modelo

El modelo de operación óptima a corto plazo de un sistema de potencia hidrotérmico, descrito en esta tesis se aplicó, para probar su metodología y precisión, a un sistema real. El sistema utilizado es el de Compañía de Luz y Fuerza del Centro de México; este sistema se describe en detalle en el

apéndice A. Consiste de plantas hidráulicas con represas, a filo de agua, y plantas hidráulicas en cascada (la Villita). La capacidad hidráulica instalada es de aprox. 2100MW, distribuída en 14 plantas (59 unidades). El sistema térmico consta de 5 plantas (30 unidades) que, queman tanto gas como combustóleo, con una capacidad instalada de aproximadamente 2000 MW.

Se escogió para probar el modelo el día miércoles 9 de noviembre de 1977, cuya curva de carga real se muestra en la figura 6.2, alcanzando a las 20 horas un pico de 2932 MW y a las 5 horas un valle de 1322 MW.

Para probar las bondades, de los algoritmos propuestos para la parte hidráulica y térmica y su correcta operación conjunta se tomó exactamente la energía generada por cada unidad hidroeléctrica el día 9 de noviembre de 1977, según el despacho de Compañía de Luz y Fuerza del Centro y se procedió de dos maneras:

1. Respetando la cantidad total de energía generada por cada unidad, durante el día escogido, se hizo un despacho de acuerdo al modelo propuesto, teniendo en cuenta los límites de capacidad para cada unidad y demás restricciones de operación y,
2. Tomándose la energía generada por planta (el día 9 de noviembre de 1977) como energía disponible, se hizo un despacho por unidad de acuerdo al modelo.-

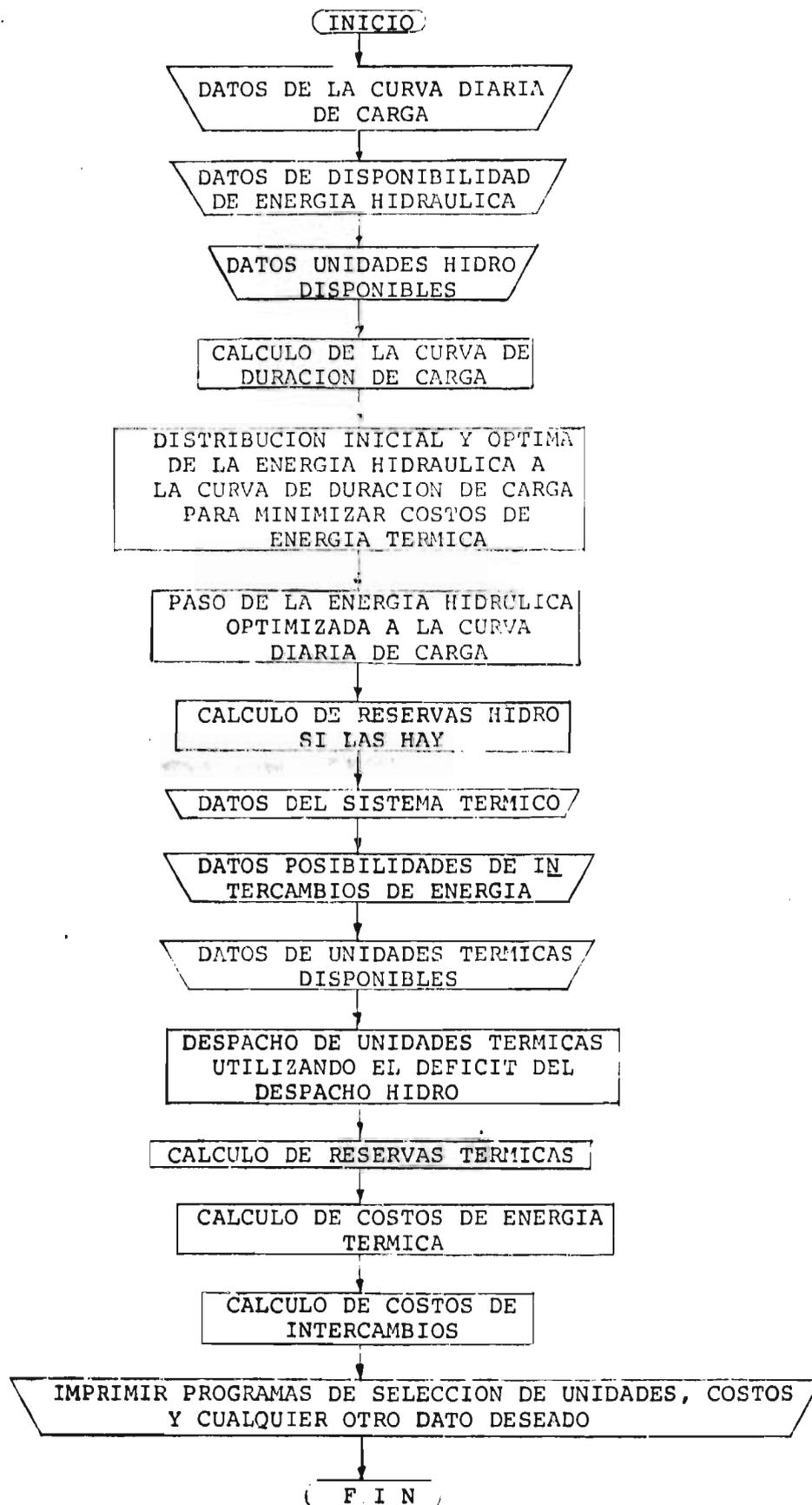


Fig. 6.1 Diagrama de flujo para la operación del sistema

La posibilidad de intercambios para ambos casos se dejó abierta de acuerdo a las necesidades del sistema para satisfacer la demanda.

Para efectos de una comparación en igualdad de condiciones, con la programación hecha por Compañía de Luz y Fuerza del Centro para el día citado, se corrió el programa sin y con reserva rodante.

Los resultados y los comentarios respectivos se presentan en el inciso 6.5.

6.4 Comparación del modelo

Una comparación formal del modelo propuesto en esta tesis contra otros modelos es muy difícil, puesto que como se anotó anteriormente, la gran mayoría de los algoritmos existentes para tratar este problema se ajustaron a resolver situaciones particulares y en base a eso perseguían objetivos determinados. Pero una buena base de comparación, para conocer donde nos encontramos, es la que se hace con respecto a los tiempos de computación, determinándose la técnica empleada para la solución y la cantidad de plantas hidro y térmicas que entraron al despacho ver tabla 6.1¹. Otra forma de comparación sería contra si mismo, es decir si cumple con los objetivos propuestos tales como:

1. Demostración de una correcta operación de la programación hidráulica, mostrando un substancial aplanamiento de la curva de duración de carga, reducción

TABLA 6.1

COMPARACION DE TIEMPOS DE SOLUCION PARA VARIOS MODELOS

Método	Metodología Usada	No. de Plantas	Tiempo CPU
1	No clásico ¹	6 (13 turbinas, 1 bombeo 1 semana)	30-90 seg. CDC6600
2*	Programación dinámica	2 máximo (debiendo a variables de estado)	desconocido
3	Principio máximo de Pontryagin	1	8-15 min.
4	Iterativo	100 máquinas en total	40-70 min GEPAC 4050
5+	Iterativo usando costos falsos	3 (1 filo de agua, 1 de rebombeo y 1 con represa)	2-30 min PRODAC 510
6	Iterativo con algo de programación dinámica	16 (1 almacenamiento por rebombeo)	10-15 min IBM 7044
7	Optimalidad Progresiva ² (algoritmo de Howson y Sancho)	4 (2 hidro convencionales y 2 térmicas) 1 día	25 segund.
8	Modelo propuesto aquí. Método no clásico + programación entera mixta.	43 (unidades hidráulicas convencionales) 15 (unidades térmicas) 1 día	10-15 seg. UNIVAC 1110

* Operación con interrupciones simuladas en línea

+ Operación probada.

en el número de unidades requeridas para estar en línea, y por comparación con programas hidrotérmicos hechos en base a la experiencia.

2. Demostración de los ahorros determinados utilizando este modelo contra los programas de despacho que hace Compañía de Luz y Fuerza del Centro, tomando como base un día cualquiera y,
3. Verificación de la correcta determinación de los intercambios.

6.5 Resultados del ensayo del modelo

Las condiciones comunes para todos los programas fueron las siguientes:

1. El día escogido fué el 9 de noviembre de 1977 con un pico de 2932 MW.
2. Se respetó la energía disponible para cada planta hidroeléctrica, o sea la energía generada por cada unidad en el despacho efectuado por Compañía de Luz y Fuerza del Centro el día seleccionado.
3. Se evaluó el consumo de cada planta térmica y el total en base a kcal/MW-h y no en \$/MW-h ya que algunas de ellas queman tanto gas como combustóleo y sus precios como su poder calorífico son muy diferentes y,
4. Se tuvieron en cuenta las restricciones de nivel de presión, únicamente para determinar la máxima potencia a ser generada por cada unidad.

A continuación se presentan los resultados obtenidos sujetos a las condiciones antes mencionadas y a lo estipulado en el inciso 6.3-1, 6.3-2 y 6.3-3.

CASO 1

Como se describió en el inciso 6.3, la curva diaria de carga del día utilizado para el ensayo de este modelo se muestra en la gráfica 6.2. Esta curva es la resultante después de efectuados los intercambios de energía tanto de compra como de venta, es decir, es la curva de demanda real para el día considerado.

En la figura 6.3 se muestra la curva de duración de carga, - obtenida de la figura 6.2, mostrando la asignación óptima por intervalo de energía hidráulica. Estos resultados se obtuvieron del programa de computadora del Apéndice D, en el que se pueden observar las siguientes tablas:

Bajo el encabezado: "Distribución inicial de energía en la curva de duración de carga" se encuentran las unidades de la 1 a la 43 (en el mismo orden en que se presentaron en el Apéndice A) mostrando sobre la curva de duración de carga, discretizada en horas, la asignación inicial de energía por hora y por unidad, así como el total asignado inicial y el déficit inicial (que una vez optimizado será cubierto con plantas -- térmicas).

En la siguiente tabla de resultados, bajo el título "Distribución óptima de energía en la curva diaria de carga" se en-

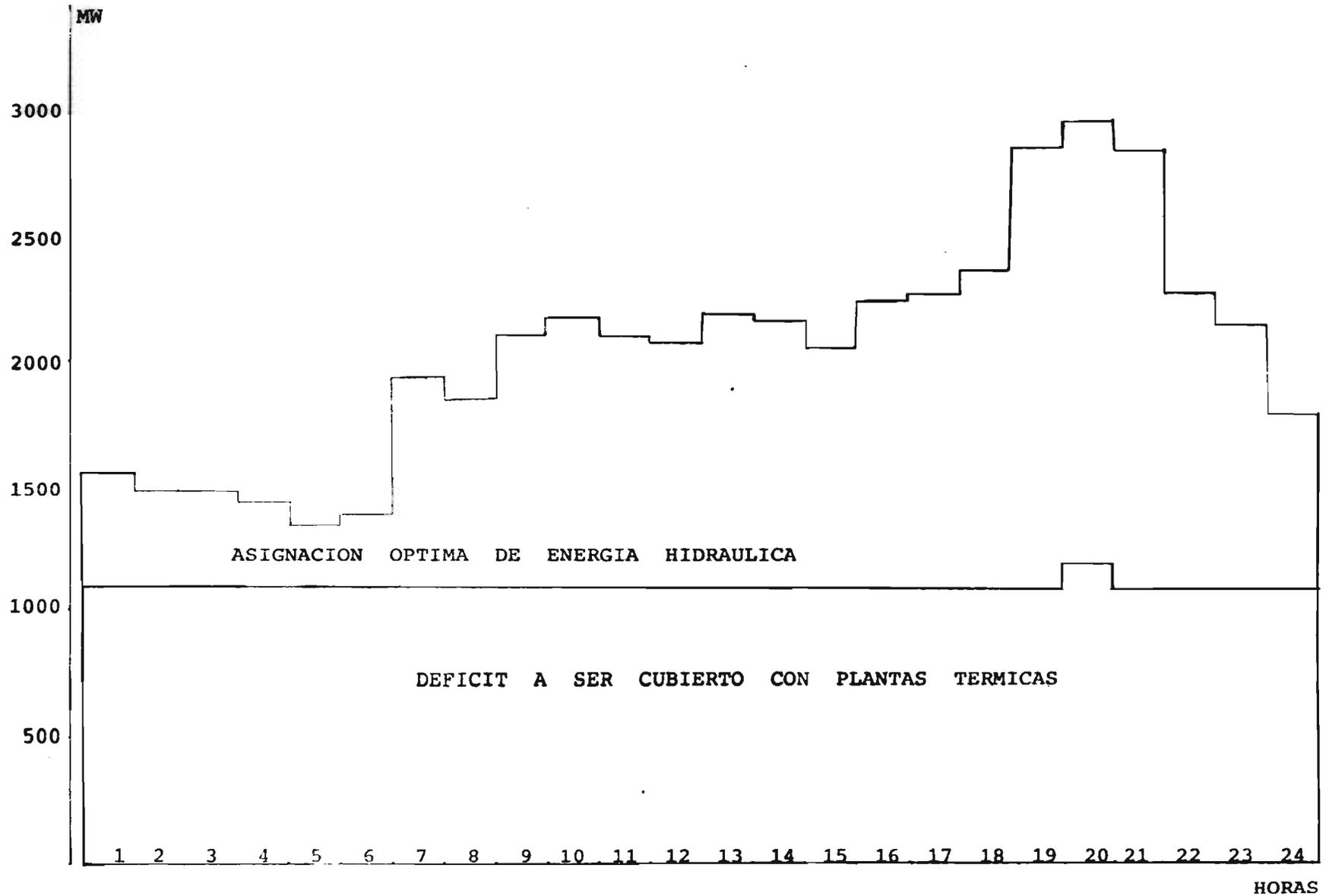


Fig. 6.2 Curva diaria de carga para la prueba del modelo. Se muestra la asignación óptima de la energía hidráulica.

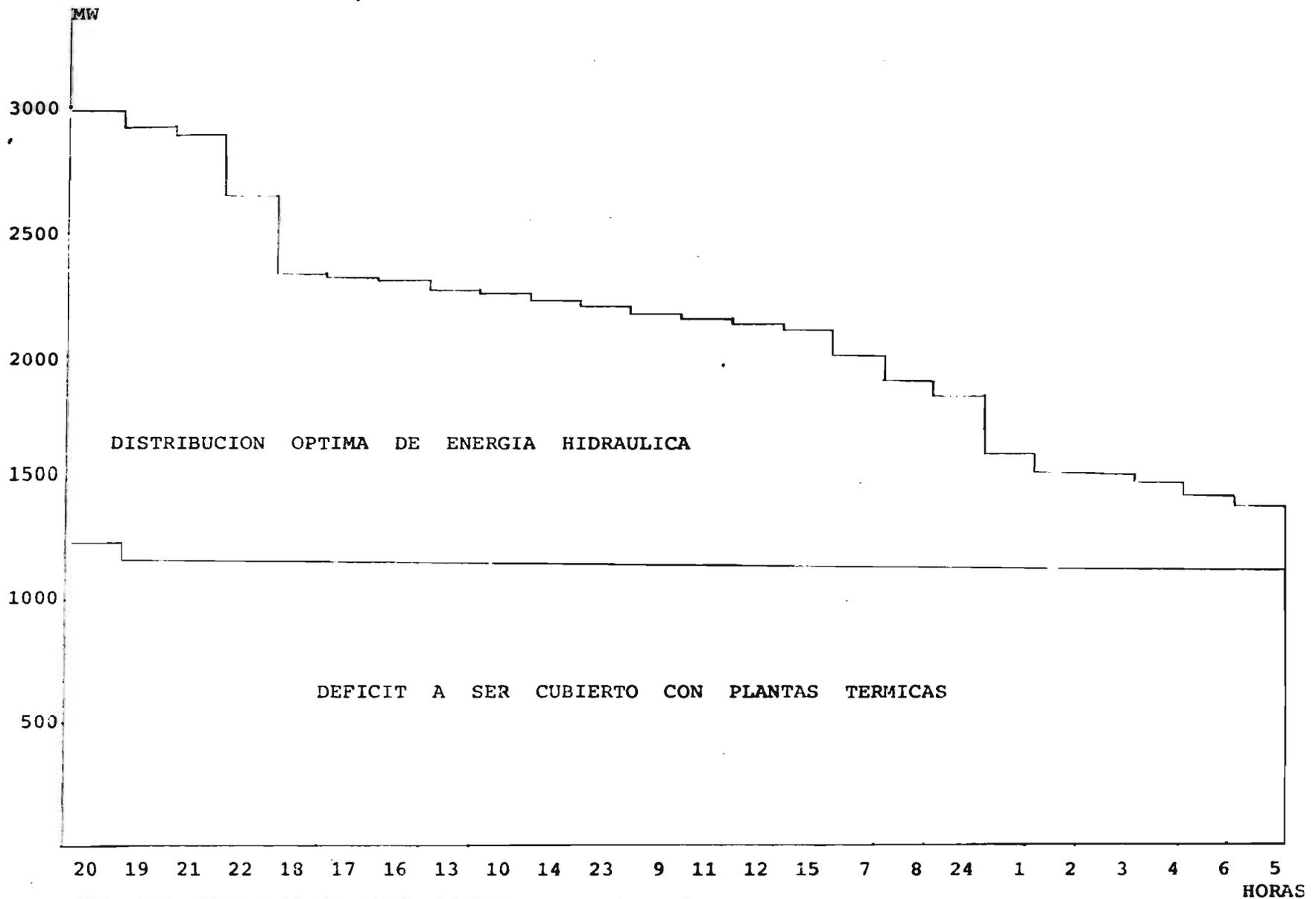


Fig. 6.1 Carga de distribución de carga, con la asignación óptima de energía hidráulica

cuentra sobre ésta curva, la selección de unidades; es decir, la generación óptima de cada unidad por hora, así como el total óptimo por hora y el déficit óptimo también por hora, este último se cubrirá con plantas térmicas.

Una vez efectuada la asignación óptima de energía hidráulica a la curva diaria de carga y conocido el déficit óptimo por hora, se procede al despacho de las unidades térmicas de acuerdo a las técnicas estudiadas en los capítulos 4 y 5 y según la modelación propuesta en el Apéndice A. Los resultados comjuntos se encuentran en la tabla 6.2.

CASO 2

Tomando la energía disponible por planta y no por unidad (como en el caso anterior), es procedió a efectuar el despacho hidroeléctrico, obteniéndose prácticamente los mismos resultados del Caso 1, por lo que éstos no se reproducen aquí.

OTROS ENSAYOS

Se corrieron programas teniendo en cuenta la reserva rodante, evaluándose su valor, de acuerdo al criterio de reemplazar - la unidad más grande, en caso de falla, con las unidades en línea. Para este ensayo se halló el óptimo hidráulico distribuyendo esta energía como en el Caso 1, y se cargó la reserva rodante a la parte térmica. De acuerdo al criterio expuesto se evaluó la reserva rodante en 300 MW (igual a la unidad más grande en línea), y se procedió al despacho térmico, utilizando para la reserva rodante las fórmulas descritas en

TABLA 6.2

OPERACION COORDINADA POR HORA EN MW

PLANTA HORA	ENERGIA* HIDRAUL MW	TULA		V. D. M.			JETS.V.D.M.			JETS NONOALCO				JETS LECHERIA			TOTAL Generado MW	DEMANDA Por Hora MW	COSTO X 10 ³ Mcal.
		U1	U3	U2	U3	U4	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3			
1	441.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1524	1524	2833.63
2	377.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1460	1460	2833.63
3	374.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1457	1457	2833.63
4	334.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1417	1417	2833.63
5	230.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1322	1322	2833.63
6	293.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1376	1376	2833.63
7	838.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1921	1921	2833.63
8	730.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1813	1813	2833.63
9	1016.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2099	2099	2833.63
10	1098.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2181	2181	2833.63
11	1004.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2087	2087	2833.63
12	988.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2071	2071	2833.63
13	1110.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2193	2193	2833.63
14	1087.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2166	2166	2833.63
15	951.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2034	2034	2833.63
16	1140.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2223	2223	2833.63
17	1154.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2237	2237	2833.63
18	1260.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2353	2353	2833.63
19	1770.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2843	2843	2833.63
20	1770.87	300	300	130	115.02	300	0	0	0	17	0	0	0	0	0	0	2932	2932	3267.18
21	1732.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2815	2815	2833.63
22	1473.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2556	2556	2833.63
23	1035.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2118	2118	2833.63
24	699.87	300	300	130	112.15	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1782	1782	2833.63

* La selección de unidades y el óptimo por intervalo se encuentran en el Apéndice D.

el inciso 6.1 y también en el Capítulo 5. En estas condiciones hubo necesidad de arrancar todas las turbinas de gas y - mantenerlas rodando cerca a su mínimo técnico, lo cual incrementó notablemente los precios debido a costos de arranque - y mínima generación.

6.6 ASPECTOS IMPORTANTES DEL MODELO

Como se estableció con anterioridad ya que no se puede hacer una comparación formal con otros modelos, es conveniente destacar los objetivos alcanzados.

1. Se consiguió un aplanamiento, prácticamente total de la curva de carga de las plantas térmicas, lo cual redundó en una operación continua y a máxima eficiencia para las unidades que entraron al despacho.
2. Menor cantidad de unidades en línea de acuerdo al -- despacho efectuado por CLFC, lo cual conllevó a menores costos.
3. El costo total de operación para este modelo fué de 68348.26×10^3 Mcal, produciéndose un ahorro de 5.26% respecto al despacho de CLFC. Este porcentaje puede variar ya que en la prueba del modelo no se consideraron los intercambios debido a la escasés de datos, aunque la evaluación se hizo para la misma energía.
4. En la tabla 6.1¹ hay una comparación de tiempos de - computación para diferentes modelos, estableciéndose en cada caso la metodología usada así como las unidades programadas y la computadora utilizada. Este he-

cho demuestra que el modelo propuesto en esta tesis es muy rápido comparándose con éxito con los existentes a la fecha.

5. Como se puede observar en el despacho óptimo de energía hidráulica a la curva diaria de carga en muy contadas ocasiones se violó la restricción de mínima generación, esto se debió a que los traslados de energía de izquierda a derecha se hicieron en bloques de acuerdo a la subrutina óptima.
6. Para evitar fatiga de las unidades hidráulicas a causa de varios arranque y paro durante el día (como por ejemplo la unidad 8) se debería estudiar una restricción que máximo permita 2 arranques en el día, claro que esta redundaría en perder optimalidad.

6.7 Análisis de los resultados obtenidos

Con el fin de valorizar el modelo, es necesario explicar las diferencias que existen entre la coordinación obtenida y la que se tomó como referencia. Para esto consideramos dos aspectos:

- a. Influencia de la asignación óptima de la energía hidráulica.

El éxito del modelo estribó en la asignación óptima de la energía hidráulica a la curva diaria de carga, con lo cual se consiguió un aplanamiento casi total de la curva de demanda a ser satisfecha con plantas térmicas. Esto trae como beneficio inmediato que no

se presenten paros y arranques de unidades innecesariamente, minimizándose de esta manera el número de unidades en línea y por lo tanto obteniéndose los menores costos.

b. Despacho térmico

Como consecuencia de lo anterior, para el ejemplo considerado, solamente se presentó el arranque de una turbina de gas en la hora 20 (el pico de demanda) que trabajó durante una hora a su mínima generación técnica. Las demás unidades que venían en línea conservaron su potencia a excepción de la unidad No. 3 de Valle de México que aumentó su generación a 115.5 MW para regresar en la siguiente hora a 112.5 MW.

La diferencia fundamental con la metodología que se tomó como referencia, es que ésta no planeó la asignación óptima de la energía hidráulica, propiciándose de esta manera el arranque de casi todas las turbinas de gas en las horas cercanas al pico, con lo cual se incrementaron los costos.

Otra cuestión importante del modelo, es que manteniéndose las turbinas de gas disponibles, pueden entrar, en cualquier momento a línea para suplementar la generación, en caso de falla de alguna unidad o falla en el pronóstico de carga.

Tampoco hubo necesidad de comprar energía para satisfacer la curva de carga propuesta.

- 1 Hamilton III, E.P., A Short Term Economy - Security Power System Operations Cost Model, PH. D. Dissertation, The University of Texas at Austin, May, 1977 p. 232.
- 2 Bijwe, P.R., Nander, J., "Optimal Scheduling in Hydrothermal System using progressive optimality algorithm", paper A 77600-0, IEEE Pes Summer Power Meeting, Mexico, City, July 17-22/77.

CAPITULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se presentó un modelo de solución que se puede emplear para la operación económica a corto plazo de un sistema hidrotérmico. Los resultados obtenidos son alentadores (según se demostró en la sección 6.5). Este modelo de solución incluye representaciones reales, aproximadas por linealización por partes, el manejo de varios objetivos y restricciones en los sistemas hidráulico y térmico, el empleo de datos obtenidos de un programa de coordinación de recursos hidráulicos y de mantenimiento a largo plazo y la elaboración de un algoritmo de operación apropiado. Este modelo alcanza soluciones óptimas o casi óptimas, dependiendo de la exactitud de la aproximación por partes, en un tiempo reducido de cálculo tal como se muestra en la tabla 6.3.

Las ventajas del algoritmo son las siguientes:

- 1o. Alta velocidad de computación
- 2o. Al operar las plantas hidráulicas en los picos se consiguen 2 objetivos importantes.
 - a. Se obtienen los mayores ahorros en cuanto a operación se refiere.
 - b. Se consigue un aplanamiento de la curva de carga que cubrirán las plantas térmicas, lográndose con ello un trabajo uniforme de estas últimas y evitán

dose así desgastes innecesarios por variaciones -- bruscas de la carga.

Debe notarse que la demanda en los picos se puede suministrar fácilmente con la regulación de las plantas hidráulicas ya que por su naturaleza especial pueden tomar carga casi - instantáneamente.

30. Disponibilidad de la máxima generación en las horas de demanda.
40. Este método puede ser arrancado en cualquier hora y día de la semana como se explicó en la sección 6.3.
50. El programa para el despacho hidráulico está hecho de una manera modular de tal forma que se le puedan hacer cambios para mejorar el algoritmo (como por ejemplo en la subrutina óptima agregarle la restricción de mínima generación de las plantas hidráulicas) sin mayores esfuerzos de programación.

7.1 Recomendaciones para trabajos futuros

Este trabajo se puede mejorar agregándole nuevos objetivos y restricciones.

Se recomienda por ejemplo:

1. Estudiar el modelo propuesto por Dillon, T.S., Edwin, K.W., Kochs, H.D. y Taud, R.J. en su publicación "Integer Programming Approach to the Problem of Optimal Unit

Commitment with probabilistic Reserve Determination", presentado en IEEE PES Winter Meeting, New York, NY, - January 29 February 3, 1978. No. F78265-1 para la consideración de plantas por rebombear y determinación de reservas probabilísticas.

2. Estudiar la posibilidad de incluir dentro del modelo la curva diaria probabilística de carga.
3. Aprovechar el dual, en el programa de programación entera mixta, para efectuar análisis post-óptimos.
4. Elaborar un programa de computadora para programación entera mixta que aproveche la poca densidad (sparsity) de las matrices, con el objeto de reducir el tiempo de cálculo y de memoria.
5. Mejorar la subrutina óptima agregándole la restricción de mínima generación técnica a las plantas hidráulicas.

APENDICE A

DESCRIPCION Y MODELACION DEL SISTEMA HIDROTERMICO DE LA COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

No se pretende aquí hacer una descripción detallada del sistema Central, si no más bien precisar las unidades disponibles, los límites de operación y la energía total generada por cada unidad hidráulica el día seleccionado con el que se probó el modelo.

La tabla A.1 muestra las unidades hidráulicas que participaron en el despacho con la energía total generada por cada unidad el 9 de Noviembre de 1977 y su capacidad máxima que generaron el mencionado día (restringido por niveles de presión). Se encuentran listadas en el orden en que entró al programa de optimización de la energía hidráulica.

La tabla A.2 contiene las unidades térmicas que participaron en el despacho el día antes mencionado, así como también la potencia nominal y los límites de operación.

A continuación se encuentra la modelación de las plantas térmicas ajustadas al formato descrito en el capítulo 5. Los datos empleados son en su mayoría reales y fueron obtenidos de curvas suministradas por Compañía de Luz y Fuerza del Centro. Algunos datos como por ejemplo el costo de arranque fueron tomados de plantas similares de otros sistemas y se trató en lo posible de que se ajustaran a la realidad.

Los intercambios se modelaron; como se precisó en el capítulo 5, como plantas térmicas, este dato si fué totalmente supuesto.

Tabla A.1 Plantas hidráulicas disponibles el día 9 de noviembre de 1977, se indica energía por unidad y capacidad máxima de generación.

	Planta	Unidad	Energía MW-h	Capacidad MW
1	Infiernillo	4	467	160
2	"	3	613	160
3	"	2	772	160
4	Durazno	1	55.8	10
5	"	2	55.8	10
6	Ixtanpantongo	3	260	46
7	Santa Bárbara	2	110	18
8	Mazatepec	4	347	52
9	Ixtapantongo	2	216	28
10	Necaxa	8	67	75
11	Lerma	1	198	20
12	"	2	199	20
13	"	3	198	20
14	Sta. Bárbara	1	183	18
15	Necaxa	10	170	16
16	Villita	2	663	60
17	"	4	765	60
18	Mazatepec	3	670	55
19	Sta. Bárbara	3	245	20
20	Ixtapantongo	1	337	27

21 Necaxa	4	107	8
22 "	5	99.3	75
23 "	7	105.2	8
24 "	1	228.9	16
25 "	6	107	8
26 "	9	229	16
27 Mazatepec	1	810	55
28 Infiernillo	1	2262	160
29 "	5	2329	160
30 Necaxa	3	67	7.8
31 Villita	1	985	60
32 "	3	1035	61
33 Tepexi	1	227	12
34 "	3	248	13
35 Mazatepec	2	550	30
36 Infiernillo	6	3141	160
37 Plata	1	262	13
38 "	2	261	13
39 Tinganbato	2	900	43.2
40 "	1	972	43.2
41 Matz Mza	1	552	26
42 Plantas chicas	-	312	13
43 Millán	1	576	24

Tabla A.2 Plantas térmicas disponibles el día 2 de noviembre de 1977. Se indican potencia nominal y límites de operación.

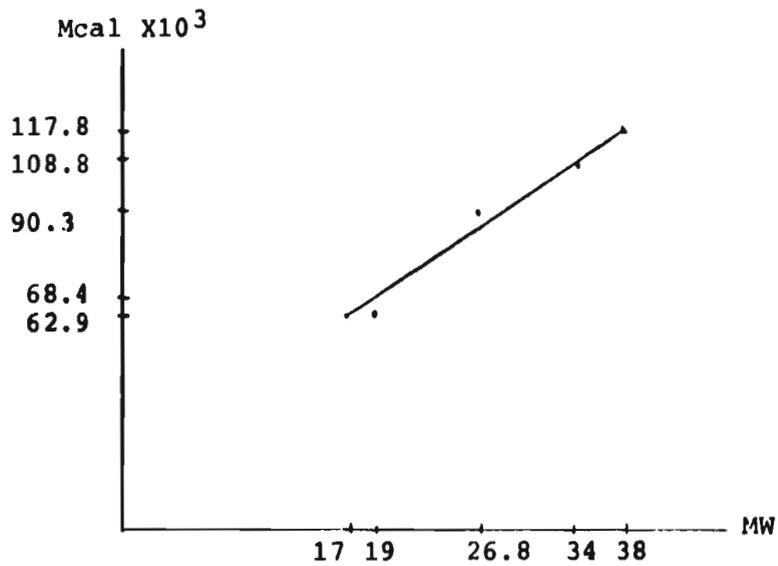
Planta	Unidad	P. Nominal (MW)	P. Max. (MW)	P. Min. (MW)
Tula	1	300	300	75
	3	300	300	75
	2	158	130	75 (50)
Valle de México	3	158	130	75 (50)
	4	300	300	75
Jets. Valle de México	2	27.7	13	4
	3	33.3	30	4
	4	28.9	28	4
Jets. de Nonoalco	1	33.3	33	4
	2	33.3	28	4
	3	44.19	26	4
	4	44.19	44	4
Jets. de Lechería	1	33.33	25	4
	2	33.33	31	4
	3	33.33	31	4

Modelación Turbojet de Nonoalco.

Unidad No. 1

Costo de arranque = 100000 Mcal

a	38000 kW	3180 kcal/kW-h	=	117800 kcal/h
	34000 "	3200 "	=	108800 "
	26800 "	3370 "	=	90316 "
	19000 "	3600 "	=	68400 "
	17000 "	3700 "	=	62900 "



$$\text{Min } C_1 = 100000 W_{11} + 62900 A_{11} + 117800 J_{11}$$

Sujeto a:

$$17 A_{11} + 21 J_{11} \leq 38$$

$$A_{11} - J_{11} > 0$$

$$A_{11} = 0 \text{ ó } 1$$

$$0 \leq J_{11} \leq 1$$

Restricciones de operación
y selección de unidades.

$$A_{11} - A_{10} - W_{11} \leq 0$$

arranque

$$W_{11} = 0 \text{ ó } 1$$

W_{11} depende del estatus de la planta en cada período (en operación $W_{11} = 0$, parada $W_{11} = 1$)

La reserva rodante se considera para todo el sistema.

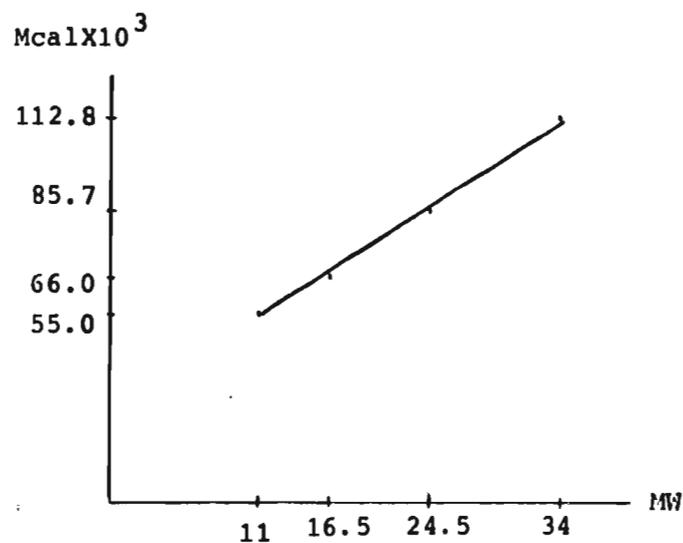
Idénticamente se modelaron las unidades 2, 3 y 4 de Nonoalco.

Modelación Turbojets de Lechería.

Unidad No. 1

Costo de arranque 85000 Mcal.

a 34000 kW	3320 kcal/kW-h	=	112880 Mcal/h
24500 kW	3500 kcal/kW-h	=	85750 Mcal/h
16500 kW	4000 kcal/kW-h	=	66000 Mcal/h
11000 kW	5000 kcal/kW-h	=	55000 Mcal/h



$$\text{Min } C_5 = 85000 W_{51} + 55000 A_{51} + 112880 J_{51}$$

Sujeto a:

$$11 A_{51} + 23 J_{51} \leq 34$$

$$A_{51} - J_{51} \geq 0$$

$$A_{51} = 0 \text{ ó } 1$$

$$0 \leq J_{51} \leq 1$$

$$A_{51} - A_{50} - W_{51} \leq 0$$

$$W_{51} = 0 \text{ ó } 1$$

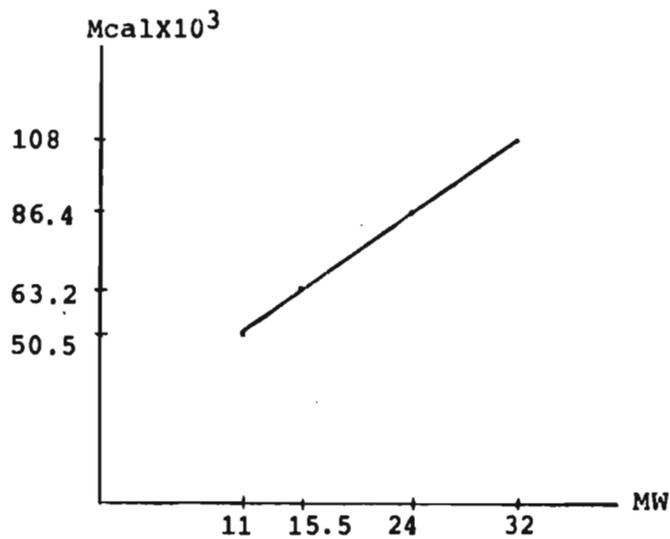
Igualmente se modelaron las unidades 2 y 3 de Lechería.

Modelación Turbojets de Valle de México

Unidad No. 2

Costo de arranque 79000 Mcal.

32000 kW	3400 kcal/kW-h	=	108000 Mcal/h
24000 "	3600 "	=	86400 "
15500 "	4080 "	=	63240 "
11000 "	4550 "	=	50500 "



$$\text{Min } C_8 = 79000 W_{81} + 50500 A_{81} + 108000 J_{81}$$

Sujeto a:

$$11 A_{81} + 21 J_{81} \leq 32$$

$$A_{81} - J_{81} \geq 0$$

$$A_{81} = 0 \text{ ó } 1$$

$$0 \leq J_{81} \leq 1$$

$$A_{81} - A_{80} W_{81} \leq 0$$

$$W_{81} = 0 \text{ ó } 1$$

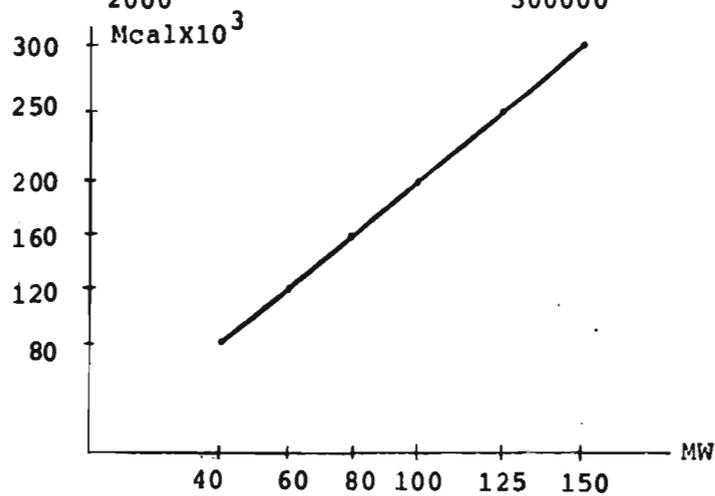
De la misma manera se modelaron las unidades 3 y 4 de Valle de México.

Modelación Termoeléctrica Valle de México.

Unidad 2.

Costo de arranque: 470000 Mcal.

40 MW	2000 kcal/kW-h	80000 Mcal/h
60 "	2000 "	120000 "
80 "	2000 "	160000 "
100 "	2000 "	200000 "
125 "	2000 "	250000 "
150 "	2000 "	300000 "



$$\text{Min } C_{111} = 470000 W_{111} + 120000 A_{111} + 260000 J_{111}$$

Sujeto a:

$$60 A_{111} + 70 J_{111} \leq 130$$

$$A_{111} - J_{111} > 0$$

$$A_{111} = 0 \text{ ó } 1$$

$$0 \leq J_{111} \leq 1$$

$$A_{111} - A_{10} - W_{111} \leq 0$$

$$W_{111} = 0 \text{ ó } 1$$

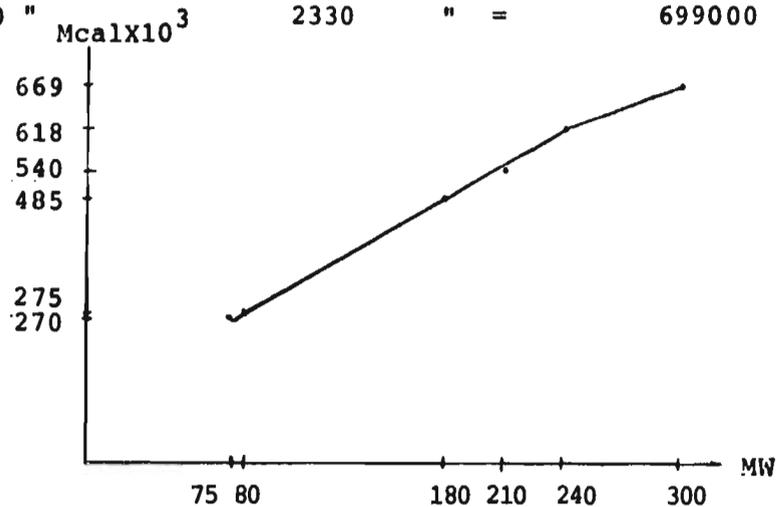
De esta misma manera se modeló la unidad No. 3 de la Termoeléctrica de Valle de México.

Modelación Termoeléctrica de Tula.

Unidad No. 1

Costo de arranque 897000 Mcal.

75 MW	3600 kcal/kW=	270000 Mcal/h
80 "	3437 " =	274960 "
180 "	2584 " =	485120 "
210 "	2571 " =	539910 "
240 "	2578 " =	618720 "
300 "	2330 " =	699000 "



$$\text{Min } C_{13} = 897000 W_{131} + 270000 A_{131} + 348000 J_{131} + 384000 B_{131} + 81000 K_{131}$$

Sujeto a:

$$75 A_{131} + 165 J_{131} + 165 B_{131} + 60 K_{131} \leq 300$$

$$A_{131} - J_{131} - B_{131} \geq 0$$

$$B_{131} - K_{131} \geq 0$$

$$A_{131} = 0 \text{ ó } 1$$

$$B_{131} = 0 \text{ ó } 1$$

$$0 \leq J_{131} \leq 1$$

$$0 \leq K_{131} \leq 1$$

$$A_{131} - A_{130} - W_{131} \leq 0$$

$$W_{131} = 0 \text{ ó } 1$$

Igualmente se modelaron las unidades No. 3 de Tula y No. 4 de Valle de México.

Ecuación de satisfacción de la demanda.

$$\begin{aligned} &17A_{11} + 21J_{11} + 17A_{21} + 21J_{21} + 17A_{31} + 21J_{31} + 17A_{41} + \\ &21J_{41} + 11A_{51} + 23J_{51} + 11A_{61} + 23J_{61} + 11A_{71} + 23J_{71} + \\ &11A_{81} + 21J_{81} + 11A_{91} + 21J_{91} + 11A_{101} + 21J_{101} + 60A_{111} + \\ &70J_{111} + 60A_{121} + 70J_{121} + 75A_{131} + 165J_{131} + 165B_{131} + \\ &60K_{131} + 75A_{141} + 175J_{141} + 165B_{141} + 60K_{141} + 75A_{151} + \\ &165J_{151} + 165B_{151} + 60K_{151} = 1093.09 \end{aligned}$$

Restricción de reserva rodante:

$$\begin{aligned} &38A_{11} + 38A_{21} + 38A_{31} + 38A_{41} + 34A_{51} + 34A_{61} + 34A_{71} + \\ &32A_{81} + 32A_{91} + 32A_{101} + 130A_{111} + 130A_{121} + 300A_{131} + \\ &300A_{141} + 300A_{151} - 1093.09 \geq 300 \end{aligned}$$

Función objetivo:

$$\begin{aligned} \text{Min } &C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6 + C_7 + C_8 + C_9 + C_{10} + C_{11} \\ &+ C_{12} + C_{13} + C_{14} + C_{15} \end{aligned}$$

APENDICE B

DETERMINACION DEL COSTO PARA UNA CURVA DE DURACION DE CARGA DISCRETIZADA.

El costo de energía para una curva de duración de carga es dada por la ecuación 3-2 capítulo 3. Para una curva de duración de carga, como se representó en 3-1 la expresión 3-2 llega a ser:

$$\text{costo} = \int_0^{l_n} FP(n/n) \cdot n \cdot \Delta t \cdot CST(l) \cdot dl + \int_{l_n}^{l_{n-1}} FP((n-1)/n) \cdot (n-1) \cdot \Delta t \cdot CST(l) \cdot dl + \dots + \int_{l_2}^{l_1} FP(1/n) \cdot \Delta t \cdot CST(l) \cdot dl$$

o, en términos de sumatoria será:

$$\text{costo} = \sum_{i=1}^n \int_{l_{i+1}}^{l_i} FP(i/n) \cdot i \cdot \Delta t \cdot CST(l) \cdot dl \quad (B-1)$$

donde l_{n+1} es cero (0)

Puesto que $FP(i/n)$ e $i \cdot \Delta t$ son términos constantes para cada integral en la expresión B-1 esta puede escribirse como:

$$\text{costo} = \sum_{i=1}^n FP(i/n) \cdot i \cdot \Delta t \int_{l_{i+1}}^{l_i} CST(l) \cdot dl \quad (B-2)$$

El costo promedio como una función del nivel de carga es dado por la siguiente expresión:

$$ACST(l) = \frac{1}{l} \int_0^l CST(l) \cdot dl \quad (B-3)$$

Así se sigue que:

$$\int_{l_{i+1}}^{l_i} CST(l) \cdot dl - \int_0^{l_i} CST(l) \cdot dl - \int_0^{l_{i+1}} CST(l) \cdot dl =$$

$$l_i \cdot ACST(l_i) - l_{i+1} \cdot ACST(l_{i+1}) \quad (B-4)$$

Substituyendo esta expresión en la ecuación B-2 se obtiene la expresión para el costo de la curva de duración de carga discretizada:

$$\text{costo} = \sum_{i=1}^n FP(i/n) \cdot i \cdot \Delta t \cdot \left[l_i \cdot ACST(l_i) - l_{i+1} \cdot ACST(l_{i+1}) \right] \quad (B-5)$$

APENDICE C

ASIGNACION OPTIMA DE POTENCIA HIDRAULICA CONSIDERANDO

RESTRICCIONES DE ENERGIA UNICAMENTE.

Si no hay restricciones de capacidad, la única restricción al problema será que la energía total asignada sea igual a la energía disponible hidroeléctrica. Para la curva de duración de carga; el problema se podrá formular como sigue:

$$\text{Minimizar} \quad \text{costo} = \sum_{i=1}^n \int_0^{l_i} FP(t'(l')/T) \cdot CST(l') \cdot \Delta t \cdot dl' \quad (C-1)$$

$$\text{sujeto a:} \quad \sum_{i=1}^n \Delta t \cdot (l_i - l'_i) = E \quad (C-2)$$

La ecuación C-1 representa la suma de los costos calculados sobre las franjas verticales en la curva de duración de carga discretizada, el ancho es $\Delta t \cdot t(l)$ representa la curva de duración de carga después de asignarse la energía hidráulica.

La restricción C-2 significa que la energía hidroeléctrica asignada no puede exceder la energía total disponible, E. también se puede escribir como sigue:

$$\sum_{i=1}^n l'_i = \left(\sum_{i=1}^n l_i \right) - E / \Delta t = \text{constante} = k \quad (C-3)$$

En la ecuación C-1 el término.

$$FP(t'(l')/T) \cdot CST(l') \cdot \Delta t = f(l')$$

Es una función creciente de l' , ya que CST (el costo unitario de energía térmica) es siempre mas alto para los mas altos niveles de carga y puesto que el factor de penalización tam--

bién crece con la carga. De otra parte la integral

$$\int_0^{l_1} f(l') \cdot dl' = F(l'_1) \quad (C-4)$$

Debe ser una función creciente de l'_1 ya que

$$\frac{df(l'_1)}{dl'_1} = f(l'_1) > 0$$

Aplicando el método de Lagrange para la minimización restringida, el problema puede formularse como sigue:

$$\text{minimizar } L = \sum_{i=1}^n F(l'_i) + \lambda (\sum_{i=1}^n l'_i - k) \quad (C-5)$$

Tomando derivadas parciales de la expresión C-5 e igualando a cero, resulta en el siguiente conjunto de $n + 1$ ecuaciones para la solución óptima:

$$\frac{\partial L}{\partial l'_i} = \frac{\partial f(l'_i)}{\partial l'_i} + \lambda = f(l'_i) + \lambda = 0 \quad i=1, n \quad (C-6)$$

$$(\sum_{i=1}^n l'_i) - k = 0 \quad (C-7)$$

De la expresión C-6 se tiene que $f(l'_1) = f(l'_2) = f(l'_3) = \dots$

$= f(l'_n)$ y puesto que $f(l'_i)$ es una función creciente, esto es equivalente a tener $l'_1 = l'_2 = \dots = l'_n$ combinando este último resultado con la expresión C-7 da la solución al problema:

$$l'_1 = l'_2 = \dots = l'_n = \frac{k}{n} = \frac{(\sum_{i=1}^n l_i) - E/\Delta t}{n} \quad (C-8)$$

Esta solución representa una línea horizontal que divide la curva de duración de carga original a un nivel tal que el área de la porción superior es igual a la energía hidroeléctrica disponible.

APENDICE D

ESTRUCTURA DEL PROGRAMA PARA LA ASIGNACION INICIAL Y OPTIMA DE ENERGIA HIDRAULICA

El programa de computadora para la asignación inicial y óptima de la energía hidráulica a la curva de duración de carga y su traspaso a la curva diaria de carga (1er. paso de la coordinación hidrotérmica) se elaboró en forma modular.- Esto tiene la ventaja de que se pueden hacer modificaciones y adiciones al programa existente sin mayor esfuerzo computacional, permitiendo al mismo tiempo una utilización más efectiva de la memoria. El programa se dividió en un programa principal y 4 subrutinas cuyos contenidos se describen a continuación:

D.1 Programa Principal

Es el corazón del programa y ejecuta las siguientes funciones:

- a. Datos de entrada y
- b. Hace la asignación inicial y óptimo de la energía hidráulica a la curva de duración de carga.

- A) Los datos se leen de acuerdo a las siguientes instrucciones
- 1a. Tarjeta de datos (1 Tarjeta)
READ (5,1) NIN, NPWR, N

1 Format (3I3)

SIGNIFICADO DE LAS VARIABLES

NIN = Número total de intervalos
NPWR = Número de plantas hidráulicas de potencia
N = Número de semanas o días considerados

2a. Tarjeta de datos (1 ó más de acuerdo al No. de plantas)

```
READ (5,2) (POWER (N,I), POWRP (N,I), I=1, NPWR)
2 FORMAT (12 F6.0)
```

SIGINIFICADO DE LAS VARIABLES

POWER= Energía máxima disponible de cada unidad hidráulica en el período considerado.
POWRP= Potencia máxima de generación de cada unidad hidráulica.

3a. Tarjeta de datos (1 ó más, de acuerdo al No. de intervalos)

```
READ (5,2) (COMPL (N,I), I=1, NIN)
2 FORMAT (12F6.0)
```

SIGNIFICADO DE LA VARIABLE

COMPL= Demanda de potencia por intervalo.

B) Asignación inicial y óptima de la energía hidráulica de acuerdo al algoritmo descrito paso por paso en los inci

tos 3.5, 3.6, 3.7 y 3.8

D.2 Subrutina salida

Esta subrutina es auxiliar, su función es imprimir todos los datos requeridos, lo hace de la siguiente manera:

```
WRITE (6,100)
100 FORMAT (1H1, 4X, 'DISTRIBUCION INICIAL DE ENERGIA EN LA
CURVA DE DURACION DE CARGA')
```

Imprime el título: "Distribución inicial de energía en la curva de duración de carga".

```
WRITE (6,200)
200 FORMAT (1H1, 4X, 'DISTRIBUCION OPTIMA DE ENERGIA EN LA -
CURVA DIARIA DE CARGA')
```

Imprime el título: "Distribución óptima de energía en la curva diaria de carga".

```
WRITE (6,300) (IT(I), I = I1, 12)
300 FORMAT ('HORA', 12I9)
```

Imprime el título "HORA" y a continuación los intervalos en orden de 1 a 12 y luego de 13 a 24, hasta el número de intervalos considerados.

```
WRITE (6,400) J, (ENA(I,J), I = I1, I2)
400 FORMAT ('UNIDAD' I3, 12 F 9.2)
```

Imprime el título "UNIDAD" a continuación el número corres--

pendiente de la unidad (J) y luego la asignación inicial de energía de cada unidad (ENA) por intervalo.

```
WRITE (6,500) (ETAI (I), I = I1, I2)
500 FORMAT ('TOTAL', 12 F 9.2)
```

Imprime el título "TOTAL" y a continuación la energía inicial total por intervalo.

```
WRITE (6,600) (DEF (I), I = I1, I2)
600 FORMAT ('DEFICIT', 12 F 9.2 ///)
```

Imprime el título "DEFICIT" y a continuación la diferencia entre la demanda total por intervalo y la asignación inicial de energía hidráulica.

Cuando regresa por 2 (ver macrodiagrama de flujo) imprime lo mismo, a excepción del formato 100 que lo cambia por 200, pero esta vez son los óptimos en lugar de los iniciales.

D.3 Subrutina Ordena

Esta subrutina también es auxiliar y sus funciones son las siguientes:

- a) Toma la curva diaria de carga y la ordena como una curva de duración de carga y,
- b) Luego que la asignación inicial y óptima se hizo sobre la curva de duración de carga, la transforma a la curva diaria de carga inicial.

D.4 Subrutina Óptima

Esta subrutina ejecuta la selección de unidades y procede de la siguiente manera:

- a. Toma como datos la asignación inicial de energía de la curva de duración de carga y el total óptimo asignado por intervalo, estos datos son previamente calculados por el programa principal.
- b. Se comienza regulando con la primera unidad, haciendo transferencias válidas de energía de izquierda a derecha, distribuyendo las unidades a través de los intervalos de la curva de duración de carga hasta alcanzar el óptimo por intervalo (previamente calculado en el programa principal). El algoritmo propuesto se puede seguir fácilmente en el diagrama de flujo - mostrado en la figura D.1.

DESCRIPCION DE LAS VARIABLES

AUX (J) Demanda total por intervalo.

DEF (J) Déficit óptimo por intervalo a ser suministrado con plantas térmicas.

ETAO (J) Asignación óptima de energía por intervalo.

SUM Representa la suma de las capacidades de cada planta a través de la curva de duración de carga.

DIF Representa la diferencia entre la asignación inicial y la óptima por intervalo.

K Contador para fines-internos del programa.

L Contador para fines internos del programa.

J Varía de 1 a número de intervalos (NIN).

I Varía de 1 a número de plantas (NPWR).

Las demás variables como se definieron en el programa principal.

D.5 Subrutina OPTIMI

Esta subrutina es llamada por la subrutina OPTIMA y controla el límite máximo de generación de cada unidad. El diagrama de flujo para esta subrutina se muestra en la figura D.2.

DESCRIPCION DE LAS VARIABLES

VARIA Representa la diferencia entre la máxima capacidad de generación de cada unidad y el valor tomado al hacer transferencias de energía.

Las demás variables como se definieron en el programa principal y la subrutina OPTIMA.

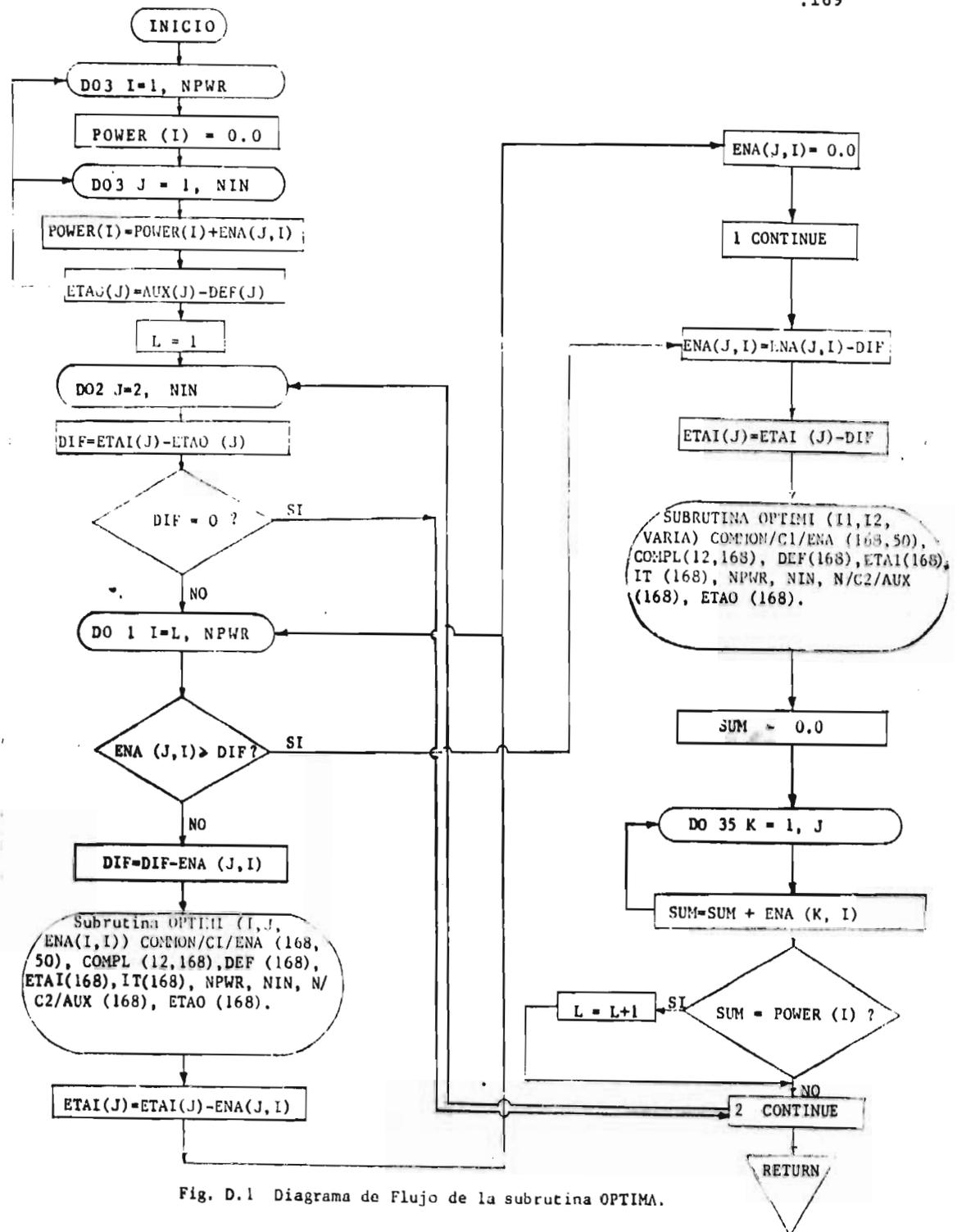


Fig. D.1 Diagrama de Flujo de la subrutina OPTIMA.

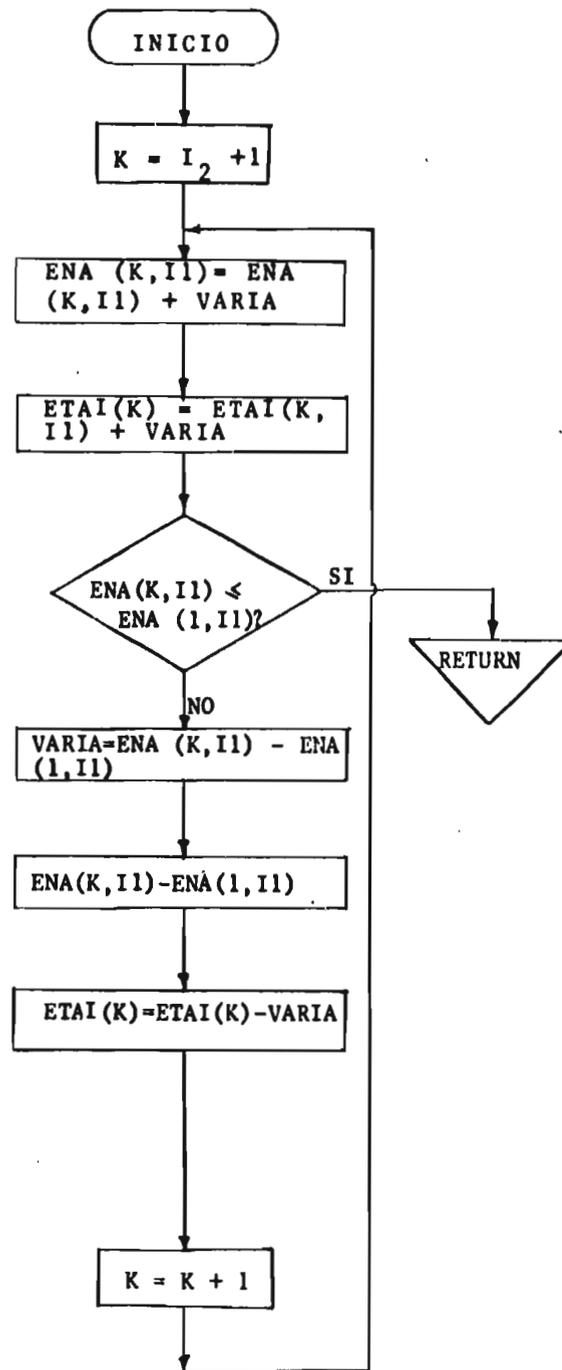


Fig. D.2 Diagrama de flujo de la Subrutina OPTIMI.

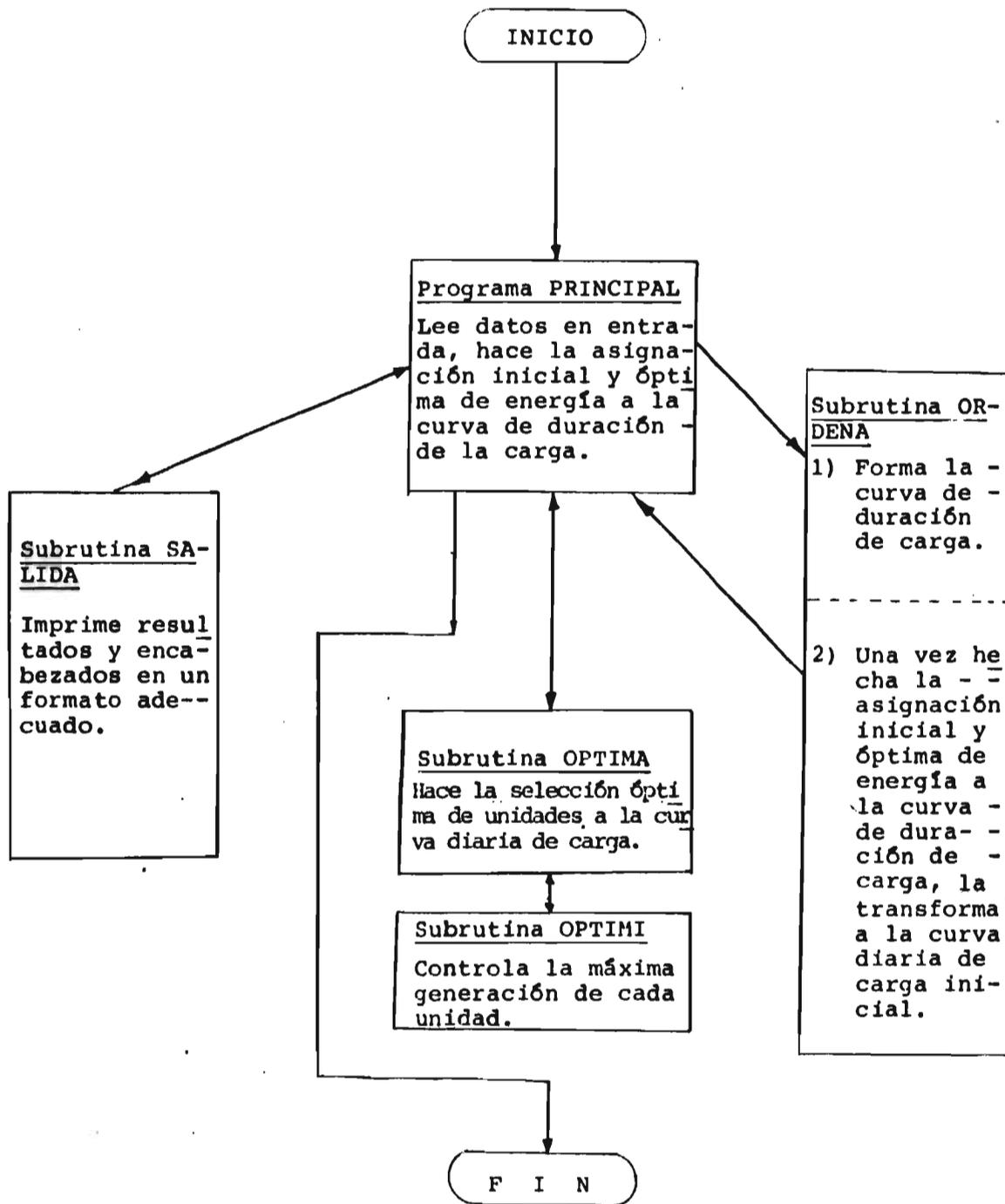


Fig. D.3 Macrodiagrama de Flujo del programa de asignación inicial y óptima de la energía hidráulica.

00124	21*		READ(S,2)(POWER(N,I),POWRP(N,I),I=1,NPWR)	000046
00133	22*	2	FORMAT(12F6.0)	000056
00134	23*		READ(S,2)(C*PL(N,I),I=1,NIN)	000056
00142	24*		CALL ORDENT	000071
00143	25*		DO 40 J=1,NPWR	000073
00146	26*		TEMP=POWER(N,J)/(DELTA*POWRP(N,J))	000121
00147	27*		NUM=INT(TEMP)	000126
00150	28*		FRAC=TEMP-FLOAT(NUM)	000135
00151	29*		DO 40 K=1,NIN	000142
00154	30*		IF (K-NUM-1) 20,30,34	000147
00157	31*	20	ENR(K,J) = POWRP(N,J)	000154
00160	32*		DEF(K) = DEF(K) - POWRP(N,J)	000156
00161	33*		GO TO 34	000160
00162	34*	30	ENR(K,J) = FRAC * POWRP(N,J)	000162
00163	35*		DEF(K) = DEF(K) - FRAC * POWRP(N,J)	000163
00164	36*	34	IF (J.FO. NPWR) ETAI(K) = AUX(K) - DEF(K)	000166
00165	37*	40	CONTINUE	000202
00171	38*		CALL SALIDA(1)	000202
00171	39*	C		000202
00171	40*	C	ASIGNACION OPTIMA DE ENERGIA HIDRO-ELECTRICA A UNA CURVA DE	000202
00171	41*	C	DURACION DE CARGA	000202
00171	42*	C		000202
00172	43*	50	INDEX=0	000206
00173	44*		KOUNT=0	000206
00174	45*		AVE=0	000207
00175	46*		M=NIN	000210
00176	47*		M1=M+1	000212
00177	48*		DO 120 I=AUX=1,M1	000214
00202	49*		I=M-IAUX+1	000220
00203	50*		KOUNT=KOUNT+1	000224
00204	51*		PREV=AVE	000227
00205	52*		IF (I.EQ.0) GO TO 60	000231
00207	53*		AVE=(AVE+FLOAT(KOUNT-1)*DEF(I))/FLOAT(KOUNT)	000233
00210	54*		IF (DEF(I)-PREV) 110,120,70	000245
00213	55*	70	AVE=DEF(I)	000250
00214	56*	80	IF (KOUNT.LE.2) GO TO 100	000253
00215	57*		II=I+1	000256
00217	58*		IF I=KOUNT*	000261
00220	59*		DO 90 II=II,IF	000265
00223	60*		DEF(II)=PREV	000272
00224	61*	90	CONTINUE	000275
00226	62*	100	KOUNT=1	000275
00227	63*		GO TO 120	000276
00230	64*	110	INDEX=1	000300
00231	65*	120	CONTINUE	000303
00233	66*		IF (INDEX.EQ.0) GO TO 130	000303
00235	67*		GO TO 60	000305
00236	68*	130	CONTINUE	000307
00237	69*		CALL OPTIMA	000307
00240	70*		CALL ORDENT	000310
00241	71*		CALL SALIDA(2)	000312
00242	72*		END	000317

END OF COMPILATION: NO DIAGNOSTICS.

FORMS PSIM.SALIDA,TPFS.SALIDA
 FOR 30E3-02/27/79-10:07:43 (19,)

SUBROUTINE SALIDA ENTRY POINT 000202

STORAGE USED: CODE(1) 000212; DATA(0) 000111; BLANK COMMON(2) 000000

COMMON BLOCKS:

0003 C1 025252

EXTERNAL REFERENCES (BLOCK, NAME)

0004 NERR25
 0005 NWDUS
 0006 NI029
 0007 NI015
 0010 NERR33

STORAGE ASSIGNMENT (BLOCK, TYPE, RELATIVE LOCATION, NAME)

0001	000025	10L	0000	000006	100F	0001	000044	117G	0001	000105	125G	0001	000115	133G	
0001	000124	140G	0001	000144	150G	0001	000157	157G	0001	000033	20L	0000	000025	200F	
0001	000040	30L	0000	000043	300F	0000	000047	400F	0000	000054	500F	0000	000061	600F	
0007	020320	COMPL	0003	R	024240	DEF	0003	P	000000	ENA	0003	R	024530	ETAI	
0000	000071	INJPS	0000	I	000000	IS	0003	I	025000	IT	0000	I	000002	IT	
0000	I	000005	J	0000	I	000001	K	0003	I	025251	NIN	0003	I	025250	NPWR

```

00101 1* SUBROUTINE SALIDA(N) 000002
00101 2* C 000002
00101 3* C ESTA SUBROUTINA IMPRIME ENCAJES Y RESULTADOS EN FORMATOS 000002
00101 4* C ADECUADOS 000002
00103 5* COMMON /C1/ENA(168,50),COMPL(12,158),DEF(158),ETAI(168), 000002
00103 6* IT(16),NPWR,NIN 000002
00104 7* IS=NIN/12+1 000002
00105 8* IS=IS-(IS*12-NIN)/12 000007
00106 9* GO TO (10,20),N 000015
00107 10* WRITE(6,100) 000025
00111 11* 100 FORMAT(1H1,4X,"DISTRIBUCION INICIAL DE ENERGIA EN LA CURVA DE ", 000031
00111 12* 1 "DURACION DE CARGA.///) 000031
00112 13* GO TO 30 000031
00113 14* 20 WRITE(6,200) 000033
00115 15* 200 FORMAT(1H1,4X,"DISTRIBUCION OPTIMA DE ENERGIA EN LA CURVA ", 000040
00115 16* 1 "DIARIA DE CARGA.///) 000040
00116 17* 30 DO 1000 K=1,IS 000040
00121 1* 11=(K-1)*12+1 000044
00122 1* 12=(2-(IS+K)/IS)*K+12+(N/IS)*NIN 000052
00123 2* WRITE(6,300)(IT(I),I=11,12) 000067
00131 21* 300 FORMAT(" HORA ",12F9.2) 000115
00132 22* DO 2000 J=1,NPWR 000115
00135 23* 2000 WRITE(6,400) J, (ENA(I,J),I=11,12) 000115
00145 24* 400 FORMAT(" PLANTA",I3,12F9.2) 000134
00146 25* WRITE(6,500)(ETAI(I),I=11,12) 000134
00154 25* 500 FORMAT(" TOTAL ",12F9.2) 000147
00155 27* 1000 WRITE(6,600)(DEF(I),I=11,12) 000147
  
```

00164 28* SDD FORMAT(DEFICIT ',12F9.2////)
00165 29* RETURN
00166 30* END

000164
000164
000211

END OF COMPILATION:

NO DIAGNOSTICS.


```

00140 29* C
00141 30* ENTRY ORDE*2
00142 31* DO 4000 I=1,NF*2
00145 32* DO 4000 J=1,NIN
00150 33* IF (I .GT. 1) GO TO 4000
00152 34* AUX(J)=DEF(J)
00153 35* 4000 BUX(J,I)=ENA(J,I)
00156 36* DO 5000 I=1,NF*2
00161 37* DO 5000 J=1,NIN
00164 38* IF (I .GT. 1) GO TO 500
00166 39* LUF(J) = IT(J)
00167 40* LUG = LUF(J)
00170 41* IT(J) = J
00171 42* DEF(LUG) = AUX(J)
00172 43* ETAI(LUG) = COMPL(.,LUG)-DEF(LUG)
00173 44* 500 LUS = LUF(J)
00174 45* 5000 ENA(LUG,I) = BUX(J,I)
00177 46* RETURN
00200 47* END

```

```

000045
000050
000055
000077
000077
000100
000103
000117
000134
000134
000136
000140
000144
000146
000150
000153
000156
000167
000226

```

END OF COMPILATION: NO DIAGNOSTICS.

BFOR,S PSIM.OPTIMA,TPFS.OPTIMA
 FOR J0E3-02/27/73-10:05:15 (23,)

SUBROUTINE OPTIMA ENTRY POINT 000175

STORAGE USED: CODE(1) 000205; DATA(0) 000113; BLANK COMMON(2) 000300

COMMON BLOCKS:

0003 C1 025253
 0004 C2 000520

EXTERNAL REFERENCES (BLOCK, NAME)

0005 OPTIMI
 0006 NARR21

STORAGE ASSIGNMENT (BLOCK, TYPE, RELATIVE LOCATION, NAME)

0001	000014	1056	0001	000107	11L	0001	000017	112G	0001	000041	122G	0001	000062	130G					
0001	000140	147G	0001	000154	2L	0004	P	000000	AUX	0003	020320	COMPL	0003	R	024260	DEF			
0000	R	000065	DIF	0003	R	000000	ENF	0003	R	024530	ETAI	0004	R	000250	ETAO	0000	I	000062	I
0000		000074	INJPS	0003	I	025000	IT	0000	I	000063	J	0000	I	000067	K	0000	I	000064	L
0003		025252	N	0003	I	025251	NIN	0003	I	025250	NPWR	0000	R	000000	POWER	0000	R	000066	SUM

```

00101 1*          SUBROUTINE OPTIMA          000000
00101 2*          C                          000000
00101 3*          C  ESTA SUBROUTINA HACE LA SELECCION DE UNIDADES HIDRAULICAS 000000
00101 4*          C                          000000
00103 5*          COMMON /C1/ENA(150,50),COMPL(12,150), 000000
00103 6*          1  DEF(16),ETAI(150),IT(158),NPWR,NIN,N /C2/AUX(165),ETAO(163) 000000
00104 7*          DIMENSION POWER(50)          000000
00105 8*          DO 1000 I=1,NPWR           000000
00110 9*          POWER(I)=0.0                000014
00111 10*         DO 1000 J=1,NIN           000017
00114 11*         POWER(I)=POWER(I)+ENA(J,I) 000017
00115 12*         3000 ETAO(J)=AUX(J)-DEF(J) 000021
00120 13*         L=1                      000003
00121 14*         DO 1000 J=1,NIN         000041
00124 15*         DIF=ETAI(J)-ETAO(J)     000050
00125 16*         IF(DIF.EQ.0) GO TO 2    000053
00127 17*         DO 1 I=L,NPWR          000062
00132 18*         IF(ENA(J,I).GE.DIF) GO TO 11 000062
00134 19*         DIF=DIF-ENA(J,I)        000066
00135 20*         CALL OPTIMI(I,J,ENA(J,I)) 000071
00136 21*         ETAI(J)=ETAI(J)-ENA(J,I) 000100
00137 22*         ENA(J,I)=0.0            000103
00140 23*         1 CONTINUE              000107
00142 24*         11 ENA(J,I)=ENA(J,I)-DIF 000107
00143 25*         ETAI(J)=ETAI(J)-DIF    000116
00144 26*         CALL OPTIMI(I,J,DIF)    000121
00145 27*         SUM=0.0                 000133
00146 28*         DO 35 K=1,J            000140
00151 29*         35 SUM=SUM+ENA(K,I)    000140
00153 30*         IF(SUM.EQ.POWER(I)) L=L+1 000144

```

00155 31* 2 CONTINUE
00157 32* RETURN
00160 33* END

000156
000156
000205

END OF COMPILATION:

NO DIAGNOSTICS.

FOR S PSIM-OPTIMI,TPFS-OPTIMI
FOR J0E3-02/27/78-10:08:29 (6.)

SUBROUTINE OPTIMI ENTRY POINT 000050

STORAGE USED: CODE(1) 000001; DATA(0) 000011; BLANK COMMON(2) 000000

COMMON BLOCKS:

J003 C1 025253
J004 C2 000520

EXTERNAL REFERENCES (BLOCK, NAME)

J005 NERR3

STORAGE ASSIGNMENT (BLOCK, TYPE, RELATIVE LOCATION, NAME)

J001	000005	10L	0001	000007	15L	0004	000000	AUX	0003	020320	COMPL	0003	024260	DEF		
J005	R	000000	ENA	0007	R	024530	ETAI	0004	000250	ETA0	0000	000001	INJPS	0003	025000	IT
J000	I	000000	<	0003	025252	N	0003	025251	NIN	0003	025250	NPWR				

```
00101 1*          SUBROUTINE OPTIMI(I1,I2,VARIA)          000003
00101 2*          C          000003
00101 3*          C      ESTA SUBROUTINA ES LLAMADA POR LA SUB. OPTIMA Y SU FUNCION ES  000003
00101 4*          C      LA DE LIMITAR LA CAPACIDAD DE MAXIMA GENERACION DE CADA UNIDAD 000003
00101 5*          C          000003
00101 6*          C      COMMON /C1/ENA(100,50),COMPL(12,160),  000003
00101 7*          C      DEF(160),ETAI(160),IT(160),NPWR,NIN,N /C2/AUX(160),ETA0(160) 000003
00101 8*          C      K= I2 + 1          000003
00101 9*          C      15 ENA(K,I1) = ENA(K,I1) + VARIA          000007
00101 10*         C      ETAI(K) = ETAI(K) + VARIA          000013
00101 11*         C      IF(ENA(K,I1) .LE. ENA(1,I1))GO TO 10  000017
00101 12*         C      VARIA = ENA(K,I1) - ENA(1,I1)          000022
00101 13*         C      ENA(K,I1) = ENA(1,I1)          000025
00101 14*         C      ETAI(K) = ETAI(K) - VARIA          000027
00101 15*         C      K = K + 1          000031
00101 16*         C      GO TO 15          000034
00101 17*         C      10 RETURN          000036
00101 18*         C      END          000060
```

END OF COMPILATION: NO DIAGNOSTICS.

PLANTA 5	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 6	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 7	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 8	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 9	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 10	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 11	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 12	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 13	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 14	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 15	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 16	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 17	45.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 18	50.00	20.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 19	5.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 20	13.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 21	3.00	3.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 22	7.50	1.80	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 23	5.00	1.20	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 24	16.00	15.00	4.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 25	5.00	3.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 26	16.00	16.00	5.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 27	55.00	55.00	40.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 28	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 29	50.00	60.00	60.00	60.00	21.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 30	51.00	51.00	51.00	51.00	59.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 31	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	119.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 32	117.00	117.00	115.00	115.00	119.00	119.00	119.00	1.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 33	12.00	12.00	13.00	12.00	12.00	12.00	11.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 34	13.00	13.00	17.00	13.00	17.00	13.00	17.00	1.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 35	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	10.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 36	13.00	13.00	17.00	13.00	17.00	13.00	13.00	13.00	3.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 37	13.00	13.00	17.00	13.00	17.00	13.00	13.00	13.00	1.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 38	43.00	43.00	47.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	40.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 39	43.20	43.20	47.20	43.20	43.20	43.20	43.20	43.20	47.20	40.50	.00	.00	.00
PLANTA 40	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	6.00	.00	.00	.00
PLANTA 41	13.00	13.00	17.00	13.00	17.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
PLANTA 42	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	128.00
PLANTA 43	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
TOTAL	752.70	647.20	751.10	721.20	690.20	599.20	459.20	308.20	280.20	214.80	168.00	165.00	
DEFICIT	1124.30	1223.80	1257.90	1189.50	1122.50	1182.30	1064.90	1151.50	1175.80	1202.20	1208.00	1157.00	

DISTRIBUCION OPTIMA DE ENERGIA EN LA CURVA DIARIA DE CARGA.

HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PLANTA 1	.00	.00	.00	.00	33.27	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 2	.00	.00	.00	.00	34.37	75.06	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 3	.00	.00	.00	.00	5.89	10.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 4	.00	.00	.00	4.07	1.73	10.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 5	.00	.00	24.67	46.00	.00	5.33	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 6	.00	.00	18.00	18.00	.00	2.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 7	.00	11.52	52.00	52.00	.00	22.67	.00	.00	.00	.00	.00	.00
PLANTA 8	.00	40.52	.00	.00	.00	.00	24.54	7.04	.00	.00	.00	28.42
PLANTA 9	.00	.00	.00	.00	.00	.00	20.00	.00	.00	.00	.00	28.00
PLANTA 10	.00	.00	.00	.00	.00	.00	7.50	7.00	.00	.00	.00	7.50
PLANTA 11	.00	.00	.00	.00	.00	.00	20.00	20.00	.00	.00	.00	20.00
PLANTA 12	.00	.00	.00	.00	.00	.00	20.00	6.63	.00	.00	.00	20.00
PLANTA 13	.00	.00	.00	.00	.00	.00	15.63	.00	.00	.00	.00	20.00
PLANTA 14	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	11.57	8.51	17.75
PLANTA 15	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	15.00	10.00	.00
PLANTA 16	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	10.17	60.00	23.66	.00
PLANTA 17	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	60.00	60.00	45.00	.00
PLANTA 18	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	50.00	50.00	50.00	20.00
PLANTA 19	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	20.00	20.00	5.00	.00
PLANTA 20	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	27.00	27.00	13.00	.00
PLANTA 21	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	8.00	8.00	8.00	3.00
PLANTA 22	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	7.50	7.50	7.50	1.80
PLANTA 23	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	8.00	8.00	8.00	1.20
PLANTA 24	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	15.00	15.00	16.00	16.00
PLANTA 25	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	3.00	3.00	8.00	3.00
PLANTA 26	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	15.00	15.00	15.00	16.00
PLANTA 27	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	55.00	55.00	55.00	55.00
PLANTA 28	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	4.00	.00	.00
PLANTA 29	.00	.00	.00	.00	.00	.00	50.00	21.00	50.00	60.00	60.00	60.00
PLANTA 30	.00	.00	.00	.00	.00	.00	61.00	59.00	61.00	61.00	61.00	61.00
PLANTA 31	.00	.00	.00	.00	.00	.00	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00
PLANTA 32	101.67	19.33	.00	.00	.00	.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00
PLANTA 33	11.00	.00	.00	.00	.00	.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
PLANTA 34	13.00	1.00	.00	.00	.00	.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
PLANTA 35	10.00	.00	.00	.00	.00	.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
PLANTA 36	13.00	13.00	2.00	.00	.00	.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
PLANTA 37	13.00	13.00	1.00	.00	.00	.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
PLANTA 38	43.00	43.00	40.00	.00	.00	.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00
PLANTA 39	43.20	43.20	43.20	40.50	.00	.00	43.20	43.20	43.20	43.20	43.20	43.20
PLANTA 40	26.00	26.00	26.00	6.00	.00	.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00
PLANTA 41	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
PLANTA 42	131.00	131.00	131.00	131.00	128.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00
PLANTA 43	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
TOTAL	441.67	377.87	374.67	334.67	239.87	203.87	828.87	730.87	1015.87	1098.87	1004.87	986.87
DEFICIT	1082.13	1082.13	1082.13	1082.13	1082.13	1082.13	1082.13	1082.13	1082.13	1082.13	1082.13	1082.13

HORA	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
PLANTA 1	.00	.00	.00	.00	.00	.00	150.87	160.00	122.87	.00	.00	.00
PLANTA 2	.00	.00	.00	.00	.00	.00	160.00	160.00	160.00	23.67	.00	.00
PLANTA 3	.00	.00	.00	.00	.00	.00	10.00	10.00	10.00	10.00	.00	.00
PLANTA 4	.00	.00	.00	.00	.00	.00	10.00	10.00	10.00	10.00	.00	.00

PLANTA 5	.00	.00	.00	.00	.00	.00	46.00	46.00	46.00	46.00	.00	.00
PLANTA 6	.00	.00	.00	.00	.00	.00	18.00	18.00	18.00	18.00	.00	.00
PLANTA 7	.00	.00	.00	.00	.00	.00	52.00	52.00	52.00	52.00	.00	.00
PLANTA 8	.00	.00	75.27	.00	.00	66.57	110.00	110.00	110.00	110.00	.00	89.04
PLANTA 9	.00	.00	25.00	.00	.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	.00	.00
PLANTA 10	.00	.00	7.50	.00	.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	.00	.00
PLANTA 11	.00	.00	20.00	.00	6.37	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	.00	11.63
PLANTA 12	.00	.00	20.00	12.37	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	.00	.00
PLANTA 13	2.37	.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	.00	.00
PLANTA 14	15.00	1.17	.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	.00	.00
PLANTA 15	15.00	15.00	.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	.00	.00
PLANTA 16	50.00	50.00	.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	20.17	.00
PLANTA 17	50.00	50.00	.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	.00
PLANTA 18	50.00	50.00	.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	.00
PLANTA 19	20.00	20.00	.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	.00
PLANTA 20	27.00	27.00	.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	.00
PLANTA 21	5.00	5.00	.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	.00
PLANTA 22	7.50	7.50	.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	.00
PLANTA 23	5.00	5.00	.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	.00
PLANTA 24	15.00	15.00	4.90	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	.00
PLANTA 25	5.00	5.00	.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	.00
PLANTA 26	15.00	15.00	5.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	.00
PLANTA 27	55.00	55.00	40.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	.00
PLANTA 28	7.50	.00	.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	.00	.00
PLANTA 29	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	.00
PLANTA 30	51.00	51.00	51.00	51.00	51.00	51.00	51.00	51.00	51.00	51.00	51.00	.00
PLANTA 31	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	130.00	119.00
PLANTA 32	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00
PLANTA 33	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
PLANTA 34	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
PLANTA 35	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
PLANTA 36	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
PLANTA 37	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
PLANTA 38	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00	43.00
PLANTA 39	43.20	43.20	43.20	43.20	43.20	43.20	43.20	43.20	43.20	43.20	43.20	43.20
PLANTA 40	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00
PLANTA 41	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
PLANTA 42	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00	131.00
PLANTA 43	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
TOTAL	1110.87	1053.87	951.87	1140.87	1154.87	1270.87	1750.87	1770.00	1732.87	1473.87	1035.87	699.87
DEFICIT	10=2.13	10=2.13	1082.13	1352.13	1082.13	1082.13	1=2.13	1162.00	1082.13	1682.13	1082.13	1082.13

DATA IGNORED - IN CONTROL MODE

SPRT,S PASS.DATOH
FJRPR 27R2 KL72R1 02/27/76 10:34:35

