

01169
leg. 1

APLICACIONES
DE
CONTROL ESTOCASTICO
AL PROBLEMA DE
PLANEACION DE OPERACION
DE
SISTEMAS DE POTENCIA
A
MEDIANO PLAZO

(PLANEACION DE MANTENIMIENTO)

TESIS CON
FALLA DE CREA

1985



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está 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.

INDICE

Capitulo 1	Introducción	1
Capitulo 2	Modelado del Sistema	5
2.1	Caracterización Probabilística de Carga	6
2.2	Modelo de Unidades Generadoras	11
2.3	Carga Efectiva e Índice de Confiabilidad	15
2.4	Modelado de Costo de Combustible	20
Capitulo 3	Planeación de Operación Optima a Mediano Plazo	32
3.1	Restricciones Generales de Operación	33
3.2	Características de Mantenimiento	39
3.3	Distintos métodos	43
3.4	Formulación del Problema	49
Capitulo 4	Algoritmo para la Solución	58
4.1	Representación de Carga por Cumulantes	61
4.2	Despacho Económico restringido	72
4.3	Asignación de Mantenimiento	85
Capitulo 5	Resultados Experimentales	92
5.1	Descripción del Sistema de Prueba	92

5.2 Cosideraciones Computacionales	97
5.3 Casos de Estudio bajo Condiciones Normales de Operación	102
5.4 Casos de Estudio bajo Condiciones Severas de Operación	127
Capitulo 6 Conclusiones, Sugerencias y Perspectivas	131
Apéndice A Técnicas de Pronóstico de Carga	138
Apéndice B Optimalidad Condicional de despacho Económico	142
Referencias	152

CAPITULO 1

INTRODUCCION

En este trabajo se presenta el análisis, el desarrollo y la implantación de un sistema de Planeación de Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia a Mediano Plazo (POSEPMP), enfocado particularmente a sistemas termoeléctricos. La técnica de optimización utilizada en la planeación es la programación dinámica con aproximaciones sucesivas.

Como los sistemas de generación eléctrica están siendo cada vez más grandes y más complejos, aumenta día con día la necesidad de un control riguroso y una planeación adecuada del funcionamiento de ellos. La operación económica de un sistema de potencia requiere, estrictamente hablando, la solución simultánea de todos los problemas relacionados con el despacho operativo. Sin embargo, debido a la complejidad, diferentes escalas de tiempo involucradas, incertidumbre de diferente orden, y problema de dimensionalidad, el problema se descompone en tres sub-problemas : planeación de operación a largo, a mediano y a

corto plazo.

La planeación a largo plazo resuelve el problema de cómo determinar el plan de expansión de capacidad, tanto de generación como de transmisión, a un costo mínimo, satisfaciendo la futura demanda energética a un nivel dado de confiabilidad, sobre un horizonte de planeación de 5 a 30 años. La planeación a mediano plazo tiene un horizonte de estudio de uno a varios años, se encarga de la programación de mantenimiento de las unidades generadoras, la coordinación hidro-térmica a mediano plazo y el despacho de producción de energía. Finalmente, la asignación de unidades, el despacho económico a corto plazo y el flujo óptimo de potencia son las tareas principales de la planeación a corto plazo. Este estudio es realizado en un horizonte hasta de una semana. En el presente trabajo, la atención está dirigida principalmente al problema de la programación óptima de mantenimiento, el despacho económico de producción, y a algunos temas relacionados con la coordinación hidro-térmica a mediano plazo.

Como resultado del sistema POSEPMP, se proporciona una estrategia de operación con un mínimo costo de producción, de acuerdo con las restricciones de la operación del sistema. Esta estrategia consiste en un plan de mantenimiento preventivo dentro del periodo de estudio para todas las unidades generadoras integrantes del sistema, distribución de la producción de energía por unidad y el consumo estimado de combustible de cada planta

termoeléctrica en cada uno de los intervalos de tiempo, etc. Las restricciones operativas principales son, entre otras, las normas de seguridad (índices de confiabilidad) de operación, limitación de combustibles, acotamiento de producción de energía, capacidad limitada en las líneas de transmisión, y condiciones que deben ser respetadas en el proceso de mantenimiento.

Con respecto a la planeación de operación a mediano plazo, se han presentado recientemente en la literatura gran cantidad de algoritmos para atacarlo. Se pueden clasificar estos métodos de diferentes maneras, que sea por su enfoque (determinístico o estocástico), por la función objetivo (costo de producción y/o confiabilidad) o por la técnica de solución (heurística o de optimización). En el capítulo 3, Se presentarán y comentarán distintas técnicas para resolver este problema.

En este trabajo, se introduce una función objetivo multicomponente que consta de costo de producción y confiabilidad, en los cuales se involucran incertidumbres tales como el valor de la carga y la ocurrencia de salidas forzadas de las generadoras. La técnica de la programación dinámica con aproximaciones sucesivas ha sido empleada para encontrar la solución óptima. El uso de esta técnica permite una reducción considerable del problema de dimensionalidad, que es el principal obstáculo del uso de la programación dinámica en sistemas de gran escala. Para reducir aún más el tiempo de cómputo, el costo de producción y los índices de confiabilidad han sido evaluados por

el método de los cumulantes. Este es un orden de magnitud más rápido que el método clásico Booth-Baleriaux. Además, el sistema POSEPMP está diseñado para adaptar y considerar sistemas combinados de plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, como es el caso del Sistema Eléctrico de México.

El sistema POSEPMP está implantado en una VAX11/730 en el Instituto de Investigaciones Eléctricas. Las pruebas del POSEPMP son llevadas a cabo en un sistema termoeléctrico simulado de 20 unidades. En la fase de prueba, se usan un horizonte de tiempo de un año y una duración de intervalo de una semana.

CAPITULO 2

MODELADO DEL SISTEMA

Un modelo adecuado para un sistema de potencia es la base fundamental de una planeación de operación óptima de éste. El comportamiento de un sistema de potencia es aleatorio por naturaleza. Los principales componentes que contribuyen a esa característica, son la carga y la disponibilidad de las unidades generadoras. Otro factor es la incertidumbre en la aportación y el escurrimiento de agua en los vasos de las plantas hidroeléctricas. Sin embargo, los últimos están fuera de consideración del presente trabajo. Entre las partes determinísticas del sistema, la más importante es quizás la función del costo de generación de cada unidad.

En este capítulo, se introducen los modelos probabilísticos de la carga y de la disponibilidad de unidades; se caracteriza la función del costo de generación ([1]). En término de estos modelos, se definen el concepto de carga efectiva y algunos índices de confiabilidad (LOLP y EUE); además, se presentan dos enfoques distintos de la estimación del costo de operación del

sistema de generación.

2.1 CARACTERIZACION PROBABILISTICA DE CARGA

A lo largo de éste y los capítulos subsecuentes, se habla con frecuencia de la "carga" y de la "demanda". Para evitar posible confusión, se adopta la siguiente convención: la carga se refiere a la energía o la demanda, y la demanda es la razón de cambio de energía (potencia).

Una caracterización completa de la carga requiere la determinación estadística del perfil de demanda. En la figura 2.1, se muestra un perfil típico de demanda horaria de una semana. Se observa que esta curva tiene una variación periódica (período de un día), lo que implica que la demanda es un proceso estocástico no-estacionario ([2]). La especificación matemática de un proceso no-estacionario es prácticamente imposible, dado que la descripción completa de este tipo de procesos requiere conocer la función de distribución de probabilidad conjunta de todo orden y en todo tiempo ([2]).

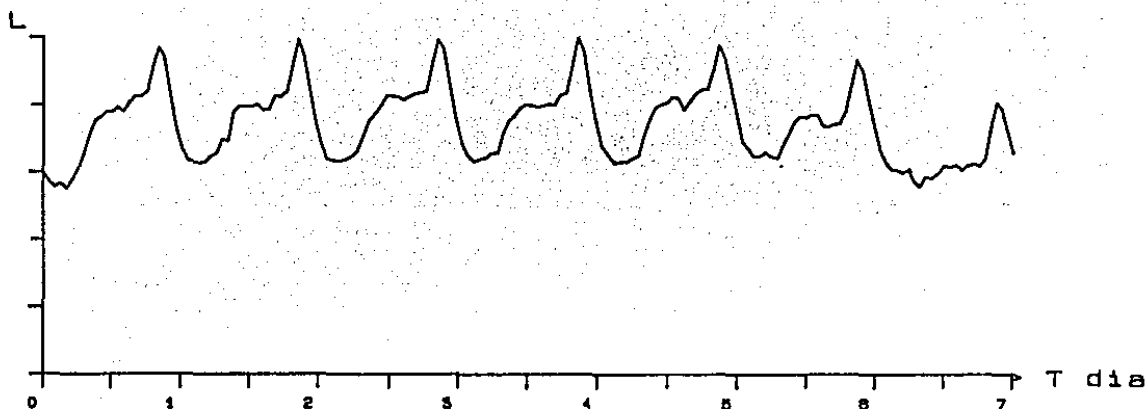


FIGURA 2.1 PERFIL TÍPICO DE DEMANDA

Afortunadamente, en un estudio a mediano plazo, la carga puede ser descrita en un modo simplificado. Bajo el enfoque de estudio de este trabajo, es suficiente el conocimiento de la distribución de carga dentro de cada uno de los intervalos de interés.

La función de distribución de carga se puede interpretar como la distribución de la frecuencia relativa en promedio de la ocurrencia de que la demanda, en cualquier instante dado dentro del intervalo, sea inferior que un valor dado. En realidad, a pesar de la enorme simplificación, tampoco hay manera de especificar esta función, ya que ésta es la distribución marginal de la distribución conjunta de demanda y tiempo en el intervalo, y la última es desconocida. Sin embargo, la estimación de la distribución de carga es relativamente sencilla.

Dada una realización (perfil de demanda) en el intervalo de interés, un método conocido y fácil de estimación es el de histograma. Este método consiste simplemente en considerar la frecuencia relativa en el intervalo como la probabilidad de ocurrencia ([1]). Aplicándolo a la curva de la figura 2.1, se obtiene una distribución estimada de carga como se muestra en la figura 2.2.

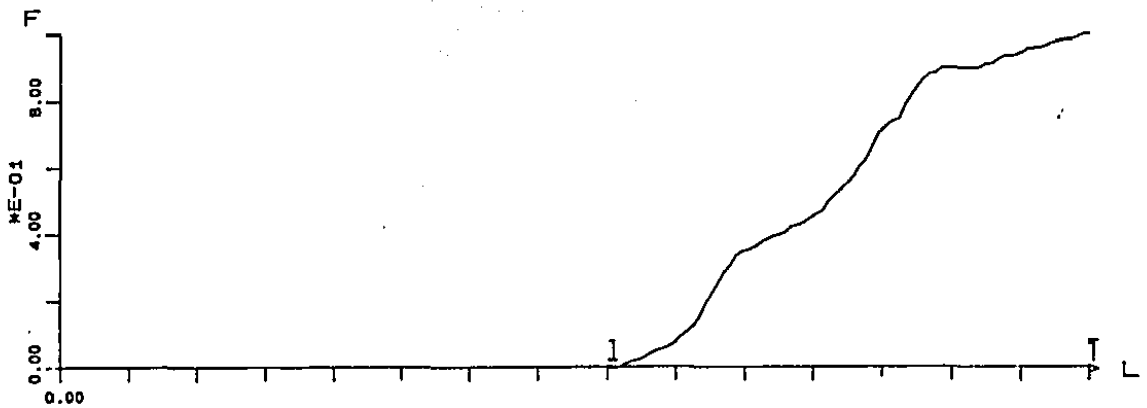


FIGURA 2.2 DISTRIBUCION DE CARGA

Por conveniencia, se introduce un nuevo concepto llamado la curva de duración de carga, la cual no es más que un mapeo uno a uno de la distribución de carga.

Sea $F(l)$ la función que describe la curva de duración de carga, donde l es un valor específico de la carga L . Entonces, $F(l)$ se define como sigue :

$$F(l) = \text{Probabilidad (Carga excede el valor } l \text{)}$$

concretamente,

$$F(l) = P (L \geq l) .$$

Si se denota la distribución de carga con $F'(l)$, entonces

$$F(l) = 1.0 - F'(l)$$

Usando esta definición, la curva de duración de carga que corresponde al perfil de demanda de la figura 2.1, se encuentra en la figura 2.3.

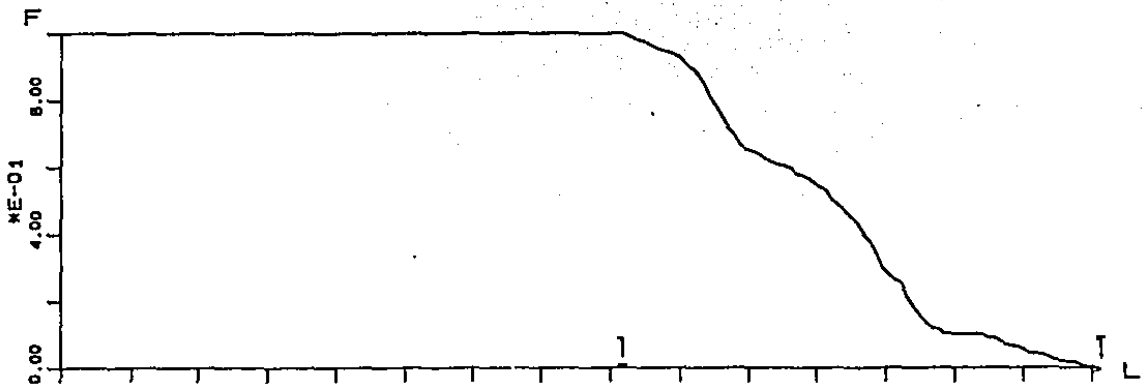


FIGURA 2.3 CURVA DE DURACION DE CARGA

Observando la curva de duración, se nota que la carga tiene dos valores de gran interés: carga mínima o carga base l , y carga máxima o carga pico \hat{l} . La carga base ayuda a fijar la capacidad de las unidades que deben ser operadas en un porcentaje muy alto de tiempo. Por el otro lado, la carga pico desempeña un papel sustancial en cuestión de la confiabilidad del sistema, ya que el objetivo fundamental de un sistema de potencia es satisfacer el consumo eléctrico de sus clientes.

Otro dato de mucha importancia, derivado de la carga, es el valor esperado de energía. La energía esperada es esencial en la determinación del requerimiento de combustible y de los equipos necesarios para cubrirla. Una vez teniendo la curva de duración de carga, el valor esperado de energía E se calcula de una manera muy sencilla ([1]) como se muestra a continuación:

$$E = T \int_0^1 F(l) dl$$

donde T es la duración del intervalo.

Hasta el momento, se ha dado una representación efectiva y sencilla de la carga, como es la curva de duración de carga. Se recuerda que este modelo es derivado de una realización pasada. Sin embargo, en el contexto de planeación, se habla de cargas futuras. En consecuencia, no es posible contar con realizaciones de la carga para poder estimar la curva de duración. A raíz de ello, es necesario introducir técnicas de pronóstico de carga, en base a los datos históricos disponibles tales como perfil de demanda, curvas de duración, etc.

Dado que el pronóstico de carga es un problema bastante grande y complejo, se desviaría del tema central del trabajo, que es la planeación de operación, si se pretendiera presentar aquí las técnicas de pronóstico en detalle. Por lo tanto, se prefiere tratarlas en forma anexa. En el apéndice A, se pueden encontrar algunas técnicas del pronóstico de carga, tanto para la carga pico como para la curva de duración.

Tomando en cuenta lo anterior, se considerará, de aquí en adelante, disponibles las curvas de duración de carga en todos los intervalos dentro del horizonte de estudio. Una razón fundamental de hacer esto, es que el algoritmo de la planeación dada la carga es independiente de la técnica utilizada para pronosticarla.

2.2 MODELO DE UNIDADES GENERADORAS

La confiabilidad del sistema de generación afecta directamente la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia global. En general, el sistema de generación está formado por diferentes tipos de unidades. Cada tipo de unidades tiene su carácter propio. A pesar de ello, la indisponibilidad de las unidades se puede clasificar grosso modo en dos categorías : aleatoria y programada. La última se debe a los periodos programados del mantenimiento preventivo de las unidades. La programación de mantenimiento es un tema muy importante en la planeación, y será tratado en detalle posteriormente. La indisponibilidad aleatoria es causada por la salida forzada a raíz de problemas técnicos durante el periodo normal de operación. De ese modo, la unidad deberá recibir un mantenimiento correctivo, en lugar de preventivo. Obviamente, la salida forzada de una unidad es imprevista, probabilística. Cabe hacer notar que la duración de un mantenimiento correctivo tiene un efecto más aleatorio que la del preventivo. Entonces, cómo

modelar ese efecto estocástico de la salida forzada es el punto central de discusión de esta sección.

Con el propósito de manejar efectiva y sencillamente la indisponibilidad aleatoria, es necesario determinar la densidad que describe la probabilidad de que una unidad está fuera y dentro de servicio durante su periodo normal de operación. Igual que el caso de la carga, esta densidad puede ser estimada por los registros históricos de fallas y reparaciones de la unidad.

Un proceso estocástico de dos estados describe adecuadamente este fenómeno de fallas y reparaciones. Una realización típica de este proceso (figura 2.4) se obtiene representando los datos registrados en forma gráfica.

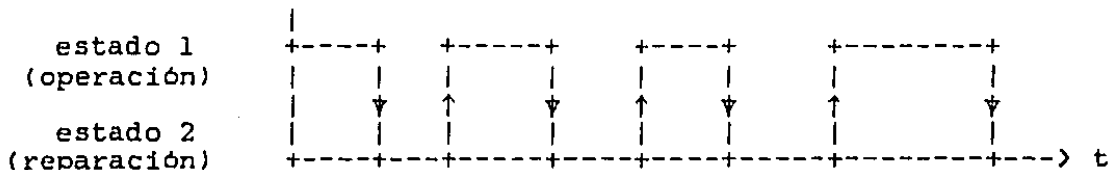


figura 2.4 Representación gráfica de fallas y reparaciones

Se supone que tanto las fallas como las reparaciones son caracterizadas por densidad exponencial ([2], [3]), por supuesto, con su respectiva media. Esta suposición se basa en lo siguiente : la densidad exponencial es usualmente un modelo apropiado de estos fenómenos aleatorios; y la descripción matemática es simple. Tomando en cuenta esta suposición, el proceso mencionado no es más que una simple cadena de Markov de dos estados ([3], [4]) : estado de operación y de reparación. El diagrama de

transición (figura 2.5) que representa esta cadena markoviana cuenta solamente con dos nodos. Entonces, para determinarla, lo único que necesita es conocer la razón de transición entre los dos nodos, es decir, la razón de falla λ y la razón de reparación μ .

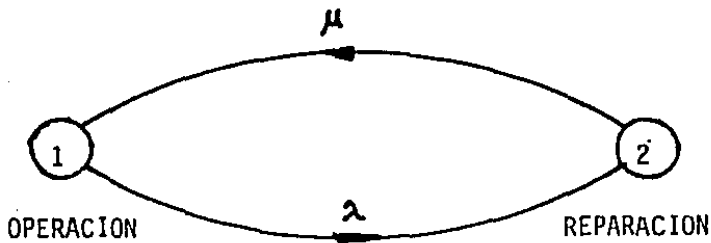


Figura 2.5 Diagrama de transición

Pero la razón de falla λ es el valor esperado del tiempo de operación antes de una falla, y la razón de reparación μ , el valor esperado de la duración de la misma. Estos dos valores son muy fáciles de estimar conociendo los registros históricos de falla y de reparación.

Una vez calculadas las razones de transición λ y μ , la matriz de transición de esta cadena de Markov tiene la siguiente forma ([3], [4], [1]) :

$$P = \begin{pmatrix} 1-q & q \\ q & 1-q \end{pmatrix}$$

dondo q está definido como :

$$q = \mu / (\lambda + \mu).$$

Una matriz de transición como P , tiene la propiedad de que la multiplicación de sí misma es idéntica a la matriz original, en otras palabras, $PP = P$. De esto se deduce que $(1-q, q)$ es precisamente el vector de probabilidad de que, bajo condición estacionaria, la unidad esté en estado de operación y reparación respectivamente ([4]).

Tomando en cuenta lo anterior, la determinación de la densidad de probabilidad de la disponibilidad de generación de una unidad es inmediata. Si la capacidad es C , entonces la probabilidad de una generación C es $1-q$; y la de generación nula es q . A q se le conoce como la razón de salida forzada (Forced Outage Rate), la cual es un dato muy importante en la planeación de operación a mediano plazo. La densidad de generación tiene una forma como se muestra en la figura 2.6.

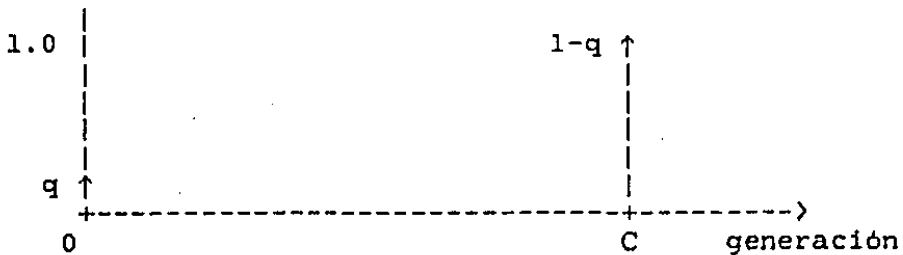


Figura 2.6 Densidad de probabilidad de generación

De manera similar, se puede modelar el efecto de la salida parcial de la unidad ([5]), cuando sea necesario. El efecto de salida parcial de una unidad se refiere a una representación

multi-estado de la generación. Como se verá en los capítulos subsecuentes, el algoritmo presentado se adapta perfectamente a la consideración de la salida parcial gracias al uso del método de los cumulantes.

2.3 CARGA EFECTIVA E INDICES DE CONFIABILIDAD

En las secciones anteriores, se han desarrollado modelos probabilísticos de la carga y la generación. En ambos modelos, se involucra una incertidumbre. Será posible combinar el efecto de esta incertidumbre en un solo modelo para facilitar el manejo conjunto de la carga y la generación ?

Se recuerda que una unidad descrita por el par (C, q) , donde C es la capacidad y q es la razón de salida forzada, opera a capacidad C con una probabilidad $1-q$, y fuera de servicio con probabilidad q . Este modelo puede descomponerse en dos partes : una unidad ficticia 100% confiable de capacidad C , y una carga ficticia cuya densidad de probabilidad $f_0(L_0)$ (figura 2.7) es igual al complemento de la densidad de generación. Desde el punto de vista de operación, la suma de los dos componentes es equivalente al modelo original de generación.

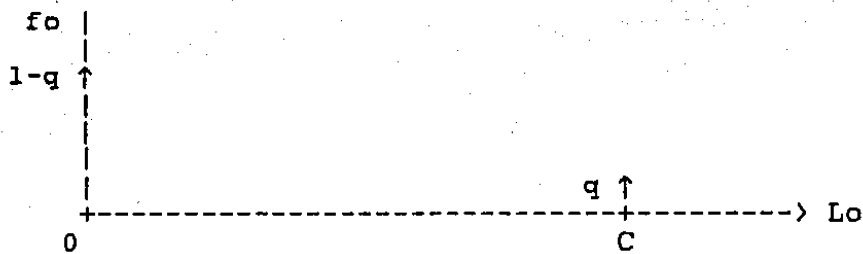


Figura 2.7 Densidad de probabilidad de carga ficticia

Analíticamente, la carga ficticia Lo se determina estadísticamente de la siguiente manera :

$$P (Lo=C) = q$$

$$P (Lo=0) = 1-q.$$

Por lo tanto, la suma de la carga nominal y las cargas ficticias construye un modelo probabilístico modificado de la "carga", que refleja las incertidumbres tanto de carga como de generación. A la suma se le denomina la carga efectiva del sistema ([1]). De este modo, se logra unir los dos modelos en uno solo (más un modelo determinístico).

Sean Le la carga efectiva, L la carga nominal y Loi la carga ficticia de la i -ésima unidad, entonces

$$Le = L + \sum_i Loi$$

Se puede considerar que la ocurrencia de la salida forzada de una unidad es independiente de la carga y la salida forzada de las demás unidades del sistema. Entonces, Le es simplemente la

suma de variables aleatorias independientes, cuya densidad de probabilidad se obtiene por la convolución de las densidades de cada uno de los sumandos ([2]). Expresando esta idea en términos de duración de carga, se puede evaluar $F(le)$ en forma recursiva :

$$F^i(le) = \int_{L_{oi}}^{le-l_{oi}} F^{i-1}(le-l_{oi}) f_o(l_{oi}) dl_{oi} \quad i = 1, \dots, N,$$

donde N es el número de unidades disponibles.

Se sustituye $f_o(l_{oi})$, la expresión anterior se simplifica a

$$F^i(le) = F^{i-1}(le)(1-q) + F^{i-1}(le-C)q \quad i = 1, \dots, N.$$

Obviamente

$$F^i(le) = \begin{cases} F(1) & i=0 \\ F(le) & i=N. \end{cases}$$

Al considerar la salida aleatoria de las unidades en $F(1)$, se produce el efecto de alargar la curva de duración. Esto tiende a incrementar la probabilidad de que la carga exceda un valor dado, debido a las cargas ficticias, por causa de las salidas forzadas de las unidades.

A una curva de duración de carga efectiva, siempre se le asocia un parámetro que es la capacidad instalada CI , la cual es la suma de las capacidades de las unidades que contribuyen la formación de $F(le)$, es decir,

$$CI = \sum_{i=1}^N C_i.$$

Hasta el momento, se han completado las herramientas básicas para realizar un análisis de confiabilidad de una estrategia de operación. Dependiendo del enfoque del estudio, conviene seleccionar uno u otro tipo de índices de confiabilidad.

La probabilidad de la pérdida de carga (LOLP = Loss-Of-Load Probability) y el valor esperado de la energía no cubierta (EUE = Expected Unsupplied Energy) han sido escogidos para la evaluación de confiabilidad en este trabajo. Aplicando los conceptos de la carga efectiva y la capacidad instalada, LOLP y EUE son definidos como siguen ([1]) :

$$LOLP = F(l_e = CI)$$

$$y \quad EUE = T \int_{CI}^{CI+1} F(l_e) dl_e$$

donde T es la duración del intervalo.

La interpretación de las expresiones anteriores son muy claras. Por la forma de definir F(l_e), la LOLP es la probabilidad de que la carga efectiva exceda la capacidad instalada, y la EUE es la parte de energía esperada que no será satisfecha por la "insuficiente" capacidad del sistema de generación. Obviamente, ni LOLP ni EUE puede ser exactamente cero, ya que no existen en realidad unidades generadoras perfectamente confiables. Pero tanto LOLP como EUE pueden tener valores tan pequeños como uno desee.

Aunque se han seleccionado LOLP y EUE como índices de confiabilidad de interés, no significa de ninguna manera que los seleccionados son los más apropiados de todos los existentes. El método de frecuencia y duración (FD) es otro de los más comunes en el análisis de confiabilidad ([6]). En esencia, el método FD es capaz de determinar la frecuencia de salida de una unidad de generación en particular y a la vez su duración. El método hace compatible la técnica de análisis de confiabilidad del sistema de generación con el de sistema de distribución y los datos históricos de fallas en sistema de distribución. El índice de duración de interrupción ([7]) se usa también en la literatura para la evaluación de confiabilidad.

La LOLP y la EUE son los índices más comúnmente usados y preferidos por la industria eléctrica por sus propiedades que se mencionan a continuación :

- a) subjetivamente sensible, lo que es lo mismo que los valores numéricos de los índices reflejan el nivel de confiabilidad subjetiva del sistema;
- b) analíticamente tratable;
- c) computable, lo cual indica que el valor numérico es fácil de calcular.

Por estas razones, LOLP y EUE han sido elegidas como índices de confiabilidad en el presente trabajo. Además, facilita la comparación de resultados con los trabajos existentes.

2.4 MODELADO DE COSTO DE COMBUSTIBLE

El costo de producción es el componente más importante del costo total de la operación del sistema. El costo de producción incluye generalmente el costo de combustible y el costo de mantenimiento. El costo de mantenimiento será modelado en el capítulo 3. Esta sección, se dedica a desarrollar un método de estimación del costo de combustible.

Una estimación precisa del costo de combustible requiere los siguientes elementos :

- a) un pronóstico realista y un modelo adecuado de la carga;
- b) una descripción apropiada de las curvas que representa el consumo de combustible en las unidades generadoras;
- c) un esquema de despacho de unidades para suministrar la carga de tal forma que se refleje el procedimiento y las condiciones de operación.

/

Una curva típica de consumo (entrada/salida) de una unidad termoeléctrica se muestra en la figura 2.8. La derivada de la misma se le conoce como la curva de costo marginal o de costo

incremental (figura 2.9).

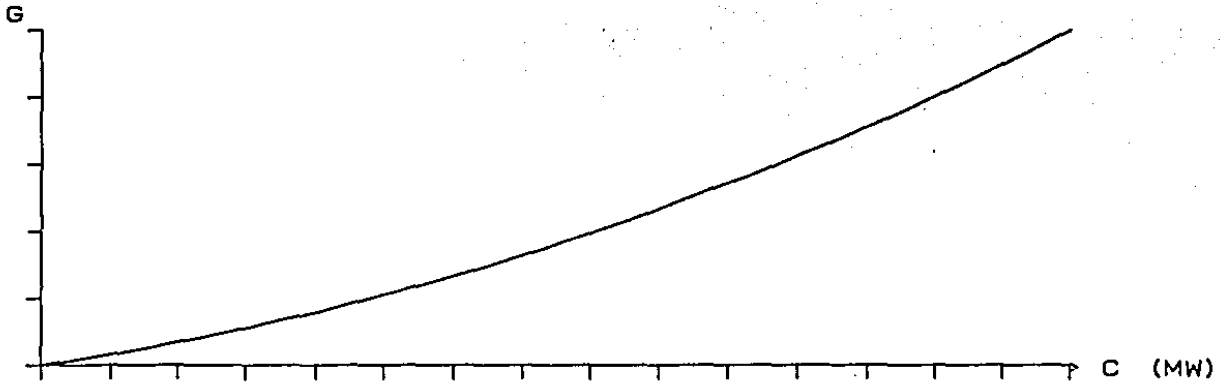


FIGURA 2.8 CURVA TIPICA DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE

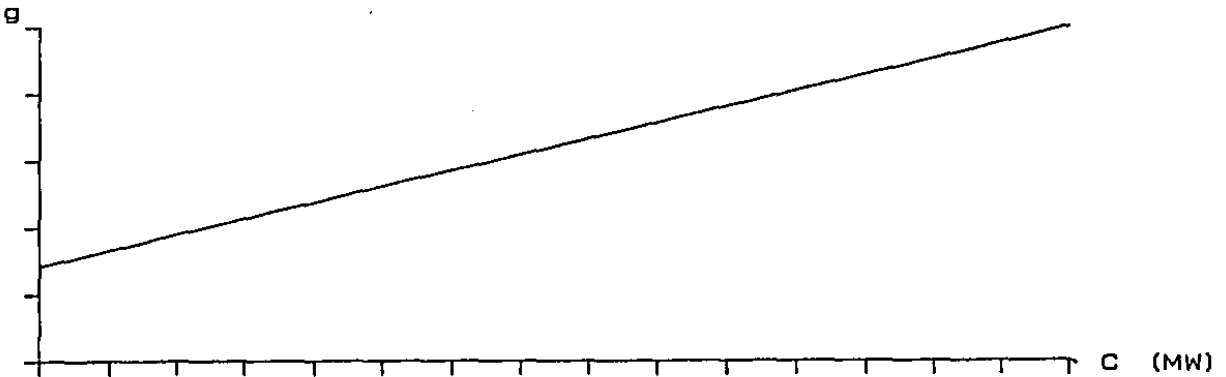


FIGURA 2.8 CURVA DEL COSTO MARGINAL DE CONSUMO

El cálculo del valor esperado del costo por consumo de combustible y el de la energía producida de una sola unidad es una tarea sin mayor complicación. Considérese un proceso de despacho de unidades generadoras en forma secuencial. Sean $F(1e)$ la curva de duración de carga efectiva y CI la capacidad acumulada por despacho hasta justo antes de despachar la unidad en cuestión, G la curva de consumo y g su respectiva curva de

costo incremental, entonces el costo por consumo de combustible CC y la energía producida E se determinan por las siguientes expresiones :

$$\begin{aligned}
 CC &= (1-q)T \int_{CI}^{CI+C} F(1e)dG(1e-CI) \\
 &= (1-q)T \int_{CI}^{CI+C} F(1e)g(1e-CI)d1e ; \\
 E &= (1-q)T \int_{CI}^{CI+C} F(1e)d1e .
 \end{aligned}$$

donde T es la duración del intervalo.

Observando las expresiones anteriores, se nota con claridad que el costo de combustible y la energía producida dependen de la capacidad instalada, y a su vez de la carga efectiva. Eso equivale a decir que CC y E son funciones del orden de despacho de las demás unidades. A raíz de ello, surge la pregunta sobre cómo se debe despachar las unidades para lograr un costo mínimo por consumo de combustible.

Supóngase que el sistema cuenta con N unidades disponibles que son descritas por (C_i, q_i) , $i=1, \dots, N$. Teniendo en operación estas unidades para cubrir una carga dada, el nivel de confiabilidad (LOLP y EUE) es independiente del orden de despacho, lo cual se visualiza fácilmente por la forma de calcularlo (desarrollada en la sección anterior). Sin embargo, el costo total de combustible de las N unidades sí varía drásticamente con el orden de despacho. Posteriormente, se

presentarán ejemplos donde los costos por consumo de combustible pueden diferir por más del 25%. Además, es conveniente señalar que el procedimiento de despacho por unidad entera es demasiado simplificado, ya que esto implica despachar la capacidad completa de una unidad antes de acudir a las otras, lo cual rara vez es económico en la vida real.

Teóricamente, el despacho debe ser llevado a cabo en forma continua, o sea, el caso límite del despacho por segmentos.

La idea del despacho por segmentos es la siguiente. Se divide la capacidad de cada unidad en particiones, llamadas segmentos. En base a los segmentos, se realiza el despacho económico, el cual implica un ordenamiento adecuado de los segmentos para reducir el costo de combustible al menos posible. Aquí, la palabra "adecuado" incluye la necesidad de respetar el orden natural de los segmentos de una misma unidad.

En condiciones generales, el despacho óptimo por segmento requiere una cantidad excesiva de cálculo para encontrar el ordenamiento de menor costo entre todos los posibles ordenamientos factibles de los segmentos. Con la ayuda de la programación dinámica, se acelera considerablemente el proceso de búsqueda. No obstante, el problema de dimensionalidad de la misma obstaculiza su aplicación en el terreno práctico cuando se trata de problemas de gran escala.

Por las dificultades antes señaladas, se han intentado resolver el despacho óptimo por métodos heurísticos. Más adelante, se presentará uno de los algoritmos más usados : el despacho por costo incremental mínimo.

Cuando el mayor de todos los segmentos tiende a cero, el despacho por segmentos se convierte al despacho óptimo continuo. Desafortunadamente, no es posible resolver en la práctica el despacho óptimo continuo, salvo casos muy especiales. Esto se debe a que, por un lado, el despacho económico por segmento en sí representa enormes dificultades como se han mencionado; y por otro, las curvas de consumo y de duración de carga, en la mayoría de los casos, no poseen formas analíticas, lo cual impide un análisis de límite.

Dada la imposibilidad de un procedimiento práctico del despacho óptimo de forma continua, se han desarrollado diversas técnicas para poder cumplir la tarea de despacho económico en forma aproximada.

Un enfoque muy usado es el siguiente ([1]) : el despacho económico por segmentos es empleado para sustituir el despacho continuo, es decir, se ignora la toma de límite; y a la vez es resuelto por un método heurístico : costo incremental mínimo. Un nuevo enfoque es propuesto en el presente trabajo. La idea fundamental es ajustar las condiciones suficientes para lograr una fácil solución del despacho económico de forma continua. La aproximación de este método consiste en una representación lineal

a trozo para la curva de consumo de combustible. Una vez hecha esta estimación, el despacho óptimo continuo se soluciona con un algoritmo sencillo. A continuación, se describirán los dos métodos del despacho óptimo con mayor detalle. Estos son el despacho por costo incremental mínimo y el método que aquí se propone y que se denomina "despacho por aproximación lineal".

Despacho económico por costo incremental mínimo :

Sean $F(1)$ la duración de carga, N número de unidades integrantes del sistema de generación, $(C_i, q_i, G_i, g_i, M_i)$ describe la capacidad, razón de salida forzada, curva de consumo, costo marginal y número de segmentos, respectivamente, de la unidad i , donde $i=1, \dots, N$; entonces el algoritmo de despacho se resume como sigue :

- 1) Se divide la capacidad C_i en M_i segmentos, el m -ésimo segmento tiene capacidad C_{im} , $i=1, \dots, N$.
- 2) $F(1e) = F(1)$; $CI = 0$; $m(i) = 1$, $i=1, \dots, N$.
- 3) Para todo i tal que $m(i) \leq M_i$:
 - a) Si $m(i) \neq 1$, entonces se desconvolucionan los segmentos de la unidad i anteriormente despachados de $F(1e)$:

$$F(1e) = \frac{F(1e) - F(1e - \sum_{j=1}^{m-1} C_{ij})q_i}{1 - q_i}$$

en caso contrario,

$$F^*(le) = F(le).$$

- b) Calcula el valor esperado de costo de combustible y energía producida del segmento $m(i)$:

$$CC_{im} = (1-q_i) T \int_{CI}^{CI+C_{im}} F^*(le) g(le-CI + \sum_{j=1}^{m-1} C_{ij}) dle$$

$$E_{im} = (1-q_i) T \int_{CI}^{CI+C_{im}} F^*(le) dle$$

- c) Calcula el costo incremental de C_{im} :

$$CCI_{im} = \frac{CC_{im}}{E_{im}} .$$

- 4) Despacha el segmento $m(i)$, donde i es tal que proporciona el menor costo incremental :

- a) Si $m(i) \neq 1$, entonces se desconvolucionan segmentos anteriormente despachados de $F(le)$:

$$F^*(le) = \frac{F^*(le) - F^*(le - \sum_{j=1}^{m-1} C_{ij}) q_i}{1 - q_i}$$

en caso contrario,

$$F^*(le) = F(le).$$

- b) Convolutiona el segmento $m(i)$:

$$F^*(le) = F^*(le)(1-q_i) + F^*(le - \sum_{j=1}^m C_{ij}) q_i .$$

$$CI = CI + C_{im} ;$$

$$m(i) = m(i) + 1 .$$

5) Si existe i tal que $m(i) \leq M_i$, regresa a 3); en caso contrario, termina el despacho :

$$E = \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^{M(i)} E_{im} ;$$

$$CC = \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^{M(i)} CC_{im} ;$$

$$LOLP = F(le=CI) ;$$

$$EUE = \int_{CI}^{CI+1} F(le) dle .$$

En el algoritmo, se observa que cuando se despacha un segmento que no sea el primero de la unidad, se desconvoluciona primero la carga ficticia de los segmentos anteriores de la unidad de la duración de carga efectiva $F(le)$. Esto se debe al hecho de que no se considera salida forzada parcial de la unidad, o sea, todos los segmentos despachados de una misma unidad deben tener salidas simultáneas en caso de falla.

La estrategia del costo incremental mínimo se llega en general a una solución subóptima del despacho por segmentos. La no optimalidad de este método será probada por un contraejemplo presentado en el apéndice B.

Despacho por aproximación lineal :

- 1) Para cada una de las unidades, se divide su curva de consumo en secciones, y cada sección se aproxima por una recta lineal que coincide en los extremos de la sección con la curva original, como se muestra en la figura 2.10. Cada una de las secciones constituye un segmento natural.

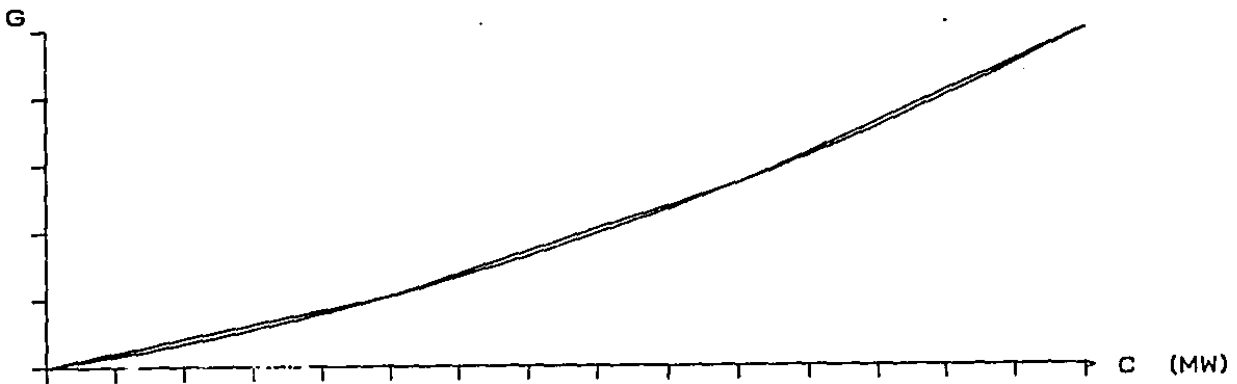


FIGURA 2.10 CURVA DE CONSUMO LINEALIZADA POR SEGMENTO

- 2) Se calcula la curva de costo incremental correspondiente, la cual tiene forma escalonada (figura 2.11). El valor del m -ésimo escalón de la curva de unidad i , se denota por CCI_{im} . Se observa que el costo incremental es no decreciente.

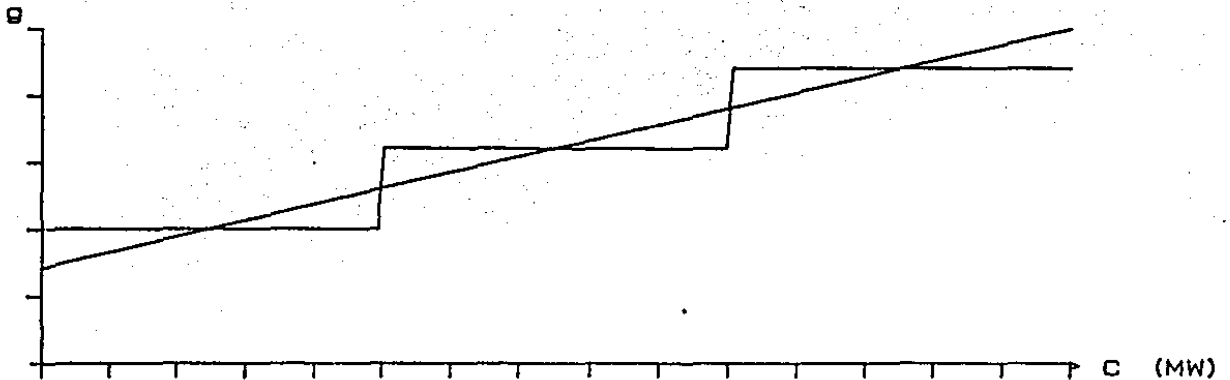


FIGURA 2.11 CURVA DE COSTO MARGINAL CONSTANTE POR SEGMENTO ME-01

- 3) Se forma una lista con todos los CCI_m en orden ascendente.
- 4) Se despacha el segmento C_{im} que corresponde al primer elemento de la lista ordenada.
 - a) Si $m(i) \neq 1$, entonces se desconvolucionan segmentos anteriormente despachados de $F(1e)$:

$$F^*(1e) = \frac{F(1e) - F(1e - \sum_{j=1}^{m-1} C_{ij})q_i}{1 - q_i}$$

en caso contrario,

$$F^*(1e) = F(1e).$$

- b) Calcula el valor esperado de costo de combustible y energía producida del segmento $m(i)$:

$$E_{im} = (1 - q_i) T \int_{C_i}^{C_i + C_{im}} F^*(1e) d1e$$

$$CC_{im} = E_{im} * CC_{im}$$

- 5) Se elimina el elemento C_{im} de la lista.
- 6) Si la lista no es vacía, regresa a 4); en caso contrario, termina el despacho :

$$E = \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^{M(i)} E_{im} ;$$

$$CC = \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^{M(i)} CC_{im} ;$$

$$LOLP = F(1e=CI) ;$$

$$EUE = \int_{CI}^{CI+1} F(1e) d1e .$$

Una vez hecha la aproximación lineal antes mencionada, el método produce un despacho óptimo continuo. En otras palabras, éste es un algoritmo exacto acondicionado a un modelo aproximado. La demostración de la optimalidad condicional del algoritmo se encuentra en el apéndice B, con el propósito de no aumentar demasiado el volumen del texto principal.

Comparando los dos métodos de despacho, el segundo lleva las siguientes ventajas sobre el primero :

- 1) Es analíticamente más elegante, ya que no se utiliza método heurístico para la solución del despacho. Esto permite encontrar prácticamente cualquier nivel de aproximación al despacho óptimo continuo, dado que el algoritmo de solución es exacto y sencillo.

- 2) Es operacionalmente más eficiente. En el método de costo incremental mínimo, cada vez que se despacha un segmento, necesita una búsqueda del segmento con menor costo incremental, la cual implica dos integraciones numéricas para calcular el costo esperado y la energía esperada de cada segmento factible. En cambio, el método de aproximación lineal cuenta con los costos incrementales invariantes con el orden de despacho. Como consecuencia, el ordenamiento se realiza una sola vez, y el valor esperado del costo de combustible se obtiene directamente al multiplicar la energía esperada por el costo incremental.

- 3) Tiene mejor perspectiva para aplicar a sistemas de mayor escala. El número de operaciones aritméticas del método de aproximación lineal se incrementa linealmente; el de costo incremental mínimo, exponencialmente. Esto se debe también a que el método de aproximación lineal evita el tardado proceso de la búsqueda del segmento de menor costo incremental en cada paso de despacho.

CAPITULO 3

PLANEACION DE OPERACION OPTIMA A MEDIANO PLAZO

Si no se consideraran las restricciones de operación del sistema eléctrico de potencia, las herramientas desarrolladas en el capítulo anterior serán suficientes para resolver el problema de planeación de operación óptima a mediano plazo. En este caso ideal, la optimación se lleva a cabo independientemente en cada uno de los intervalos de tiempo, por medio del procedimiento de despacho económico descrito en la sección 2.4. Además, esta propiedad es invariante con la función objetivo, sin importar que ésta se forma con el costo de operación, el nivel de confiabilidad o la combinación de ambos.

Desafortunadamente, no es posible ignorar muchas restricciones de operación en la planeación; de lo contrario, las estrategias de operación obtenidas carecerían de sentido práctico. Por ejemplo, requerían más combustible del que se dispone en las plantas; se podría exigir que las líneas de transmisión trabajen fuera de su capacidad o las unidades operen

sin recibir mantenimiento preventivo adecuadamente; etc. En este capítulo, se describen las principales restricciones de operación, se introducen distintos enfoques en el planteamiento y en la solución del problema, y se da a conocer la formulación de la planeación de operación óptima tomando en cuenta las principales restricciones operativas.

3.1 RESTRICCIONES GENERALES DE OPERACION

Imponer restricciones en la planeación de operación, tiene como objetivo de asegurar un funcionamiento factible y confiable del sistema de potencia. Las restricciones más comúnmente consideradas son las siguientes :

- a) confiabilidad aceptable;
- b) programación apropiada de mantenimiento de las unidades;
- c) disponibilidad de combustible;
- d) capacidad limitada de líneas de transmisión;
- e) energía producida mínima en algunas unidades.

Confiabilidad

El sistema debe operar a un nivel aceptable de confiabilidad para poder satisfacer la demanda de energía eléctrica. Hay varias maneras de cuantificar la confiabilidad, como se ha

mostrado en el capítulo 2. En el presente trabajo, LOLP y EUE son seleccionadas para describir el nivel de confiabilidad.

La confiabilidad no necesariamente juega el papel de restricción, también puede ser considerada en la función objetivo. En la formulación del problema que aquí se presenta, los índices de confiabilidad LOLP y EUE tienen distintos desempeños. EUE se incorpora en la función objetivo como un costo adicional de penalización; y LOLP será empleada para asegurar una baja probabilidad de ocurrencia para el evento de la insatisfacción de la demanda debido a poca disponibilidad, esto es,

$$\text{LOLP} \leq \text{LOLP}_{\text{max.}}$$

Mantenimiento :

Como todo tipo de maquinaria, las unidades generadoras deben recibir mantenimiento para incrementar la eficiencia y la disponibilidad de las mismas. El mantenimiento se entiende por chequeos y reparaciones planeados o rutinarios de los equipos de generación.

Cuando una unidad está en su periodo de mantenimiento, se afecta tanto el costo de producción como la confiabilidad del sistema de generación, ya que podría no contarse con unidades disponibles para suplirla o la unidad sustituta podría tener un costo de operación más elevado. De allí, surge un problema de gran interés que es cómo planear el mantenimiento de las unidades

de tal forma que el sistema opere lo más confiable y económicamente posible.

Debido a la importancia y la dimensión de este problema, se dedicará toda la sección subsecuente a la descripción de las características y restricciones del mantenimiento con mayor detalle.

Disponibilidad de combustible :

Hay dos problemas relacionados con el combustible : la estimación del consumo de combustible (inventario de combustible) y la modificación de la estrategia de operación debido a la insuficiencia de combustible. Por causas como la limitación de capacidad de almacenaje y problema temporal previsto de transportación, una planta o un grupo de plantas cercanas puede carecer de la cantidad suficiente de combustible en cierto período de tiempo. A raíz de ello, en el proceso de planeación se deben incluir mecanismos que manejan este tipo de situaciones.

El inventario de combustible de una unidad es sencillo ([1]). Anteriormente, se ha desarrollado el método de estimación del costo por consumo de combustible CC. Una vez calculado CC, la cantidad de combustible se obtiene únicamente dividiendo el CC entre el precio y el valor calorífico del combustible. Debido a la variedad del valor calorífico de diferentes tipos de combustible, en los casos de estudio presentados en el capítulo 5, el inventario de combustible no está evaluado en cantidad de

combustible, sino en energía (GCAL = Giga-CALorias). El precio de combustible realmente no influye al inventario, ya que la curva de consumo lleva implícito el precio de combustible, al dividirlo, se cancela este término. Finalmente, el inventario de combustible de una planta se calcula simplemente sumando los consumos de las unidades integrantes.

Generalmente, las compañías de energía eléctrica tienen contrato de largo plazo con sus proveedores de combustible. A base del inventario de combustible, aquéllas formulan pedidos de combustible a sus proveedores. Los pedidos especifican la cantidad de combustible de cada tipo que se necesitan en todas las plantas (termoeléctricas) a lo largo del horizonte de planeación.

Sin embargo, los proveedores no necesariamente satisfacen íntegramente los pedidos de combustible, debido a problemas de distinto índole. En este caso, es necesario modificar la estrategia de operación para ajustar el suministro de combustible que los proveedores dispongan. Esta modificación será lograda a través de introducir la disponibilidad de combustible como una restricción en el planteamiento de la planeación.

Líneas de transmisión :

Igual que todos los dispositivos físicos, las líneas de transmisión tienen capacidad limitada. Por eso, en la fase de planeación, se debe evitar la sobrecarga en cada una de las

líneas.

Cada modelo es adecuado para cierto tipo de estudio. En la planeación a mediano plazo, una red eléctrica simplificada y un método simplificado del cálculo de flujos de potencia, se consideran adecuados para modelar el funcionamiento del sistema de transmisión.

La primera simplificación es la regionalización de la red eléctrica. Esta consiste en agrupar los centros de consumo, las centrales de generación y la red local de una región geográfica en un solo nodo; representar las líneas de transmisión que conectan dos de estas regiones por un solo enlace equivalente. Aquí, se considera que las líneas locales son "perfectas" (en el sentido de no imponer restricción alguna al flujo de potencia dentro de la región), dado que la distancia de las líneas locales son mucho más corta que la de las interregionales.

Para una red como es la del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de México, se dividen en ocho regiones geográficas ([9]). La red simplificada correspondiente se muestra en la figura 3.1.

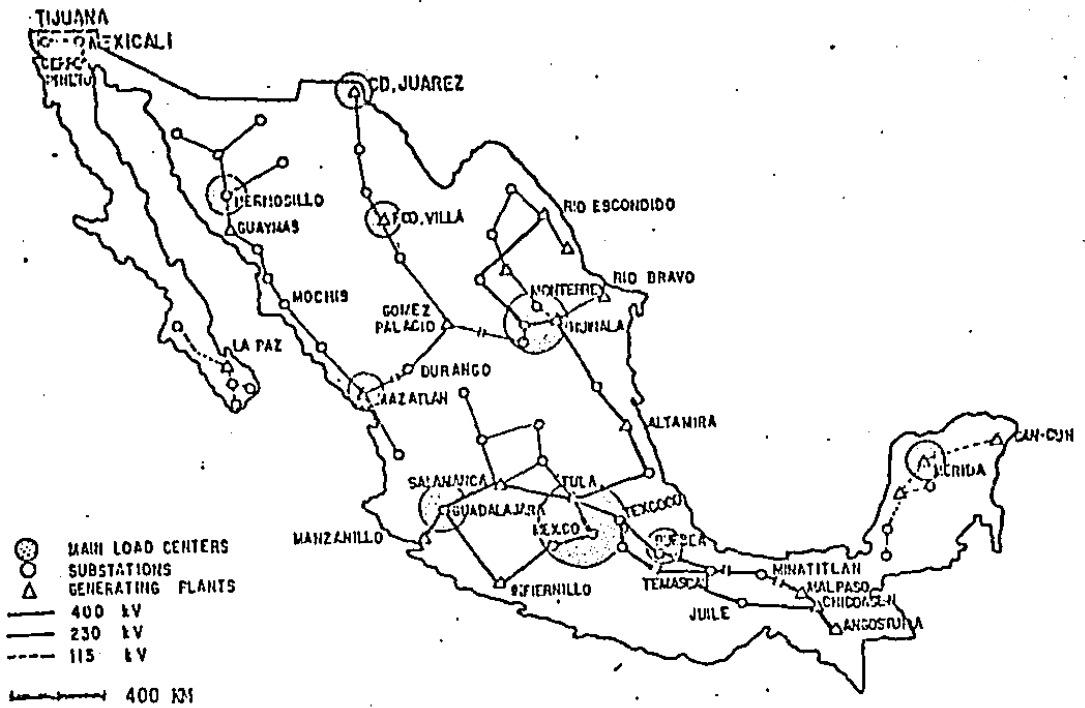


FIGURA 3.1 RED REGIONALIZADA DEL SIN

El método del cálculo de flujos se toma en cuenta solamente la conservación de flujos en cada nodo, sin respetar las leyes eléctricas. La única restricción que debe ser cumplida es la capacidad de cada uno de los enlaces de la red reducida.

Estas simplificaciones permiten incorporar fácilmente el manejo de la capacidad limitada de transmisión en el algoritmo del despacho económico modificado (Capítulo 4).

Energía mínima :

La razón principal de imponer la restricción de energía mínima a algunas unidades, normalmente unidades caras de tipo turbogas, es la siguiente: para mantener voltajes en nodos críticos, es necesario operar unidades de arranque rápido (tipo turbogas o hidroeléctrica) en horas críticas para evitar problemas de inestabilidad del sistema; lo cual se refleja en la planeación a mediano plazo como una restricción de energía mínima.

También existen otros tipos de necesidad de imponer restricción de energía mínima. Muchas veces, los proveedores de combustible exigen por contrato un consumo mínimo de combustible. Además, para la compañía de energía eléctrica es conveniente operar las unidades caras por lo menos una proporción de tiempo durante el año, por razones políticas y financieras.

3.2 CARACTERISTICAS DE MANTENIMIENTO

La programación de mantenimiento es una parte significativa de la planeación a mediano plazo. La confiabilidad y el costo de operación del sistema son afectados directamente por las salidas planeadas de los generadores. Además, un plan de mantenimiento cuidadosamente elaborado, permite posponer gastos de capital en plantas nuevas, que serán utilizadas en periodos de un margen reducido de reserva; y realizar mantenimiento en condiciones críticas que no sería posible en otras ocasiones. La tarea del mantenimiento consta de especificar las fechas (por intervalo) en

que las unidades inician su respectivo mantenimiento.

El análisis del costo relacionado con el mantenimiento es interesante ([10]). El costo de mantenimiento tiene dos componentes. El primero es un costo constante que es independiente de la frecuencia y el tiempo de operación del equipo. En cambio, el otro es una función creciente de la duración de operación desde el último mantenimiento. La figura 3.2 representa una curva típica del costo de mantenimiento. Se observa que el costo esperado de mantenimiento se eleva drásticamente cuando se retrasa demasiado el mantenimiento. Esto se debe a un acelerado deterioro del equipo y un costo esperado asociado al rápido incremento en la razón de falla por la falta de un mantenimiento oportuno.

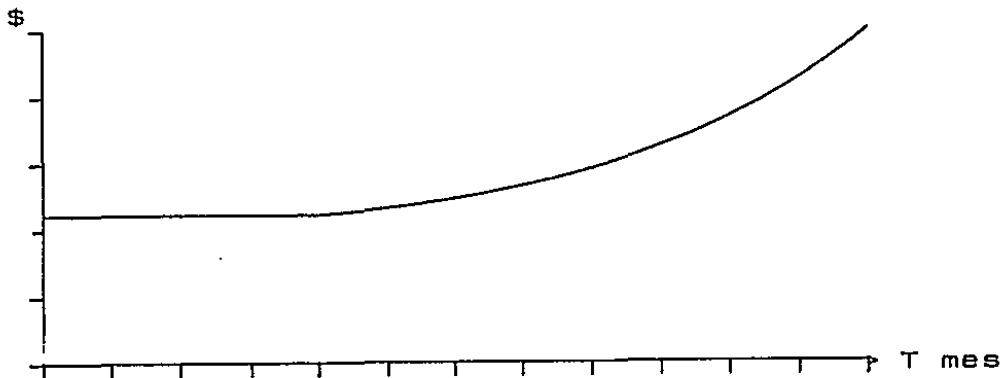
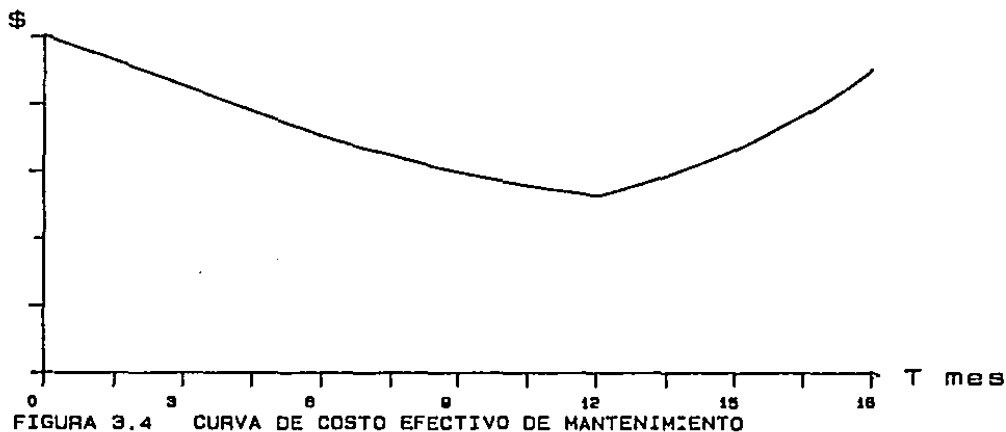
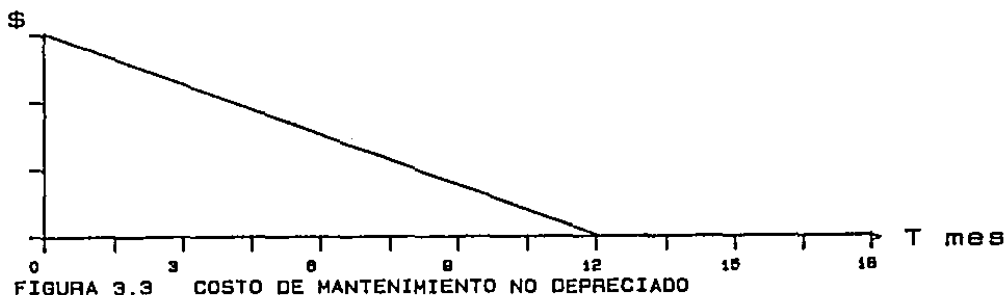


FIGURA 3.2 CURVA TÍPICA DEL COSTO DE MANTENIMIENTO

Sin embargo, tampoco es preferible realizar mantenimiento adelantado. Un mantenimiento es considerado como una inversión sobre la unidad. Igual que todo tipo de inversiones de capital, el costo de mantenimiento será depreciado gradualmente. Como la

frecuencia de mantenimiento de un generador es aproximadamente un año, se le asigna comúnmente una depreciación lineal sobre un periodo de 12 meses (figura 3.3). Para no desperdiciar la inversión no depreciada del mantenimiento previo, es conveniente no efectuar mantenimiento adelantado.



La curva de la figura 3.4 es la suma de los costos de las dos figuras anteriores, a la cual se le denomina el costo efectivo de mantenimiento. Se puede desarrollar para cada una de las unidades del sistema su curva de costo efectivo de mantenimiento. Obviamente, lo ideal es que cada unidad inicie

su mantenimiento cuando el costo efectivo llegue al valor mínimo.

En realidad, la finalidad de la planeación no es la minimización del costo total (efectivo) de mantenimiento, sino el costo de operación del sistema. Además, el plan de mantenimiento debe mantener una confiabilidad aceptable del sistema de generación.

De ese modo, se forma un compromiso entre una frecuencia adecuada de mantenimiento, y la optimalidad y la confiabilidad del sistema. De allí, se origina la idea de formar un periodo permisible de mantenimiento para cada unidad. Esto no es más que una tolerancia alrededor del tiempo óptimo de mantenimiento, así obliga que el mantenimiento comience dentro de este periodo, el cual es especificado por una fecha más próxima y una más lejana. Esto facilita la maniobra en la planeación; y al mismo tiempo, asegura una frecuencia adecuada de mantenimiento de las unidades.

Además, la realización de mantenimiento tiene que cumplir otras condiciones que se listan a continuación.

- a) Complementación de servicio. Una vez que haya empezado el mantenimiento, se debe ser completado sin interrupción.
- b) Disponibilidad de personal. Un grupo de personal es encargado de prestar servicio de mantenimiento a todas las unidades de una planta o un área dada. En consecuencia, no pueden recibir mantenimiento dos o más de estas unidades simultáneamente, por ser limitados los recursos humanos.

3.3 DISTINTOS METODOS

Dada la complejidad y la subjetividad de la planeación de operación óptima, no existe solución única del problema. En la literatura, se han desarrollado muchas técnicas para resolverlo. Las técnicas varían unas de otras. Pero en términos generales, pueden ser clasificadas de tres maneras : por el enfoque de planteamiento, por la función objetivo o por el método de solución.

Los trabajos publicados sobre el tema son numerosos. En [11], [12] y [13], se encuentra una gran cantidad de referencias relacionadas. A continuación, se presentarán algunos de ellos.

I) Maximización de la reserva neta mínima :

El método propuesto por Christiaanse et. al. ([14]) es uno de los primeros trabajos dedicados a la programación automatizada del mantenimiento.

La planeación de mantenimiento es formulada como un problema de optimización restringida. El método trata de maximizar la reserva neta mínima sobre el horizonte de estudio (1 año). La reserva neta se define como la capacidad instalada menos la capacidad en mantenimiento y la carga pico.

Las restricciones principales son la disponibilidad de personal y la frecuencia adecuada de mantenimiento. En su trabajo, Christiaanse también menciona el mantenimiento firme

como una restricción. Aquí, el mantenimiento firme se refiere a un mantenimiento programado que debe dar comienzo en una fecha preestablecida. Pero, esta restricción es solamente un caso especial del periodo permisible de mantenimiento, en que se coinciden la primera y la última fecha en que puede iniciar el mantenimiento.

Un esquema similar ha sido implantado en CENACE (Centro Nacional de Control de Energía, México) con el objetivo de planear mantenimientos para el Sistema Eléctrico Mexicano ([9]).

La optimación max-min se resuelve por un algoritmo heurístico. Este, en esencia, no es más que una búsqueda BACK-TRACK para encontrar una solución factible. Debido al uso de la técnica heurística, la solución del problema requiere muy poco tiempo de cómputo.

Sin embargo, este tipo de formulación representa varias inconveniencias.

- 1) La solución de un problema max-min requiere, en general, el uso de algoritmos heurísticos. Como consecuencia, se puede caer en la búsqueda de una solución factible más que la óptima, como es el caso de [14].
- 2) El criterio de optimalidad de nivelación de reserva, no refleja la confiabilidad probabilística. Por ejemplo, un sistema que tiene 1000 MW de carga y 100 MW de reserva en un intervalo no tendría el mismo nivel de confiabilidad (LOLP)

en otro en que la reserva es la misma, pero con 500 MW de carga y 500 MW en mantenimiento.

- 3) La modelación ignora las posibles salidas forzadas de los generadores, lo cual puede crear resultados inapropiados.
- 4) La programación de mantenimiento es parte inseparable de la planeación de operación. Una solución separada de mantenimiento, como se propone en [14], no optimiza el costo total de operación.

II) Minimización de costo de mantenimiento :

En vista de los defectos que llevan consigo los métodos de nivelación de reserva, Dopazo y Merrill ([10]) propusieron un esquema riguroso de la planeación de mantenimiento. El problema es formulado como programación entera 0-1. El costo de mantenimiento (sección 3.2) es elegido como el índice de optimalidad. La técnica de solución desarrollada por ellos, garantiza que se encuentra la combinación óptima de mantenimiento, siempre y cuando existan soluciones factibles.

La formulación del problema es elaborada ingeniosamente. Por un lado, la función objetivo es flexible, capaz de adaptar varios otros criterios de optimalidad, entre otros, el mínimo cambio de la solución existente, la maximización de reserva mínima. Por el otro, las restricciones de mantenimiento son integradas inteligentemente en la formulación.

Algunas restricciones son impuestas implícitamente en la estructura del algoritmo. Por ejemplo, cada unidad debe recibir mantenimiento una sola vez, sin interrupción dentro de su respectivo período permisible. Esto permite reducir la dimensión del problema, y aumentar significativamente la eficiencia. Otras, como la disponibilidad de personal y la capacidad mínima disponible de generación, son formuladas en forma explícita. Un acotamiento de la función objetivo es transformado en una restricción artificial. La cota se actualiza cada vez que se encuentre una solución factible. De esta manera, solamente las soluciones factibles con un costo menor son consideradas.

El método de ramificación y acotamiento (Branch-and-Bound) es empleado para resolver la programación entera 0-1. El uso de las técnicas como el árbol de decisión, soluciones parciales y pruebas de determinación y cancelación, permite un proceso acelerado de la búsqueda de la solución óptima.

Sin duda, los autores han presentado un excelente trabajo, sobre todo por su contribución teórica. Pero, ellos han dejado pasar por alto ciertos puntos importantes.

El costo de mantenimiento es solamente un componente del costo total de operación. La minimización del primero no necesariamente optimiza el funcionamiento del sistema. Además, la confiabilidad y las incertidumbres del sistema no son consideradas en la formulación.

El manejo de restricciones ha sido diseñado inteligentemente de tal forma que el algoritmo sea más eficiente posible. Pero al mismo tiempo, se requiere una transformación laboriosa de las restricciones a un formato adecuado. Aparentemente, esta transformación es realizada manualmente.

III) Solución via programación dinámica con aproximaciones sucesivas

La programación dinámica ([15]) es un método apropiado para resolver problemas de decisiones secuenciales. Esta técnica fue aplicada por primera vez a la planeación de mantenimiento por Zörn y Quintana ([16]).

En su trabajo, la programación de mantenimiento es formulada como un problema de control óptimo. Una representación adecuada en un espacio de estados es seleccionada para describir la función objetivo, la dinámica, el control y las restricciones. Se utiliza la programación dinámica como el método de solución.

Se propone una función objetivo multicomponente. El componente principal es el costo de producción. Los resultados reportados muestran solamente el uso de este componente. En el planteamiento, se incluyen las restricciones tales como periodos permisibles, complementación de mantenimiento, continuidad mínima de servicio (equivalente a confiabilidad mínima), y disponibilidad de personal y recursos de mantenimiento. También se consideran tolerancias en la duración del mantenimiento.

Pero, éstas son ignoradas en la fase de implantación. Además, la formulación es flexible respecto al mantenimiento múltiple. Es decir, se permite que las unidades reciban más de una vez el mantenimiento, cuando el horizonte de estudio es de varios años.

Esta formulación tiene una característica muy interesante : la solución óptima de mantenimiento proporciona al mismo tiempo una estrategia de operación óptima. Sin embargo, ésta tiene la limitación de que no se toman en cuenta las restricciones operativas del sistema (sección 3.1).

La programación dinámica es elegida como el método más adecuado de la solución del problema planteado, por las siguientes razones : (1) la programación dinámica es especialmente conveniente para resolver problemas de decisiones secuenciales; (2) la función objetivo no necesita ser continua con respecto a variables de control ni estado; (3) no se requiere que la función objetivo y/o restricciones tengan forma analítica.

La mayor dificultad de la aplicación de la programación dinámica es el problema de la dimensionalidad. Para resolver un problema con la programación dinámica, aun de tamaño moderado, se requiere una cantidad excesiva de memoria y de cálculo computacional. El uso de aproximaciones sucesivas ([17]) permite reducir la dimensión del espacio de estado y control. De este modo, se hace manejable el problema de mantenimiento.

Más tarde, Yamayee y Sidenblad ([18]) desarrollaron un esquema similar. La diferencia fundamental, entre las dos formulaciones, es la función objetivo. En [18], se utiliza un costo de no-confiabilidad como medida de optimalidad. En los casos de prueba, el valor promedio de LOLP es usado para evaluar los planes de mantenimiento.

La principal contribución de [18] consiste en mezclar el método de los cumulantes para representar la carga (detalles en sección 4.1) con la técnica de la programación dinámica con aproximaciones sucesivas. El uso del método de los cumulantes permite convertir laboriosas convoluciones (dentro del despacho económico) en simples sumas. Así, se logra un ahorro considerable del tiempo de cómputo.

3.4 FORMULACION DEL PROBLEMA

Para formular un problema de optimización restringida, es necesario definir sus tres elementos esenciales: la selección de variables de estado y de control; la selección de función objetivo; y la especificación de restricciones.

Para facilitar esta tarea, se introduce una lista de notaciones de las variables usadas en la formulación.

NOTACIONES :

- N : Número total de unidades del sistema.
- K : Número total de intervalos en el horizonte de estudio.
- T : Duración del intervalo (en horas).
- $X(k)$: $X(k) = (x(1,k), x(2,k), \dots, x(N,k))'$
= vector de estado en el intervalo k .
- $U(k)$: $U(k) = (u(1,k), u(2,k), \dots, u(N,k))'$
= vector de control en el intervalo k .
- $C(i)$: capacidad de generación de la i -ésima unidad.
- $q(i)$: Razón de salida forzada de la i -ésima unidad.
- $D(i,j)$: Duración del j -ésimo mantenimiento de la unidad i .
- IC : inventario de combustible (consumo de combustible).
- NGC : Número de grupos de unidades que comparten una misma fuente de combustible.
- $GC(j)$: conjunto de unidades que pertenecen al j -ésimo grupo (combustible).
- $NREG$: Número total de regiones en la red simplificada.
- $CT(i,j)$: Capacidad de transmisión de la enlace equivalente que conecta región i y j .
- $FJO(i,j)$: Flujo de potencia de región i a j via enlace (i,j) .
- $E(i,k)$: Energía producida de la unidad i en el intervalo k .
- $EM(i,k)$: Energía mínima que debe producir la unidad i en el intervalo k .
- UEM : Conjunto de unidades con restricción de energía mínima.
- $k(i,j)$: Intervalo más temprano en que puede iniciar el

- j-ésimo mantenimiento de la unidad i.
- $R(i, j)$: Intervalo más tardado en que puede iniciar el j-ésimo mantenimiento de la unidad i.
- $x_{max}(i)$: Número de veces de mantenimiento planeado para la unidad i en el horizonte de estudio.
- NGP : Número de grupos de personal que proporcionan servicio de mantenimiento.
- GP(j) : Conjunto de unidades que son atendidas por el j-ésimo grupo de personal de mantenimiento.

DINAMICA DEL SISTEMA :

El vector de estado $X(k)$ define el avance de mantenimiento en el intervalo k. Sea $x(i, k)$ el i-ésimo componente de $X(k)$, entonces, la parte entera de $x(i, k)$, $\text{int}[x(i, k)]$, indica el número de veces de mantenimiento completado de la unidad i hasta el intervalo k, y la parte fraccionaria denota el porcentaje de trabajo terminado del mantenimiento que se está realizando. Por ejemplo, $x(3, 24) = 2 \frac{2}{5}$ significa que la unidad 3 está en su tercer periodo de mantenimiento en el intervalo 24, con $\frac{2}{5}$ de avance del mantenimiento actual.

El vector de control se define de la siguiente forma :

- (a) si $u(i, k) = 0$, no se planea mantenimiento para la i-esima unidad en el intervalo k;
- (b) si $0 < u(i, k) = 1/D(i, j) \leq 1$, indica que la unidad i debe estar en su j-ésimo mantenimiento de duración $D(i, j)$.

El espacio de control factible será definido por las restricciones del sistema.

De acuerdo a las definiciones previas, el problema de planeación puede ser formulado con una dinámica discreta:

$$X(k+1) = X(k) + U(k)$$

con condiciones de frontera

$$X(1) = \underline{0}$$

$$X(K+1) = X_{\max} = [x_{\max}(1), x_{\max}(2), \dots, x_{\max}(N)]'.$$

FUNCION OBJETIVO :

Al resolver un problema del mundo real que tenga más que una solución, siempre se trata de encontrar la "mejor" de acuerdo a cierto criterio de optimalidad - la función objetivo.

Generalmente, se utilizan dos tipos de función objetivo en la evaluación de la operación de un sistema eléctrico de potencia. Ellos son: minimizar el costo total de operación y maximizar la confiabilidad del sistema.

La elección de la función objetivo es un tema polémico en la literatura. El costo de operación es un candidato natural de evaluación, ya que éste indica directamente la economía del funcionamiento del sistema. Por su característica práctica, el costo de operación ha sido el preferido, sobre todo en el sector

industrial. Además, el costo de operación es ampliamente aplicado en la planeación de operación a largo plazo ([19], [20]). De ese modo, la interfaz entre la planeación a mediano plazo y la de a largo plazo resulta tener mayor concordancia. Sin embargo, se ha sido criticado de que es una medida poco sensible cuando el sistema opera a un alto nivel de confiabilidad ([12]), [18]).

Una alternativa es la confiabilidad del sistema. Según estudios de Yamayee et. al. ([18]), la confiabilidad (valor promedio de LOLP en el caso) es más sensible que el costo de operación. Los índices de confiabilidad son diversos ([8], [12]). De una u otra forma, ellos sólo reflejan parcialmente el funcionamiento del sistema. La decisión de usar cierto índice de confiabilidad es muy subjetiva; en otras palabras, no hay un criterio universal para evaluar el comportamiento del sistema. Por lo tanto, se considera inconveniente usar exclusivamente algún índice de confiabilidad para juzgar el funcionamiento de un sistema.

En el presente trabajo, el costo de operación es elegido como la función objetivo. El costo de operación C_0 es compuesto por el costo por consumo de combustible CC , el costo efectivo de mantenimiento CM , y el costo de penalización sobre la energía no cubierta (EUE) CP . CP es una función positiva creciente de EUE, muchas veces, es evaluado multiplicando un factor de peso por EUE. Este factor se interpreta como el precio unitario de la

energía no cubierta. A la suma de CC y CP se le denomina el costo de producción.

Resumiendo lo anterior, el criterio de optimalidad será de la siguiente forma:

$$\text{Min } \sum_{k=1}^K [CC(k) + CM(k) + CP(k)] .$$

RESTRICCIONES :

1) Confiabilidad: Como se ha comentado previamente, la probabilidad de la pérdida de carga LOLP es usada para evaluar la confiabilidad del sistema de generación. A lo largo del horizonte de estudio, LOLP no debe exceder un nivel máximo aceptable:

$$\text{LOLP}(k) \leq \text{LOLPmax}, \quad k = 1, \dots, K.$$

2) Disponibilidad de combustible: El criterio adoptado para el manejo de esta restricción es que el consumo total en las unidades que comparten una misma fuente de combustible no debe exceder a un límite dado:

$$\sum_{i \in \text{G}(j)} \text{IC}(i,k) \leq \text{ICmax}(j,k), \quad j = 1, \dots, \text{NGC}; \quad k = 1, \dots, K.$$

3) Líneas de transmisión: Sean NREG el número total de regiones de la red simplificada, CT(i,j) la capacidad de transmisión de la línea equivalente que conecta las regiones i y j, FJO(i,j) el flujo de potencia en dicha línea, entonces

$$| FJO(i,j) | \leq CT(i,j), \forall k, \forall \text{ enlace } (i,j).$$

- 4) Energía mínima: La energía mínima producida de ciertas unidades debe ser respetada:

$$E(i,k) \geq EM(i,k) \geq 0, \forall i \in UEM,$$

$$\forall k \text{ tal que } u(i,k) = 0.$$

- 5) Periodo permisible de mantenimiento: Cada unidad debe iniciar su mantenimiento dentro de un periodo de tiempo determinado:

$$u(i,k) = \begin{cases} / 0, 1/D(i,j) & \text{para } \underline{k}(i,j) \leq k \leq \overline{k}(i,j) + D(i,j); \\ & i=1, \dots, N; j=1, \dots, x_{\max}(i); \\ \backslash 0, & \text{casos contrarios.} \end{cases}$$

- 6) Complementación de servicio: El mantenimiento debe ser realizado sin interrupción:

si $x(i,k) \neq \text{int}[x(i,k)]$, entonces

$$u(i,k) \neq 0,$$

donde $\text{int}[x]$ es la parte entera de x .

- 7) Disponibilidad de personal: Entre las unidades que son atendidas por un mismo grupo de personal, solamente una de ellas puede estar en mantenimiento a la vez:

$$\sum_{i \in GP(j)} u(i,k) D(i,1) \leq 1 \quad j = 1, \dots, NGP; k = 1, \dots, K.$$

donde l se determina por i, k, \underline{k} y R .

FORMULACION MATEMATICA DEL PROBLEMA :

Resumiendo lo expuesto en esta sección, la formulación matemática de la planeación de operación a mediano plazo se expresa en lo siguiente:

$$\text{Min } \sum_{k=1}^K [CC(k) + CM(k) + CP(k)]$$

$$X(k+1) = X(k) + U(k)$$

con condiciones de frontera

$$X(1) = \underline{0}$$

$$X(K+1) = X_{\max} = [x_{\max}(1), x_{\max}(2), \dots, x_{\max}(N)]'$$

sujeto a :

1) Confiabilidad:

$$LOLP(k) \leq LOLP_{\max}, \quad k = 1, \dots, K.$$

2) Disponibilidad de combustible:

$$\sum_{i \in GC(j)} IC(i,k) \leq IC_{\max}(j,k), \quad j = 1, \dots, NGC; \quad k = 1, \dots, K.$$

3) Líneas de transmisión:

$$|FJO(i,j)| \leq CT(i,j), \quad \forall k, \quad \forall \text{ enlace } (i,j).$$

4) Energía mínima:

$$E(i,k) \geq EM(i,k) \geq 0, \quad \forall i \in UEM,$$

$$\forall k \text{ tal que } u(i,k) = 0.$$

5) Periodo permisible de mantenimiento:

$$u(i,k) = \begin{cases} / 0, 1/D(i,j) \text{ para } k(i,j) \leq k < k(i,j) + D(i,j); \\ \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad i=1, \dots, N; \quad j=1, \dots, \text{xmax}(i); \\ | \\ \backslash 0, \text{ casos contrarios.} \end{cases}$$

6) Complementación de servicio:

si $x(i,k) \neq \text{int}[x(i,k)]$, entonces

$$u(i,k) \neq 0,$$

donde $\text{int}[x]$ es la parte entera de x .

7) Disponibilidad de personal:

$$\sum_{i \in GP(j)} u(i,k) D(i,l) \leq 1 \quad j = 1, \dots, NGP; \quad k = 1, \dots, K.$$

donde l se determina por i, k, k y R .

CAPITULO 4

ALGORITMO PARA LA SOLUCION

En este capítulo, se desarrollará un algoritmo para resolver el problema planteado en la sección 3.4.

En el contexto de la formulación de la planeación de operación, la función objetivo es la suma de los costos de operación en todos los intervalos de interés. En general, estos costos no pueden ser minimizados en forma independiente. El acoplamiento entre ellos consiste en lo siguiente. En un intervalo dado, el costo mínimo de operación depende del número de unidades disponibles en el intervalo; cuando hay opción de no efectuar el mantenimiento de una o varias unidades, el costo tiende a reducirse puesto que el despacho puede contar con más unidades menos caras. La reducción de costo es notoria cuando se trata de unidades baratas de gran capacidad. Pero, al no realizar la tarea del mantenimiento, la misma tarea será asignada forzosamente a algún otro intervalo. Como consecuencia, el costo de operación en este último intervalo incrementará. Por lo tanto, la minimización del costo total debe tomarse en cuenta

este acoplamiento entre costos. Por lo mismo, para que los costos se pueden minimizar independientemente, se requiere que todas las unidades tengan mantenimiento firme.

De allí, se origina la idea de la descomposición del problema : un problema maestro y un conjunto de subproblemas. El problema maestro se encarga de generar planes factibles de mantenimiento y buscar el "mejor". Para cada plan dado por el problema maestro, sólo es necesario resolver una serie de subproblemas que se dedican a optimizar el costo de producción (la suma del costo por consumo de combustible y el costo de energía no cubierta) en cada uno de los intervalos. Cabe mencionar que estas optimaciones son llevadas a cabo en forma independiente. El otro componente del costo de operación, el costo efectivo de mantenimiento, se calcula directamente conociendo el plan de mantenimiento.

El problema original es la minimización del costo de operación :

$$\text{Min } \sum_{U, k=1}^K [\text{CM}(k) + \text{CC}(k) + \text{CP}(k)]$$

donde U es el espacio de control restringido por las restricciones (sección 3.4):

1) confiabilidad aceptable;

- 2) disponibilidad de combustible;
- 3) capacidad limitada en líneas de transmisión.
- 4) energía producida mínima;
- 5) periodo permisible de mantenimiento;
- 6) complementación de servicio;
- 7) disponibilidad de personal.

Las siete restricciones impuestas pueden clasificarse de dos tipos: las que acoplan los controles de intervalos vecinos y los que no lo acoplan. Las que pertenecen al primer tipo son las restricciones (5), (6) y (7); y las del otro tipo son restricciones a nivel de intervalo. Defínense U' el espacio de control restringido por las restricciones del primer tipo, y $U''(k)$ el subespacio de control en el intervalo k que está sujeto a las restricciones operativas ((1)-(4)) dado $U'(k)$. Obviamente, U' contiene a U ; y $U'(k)$, a $U''(k)$. Entonces, el problema original puede descomponerse en dos partes:

$$\text{Min}_{U'} \sum_{k=1}^K [CM(k) + J(k)]$$

$$\text{y } J(k) = \text{Min}_{U''(k)} [CC(k) + CP(k)] \quad k=1, \dots, K.$$

Cuando $U''(k)$ es vacío, se asigna a $J(k)$ un costo muy elevado.

Como consecuencia de la descomposición, el método de solución se divide en dos partes. Una es la asignación de mantenimiento, cuya técnica de optimación es la programación dinámica con aproximaciones sucesivas; la otra se encarga del despacho económico restringido, o sea, el cálculo del costo mínimo de producción. Esta última es realizada por medio de una versión modificada del procedimiento descrito en la sección 2.4. Dentro del despacho modificado, se han desarrollado algoritmos propios en este trabajo para el manejo de las restricciones del consumo limitado de combustible y de la energía mínima; y se propone un algoritmo conocido llamado el algoritmo de etiquetado para el manejo de la restricción de la capacidad limitada en las líneas de transmisión.

4.1 REPRESENTACION DE CARGA POR CUMULANTES

En el presente trabajo, las curvas de duración de carga son utilizadas para describir el comportamiento estadístico de las cargas del sistema eléctrico. Para representar adecuadamente estas curvas en la computadora, se han desarrollado diversos métodos.

Un método clásico es el de Booth-Baleriaux ([21], [22], [23]). En este método, la curva es dividida en secciones, con un paso de incremento constante; y dentro de cada sección, se considera que la duración de carga no sufre cambios notorios. En otras palabras, la curva de carga es aproximada por una función escalonada. Esta última ya puede ser representada fácilmente en la computadora con un arreglo unidimensional. Dentro del proceso de despacho, cada vez que convoluciona o desconvoluciona la distribución de la carga ficticia de una unidad (capítulo 2), se requiere recalcular los valores de este arreglo. Cuando una unidad tiene una capacidad distinta a un múltiplo del paso de incremento, se necesita el uso de la interpolación. Conforme se despachan las unidades, se aumenta el tamaño del arreglo. Esto conduce a un incremento exponencial en el número de cálculos aritméticos en la computadora. Cada cálculo introduce errores de redondeo. Para un sistema grande, estos cálculos recursivos llevan eventualmente a errores numéricos intolerables. Irónicamente, un paso incremental muy pequeño (el cual mejora la representación de la curva de duración y reduce errores de interpolación) causa errores de redondeo de mayor magnitud, debido al enorme incremento del número de cálculos recursivos. Al mismo tiempo, el método de Booth-Baleriaux requiere un tiempo excesivo de cómputo por la misma razón. /

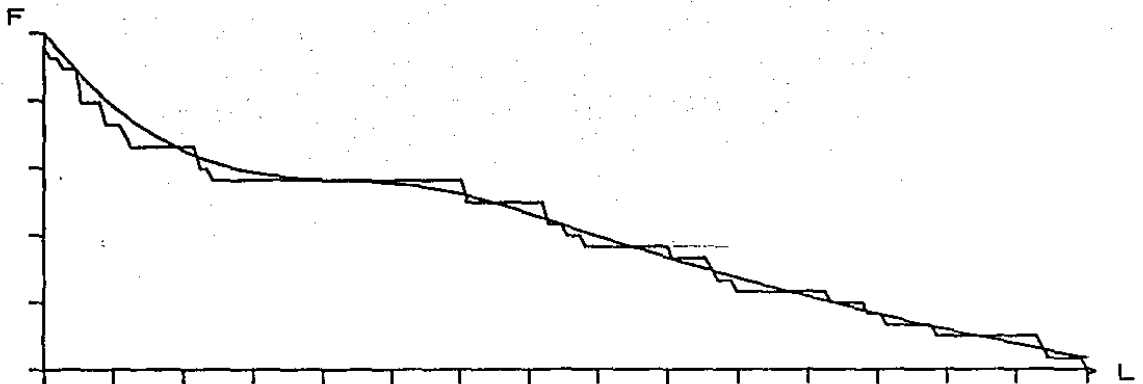


FIGURA 4.1 EFECTOS DE ERRORES DE REDONDEO

La figura 4.1 ilustra el efecto de errores de redondeo. En esta figura, se muestran partes de dos curvas de duración de carga. Una de ellas (la escalonada) corresponde a la curva de carga de una semana en particular. A ella se le convolucionan densidades de carga ficticia de 108 unidades generadoras. Estas son de diferentes capacidades y distintas razones de salida forzada. Los datos de la carga y de las unidades son muestras del Sistema Eléctrico Mexicano. El proceso de convolución es realizado en un orden dado. Una vez terminadas las convoluciones, se desconvolucionan las mismas unidades en el orden inverso. La curva resultante se muestra también en la misma figura 4.1. Teóricamente, estas dos curvas deberían coincidir exactamente. Sin embargo, por los errores de redondeo y de interpolación, no es difícil notar la diferencia entre ellas. Las curvas de duración están divididas en 1000 secciones. El proceso de convolución y desconvolución duró aproximadamente

un minuto de CPU en una computadora VAX11/780; lo que se considera un tiempo inaceptablemente largo para los propósitos de este trabajo.

Otros métodos, como la aproximación por serie de Fourier y la linealización a trozos, también han sido empleados para el mismo propósito. Sin embargo, todos estos tienen, de una u otra forma, desventajas de carácter similar al de Booth-Baleriaux.

El método de la representación de carga por cumulantes fue introducido por J. P. Stremel et al. ([27]). El método de cumulantes es particularmente rápido y sencillo para calcular la curva de duración de carga efectiva. Los cumulantes (serán definidos más adelante) poseen dos características muy deseables: primero, son capaces de describir el efecto de salida forzada total o parcial de una unidad; segundo, los cumulantes de la suma de variables aleatorias independientes es la suma de los cumulantes de las variables aleatorias. Esta última convierte el laborioso proceso de convolución y desconvolución en simples sumas y restas.

Definición de los cumulantes y sus propiedades :

Sea $F'(x)$ una función de distribución de probabilidad, la función característica de F' es definida como :

$$\phi(w) = E(e^{jwx}) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{jwx} F'(x) dx$$

donde E es el operador del valor esperado.

Expáñdese e^{jwx} en serie de Taylor, entonces

$$\phi(w) = \sum_{n=0}^{\infty} M(n) \frac{(jw)^n}{n!}$$

donde $M(n)$ es el n -ésimo momento de $F'(x)$

$$M(n) = E(x^n), \text{ y } M(0) = 1.$$

Cuando $F'(x)$ es de duración finita, como son todas las distribuciones de carga, su respectiva función característica $\phi(w)$ es positiva para todo w ([24]). En consecuencia, es posible desarrollar $\ln\phi(w)$ en serie de Taylor:

$$\ln\phi(w) = \sum_{n=1}^{\infty} K(n) \frac{(jw)^n}{n!}$$

En la expresión anterior, los coeficientes $K(n)$ son denominados los cumulantes de $F'(x)$. En [25], se demuestra la existencia de los cumulantes.

En función de los cumulantes, la suma de dos variables aleatorias independientes se caracteriza en forma muy sencilla. Sean X y Y dos variables aleatorias independientes con distribuciones $F_X(x)$ y $F_Y(y)$ respectivamente., entonces, la distribución de la suma $Z = X + Y$ es la convolución de F_X y F_Y . Esta convolución equivale al producto de las respectivas funciones características,

$$\phi_z = \phi_x \phi_y.$$

Tomando logaritmo en ambos lados, por la igualdad de términos, se obtiene

$$K_z(n) = K_x(n) + K_y(n), \quad \forall n > 0.$$

En resumen, la suma de dos variables aleatorias independientes tiene los cumulantes iguales a la suma de los cumulantes de las variables aleatorias. Esta propiedad es de suma importancia para simplificar el laborioso proceso de convolución. El procedimiento de simplificación consiste en dos partes: la evaluación de los cumulantes y la representación de la distribución de probabilidad en función de los cumulantes.

Considerando la identidad

$$\sum_{n=1}^{\infty} K(n) \frac{(j\omega)^n}{n!} = \ln \left[\sum_{n=0}^{\infty} M(n) \frac{(j\omega)^n}{n!} \right],$$

al expandir el lado derecho en serie de Taylor, los $K(n)$ se evalúan fácilmente en función de los momentos, al igualar los coeficientes de la misma potencia de $j\omega$. En la tabla 4.1, se listan las fórmulas para los primeros cuatro cumulantes.

$K(1) = M(1)$
$K(2) = M(2) - M(1)^2$
$K(3) = M(3) - 3M(2)M(1) + 2M(1)^3$
$K(4) = M(4) - 4M(3)M(1) - 3M(2)^2 + 12M(2)M(1)^2 - 6M(1)^4$

Tabla 4.1 Conversión de momentos a cumulantes

De manera similar, se obtienen las fórmulas de conversión de los cumulantes a momentos ([25]). En la tabla 4.2, se encuentran las fórmulas para los primeros cuatro momentos.

$M(1) = K(1)$
$M(2) = K(2) + K(1)^2$
$M(3) = K(3) + 3K(2)K(1) + K(1)^3$
$M(4) = K(4) + 4K(3)K(1) + 3K(2)^2 + 6K(2)K(1)^2 + K(1)^4$

Tabla 4.2 Conversión de cumulantes a momentos

Expansión Gram-Charlier :

Cualquier función de densidad de probabilidad $f(x)$ puede ser expresada como una serie en términos de la densidad normal y sus derivadas.

Sea $N(x)$ la densidad normal con media cero y variancia unitaria :

$$N(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp \left\{ -\frac{x^2}{2} \right\}$$

aplicando el operador de derivada con respecto a x , $D = d/dx$, se comprueba fácilmente la siguiente identidad ([25]):

$$(-D)^n N(x) = H_n(x) N(x)$$

donde $H_n(x)$ es el polinomio de Tchebycheff-Hermite de grado n .

En la tabla 4.3, se listan los primeros seis $H_n(x)$.

n	$H_n(x)$
0	1
1	x
2	$x^2 - 1$
3	$x^3 - 3x$
4	$x^4 - 6x^2 + 3$
5	$x^5 - 10x^3 + 15x$

Tabla 4.3 Polinomios de Tchebycheff-Hermite

Los polinomios de Tchebycheff tienen una propiedad muy importante denominada ortogonalidad, es decir

$$\int_{-\infty}^{\infty} H_m(x) H_n(x) N(x) dx = 0 \quad m \neq n;$$

$$= n! \quad m = n.$$

Supóngase que $f(x)$ se puede expandir en serie de las derivadas de $N(x)$, entonces

$$f(x) = \sum_{n=0}^{\infty} C(n) H_n(x) N(x)$$

Por la ortogonalidad,

$$C(n) = \frac{1}{n!} \int_{-\infty}^{\infty} f(x) H_n(x) dx.$$

Al sustituir las expresiones explícitas de $H_n(x)$ en la ecuación anterior, los primeros cinco coeficientes $C(n)$ se evalúan por:

$$C(0) = 1 ;$$

$$C(1) = 0 ;$$

$$C(2) = (M(2) - 1) / 2 ;$$

$$C(3) = M(3) / 6 ;$$

$$C(4) = (M(4) - 6M(2) + 3) / 24.$$

Se puede demostrar que la serie Gram-Charlier converge ([26]).

Serie truncada de Gram-Charlier :

La expansión Gram-Charlier es normalmente una serie infinita. En la práctica, una densidad será aproximada por una serie truncada de Gram-Charlier. Introduciendo esta aproximación, la curva de duración de carga $F(l)$ se puede expresar como ([27]):

$$F(1) = 1 - \int_{-\infty}^1 f(x)dx$$

$$= 1 - \int_{-\infty}^1 N(x)dx + N(1)P(1).$$

En la expresión anterior, el polinomio P(x) es definida como:

$$P(x) = \frac{G_1}{3!} (x - 1)^2 + \frac{G_2}{4!} (x - 3x) + \frac{10G_2}{6!} (x^5 - 10x^3 + 15x)$$

donde

$$G_0 = K(2) ;$$

$$G_1 = K(3) / G_0 ;$$

$$G_2 = K(4) / G_0 .$$

Usando esta expresión, la curva de duración de carga se calcula fácilmente. En la figura 4.2, se muestra una curva de carga representada por los cumulantes. Para fines de comparación, en la figura está graficada también la misma carga representada por el método de Booth-Baleriaux. La representación por cumulantes es una versión promediada de la curva de carga representada por el otro método.

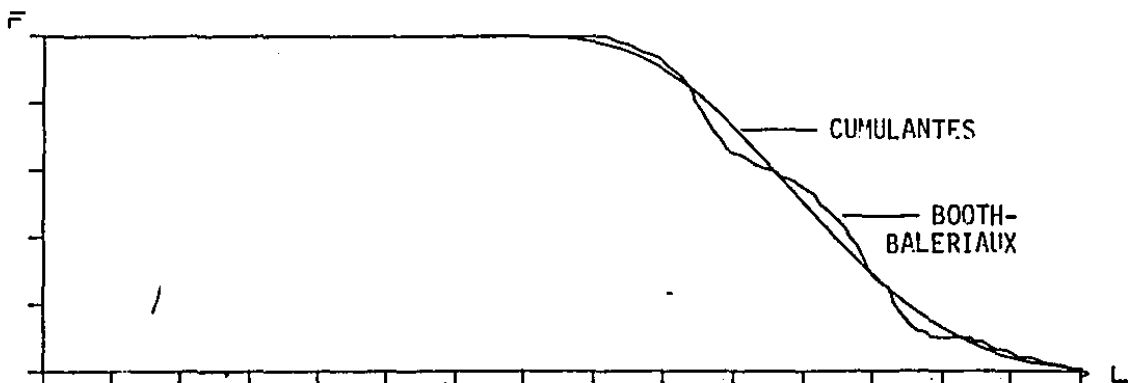


FIGURA 4.2 COMPARACION DE DOS METODOS DE REPRESENTACION

Como una serie truncada de Gram-Charlier es capaz de aproximar cualquier tipo de distribución de probabilidad, el efecto de salida forzada total o parcial de unidades generadoras no presenta dificultades ni teóricas ni prácticas.

Estudio de precisión y sensibilidad :

El estudio de precisión indica que el uso del método de los cumulantes es favorable. Comparando con el método de Booth-baleriaux, los resultados experimentales muestran que no hay diferencias notorias en las generaciones estimadas totales calculadas por los dos métodos, y sólo existen diferencias pequeñas en la generación esperada comparando unidad por unidad.

En [28], J. P. Stremel ha presentado un estudio interesante sobre la sensibilidad del método de los cumulantes. A continuación, se resumen las principales conclusiones de Stremel.

- El error es despreciable cuando la LOLP es pequeña, sobre todo para sistemas grandes ($\geq 20,000$ MW).
- Para sistemas pequeños ($\leq 10,000$ MW), el resultado no es muy favorable. En estos sistemas, las unidades grandes tienen efecto dominante. En este caso, se recomienda considerar el efecto de salidas parciales para ayudar a lograr una mayor precisión.

- Al incrementar el número de unidades en el sistema, aumenta la precisión de la representación de los cumulantes.
- Con respecto a la variación de magnitud de la razón de la salida forzada de los generadores, no hay diferencias significativas entre las dos alternativas de la representación de carga.

4.2 DESPACHO ECONOMICO RESTRINGIDO

Dos procedimientos de despacho económico han sido desarrollados en la sección 2.4. Ninguno de ellos toma en cuenta las restricciones operativas del sistema. Esta sección presenta las modificaciones a estos procedimientos de acuerdo con las restricciones impuestas.

Las restricciones consideradas en el despacho económico son las siguientes :

- a) confiabilidad aceptable (1);
- b) disponibilidad de combustible (2);
- c) capacidad limitada en líneas de transmisión (3).
- d) energía producida mínima (4);

A continuación, se describirán las modificaciones necesarias para que el despacho económico satisfaga cada una de estas restricciones.

Sean $F(i)$ la duración de carga, N_d número de unidades disponibles del sistema de generación, (C_i, q_i, g_i, M_i) describe la capacidad de generación, razón de salida forzada, curva de costo marginal y número de segmentos que la componen, respectivamente, de la unidad i , donde $i=1, \dots, N_d$.

A lo largo del trabajo, seguirá usando las mismas notaciones introducidas en la sección 3.4.

Confiabilidad :

Cuando todas las unidades disponibles están despachadas a plena capacidad, la probabilidad de pérdida de carga del sistema deberá ser menor que un límite aceptable.

$$\text{Sean } L_e = L + \sum_{i=1}^{N_d} L_{oi}$$

$$\text{y } CI = \sum_{i=1}^{N_d} C_i,$$

entonces, si

$$LOLP = F(l_e=CI) \leq LOLP_{max},$$

se garantiza una confiabilidad mínima aceptable.

Sin embargo, para satisfacer una confiabilidad mínima, no necesariamente tiene que despachar todas las unidades a su máxima capacidad de generación. Como se sabe, conforme se despachan las

unidades, el costo por el consumo de combustible crece y la LOLP disminuye. En un momento dado, si la LOLP está dentro del rango aceptable, entonces ya no habrá necesidad de continuar el despacho de la capacidad restante, puesto que de lo contrario, aumentaría el costo de producción.

De este modo, la LOLP juega un papel doble : verificar el cumplimiento de confiabilidad e imponer la condición de paro en el proceso del despacho económico.

Disponibilidad de combustible :

La consideración de la restricción de la disponibilidad de combustible, tal como es formulada en el planteamiento, se logra a través de una simple modificación en los procedimientos de despacho económico.

La restricción es planteada como sigue: el consumo de combustible de las unidades que comparten una misma fuente de combustible no debe exceder a una cota dada. Esto es equivalente a decir que el consumo estimado de combustible, de cada uno de estos conjuntos de unidades, acumulado en cada uno de las etapas del despacho, sea inferior al límite establecido.

Esta idea se puede integrar fácilmente en los algoritmos de despacho. Se acuerda que en ambos algoritmos de la sección 2.4, en esencia, el criterio de la decisión secuencial es despachar el segmento de menor costo incremental. Entonces, ahora un segmento es despachado si y sólo si éste tiene el menor costo incremental

y además al despacharlo, el consumo acumulado de combustible del conjunto al que pertenece la unidad no rebasa la cantidad disponible.

Pueden existir situaciones en las que no es posible despachar algún segmento adicional sin violar la restricción. Este caso no necesariamente significa que no haya soluciones factibles del problema, más bien implica que no se les puede encontrar por este método. Sin embargo, cabe mencionar que esta situación ocurre rara vez en la práctica.

Energía Mínima :

El mecanismo para el manejo de energía mínima se desarrolla en dos etapas. Primero, se busca la condición del cumplimiento de energía mínima para una sola unidad; y después, se complementa el algoritmo para el caso general.

Como se sabe, la energía esperada de una unidad depende del orden en que ésta se despacha. Considérese un proceso de despacho, con una curva de duración $F(1e)$ y la capacidad acumulada por despacho hasta la última unidad despachada C_I , entonces, al despachar la unidad j con capacidad C_j y razón de salida q_j , la energía esperada se calcula por

$$E = T C_j (1-q_j) \int_{C_I}^{C_I+C_j} F(1e) d1e.$$

Cuando la unidad j está restringida por una energía mínima $E_{\min}(j)$, debe satisfacer

$$E \geq E_{\min}(j).$$

Se define $F_{\min}(j) = E_{\min}(j) / T C_j (1-q_j)$, entonces para no violar la restricción de energía mínima,

a) la condición suficiente y necesaria es

$$\int_{CI}^{CI+C_j} F(l_e) dl_e \geq F_{\min}(j);$$

b) una condición suficiente es

$$F(l_e=CI+C_j) \geq F_{\min}(j).$$

Tanto la condición a) como la b) puede ser empleada en el algoritmo, dependiendo de la exigencia de precisión y la disposición del tiempo de cómputo.

Considerando las condiciones anteriores, no resulta difícil desarrollar un algoritmo eficaz y eficiente para el manejo de energía mínima. El algoritmo para m unidades restringidas por energía mínima es descrito a continuación.

1) Para $\forall i$ tal que $E_{\min}(i) > 0$, calcula

$$f_{\min}(i) = E_{\min}(i) / T C_i (1-q_i).$$

2) Forma una lista de todos los $f_{\min}(i)$ en orden descendente, y a esta lista se le asigna un índice j , $j=1, \dots, M$.

3) Definase

$$F^0(1e) = F(1e),$$

$$F^j(1e) = F^{j-1}(1e) (1-qj) + F^{j-1}(1e-Cj) qj,$$

$$\text{SI } \forall j, F^{j-1} \left(CI + \sum_{k=1}^j Ck \right) \geq f_{\min}(j)$$

(o la condición a)

ENTONCES

despacha el segmento de menor costo incremental

CASO CONTRARIO :

SI existe segmentos despachados anteriormente

ENTONCES

desconvoluciona el último segmento despachado y

despacha la primera unidad de la lista

CASO CONTRARIO

no existe despacho factible.

4) SI el segmento despachado pertenece a la lista $\{f_{\min}(j)\}$

ENTONCES

$$f_{\min}(j) = f_{\min}(j) - E(j) / T C_j (1-qj)$$

SI $f_{\min} \leq 0$

ENTONCES

se elimina la unidad j de la lista

CASO CONTRARIO

reordena la lista;

5) Regresa a 3).

Este algoritmo es atractivo puesto que cuando se detecta el incumplimiento de la energía mínima, sólo es necesario retroceder un solo paso de despacho, ya que la condición suficiente (o la suficiente y necesaria) se verifica en el paso anterior.

Capacidad limitada en líneas de transmisión :

En un estudio a mediano plazo, el funcionamiento del sistema de transmisión se analiza con modelos simplificados. Como se ha mencionado anteriormente, las simplificaciones principales consisten en la regionalización de la red eléctrica y el uso de métodos de teoría de gráficas ([29]). La última solamente toma en consideración la conservación de flujos y las capacidades máximas de transmisión de las líneas.

El objetivo de un análisis de flujos es evitar las posibles sobrecargas en las líneas de transmisión. Para un plan de generación (resultado del despacho económico) y una distribución dada de carga, pueden existir numerosas alternativas para la transmisión de la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros de consumo. Cuando existe por lo menos una alternativa tal que no existe sobrecarga en ninguna de las líneas de transmisión, entonces se dice que el despacho económico es factible en el sentido de la distribución de flujos de potencia.

Cuando el análisis de flujos es llevado a cabo exclusivamente con las herramientas de la teoría de las gráficas, (en ese caso no se toman en cuenta las leyes eléctricas), la factibilidad de un despacho puede ser comprobada por medio de un estudio de flujo máximo.

Sea $(\{n\}, \{(n,m)\})$ la gráfica que representa la red regionalizada, donde los nodos $\{n\}$ corresponden a las regiones, y los arcos $\{(n,m)\}$, a los enlaces equivalentes que conectan las regiones n y m . Los arcos $\{(n,m)\}$ son acotados superiormente por $\{CT(n,m)\}$, donde $CT(n,m)$ es la capacidad máxima de transmisión del enlace (n,m) . Además, cada nodo n recibe una inyección de potencia por concepto de la generación de la región n , $CI(n)$; y suministra una demanda con una carga pico $\hat{t}(n)$.

El problema de flujos factibles, de los nodos de generación a los nodos de consumo en la gráfica anterior, puede ser modelado como un problema de flujo máximo. Agrégense a la gráfica $(\{n\}, \{(n,m)\})$ dos nodos artificiales llamados s y t , y arcos que conectan s y t a todos los nodos $\{n\}$. Los arcos $\{(s,n)\}$ están acotados por la capacidad de generación de la respectiva región n que es $CI(n)$; y los $\{(n,t)\}$, por la carga pico $\hat{t}(n)$. A esta gráfica resultante se le llama la gráfica aumentada. En la figura 4.3, se muestra la gráfica aumentada de una red de tres nodos. Una vez construida la gráfica aumentada, existen flujos factibles en la red eléctrica, si y sólo si el flujo máximo entre el nodo fuente s y el nodo destino t es igual a la suma de la

generación despachada total.

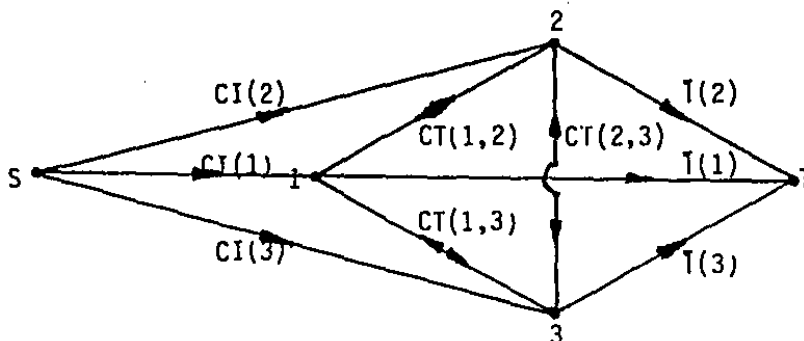


Figura 4.3 Gráfica aumentada de una red de tres nodos

Para determinar el flujo máximo entre un par de nodos, llamados fuente y destino, se ha desarrollado un método muy eficiente conocido como el algoritmo de etiquetado ([30], [29]). El algoritmo de etiquetado es dividido en dos etapas: proceso de etiquetado y proceso de aumento de flujos. Dentro del procedimiento de la solución, cada nodo puede estar en uno de los tres posibles estados: etiquetado y examinado, etiquetado y no examinado, y no etiquetado. Una etiqueta de un nodo n es compuesta por dos partes y toma una de las dos formas, $(+m, \delta(n))$ o $(-m, \delta(n))$. $(+m, \delta(n))$ implica que el flujo de nodo m al n , $FJO(m, n)$, puede aumentar una cantidad no mayor que $\delta(n)$; y $(-m, \delta(n))$, que $FJO(n, m)$ puede disminuir una cantidad no mayor que $\delta(n)$. Para facilitar la descripción del algoritmo, se denota $\Pi(n)$ el conjunto de nodos que tienen un arco que incide al nodo n ; y $\Gamma(n)$ el conjunto de nodos a que les incide un arco desde el nodo n . El algoritmo comienza con todos los nodos no

etiquetados.

ALGORITMO DE ETIQUETADO ([29]) :

A. Proceso de etiquetado :

- I. Se pone etiqueta $(+s, \delta(s)=00)$ al nodo fuente s . Ahora s es el único nodo etiquetado y no examinado.
- II. Se selecciona cualquier nodo n etiquetado y no examinado, y supone que tiene una etiqueta $(\pm k, \delta(n))$.
 - (i) A todos los nodos $m \in \Gamma(n)$, que no están etiquetados y $FJO(n,m) < CT(n,m)$, se le pone una etiqueta $(+n, \delta(m))$ donde $\delta(m) = \min[\delta(n), CT(n,m) - FJO(n,m)]$, y
 - (ii) A todos los nodos $m \in \Gamma'(n)$, que no están etiquetados y $FJO(m,n) > 0$, se le pone una etiqueta $(-n, \delta(m))$ donde $\delta(m) = \min[\delta(n), FJO(m,n)]$.

(Ahora el nodo n está etiquetado y examinado, y los nodos m están etiquetados y no examinados).
- III. Se repite el paso II hasta que t es etiquetado o no se puede etiquetar más nodos.

SI t es etiquetado

ENTONCES se va al paso IV,

CASO CONTRARIO termina el algoritmo teniendo 'FJO' como el

vector de flujo máximo.

B. Proceso de aumento de flujo :

IV. Se pone $n = t$, y se va al paso V.

V. Se modifican los flujos que llegan al nodo n .

(i) SI la etiqueta en n es de forma $(+m, \delta(n))$, cambia el flujo $FJO(m, n)$ a $FJO(m, n) + \delta(t)$;

(ii) SI la etiqueta en n es de forma $(-m, \delta(n))$, cambia el flujo $FJO(n, m)$ a $FJO(n, m) - \delta(t)$.

VI. SI $m = s$, se borran todas las etiquetas y se regresa al paso I a repetir el proceso de etiquetado empezando con un flujo resultante del paso V;

SI $m \neq s$, se pone $n = m$ y se regresa al paso V.

El algoritmo puede empezar con todos los flujos iguales a cero.

El método del etiquetado es aplicado recursivamente en cada uno de los pasos del despacho económico, antes de que la generación total rebasa a la carga pico global del sistema. Con esto, se asegura que la solución del despacho es factible. Tal vez uno puede pensar que esto llevaría demasiado tiempo de cómputo. Esta preocupación sería acertada si en cada paso del despacho el algoritmo tendría que iniciar con flujos nulos.

Afortunadamente, el algoritmo de etiquetado permite arrancar con flujos factibles cualesquiera.

Por la condición de la factibilidad de flujos, antes de despachar un segmento, todos los arcos que salen del nodo fuente s deben estar saturados. Ahora si se desea despachar un segmento (o una unidad entera) de capacidad $C(i)$, que pertenece a la región n, entonces se incrementa la capacidad del arco (s,n) por la misma cantidad $C(i)$. A partir de los flujos resultantes del último paso de despacho, la solución de algoritmo de etiquetado es especialmente rápido, ya que entre los arcos que salen del nodo s solamente existe uno que no esté saturado.

Despacho económico restringido :

Reuniendo todos los algoritmos que manejan las restricciones tales como la confiabilidad mínima, la disponibilidad de combustible, la energía mínima y la capacidad limitada en líneas de transmisión, el despacho económico restringido (por aproximación lineal) puede resumirse como sigue.

Sean $\{CCI_{im}\}$ la lista de segmentos ordenada del costo incremental CCI, $\{f_{min}(j)\}$ la lista ordenada de las unidades restringidas por energía mínima, $GC(j)$ conjunto de unidades que pertenecen al j-ésimo grupo que comparten una misma fuente de combustible, entonces :

- 1) $IC(j) = 0 \quad j = 1, \dots, NGC.$
- 2) SI la siguiente etapa de despacho no puede cumplir la restricción de energía mínima
ENTONCES
Regresa un paso de despacho;
SEG = primera unidad de {fmin};
Va al paso 6.
- 3) $n = 1.$
- 4) SEG = n-ésimo segmento de la lista {CCIim}, el cual pertenece a GC(j);
Calcula el consumo de combustible ICSEG;
SI $IC(j) + ICSEG > ICmax(j)$
ENTONCES
 $n = n + 1;$
Regresa al paso 4.
- 5) SI no hay flujos factibles
ENTONCES
 $n = n + 1;$
Regresa al paso 4.
- 6) Convoluciona SEG a la carga efectiva;
Actualiza la lista {fmin};
 $IC(j) = IC(j) + ICSEG,$ donde $SEG \in GC(j);$
Regresa al paso 2.

El algoritmo termina cuando cumple la restricción de confiabilidad o detecta la infactibilidad del despacho.

4.3 ASIGNACION DE MANTENIMIENTO

La asignación de mantenimiento se encarga de proporcionar planes factibles de mantenimiento para los subproblemas de despacho económico, y encontrar el plan que minimiza el costo de operación total.

Un programa factible de mantenimiento tiene que cumplir las siguientes restricciones básicas :

- a) periodo permisible de mantenimiento (5);
- b) complementación de servicio (6);
- c) disponibilidad de personal de mantenimiento (7).

De acuerdo a la descomposición, la asignación óptima de mantenimiento es formulada como sigue:

$$I(K) = \underset{U(k), k=1, K}{\text{Min}} \sum_{k=1}^K C0(k)$$

donde U está sujeto a las restricciones a), b), y c).

La programación dinámica es una técnica adecuada para resolver problemas como éste. El principio de optimalidad de la programación dinámica ([15]) es: una secuencia óptima de

decisiones a partir de un estado inicial con una decisión inicial, tiene la propiedad de que las decisiones restantes deben constituir una secuencia óptima también desde el estado resultante de la primera decisión. Aplicando este criterio de optimalidad, el problema original será resuelto en forma recursiva. La programación dinámica hacia adelante es utilizada para este problema en particular :

$$I(k) = \text{Min}_{U(k)} \{CO(k) + I(k-1)\};$$

$$X(k+1) = X(k) + U(k) \quad k = 1, \dots, K;$$

$$I(0) = 0;$$

$$X(1) = \underline{0};$$

sujeto a las restricciones a), b), y c).

La programación dinámica es un método elegante, teóricamente es capaz de resolver todo tipo de problemas de decisiones secuenciales. Sin embargo, la gran cantidad de memoria que se requiere durante el proceso de solución, obstaculiza la aplicación de la programación dinámica a sistemas aún de mediano tamaño. El porque de un requerimiento excesivo de memoria es evidente. En cada etapa de decisión, es necesario almacenar las trayectorias óptimas que llegan a todos los estados alcanzables en esta etapa desde el estado inicial. El número de estas trayectorias /aumenta exponencialmente con la dimensión de los espacios de estado y de control. A esto comúnmente se le conoce como el problema de la dimensionalidad.

Con el propósito de reducir la magnitud del problema de la dimensionalidad, se ha utilizado ampliamente la técnica de aproximaciones sucesivas [17]). Se dividen las variables de control en grupos, y a cada grupo le corresponde un subespacio de menor dimensión. Una vez formados estos grupos, se aplica la programación dinámica sucesivamente a cada uno de estos subespacios, considerando conocidas las variables de control de los demás grupos. Las soluciones obtenidas en las iteraciones converge monotónicamente a la solución óptima.

En el caso particular de la asignación de mantenimiento, la agrupación de las variables de control equivale a la agrupación de las unidades generadoras. Supóngase que hay L grupos de unidades, entonces la ecuación dinámica para el l -ésimo grupo es :

$$x(1,k+1) = x(1,k) + u(1,k)$$

donde $x(1)$ y $u(1)$ son vectores de estado y de control del grupo l .

Después de la minimización del subproceso descrito por la ecuación anterior, los vectores actualizados completos de estado y de control son:

$$X = [x'(1), \dots, x'(1), x'(1+1), x'(L)]'$$

$$U = [\alpha'(1), \dots, \alpha'(1), \alpha'(1+1), \alpha'(L)]'$$

donde \hat{x} es actualizado y x no lo es todavía en esta iteración, una convección similar se usa para $\hat{\alpha}$ y α , y el signo ' indica la transposición.

El proceso de las aproximaciones sucesivas empieza con una solución inicial U . Muchas veces, un vector nulo es asignado como el control inicial U , como son los casos de [16] y [18]. Sin embargo, la solución inicial dada por un U nulo no es factible, debido a que ninguna unidad recibe mantenimiento en este caso. Como consecuencia, el procedimiento de aproximaciones sucesivas puede ser incapaz o tardado en llegar a una solución factible, (y después la óptima). En vista de lo anterior, en este trabajo se ha decidido implantar un algoritmo para encontrar una "buena" solución inicial factible. La calificativa "buena" es muy subjetiva. Aquí se refiere a una distribución nivelada de la capacidad indisponible por mantenimiento a lo largo del periodo de planeación.

El algoritmo implantado es un método de búsqueda BACK-TRACK ([31]). Las variables referidas en el algoritmo siguen la misma notación introducida en la sección 3.4; además, se definen las siguientes variables auxiliares para facilitar la descripción del algoritmo.

$y(i, j)$: la fecha en que inicia el j -ésimo mantenimiento de la unidad i , donde

$1 \leq i \leq N,$
 $1 \leq j \leq x_{\max}(i),$ y
 $k(i, j) \leq y(i, j) \leq R(i, j);$

- GP(n) : conjunto de unidades que son atendidas por el n-ésimo grupo de personal de mantenimiento;
 IGP(i) : índice de grupo de personal a que pertenece unidad i;
 CTA(n,k) : número de unidades pertenecientes a GP(n) que están en mantenimiento dentro del intervalo k;
 CAP(k) : capacidad total de las unidades que se encuentran en mantenimiento en el intervalo k;
 CAPMAX : límite de la capacidad de generación indisponible por salidas planeadas en cada intervalo;
 FACTIB : bandera de factibilidad.

ALGORITMO DE BUSQUEDA DE SOLUCION INICIAL FACTIBLE :

- 1) Forma una lista de $\{(i, j)\}$, denominada LISTA, ordenada ascendentemente por $R(i, j) - k(i, j)$, luego descendentemente por $D(i, j)$ y $C(i)$. El número de elementos en la lista es NL.
- 2)

CTA(n,k) = 0, $\forall j, k$;
 CAP(k) = 0, $\forall k$;
 FACTIB = VERDADERO;
 APT = 1;
 $(i, j) = \text{LISTA}(\text{APT});$
 $Y(i, j) = k(i, j).$
 $n = \text{IGP}(i);$

```

3) CTA(n,k) = CTA(n,k) + 1
   CAP(k)   = CAP(k) + C(i)
       para k = y(i,j),...,y(i,j)+D(i,j)-1;
   SI (CTA(n,k)>1) O (CAP(k)>CAPMAX) FACTIB = FALSE;

4) SI (NO FACTIB) va al paso 5;
   APT = APT + 1;
   SI APT > NL va al paso 7;
   (i,j) = LISTA(APT);
   Y(i,j) = k(i,j);
   n = IGP(i);
   va al paso 3.

5) CTA(n,k) = CTA(n,k) - 1
   CAP(k)   = CAP(k) - C(i)
       para k = y(i,j),...,y(i,j)+D(i,j)-1;
   FACTIB = VERDADERO;
   y(i,j) = y(i,j) + 1.

6) MIENTRS y(i,j)>R(i,j)
   APT = APT - 1;
   SI APT < 1 va al paso 7;
   (i,j) = LISTA(APT);
   n = IGP(i);
   CTA(n,k) = CTA(n,k) - 1
   CAP(k)   = CAP(k) - C(i)
       para k = y(i,j),...,y(i,j)+D(i,j)-1;
   y(i,j) = y(i,j) + 1;

```

FIN-MIENTRAS;

va al paso 3.

7) SI $APT > NL$

ENTONCES

$\{y(i,j)\}$ es solución inicial factible

CASO CONTRARIO

no hay solución factible para el problema.

En resumen, el presente capítulo describe los algoritmos para la solución del problema formulado en la sección 3.4. Un sistema basado en estos algoritmos ha sido implantado durante el desarrollo de este trabajo. Los resultados experimentales de dicho sistema serán dados a conocer en el capítulo subsecuente.

CAPITULO 5

RESULTADOS EXPERIMENTALES

En los capitulos previos, se han desarrollado los modelos de los componentes del sistema, la formulación de la planeación de operación y el método de solución. La integración de estos elementos forma un sistema de planeación de operación a mediano plazo.

Este sistema fue implantado en una computadora VAX 11/730 durante el desarrollo del presente trabajo. Las pruebas del mencionado sistema son llevadas a cabo sobre un sistema de generación de tamaño reducido. El objetivo del capitulo es describir el sistema y presentar casos de prueba desarrollados.

5.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE PRUEBA

El sistema de prueba consta de 20 unidades generadoras termocléctricas con una capacidad total de 3,089 MW de potencia. Estas unidades están distribuidas en cinco plantas; y a su vez, estas plantas se encuentran en tres regiones.

Las características de cada unidad son extraídas de unidades reales del Sistema Eléctrico de México. En la tabla 5.1, se listan las especificaciones básicas de dichas unidades. Cabe mencionar que los costos marginales por el consumo de combustible son aproximados por funciones lineales del nivel de generación "g".

INDICE	TIPO	CAPACIDAD (MW)	g (%)	COSTO MARGINAL (GCAL/MW/H)	PRECIO DE COMBUSTIBLE (\$/GCAL)
1	G	50.0	0.5	$1.325+0.03688g$	750.0
2	G	29.0	2.5	$0.983+0.08333g$	750.0
3	G	29.0	2.5	$0.983+0.08333g$	750.0
4	G	27.0	1.5	$0.933+0.09167g$	750.0
5	G	26.0	0.5	$0.917+0.09583g$	750.0
6	G	26.0	1.0	$0.917+0.09583g$	750.0
7	G	18.0	2.5	$0.617+0.16111g$	750.0
8	V	300.0	0.5	$1.737+0.00659g$	350.0
9	V	84.0	2.0	$2.072+0.00819g$	350.0
10	V	84.0	2.5	$2.072+0.00819g$	350.0
11	V	158.0	0.5	$2.073+0.00159g$	350.0
12	V	158.0	2.0	$2.073+0.00159g$	350.0
13	V	150.0	0.5	$2.073+0.00159g$	350.0
14	V	300.0	0.5	$2.117+0.00031g$	350.0
15	V	300.0	0.5	$2.117+0.00031g$	350.0
16	V	300.0	1.5	$2.117+0.00031g$	350.0
17	V	300.0	2.5	$2.117+0.00031g$	350.0

18	V	300.0	0.5	2.012+0.00089g	350.0
19	V	300.0	0.5	2.012+0.00089g	350.0
20	V	150.0	0.5	1.467+0.00840g	350.0

Tabla 5.1 Descripción de los generadores

En la tabla, el tipo G indica que el generador es de turbogas; y el tipo V, de vapor. Se nota claramente que los generadores de vapor tiene un costo marginal de operación más bajo que los de turbogas, sobre todo a niveles altos de generación. Por esta razón, los generadores de vapor de gran capacidad son empleados normalmente para cubrir la carga base, para que éstos operen a su plena capacidad más tiempo posible.

La distribución de las unidades se muestra resumida en la tabla 5.2. La jerarquía es la siguiente : cada región contiene una o varias plantas generadoras; y cada planta puede tener varios grupos de unidades que consumen diferentes tipos de combustible. De acuerdo con las restricciones, ninguna planta puede tener más que una unidad en mantenimiento; y el consumo de combustible por grupo no debe exceder el límite preestablecido.

REGIONES	1	2				3
PLANTAS	1	2	3	4	5	
GRUPOS	1	2	3	4	5	6
INDICES DE UNIDADES	8,14,15 18,19	1	13,16 17,20	2,3 7	4,5 6	9,10 11,12
CAPACIDAD	1500 MW	1105 MW			484 MW	

Tabla 5.2 Distribución de las unidades

En los casos de prueba, el horizonte de planeación es de un año, el cual está dividido en 52 intervalos (semanas) con duración de 168 horas cada uno. Dentro de este periodo de estudio, se requiere que todas las unidades reciban una y sólo una vez el mantenimiento. El periodo permisible de mantenimiento de una unidad, está comprendido entre un primero y un último intervalo en que puede iniciar el mantenimiento. La duración de un mantenimiento varia entre 4 a 16 semanas. La duración depende del tipo de mantenimiento: mayor o menor. En general, los generadores requieren un mantenimiento menor cada año, y uno mayor cada cuatro años. Para los de vapor, un mantenimiento menor dura entre 30 a 45 días; y uno mayor, 60 a 120 días. La duración de mantenimiento de una unidad turbogas oscila alrededor de un mes. En la tabla 5.3, se muestra la especificación de los periodos permisibles y las duraciones de mantenimiento de las 20 unidades que integran el sistema de prueba en el periodo dado de estudio.

INDICE	DURACION (SEMANA)	PRIMER INTERVALO (SEMANA)	ULTIMO INTERVALO (SEMANA)
1	4	10	19
2	4	18	30
3	4	40	52
4	4	5	16
5	4	20	32
6	4	35	45
7	4	1	12
8	5	25	40
9	5	40	52
10	6	3	20
11	5	21	30
12	8	28	45
13	6	35	50
14	12	5	25
15	5	23	35
16	6	1	15
17	7	30	45
18	5	1	15
19	10	20	40
20	8	16	36

Tabla 5.3 Periodos permisibles para el inicio de mantenimiento y duración estimado

El sistema de transmisión contiene solamente tres nodos (regiones). Los tres nodos están interconectados entre sí, con líneas de transmisión de capacidad de 500 MW cada una.

5.2 IMPLANTACION COMPUTACIONAL

El sistema POSEPMP (Planeación de Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia a Mediano Plazo) está implantado en una computadora VAX 11/730, que se encuentra en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). El lenguaje de programación en que está escrito el POSEPMP, es el FORTRAN 77. El sistema operativo actual de esta VAX 11/730 es VAX/VMS versión 3.7.

El sistema POSEPMP está integrado principalmente por tres partes: sistema de ejecución, estructuración de archivos de datos, y sistema de interfaz.

La primera parte es el núcleo de todo el sistema. Esta se encarga de llevar a cabo los procedimientos de la asignación de mantenimiento y del despacho económico restringido. Los módulos básicos de la asignación de mantenimiento son: asignación inicial, programación dinámica con aproximaciones sucesivas y el despacho económico restringido; a la vez, el último coordina los submódulos tales como la verificación de flujo máximo, la de energía mínima, cálculo del costo de combustible y la energía esperada, búsqueda del segmento de menor costo incremental, etc. Además, está implantada una serie de módulos básicos que realizan

funciones elementales. Entre muchas otras, se pueden mencionar la convolución y desconvolución, evaluación de la duración de carga via cumulantes, cálculo de LOLP y EUE. En la figura 5.1, se muestra la jerarquía de estos modulos.

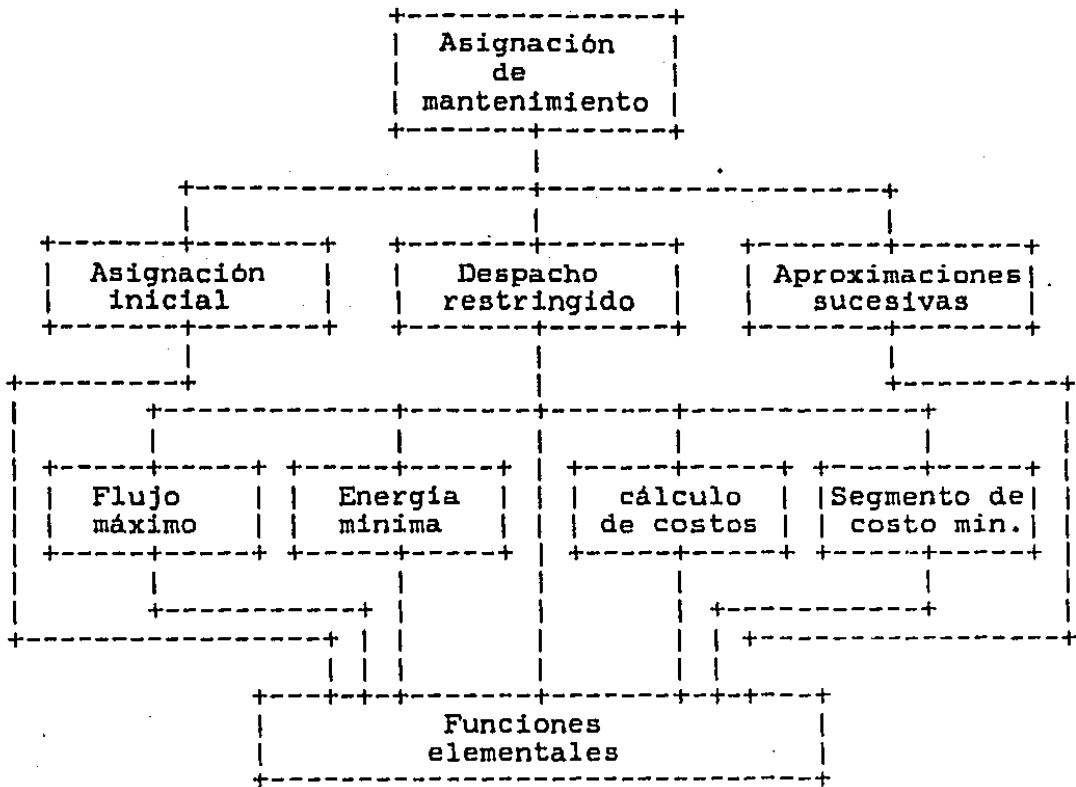


Figura 5.1 Diagrama de modulos

La estructura de los archivos de datos es especialmente diseñada para adaptar los programas de ejecución, con el propósito de que éstos sean lo más eficientes posible en el sentido de la adquisición y el depósito de datos. Además, se proporciona una gran facilidad para el mantenimiento y modificación de los mismos. Los archivos de datos se dividen en

cuatro grupos: carga pronosticada, características de las unidades, restricciones y resultados.

El sistema de interfaz realiza la tarea de la comunicación entre el hombre y la máquina. Por un lado, ofrece al usuario un fácil acceso en la preparación de los archivos de entrada; y por el otro, reporta los resultados en forma comprensible, clara y concisa.

La relación entre estas tres partes se ilustra en la figura 5.2. Fijese que la parte de ejecución tiene una comunicación bidireccional con los archivos de resultados. En uno de ellos, se almacena los valores de algunas variables claves, basando a las cuales se puede reconstruir fácilmente el avance o estado de la ejecución. En el presente trabajo, el vector de la fecha inicial de mantenimiento Y y el vector del costo mínimo de producción J (asociado a Y), son usados para desempeñar dicha función. Esto permite la terminación y la reiniciación del proceso de solución en cualquier instante dentro de la ejecución sin perder la continuidad de la misma. Como consecuencia, es fácil de obtener soluciones factibles satisfactorias en cualquier etapa de la planeación, sin la necesidad de que el proceso haya convergido en la solución óptima.

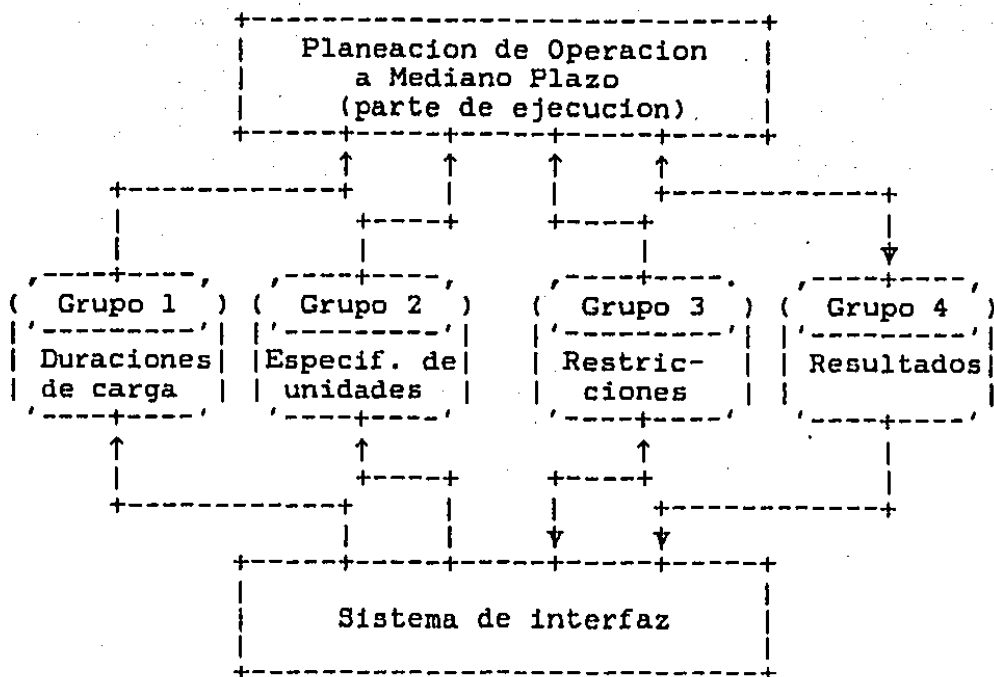


Figura 5.2 Relación de las tres partes del sistema

Para aumentar la eficiencia, se han introducido varios "trucos" en la etapa de la programación.

Uno de ellos es la identificación de los despachos iguales. En un intervalo dado, dos estados diferentes X y X' pueden tener un despacho idéntico, siempre y cuando los vectores de control correspondientes U y U' sean iguales. Aprovechando esta propiedad, todos los vectores de estado, a los cuales les asocia un mismo vector de control, corresponden a un solo despacho. Con esto, se evita una cantidad enorme de ejecución innecesaria del proceso de despacho económico.

Dentro del despacho económico restringido, también se ha intentado reducir el tiempo de cómputo. La búsqueda del segmento de costo incremental mínimo es un proceso laborioso. Para conocer el costo incremental de un segmento dado, se requiere realizar dos integraciones numéricas que proporcionan la energía y el costo de combustible. El establecimiento de una cota inferior del costo incremental para todos los segmentos, puede evitar muchos cálculos innecesarios. Es obvio que no hay necesidad de calcular el costo incremental para aquellos segmentos cuya cota inferior es mayor que el costo incremental mínimo actual. La ganancia en el tiempo de cómputo es significativa. Por introducir este mecanismo de cotas inferiores, el tiempo de CPU (Central Processing Unit) de un proceso típico de despacho económico reduce de 51.43 a 37.14 segundos.

Para acelerar aún más el proceso de despacho, se ha adoptado el uso de la linealización "local" en las integraciones numéricas. La parte de la curva de duración de carga, que está comprendida entre los límites de integración, se aproxima por una recta que coincide en los extremos con la curva original. Entonces, el cálculo de energía esperada y el del costo de combustible pueden ser llevados a cabo en forma analítica, ya que las integraciones son de funciones lineal y cuadrática. Los resultados numéricos muestran que esta aproximación es válida. Comparando con el método clásico trapezoidal (16 pasos de integración), la diferencia numérica es despreciable ($< 0.01\%$).

Sin embargo, el ahorro del tiempo de cómputo es considerable. En el mismo ejemplo de despacho, el tiempo de CPU decrece de 37.14 hasta tan sólo 6.72 segundos. Todos estos tiempos de CPU son referidos a la computadora VAX 11/730.

5.3 CASOS DE ESTUDIO BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

Los resultados de los casos de estudio serán presentados a dos niveles de detalle: a nivel de despacho y a nivel de asignación de mantenimiento. En todos estos casos de estudio, las condiciones de operación son normales; es decir, la generación es suficiente para cubrir la demanda de energía eléctrica.

Estudios de despacho :

a) Especificaciones de la carga y de las restricciones operativas.

Carga : curva de duración de carga : figura 5.3;

los primeros cuatro cumulantes :

1.488E3, 4.575E4, 2.705E6, -1.369E9;

carga pico : región 1	500.0 MW,
región 2	700.0 MW,
región 3	900.0 MW,
global	2,000.0 MW.

Confiabilidad : LOLP \leq 0.1%.

Combustible	: Grupo	Limite de comustible (GCAL)
	1	252,000.00
	2	16,800.00
	3	201,600.00
	4	33,600.00
	5	33,600.00
	6	84,000.00.

Energia minima	: Indice	Energia minima (MWh)
	3	2,520.00
	5	1,680.00.

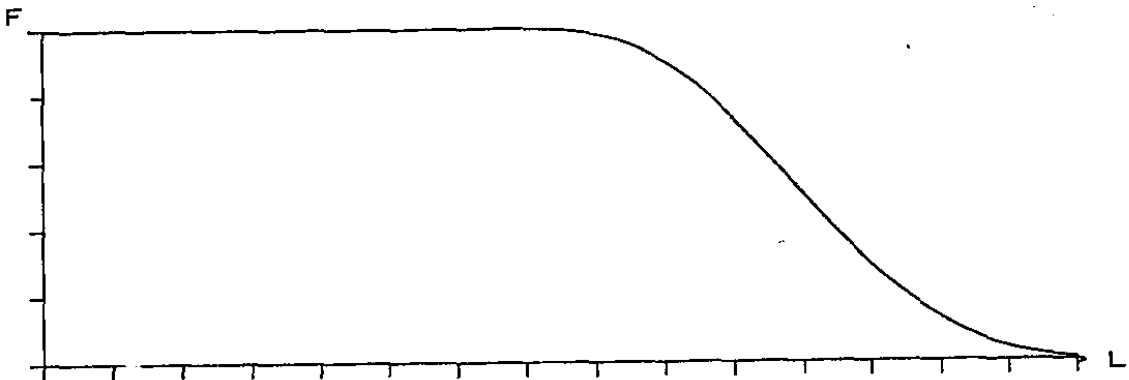


FIGURA 5.3 CURVA DE DURACION DE CARGA

b) Despacho óptimo no restringido.

En este primer caso de despacho, se ignoran las restricciones de combustible y de energía mínima. Además, se considera que todas las unidades generadoras están disponibles para satisfacer la demanda. El despacho óptimo es efectuado por

el método de costo incremental mínimo (tres segmentos por unidad). El resultado se muestra a continuación.

Probabilidad de pérdida de carga (LOLP) = 0.097%;

Energía no cubierta (EUE) = 163.73 MWh;

Energía total producida (E) = 249,804.00 MWh;

Costo de combustible (CC) = 184,450,000.00 pesos;

El orden de despacho (unidad, segmento) :

(20,1), (19,1), (18,1), (8,1), (20,2), (13,1), (12,1),
(11,1), (17,1), (16,1), (15,1), (14,1), (19,2), (18,2),
(17,2), (16,2), (15,2), (14,2), (10,1), (9,1), (13,1),
(17,3), (16,3), (15,3), (14,3), (12,2), (11,2), (19,3);

El consumo de comustible por grupo :

grupo 1 287,897.00 GCAL,

grupo 2 0.00 GCAL,

grupo 3 194,944.17 GCAL,

grupo 4 0.00 GCAL,

grupo 5 0.00 GCAL,

grupo 6 44,157.56 GCAL;

La distribución de energía producida :

<u>Unidad</u>	<u>Energía (MWh)</u>	<u>Factor de energía</u>
1	0.00	0.00 %,
2	0.00	0.00 %,
3	0.00	0.00 %,
4	0.00	0.00 %,
5	0.00	0.00 %,
6	0.00	0.00 %,

7	0.00	0.00 %
8	16,716.00	33.17 %
9	1,533.17	10.86 %
10	1,713.26	12.14 %
11	8,813.45	33.20 %
12	8,709.12	32.81 %
13	10,686.14	42.41 %
14	24,976.06	49.56 %
15	28,202.83	55.60 %
16	31.235.88	62.01 %
17	34.163.47	67.78 %
18	32,932.54	65.34 %
19	33,387.65	66.25 %
20	16,716.00	66.33 %

Aquí, el factor de energía es calculado como el cociente de la energía producida entre la energía máxima de cada unidad.

Con el propósito de señalar la importancia del despacho económico, se han realizado también despachos de orden arbitrario. La diferencia entre costos de combustible es drástica. Por ejemplo, un despacho con el orden (1,1), (1,2), (1,3), (2,1), ..., tiene el siguiente resultado :

El despacho termina en el segmento (17,3), con

LOLP = 0.046 %,

EUE = 77.22 MWh,

E = 249,908.06 MWh,

CC = 232.204 millones de peso.

Comparando el costo de combustible de este despacho con el del óptimo, la diferencia es de 47.736 millones de peso en una semana, la cual representa el 25.88% del costo del despacho óptimo.

c) Comparaciones entre los dos métodos de despacho económico.

El método de despacho económico por el costo incremental mínimo y el de aproximación lineal, han sido aplicados en distintos casos de estudio, con la finalidad de efectuar comparaciones entre ellos. Los resultados de las comparaciones se resumen en la tabla 5.4. El detalle de algunos casos de estudio se presentará más adelante. Para cada caso de la tabla, el primer renglón corresponde al método de costo incremental mínimo; y el segundo, al de aproximación lineal.

Casos	LOLP (%)	E (MWh)	EUE (MWh)	CC (millones \$)	Tiempo de CPU
Sin restricciones	0.097	249,803.56	163.73	184.450	6.72 seg.
Restricciones de combustible	0.093	249,753.00	155.72	184.775	6.96 seg.
Restricciones de energía mínima	0.051	249,794.32	86.02	187.784	7.01 seg.
Restricciones de combust. y de energ.	0.091	249,759.90	153.61	188.338	4.23 seg.

Unidades	0.092	249,791.13	154.17	188.878	7.19 seg.
14 y 16					
indisponibles	0.092	249,791.13	154.17	188.908	4.17 seg.

Tabla 5.4. Comparaciones entre 2 métodos de despacho

En todos los casos anteriores, las diferencias relativas entre los costos de combustible provenientes de los dos métodos, son menores que 0.02%. Sin embargo, el ahorro de tiempo de cómputo por usar el método de aproximación lineal es significativo, que es 25 - 50% menos que el otro método. Por estas razones, el método de aproximación lineal es seleccionado para el despacho económico en todos los casos de estudio presentados posteriormente.

d) Restricciones de limitación de combustible y/o de energía mínima.

Cuando solamente se toma en cuenta la restricción de la limitación de combustible, el despacho óptimo proporciona el consumo estimado de combustible como se muestra en lo siguiente :

Grupo 1	251,995.63 GCAL
Grupo 2	28.35 GCAL
Grupo 3	201,596.64 GCAL
Grupo 4	142.84 GCAL
Grupo 5	131.59 GCAL
Grupo 6	73,706.94 GCAL

En el caso de que el despacho considera únicamente el requerimiento de la energía mínima de las unidades 3 y 5, la energía estimada de éstas son :

Unidad 3	2,772.50 MWh	(56.91 %)
Unidad 5	1,715.11 MWh	(39.27 %)

Por último, cuando el sistema opera sujeto a las dos restricciones, el despacho óptimo proporciona los siguientes resultados :

Consumo de combustible :

Grupo 1	251,964.00 GCAL
Grupo 2	0.00 GCAL
Grupo 3	201,597.20 GCAL
Grupo 4	5,655.47 GCAL
Grupo 5	3,867.85 GCAL
Grupo 6	64,138.99 GCAL

Energía producida de unidades restringidas :

Unidad 3	2,630.16 MWh	(53.99 %)
Unidad 5	1,849.75 MWh	(42.35 %)

Para los tres casos anteriores, los valores respectivos de la probabilidad de pérdida de carga LOLP, la energía esperada no cubierta EUE, la energía producida E y el costo de combustible CC, se encuentran en la tabla 5.4. /

e) Unidades indisponibles por mantenimiento.

En todos los casos previos, se considera que el despacho puede contar con todas las unidades del sistema de generación. Sin embargo, por causa de mantenimiento, algunas unidades estarán fuera de servicio en intervalos específicos. En consecuencia, el despacho debe descartar estas unidades en su respectivo periodo de mantenimiento. A continuación, se presenta un caso en que las unidades 14 y 16 están fuera de servicio por concepto de mantenimiento; además, el sistema opera bajo restricciones de la limitación de combustible y de energía mínima. En este caso, el despacho llega a la conclusión de que las restricciones son incompatibles. La razón de la infactibilidad es la siguiente: las unidades 14 y 16 pertenecen a los grupos 1 y 3 respectivamente, en los cuales se dispone la mayor cantidad de combustible; cuando estas unidades están en mantenimiento, su generación sería suplida por unidades de otros grupos, pero en éstos carece la reserva suficiente de combustible para poder lograrlo.

En vista de lo anterior, se introduce una modificación de la limitación de combustible para cada uno de los grupos. Después de la modificación, la especificación de la cantidad disponible de combustible de cada grupo queda en la siguiente forma:

Combustible	: Grupo	<u>Limite de comustible (GCAL)</u>
	1	333,000.00
	2	16,800.00
	3	201,600.00
	4	33,600.00

5	33,600.00
6	168,000.00.

Para esta limitación de combustible, el resultado del despacho óptimo se resume a continuación.

Probabilidad de pérdida de carga (LOLP) = 0.092%;

Energía no cubierta (EUE) = 154.17 MWh;

Energía total producida (E) = 249,791.13 MWh;

Costo de combustible (CC) = 188,908,000.00 pesos;

El orden de despacho :

(20,1), (19,1), (18,1), (8,1), (20,2), (13,1), (12,1),
 (11,1), (17,1), (15,1), (19,2), (18,2), (17,2), (15,2),
 (10,1), (9,1), (13,2), (17,3), (3,1), (15,3), (3,2),
 (12,2), (5,1), (3,3), (5,2), (5,3), (11,2), (19,3),
 (18,3), (13,3), (12,3), (11,3), (7,1), (10,2), (9,2),
 (20,3), (10,3), (9,3), (8,2), (6,1);

El consumo de comustible por grupo :

grupo 1 282,192.96 GCAL,
 grupo 2 0.00 GCAL,
 grupo 3 165,124.32 GCAL,
 grupo 4 5,315.28 GCAL,
 grupo 5 3,724.59 GCAL,
 grupo 6 73,049.69 GCAL;

La distribución de energía producida :

<u>Unidad</u>	<u>Energía (MWh)</u>	<u>Factor de energía</u>
1	0.00	0.00 %,
2	0.00	0.00 %,

3	2,587.37	53.11 %,
4	0.00	0.00 %,
5	1,744.85	39.95 %,
6	1.34	0.31 %,
7	21.84	0.72 %,
8	16,752.96	33.24 %,
9	4,314.41	30.57 %,
10	4,419.07	31.31 %,
11	12,008.30	45.24 %,
12	13,143.65	49.52 %,
13	16,340.35	64.84 %,
14	-	-
15	43,198.18	85.71 %,
16	-	-
17	45,428.04	90.01 %,
18	35,646.58	70.73 %,
19	37,391.42	74.19 %,
20	16,792.78	66.66 %.

f) Sensibilidad con respecto a la variación del sistema de transmisión.

En los casos anteriormente presentados, el despacho es libre de la restricción impuesta por el sistema de transmisión; es decir, las capacidades de cada una de las líneas de transmisión son suficientemente grandes (500 MW en el sistema de prueba) tal

que no existe saturación de carga en ninguna de las líneas. A continuación, se analizará el efecto que tiene la capacidad y la configuración del sistema de transmisión sobre el despacho económico.

En el sistema de prueba, la distribución de la generación y la carga no es balanceada; en otras palabras, no coinciden geográficamente las grandes centrales de generación con los grandes centros de consumo. La tabla 5.5 muestra La distribución de la capacidad instalada y la carga pico estimada por regiones. De esta tabla, se concluye que la tendencia del flujo de potencia es de la región 1 hacia región 3.

REGIONES	1	2	3	TOTAL
CAPACIDAD	1500 MW	1105 MW	484 MW	3089 MW
CARGA PICO	500 MW	700 MW	800 MW	2000 MW

Tabla 5.5 Distribución de la generación y de la carga

Con el objetivo de estudiar el desempeño del sistema de transmisión, se han realizado despachos para distintas configuraciones del sistema de transmisión. Estos son efectuados bajo las mismas restricciones de operación que el despacho presentado en el inciso e), excepto la del sistema de transmisión. En la tabla 5.6, se resume la descripción del sistema de transmisión y el resultado correspondiente.

CASO	1-2 (MW)	2-3 (MW)	1-3 (MW)	COMENTARIOS	COSTO (millones \$)
1	500	500	500	sin restricción	188.908
2	200	200	200	capacidad reducida	188.946
3	150	500	100	línea 2-3 no restringida	189.973
4	0	500	0	región 1 aislada	infactible
5	0	0	500	región 2 aislada	189.000
6	500	0	0	región 3 aislada	infactible
7	350	350	0	red troncal	189.079
8	300	400	0	red troncal	189.153
9	200	300	0	red troncal	infactible

Tabla 5.6 Despachos para distintas redes de transmisión

De esta tabla, se observa claramente la poca sensibilidad del costo de producción con respecto a la variación de la red. Una causa fundamental de esta insensibilidad es la siguiente. El particular sistema de prueba consiste básicamente en generadoras de bajo costo de operación y de gran capacidad (tipo vapor); estas unidades juegan un papel dominante en el sistema de generación, ya que la capacidad de generación de ellas ocupa el 93.4% de la capacidad instalada total; y la diferencia del costo de operación de estas unidades es relativamente pequeña.

La configuración de los últimos tres casos es bastante representativa para una red de transmisión longitudinal, en que la energía producida en los nodos de generación (región '1) es

llevada a través de una red troncal (líneas 1-2 y 2-3) para llegar a los centros de consumo (región 3). El resultado detallado del despacho correspondiente al caso 8 es descrito a continuación.

Probabilidad de pérdida de carga (LOLP) = 0.050%;

Energía no cubierta (EUE) = 84.05 MWh;

Energía total producida (E) = 249,724.70 MWh;

Costo de combustible (CC) = 189,153,000.00 pesos;

El orden de despacho :

(20,1), (19,1), (18,1), (8,1), (20,2), (13,1), (12,1),
 (11,1), (17,1), (15,1), (19,2), (18,2), (17,2), (15,2),
 (10,1), (9,1), (13,2), (17,3), (3,1), (15,3), (3,2),
 (12,2), (5,1), (3,3), (5,2), (5,3), (11,2), (13,3),
 (12,3), (11,3), (7,1), (10,2), (9,2), (20,3), (10,3),
 (9,3), (6,1), (4,1), (2,1), (1,1), (7,2), (6,2),
 (19,3), (18,3), (8,2);

El consumo de comustible por grupo :

grupo 1 268,884.50 GCAL,
 grupo 2 100.17 GCAL,
 grupo 3 169.946.90 GCAL,
 grupo 4 5,518.42 GCAL,
 grupo 5 3,890.92 GCAL,
 grupo 6 81,227.07 GCAL;

La distribución de energía producida :

<u>Unidad</u>	<u>Energía (MWh)</u>	<u>Factor de energía</u>
1	61.48	0.73 %,

2	39.57	0.81 %,
3	2,587.33	53.11 %,
4	41.59	0.92 %,
5	1,744.83	39.95 %,
6	68.85	1.58 %,
7	139.88	4.63 %,
8	16,733.81	33.20 %,
9	4,806.79	34.06 %,
10	5,017.80	35.56 %,
11	13,063.62	49.21 %,
12	14,482.23	54.56 %,
13	17,936.60	71.18 %,
14	-	-
15	43,198.15	85.71 %,
16	-	-
17	45,428.12	90.14 %,
18	33,489.52	66.45 %,
19	33,616.90	66.70 %,
20	17,267.62	68.52 %.

Comparando este resultado con el del inciso e), se observa que la generación en la región 1 reduce y que esta baja de generación es suplida por unidades de las regiones 2 y 3. Esto se debe a un flujo limitado de la región 1 hacia la región 3, ya que en la región 1 se encuentran las unidades más baratas del sistema de generación.

Hasta aquí, la verificación de la restricción en las líneas de transmisión ha sido efectuada sobre el flujo de potencia (capítulo 4). Pero este tipo de verificación tiene la limitación de que la factibilidad del flujo es garantizada sólo cuando no se presentan ocurrencias de la salida forzada de las unidades despachadas.

Una forma alternativa de la verificación es capaz de superar esta limitación: verificar el flujo factible de energía en lugar de la potencia. Esto es, la capacidad de transmisión es expresada en términos de flujo de energía (MWH), y un flujo factible significa que la energía generada por las unidades puede ser distribuida a los centros de consumo sin que haya una saturación de flujo de energía. Sin embargo, debido a la consideración implícita del efecto de salidas forzadas en el cálculo de la energía producida, sólo se asegura en valor esperado un flujo factible de energía. Es decir, pueden existir casos en que el flujo de energía no es factible, por ejemplo el caso de no salida forzada, aun el despacho restringido indica que el flujo de la energía esperada es factible.

Una serie de despacho económico utilizando la verificación de flujos de energía también han sido realizada en la fase de prueba. En estos experimentos, la energía total de la carga es distribuida en proporción de 25%, 35% y 40% respectivamente en las regiones 1, 2, y 3. Los resultados de despacho se muestran resumidos en la tabla 5.7.

CASO	1-2 MWh/h	2-3 MWh/h	1-3 MWh/h	COMENTARIOS	COSTO (millones \$)
1	500	500	500	sin restricción	188.908
2	200	200	200	capacidad reducida	188.951
3	150	500	100	línea 2-3 no restringida	infactible
4	0	500	0	región 1 aislada	infactible
5	0	0	500	región 2 aislada	infactible
6	500	0	0	región 3 aislada	infactible
7	350	350	0	red troncal	189.171
8	300	400	0	red troncal	infactible
9	200	300	0	red troncal	infactible

Tabla 5.7 Despachos para distintas redes de transmisión

Estudios de asignación de mantenimiento.

a) Condiciones de operación.

Los estudios de la asignación de mantenimiento es llevado a cabo en el sistema de prueba descrito en la sección 5.1. El horizonte de planeación es de 52 semanas (1 año).

En los siguientes casos de estudio, la demanda anual es caracterizada por la curva de duración de carga de la figura 5.3, con una carga pico de 2,000 MW. Se supone que todas las cargas semanales tienen una distribución idéntica. También se supone que en todos los intervalos, se imponen las mismas restricciones de operación tales como la confiabilidad mínima, limitación de

combustible y energía mínima.

El propósito de crear una condición homogénea de operación es facilitar el análisis de los resultados de la asignación de mantenimiento.

En todos los casos de estudio, el costo de mantenimiento es considerado nulo. La razón es que no existen registros de datos para poder cuantificarlo.

b) Asignación inicial de mantenimiento :

Una asignación inicial factible de mantenimiento debe respetar las restricciones de mantenimiento, tales como periodos permisibles, complementación y disponibilidad de personal de mantenimiento. Para que la asignación inicial no sea muy pobre, se ha impuesto una restricción adicional que exige que la suma de capacidad de las unidades en mantenimiento no excede una cota preestablecida en ningún intervalo.

Con una cota de 600 MW, la asignación inicial de mantenimiento resultante se muestra en la figura 5.4. el costo por consumo de combustible asociado a este plan de mantenimiento es de 9,808.749 millones de pesos. En cada renglón de la figura 5.4, el número que aparece en el extremo izquierdo es el índice de la unidad, el área encuadrada especifica los intervalos en que puede iniciar el mantenimiento, y el área achurada indica los intervalos en que la especificada unidad esté en mantenimiento. La planeación es realizada en un periodo de tiempo de 52 semanas.

En la figura, las unidades están ordenadas por grupo; y dentro de cada grupo, por la duración de período permisible de mantenimiento. Se espera que este ordenamiento ayuda a interpretar con mayor claridad el plan de mantenimiento. Para encontrar la solución inicial de mantenimiento y el costo de operación asociado, el tiempo de CPU (VAX11/730) es de 1'28".

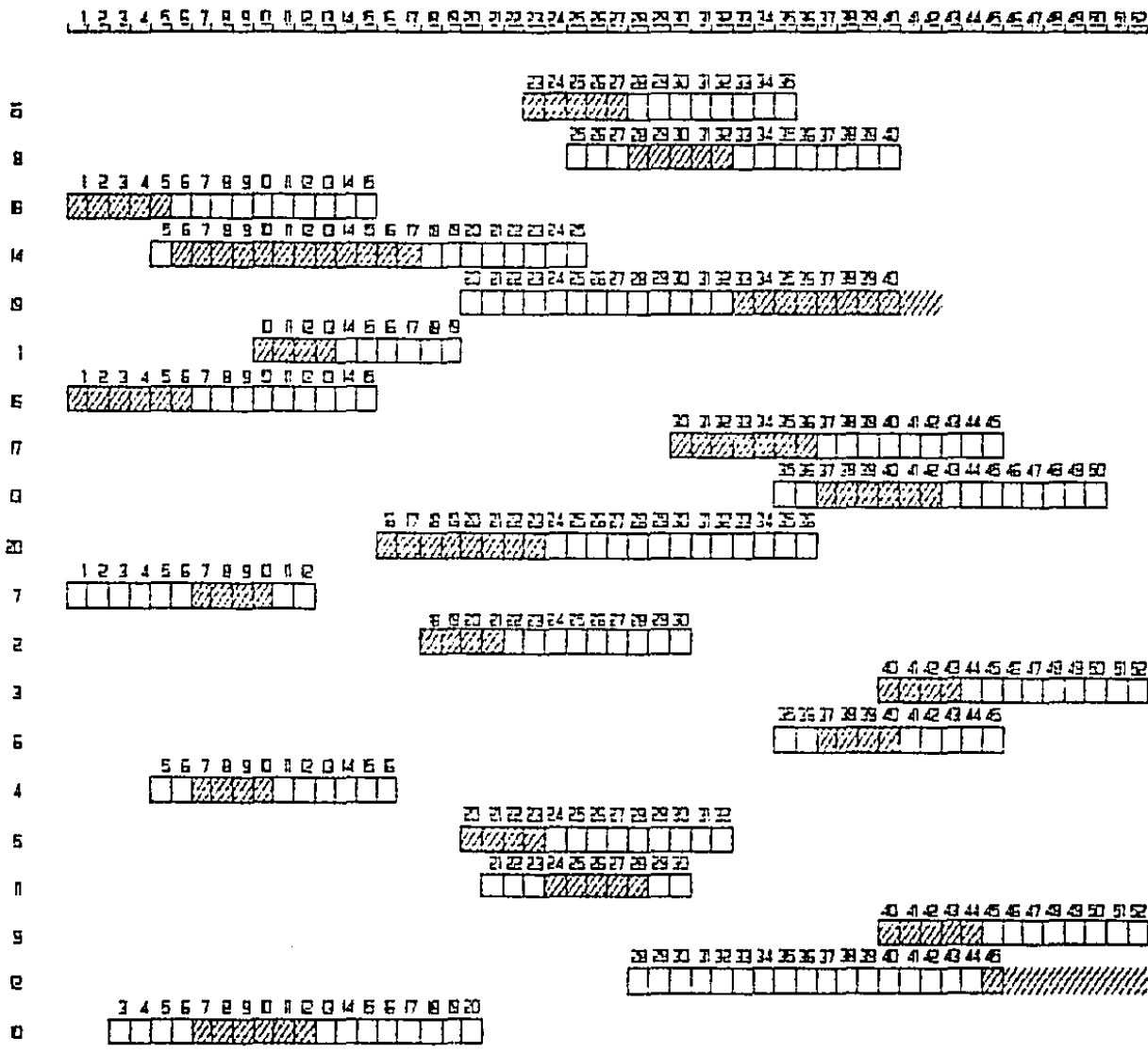


FIGURA 5.4 ASIGNACION INICIAL DE MANTENIMIENTO

c) Asignación óptima de mantenimiento

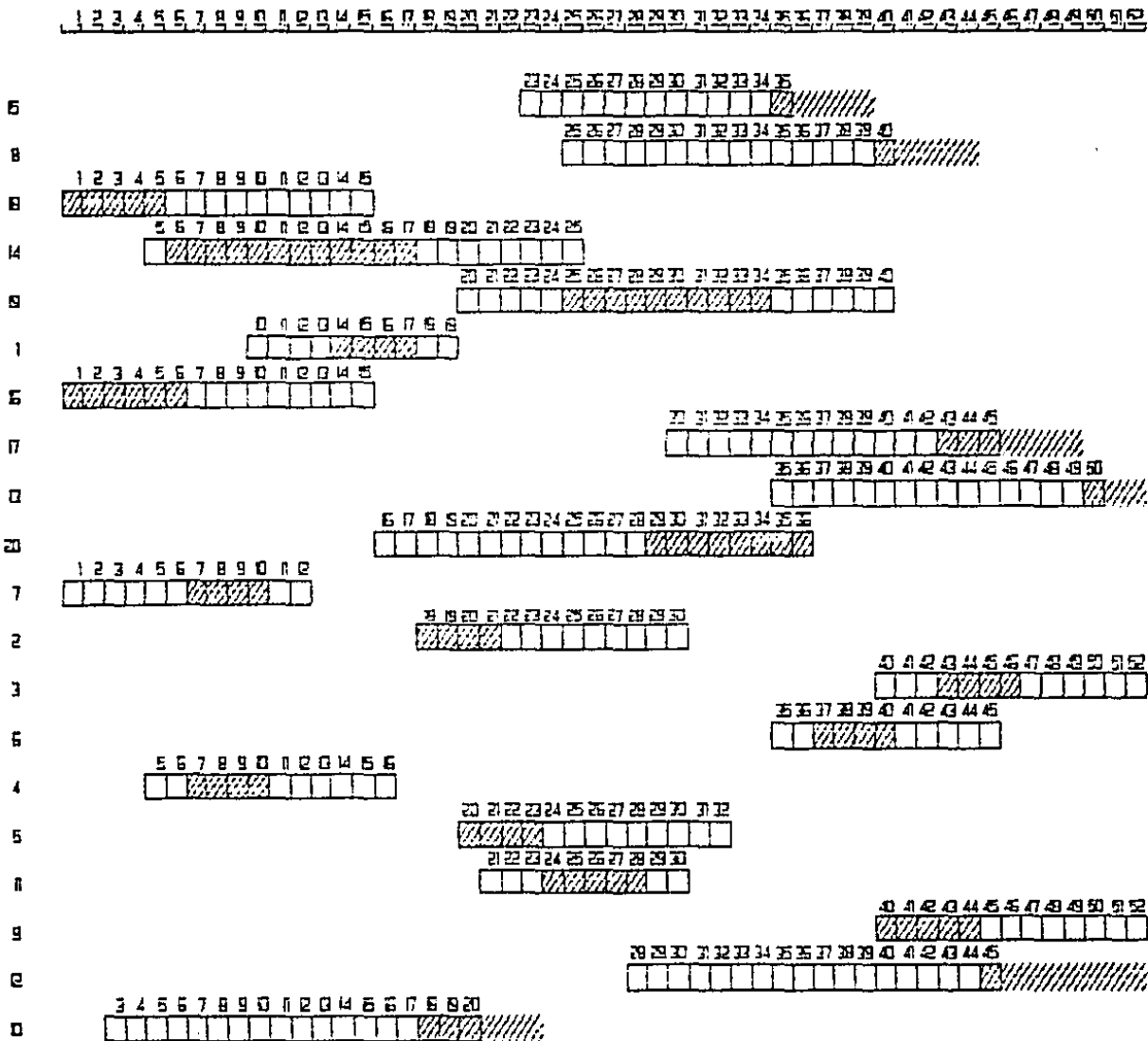


FIGURA 5.5 ASIGNACION OPTIMA DE MANTENIMIENTO

El procedimiento de aproximaciones sucesivas de la programación dinámica arranca a partir de la asignación inicial de mantenimiento. La técnica de la programación dinámica es aplicada sucesivamente a subespacios de control, donde cada subespacio corresponde a una planta del sistema de generación. Después de dos iteraciones, el proceso de optimación converge a la solución óptima. La asignación de mantenimiento asociada se muestra en la figura 5.5, y el costo por consumo de combustible reduce a 9,805.739 millones de pesos. El tiempo de CPU consumido por cada iteración es aproximadamente 6 minutos.

Realmente, llamar a la solución obtenida "solución óptima" no es apropiado, ya que no es posible comprobar rigurosamente que esta solución realmente es la solución óptima del problema; en otras palabras, la solución obtenida es la mejor que encuentra el método.

d) Maximización de reserva mínima.

Con el propósito de comparar distintas alternativas de programar mantenimiento, se ha implantado un sistema que elabora planes de mantenimiento con la política de maximizar la reserva mínima. Como se acuerda, la reserva mínima es la menor de las reservas netas en todos los intervalos interesados.

1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 0

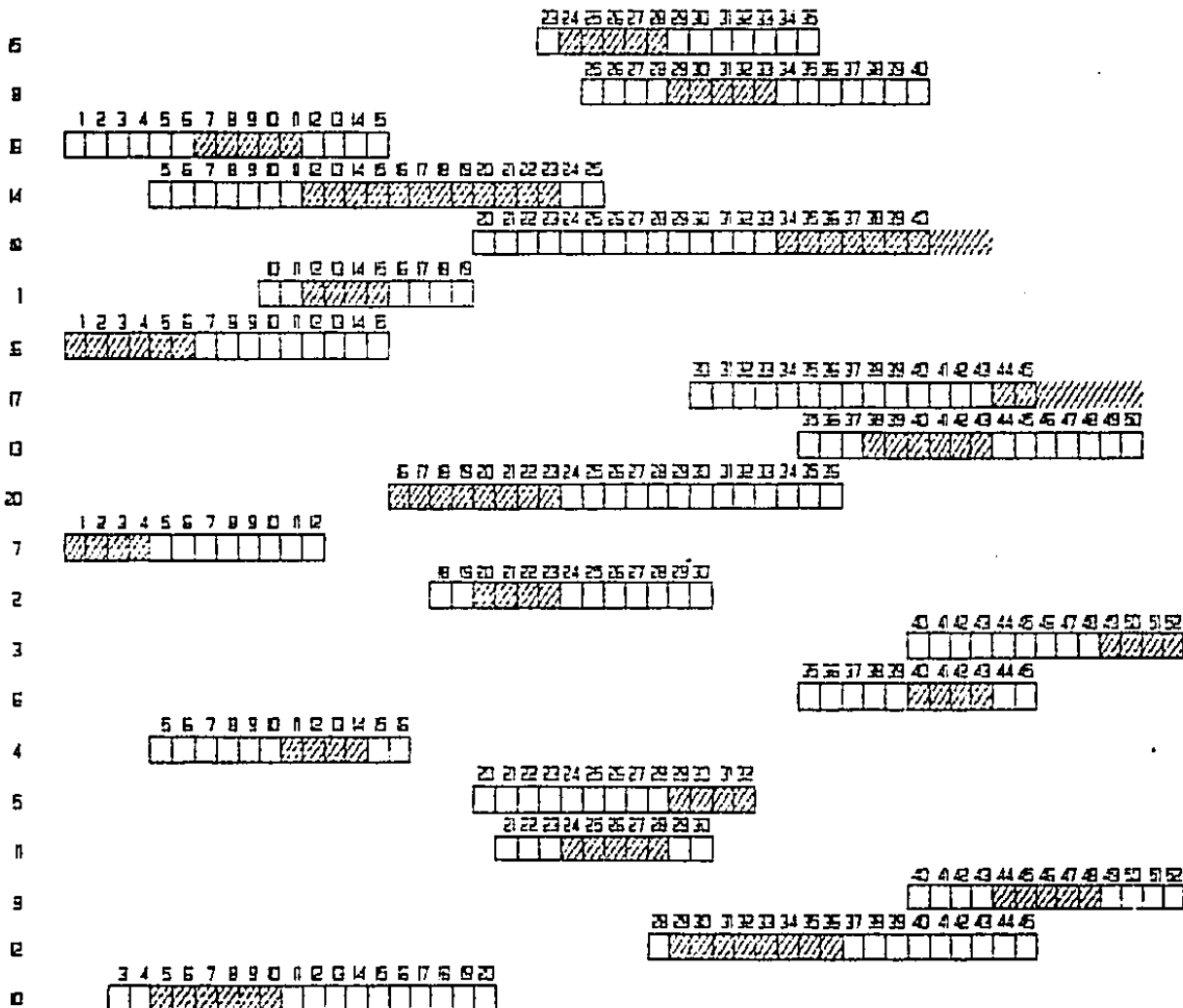


FIGURA 5.6 MAXIMIZACION DE RESERVA MINIMA

Bajo las mismas condiciones de operación, la asignación de mantenimiento que maximiza la reserva mínima está mostrada en la figura 5.6. En este caso, la reserva mínima es de 603 MW, y el costo por consumo de combustible es de 9,810.406 millones de pesos. Como datos de interés, las reservas mínimas para la asignación inicial y la óptima son de 489 MW y 376 MW respectivamente. En conclusión, el criterio de la maximización de la reserva mínima no economiza el costo de producción.

e) Resumen.

La tabla 5.8 muestra las diferencias entre los costos por consumo de combustible de las asignaciones de mantenimiento anteriores con respecto a la asignación óptima. En la tabla, los costos están en millones de pesos. Las diferencias son pequeñas. Esto se debe, por un lado, a que el costo de producción no es muy sensible cuando el sistema opera a un nivel alto de confiabilidad; y por el otro, la asignación inicial ya es una buena solución del problema, inclusive su costo es menor que el de la maximización de la reserva mínima.

	costo de combustible	diferencia absoluta	diferencia relativa
Asignación inicial	9,808.749	3.010	0.0307 %
Asignación optima	9,805.739	0.0	0.0 %
Maximización de res. min.	9,811.339	5.570	0.0568 %

Tabla 5.8 Diferencias de costo entre las asignaciones

f) Consideración del incremento de la demanda.

En los casos anteriores, no se toma en cuenta el efecto del constante crecimiento de la demanda de la energía eléctrica. La razón no es que se puede ignorar el crecimiento de la demanda, sino facilitar el análisis de los resultados. La importancia de considerar el crecimiento de la demanda es obvia. En México, la demanda máxima (carga pico) crece a un ritmo promedio de 5.8% anual ([9]).

Para simular el efecto del incremento de demanda, una razón de crecimiento de 0.108% semanal es aplicada para escalar las curvas de duración de carga en todos los intervalos. Este crecimiento equivale a 5.8% anual. En este caso, en el último intervalo del periodo, la carga pico llega a tener un valor de 2,116 MW. La asignación inicial de mantenimiento estima un costo de 10,092.114 millones de peso por consumo de combustible. Después de aplicar el proceso de optimación, la solución óptima proporciona una asignación óptima como es mostrada en la figura

5.7, y un costo estimado de 10,088.015 millones de pesos.

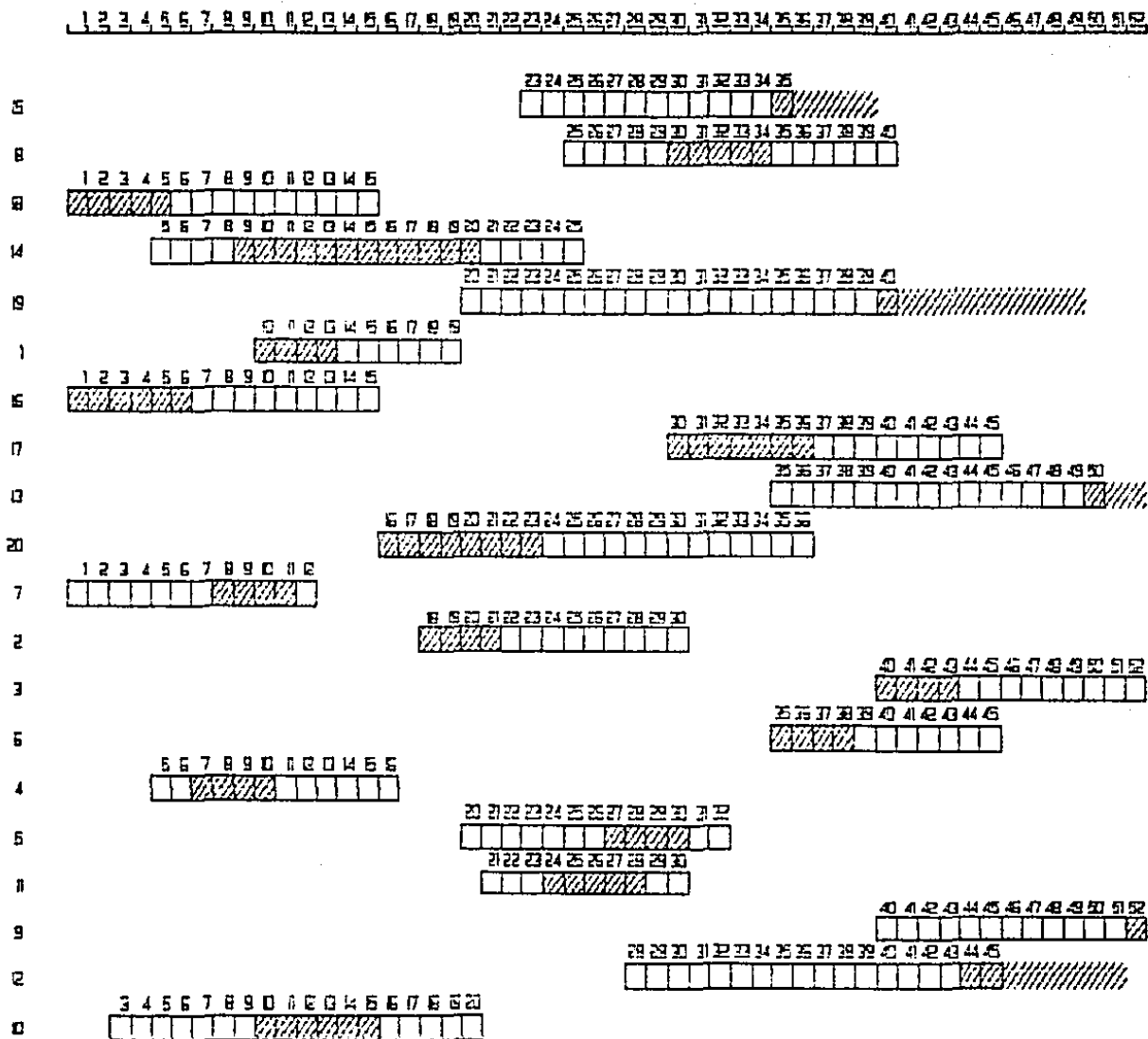


FIGURA 5.7 ASIGNACION OPTIMA (DEMANDA CRECIENTE)

5.4 CASOS DE ESTUDIO BAJO CONDICIONES SEVERAS DE OPERACION

En la sección anterior, se han presentado casos de estudio en que el sistema de generación opera en estado normal. En estos casos, el espacio factible de control no está muy restringido, lo cual permite encontrar fácilmente soluciones factibles. Qué sucedería si se imponen restricciones severas de tal forma que el espacio factible de control es muy reducido o nulo? Será robusto el sistema de programación óptima de mantenimiento ante esta situación? A continuación, se presentarán ejemplos a contestar estas preguntas. En todos ellos, las asignaciones iniciales producen despachos infactibles.

a) En el primer caso, las condiciones son tales que existen soluciones factibles, a pesar de que la asignación inicial no cumple todas las restricciones.

Comparando con el último caso presentado en la sección anterior, el cambio de la condición de operación consiste en un aumento proporcional de la demanda. Aumentar la demanda puede simular efectos tanto de la capacidad insuficiente de generación como del suministro insuficiente de combustible. En el presente caso de estudio, la carga pico es de 2,150 MW.

1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 0

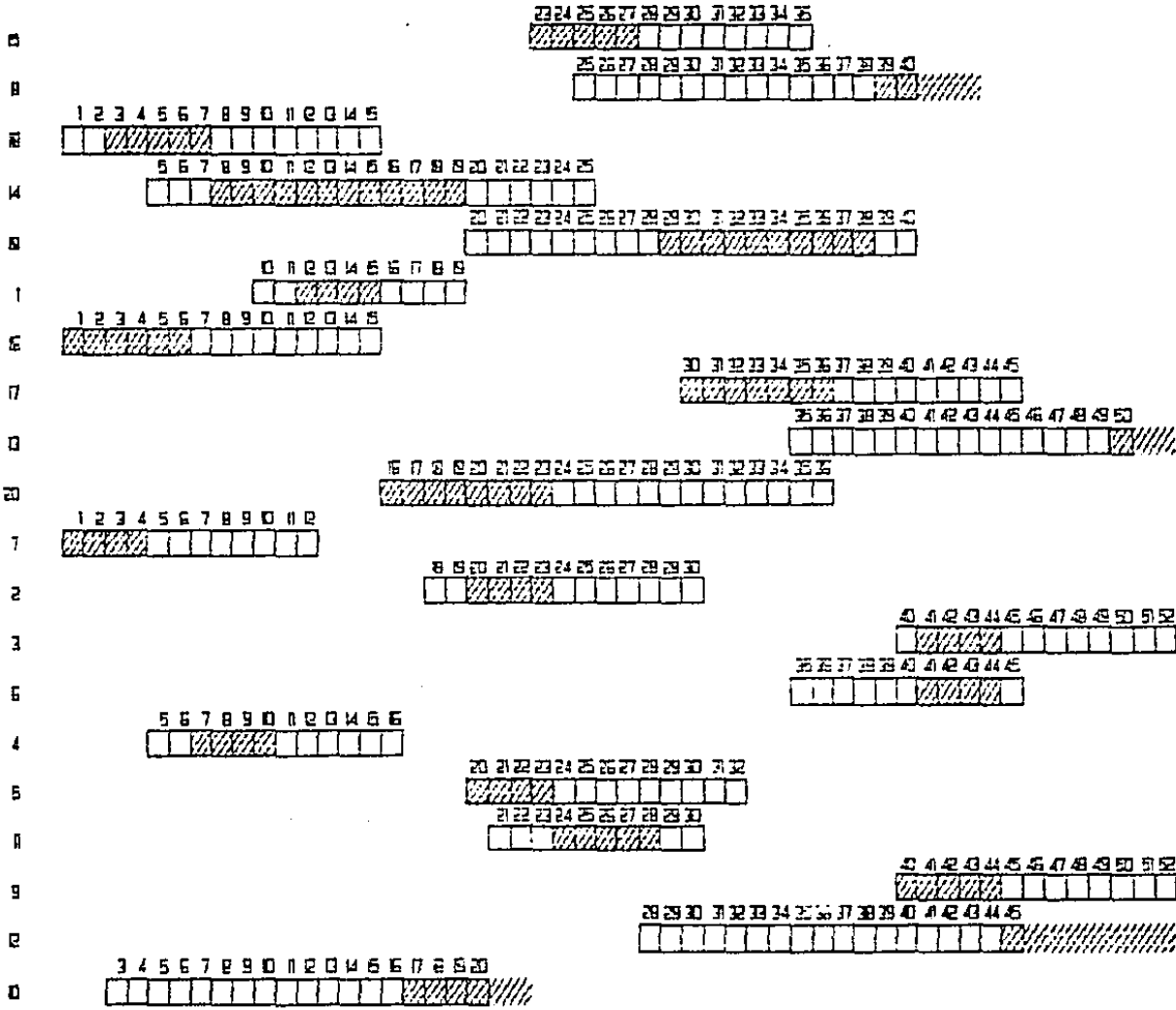


FIGURA 5.8 ASIGNACION OPTIMA (SOLUCION INICIAL INFECTIBLE)

La asignación inicial cuenta con seis intervalos en que el despacho es infactible : en cuatro no alcanza la confiabilidad mínima, y en el resto viola los límites de consumo de combustible. Aplicando la técnica de aproximaciones sucesivas, en una iteración, este numero de intervalos infactibles reduce a uno; después de otras dos iteraciones, se converge a la solución óptima que proporciona una asignación de mantenimiento (figura 5.8) con un costo estimado de producción de 10,818.281 millones de pesos. Cabe mencionar que este costo es bastante cercano al de la primera solución factible encontrada, que es de 10,819.088 millones de pesos. Esto implica que el espacio factible de control es muy reducido.

b) Ahora, si continúa el aumento del nivel de demanda sin incrementar debidamente la capacidad de generación, llegaría al caso en que no exista solución factible. A continuación, se presenta un ejemplo de este tipo.

La carga pico se incrementa hasta 2,250 MW. Para esta demanda, la solución inicial tiene 21 intervalos infactibles; con una iteración, se reduce hasta 9; sin embargo, no es posible reducirlo a un valor menor que 8.

Los últimos casos de estudio no solamente son útiles para probar el comportamiento del sistema implantado, sino también para analizar los planes de expansión del sistema de generación. Estos permiten estudiar hasta qué nivel de demanda puede soportar el sistema actual de generación, y en qué momento deben integrar

más unidades generadoras al sistema para poder satisfacer las crecientes demandas de la energía eléctrica.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES , SUGERENCIAS

Y PERSPECTIVAS

En el presente trabajo, se han descrito el análisis, el desarrollo y las pruebas de un sistema de Planeación de Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia a Mediano Plazo. Dicho sistema proporciona como resultado una estrategia de operación a costo mínimo de producción, la cual incluye un programa de mantenimiento, un plan de producción de energía y el consumo estimado de combustible correspondiente dentro del horizonte de estudio (1 - 5 años).

El comportamiento de un sistema de potencia es aleatorio por naturaleza. Por eso, el sistema ha sido modelado con un enfoque probabilístico hasta donde sea necesario. Esto permite describir en forma más natural y adecuada las incertidumbres tales como el valor de carga y la ocurrencia de salidas forzadas de las unidades generadoras. Por razones similares, la confiabilidad del sistema también es evaluada en término de la probabilidad de la pérdida de carga.

Dentro de la estimación del costo por el consumo de combustible (despacho económico), se ha presentado un nuevo enfoque al algoritmo del despacho económico por aproximación lineal. El uso del despacho por aproximación lineal ha permitido lograr un ahorro considerable del tiempo de cómputo, comparando con el método convencional de despacho por costo incremental mínimo. Además, se ha demostrado la optimalidad del algoritmo cuando las curvas de consumo son lineales a trozos.

En este trabajo, la programación de mantenimiento y el despacho económico restringido han sido formulados como partes de un problema general de planeación. De este modo, el plan de mantenimiento no sólo toma en cuenta las restricciones de mantenimiento tales como periodos permisibles, completación de servicio y disponibilidad de personal de mantenimiento; sino también las restricciones operativas de despacho y el efecto de la indisponibilidad aleatoria de las unidades generadoras. Asimismo, el despacho económico cuenta con el conocimiento de las salidas programadas por mantenimiento. Como consecuencia, la estrategia de operación proporcionada es más realista.

El algoritmo de despacho económico restringido, presentado en el capítulo 4, ha sido capaz de considerar muchas restricciones operativas tales como la confiabilidad del sistema, disponibilidad de combustible, capacidad limitada de la red de transmisión, energía producida mínima (en algunas unidades) e indisponibilidad programada de las unidades. Además, la

verificación de todas estas restricciones ha sido diseñada y adaptada de tal forma que el despacho restringido sigue siendo un algoritmo de decisiones secuenciales independientes, excepto un posible retroceso de un sólo paso. Así, se han podido imponer las restricciones operativas al despacho económico sin que haya una baja considerable de la eficiencia. Todos los algoritmos de verificación han sido propiamente desarrollados en este trabajo, excepto el algoritmo de etiquetado, y adaptados para el despacho económico.

El uso de la representación de carga por cumulantes y la técnica de la programación dinámica con aproximaciones sucesivas ha producido grandes reducciones tanto en el consumo de tiempo de cómputo y como el requerimiento de memoria.

Los resultados experimentales confirman que: a) el modelado del sistema ha sido adecuado; b) las aproximaciones introducidas han sido ventajosas, ya que éstas hacen más eficiente al método de solución sin que haya sacrificios notorios en la precisión necesaria.

A pesar de que los resultados obtenidos han sido satisfactorios, aún existen muchas posibilidades de mejoras al sistema de planeación de operación implantado. Entre otras, se pueden mencionar algunas sugerencias para el trabajo futuro.

- a) Descripción probabilística de la curva de duración de carga. Es decir, se le asigna una distribución de probabilidad a la curva de duración de carga en cada intervalo. De este modo, es posible caracterizar la carga por varias curvas de duración de carga, lo cual permite describir con mayor precisión el fenómeno aleatorio de la carga.
- b) Modelado de la salida forzada parcial de las unidades generadoras. Cuando ocurre una falla en cierta unidad, dicha unidad no necesariamente tiene que retirarse por completo del servicio, sino puede mantenerse en funcionamiento con una capacidad de generación reducida. Así, el modelo probabilístico de generación resulta ser más realista. Además, el método de cumulantes representa con mayor precisión la carga efectiva del sistema tomando en cuenta el efecto de la salida parcial de las unidades.
- c) Tolerancias en la duración de mantenimiento de las unidades. Por razones diversas, el mantenimiento puede no ser completado en una duración predeterminada. Es conveniente prevenir en la planeación una posible tolerancia en la duración de mantenimiento. A veces, también se desea que el mantenimiento sea completado antes de la fecha especificada por medio de trabajos extras (un costo adicional del pago de tiempos extras), el cual puede ser benéfico para el funcionamiento del sistema en periodos críticos. Con la opción de la tolerancia de duración, es posible seleccionar

la alternativa de acelerar el mantenimiento siempre y cuando el beneficio que trae consigo (reducción de costo total de producción y/o mejoras en la confiabilidad) supera a este costo adicional de mantenimiento.

- d) Costo adicional sobre el mantenimiento incompleto dentro del horizonte de planeación. Normalmente, cuando el sistema de generación puede contar con un mayor número de intervalos en que las unidades sean disponibles, sobre todo unidades baratas, el costo total de operación tiende a ser más bajo, y viceversa. Por lo tanto, un mantenimiento completado fuera del horizonte puede significar una reducción de costo total de operación en el periodo de estudio; y al mismo tiempo, causa un aumento de costo en el periodo subsecuente. Entonces, es conveniente estimar este aumento de costo y añadirlo como costo adicional al costo total del presente periodo de estudio.

Como había mencionado en el capítulo 1, la coordinación hidro-térmica a mediano plazo (CHTMP), junto con la programación de mantenimiento y el despacho de producción de energía, forman parte de la planeación de operación a mediano plazo. Por lo tanto, para que el sistema de planeación sea aplicable a un sistema de potencia combinado de plantas tanto termoeléctricas como hidroeléctricas, es necesario implantar esa parte complementaria - CHTMP, e interconectarla con el sistema existente.

La coordinación hidro-térmica consiste en establecer una estrategia adecuada de operación para el sistema de generación hidroeléctrica. La tarea fundamental de la CHTMP es, basando en la estadística de la aportación de agua en los grandes embalses y la carga, determinar el nivel de generación de cada una de las plantas hidroeléctricas a lo largo del horizonte de estudio, la cual junto con la generación termoeléctrica deben satisfacer la demanda de la energía eléctrica, de tal forma que el costo total de la generación termoeléctrica en el mismo periodo sea mínimo.

Los módulos de mantenimiento y de CHTMP son acoplados por medio del cálculo de costo de operación. El cálculo de costo de generación termoeléctrica es efectuado con el mismo algoritmo de despacho económico restringido desarrollado para sistemas termoeléctricos. Las unidades de una planta hidroeléctrica son modeladas como una unidad equivalente, y la generación de ésta es determinada por la descarga y el nivel de agua del embalse. Estas unidades equivalentes son despachadas como si fueran unidades termoeléctricas, asignándoles un costo marginal constante artificial. Como la energía producida es directamente proporcional al consumo de combustible cuando el costo marginal es constante, la generación de la unidad equivalente entra al despacho como una restricción de combustible. Cuando el costo marginal artificial asignado es suficientemente bajo, la generación derivada del despacho de las unidades equivalentes siempre tiende a ser la generación especificada. Por lo tanto, la diferencia entre el costo obtenido y el costo artificial

asociado a las unidades equivalentes es precisamente el costo de generación termoeléctrica. De este modo, en el despacho se puede tomar en cuenta simultáneamente el plan de mantenimiento y el nivel especificado de generación en las plantas hidroeléctricas.

Dado un plan de generación en las plantas hidroeléctricas, se puede encontrar la programación óptima de mantenimiento; y al especificar un programa de mantenimiento, también es posible de encontrar la planeación óptima de generación en las plantas hidroeléctricas. De esta forma, al integrar estos dos módulos formará un sistema completo de planeación de operación. Usando la técnica de aproximaciones sucesivas entre estos dos módulos de optimización condicional, se puede encontrar una solución óptima global de planeación de operación.

Una vez concluida la implantación del módulo de CHTMP y la interfaz con el resto del sistema, se ampliará el sistema de planeación de operación incluyendo la programación de mantenimiento, la coordinación hidro-térmica a mediano plazo y el despacho de producción de energía.

APENDICE A

TECNICAS DE PRONOSTICO DE CARGA

Una base fundamental de la planeación de operación de sistemas eléctricos de potencia, es el pronóstico preciso del requerimiento futuro de la carga eléctrica. Un pronóstico de carga debe incluir la estimación tanto de la demanda máxima como de la energía producida. Una estimación realista de carga es crucial para una planeación efectiva. El pronóstico de carga se usa para determinar la capacidad de generación y transmisión, el consumo de combustible, y los equipos para cubrir la carga.

Hay muchas formas de pronosticar la carga. Dependiendo de la necesidad de cada uno, se selecciona el enfoque del pronóstico. Dentro del contexto de la planeación, la carga se puede estimar en dos etapas ([1]): el pronóstico de demanda pico semanal y el pronóstico de la distribución semanal de carga dada la demanda pico.

El pronóstico de la demanda pico consiste en ajustar un polinomio de grado M que describe la tendencia del crecimiento de la demanda pico basado en los registros históricos. El criterio del ajuste es el denominado "los mínimos cuadrados".

Sea $\hat{t}(k)$ la demanda pico de la semana k, se supone que $\hat{t}(k)$ es la suma de una función determinística paramétrica $d(k)$ y una variable aleatoria $e(k)$:

$$\begin{aligned}\hat{t}(k) &= d(k) + e(k) \\ &= A'g(k) + e(k) \quad k = 1, \dots, N,\end{aligned}$$

donde A' = vector renglón de parámetros de ajuste

$$= [a(1), a(2), \dots, a(M)]$$

$g(k)$ = vector columna de funciones de ajuste

$$= [1, k, \dots, k^{M-1}]$$

$e(k)$ = variable aleatoria de densidad normal con media cero y variancia E.

El vector de parámetros A' se determina por el método de los mínimos cuadrados pesados ([1], [32]). El problema es planteado como uno de optimización :

$$\text{Min } J(A') = \sum_{k=1}^N w(k) (\hat{t}(k) - A'g(k))^2$$

donde $w(k) = br^{N-k}$, $0 < b \leq 1$, $0 < r \leq 1$.

Escribase en forma matricial introduciendo las siguientes notaciones :

$$L(N) = [\hat{t}(1), \hat{t}(2), \dots, \hat{t}(N)]'$$

$$G(N) = [g'(1), g'(2), \dots, g'(N)]'$$

$$W = \text{diag } [w(1), w(2), \dots, w(N)],$$

entonces,

$$J(A') = [L - GA]' W [L - GA].$$

Derivese J con respecto al vector A e iguálase a cero :

$$\frac{\partial J}{\partial A} = -2L'WG + 2A'G'WG = 0$$

Por lo tanto,

$$A = [G'WG]^{-1} G'WL.$$

La expresión anterior del vector de parámetros A puede ser evaluada de forma recursiva ([32]):

$$A(N+1) = A(N) + Q(N+1) [\hat{t}(N+1) - g(N+1)] A(N)$$

donde

$$Q(N+1) = \frac{P(N+1)}{r} g'(N+1) \left[\frac{1}{b} + \frac{g'(N+1)P(N+1)g(N+1)}{r} \right]^{-1}$$

$$P(N+1) = [G'(N+1)WF(N+1)]$$

En resumen, la demanda pico de una semana futura k será pronosticada por $\hat{t}(k) = A'g(k) + e(k)$, que es una variable aleatoria gaussiana con media $A'g(k)$ y variancia E.

La ventaja de la evaluación recursiva es que es posible actualizar constantemente el vector de los parámetros de ajuste A conforme transcurriendo el tiempo.

Una vez estimada la demanda máxima, el pronóstico de la distribución de carga es relativamente sencillo. La curva de duración de carga es empleada para describir la carga. Según datos registrados de la demanda, para una semana particular, la curva de duración de carga, normalizada con respecto a la demanda pico \hat{t} , es esencialmente idéntica de año en año. Por lo tanto,

la curva de duración de carga normalizada de hace un año puede ser considerada como la duración estimada para la semana de interés.

Sean $f(t)$ la densidad de probabilidad de la demanda pico, $F(l|t)$ la duración de carga condicionada a t , ésta se calcula por escalar la duración normalizada, entonces la duración de carga se estima por :

$$F(l) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)F(l|t)dt.$$

APENDICE B

OPTIMALIDAD CONDICIONAL DE
DESPACHO ECONOMICO

Suboptimalidad del despacho económico:

En general, el despacho económico por el costo incremental mínimo es subóptimo. El siguiente ejemplo demuestra este resultado.

Sean $F(x)$ la duración de carga efectiva, C la capacidad despachada hasta el último despacho, T la duración del intervalo, donde:

$$\begin{aligned} T &= 1 \\ C &= 2 \end{aligned}$$

$$F(x) = \begin{cases} 1 & x < 1 \\ 1.5 - 0.5x & 1 < x < 3 \\ 0 & 3 < x \end{cases}$$

Se desean despachar dos unidades con las siguientes especificaciones:

$$\text{Unidad 1: } C_1 = 1, q_1 = 0, g_1 = 1 + 3g$$

$$\text{Unidad 2: } C_2 = 1, q_2 = 0, g_2 = 2 + 0.9g$$

Los costos incrementales de las dos unidades son:

$$m_1 = 1.75$$

$$m_2 = 1.8$$

Por el criterio del costo incremental mínimo, se despacha primero

la unidad 1, y después la 2. En este orden, la suma de los costos por consumo de combustible de las dos unidades es CC_{12} . Sin embargo, la suma correspondiente al orden inverso 2-1, CC_{21} , tiene un valor menor, donde:

$$CC_{12} - CC_{21} = 0.25 > 0$$

Por lo tanto, el despacho por costo incremental mínimo es subóptimo.

Optimalidad condicional:

El despacho por costo incremental mínimo es óptimo, si las curvas de consumo de combustible de todas las unidades son lineales a trozos.

Esta conclusión confirma que el procedimiento del despacho por aproximación lineal es óptimo condicional.

Demostración

La demostración será formada por tres partes:

- a) El despacho por costo incremental mínimo de dos segmentos cualesquiera es óptimo;

- b) El despacho por costo incremental mínimo de N unidades segmentadas es óptimo;
- c) Cualquier subdivisión de segmentos no reduce el costo de combustible.

Recuérdese que una curva de consumo lineal a trozos equivale a una curva de costo marginal constante por segmento.

- a) Sean (C_{11}, C_{12}, q_1) y (C_{21}, C_{22}, q_2) dos unidades con dos segmentos. $F^0(\ell)$ la duración de la carga efectiva y C la capacidad despachada, se desean despachar los segmentos (C_{12}, q_1) y (C_{22}, q_2) dados los segmentos (C_{11}, q_1) y (C_{21}, q_2) despachados.

Defínese $F(\ell) = F^{-12}(\ell)$ la curva de duración de carga efectiva por desconvolucionar (C_{11}, q_1) y (C_{21}, q_2) de $F^0(\ell)$. La suma de los costos de combustible de los segmentos (C_{12}, q_1) y (C_{22}, q_2) despachados en orden 1-2 se calcula de la siguiente forma:

Sea $F^{-1}(\ell)$ la duración de carga efectiva desconvolucionando (C_{11}, q_1) de $F^0(\ell)$, entonces por la definición de $F(\ell)$,

$$F^{-1}(\lambda) = \frac{F_0(\lambda) - F^{-1}(\lambda - C_{11})q_1}{1 - q_1}$$

$$= F(\lambda)(1 - q_2) + F(\lambda - C_{21})q_2$$

Por lo tanto, el costo estimado de consumo de (C_{12}, q_1) es

$$\begin{aligned} CC_1 &= \int_C^{C+C_{12}} T(1 - q_1)m_1 F^{-1}(\lambda) d\lambda \\ &= \int_C^{C+C_{12}} Tm_1(1 - q_1)(1 - q_2)F(\lambda) d\lambda + \\ &\quad \int_C^{C+C_{12}} Tm_1(1 - q_1)q_2 F(\lambda - C_{21}) d\lambda \end{aligned}$$

donde T es la duración del intervalo, y m_1 el costo incremental de (C_{12}, q_1) .

Después del despacho, la duración de carga efectiva resultante se denota por $F^1(\lambda)$. Para calcular el costo del segmento (C_{22}, q_2) , es necesario desconvolucionar (C_{21}, q_2) de $F^1(\lambda)$, pero lo cual es equivalente a convolucionar $(C_{11} + C_{12}, q_1)$ a $F(\lambda)$. Por lo tanto

$$F^{-2}|_1 = \frac{F^1(\lambda) - F^{-2}|_1(\lambda - C_{21})q_2}{1 - q_2}$$

$$= F(\lambda)(1 - q_1) + F(\lambda - C_{11} - C_{12})q_1$$

Consecuentemente, el costo de (C_{22}, q_2) se calcula por

$$\begin{aligned}
CC_{2|1} &= \int_{C+C_{12}}^{C+C_{12}+C_{22}} Tm_2(1-q_1)(1-q_2)F(\lambda)d\lambda + \\
&\int_{C+C_{12}}^{C+C_{12}+C_{22}} Tm_2q_1(1-q_2)F(\lambda-C_{11}-C_{12})d\lambda \\
&= \int_{C+C_{12}}^{C+C_{12}+C_{22}} Tm(1-q_1)(1-q_2)F(\lambda)d\lambda + \\
&\int_C^{C+C_{22}} Tm_2q_1(1-q_2)F(\lambda-C_{11})d\lambda
\end{aligned}$$

Por lo tanto, el costo total de los segmentos despachados en orden 1-2 es:

$$\begin{aligned}
CC_{12} &= CC_1 + CC_{2|1} \\
&= \int_C^{C+C_{12}} Tm_1(1-q_1)(1-q_2)F(\lambda)d\lambda + \\
&\int_C^{C+C_{12}} Tm_1(1-q_1)q_2F(\lambda-C_{21})d\lambda + \\
&\int_{C+C_{12}}^{C+C_{12}+C_{22}} Tm_2(1-q_1)(1-q_2)F(\lambda)d\lambda + \\
&\int_C^{C+C_{22}} Tm_2q_1(1-q_2)F(\lambda-C_{11})d\lambda
\end{aligned}$$

Similarmente:

$$\begin{aligned}
 CC_{21} &= CC_2 + CC_{1|2} \\
 &= \int_C^{C+C_{22}} Tm_2(1-q_1)(1-q_2) F(\lambda) d\lambda + \\
 &\quad \int_C^{C+C_{22}} Tm_2 q_1 (1-q_2) F(\lambda - C_{11}) d\lambda + \\
 &\quad \int_{C+C_{22}}^{C+C_{12}+C_{22}} Tm_1(1-q_1)(1-q_2) F(\lambda) d\lambda + \\
 &\quad \int_C^{C+C_{12}} Tm_1(1-q_1) q_2 F(\lambda - C_{21}) d\lambda
 \end{aligned}$$

Entonces, la diferencia entre CC_{12} y CC_{21} es evaluada por:

$$\begin{aligned}
 \Delta CC &= CC_{12} - CC_{21} \\
 &= T(1-q_1)(1-q_2) \left[\int_C^{C+C_{12}} m_1 F(\lambda) d\lambda + \int_{C+C_{12}}^{C+C_{12}+C_{22}} m_2 F(\lambda) d\lambda \right. \\
 &\quad \left. - \int_C^{C+C_{22}} m_2 F(\lambda) d\lambda - \int_{C+C_{22}}^{C+C_{12}+C_{22}} m_1 F(\lambda) d\lambda \right]
 \end{aligned}$$

Definense $C_{\min} = \min(C_{12}, C_{22})$

$$\Delta m = m_2 - m_1$$

entonces

$$\Delta CC = T (1-q_1)(1-q_2) \Delta m \int_C^{C+C_{\min}} \left[F(\cdot + C_{12} + C_{22} - C_{\min} - F(\lambda) \right] d\lambda$$

Por lo tanto

$$CC_{12} - CC_{21} < 0 \iff \Delta m > 0$$

ya que $F(\lambda + C_{12} + C_{22} - C_{\min}) \leq F(\lambda) \quad \forall \lambda$

b) Sean N número de unidades, M_i número de segmentos de la i -ésima unidad, m_{ij} el costo incremental del j -ésimo segmento de la unidad i , entonces, el despacho por costo incremental mínimo es el despacho óptimo.

Aplicando el resultado del inciso a), la demostración es bastante evidente. Una consideración adicional es que la capacidad del primer segmento referido en a), puede ser cero o la suma de capacidades de los segmentos despachados de la unidad. El argumento de la demostración es el siguiente:

Para cualquier despacho dado, si existe un par de segmentos consecutivamente despachados tal que el costo incremental del primer segmento es mayor que el del segundo, entonces, al intercambiar el orden de despacho de estos segmentos se reduce el costo total por consumo de combustible por la conclusión del inciso a). Por lo tanto, el despacho óptimo es tal que no existen tales pares de segmento, lo cual corresponde precisamente al despacho por el costo incremental mínimo.

c) Cuando dos segmentos contiguos de una unidad tengan el mismo costo incremental, el despacho por costo incremental mínimo proporciona el mismo costo total que el despacho que considera los dos segmentos como uno equivalente.

Como consecuencia de lo anterior, cualquier subsegmentación de los segmentos produce despachos equivalentes. Lo último indica que aún el tamaño de todos los segmentos tiende a cero, el despacho no será modificado.

Con estos tres resultados, se concluye la demostración de la optimalidad condicional del despacho económico por costo incremental mínimo.

REFERENCIAS

1. [S1] R. L. Sullivan
"Power System Planning"
McGraw-Hill, 1977
2. [P1] A. Papoulis
"Probabilty, Random Variables and Stochastics Processes"
McGraw-Hill, 1965
3. [F1] W. Feller
"Introducción a la Teoria de Probabilidades y Sus
Aplicaciones"
Volumen I
Limusa, 1973
4. [L1] D. G. Luenberger
"Introduction to Dynamic Systems:
Theory, Models and Applications"
Wiley, New York, 1977

5. [M1] M. Mazumdar
"Effect of Partial Outage Presentation on the Statistical Properties of Loss-of-Load Probability Estimates"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-100, No.11, Nov, 1981
6. [A1] R. N. Allan & F. N. Takiyeddine
"Generator Maintenance Scheduling Using Simplified Frequency and Duration Reliability Criteria"
Proceedings of IEEE, Vol. 124, No.10, Oct, 1977
7. [K1] H. Khatib
"Maintenance Scheduling of Generating Facilities"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-98, No.5, Sep/Oct, 1979
8. [Z1] H. H. Zúrn & V. H. Quintana
"Several Objective Criteria for Optimal generator Preventive Maintenance Scheduling"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-96, No.3, May/Jun, 1977
9. [Z2] D. Zavala & L. Guzmán
"Planeación Óptima a mediano Plazo del Sistema Eléctrico Mexicano"
En Proc. III Simposio Latinoamericano sobre Centros de Control para Sistemas Eléctricos de Potencia
Cancún, México, Jun, 1981

10. [D1] J. F. Dopazo & H. M. Merrill
"Optimal Generator Maintenance Scheduling Using
Integer Programming"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-94, No.5, Sep/Oct, 1975
11. [A2] R. N. Allan, R. Billinton & S. H. Lee
"Bibliography on the Application of Probability Methods
in Power System Reliability Evaluation"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-103, No.2, Feb, 1984
12. [Y1] Z. A. Yamayee
"Maintenance Scheduling : description, Literature Survey,
and Interface with Overall Operations scheduling"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-101, No.8, Aug, 1982
13. [C1] J. Carpentier
"Optimization techniques in Large Scale Power System
Operation"
On Proc. Congress IFAC
New Delhi, India, Aug, 1979
14. [C2] W. R. Christiaanse & A. H. Palmer
"A Technique for the Automated Scheduling of the Maintenance
of Generating facilities"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems

Vol. PAS-91, No.1, Jan/Feb, 1972

15. [B1] R. Bellman
"Dynamic Programming"
Princeton University Press, Princeton, N. J., 1957

16. [Z3] H. H. Zörn & V. H. Quintana
"Generator Maintenance Scheduling via Seccessive
Approximations
Dynamic Programming"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-94, No.2, Mar/Apr, 1975

17. [L2] R. E. Larson & A. J. Korsak
"A Dynamic Programming Successive Aproximations Technique
with Convergence Proofs"
Parts I, II
Automatica, Vol. 6, PP. 245-260, 1970

18. [Y2] Z. Yamayee & K. Sidenblad
"A computationally Efficient Optimal Maintenance
Scheduling Method"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-102, No.2, Feb, 1983

19. [B2] J. A. Bloom
"LongRange Generation Planning Using Descomposition and
Probability Simulation"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems

Vol. PAS-101, No.4, Apr, 1982

20. [B3] J. A. Bloom & L. Charny
"Long Range Generation Planning with Limited Energy and
Storage Plants"
Part I : Production Costing
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-102, No.9, Sep, 1983
21. [B4] H. Baleriaux, E. Jamouille, Fr. Linard de Guertechin
"Establishment of a Mathematical Model Simulating Operations
of Thermal Electricity-generating Units Combined with Pumped
Storage Plants"
Revue E (Belgiom) Vol. J, No.7, 1967
22. [B5] R. R. Booth
"power System Simulation Model Based on Probability Analysis"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-91, No.1, Jan/Feb, 1972
23. [B5] R. R. Booth
"Optimal Generation Planning Considering Uncertainty"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-91, No.1, Jan/Feb, 1972
24. [P2] A. Papoulis
"Signal Analysis"
McGraw-Hill, 1977

25. [K2] M. G. Kendall
"The Advanced Theory of Statistics"
Charles Griffin & Company Limited, London 1963
26. [G1] H. Gramer
"Mathematical Methods of Statistics"
Princeton University Press, 1946
27. [S2] J. P. Stremel, R. T. Jenkins, R. A. Babb &
W. D. Bayless
"production Costing Using the Cumulants Method of
Representing the Equivalent Load Curve"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-99, No.5, Sep/Oct, 1980
28. [S3] J. P. Stremel
"Sensitivity Study of the Cumulant Method of Calculating
Generation System Reliability"
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-100, No.2, Feb, 1981
29. [C3] N. Christofides
"Graph Theory - A algorithmic Approach"
Academic Press, 1975
30. [F2] L. R. Ford & D. R. Fulkerson
"Flows in Networks"
Princeton University Press, Princeton, 1962

31. [L2] E. Reingold, J. Nievergelt & Deo Naralung
"Combinatorial Algorithms: Theory and Practice"
Prentice Hall, 1977-
32. [F3] G. F. Franklin & J. D. Powell
"Digital Control of Dynamic Systems"
Addison-Wesley, 1980