



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería Eléctrica



“MODELO DE EXPANSION DE LA CAPACIDAD
DE GENERACION DE UNA EMPRESA ELECTRICA”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

Presentada por:

Fernando Arturo Zúñiga Bonifaz

Guayaquil - Ecuador

1989

A G R A D E C I M I E N T O

Al Dr. MOISES TACLE G., Director de tesis, por su ayuda y colaboración para que este trabajo se realice.

Al Ing. OTTO ALVARADO, Profesor de la Facultad de Ing. Eléctrica, por la asesoría e información brindada para el desarrollo de esta tesis.

DEDICATORIA

- A MIS PADRES, quienes me dieron un ejemplo de responsabilidad y seriedad para enfrentar la vida.

- A MIS HERMANOS, quienes con su comprensión y cariño me dieron todo su apoyo moral.

- A MIS AMIGOS, quienes me alentaron durante mis estudios.

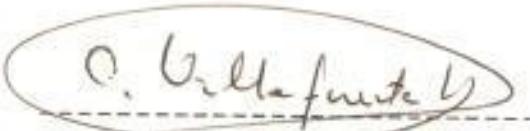
DECLARACION EXPRESA

“LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS
EXPUESTOS EN ESTA TESIS, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE;
Y, EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA A LA ESCUELA
SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”.

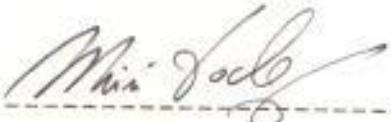
(REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA
ESPOL).



FERNANDO ARTURO ZUNIGA BONIFAZ

A handwritten signature in cursive script, enclosed in an oval shape, positioned above a horizontal dashed line.

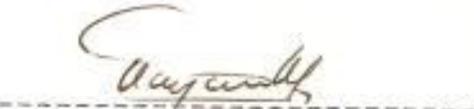
ING. CARLOS VILLAFUERTE P.
SUB-DECANO DE LA FACULTAD
DE INGENIERIA ELECTRICA

A handwritten signature in cursive script, positioned above a horizontal dashed line.

DR. MOISES TACLE G.
DIRECTOR DE TESIS

A handwritten signature in cursive script, positioned above a horizontal dashed line.

ING. CRISTOBAL MERA G.
MIEMBRO PRINCIPAL DEL
TRIBUNAL

A handwritten signature in cursive script, positioned above a horizontal dashed line.

ING. JOSE LAYANA CH.
MIEMBRO PRINCIPAL DEL
TRIBUNAL

R E S U M E N

Este trabajo está organizado de la siguiente manera:

En el Capítulo I, se presentan los métodos más frecuentes de planeación de la expansión de la capacidad de generación a largo plazo.

El problema de planeación de la generación en gran detalle, se describe en el Capítulo II, incluyendo los factores técnicos, factores de demanda y factores financieros que nos permitan darle una aproximación más realista a la expansión.

El Modelo se discute en el Capítulo III, además detalla las aproximaciones que se utilizan y presenta el algoritmo de programación mixto entero en forma específica.

A continuación en el Capítulo IV se describe la metodología de solución, así como la implementación en un caso de estudio, para demostrar la utilidad de esta aproximación en problemas de tamaño realista.

INDICE GENERAL

	<u>PAGS.</u>
RESUMEN _____	VI
INDICE GENERAL _____	VII
INDICE DE FIGURAS _____	X
INTRODUCCION _____	XIII

CAPITULO I

ALGUNOS METODOS UTILIZADOS EN PLANEACION DE LA
EXPANSION DE LA CAPACIDAD DE GENERACION
ELECTRICA

1.1 MODELOS DE SIMULACION _____	14
1.1.1 INTEGRACION DIRECTA DE LA CURVA DE DURACION DE LA CARGA _____	15
1.1.2 PROGRAMACION DINAMICA _____	39
1.1.3 PROGRAMACION LINEAL _____	46

CAPITULO II

ESTUDIO Y DESCRIPCION GENERAL DEL PROBLEMA DE
PLANEACION DE LA EXPANSION DE LA CAPACIDAD DE
GENERACION ELECTRICA

VIII

	<u>PAGS.</u>
2.1 EL PROBLEMA DE PLANEACION _____	52
2.2 FACTORES TECNICOS _____	53
2.2.1 FORMAS DE EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD PARA UN SISTEMA ELECTRICO _____	55
2.2.2 METODOS DE EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD _____	58
2.2.3 FACTORES PARA SACAR DE SERVICIO A UNA UNIDAD _____	66
2.2.4 COSTOS FIJOS _____	71
2.3 FACTORES DE DEMANDA _____	76
2.4 FACTORES FINANCIEROS _____	77
2.4.1 ANALISIS DEL COSTO DE OPERACION _____	79

CAPITULO III

UN MODELO DE PROGRAMACION MIXTA ENTERA

3.1 VENTAJAS DEL MODELO DE PROGRAMACION MIXTA ENTERA SOBRE OTROS MODELOS DE PROGRAMACION _____	87
3.2 ESTRUCTURA DEL MODELO _____	89
3.3 METODOLOGIA DE SOLUCION _____	96
3.4 IMPLEMENTACION DEL MODELO _____	101

CAPITULO IV

ANALISIS DEL MODELO

	<u>PAGS.</u>
4.1 ANALISIS DE LA FUNCION OBJETIVO _____	106
4.2 ANALISIS DE RESTRICCIONES LINEALES _____	107
4.3 ANALISIS DE RESTRICCIONES NO LINEALES _____	112
4.4 ANALISIS DE RESTRICCION DE IGUALDAD _____	121
4.5 ANALISIS DE OTRAS RESTRICCIONES _____	122
4.6 CASO DE ESTUDIO _____	123
4.6.1 IMPLEMENTACION DEL MODELO _____	123
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES _____	135
BIBLIOGRAFIA _____	138

INTRODUCCION

Planificar la expansión de la capacidad de generación de una empresa eléctrica requiere la consideración de muchos factores complejos. Además de los requerimientos de datos y cálculos para problemas en un rango de 10 a 30 años pueden ser abrumantes.

Aunque muchas aproximaciones del planeamiento han sido desarrolladas previamente, muchas de ellas pueden considerarse limitadas debido a asunciones ideales o requerimientos de cálculos excesivos. Para vencer estos problemas, un nuevo modelo de programación mixta entera y una metodología de solución se describe en este informe.

El modelo enfoca más, costos de producción cuadráticos más generales, restricciones en presupuesto de construcción y capacidad para la inclusión de muchos criterios de confiabilidad incluyendo pérdidas de carga.

CAPITULO I

ALGUNOS METODOS UTILIZADOS EN PLANEACION DE LA EXPANSION DE LA CAPACIDAD DE GENERACION ELECTRICA.

1.1 Modelos de Simulación.

Existen tres formulaciones de modelos de simulación que son:

- a) Modelos que integran directamente la curva de duración de carga.
- b) Modelos que usan programación dinámica (DP), y
- c) Modelos que utilizan programación lineal (LP).

También puede usarse la programación no lineal, pero los modelos de simulación que utilizan las técnicas de programación lineal y de programación no lineal no se discuten frecuentemente en la

literatura.

1.1.1 Integración directa de la Curva de Duración de la Carga.

Los modelos que integran directamente la Curva de Duración de la Carga son particularmente útiles para sistemas que tienen solamente plantas térmicas, aunque han sido adaptados también para sistemas hidráulicos por Jacoby⁷.

Primero, consideraremos los sistemas de potencia térmicos, y luego discutiremos el modelo de Jacoby.

En un sistema térmico, la forma más barata de satisfacer la demanda en cualquier instante es hacer funcionar las estaciones con los menores costos operativos. El operador del sistema clasifica las estaciones de potencia en orden ascendente de los costos de operación marginal y carga o descarga las estaciones secuencialmente conforme la demanda se eleva o disminuye (este tipo de operación se denomina operación "orden al mérito").

Esta situación se presenta gráficamente en la figura 1.1. Para claridad hemos unido al sistema en cuatro estaciones de potencia representativas; en orden ascendente de los costos de operación marginal ellas son: nuclear, de combustibles fósiles nuevos, de combustibles fósiles tradicionales y turbinas de gas.

Proyectando las capacidades de las plantas horizontalmente utilizando las curvas diarias de demanda, podemos encontrar el número de veces que las diferentes plantas se prenden, se cargan y descargan y se apagan en los diferentes días de operación. Continuando la proyección horizontalmente a lo largo de la Curva de Duración de Carga, pondremos además el tiempo total de operación de cada planta para el período representado en la curva. Estimando las áreas de la curva de duración de la demanda en la parte correspondiente, podemos estimar la energía estimada por cada planta y de esta manera los costos de operación de todo el sistema. Bajo este arreglo, los costos

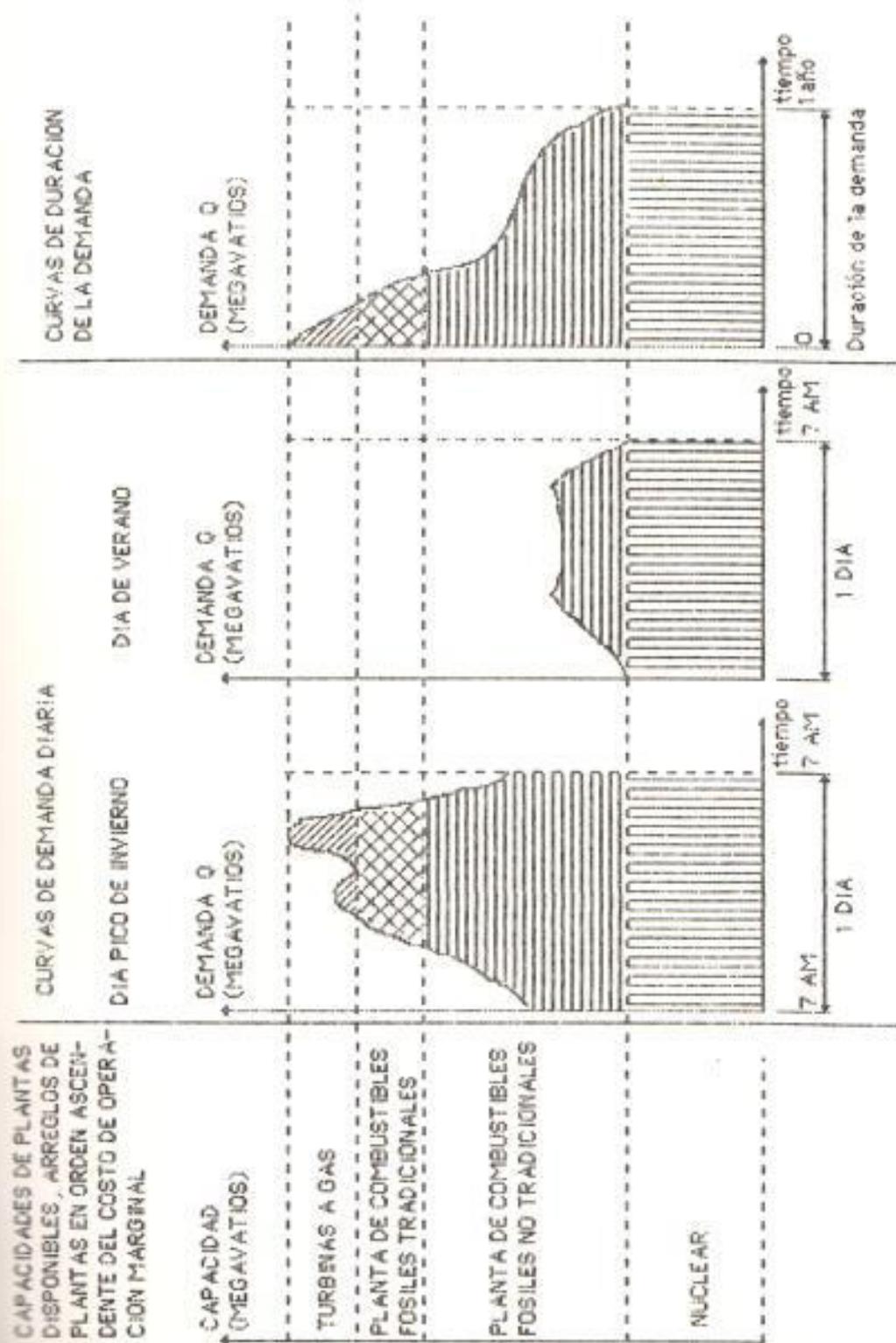


FIGURA 1.1.- Despacho de carga en un sistema totalmente térmico

serán mínimos dado que las plantas son los más altos costos de operación (plantas de combustibles fósiles tradicionales y turbinas de gas) serán operadas lo menos posible.

Este tipo de modelo de simulación ha sido utilizado para la estimación de ahorros asociados con la generación en diferentes programas de inversión, conforme lo reportan Berrie y Whitting² y Jonas³.

El esquema de simulación indicado puede ser modificado de muchas maneras, entre los cuales mencionaremos las siguientes:

* Debido a los programas de mantenimiento, las capacidades disponibles de las plantas diferirá entre temporadas. La proyección horizontal, en estos casos sólo será válida para una temporada y no para un año como se indica en los diagramas. De este modo, es conveniente obtener una curva de duración de la demanda para cada temporada.

* Los costos de operación de cada estación

pueden ser ajustados para las pérdidas de transmisión; esta corrección introduce un pequeño término cuadrático en la ecuación de costos de operación de cada estación.

Diferentes estudios de Montecarlo, han sido realizados usando el modelo de simulación indicado para examinar los efectos sobre los costos debido a variaciones estocásticas en los datos de entrada; los resultados no han sido publicados.

Ahora discutiremos la adaptación de Jacoby de esta clase de modelo para un sistema de almacenamiento mixto hidrotérmico. Primero consideraremos la posición óptima de una estación hidroeléctrica en la carga del sistema de potencia (esto es, la posición óptima en la tabla de "orden de méritos"). Si un sistema tiene varias de tales estaciones, entonces la estación considerada en primer término es escogida de tal manera que represente las características agregadas de todas las estaciones hidráulicas.

Suponga que en cualquier período t , la hidroenergía asignada para la generación de potencia eléctrica es H_t y que la capacidad pico de potencia de la estación es X_{ht} . Si la planta tiene que maximizar el ahorro de combustible, ésta debe descargar la cantidad total H_t . También debe ser operada en los períodos de tiempo cuando el costo del combustible del sistema sea más caro; esto sucede en los momentos de la demanda pico (durante el período t), cuando las unidades más viejas y menos eficientes (plantas térmicas) están operando.

Considere un día de la semana en particular (figura 1.2). La planta hidráulica deberá comenzar a operar en el punto A en la mañana, generar a plena carga desde B hasta C y luego reducir la potencia al nivel D durante la noche; sin embargo, la planta no estará operando a plena carga todos los días.

En el segundo ejemplo en la figura 1.2, para un día de fin de semana, la estación hidráulica está aún operando sobre los

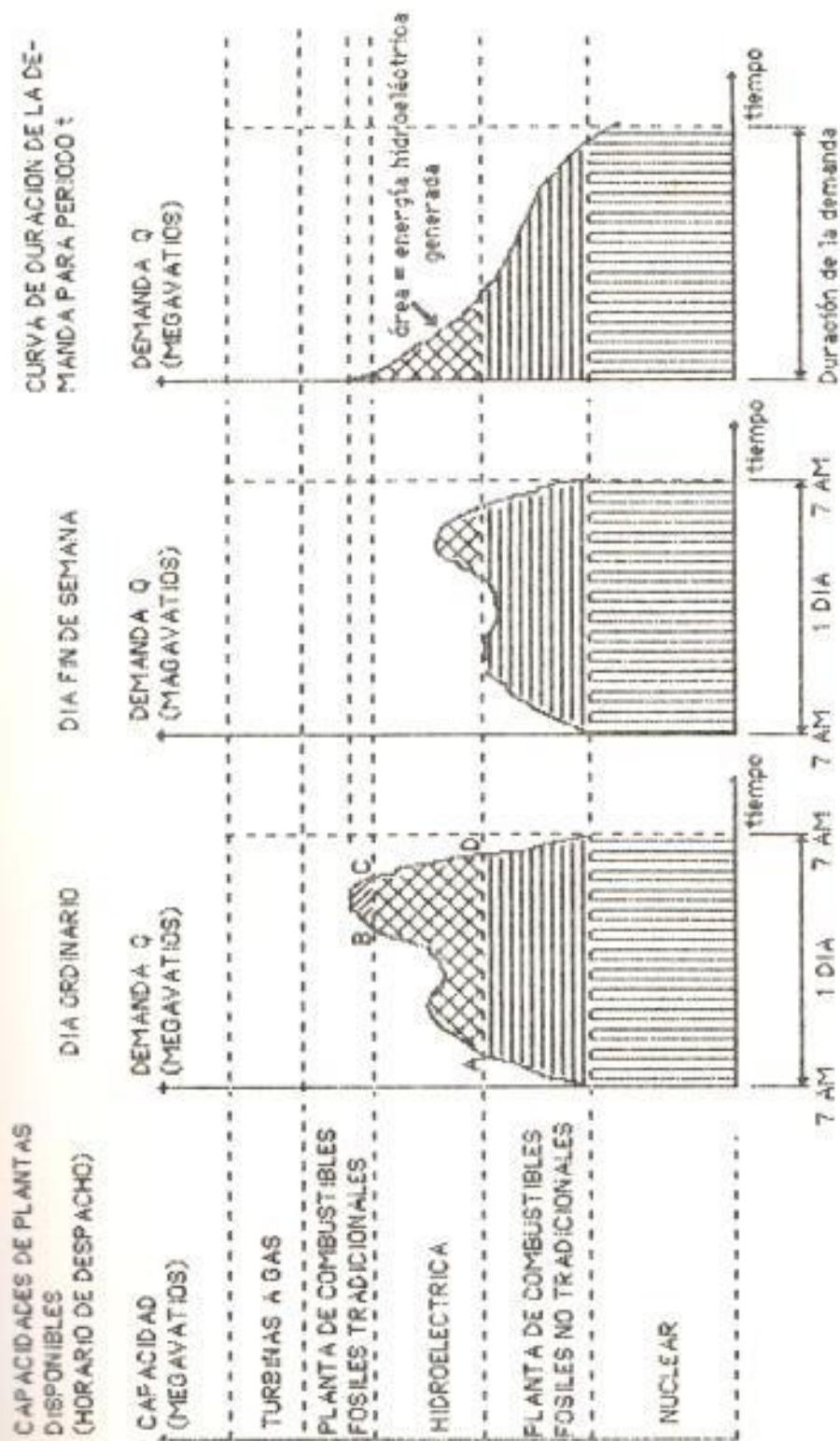


FIGURA 1.2.- Despacho de carga en un sistema mixto hidrotérmico en una sola estación hidráulica

periodos pico de demanda de los fines de semana, pero en vista de las demandas y costos de combustible mayores en los días ordinarios, es más barato almacenar energía (es decir reservar el agua para generación en los días ordinarios).

En un esquema óptimo las estaciones hidráulicas ocuparan el mismo lugar en el despacho económico del sistema para cada día, durante todo el periodo. Si las estaciones ocuparan un lugar más alto durante los fines de semana, esto es, si éstas fueran operadas a niveles menores de la demanda total del sistema, menos energía estaría disponible para la operación durante los días hábiles. Las estaciones térmicas de baja eficiencia tendrían entonces que suministrar energía extra durante los periodos picos de la demanda de los fines de semana.

Si las estaciones hidráulicas ocuparan un lugar más bajo durante los fines de semana, energía extra podría estar disponible durante la semana, cuando dos cosas podrían ocurrir:

1) La central hidráulica está inhábil para descargar la energía extra a causa de capacidad insuficiente y podría haber un desperdicio a menos que,

2) Si fuera operada en un lugar más alto en la programación de despacho. Si (1) ocurriera, tendríamos simplemente una pérdida de energía. Si (2) ocurriera, la planta térmica más eficiente podría removerse de la operación de carga básica durante la semana, y las plantas térmicas menos eficientes podrían operarse en lugar de las plantas hidráulicas durante los fines de semana. En conclusión, en una situación óptima la hidroestación ocupará el mismo lugar en la tabla de orden de méritos de la operación de todos los días durante un período t .

Esta conclusión nos permite utilizar la curva de duración de carga para determinar la posición óptima de la hidroestación en la tabla de orden de méritos. Las líneas horizontales que representan la capacidad de potencia de las estaciones hidráulicas (figura 1.2) deben cortar la curva de

duración de la carga en los puntos siguientes:

(1) donde el área corta la curva de duración de carga exactamente igual a la energía a ser suministrada por la estación hidráulica en el período t , y

(2) donde la brecha entre las líneas que representan la capacidad pico de potencia de la estación hidráulica.

Para dos o más hidroplantas, la técnica es la misma. Cada planta debe entregar toda la energía asignada para el período t , y debe ocupar el lugar en el programa de despacho de carga definido anteriormente.

Las áreas bajo la curva de duración de carga pueden ser calculadas gráficamente o por integración numérica, y la planta hidráulica puede localizarse por ensayo y error. El enfoque usado por Jacoby, es sin embargo mucho más simple:

Primero, integra la curva de duración de la carga directamente y grafica la

integral (la demanda de energía) versus la demanda de potencia. Esto nos da una curva conocida como la función de integración de carga mostrada en la figura 1.3. La energía entregada por cada planta puede leerse directamente de la abscisa. La energía entregada por la planta nuclear, por ejemplo, se obtiene proyectando una línea verticalmente hacia la abscisa desde el punto A. Similarmente, las proyecciones desde los puntos (B,A), (C,B), (D,C) y (E,D) nos dan la energía entregada por las unidades de carga térmica base, hidráulicas, plantas térmicas de combustibles fósiles tradicionales y turbinas de gas respectivamente.

Existen dos tipos de cálculos en el modelo de Jacoby, los cuales permiten la estimación de costos de operación en gran detalle. Por ejemplo, los costos de operación del sistema total pueden evaluarse para cada mes durante un período de 20 años; algunas unidades hidráulicas y más de 20 a 30 unidades térmicas pueden ser consideradas. El modelo se usó extensivamente en el proyecto Indus Basin

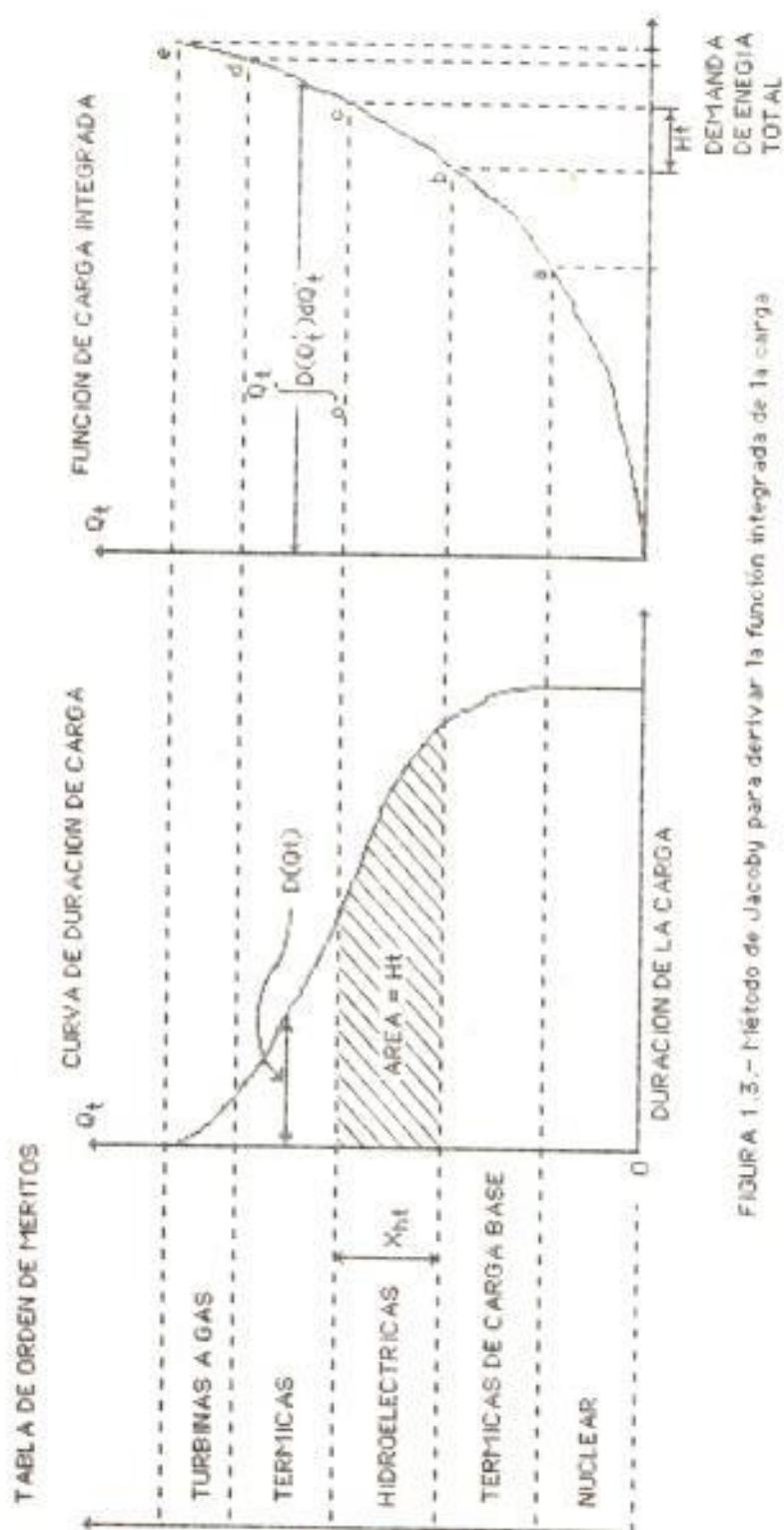


FIGURA 1.3.- Método de Jacoby para derivar la función integrada de la carga

en Pakistán⁷ y El Chocón en Argentina⁷. El modelo también puede formularse para calcular ahorros de operación asociados con los enlaces de transmisión, aunque esto llega a ser muy dificultoso si hay muchas regiones de generación y demanda.

Una asunción del modelo de Jacoby es que H_t , la hidroenergía asignada para la generación de potencia eléctrica durante cada mes, se conoce de antemano. Para proyectos grandes de irrigación, donde la potencia es a menudo un beneficio importante, ésta asunción es realista. Pero, es menos realista en muchos esquemas hidroeléctricos, donde el problema es determinar una política óptima de almacenamiento del agua de período a período. Si las demandas de los siguientes períodos son altas y los influjos de agua son bajos, qué cantidad de agua debería almacenarse para el siguiente período?. Este tipo de período debió ser resuelto por Massé¹¹, quien sin proponérselo aplicó la técnica de programación dinámica a este problema. Esta técnica ha sido refinada por algunos investigadores por lo que hoy

se dispone de un algoritmo de programación dinámica para resolver el problema señalado.

Para comprender la metodología de simulación, entraremos a analizar las diferencias de la Curva de duración de Carga (LDC) con la Curva de Duración de Carga Equivalente (ELDC) a continuación en forma detallada.

CURVA DE DURACION DE CARGA (LDC)

La demanda por electricidad varía según el tiempo del día, el día de la semana y la estación del año, durante la noche la demanda de electricidad es menor que durante el día. En los días calurosos o muy fríos, cuando grandes acondicionadores o calefactores de aire son utilizados, el consumo de electricidad crecerá.

La Curva de Duración de Carga (LDC) es definida como exhibiendo la cantidad de tiempo que algún nivel de carga total dada es excedido. La LDC es una de las más importantes herramientas en el análisis de

sistemas de potencia eléctrica. Ha sido utilizada para varios propósitos tales como estimar el costo de operación de un sistema de potencia, predecir la cantidad de energía entregada por cada unidad, y calcular medidas de confiabilidad.

Según su definición la LDC es una función cuya abscisa especifica el número de horas, en un período dado (usualmente un año), durante el cual la demanda de potencia iguala o excede el nivel de demanda asociado sobre la ordenada. Denotando por P la demanda variable y por p un valor particular de la demanda, $t(p)$ representa el número de horas durante el cual $P \geq p$.

$$t(p) = \{ t: P \geq p \} \quad (1.1)$$

El perfil de la curva anual es mostrado por la figura 1.4, y la curva de duración de carga LDC es mostrada en la figura 1.5.

Si se normaliza la variable tiempo, el valor en algún punto sobre la abscisa puede ser visto como la probabilidad que

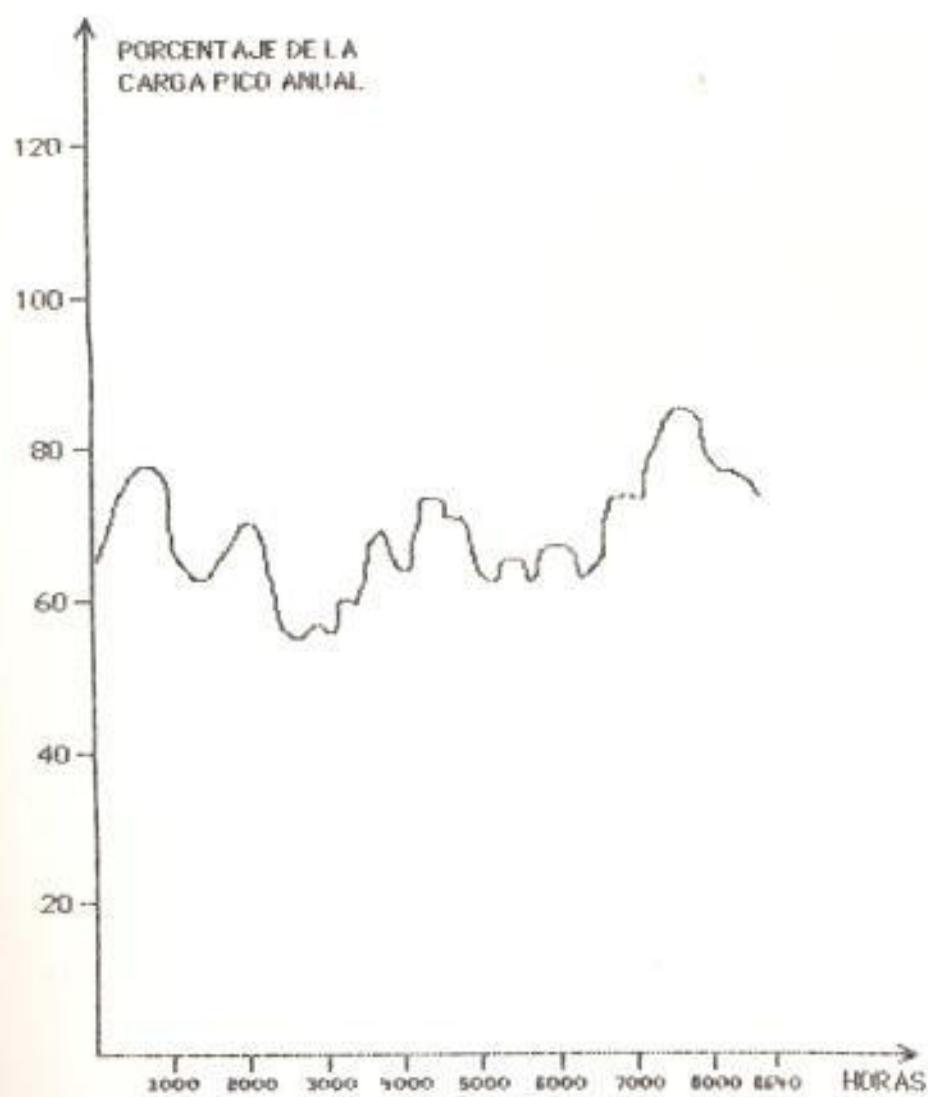


FIGURA 1.4.- Perfil de Curva de carga anual

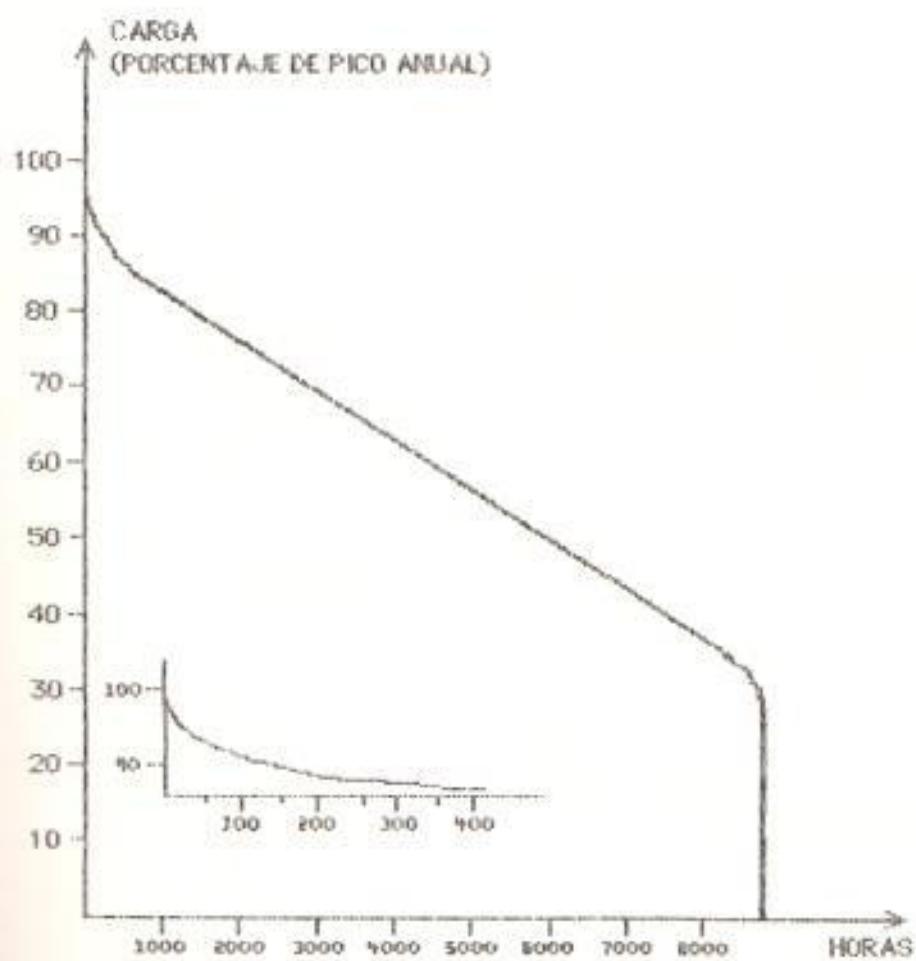


FIGURA 1.5.- Curva de duración de carga anual.

la correspondiente carga será igualada o excedida. Por inversión de el papel de los ejes, la LDC puede ser interpretada como la función densidad acumulativa complementaria (distribución) de la demanda de los consumidores. La función densidad acumulativa (CDF), denotada por $F(p)$, estará dada por:

$$F(p) = 1 - t(p) \quad (1.2)$$

donde $t(p)$ denota la LDC y es la proporción de tiempo durante el cual $P \geq p$, y es igual al valor normalizado de $T(p)$ (en el caso de una LDC anual, la función $t(p) = T(p) / 8760$). La función densidad de carga $f(p)$ es obtenida de (1.2) por diferenciación:

$$f(p) = - dt(p) / dp = - t'(p) \quad (1.3)$$

La figura 1.6 muestra estas curvas. Cuando las horas más que la fracción de tiempo son deseadas, los resultados deberían ser multiplicados por la duración del período analizado.

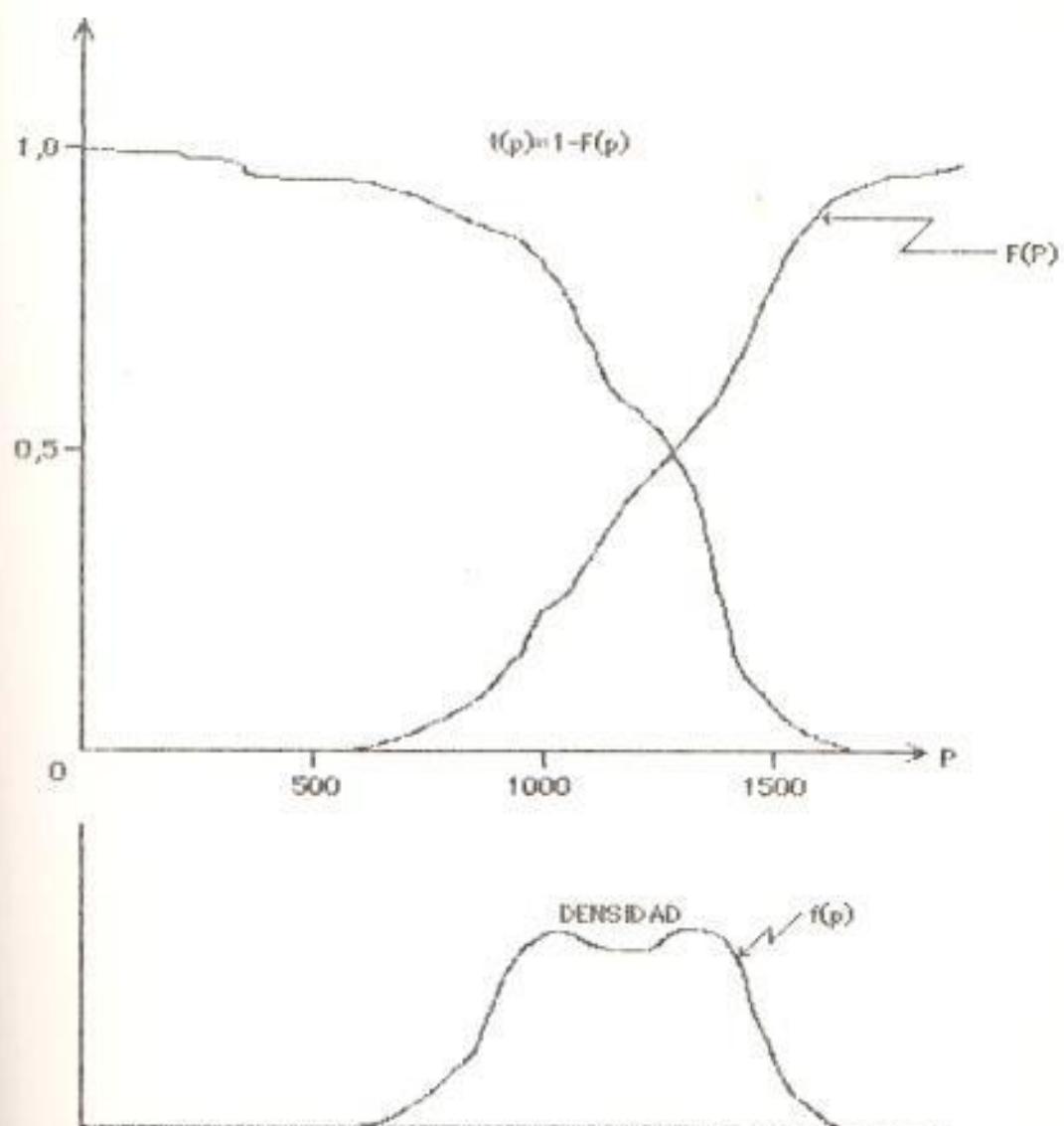


FIGURA 1.6.- La Curva de Duración de Carga como una función de Distribución Acumulativa y la correspondiente función de Densidad.

Por la forma en que la curva está construida, la LDC es una función monótona decreciente, teniendo una correspondencia uno a uno entre la demanda de consumidores p_D y el tiempo $t(p_D)$. La LDC puede ser considerada como la realización de una función aleatoria. En la práctica es común considerar esta realización como una estimación de la esperanza de la función aleatoria y algunas veces, para explicar las variaciones alrededor de este valor esperado, se asume la existencia de una componente aleatoria p_{re} . La componente aleatoria representa el error pronosticado y consumo dependiente de las variaciones de carga y es asumido que cada valor de p_{re} tiene una densidad probabilística $P(p_{re})$. Estas componentes son mostradas en la figura 1.7.

CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE (ELDC)

La naturaleza aleatoria de los sistemas de generación de energía eléctrica, resulta de los errores en el pronóstico de la demanda y de las salidas forzadas de las

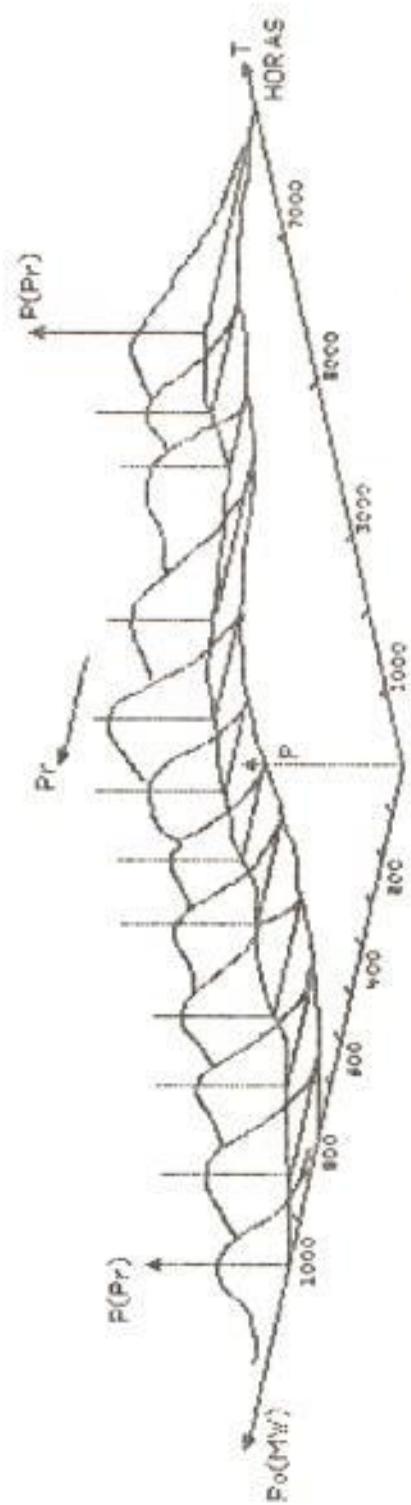


FIGURA 1.7. - Curva de Duración de la Carga incluyendo la componente aleatoria de la demanda

unidades de generación, factores que juegan un papel decisivo en el desarrollo de métodos y técnicas de planeación.

La necesidad de mejorar las herramientas analíticas que respondan de una manera más precisa a la naturaleza aleatoria de los sistemas eléctricos, condujeron al desarrollo de una versión modificada de la LDC, conocida como la Curva de Duración de Carga Equivalente (ELDC). En su forma más general, la ELDC contiene 4 componentes:

- 1) La componente determinística de la demanda de los consumidores;
- 2) La componente aleatoria de la demanda de los consumidores;
- 3) La "demanda" por salidas forzadas, y
- 4) La "demanda" por mantenimiento.

Interpretando las dos últimas "demandas" como la demanda propia de la compañía eléctrica en función de la capacidad instalada, la suma de estos 4 componentes

es referida como la demanda combinada o equivalente, que dictamina los requerimientos totales de la capacidad de generación que se requiere para satisfacer la demanda de los consumidores y los requerimientos de mantenimiento y salidas forzadas.

La figura 1.8 muestra la distribución de carga de un sistema de generación específico incluyendo mantenimiento y salidas forzadas.

Bajo ciertas consideraciones, la Función de Densidad Acumulativa Complementaria de la Demanda Combinada es obtenida por medio de un proceso de convolución. Esta función, la cual es la ELDC, relaciona la demanda combinada para potencia a la esperada proporción de tiempo para un período dado, usualmente en un año, que cada nivel de carga será igualado o excedido. Dada una forma explícita de la LDC, un procedimiento computacional para calcular la ELDC es derivado directamente de la fórmula de convolución, resultando en un substancial ahorro en la cantidad de

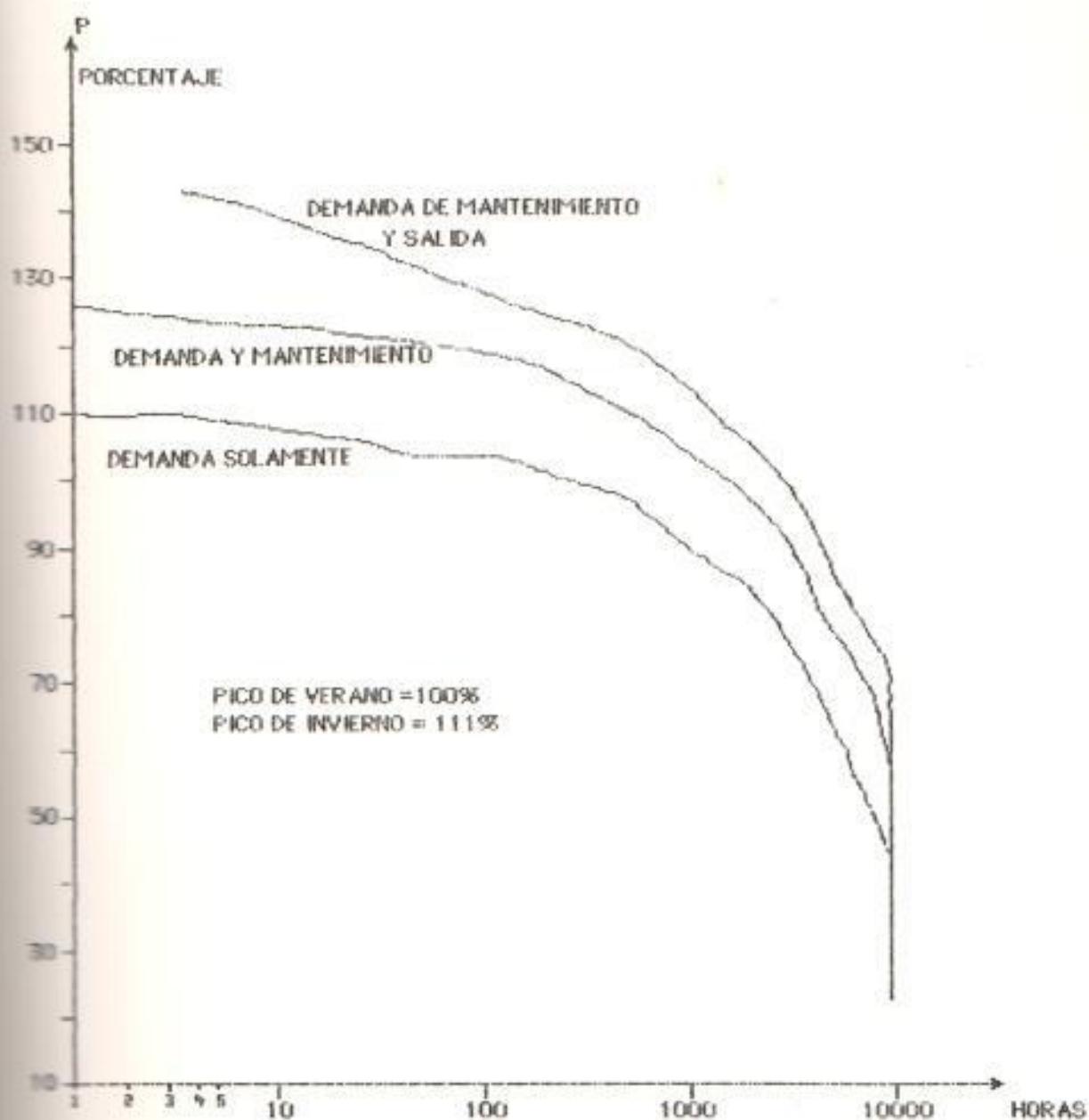


FIGURA 1.8.- Distribuciones reales para un sistema de Carga mas capacidad bajo mantenimiento y salidas forzadas en 1 año dado para una utilidad especifica.

cálculos. A diferencia de la LDC, la ELDC es una función de ambas características del sistema demanda y generación. De este modo, algún cambio en los parámetros del sistema es reflejado en la ELDC.

1.1.2 Programación Dinámica.

La programación dinámica o técnicas DP han sido usadas por muchos especialistas para determinar los programas óptimos de operación para un gran rango de los reservorios de almacenamiento (almacenamiento quincenal, mensual o de una temporada) en sistemas hidrotérmicos. Adicionalmente, el método puede ser adaptado para control de irrigación o de control de inundaciones. Las respuestas que se logran también pueden obtenerse por programación lineal. La cuestión que se pregunta es la siguiente: Dado que la demanda y suministro de agua fluctúa periódicamente, ¿cuanta agua debería almacenarse para el próximo periodo?. El proceso de decisión es secuencial, dado que las decisiones del siguiente periodo siempre dependerán de cuanta agua debería

almacenarse para el período que le sigue a éste.

Formulamos el problema asumiendo que los suministros de agua se conocen con certeza. Se han tomado intervalos de tiempo discretos. El modelo también asume un reservorio con un gran rango de almacenamiento ponderado para que corresponda a todos los reservorios del sistema, un generador hidroeléctrico (también equivalente al sistema total), y un número de estaciones térmicas (ya sea fósil, nuclear o ambas). Esto sigue la práctica usual en la solución de este problema. Es bastante directo extender el modelo y representar las hidroestaciones del sistema con dos o más estaciones equivalentes con diferentes capacidades de almacenamiento y patrones de influjo de agua, pero esto agranda las dimensiones del problema considerablemente.

Hagamos S_t , igual al almacenamiento al comienzo del período t (en KWH), H_t igual a la hidroenergía (agua) descargada durante el período t (en KWH) y W_t igual

al influjo de agua durante el periodo t , ajustado para las pérdidas y expresado en unidades de energía potencial (en KWH). El almacenamiento al final del periodo t estará dado por:

$$S_{t+1} = S_t + W_t - H_t \quad (1.4)$$

Supongamos que especificamos el valor de H_t . Siguiendo los métodos anteriores (por ejemplo el modelo de Jacoby de la figura 1.3), es posible determinar un programa de operación óptimo del sistema y los costos para este periodo. Conforme incrementamos H_t , los costos totales del sistema disminuirán debido a que se consumen menos combustible en la planta térmica. Computando los costos de operación totales del sistema (denotados por C_t) para un rango de H_t , podemos obtener la clase de curva mostrada en la figura 1.9. La forma de esta curva (ignorando las discontinuidades), generalmente será cóncava al origen, dado que:

- a) Un incremento de H_t , siempre reducirá la energía a ser entregada por la planta

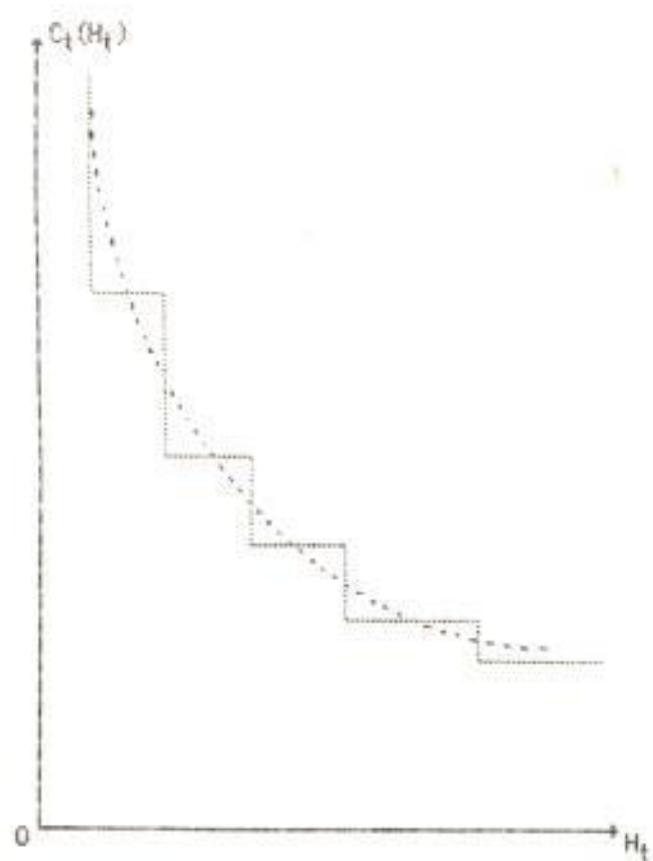


FIGURA 1.9 - Costos de operación totales del sistema como una función de la hidroenergía usada en el período t .

fósil,

b) Los costos marginales de operación de la planta térmica, de acuerdo al orden de méritos, se incrementan con la cantidad de plantas térmicas operadas, y

c) Las plantas con los costos de operación más altos son generalmente las más viejas y las más pequeñas.

El objetivo es operar el esquema hidroeléctrico de tal manera que minimize los costos de operación totales durante un período T.

Esto es, se requiere:

$$\text{MIN}_{H_1 \dots H_T} \sum_{t=1}^T C_t (H_t) \quad (1.5)$$

sujeto a la restricción (1.4).

De hecho esto es un problema de inventario estandar determinístico, el cual a menudo se resuelve por métodos recursivos de Programación Dinámica (DP). Los principios

del método son los siguientes:

Supongamos que fijamos la cantidad de agua a ser almacenada al comienzo del período t (final del período $t-1$), a algún valor de S_t ; y supongamos para este valor de S_t , conocemos los valores de H_t a H_{t-1} que minimizan los costos totales acumulados hasta el comienzo de t . Nosotros definimos estos costos por θ_{t-1} , el mínimo del cual dependerá del valor que hayamos escogido para S_t :

$$\theta_{t-1}(S_t) = \text{MIN}_{H_1, \dots, H_{t-1}} \left\{ \sum_{j=1}^{t-1} C_j(H_j) \right\} \quad (1.6)$$

Ahora supongamos que conocemos $\theta_{t-1}(S_t)$ para un rango de valores de S_t entre cero y digamos \hat{S}_t . El próximo paso que podríamos hacer es encontrar $\theta_t(S_{t+1})$ para un rango de S_{t+1} entre cero y \hat{S}_{t+1} , como sigue:

$$\theta_{t-1}(S_{t+1}) = \text{MIN}_{0 \leq H_t \leq \hat{H}_t} \{ C_t(H_t) + \theta_{t-1}(S_t) \} \quad (1.7)$$

En vista de la restricción (1.4), el

hidroflujo H_t , está implícito por S_{t+1} y S_t así que:

$$\theta_t(S_{t+1}) = \underset{0 \leq S_t \leq \hat{S}_t}{\text{MIN}} \{ C_t(S_t - S_{t+1} + W_t) + \theta_{t-1}(S_t) \} \quad (1.8)$$

Esto puede verse como una regla de decisión recursiva de programación dinámica (DP). Para cada periodo t , los costos de operación del sistema son evaluados para un rango de S_{t+1} y el rango S_t considerado en el periodo previo. Para cada S_{t+1} el valor óptimo de S_t se encuentra usando la ecuación (1.8). Similarmente, a $t+1$ un rango de S_{t+2} se toma y para cada S_{t+2} se encuentra el óptimo S_{t+1} . Al comienzo, S_1 es conocido de modo que:

$$\theta_1(S_2) = \underset{0 \leq S_1 \leq \hat{S}_1}{\text{MIN}} \{ C_1(S_1 - S_2 + W_1) \} \quad (1.9)$$

Esta ecuación nos da el punto de inicio. Las recursiones directas son continuadas hasta que las decisiones óptimas de interés no esten influenciadas por recursiones adicionales.

Para resolver el problema para el caso cuando los suministros de la estación hidráulica se consideran de naturaleza estocástica, es necesario usar fórmulas recursivas hacia atrás. Estas fórmulas son la imagen de las fórmulas anteriores.

1.1.3 Programación Lineal.

El problema de la inversión como se formuló anteriormente en este capítulo, se puede expresar como un problema de programación lineal ó LP. Para ello, es conveniente alterar la notación y hacer que cada período t sea representado por la curva de duración de carga cortada en $p = 1, \dots, P$ bloques, cada uno de un ancho p (ver figura 1.10). Los periodos t pueden representar meses, temporadas, años o cualquier otro intervalo de tiempo de acuerdo a la aproximación deseada. Si va a existir un almacenamiento temporal de la estación hidráulica del sistema, t debe estar expresado en las mismas unidades de tiempo. Dado que las variables de capacidad $X_{i,v}$ son constantes predefinidas en el modelo de simulación, el objetivo es

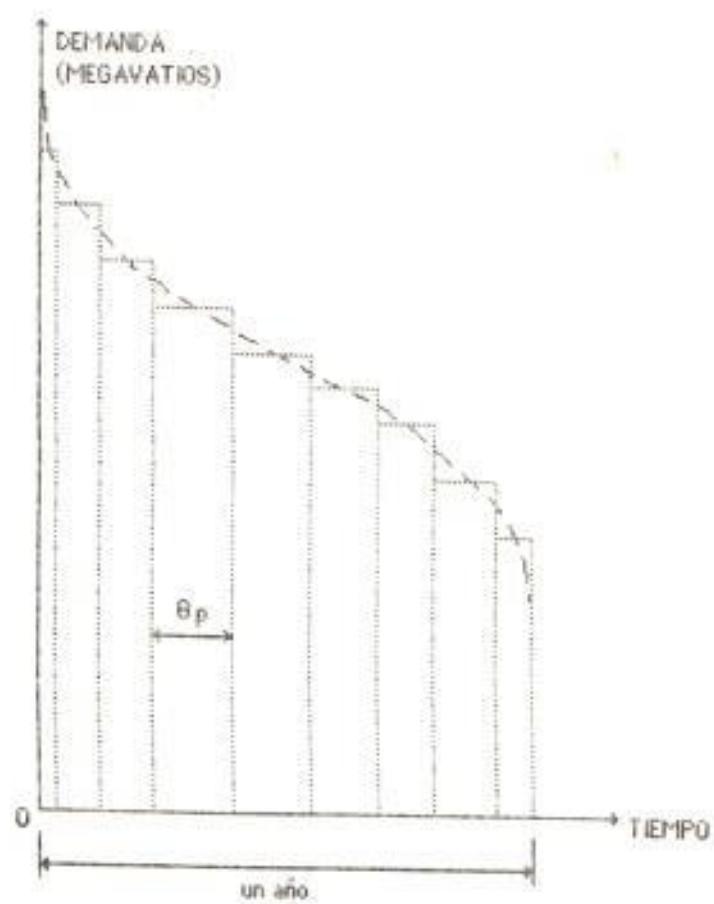


FIGURA 1.10.- Representación en bloques de la Curva de Duración de Carga.

escoger las variables de decisión de la operación $U_{j,t,v,p}$ tal que los costos de operación total del sistema sean los mínimos posibles. Así:

$$\text{MINIMIZAR } \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{v=1}^V \sum_{p=1}^P F_{j,t,v,p} \cdot U_{j,t,v,p} \cdot \theta_p \quad (1.10)$$

Este objetivo esta sujeto a las restricciones de capacidad:

$$0 \leq U_{j,t,v,p} \leq A_{j,v} \cdot X_{j,v}, \text{ para todo } j,t,v,p \quad (1.11)$$

y a la restricción que la salida agregada debe ser suficiente para satisfacer la demanda en todo momento:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{v=1}^V U_{j,t,v,p} \geq Q_{t,p}, \text{ para todo } t,p \quad (1.12)$$

Notar que las "condiciones de garantía" tienen que manejarse con cálculos separados, dado que $X_{j,v}$ no es una variable de decisión endógena en el modelo de simulación. Adicionalmente, hay restricciones de hidroenergía. Digamos que $j=h$ denota la hidroestación, y que la

variable de decisión S_{hvt} sea la energía almacenada al inicio del periodo t en la hidroestación de capacidad v . Si \hat{S}_{hvt} es la capacidad de almacenamiento del reservorio, $0 \leq S_{hvt} \leq \hat{S}_{hvt}$. También si se hace que W_{hvt} sea el influjo de agua en el periodo t , expresado en unidades de energía y ajustado para pérdidas debido a la evaporación. Luego, el agua almacenada al final del periodo y el agua usada para la generación durante el periodo, debe ser menor o igual al agua almacenada al comienzo más los influjos:

$$S_{hvm, t+1} + \sum_{p=1}^P U_{hvt,p} \cdot \theta_p \leq S_{hvt} + W_{hvt},$$

para todo h, v, t (1.13)

y estas restricciones serán hechas por el signo igual si es que no hay un desperdicio.

El programa lineal anterior puede resolverse usando los programas estandares de computadora. Este puede extenderse de varias formas, como se mostrará después, para incluir esquemas de multipropósitos,

variables de decisión regionales y pérdidas de transmisión. La función objetivo también se puede separar, de modo que las no linealidades de los coeficientes de costos pueden tratarse con una programación separada.

Una dificultad con los modelos de simulación LP, es el gran número de restricciones que deben ser satisfechas en cualquier formulación realista de un problema. La restricción (1.12) en particular pueden llegar a ser demasiado numerosas si la curva de duración de la carga se separa en muchos periodos y los tipos y edad de las plantas son muchos.

Pero es posible superar esta dificultad, dado que la estructura del capital es predefinida y fija, estas restricciones forman un conjunto de cotas superiores y se pueden tratar con métodos LP con variables de frontera. Para sistemas predominantemente térmicos el problema se puede descomponer en algunos programas lineales independientes y muchos más pequeños (por ejemplo uno por año) dado que

las decisiones de operación para un año son una buena aproximación independiente de los años previos. Aunque los modelos de simulación LP para cálculos de planificación no se han reportado tan frecuentemente como los otros modelos que hemos discutido, es interesante anotar que son usados por ingenieros para cálculos de despacho de carga.

CAPITULO II

ESTUDIO Y DESCRIPCION GENERAL DEL PROBLEMA DE PLANEACION DE LA EXPANSION DE LA CAPACIDAD DE GENERACION ELECTRICA

2.1 El Problema de Planeación.

En el contexto aquí desarrollado, el problema de planeación es seleccionar problemas específicos de un grupo de proyectos potenciales de expansión y especificar fechas de iniciación de construcción para las unidades seleccionadas. Así, los estudios preliminares han identificado las tecnologías más probables y los sitios de construcción potenciales, etc.

La solución de este problema debe minimizar la suma de los costos descontados (costos a valor presente) que satisface las muchas restricciones al tiempo considerado. Primero, la capacidad de generación (presente más la de expansión) debe ser

siempre por lo menos tan grande como el pico de demanda de potencia. Segundo, los requerimientos de confiabilidad del sistema (por ejemplo la Probabilidad de Pérdida de Carga LOLP, equivalente a un día en 10 años) debe satisfacerse a través del horizonte de planeación especificado. Tercero, el plan de expansión debe ser factible con respecto al de construcción.

Para un periodo de planeación de 25 años, por ejemplo, la gran cantidad de datos demanda el uso de una aproximación sistemática o modelo para el proceso de planeación.

2.2 Factores técnicos.

Las unidades que producen energía eléctrica, se componen del sistema de generación mientras que el sistema de transmisión, el cual lleva la energía para entregarla en los centros de demanda. Típicamente, el planeamiento de la transmisión es una actividad sucesora al planeamiento de la generación, de manera que los efectos de la transmisión no se consideran en los modelos de planeamiento de la expansión de la capacidad de generación.

Cada unidad generadora, existente o propuesta tiene ciertas características que incluyen:

TIPO DE GENERACION: Fuente de energía ya sea nuclear, hidráulica o turbina a gas, etc.

COSTOS FIJOS: Costos para la disponibilidad de la unidad, como por ejemplo : impuestos, seguros, mantenimiento.

COSTOS DE OPERACION: Primeramente costos de combustible los cuales para unidades térmicas pueden modelarse como funciones cuadráticas del nivel de potencia.

LIMITES DE CAPACIDAD: Niveles de salida de potencias mínima y máxima para la unidad cuando está en línea; y

FACTORES PARA SACARLA DE SERVICIO: Incluyen mantenimiento, salidas forzadas, fallas de equipos y salidas no previstas, por ejemplo falta de combustible.

A medida que la unidad envejece, los valores de estos factores pueden cambiar, por ejemplo la disponibilidad de una unidad puede mejorarse para

una unidad realmente nueva y típicamente declina a medida que la unidad envejece.

La medida y predicción de los parámetros específicos de una unidad para unidades existentes y unidades potenciales en el programa de expansión es un gran problema técnico. Más dificultad, sin embargo es el problema de valorar confiabilidad del sistema futuro de generación. Comúnmente, el criterio de confiabilidad utilizado incluye margen de reserva, probabilidad de pérdida de carga (LOLP), frecuencia de salida y duración (FAD), y déficit esperado. Ninguna de estas medidas es completamente satisfactoria para la evaluación de la confiabilidad.

2.2.1 Formas de Evaluación de la Confiabilidad para un Sistema Eléctrico.

La confiabilidad del sistema es la capacidad que tiene para satisfacer la demanda de potencia en algún punto dado en el tiempo. La mayoría de estándares de confiabilidad son medidos en términos de la probabilidad de no poder satisfacer la carga anticipada en un nivel de voltaje útil sin ayuda de otros sistemas.

La requerida confiabilidad estandar es la que determina la cantidad de reserva que debe ser mantenida en el sistema.

La evaluación de la confiabilidad de la capacidad de generación puede ser dividida en 2 áreas básicas de requerimientos:

- Estática.
- Rodante.

Estas 2 áreas deben ser examinadas en la etapa de planeación para la evaluación de las alternativas de unidades. Sin embargo, una vez que la decisión ha sido tomada, entonces los requerimientos rodantes se convierten en un problema de operación.

Los requerimientos estáticos pueden ser considerados como la capacidad instalada que debe ser planeada y construida con anticipación de los requerimientos del sistema. La reserva estática debe ser suficiente para proveer ajustes de los equipos de generación, salidas que no

estén planeadas o programadas y requerimientos de crecimiento de carga en exceso de lo estimado.

Los requerimientos de reserva rodante deben ser suficientes para satisfacer los cambios imprevistos en la carga del sistema sin variar la frecuencia del sistema y la regulación de la línea de interconexión, además de proteger contra la probable pérdida de la capacidad de operación. La cantidad real de reserva rodante es dependiente de muchos factores, de los cuales uno de los más importantes es el nivel deseado de confiabilidad. Otros factores son:

- (i) Rechazo de carga por relé de baja frecuencia o métodos manuales.
- (ii) Reducción de la carga del sistema por la reducción de los niveles de voltajes del sistema.
- (iii) Asistencia a los sistemas interconectados.

2.2.2 Métodos de Evaluación de la confiabilidad.

Las medidas de Probabilidad de Pérdida de Carga.

Varios métodos han sido planteados para evaluar la confiabilidad de operación de un sistema de potencia eléctrico dado. El más simple y común de todos es la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP), un valor que describe la cantidad esperada acumulada de tiempo en un periodo dado, usualmente en un año, durante el cual el sistema experimentará una interrupción de energía de más de 0 Kwh.

El LOLP es usualmente expresado en términos de días por año, horas por día, o como un porcentaje de tiempo. Si una curva de variación de pico de carga diario es usada, la pérdida de carga esperada está dada en días por el periodo de estudio. El periodo de estudio puede ser una semana, un mes o año. La más difundida aplicación es el uso de la curva sobre una base anual. Cuando es

expresado como una fracción de tiempo, el LOLP puede ser interpretado como la probabilidad de que haya una interrupción de potencia de alguna magnitud en el periodo dado. De aquí, el nombre asignado a esta medida.

El recíproco del LOLP años /día es usualmente referido como índice de confiabilidad. El uso de este valor recíproco no está muy difundido debido a que ha generado mucha confusión. Los días/año que resultan es simplemente una expectación matemática de la pérdida de carga en unidades de tiempo para el periodo bajo estudio.

Existe una diferencia entre los términos Capacidad de Salida Forzada y Pérdida de Carga. El término Capacidad de Salida Forzada indica una pérdida de generación la cual podría o no resultar en una pérdida de carga. Esta condición depende del margen de reserva de la capacidad de generación y del nivel de carga del sistema. Una pérdida de carga ocurrirá sólo cuando la disponibilidad de la

restante capacidad de generación en servicio es excedida por el nivel de carga del sistema.

Probabilidad de Pérdida de Carga

La mayor desventaja de la LOLP es que sólo indica la duración esperada acumulada de interrupciones; sin embargo podría existir gran diferencia entre las cantidades de energía no servidas del sistema con iguales niveles de LOLP. Una medida suplementaria de confiabilidad es la cantidad esperada de energía no servida, referida como la Probabilidad de Pérdida de Energía (LOEP). La LOEP indica la cantidad total esperada de energía requerida por los consumidores y no suministrada a causa de la indisponibilidad del sistema para satisfacer la demanda para la potencia eléctrica.

Los resultados de este método están dados en términos de la probable relación de la carga de energía no servida debido a deficiencias en la capacidad de

generación disponible, a la carga total de energía requerida para servir a los requerimientos del sistema. Para una curva de duración de carga dada ésta relación es independiente del período de tiempo considerado, el cual es usualmente un mes o un año. La relación generalmente es extremadamente pequeña y es muy usual expresar ésta por medio de el índice de confiabilidad de energía, el que resulta de substraer esta relación de la unidad y así se obtiene la probable relación de energía de la carga que será suministrada a la carga total de energía requerida por el sistema.

Aunque el método de pérdida de energía tiene quizás más significado físico que el método de pérdida de carga, no es tan flexible en la mayoría de las aplicaciones y no está muy difundido.

Distribución de No Suministro

Si bien el LOEP indica la cantidad de energía que no es suministrada, el LOEP no da ninguna información acerca de la

magnitud de la demanda (Kw) que no es satisfecha. Por ejemplo, la misma cantidad de energía no suministrada puede ser debido a las extendidas pero pequeñas interrupciones de demanda, o a las breves pero grandes interrupciones de demanda. Una medida sofisticada, que provee información sobre magnitud y la duración esperada de demanda no satisfecha, es la distribución de energía no suministrada referida como la Distribución de No Suministro.

Por definición, la base de la distribución de no suministro es igual al LOLP del sistema, con el área bajo la curva igual al LOEP del sistema. La relación entre estas 3 medidas de confiabilidad son descritas gráficamente en la figura 2.1. Todos los 3 sistemas tienen la misma LOLP y los sistemas 2 y 3 tienen la misma LOEP. Sin embargo, éstas no son suficientes para describir la confiabilidad del sistema. Se observa que las distribuciones de no suministro aún difieren una de otra.

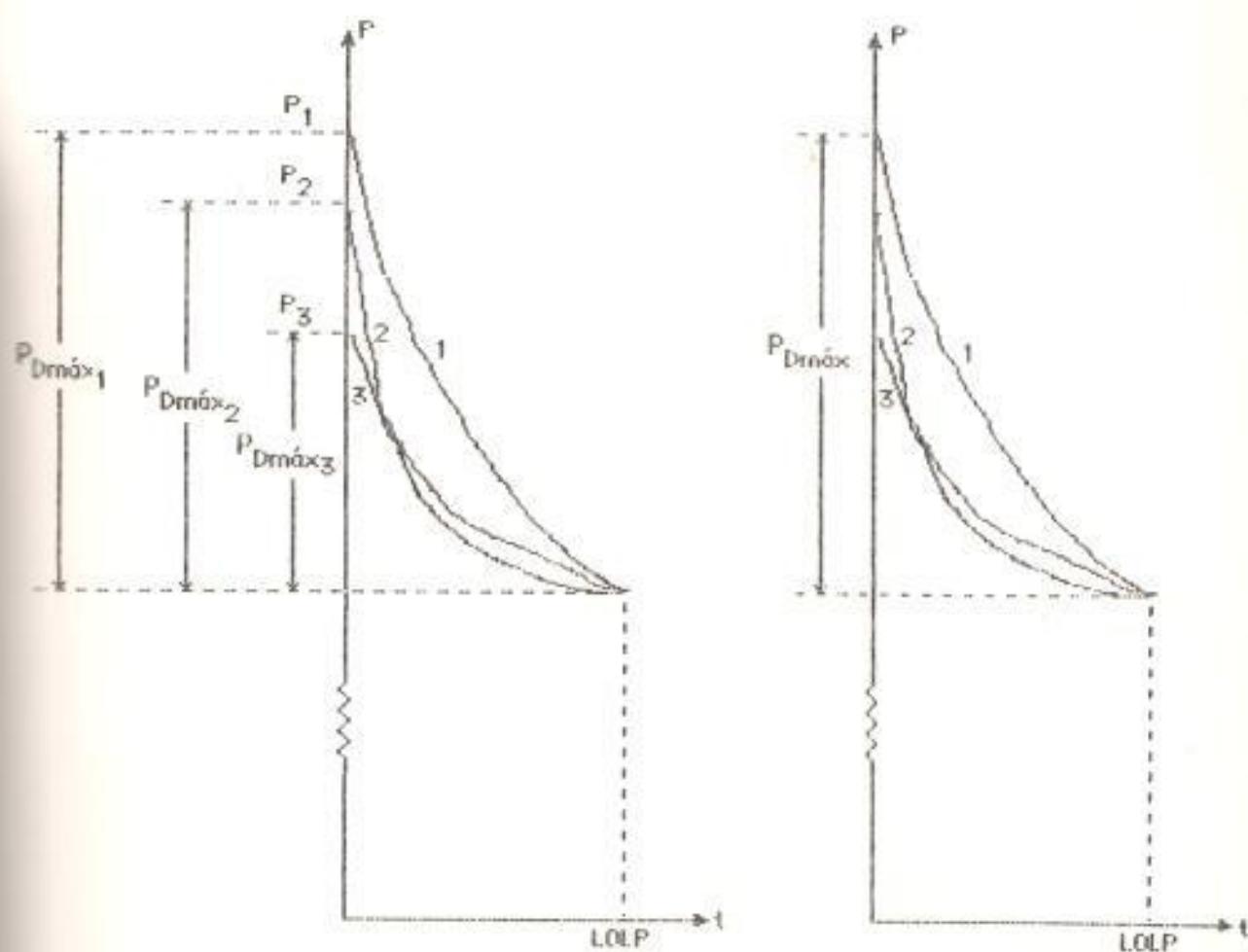


FIGURA 2.1.- Distribuciones de no suministro. Todas las distribuciones tienen el mismo LOLP; los casos 2 y 3 tienen la misma LDEP.

Simbología: P_i , pico de carga en el sistema i ; $P_{Dmáx_i}$, la mayor magnitud de la demanda no servida en el sistema i ; P_{ins} , capacidad instalada.

Distribución de el Margen de Capacidad

Una versión extendida de la distribución de no suministro es la Distribución de Margen de Capacidad, la cual relaciona la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda para potencia eléctrica (el margen de capacidad) a su frecuencia de ocurrencia. Por definición, el extremo de la distribución de margen de capacidad el cual corresponde a márgenes de capacidad negativos, es la distribución de no suministro. La distribución del margen de capacidad está convirtiéndose en una medida de confiabilidad cada vez más importante, especialmente en conexión con estudios de confiabilidad de los intercambios de potencia eléctrica. Una típica distribución del margen de capacidad es mostrada en la figura 2.2.

Métodos de Frecuencia y Duración

Otros métodos para medir la confiabilidad los cuales son concernientes no sólo con la duración acumulada de no suministro, sino también con las frecuencias,

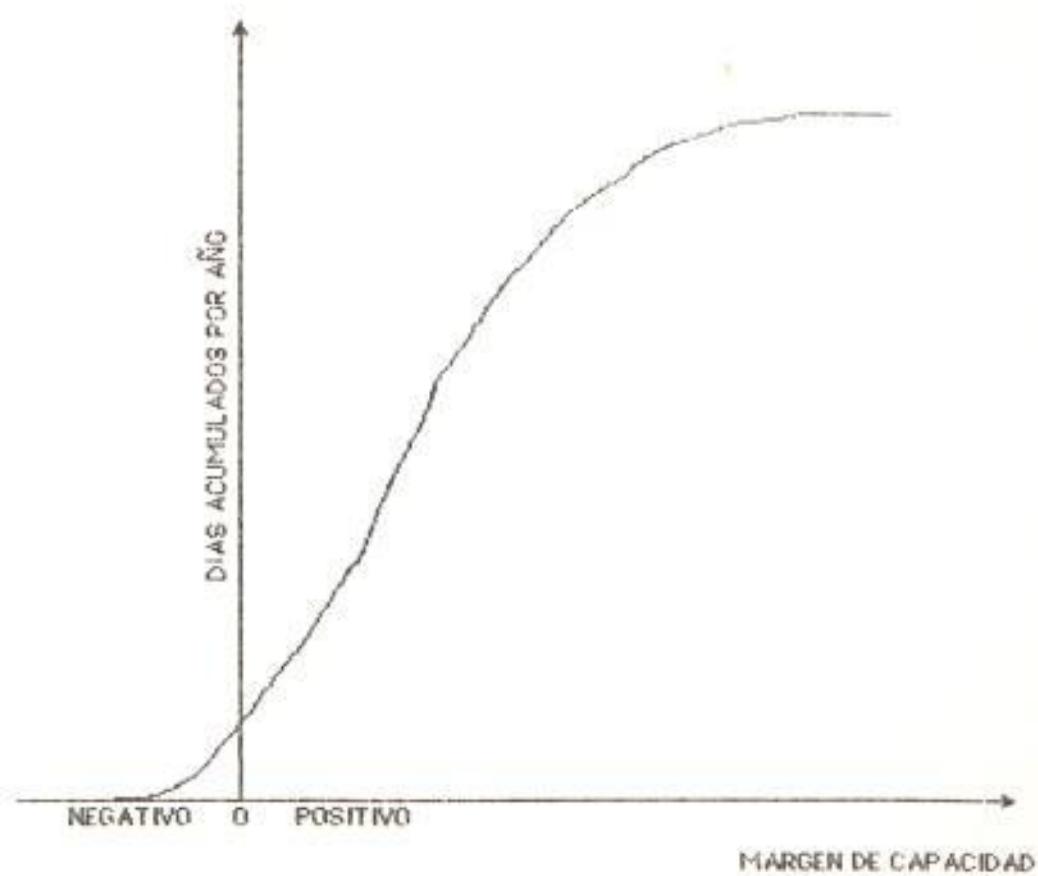


FIGURA 2.2 .- Distribución Acumulativa del margen de capacidad para una típica curva anual.

magnitudes y duración de no suministro son los Métodos de Frecuencia y Duración. *Estos métodos son generalmente aplicables en la evaluación de la confiabilidad a corto plazo.*

Simulación

Los modelos de simulación proveen de una herramienta común y útil para la estimación de las medidas de confiabilidad de un sistema. Un modelo del sistema es corrido en un computador, con varias salidas forzadas generadas por los métodos de Montecarlo según asumidas o conocidas probabilidades de salida. Para cada elemento de tiempo, la capacidad disponible es comparada a la carga y el exceso o déficit es luego registrado para obtener las medidas de confiabilidad requeridas.

2.2.3 Factores para sacar de servicio a una unidad.

DEFINICION DE SALIDA

Varias de las definiciones básicas de salida que se mencionan a continuación son aplicables a todas las áreas de sistemas de potencia.

SALIDA

Una salida describe el estado de un componente cuando no está disponible para ejecutar su función adecuada debido a algún evento directamente asociado con aquel componente. Una salida podría o no causar una interrupción de servicio a los consumidores dependiendo de la configuración del sistema.

SALIDA FORZADA

Una salida forzada es una salida que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con un componente que requiere que éste sea sacado fuera de servicio inmediatamente, ya sea automáticamente o tan pronto como las maniobras con el interruptor puedan ser ejecutadas, o una salida causada por operación inadecuada de un equipo o error

humano.

TASA DE SALIDA FORZADA

La unidad de confiabilidad es uno de los más importantes factores que influyen sobre la confiabilidad de un sistema, así como determina la frecuencia con la cual una unidad estará probablemente fuera de servicio a causa de una salida no planificada. Entre más baja es la confiabilidad de una unidad dada, mayor es la probabilidad de falla, y producirá una disminución de la confiabilidad del sistema.

A diferencia de los requerimientos de mantenimiento, las salidas forzadas son variables aleatorias, y su ocurrencia y duración son impredecibles. El patrón de falla de una unidad de generación dada es usualmente descrito por su Tasa de Salida Forzada (FOR), calculada como el porcentaje de tiempo en que la unidad está dañada dividido para el tiempo de servicio total más el tiempo del desperfecto:

$$\text{FOR} = \frac{\text{Horas de salida forzada}}{\text{Horas de salida forzada} + \text{Horas de servicio}} * 100 \quad (2.1)$$

Con las horas de salida forzada como el tiempo en horas durante el cual una unidad no está disponible debido a salidas forzadas, y las horas de servicio siendo el número total de horas que la unidad está realmente operando con los interruptores cerrados a la barra de la estación. Las salidas forzadas están definidas en relación a lo anterior, como la ocurrencia de una falla de un componente u otra condición la cual requiere que la unidad sea removida de servicio inmediatamente, o adecuar e incluir en el más cercano fin de semana.

El FOR es un estimado de la probabilidad de salida condicional de la unidad, esto es, la probabilidad de una salida forzada dado que la unidad es necesitada para generación. La probabilidad de salida incondicional, o total, es obtenida multiplicando la probabilidad condicional, por la fracción de tiempo

durante el cual la unidad es necesitada para generación (multiplicando el FOR por la fracción de tiempo que la unidad está fuera o en servicio, relativo a la total duración de el tiempo involucrado, excluyendo el tiempo de mantenimiento). La probabilidad de salida es denotada por q , e interpretada como la probabilidad de salida condicional que es intercambiable con el FOR. La probabilidad de salida incondicional es denotada por q^* .

SALIDA PROGRAMADA

Una salida programada es una salida que resulta cuando un componente es deliberadamente sacado fuera de servicio en un tiempo especificado, usualmente para propósitos de construcción, mantenimiento preventivo, o reparación. La prueba clave para determinar si una salida podría ser clasificada como forzada o programada es como sigue. Si es posible aplazar la salida cuando tal postergación es deseable, la salida es una salida programada; de otra manera la salida es una salida forzada. El

aplazamiento de una salida podría ser deseable por ejemplo para prevenir sobrecarga de unidades o una interrupción de servicio a los consumidores.

2.2.4 Costos Fijos.

MANTENIMIENTO PROGRAMADO

El mantenimiento programado es requerido para observancia de la confiabilidad de operación de las unidades de generación y una más alta eficiencia. Un adecuado programa de mantenimiento es de importancia para mantener la confiabilidad del sistema. Por otro lado la actividad de mantenimiento remueve cierta capacidad del sistema, de esta manera expone al sistema a un elevado riesgo mientras que la actividad de mantenimiento dura. A diferencia de las salidas forzadas, las operaciones de mantenimiento pueden ser planeadas por adelantado y programadas de tal manera que se minimizen las oportunidades de interrupciones.

Dos criterios son usualmente utilizados para las operaciones de mantenimiento programado durante el año:

(1) Nivelar la capacidad de reserva durante todo el año; y

(2) Nivelar el riesgo de pérdida de carga.

En el primer método el mantenimiento es programado de manera de nivelar la capacidad para localizar las operaciones de mantenimiento en periodos de demanda ligera.

En el segundo método, se intenta nivelar la probabilidad de interrupción en cada periodo de mantenimiento, con un periodo de mantenimiento definido como un periodo durante el cual una cierta combinación de unidades están en mantenimiento.

Los dos métodos no necesariamente resultan en la misma confiabilidad del sistema. El segundo método usualmente provee una mejor confiabilidad para el

sistema debido a que explica las características especiales de las unidades de generación así como de la demanda para potencia en cada periodo de mantenimiento. Sin embargo, es mucho más difícil de ejecutar.

En la figura 2.3 se muestra las duraciones reales de la capacidad bajo mantenimiento de un cierto sistema. Es interesante notar que a pesar de las variaciones, la forma general de la curva es similar. En la figura 2.4 se representa un típico programa de mantenimiento. Las unidades grandes (1 y 9) son programadas para ser mantenidas durante baja demanda, y las más pequeñas unidades durante la demanda más alta.

CALIDAD DE LA CARGA PREVISTA

Debido a la diferencia de tiempo involucrada en la instalación de nuevas unidades de generación las cuales podrían tomar desde unos pocos meses para unidades térmicas, hasta varios años para unidades nucleares, las decisiones de

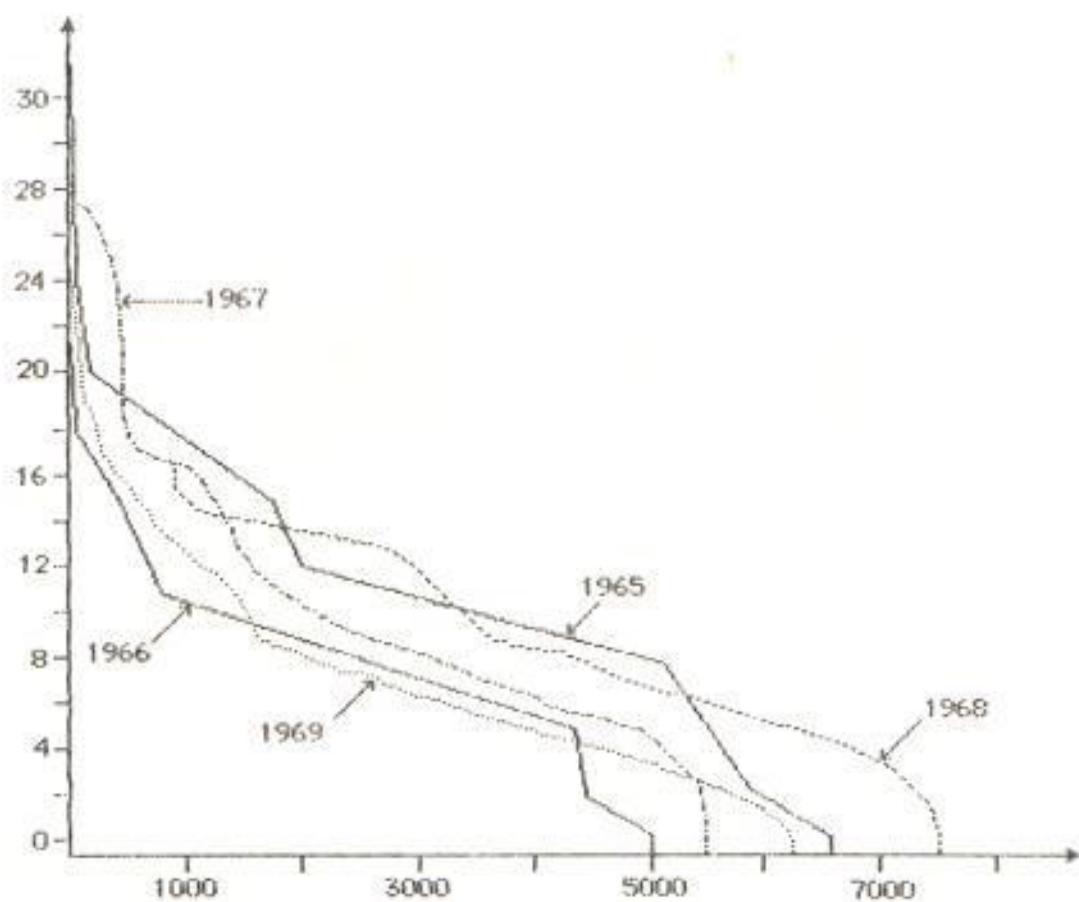


FIGURA 2.3.- Duración de la capacidad bajo mantenimiento programado de un sistema específico.

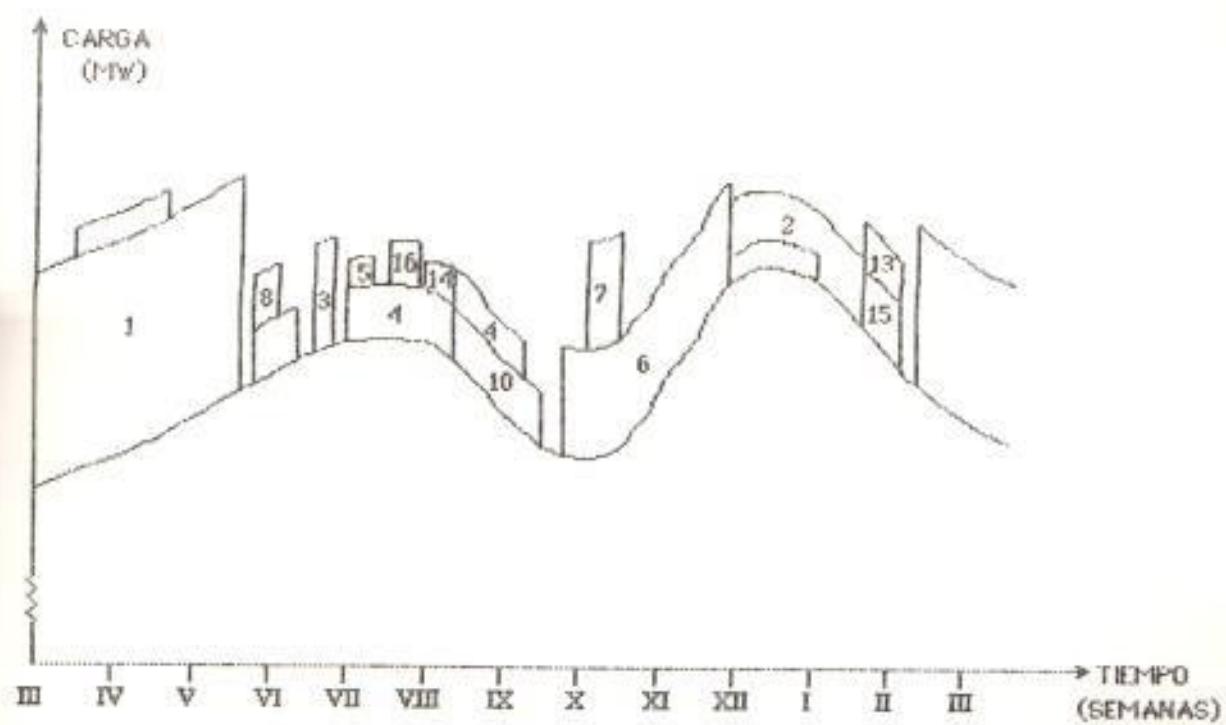


FIGURA 2.4.- Típico programa de mantenimiento en relación a los picos de demanda semanales

inversión deben ser hechas varios años antes de poner en servicio activo a las unidades. Un factor importante en este proceso de toma de decisión es la predicción de la carga, tanto de la forma como del pico de la demanda para potencia eléctrica. La calidad de la carga pronosticada influye considerablemente sobre la confiabilidad de operación de un sistema. *Una pobre predicción resulta ya sea en inversiones innecesarias en márgenes de reserva, o en una confiabilidad del sistema menor que la deseada.*

2.3 Factores de Demanda.

La carga del sistema de generación es una variable aleatoria dependiente del tiempo, la cual exhibe un patrón similar de día a día y tiene un ciclo anual definido, además de componentes de largo término. Asumiendo que el planeamiento de la generación es independiente del planeamiento de la transmisión, la distribución geográfica de la carga puede ignorarse.

Una forma de representar la carga es por sus

requerimientos de potencia instantánea en cada punto en el tiempo. Con esta representación, un día "típico" puede usarse para representar a todos los días en período estacional definido, por ejemplo, el mes de Agosto. Una alternativa, la cual es ampliamente usada en el planeamiento de la capacidad de generación es la Curva de Duración de Carga (LDC).

Conceptualmente la LDC, se deriva de la curva de carga instantánea como sigue. Primero, se definen pequeños intervalos, digamos una hora y se promedia todas las cargas dentro de este intervalo. Luego, se clasifican todos los intervalos para el año, dentro de un orden ascendente de la carga promedio. El resultado es la Curva de Duración de la Carga (LDC). Más detalladamente se la muestra en la sección 1.1.1.

2.4 Factores Financieros.

Una evaluación comúnmente utilizada para los planes de expansión a largo plazo es la suma de los costos descontados anuales fijos del sistema y de los costos de operación. Esto requiere especificar los factores de descuento apropiados. También, debido a que los costos cambian en el

tiempo, normalmente será necesario estimar las tasas de inflación o deflación apropiadas para una o más categorías de costos de combustible.

Un factor financiero no incluido en muchos modelos de expansión de la capacidad es el costo de construcción y su presupuesto. Un proyecto de expansión particular, normalmente tendrá una duración de construcción de muchos años (10 ó más para nucleares) con gastos planeados y distribuidos para este periodo. A causa de la inflación, la cantidad actual de gastos depende del comienzo del proyecto o equivalentemente cuando la unidad es comisionada. Así, las tasas de inflación para muchas categorías de costos de construcción deben también considerarse.

La cantidad de dinero que el servicio eléctrico tiene disponible para la construcción depende de una manera compleja en muchos factores exógenos. Es impráctico tratar de incorporar a todos estos factores en un modelo comprensivo. Sin embargo, el proceso de planeamiento a largo plazo debe reconocer limitaciones en gastos de construcción futuros.

En el modelo propuesto aquí, este factor se

incorpora asumiendo que en cada año, una cantidad específica de dinero está disponible para la construcción. Los fondos de este presupuesto de construcción anual puede llevarse al próximo año, si no se gasta en el año presente. Los fondos llevados hacia adelante ganan intereses a alguna tasa de retorno específica de corto plazo. La inclusión de los costos de construcción en el modelo de planeamiento requiere la estimación de presupuestos anuales de construcción y las tasas de interés a corto plazo, así como los costos de construcción actuales para cada proyecto de expansión potencial.

2.4.1 Análisis del Costo de operación.

ASPECTOS GENERALES

La predicción de los costos de operación y de capital de una unidad de potencia eléctrica es un aspecto importante de la planeación del sistema de potencia. En decisiones de expansión de capacidad, los datos de costos son usados como un importante criterio para comparar entre varias alternativas de políticas de inversiones, para el propósito de

encontrar el menor costo de inversión, el cual satisface la demanda de potencia con un cierto nivel de confiabilidad. En el planeamiento de la operación, los cálculos de los costos necesarios para planeación financiera, análisis de flujo de dinero, presupuesto de combustible, etc. La estimación de los costos son también elementos importantes para tomar decisiones de la estructura de tasas, planeamiento de reserva, análisis de sensibilidad, etc.

Mientras que la predicción del costo de capital de una política de inversión es por sí mismo una tarea complicada, ya que implica la predicción del costo de capital por unidad de capacidad instalada para cada tipo y tamaño de unidad de generación en cada uno de los años futuros, la estimación del costo de operación de un sistema de potencia eléctrica es mucho más complicada, así como depende del procedimiento de carga, la disponibilidad de las unidades, y la demanda para potencia eléctrica, las cuales son altamente variables e

impredecibles, especialmente cuando los cálculos se extienden a largo plazo.

Varios métodos han sido desarrollados para predecir los costos de operación de una unidad dada. Los más simples procedimientos están basados sobre la Curva de Duración de Carga (LDC) asumiendo una carga en orden de méritos, con las capacidades de las unidades reducidas por un pequeño porcentaje para considerar salidas y mantenimiento programado. Una versión lineal de esta estimación ha sido usada como la función de costo en varios modelos de programación lineal.

Un método más sofisticado, el cual considera las salidas forzadas y mantenimiento en una forma más confiable, mientras que aún asume una carga en orden de méritos, es el método de simulación probabilística. Un mayor grado de precisión en el cálculo de los costos de operación puede ser conseguido por uso de un modelo de simulación, puesto que el análisis puede ser realizado sobre una

base horaria y con el más preciso procedimiento de carga, específicamente el de carga incremental, puede ser empleado. La desventaja de los modelos de simulación, sin embargo, está en el gran volumen de cálculos implicados. También, como el análisis se extiende en el largo plazo, los modelos de simulación se convierten en inefectivos ya que es imposible predecir los datos horarios anticipadamente.

PROCEDIMIENTO DE CARGA

Dada la demanda de potencia y las unidades disponibles, un procedimiento de carga es aplicado. El procedimiento de carga es la forma por la cual algunas unidades son asignadas para generar con el propósito de satisfacer la demanda instantánea de potencia eléctrica mientras que minimiza los costos de operación.

Como tal, el procedimiento de carga determina el número, tipo y nivel de producción de las unidades las cuales son

cargadas para generar en algún tiempo dado. Es por lo tanto un factor muy importante en el cálculo de los costos de operación de una unidad dada. El más importante componente del costo de operación, excluyendo el arranque, apagado y pérdidas de transmisión es el costo del combustible. El consumo de combustible es una función no lineal de la salida de la unidad; en particular, ha sido empíricamente demostrado que la función costo de unidades de generación en un sistema de potencia, con la posible excepción de unidades hidroeléctricas y de almacenamiento y bombeo, es una función no lineal, usualmente cuadrática, creciente que muestra un costo marginal creciente.

Bajo estas condiciones puede ser probado que el procedimiento de carga, el cual permite el mínimo costo de operación para el sistema es aquel en el que se igualan los costos marginales de las unidades en el sistema para algún nivel de demanda. Este procedimiento de carga ampliamente utilizado por compañías de potencia

eléctrica, es conocido como Procedimiento de Carga Incremental.

Es difícil sin embargo, emplear el procedimiento de carga incremental para cálculos de costos, como depende sobre los cambios dinámicos en la demanda y/o en las disponibilidades de unidades, las cuales pueden ser tomadas en cuenta sólo en un análisis hora por hora. Desde luego los modelos de simulación los cuales son capaces de realizar un análisis horario, están provistos del medio de predecir el costo de operación del sistema basado sobre la carga incremental.

Un procedimiento de carga alternativo, el cual evita las dificultades presentada por la carga incremental, es la Carga en Orden de Méritos.

Según este método, las unidades son cargadas para generación en orden de su costo de producción promedio el cual sirve como un indicador para el orden de méritos de las unidades. La unidad más eficiente, i.e., la unidad con el menor

costo de producción promedio, es cargada primero y operada en su capacidad nominal; la siguiente unidad más eficiente es luego cargada para la generación en su capacidad nominal, y así sucesivamente hasta que la demanda es satisfecha. Este procedimiento es ciertamente mucho más conveniente para calcular el costo; y en conjunción con la LDC permite un algoritmo muy eficiente para predecir los costos de operación del sistema. El procedimiento, sin embargo, permite solamente resultados aproximados. Se ha sugerido una mejora para el análisis según la carga en orden de méritos por dividir la capacidad total de la unidad dada en dos bloques, cada uno con diferente costo de producción promedio, los cuales son luego ubicados en posiciones no adyacentes en el orden de méritos.

Este procedimiento de carga resulta en una mayor precisión en el cálculo de los costos de operación del sistema. Obviamente, el mayor número de bloques para una unidad dada, la mayor precisión

de las predicciones de los costos de operación. En realidad, la carga incremental es básicamente un lejano refinamiento de el método de los dos bloques, con la capacidad de una unidad dividida en infinitos bloques infinitesimales; el costo de cada uno es el costo incremental de producir la energía en aquel bloque.

CAPITULO III

UN MODELO DE PROGRAMACION MIXTA ENTERA

3.1 Ventajas del Modelo de Programación Mixta Entera sobre otros modelos de programación.

La capacidad de generación a largo plazo ha sido modelada en numerosas formas. Las metodologías aplicadas al planeamiento de la generación incluyen: programación lineal, programación mixta entera, programación no lineal y programación dinámica, así como la incorporación de módulos de simulación heurísticos.

Limitaciones pueden encontrarse en cada uno de estos enfoques. Mientras los modelos de programación lineal son altamente flexibles, permiten estudios paramétricos y han sido comparativamente bajos en requerimientos de cálculos, no pueden manejar características

importantes del problema, tales como costos de carga fijos, criterios de confiabilidad complejos y submodelos de costos de producción realísticos.

Los modelos de programación no lineal tienen capacidades similares, aunque los requerimientos y sofisticación de los cálculos son dependientes del modelo y la capacidad para estudios paramétricos se pierde. Los estudios que incorporan módulos de simulación heurísticos pueden modelar muchos aspectos del problema en detalle a cambio de una mayor complejidad en los cálculos. Esto también es cierto en el caso de los modelos de programación dinámica, los cuales para facilidad de cálculos requieren agregación sustancial y no pueden considerar fácilmente restricciones a través del tiempo (tales como restricciones en presupuesto).

Finalmente, los modelos de programación mixta entera actuales permiten flexibilidad en la modelación, potencialidad para estudios paramétricos y requerimientos de cálculos dependientes en el modelo, mientras están limitados en su representación de los costos de producción, seguridad en la confiabilidad y restricciones en el presupuesto de construcción.

La Curva de Duración de Carga (LDC) es efectiva para representar la capacidad pico y los requerimientos totales de energía. Las técnicas del costo de producción basadas en la LDC han probado ser razonablemente precisas para planeamiento a largo plazo. Lo que la LDC "pierde" es el patrón temporal específico de la operación de la unidad, de manera que los factores tales como salidas por mantenimiento planeado son más difíciles de considerar.

3.2 Estructura del Modelo.

Consideraremos el siguiente modelo de programación mixto entero para un planeamiento de la expansión de la capacidad de generación a largo plazo que lo denominaremos el modelo PEG.

(PEG) MINIMIZAR:

$$\sum_j F_j \cdot Y_j + \sum_{t=1}^T [\sum_j Q_{j,t} \cdot H_{j,t}] \quad (3.1)$$

SUJETO A:

$$\sum_j X_{j,t} \geq P_{i,t}, \quad \text{para todo } i,t \quad (3.2)$$

$$L_{j,t} \cdot Y_j \leq X_{j,t} \leq U_{j,t} \cdot Y_j, \quad \text{para todo } i,j,t \quad (3.3)$$

$$\sum_j A_{jt} \cdot U_{jt} \cdot Y_j \geq (1+m) \cdot P_t, \quad \text{para todo } t \quad (3.4)$$

$$S_t - (1+r) \cdot S_{t-1} + \sum_j C_{jt} \cdot Y_j = B_t, \quad \text{para todo } t \quad (3.5)$$

$$LOLP_t (\{Y_j\}) \leq LOLP_{t-máx.}, \quad \text{para todo } t \quad (3.6)$$

$$\{J_k\} Y_j \leq 1, \quad \text{para todo } k \quad (3.7)$$

$$\{ Y_j \} \in Y, \quad (3.8)$$

$$S_t \geq 0, \quad \text{para todo } t \quad (3.9)$$

$$Q_{jit} = \begin{cases} V_{1jt} \cdot X_{jit} + V_{2jt} \cdot X_{jit} + V_{3jt}, & \text{si } X_{jit} > 0 \\ 0, & \text{para otros valores de } X_{jit} \end{cases} \quad (3.10)$$

donde:

Y_j = variable entera de valor cero o uno, que indica si el proyecto j debe construirse.

X_{jit} = nivel de operación de la unidad j en intervalo i del periodo t .

- F_j = suma de costos fijos descontados (impuestos, mantenimiento, etc) asociados con la unidad j sobre el horizonte de planeación.
- V_{jt} = coeficientes de descuento de la función cuadrática de costos de producción para la unidad j en el período t .
- Q_{ijt} = costo de producción descontado asociado con el proyecto j en el intervalo i del período t .
- H_{it} = número de horas en el intervalo i del período t .
- P_{it} = nivel de demanda de potencia en el intervalo i del período t .
- L_{jt} = límite inferior en el nivel de producción de la unidad j en el período t .
- U_{jt} = límite superior en el nivel de producción de la unidad j en el período t .
- A_{jt} = factor de disponibilidad para la unidad j en el período t . $0 \leq A_{jt} \leq 1$
- m = porción del margen de capacidad de reserva requerido cuando la demanda pico ocurre, $m \geq 0$.
- P_* = demanda pico durante el período t .
- S_* = fondo en el presupuesto de construcción

- no utilizados en el periodo t , $S_0=0$.
- r_t = tasa de retorno a corto plazo para el periodo t .
- $C_{j,t}$ = fondos de construcción requeridos para la unidad j en el periodo t .
- $LOLP_t (\{Y_j\})$ = pérdida de la probabilidad de carga del sistema $\{Y_j\}$ durante el periodo t .
- $LOLP_{t-max}$ = Máxima pérdida permitida de la probabilidad de carga del sistema durante el periodo t .
- $\{J_k\}$ = conjunto de índices que pertenecen a proyectos mutuamente exclusivos, por ejemplo proyectos asociados con una sola unidad de generación.
- Y = el conjunto de configuraciones factibles del sistema $\{Y_t\}$, donde $Y_{jt} \in \{0, 1\}$ para las unidades actualmente existentes en el sistema.
- B_t = fondo de presupuesto de construcción adicional disponible en el periodo t .

PEG es un problema de programación no lineal, mixto entero con una función objetivo cuadrática, con restricciones lineales (3.2)-(3.5) y (3.7)-(3.9) y no lineales (3.6). La función objetivo (3.1) a ser minimizada es la suma de costos de

operación fijos y cuadráticos descontados a valor presente (3.10) asociados con cada unidad del sistema. Las consideraciones en los costos de producciones son incluidas a través de los requerimientos de potencia en (3.2) y los límites de capacidad de unidad en (3.3). La confiabilidad se asegura por los requerimientos del margen de reserva en (3.4) y los criterios de probabilidad de pérdida de carga en (3.6). Adicionalmente el modelo considera un conjunto de restricciones en el presupuesto de construcción (3.5), lo cual permite que fondos no utilizados en un período puedan usarse posteriormente.

Como se estableció previamente, el problema de planeamiento es seleccionar proyectos específicos de un conjunto de unidades potenciales para la expansión y especificar su fecha de construcción. Esto se lleva a cabo en PEG, designando con la variable Y_t la decisión de construir una unidad específica en un tiempo específico. Esto es, una unidad particular puede ser asociada con diversas variables de proyecto Y_t mutuamente excluyentes, una para cada año permisible para la iniciación de la construcción correspondiente. La restricción (3.7) permite a lo sumo una fecha de iniciación para cada unidad de expansión particular. Note que

este enfoque elimina la necesidad de indexar Y_t en el tiempo.

Este enfoque puede compararse al de otros modelos de programación mixto entera para planeamiento de la generación a largo plazo. Algunos modelos agrega las decisiones de las unidades considerando el tipo de las mismas determinando la cantidad de cada tipo en la expansión del sistema en cada periodo¹². Con esta aproximación, se gana una visión de la expansión general pero no específica. Adicionalmente, algunos designan las decisiones de expansión individual por el tipo de unidad¹³ y localización¹⁴, pero luego agregan periodos de tiempo u otras características asociadas con estas decisiones¹⁵. En contraste, PEG es diseñado a contestar preguntas acerca de unidades de expansión específicas programadas en años específicos.

La representación de la unidad individual, más que una agregación que por el tipo de tecnología es una de las características atractivas de este modelo. Además, esta aproximación de programación mixta entera en el planeamiento de la expansión de la generación a largo plazo, únicamente contiene las características físicas más realistas de los

costos de producción cuadráticos, pérdida exacta de la confiabilidad de carga y restricciones en el presupuesto de construcción con fondos que pueden mantenerse a través de períodos de tiempo.

Estas características del modelo sirven para distinguirlo de otros modelos. La aproximación en PEG puede ser contrastada con otros modelos, los cuales incorporan costos de producción lineales, aproximaciones en la confiabilidad a seguirse, y no consideran consideraciones explícitas de las limitaciones del presupuesto de construcción. Las diferencias sustantivas en PEG permiten una representación realista del problema de planeamiento.

Para promover una aproximación aún más realista, PEG tiene el potencial para un desarrollo mayor. Aunque son extensiones potenciales, en este momento el modelo no considera explícitamente detalles como consideraciones en el horario de mantenimiento de las unidades, adaptaciones específicas para el almacenamiento de agua y estaciones de bombeo en el sector de los costos de producción, ni variables de decisión con respecto al retiro de las unidades.

3.3 Metodología de Solución.

El enfoque general para desarrollar una metodología para resolver PEG es una variación del algoritmo particional de Benders¹, similar a aquel descrito por Geoffrion y Graves². Como el nombre lo indica, las variables de decisión son particionadas, creando dos problemas relacionados. El problema principal o problema maestro es seleccionar el conjunto de variables enteras que satisfacen algunas condiciones necesarias (pero no suficientes) para la optimización. Para cada conjunto factible de variables enteras, existe un subproblema, el cual es encontrar los mejores valores posibles para cada variable continua. De la solución de este subproblema, una condición adicional necesaria para el problema principal puede generarse. La figura 3.1 ilustra la metodología general de solución.

Para implementar esta variante de Benders en la solución de PEG, existen tres problemas metodológicos primarios:

- 1.- Cómo usar las condiciones necesarias para generar "nuevos" vectores enteros y cómo probar su optimidad.

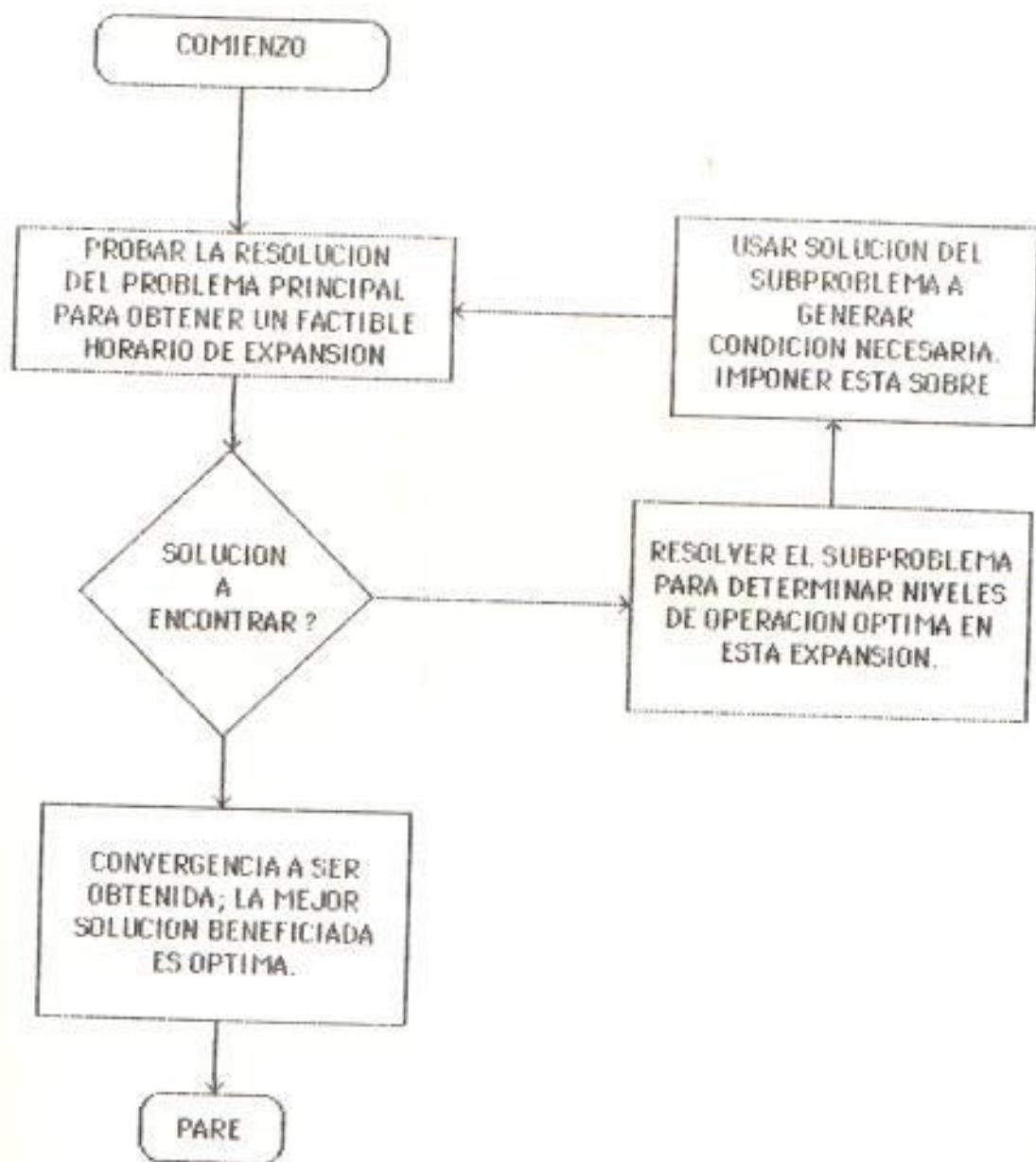


FIGURA 3.1.- Metodología general de solución

2.- Cómo resolver el subproblema continuo, y

3.- Cómo reforzar las restricciones de confiabilidad.

Todos estos tres problemas deben ser resueltos de una forma que conlleve a un método atractivo de cálculo.

Para el primero de los problemas metodológicos, observese que el problema principal (PP) puede escribirse como sigue:

$$(PP) \text{ MINIMIZAR: } g(\{Y_s\}) \quad (3.11)$$

$$\text{SUJETO A: } \sum_j A_{j,t} \cdot U_{j,t} \cdot Y_j \geq (1+m) \cdot P_t,$$

$$\text{para todo } t \quad (3.4)$$

$$S_t - (1+r) \cdot S_{t-1} + \sum_j C_{j,t} \cdot Y_j = B_t,$$

$$\text{para todo } t \quad (3.5)$$

$$\text{LOLP}_t(\{Y_s\}) \leq \text{LOLP}_{t-\max}, \quad \text{para todo } t \quad (3.6)$$

$$Y_j \leq 1, \quad \text{para todo } k \quad (3.7)$$

$$\{Y_s\} \in Y, \quad (3.8)$$

La función objetivo $g(\{Y_s\})$ es alguna función "escogida apropiadamente". El conjunto Y es un conjunto de todos los conjuntos factibles de variables enteras, $\{Y_s\}$. Así, Y incorpora no solamente las restricciones 0-1, sino también las condiciones necesarias generadas por la solución del subproblema. Como lo ilustra la figura 3.1, el problema principal y el subproblema son resueltos repetidamente. Después de la solución de cada subproblema adicional se generan las condiciones necesarias y el conjunto Y se reduce por aquellas configuraciones $\{Y_s\}$, las cuales violan. Detalles técnicos de la condición necesaria desde el subproblema y las soluciones duales pueden aplicarse de acuerdo a la metodología del modelo.

La solución del subproblema de costo de producción es el segundo problema metodológico primario. En cada iteración del procedimiento, todas las variables enteras se fijan, y los subproblemas continuos resultantes se descomponen en problemas de costos de producción para cada año en el horizonte planeado. Además, el problema de costo de producción para cada periodo se descompone en subproblemas para cada intervalo en la LDC, cada uno tendrá un problema continuo de optimización, para lo cual ninguna solución apropiada del método

debe ser usada. Note que la restricción (3.4) garantiza que los subproblemas siempre serán factibles.

El último problema metodológico es el cumplimiento de las restricciones de confiabilidad en la solución del problema principal. La metodología de resolución MP procede en dos pasos. En el primero, las restricciones de confiabilidad (3.6), son liberadas y el problema más simple resultante es resuelto por la vía LP- base branch bound. En el segundo paso, la solución al problema principal liberado, es chequear la factibilidad con respecto a las restricciones de confiabilidad en (3.6).

Así, la confiabilidad es solamente evaluada, para los horarios de expansión, los cuales de otra forma son factibles en el problema principal. Si el proceso de solución falla en el test de confiabilidad, entonces el problema principal debe revisarse para prohibir esta solución y entonces resolverla. A causa de la aproximación de la solución al problema principal esta contenida dentro del marco del presupuesto (branch y bound), esto se completa fácilmente cumpliendo proyectos adicionales dentro de la solución del problema principal.

Otra simplificación de cálculos se completa para el LOLP en la evaluación de la confiabilidad. Los cálculos del LOLP convencional requiere de dos pasos:

(1) La determinación de la PDF (Función de Densidad Probabilística) de la capacidad total del sistema de la convolución de las distribuciones de salida de Bernoulli individuales para cada unidad en el sistema, seguida por

(2) La suma de todas las probabilidades correspondientes a las capacidades del sistema bajo el pico esperado de carga en la PDF de la capacidad total.

En este enfoque el paso (1) se realiza para todas la unidades existentes en el sistema antes de la solución del PEG. Durante la evaluación de la confiabilidad de la solución del problema principal liberado, el paso (1) es rápidamente completado por convoluciones adicionales para solamente los proyectos de expansión, cuyo $Y_i=1$ en esta solución de prueba y entonces el paso (2) se realiza.

3.4 Implementación del modelo.

Para este procedimiento, los siguientes datos detallando el problema de planeamiento se requieren:

* PARA EL SISTEMA EXISTENTE: Para cada año en el horizonte planeado.

- Costos fijos totales.

- Número de puntos para describir la unidad agregada.

- Puntos que describen la curva (demanda / costo) para la unidad agregada.

- Puntos que describen la función de densidad probabilística de la capacidad de la unidad agregada, en otras palabras el sistema existente.

* PARA CADA PROYECTO DE EXPANSION:

- Ventana de tiempo para la iniciación de la construcción.

- Períodos de tiempo requeridos para la construcción.

- Costos de construcción asociados con cada periodo de tiempo para la construcción.

- Confiabilidad, costos fijos y características de los costos de producción para cada periodo de tiempo en el horizonte planeado.

* CONSIDERACIONES FINANCIERAS: Para cada periodo de tiempo en el horizonte planeado.

- Presupuesto de expansión de capital.

- Tasa de retorno de largo y corto plazo.

- Tasa de inflación.

* REQUERIMIENTOS DE CONFIABILIDAD:

- Criterio de probabilidad de pérdida de carga para cada periodo de tiempo.

- Criterio esperado de déficit para cada periodo de tiempo.

- Criterio de margen de reserva.

* PREDICCIÓN DE LA DEMANDA: Para cada periodo de

tiempo.

- Número de puntos utilizados para describir la curva de duración de carga.

- Puntos de la curva de duración de carga.

* PARAMETROS DEL CONTROL DE LA SOLUCION:

- Número de años en el horizonte planeado.

- Parámetros de tolerancia para la convergencia.

- Grado de salida deseado (sobre una escala de 0 a 20).

Estos datos se manipulan con generadores de matrices especializados para ajustar el problema para la solución y permitir un cambio fácil de los valores de los parámetros en las corridas subsiguientes. La siguiente información para la solución es suministrada por el procedimiento;

* Algunas programaciones de expansión factibles y costos asociados (compuestos de fijos, de producción y de construcción) incluyendo la programación óptima (la de menor costo).

* Pruebas de confiabilidad de las programaciones generadas.

* Estadísticas de solución.

- Tiempo de ejecución para pasos del problema.

- Tiempo de ejecución para los segmentos de la solución del problema principal.

- Estadísticas de la solución de programación lineal.

- Tiempo total de ejecución.

CAPITULO IV

ANALISIS DEL MODELO

4.1 Análisis de la Función Objetivo.

Como es de esperarse, la Función Objetivo trata de minimizar los costos, estos son los costos de producción y los costos fijos para que el proyecto pueda llegar a tener un costo óptimo.

Los costos de producción se identifican con los costos de combustible que vienen asociados con cada proyecto y que se presenta como una ecuación cuadrática en función de los niveles de operación del proyecto.

Los costos fijos están integrados por los costos de impuestos, seguros y mantenimiento, es decir aquellos costos para la disponibilidad de la unidad a entrar a funcionar.

La Función Objetivo se describe como sigue:

$$\text{MINIMIZAR } \sum_j F_j \cdot Y_j + \sum_{t=1}^T [\sum_j Q_{j,t} \cdot H_{j,t}] \quad (3.1)$$

El primer término de esta Función Objetivo representa la suma de los costos fijos de cada proyecto y van multiplicados por su respectiva variable entera de valor 0-1 que indica si el proyecto debe construirse o no.

El segundo término representa la suma de los costos de producción de las unidades de los proyectos j para cada intervalo i de los periodos t .

En general la Función Objetivo trata de obtener un proyecto óptimo a construirse con los costos precisos de tal forma que tenga eficiencia no sólo desde el punto de vista técnico sino económico y financiero.

4.2 Análisis de las Restricciones Lineales.

Vienen representadas por las restricciones (3.2), (3.5) , (3.7) y (3.9) de la Estructura del Modelo mencionada en el Capítulo III.

* A continuación se analiza el significado de la restricción (3.2) que representa los requerimientos

de potencia de las unidades, esto es:

$$\sum_j X_{j,t} \geq P_{t,t}, \quad \text{para todo } i,t \quad (3.2)$$

Nos indica que en un punto dado en el tiempo, y tomando en consideración la figura 4.1 que muestra una Curva de Duración de la Carga, entonces la suma de las potencias o niveles de operación de cada unidad tiene que ser mayor o igual a la demanda de potencia de la carga que existe en ese punto.

El motivo de esta restricción es asegurarse que la demanda deba de ser satisfecha por las unidades de operación en cualquier instante, según el comportamiento de la carga.

Como ejemplo se cita la Curva de Duración de la Carga de la figura 4.1 donde para un tiempo t' , la demanda correspondiente será P' y los niveles de operación de cada proyecto para ese punto de operación serán X_1 , X_2 , X_3 y X_4 y la restricción quedará planteada de la siguiente forma:

$$(X_1 + X_2 + X_3 + X_4) \geq P' \quad (4.1)$$

para un intervalo i de un periodo t dado.

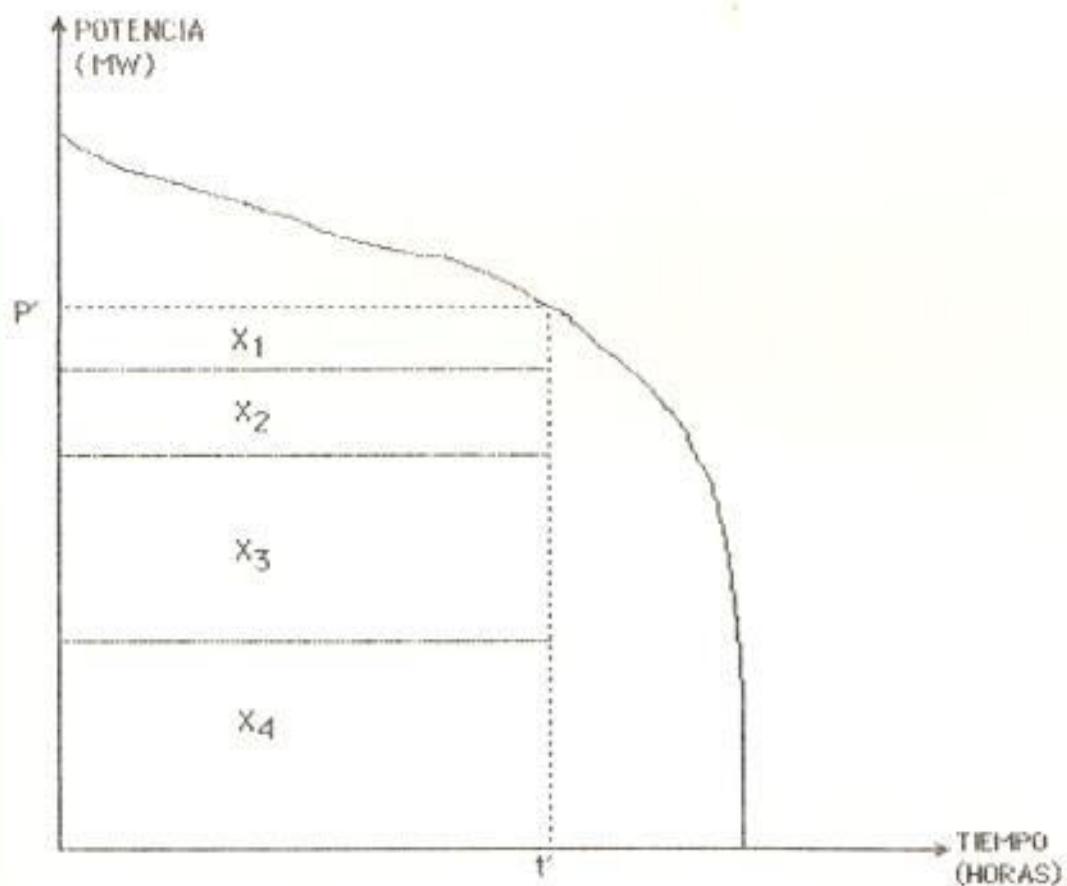


FIGURA 4.1.- Repartición de carga en las unidades de acuerdo a un orden de méritos

* La restricción (3.5) representa un requerimiento que no es común considerarlo en otros modelos, esto es el presupuesto de construcción, y se escribe como sigue:

$$\sum_j C_{j,t} \cdot Y_j + [S_t - (1 + r_c) \cdot S_{t-1}] = B_t \quad (3.5)$$

Siendo $C_{j,t}$ el fondo de presupuesto de construcción disponible para cada proyecto j en el periodo t , el término $\sum_j C_{j,t} \cdot Y_j$ representa el fondo de construcción requerido para los proyectos j a construirse.

Este presupuesto debe tomar en cuenta el fondo de presupuesto de construcción no utilizado en el periodo t , esto es el término entre paréntesis en la restricción (3.5). Donde S_t es el fondo de presupuesto de construcción acumulado no utilizado hasta el periodo t y S_{t-1} es el fondo de presupuesto de construcción acumulado no utilizado hasta el periodo $t-1$. El término $(1+r_c)$ simplemente actualiza a S_{t-1} al periodo t .

La suma de el fondo de construcción requerido para los proyectos j y de el fondo de presupuesto de construcción no utilizado en el periodo t , da el Fondo de presupuesto de construcción adicional total disponible en el periodo t , el cual se denomina B_t .

Como se observa, con esta restricción el modelo asume que habrá dinero disponible para cada período en la construcción del proyecto, y estos fondos pueden llevarse al próximo período si no se gastan en el presente año. De aquí que se considera que los fondos actualizados ganan intereses a alguna tasa de retorno específica de corto tiempo.

* Como se estableció previamente el problema de planeación es seleccionar proyectos específicos desde un conjunto de unidades potenciales en expansión y especificar su fecha de comisión. Esto se lleva a cabo en PEG designando con las variables Y_{jt} mutuamente exclusivas, una por cada año permisible de iniciación para cada unidad de expansión particular. Note que esta aproximación elimina la necesidad de un índice Y_{jt} en el tiempo.

$$\sum_{\{J_k\}} Y_{jt} \leq 1, \quad \text{para todo } k \quad (3.7)$$

Lo que trata de evitar la restricción (3.7) es que dos proyectos que son mutuamente exclusivos sean considerados al mismo tiempo, es por esto que se establece una fecha de iniciación para cada unidad de expansión y a la vez elimina un índice Y_{jt} en el tiempo.

Suponiendo que se sabe en qué año entrarán a operar las nuevas unidades, debido a que la demanda ha aumentado y la confiabilidad límite ha sido violada; entonces, se darán varias alternativas que conforman el conjunto Y de proyectos compuestos cada uno por combinaciones de unidades nuevas que podrán ser construídas, de las cuales se eliminarán aquellos proyectos mutuamente excluyentes asociados con una sola unidad de generación representados por el conjunto $\{J_k\}$ de índices mutuamente excluyentes para luego dar con la alternativa o proyecto óptimo.

El motivo de estas variables Y_j es indicar una fecha de iniciación de construcción para cada unidad que ha sido considerada dentro del proyecto óptimo de acuerdo al año en que deben entrar a operar.

* La restricción (3.9) nos indica la posibilidad optimista de encontrar un fondo de presupuesto de construcción sin utilizar en cada período de la proyección, esto es:

$$S_t \geq 0, \quad \text{para todo } t \quad (3.9)$$

4.3 Análisis de las Restricciones No Lineales.

Las restricciones no lineales citadas en la

Estructura del Modelo del Capítulo III son las restricciones (3.3), (3.4) y (3.6).

* La restricción (3.3) nos indica el rango de operación de cada unidad del proyecto, es decir cual será el límite inferior y el límite superior en el nivel de producción de la unidad j en el periodo t . Es conveniente que la restricción cite este dato ya que así podremos atenernos a cualquier falla o inconveniente en el sistema debido, por ejemplo a que una unidad este trabajando fuera de su rango de operación. Con esta restricción justamente se evita este problema, a la cual representamos así:

$$L_{j,t} \cdot Y_j \leq X_{j,t} \leq U_{j,t} \cdot Y_j \quad (3.3)$$

Así mismo como se había mencionado anteriormente, la variable entera j indica si el proyecto j debe construirse o no, lo cual evita mayores consideraciones, ya que si $Y_j=0$ ni siquiera se considera esta restricción para esta unidad, en cambio si $Y_j=1$ sí se considera la restricción.

* La restricción (3.4), nos asegura que la sumatoria de las capacidades máximas de las unidades del sistema es suficiente para satisfacer la demanda pico más un margen de capacidad de reserva. La restricción

se escribe como sigue:

$$\sum_j A_{j,t} \cdot U_{j,t} \cdot Y_j \geq (1+m) \cdot P_t \quad (3.4)$$

cuando $m \geq 0$ y $0 \leq A_{j,t} \leq 1$.

En donde $A_{j,t}$ es un factor que hace representar la capacidad máxima real de la unidad, ya que puede darse el caso de que una unidad ya no pueda entregar el valor máximo $U_{j,t}$ ya sea por pérdida de vida útil, limitaciones en el combustible, etc.

En definitiva la restricción asegura que la demanda pico más el margen de reserva será satisfecha tomando en consideración la probable reducción de la capacidad máxima de placa de las unidades.

* La restricción (3.6) nos representa la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP), la cual para su cálculo requiere de dos pasos:

(1) la determinación de la capacidad total del sistema de la convolución de las distribuciones de salida de Bernoulli individuales para cada unidad en el sistema, seguidas por:

(2) la suma de todas las probabilidades

correspondientes a las capacidades del sistema bajo el pico esperado de carga en la capacidad total.

Si observamos esta restricción veremos que se encuentra en función de la variable entera Y_t que es parte de la solución y que hace que cuando $Y_t=1$ el paso (2) se lleve a cabo, es decir esta restricción viene representada de la siguiente forma:

$$LOLP_t(\{Y_t\}) \leq LOLP_{max.}, \quad \text{para todo } t \quad (3.6)$$

Se hará un análisis gráfico de lo que implica aplicar la Convolución para la obtención de la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) en un periodo que será considerado anual.

Si partimos en el estudio con la figura 4.2 del perfil de la demanda que relaciona la demanda de potencia en Megavatios (Mw) versus el tiempo en horas, es decir en un año serán 8760 horas; luego obtenemos la Curva de Duración de Carga (LDC) como en la figura 4.3, pero en por unidad, como se explica en el Capítulo I. Ahora por proceso de convolución se invierten los ejes de las abscisas por el de las ordenadas y viceversa, es decir el gráfico será tiempo versus potencia como en la figura 4.4. Continuando se obtiene la función densidad

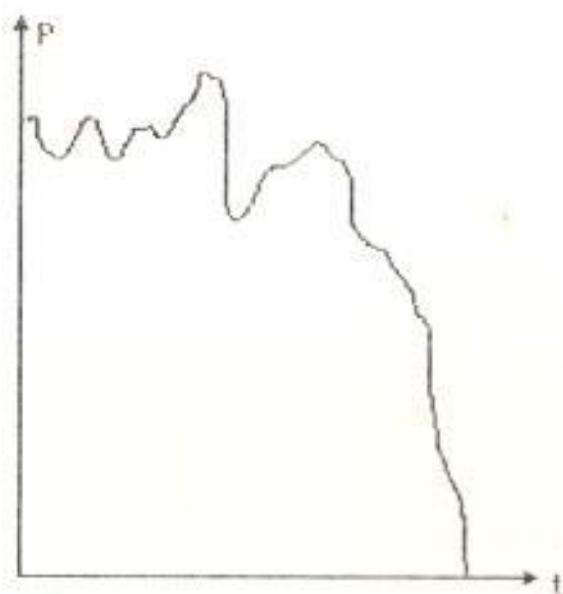


FIGURA 4.2.- Perfil de Curva de Carga anual

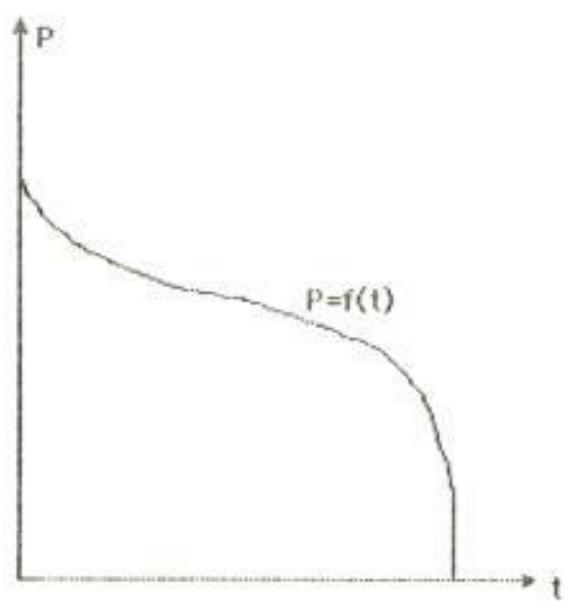


FIGURA 4.3.- Curva de duración de Carga anual.

acumulativa de la demanda denotada por $F(p)=1-t(p)$, que se ilustra en la figura 4.5.

Por principios en materia de probabilidad, la derivada de la función densidad acumulativa nos da la función densidad de probabilidad que es el resultado de nuestro análisis y que es denotada por $F'(p)$, como se observa en la figura 4.6.

Ahora para obtener la Probabilidad de Pérdida de Carga, por ejemplo si se quiere saber qué probabilidad existe de que se pierda P' Megavatios, según la Curva de Duración de Carga (figura 4.7) se verá que la LOLP anual será la diferencia entre la máxima potencia de generación y la máxima demanda que viene dada por el final de la Curva de Duración de Carga, en este caso para una potencia P' de pérdida, habrá un tiempo t' en horas al año.

Si se quiere saber qué cantidad de energía no ha sido servida por el sistema, mediante el cálculo de la Probabilidad de Pérdida de Energía (LOLE), se la puede obtener por simple integración ó cálculo del área de la Curva de Duración de Carga como se muestra en la figura 4.7.

Para indicar la disponibilidad de una unidad se

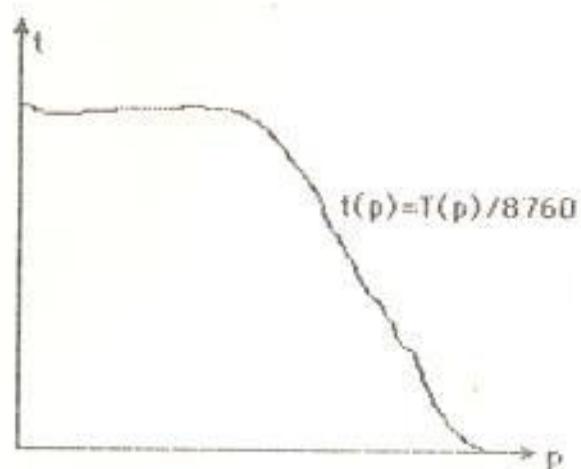


FIGURA 4.4.- Convolución de la Curva de Duración de Carga

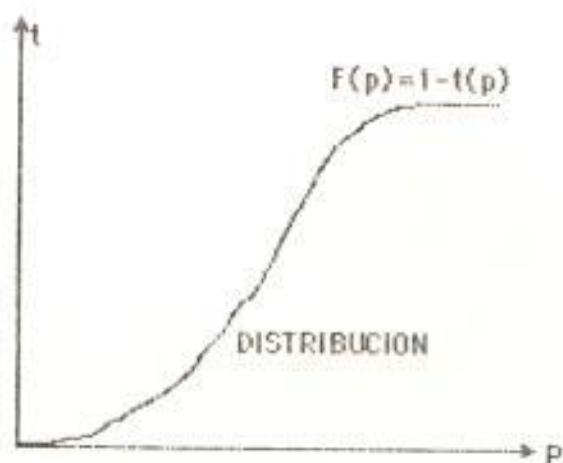


FIGURA A.4.5.- Función Densidad Probabilística de carga

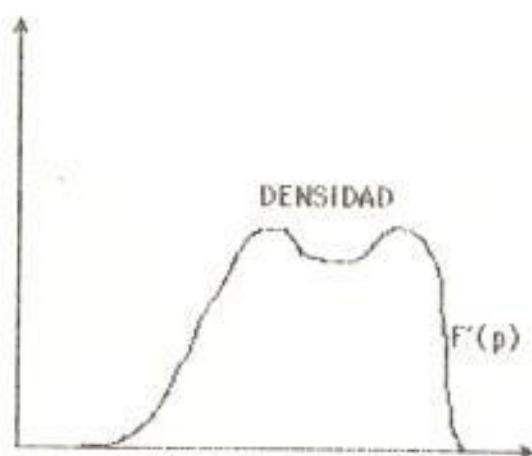


FIGURA 4.6.- Función Densidad Probabilística de carga

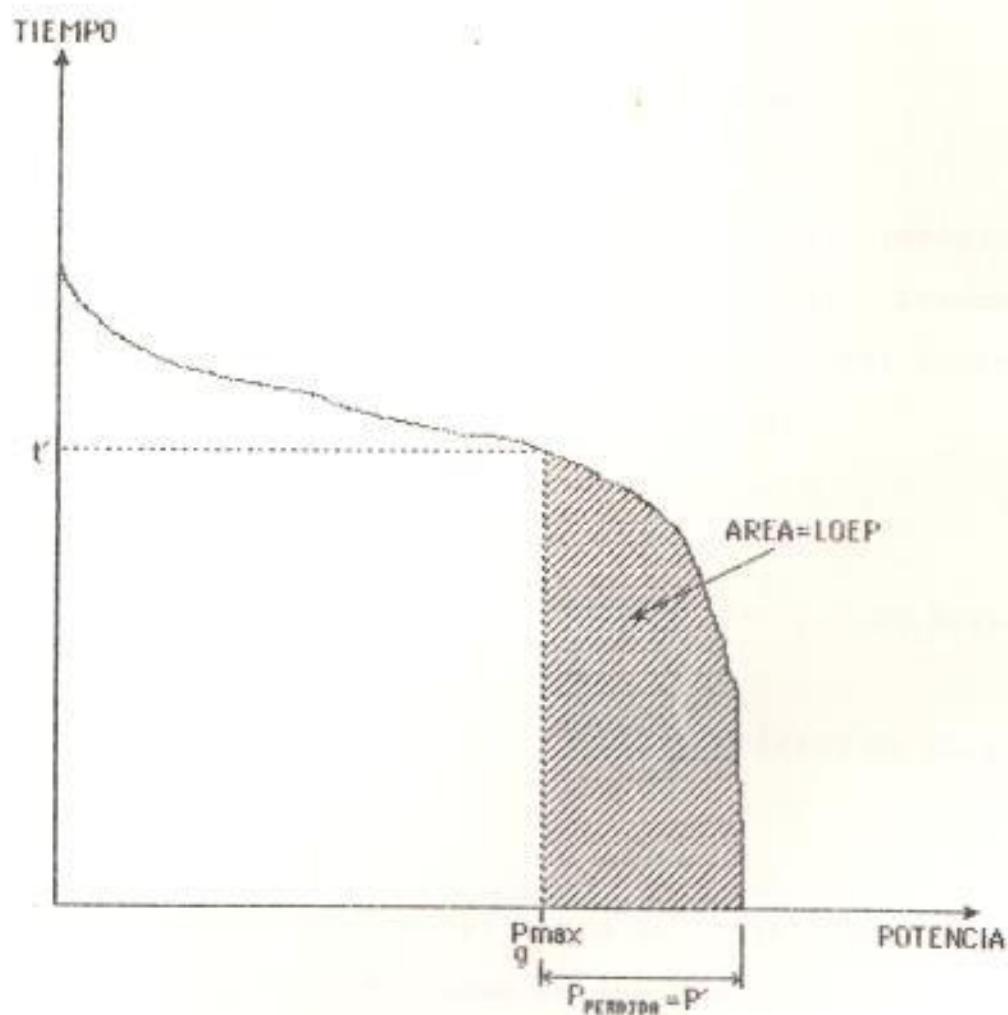


FIGURA 4.7.- Obtención de la LOLP y de la LOEP a partir de la Curva de Duración de carga

aplica la Bernoulli que denota con 1 a la unidad en servicio y con 0 la unidad fuera de servicio como en capítulos anteriores se ha detallado.

4.4 Análisis de la Restricción de Igualdad.

La única restricción de igualdad es la restricción (3.10) que define los costos de producción descontados asociados con el proyecto j del intervalo i del período t de la siguiente forma:

$$Q_{j1t} = \begin{cases} V_{11t} \cdot X_{j1t} + V_{21t} \cdot X_{j1t} + V_{31t}, & \text{si } X_{j1t} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{j1t} \end{cases} \quad (3.10)$$

Ocasionalmente, en el costo de operación en sucres por hora de una unidad se incluirá operaciones de prorrateo y costos por mantenimiento. Esto es, el costo de trabajo para el grupo en operación se incluirá como parte del costo de operación si los costos pueden ser expresados directamente como una función de las potencias de salida de las unidades. La salida de una unidad de generación se designa por P , en Megavattios netos de salida de la unidad.

La figura 4.8 muestra la característica de entrada-salida de una unidad a vapor en forma idealizada. La entrada de la unidad se muestra en el eje de las ordenadas y se expresa en términos de los requerimientos de energía calorífica, esto es en millones de BTU'S por hora (MBTU/H) ó también en términos del costo total por hora (\$/H). La salida normalmente se expresa en términos de la potencia eléctrica de salida.

Como se observa la característica de entrada salida puede tomar una forma cuadrática tal como se considera en el Modelo de Planeación, aunque es muy normal asumirla como una línea recta.

4.5 Análisis de Otras Restricciones.

* La restricción (3.8) no es verdaderamente una restricción sino, que trata definir a Y como un conjunto de todos los conjuntos factibles de variables enteras $\{ Y, \}$, además Y no solamente incorpora las variables enteras 0-1 sino también incorpora también las condiciones necesarias generadas por la solución del subproblema citado en la Metodología General de Solución. Se la escribe de la siguiente forma:

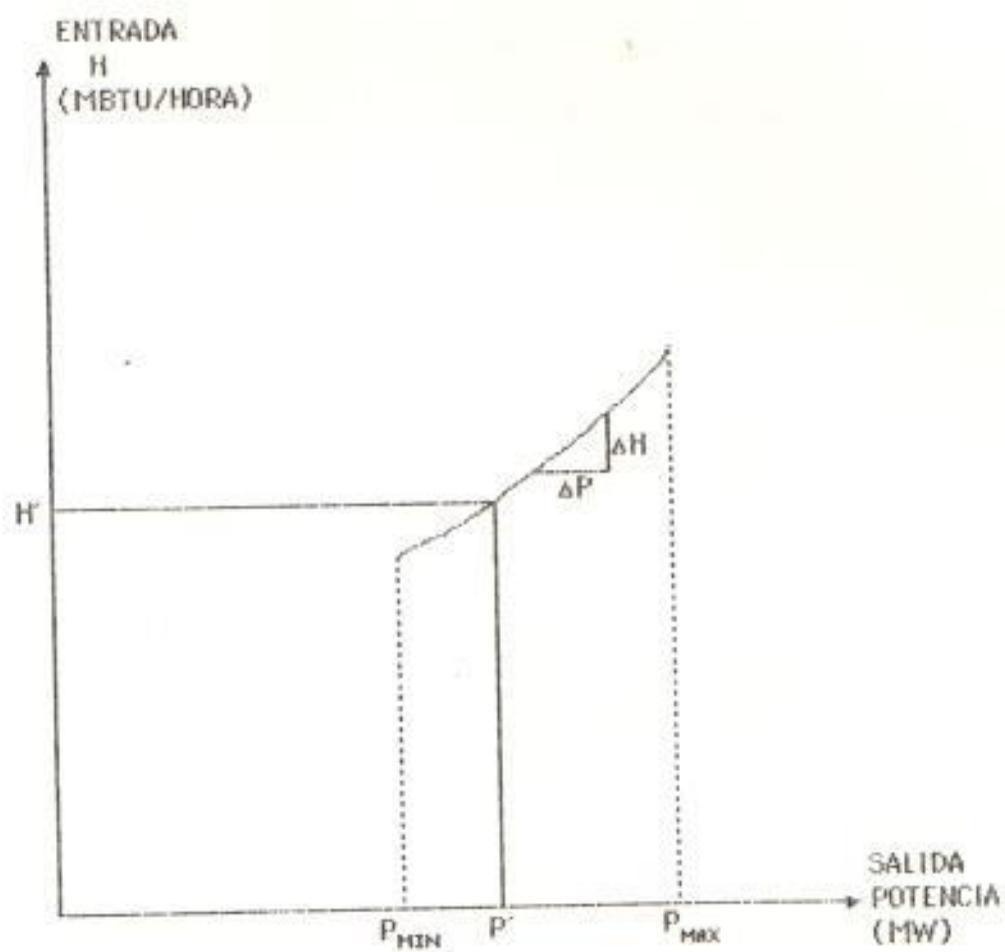


FIGURA 4.8.- Característica de entrada-salida de una unidad a vapor en forma idealizada

$$\{ Y_i \} \in Y, \quad (3.8)$$

4.6 Caso de Estudio.

Para facilidad y comprensión de la implementación de este Modelo de Programación Entera Mixta, se considerará un sistema eléctrico de 3 unidades que será proyectado para un corto plazo de 3 años, con periodos de 1 año donde cada periodo tendrá 2 intervalos de 6 meses cada uno. Habrán asunciones en ciertas restricciones pero sus interpretaciones están dadas en la sección anterior.

4.6.1 Implementación del Modelo.

A continuación se desarrollarán tanto la función objetivo como las restricciones de acuerdo al sistema anteriormente descrito.

FUNCIÓN OBJETIVO

$$\text{MINIMIZAR } \sum_j F_j \cdot Y_j + \sum_{t=1}^3 \left[\sum_j Q_{j,t} \cdot H_{j,t} \right] \quad (3.1)$$

Desarrollando la Función Objetivo, tenemos:

$$\text{MINIMIZAR } (F_1 \cdot Y_1 + F_2 \cdot Y_2 + F_3 \cdot Y_3) \quad +$$

$$\sum_{t=1}^T [Q_{11t}.H_{1t} + Q_{21t}.H_{2t} + Q_{31t}.H_{3t}]$$

$$\begin{aligned} \text{MINIMIZAR } & (F_1.Y_1 + F_2.Y_2 + F_3.Y_3) \quad + \\ & (Q_{111}.H_{11} + Q_{121}.H_{21} + Q_{211}.H_{11} + Q_{221}.H_{21} + \\ & Q_{311}.H_{11} + Q_{321}.H_{21} + Q_{112}.H_{12} + Q_{122}.H_{22} + \\ & Q_{212}.H_{12} + Q_{222}.H_{22} + Q_{312}.H_{12} + Q_{322}.H_{22} + \\ & Q_{113}.H_{13} + Q_{123}.H_{23} + Q_{213}.H_{13} + Q_{223}.H_{23} + \\ & Q_{313}.H_{13} + Q_{323}.H_{23}) \end{aligned}$$

En donde:

j= Número de proyecto.

i= Número del intervalo del periodo t.

t= Período.

RESTRICCIÓN DEL NIVEL DE OPERACION

En forma general se la escribe así:

$$\text{SUJETO A: } \sum_j X_{j,t} \geq P_{i,t} \text{ para todo } i,t \quad (3.2)$$

Desarrollando para todo i, t :

$$X_{11t} + X_{21t} + X_{31t} \geq P_{1t}$$

$$X_{12t} + X_{22t} + X_{32t} \geq P_{2t}$$

$$X_{13t} + X_{23t} + X_{33t} \geq P_{3t}$$

$$X_{14t} + X_{24t} + X_{34t} \geq P_{4t}$$

$$X_{15t} + X_{25t} + X_{35t} \geq P_{5t}$$

$$X_{16t} + X_{26t} + X_{36t} \geq P_{6t}$$

RESTRICCION DE LIMITES DEL NIVEL DE OPERACION

Considerando la restricción que limita cada nivel de operación, se tiene:

$$L_{jt} \cdot Y_j \leq X_{j1t} \leq U_{jt} \cdot Y_j, \quad (3.3)$$

para todo i, j, t

Desarrollando para todo i, j, t tenemos:

$$L_{1t} \cdot Y_1 \leq X_{11t} \leq U_{1t} \cdot Y_1$$

$$L_{2t} \cdot Y_2 \leq X_{21t} \leq U_{2t} \cdot Y_2$$

$$L_{31}.Y_3 \leq X_{311} \leq U_{31}.Y_3$$

$$L_{12}.Y_1 \leq X_{112} \leq U_{12}.Y_1$$

$$L_{22}.Y_2 \leq X_{212} \leq U_{22}.Y_2$$

$$L_{32}.Y_3 \leq X_{312} \leq U_{32}.Y_2$$

$$L_{13}.Y_1 \leq X_{113} \leq U_{13}.Y_1$$

$$L_{23}.Y_2 \leq X_{213} \leq U_{23}.Y_2$$

$$L_{33}.Y_3 \leq X_{313} \leq U_{33}.Y_3$$

$$L_{11}.Y_1 \leq X_{121} \leq U_{11}.Y_1$$

$$L_{21}.Y_2 \leq X_{221} \leq U_{21}.Y_2$$

$$L_{31}.Y_3 \leq X_{321} \leq U_{31}.Y_3$$

$$L_{12}.Y_1 \leq X_{221} \leq U_{12}.Y_1$$

$$L_{22}.Y_2 \leq X_{222} \leq U_{22}.Y_2$$

$$L_{32}.Y_3 \leq X_{322} \leq U_{32}.Y_3$$

$$L_{13}.Y_1 \leq X_{113} \leq U_{13}.Y_1$$

$$L_{23}.Y_1 \leq X_{213} \leq U_{23}.Y_2$$

$$L_{33}.Y_3 \leq X_{313} \leq U_{33}.Y_3$$

Notar que el nivel de operación de cada unidad debe mantenerse dentro de sus límites para todos los intervalos de cada periodo.

RESTRICCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA

En forma general esta restricción viene dada así:

$$\sum_j A_{jt}.U_{jt}.Y_j \geq (1+m).P_t, \quad \text{para todo } t. \quad (3.4)$$

Desarrollando para todo t , obtenemos lo siguiente:

$$A_{11}.U_{11}.Y_1 + A_{21}.U_{21}.Y_2 + A_{31}.U_{31}.Y_3 \geq (1+m).P_1$$

$$A_{12}.U_{12}.Y_1 + A_{22}.U_{22}.Y_2 + A_{32}.U_{32}.Y_3 \geq (1+m).P_2$$

$$A_{13}.U_{13}.Y_1 + A_{23}.U_{23}.Y_2 + A_{33}.U_{33}.Y_3 \geq (1+m).P_3$$

RESTRICCIÓN DEL PRESUPUESTO DE CONSTRUCCIÓN

Esta restricción en su forma generalizada, se

escribe así:

$$S_t = (1+r_t) \cdot S_{t-1} + \sum_j C_{jt} \cdot Y_j = B_t,$$

para todo t (3.5)

Desarrollando para todo t:

$$S_1 = (1+r_1) \cdot S_0 + (C_{11} \cdot Y_1 + C_{21} \cdot Y_2 + C_{31} \cdot Y_3) = B_1$$

$$S_2 = (1+r_2) \cdot S_1 + (C_{12} \cdot Y_1 + C_{22} \cdot Y_2 + C_{32} \cdot Y_3) = B_2$$

$$S_3 = (1+r_3) \cdot S_2 + (C_{13} \cdot Y_1 + C_{23} \cdot Y_2 + C_{33} \cdot Y_3) = B_3$$

Recordar que los fondos de presupuesto de construcción S_t son acumulativos hasta el periodo t. Es común utilizar una tasa de actualización del 12%.

RESTRICCIÓN DE CONFIABILIDAD

Esta restricción en forma general se escribe así:

$$LOLP_t (\{Y_j\}) \leq LOLP_{max.}, \text{ para todo t (3.6)}$$

Es importante anotar que forma de la Curva de Duración de Carga que es nuestra herramienta

primordial para calcular la Confiabilidad de un sistema, en este caso la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP), tiene variaciones sustanciales razón por la cual resulta difícil describir esta curva mediante una función obtenida analíticamente, motivo por el cual el LOLP para cada año es analizado como se lo explica gráficamente y haciendo ciertas asunciones como ejemplo: considerando el caso de estudio para una proyección de 3 años se aprecia en la figura 4.9 el cambio del LOLP de año a año. Si tomamos como referencia una LOLP límite de 200 horas/año, se concluirá que para el año 3 necesitaremos incrementar unidades de generación ya que la demanda va creciendo y la generación existente no abastecerá la carga.

RESTRICCIÓN DEL PRESUPUESTO ADICIONAL

Esta restricción en su forma generalizada es como sigue:

$$S_t \geq 0, \quad \text{para todo } t \quad (3.9)$$

Desarrollando para cada período:

$$S_t \geq 0$$

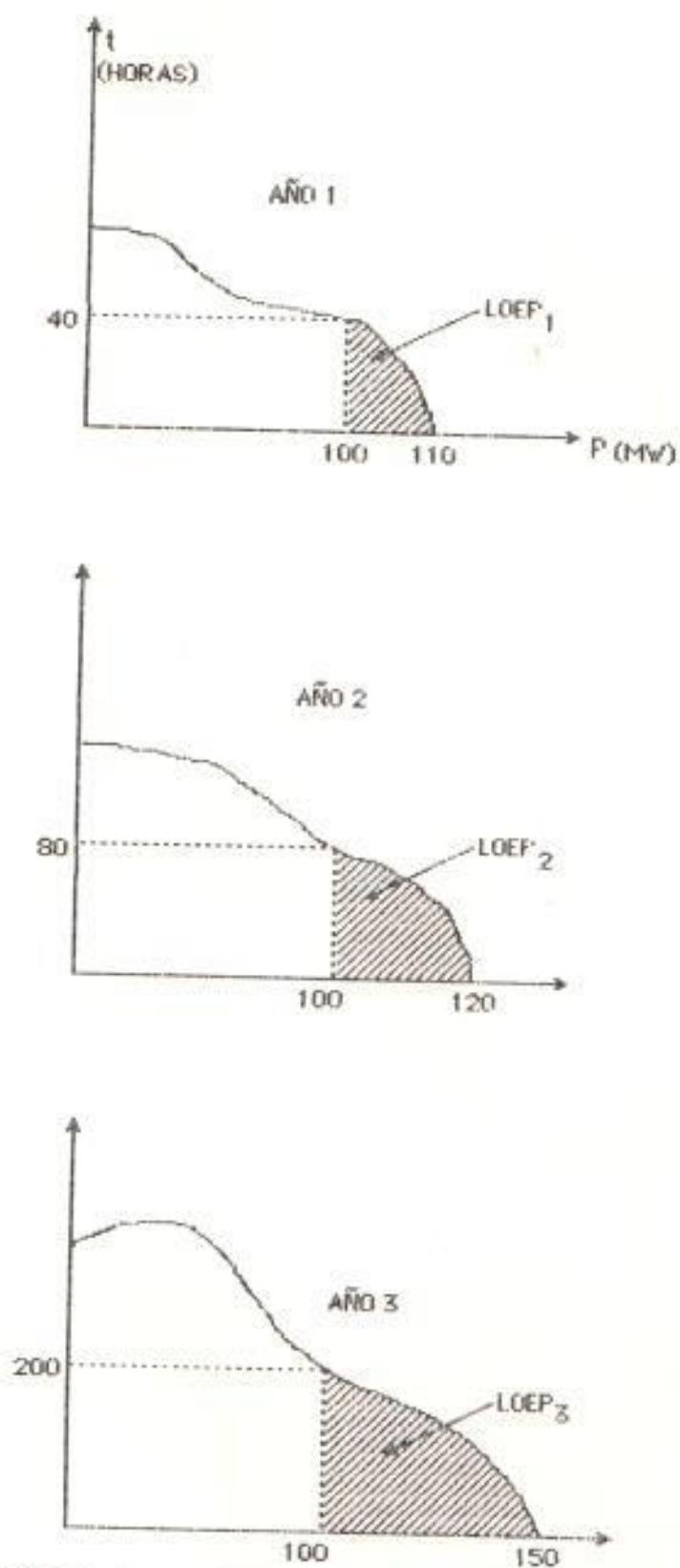


FIGURA 4.9.- Variación del LOLP, a medida que transcurre la proyección en un análisis año a año

$$S_2 \geq 0$$

$$S_3 \geq 0$$

RESTRICCIÓN DE IGUALDAD

La siguiente restricción me define los costos de producción de la siguiente forma:

$$Q_{j1t} = \begin{cases} V_{1jt} \cdot X_{j1t}^2 + V_{2jt} \cdot X_{j1t} + V_{3jt}, & \text{si } X_{j1t} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{j1t} \end{cases}$$

(3.10)

Desarrollando para todo i, j, t :

$$Q_{111} = \begin{cases} V_{111} \cdot X_{111}^2 + V_{211} \cdot X_{111} + V_{311}, & \text{si } X_{111} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{111} \end{cases}$$

$$Q_{211} = \begin{cases} V_{121} \cdot X_{211}^2 + V_{221} \cdot X_{211} + V_{321}, & \text{si } X_{211} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{211} \end{cases}$$

$$Q_{311} = \begin{cases} V_{131} \cdot X_{311}^2 + V_{231} \cdot X_{311} + V_{331}, & \text{Si } X_{311} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{311} \end{cases}$$

$$Q_{121} = \begin{cases} V_{111} \cdot X_{121}^2 + V_{211} \cdot X_{121} + V_{311}, & \text{Si } X_{121} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{121} \end{cases}$$

$$Q_{221} = \begin{cases} V_{121} \cdot X_{221}^2 + V_{221} \cdot X_{221} + V_{321}, & \text{Si } X_{221} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{221} \end{cases}$$

$$Q_{321} = \begin{cases} V_{131} \cdot X_{321}^2 + V_{231} \cdot X_{321} + V_{331}, & \text{Si } X_{321} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{321} \end{cases}$$

$$Q_{112} = \begin{cases} V_{112} \cdot X_{112}^2 + V_{212} \cdot X_{112} + V_{312}, & \text{Si } X_{112} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{112} \end{cases}$$

$$Q_{212} = \begin{cases} V_{122} \cdot X_{212}^2 + V_{222} \cdot X_{212} + V_{322}, & \text{Si } X_{212} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{212} \end{cases}$$

$$Q_{312} = \begin{cases} V_{132} \cdot X_{312}^2 + V_{232} \cdot X_{312} + V_{332}, & \text{si } X_{312} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{312} \end{cases}$$

$$Q_{222} = \begin{cases} V_{122} \cdot X_{222}^2 + V_{222} \cdot X_{222} + V_{322}, & \text{si } X_{222} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{222} \end{cases}$$

$$Q_{322} = \begin{cases} V_{132} \cdot X_{322}^2 + V_{232} \cdot X_{322} + V_{332}, & \text{si } X_{322} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{322} \end{cases}$$

$$Q_{113} = \begin{cases} V_{113} \cdot X_{113}^2 + V_{213} \cdot X_{113} + V_{313}, & \text{si } X_{113} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{113} \end{cases}$$

$$Q_{213} = \begin{cases} V_{123} \cdot X_{213}^2 + V_{223} \cdot X_{213} + V_{323}, & \text{si } X_{213} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{213} \end{cases}$$

$$Q_{313} = \begin{cases} V_{133} \cdot X_{313}^2 + V_{233} \cdot X_{313} + V_{333}, & \text{si } X_{313} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{313} \end{cases}$$

$$Q_{123} = \begin{cases} V_{113} \cdot X_{123}^2 + V_{213} \cdot X_{123} + V_{313}, & \text{si } X_{123} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{123} \end{cases}$$

$$Q_{223} = \begin{cases} V_{123} \cdot X_{223}^2 + V_{223} \cdot X_{223} + V_{323}, & \text{si } X_{223} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{223} \end{cases}$$

$$Q_{323} = \begin{cases} V_{133} \cdot X_{323}^2 + V_{233} \cdot X_{323} + V_{333}, & \text{si } X_{323} > 0 \\ 0, & \text{otros valores de } X_{323} \end{cases}$$

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Es importante este modelo porque considera costos de producción cuadráticos más generales, tiene capacidad para incluir muchos criterios de confiabilidad, y especialmente restricciones en presupuesto de construcción que no se consideran en los modelos tradicionales. Un proyecto de expansión particular, normalmente tendrá una duración de construcción de muchos años con gastos planeados y distribuidos para este período. A causa de la inflación, se deberán considerar tasas de inflación para muchas categorías de costos de construcción. Se debe tomar en cuenta que los fondos de este presupuesto de construcción anual pueden llevarse al próximo año, si no se gastan en el año presente.

2. El principal objetivo de esta Tesis ha sido la comprensión del Modelo de Planeación a largo plazo anteriormente estudiado, para lo cual se implementó un pequeño caso de estudio para demostrar el desarrollo del Modelo. Ciertamente esta Tesis ha tenido sus limitaciones ya que no se pudo comprobar para un caso de estudio de tamaño realista la Metodología de Solución.

Se recomienda a quien interese continuar con el tema de esta Tesis, el implementar este modelo y llegando a la solución por medio del uso de un paquete de programación lineal externo XMP.

3. En este Modelo no se consideran restricciones de producción de energía que poseen las unidades hidroeléctricas además de otras restricciones que son impredecibles para delinear las características básicas de una unidad hidroeléctrica en su proyección. Este Modelo enmarca restricciones para unidades especialmente térmicas puesto que es un modelo apropiado para sistemas donde la generación a base de unidades térmicas representan un muy alto porcentaje de capacidad de generación total del sistema.

4. Esta Tesis presenta una información del planeamiento de la capacidad a largo plazo para sistemas eléctricos de potencia, los cuales fueron desarrollados para proporcionar un modelo más realista mientras eran computacionalmente más atractivos para los problemas reales. Las innovaciones del modelo MIP incluyen costos de producción cuadráticos, presupuestos de construcción generalizados y restricciones de capacidad de confiabilidad múltiple. Estas características y resultados computacionales para un caso a larga escala soportan la conclusión de que ésta, la aproximación MIP

puede ser útil y práctica para resolver un problema de Generación a largo plazo.

BIBLIOGRAFIA

1. Benders, J.F., "Partitioning Procedures for Solving Mixed-Variables Programming Problems", Numerische Mathematik, 4, 1962, pp. 238-252.
2. Berrie and Whiting, "The Exploration of Alternative Plans".
3. Coronel Martín, "Aplicación de la Curva de Duración de Carga Equivalente en la Planificación de los sistemas de Generación Eléctrica", Guayaquil: Tesis de Grado Facultad de Ingeniería Eléctrica, ESPOL, 1984.
4. Geoffrion, A.M. and G.M. Graves, "Multicommodity Distribution System Design by Benders Decomposition", Management Science, 20-5, 1974, pp. 822-844.
5. IEEE Committee Report, (1977) "IEEE Reliability Test System" IEEE Transactions, vol. PAS-92: 1814-1824.
6. Iwayemi, A., "Investment Resource Allocation in the

- Electric Power Supply Industrie in Nigeria", PH.D. Dissertation, The Johns Hopkins-University, 1975.
7. Jacoby, "Analysis of Investment in Electric Power"
 8. Jonas, "A Computer Model".
 9. Lieftinck, Sadove and Creyke, "Water and Power Resources of west Pakistan".
 10. Marsten, R.E., "XMP Linear Programming Package", The University of Arizona, Tucson, Arizona 85721, 1978.
 11. Massé, P., "Les Reserves et Regulation de l'Avenir dans la Vie Economique", Vol. 1 (Paris: Hermour: 1948).
 12. Noonan, F. and R.J. Giglio, "Planning Electric Power Generation: A Nonlinear Mixed Integer Model Employing Benders Descomposition"... Management Science, 23, 1977, pp. 946-956.
 13. Rowse, J., "Toward optimal Capacity Expansion for and Electric Utility: A Mixed Integer Programming Approach to Generation Planning", PH.D. Dissertation, University of Minesota, 1974.

14. Sawey, R.M. and C.D. Zinn, "Mathematical Model for Long Range Expansion Planning of Generation and Transmission in Electric Utility Systems", IEEE Transaction and Power Apparatus and Systems, PAS-96, 1977.
15. Turvey, Ralph and Anderson Dennis, "Electricity Economics: Essays and Case Studies", 1977.
16. Vardi Joseph and Avi Itzhak Benjamin, "Power Electric Generation". Alpine Press-Massachusetts, 1981.
17. Vardi Joseph, Zahavi Jacob y Avi Itzhak Benjamin, "The Combined Load Duration Curve and It's Derivation". IEEE Transactions, 1977, PAS-96: 978-983.