

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION
Y RECURSOS HIDRAULICOS

CCE/SC.5/GRIE/II/DI.3
24 de abril de 1975

Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE)
Segunda Reunión
San José, Costa Rica, 24 y 25 de abril de 1975

UN METODO DE PLANEACION INTEGRADA
PARA SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
Resumen	2
1. Introducción	3
2. Definición del problema de planeación como una coordinación de diferentes puntos de vista	4
a. Descomposición del problema	5
b. Técnicas de coordinación	6
c. Los diferentes criterios a reconciliar	7
3. Los modelos utilizados en la planeación	9
a. El modelo MNI	10
b. El modelo PROLOG	11
c. El modelo LOG	11
d. El modelo MEXICO	11
e. El modelo CONCENTRABLE	12
f. El modelo CHITA	12
g. El modelo VALUADOR	13
h. El modelo VALDRED	13
4. La metodología de planeación integrada	13
a. Organización de los estudios a largo plazo	14
b. Estudios para el mediano plazo	15
c. Estudios para el corto plazo	16
5. Análisis de costo-beneficio al margen de una solución global	17

PRESENTACION

Con el objeto de ilustrar el tema referente a la aplicación de modelos ma
temáticos y programas de computación electrónica en el sistema integrado
de planeación para el sector eléctrico, se reproduce enseguida un documenu
to preparado por funcionarios de Electricité de France y de la Comisión -
Federal de Electricidad de México.

UN METODO DE PLANEACION INTEGRADA
PARA SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

Por:

Y. Albouy, G. Joly, M. Launay, P. Martin

Electricité de France

Paris, France

R. Cristerna, E. Salinas, F. Sosapavon, C. Urdaibay

Comisión Federal de Electricidad

México, D.F.

RESUMEN

Este artículo presenta una metodología para la planeación integrada de sistemas eléctricos de potencia que se apoya en la coordinación de una estructura mínima de modelos, desarrollados como un proyecto conjunto entre las compañías eléctricas de México y Francia, y están inspirados fundamentalmente en los métodos que utiliza Electricité de France.

La descomposición del problema se lleva a cabo a través de etapas temporales (largo, mediano y corto plazo), agregación geográfica (redes de un nodo, nacionales y regionales) y complementaridad entre el análisis global y el marginal. El esquema de planeación tiene el propósito de minimizar las inversiones y los costos de operación esperados, descontados en el tiempo, y sujetos a las restricciones técnicas y económicas que usualmente se presentan en los grandes sistemas interconectados con plantas térmicas e hidráulicas. Los modelos matemáticos se basan en técnicas de control óptimo, de programación lineal y de simulación. Atención especial se presta al tratamiento de las variables aleatorias importantes.

1. Introducción

Desde que las grandes compañías eléctricas tuvieron que enfrentar el problema de desarrollar un sistema complejo de generación y transmisión en una forma económica y orientada hacia el futuro, esas compañías han sentido la necesidad de emplear una combinación óptima de modelos y metodologías como guía para la toma de decisiones.

En la última década se han acumulado experiencias en la materia - que han enseñado al ingeniero de planeación una cantidad de cosas; entre ellas:

- Los métodos matemáticos y cuantitativos deben ser apoyados en consideraciones de carácter cualitativo y en la experiencia.
- Aunque las modernas computadoras permiten resolver problemas más complejos, los modelos deben mantenerse dentro de un tamaño y tiempo de corrida razonables para tener alguna flexibilidad.
- Finalmente, no existe un buen modelo para todos los própsitos - cuando el tiempo, el espacio o una variable aleatoria dada, afectan en varios grados los diferentes aspectos de un problema.

Como consecuencia, los esfuerzos del ingeniero deberían tender a delimitar cuidadosamente e implementar modelos especializados que se ajusten en conjunto en un cuerpo consistente, con el fin de realizar un análisis lógico y adaptado del problema, seguido por una síntesis de sus diferentes partes.

La metodología que se presenta aquí es una de las más recientes de su clase y fue desarrollada como un proyecto conjunto entre la Comisión - Federal de Electricidad de México y la Electricité de France; los métodos y modelos fueron inspirados en gran parte en aquellos de que se disponía

en ambos organismos, especialmente Electricité de France, con el objeto - de conseguir una "suficiencia elegante". Como resultado, mucho de lo que se tenía disponible ha sido adaptado, actualizado o desarrollado para la ocasión a fin de incluir los avances recientes en programación matemática, las características específicas del sistema mexicano, y los sistemas nove dos tales como las plantas de bombeo para almacenamiento.

El artículo comienza con una discusión de los problemas planteados por los requisitos de la planeación y una propuesta para su descomposición; luego se reseñan todos los modelos utilizados. Finalmente se muestra como se pueden utilizar y organizar esos modelos para responder a las incógnitas básicas antes señaladas y la forma como el análisis de beneficio y cos to puede complementar los resultados dados por los estudios globales.

2. Definición del problema de planeación como una coordinación de diferentes puntos de vista

El objetivo principal de una compañía de servicio público, tal co mo la EDF o la CFE, es el de satisfacer la demanda de potencia eléctrica a un costo mínimo con un nivel dado de confiabilidad, tomando en cuenta - las capacidades financiera y energética de la nación. Debido a una varie dad de razones (una demanda rápidamente creciente, altos costos de capital y energía, escasez de recursos valiosos), la planeación cuidadosa de las in versiones en el sistema de generación y transmisión como un todo es un pa so importante para el buen funcionamiento global.

Existen cuatro preguntas básicas que deben responderse durante el proceso de planeación:

Qué capacidades instalar para asegurar un nivel dado de confiabi-
lidad?

Cómo combinar mejor las diferentes tecnologías disponibles al presente y en el futuro?

Dónde localizar este nuevo equipo?

Cuándo es el momento apropiado para incorporarlo al sistema?

a. Descomposición del problema:

En muchos casos, las preguntas anteriores están interrelacionadas en forma compleja, y ningún modelo matemático puede dar respuesta a todas ellas. Cada decisión depende de un gran número de factores, y particularmente de otras decisiones (por ejemplo el cuándo interacciona con el dónde) Y lo que es más importante, por cuanto los equipos deben prestar servicio durante varias décadas, se deberán establecer de alguna manera las consecuencias a largo plazo de una decisión.

Sin embargo, se debe hacer una distinción importante entre la planeación de largo y de corto plazo. En cuanto a la primera, la demanda y el desarrollo tecnológico futuro, así como la disponibilidad de recursos financieros y energéticos, son muy inciertos, por lo tanto es posible encontrar lineamientos para la evolución del sistema e hipótesis de trabajo para los estudios de más corto plazo y programas específicos.

Solo en estas últimas etapas se evalúa el costo con precisión. - Además, el proceso de planeación debe ser lo suficientemente flexible como para permitir un análisis de sensibilidad y la adaptación de los parámetros a diferentes valores. Con este propósito se le divide en tres etapas:

- 1) Bosquejar los lineamientos para la evolución en el largo plazo del sistema, bajo varias perspectivas "ambientales".

- 2) Establecer para el mediano plazo un programa de desarrollo que reconcilie las conclusiones más importantes a que se llegó en el análisis de largo plazo.
- 3) Tomar decisiones de corto plazo para implementar el programa anterior, así como adaptarlo a las condiciones prevaletientes en el momento.

Al tiempo que se realiza esta descomposición por etapas, es conveniente utilizar diferentes niveles de agregación geográfica para la red de transmisión tal como se muestra en el Cuadro 1: red de un nodo y transmisión de energía en bloque en el largo plazo; 30 a 200 nodos y redes regionales en el mediano plazo; y el rango completo, incluyendo las redes de distribución, en el corto plazo. El proceso va de la esquina superior-izquierda hacia la derecha y posteriormente hacia abajo en el Cuadro 1; la letra "n" significa el año en curso y las cifras indican las fechas límite aproximadas para los diferentes estudios; se suponen que 5 y 3 años son los tiempos regulares de demora para la construcción de equipo de generación y de transmisión, respectivamente.

b. Técnicas de coordinación

Los límites de esos estudios diferentes deben traslaparse a fin de establecer esquemas de coordinación basados en valores de frontera entre dos períodos de tiempo (digamos el año $n+10$) o entre dos niveles de agregación, digamos el solo y único nodo "nacional".

Las cantidades que se deben transmitir en el proceso son más un asunto de conveniencia y estabilidad del mismo que de doctrina. La coor-dinación en general se puede obtener a través de:

Cuadro 1: DESCOMPOSICION DEL PROBLEMA DE PLANEACION

Etapas	Estudios de Generación	Estudios de redes		
		Nacional	Regional	Distribución
Largo plazo, de n + 10 a n + 20	Lineamientos para mezcla óptima de - plantas	Direcciones para localización de plantas y trans- misión en bloque		
Mediano plazo, de n + 5 a n + 10	Programa ten- tativo de - plantas	Programa de sitios y equipo de redes	Programa de loca- lización de subes- taciones y redes	
Corto plazo, de n + 3 a n + 5	Ajuste de de- cisiones -	Modificaciones de talladas a las re- des	Modifica- ciones - detalla- das a - las redes	Programa - detallado sobre las obras de - distribución

- i) Cantidades físicas tales como capacidades instaladas o energía transmitida,
- ii) precios de sombra y otros parámetros económicos tales como el valor de uso de cada equipo tal como se define después en la parte II de este artículo.

Como regla, esos indicadores se refieren a cantidades marginales y por lo tanto se ven limitados a casos en los que se piensa que las variables continuas son una aproximación válida, como en el caso de la planeación de la generación; por el contrario surgen problemas de números enteros (cantidades discretas) en la planeación de redes detalladas geográficamente y generalmente se coordinarán por medio de cantidades físicas.

c. Los diferentes criterios a reconciliar

Aunque las metas de la compañía hayan sido definidas en forma sencilla a este nivel, debe notarse que tanto las decisiones de alto como las de bajo nivel en la jerarquía de planeación parecen algo deficientes a ese respecto.

Al nivel global se considera que un sistema eléctrico juega un papel no menos importante en la política económica nacional y que, por lo tanto, debe encajarse dentro de una estructura más amplia. Entre los problemas macroeconómicos importantes relacionados que deben tenerse en cuenta pueden citarse: la política energética y su impacto en la demanda y la disponibilidad de combustible primario, la preparación industrial y tecnológica para llevar a cabo el programa, y las consecuencias financieras a él asociadas.

A los niveles regionales, la optimización, aunque relacionada al costo, se puede expresar mejor en términos de factibilidad y consideracioo

nes cualitativas.

Esa es la razón por la que los modelos que se presentan en adelante incluirán los siguientes criterios:

- a) Criterios económicos: el modelo provee una solución para la cual la función de costo es mínima. Esta función es un valor presente de costos futuros esperados o un costo anual equivalente;
- b) Criterios técnicos: el modelo determina si existen o no soluciones factibles sujetas a varias restricciones técnicas y de operación, y eventualmente encuentra una que sea satisfactoria en algún sentido.

De hecho, abundan los casos en los que un criterio técnico o una restricción pueden ser ventajosamente trasladados a un costo económico a expensas de algún esfuerzo modelístico. Por ejemplo, la regla de confiabilidad en general se puede expresar de las siguientes maneras:

- la capacidad instalada debe ser mayor que una demanda dada incrementada con cierto margen (reserva rodante).
- la capacidad instalada debe permitir al sistema hacer frente a un conjunto de situaciones críticas tales como la demanda pico, la salida de una o dos unidades o líneas, o una combinación de esos eventos.
- la energía eventualmente cortada se penaliza a un costo alto, y esta penalización se emplea como un criterio económico.

Todos esos métodos presentan ventajas e inconvenientes. El primero es simple pero de menor valor, porque el margen dependerá de períodos y lugares para los que la experiencia anterior es de poca ayuda. El se-

gundo supone que esas situaciones se pueden definir y ponderar fácilmente y que no se omite ninguna de ellas; además puede surgir el caso de que dos soluciones factibles no pasen la prueba en la misma forma lo cual habría de especificarse y por ello deben calificarse de acuerdo a un criterio dado.

El enfoque del costo de falla provee las siguientes ventajas:

- en la presencia de muchos factores aleatorios es más fácil de manejar que las restricciones;
- es más sensible a cambios menores en la confiabilidad y permite una ordenación significativa de las soluciones;
- puede expresar realidades económicas como el recurso de formas más costosas de transportar energía (importaciones, etc) y finalmente la pérdida en que incurren los clientes, que aumenta con la amplitud de la falla; y
- como último recurso, puede ser parcialmente definido a través del análisis de sensibilidad y por comparación con otros indicadores más clásicos tales como la probabilidad y la duración esperada de la falla.

Por todas estas razones se ha preferido aquí el enfoque del costo de la energía cortada (falla) y se reconcilia con otros a través de la determinación de la penalización admitida implícitamente al aceptar una solución como satisfactoria.

3. Los modelos utilizados en la planeación

Para llevar a cabo los estudios antes descritos existe una cantidad de modelos matemáticos especializados para ser corridos en computado-

ras digitales de tamaño intermedio. Por razones obvias las consideraciones geográficas prevalecerán en los modelos de redes y el tiempo en las representaciones de equipo de generación. Una característica común es - que esos modelos tratan de manejar varios eventos aleatorios y solo raramente, situaciones promedio o "equivalente en certidumbre". Así, los estudios de confiabilidad siempre tratarán la demanda y salidas forzadas de unidades térmicas como variables aleatorias; los modelos que tratan hidrogenación tomarán en cuenta las disponibilidades estocásticas de agua y los programas de redes comprenderán fallas en líneas de transmisión.

En este párrafo se describen brevemente esos modelos y sus entradas y salidas se representan en la forma de un diagrama de bloques.

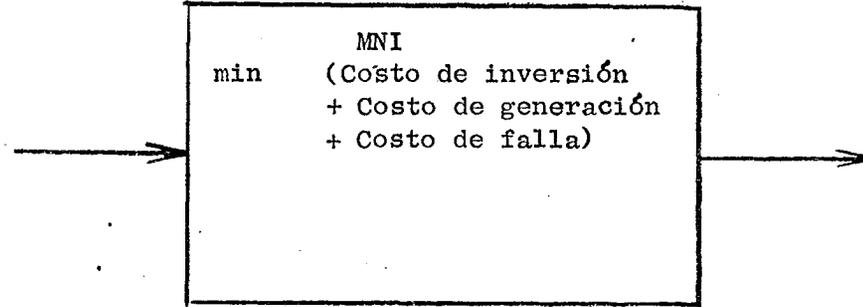
a) El modelo MNI

El MNI es un modelo global de un nodo que determina la política de desarrollo de largo plazo para el equipo de generación. El costo que se debe minimizar es el valor presente de la suma de la inversión y - los costos esperados de generación y falla, descontados a una tasa dada sobre varias décadas. Los precios proyectados del equipo y del combustible se utilizan como datos determinísticos; lo mismo que para varias restricciones mientras que las curvas de duración de carga, los flujos hidráulicos y las salidas forzadas, como variables aleatorias. Para el equipo fijo los submodelos encuentran una manera apropiada de operar las plantas - hidráulicas y térmicas, para minimizar los costos mensuales de combustible. La estructura dinámica y no-lineal del problema se maneja a través de un algoritmo de control óptimo. Existe una versión más rápida y analítica - del problema que no representa explícitamente la operación de las plantas de almacenamiento por bombeo.

VARIABLES ALEATORIAS:

- demandas
- disponibilidad del equipo
- flujos de agua

Restricciones de desarrollo
Reglas de operación
Costos de inversión, combustibles, falla.
Tasas
Curvas mensuales de carga

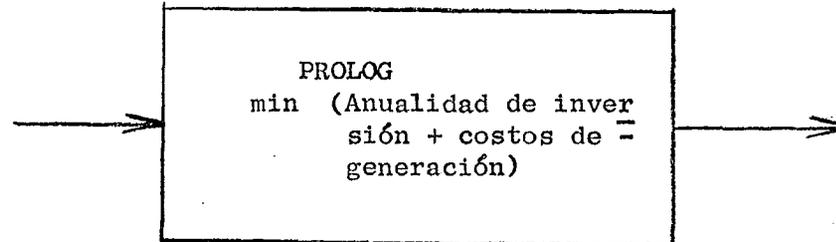


MNI
min (Costo de inversión
+ Costo de generación
+ Costo de falla)

Desarrollo de la mezcla
de plantas
Valor esperado de la falla
Costos de operación
Valor de uso del equipo
Necesidades de combustible
Costo del desarrollo

(modelo de control óptimo no-lineal)

Restricciones de sitio
Equipo existente y disponible
Carga de pico y de base anual
Costos de inversión y operación
Capacidad y generación hidráulica



PROLOG
min (Anualidad de inversión + costos de -
generación)

Localización de plantas
Flujos en pico y base
Costo de la red
Necesidades regionales
de combustible

(modelo de programación lineal determinística)

FIG. 1

b) El modelo PROLOG

El PROLOG determina la mejor ubicación geográfica para las unidades térmicas de base y de pico a ser instaladas en un año dado. La generación hidráulica y la demanda son exógenas. El criterio que se minimiza es la suma de los costos anuales equivalentes de inversión de plantas de base y pico, los costos regionales de combustible y las anualidades de inversión para la red de transmisión de energía en bloque, que se requiere en situaciones promedio. Para cada nodo las obras instaladas totales no deben exceder una capacidad dada como restricción del sitio y los flujos siguen la primera ley de Kirchoff; el programa lineal utiliza un procedimiento estándar simplex.

c) El modelo LOG

Con una red de base y un sistema regional de generación dados, el LOG determina cuales líneas de alto voltaje deben añadirse con prioridad para asegurar la transmisión de energía en bloque tomando en cuenta varios cientos de contingencias que comprenden la demanda y falla de líneas y/o de unidades térmicas. Para cada evento generado aleatoriamente, un algoritmo Ford-Fulkerson de max-flujo encuentra la mejor manera de reducir las fallas. Las líneas se añaden en orden de mérito decreciente, lo que da la reducción de la energía cortada esperada calculada como una curva de duración de carga anual después de la adición de cada línea.

d) El modelo MEXICO

El MEXICO es un modelo que determina la confiabilidad de cualquier sistema interconectado de generación sobre miles de fallas originadas aleatoriamente de unidades y/o líneas. Para una situación dada la potencia inyectada en cada nodo se calcula para minimizar los costos de falla sujeta

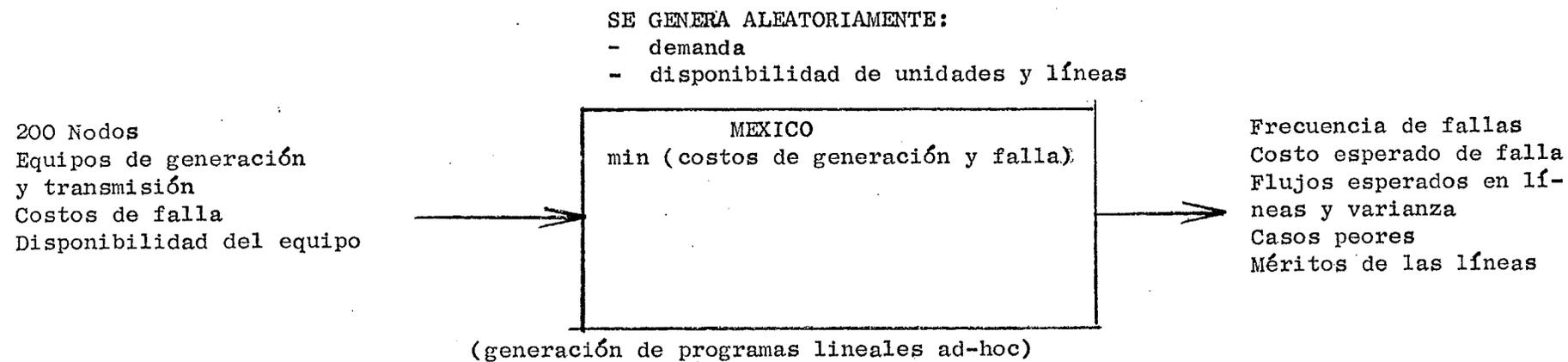
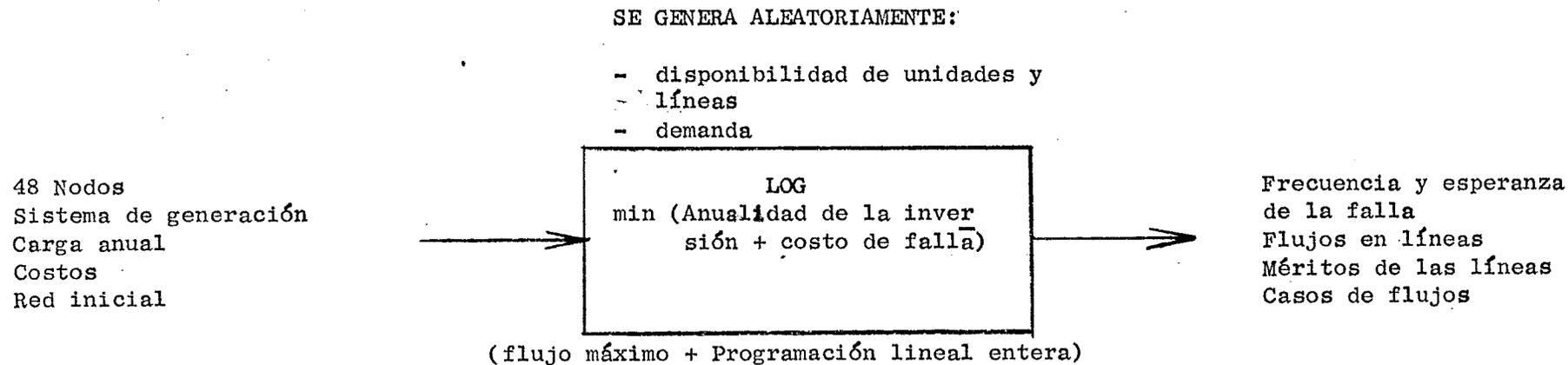


FIG. 2

tos a una aproximación lineal de las dos leyes de Kirchoff y las pérdidas de transmisión. Como sub-productos, el modelo produce una lista de los peores casos encontrados y los precios de sombra asociados con las restricciones de capacidad. La velocidad del programa lineal se aumenta por medio de una combinación de post-optimizaciones duales y mediante la generación de eventos como un proceso de Markov.

e) El modelo CONCENTRABLE

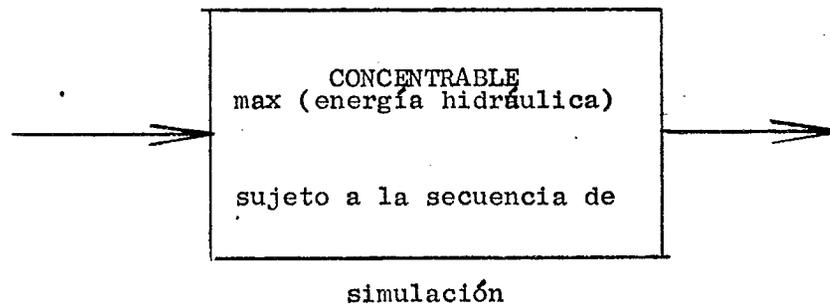
Este modelo determina mensualmente una curva de suministro de energía hidráulica en forma tal que la energía máxima se concentra con prioridad en las horas de mayor carga. La energía CONCENTRABLE se calcula planta por planta y luego se suma por cada bloque horario. Se toman en cuenta las pérdidas de carga, la capacidad de almacenamiento y la influencia del flujo de salida en cadena de las plantas, así como las pérdidas por evaporación y el mantenimiento de las unidades. El programa necesita de los registros de datos hidrológicos y técnicos de todas las plantas existentes y proyectadas.

f) El modelo CHITA

Este modelo coordina el mantenimiento de unidades térmicas con las políticas de extracción de agua en almacenamientos estacionales para minimizar los costos esperados de generación y escasez para un período de 12 a 24 meses. El modelo CONCENTRABLE actúa como un satélite para evaluar el funcionamiento del hidro-sistema en cada contingencia hidrológica y política propuesta.

Una nueva versión introduce las distinciones geográficas y las pérdidas de transmisión cuadráticas en una red de forma de estrella.

Archivos de Plantas
(técnicos e hidrológicos)
Descargas de agua
Bloques horarios
Fecha de referencia

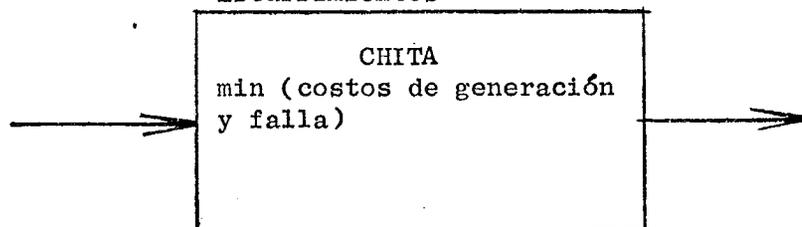


Energía hidráulica concentrada

ALEATORIO:

Disponibilidad de equipo
demanda
Escurrecimientos

Curva mensual de carga
Archivos de plantas
Precios
Sistema térmico
Fechas de referencia

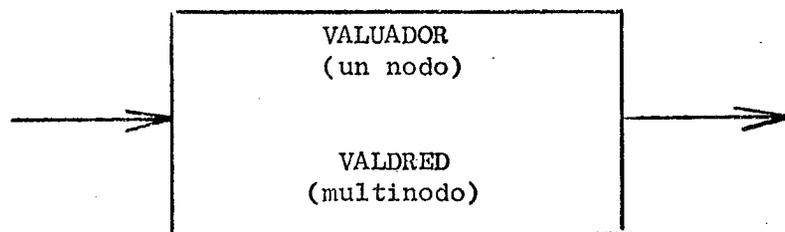


Curvas de descarga de agua y mantenimiento. Falla
Costos.
Valor del equipo y del agua.

(Modelo de Control óptimo estocástico no - lineal)

FIG. 3

Curvas de carga
Programa de plantas
Precios
Hidrogenación
Red



Adiciones de unidades térmicas y operación.
Confiabilidad de la generación
Costo del programa
Consumos de combustible

(Modelos de Simulación)

FIG. 4

g) El modelo VALUADOR

El VALUADOR es un modelo de simulación para estimar los costos de inversión y operación asociados al programa de desarrollo del mediano plazo de las unidades generadoras. Las principales entradas son: curvas de falladas de duración de carga, y catálogo de unidades existentes y propuestas con sus costos. La operación hidráulica se da al programa el cual determina un plan factible de mantenimiento y un esquema de tiempos para la realización del programa de acuerdo con su criterio probabilístico de confiabilidad y un orden de entrada en el tiempo para las unidades a instalar

h) El modelo VALDRED

El propósito de VALDRED es completar el modelo VALUADOR mediante la estimación de los costos de inversión y operación asociados con un desarrollo dado de la red; para este fin, se basa en un programa de despacho económico que una vez asignada la operación hidráulica, determina la operación térmica en cada nodo, al tiempo que toma en cuenta las pérdidas de transmisión así como los requerimientos de generación y mantenimiento en cada nodo.

4. La Metodología de Planeación Integrada

En esta sección se discute la forma de establecer una metodología general de planeación de la inversión, que coincida con el marco de referencia desplegado en el cuadro 1, y que utilice el cuerpo de modelos antes bosquejado. Las características de la metodología que son específicos de la planeación de la generación y transmisión se desarrollarán respectivamente en las partes II y III de este artículo.

a) Organización de los estudios de largo plazo

Los estudios de largo plazo se refieren al período ($n + 10$, $n + 30$) y básicamente utilizan los modelos MNI, PROLOG y LOG, en ese orden. Un estudio completo habría de proceder en la siguiente forma:

- i) Se elabora una hipótesis de trabajo concerniente a la tasa de crecimiento de la demanda y la disponibilidad y precios de los recursos energéticos y equipo, así como la tasa de descuento para la compañía.
 - a) Se utiliza el modelo MNI para determinar los lineamientos de desarrollo, especialmente las capacidades a instalar cada año en las diferentes categorías de plantas térmicas e hidráulicas, así como los costos marginales. Se hacen análisis de beneficio/costo para localizar los proyectos hidroeléctricos en el tiempo y en el espacio. En ciertos casos se necesitan algunas corridas previas para determinar las reglas de operación del sistema hidráulico proyectado, con la ayuda del modelo CHITA.
 - b) Con esas cantidades fijas, el modelo PROLOG realiza para cada año la localización de nuevas unidades térmicas y determina una red básica de transmisión con la cual iniciar los estudios con el modelo LOG.
 - c) El modelo LOG completa esta red para algunos años clave, por ejemplo ($n + 15$) y ($n + 25$).

De aquí en adelante se puede declarar el estudio como completo (esquema jerárquico) o repetirse (esquema articulado) tal como se ilustra en la Figura 6. En el primer caso, se asume que la red no tiene influen-

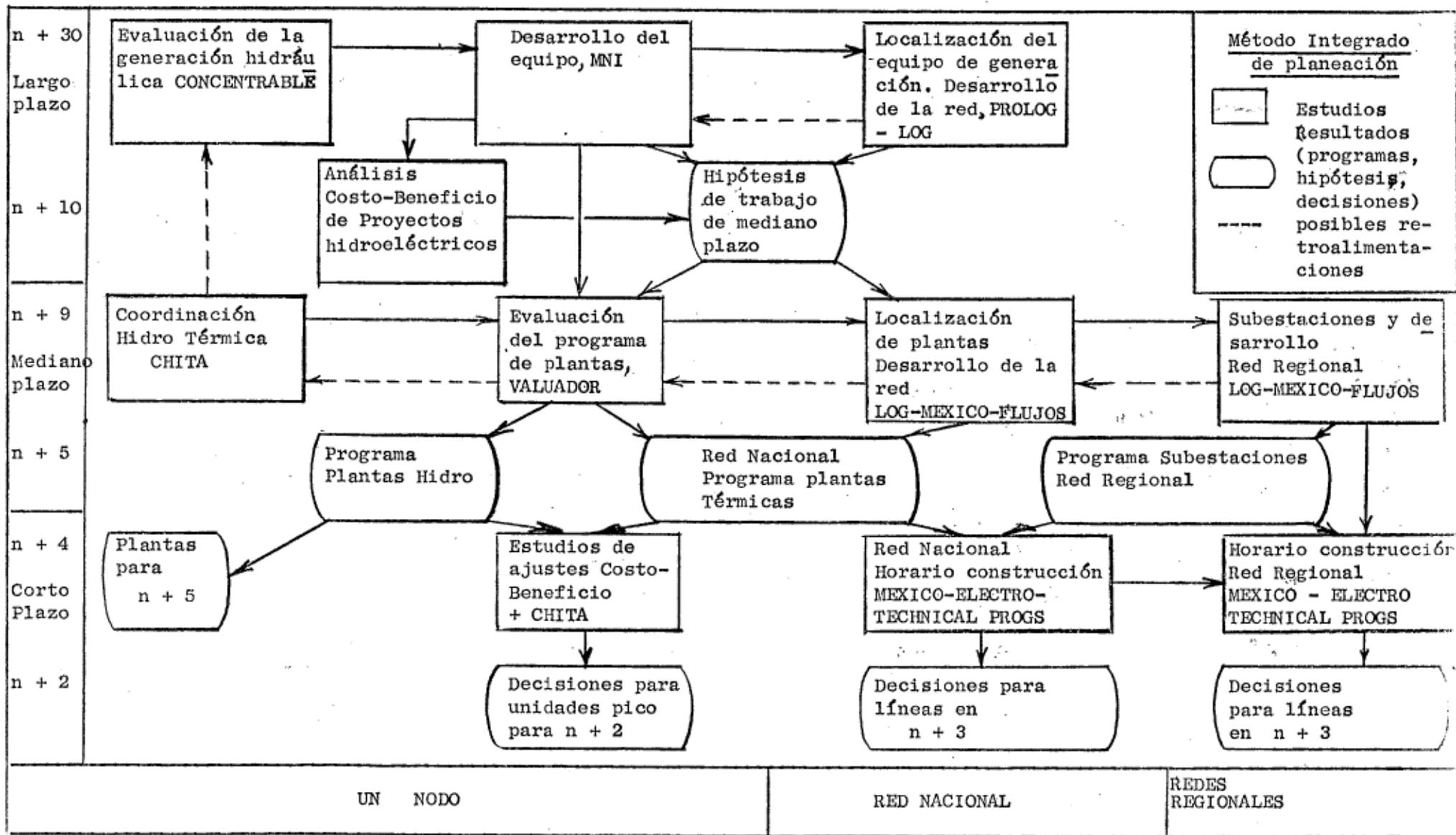


FIG. 5

cia en la mezcla óptima determinada por el modelo MNI y que afecta solo la capacidad total instalada a través de las pérdidas (incluidas en la demanda) y una reserva proporcional para tomar en cuenta las restricciones de la transmisión. En el segundo caso, los modelos PROLOG y LOG indican cuanto podría ahorrarse o gastarse en costos de red si la capacidad total instalada aumentara en una unidad en la categoría nuclear o turbina de gas, per se. Esas "derivadas" parciales se añaden entonces a los costos de inversión del modelo MNI como una concesión de los efectos de red, tal como se muestra en el Apéndice A, y el proceso se repite.

b) Estudios para el mediano plazo

En esta etapa del desarrollo, los programas equivalen a las líneas directrices o tentativas, especialmente en el caso de proyectos hidráulicos ambiciosos que deberían evaluarse con más precisión.

El análisis de costo-beneficio se puede llevar a cabo con más detalle siguiendo las indicaciones dadas en la Parte II para especificar el programa hidráulico.

Simultáneamente los programas candidatos para el desarrollo del sistema térmico se derivan de los resultados del modelo MNI. Con todas las capacidades fijas, se puede utilizar de nuevo el modelo CHITA para examinar la manera como esas nuevas plantas se ajustan en conjunto y determinar políticas de generación hidráulica mensual y de mantenimiento que serán útiles en los pasos que siguen.

La planeación de la generación del largo y mediano plazo están ligadas por medio del valor de uso del equipo en el año $n + 10$ que el modelo MNI calcula como la suma descontada de los beneficios netos futuros derivados de una unidad de cada equipo; por lo tanto los valores

se deducen de los costos de inversión tomados en cuenta en el modelo VALUADOR en el período ($n + 5$, $n + 10$), como se discute en el Apéndice de la Parte II.

El programa que se retiene después de la evaluación es el de costo mínimo entre los candidatos.

La coordinación en la planeación de la transmisión se consigue dando las hipótesis de trabajo y las cantidades físicas definidas en el largo plazo y en los niveles subsiguientes de desagregación geográfica: LOG, MEXICO y estudios de flujo de carga como se discute en la Parte III del Artículo.

c) Estudios para el corto plazo

Cuando llega la hora y deben tomarse las decisiones definitivas, puede realizarse una redefinición de las restricciones económicas o financieras aplicando las mismas herramientas anteriores; solo que los estudios deben llevarse a cabo en una forma más detallada y flexible ya que es probable que se repitan cada año. Los ajustes en los programas de transmisión y generación se hacen con un objetivo detallado para el año $n + 5$ y la última proyección de demanda. Se debe revisar la confiabilidad para todas las situaciones de cuello de botella.

La técnica de beneficio-costo se utiliza para asegurar consistencia en las decisiones respecto a adiciones a la red; para obtener el grado de detalle deseado y por prioridad satisfacer las restricciones técnicas, son necesarias los estudios de flujo de carga y estabilidad.

Los últimos ajustes más finos posteriores se pueden obtener para el año $n + 2$ al decidir cuales unidades y cuando deben sacarse o no temporalmente, esas tareas requieren un modelo de operación como el CHITA

y un análisis de costo-beneficio marginal.

5. Análisis de costo beneficio al
margen de una solución global

Mucho antes de que existieran los modelos sofisticados, los plani
ficadores han utilizado el análisis de costo-beneficio para evaluar deci-
siones. El análisis se basa en el valor presente del balance de las futu-
ras ganancias "g" y pérdidas "l" descontadas a la tasa "a" hasta la fecha
horizonte "T".

$$B(a) = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{g^t - l^t}{(1+a)^t}$$

La decisión es económicamente justificable si B(a) es positivo -
a la tasa actual "a". Mientras que los costos de equipo nuevo se pueden
determinar con cierta facilidad, siempre ha sido un gran problema estimar
sus beneficios futuros ya que ellos dependen, en el largo plazo de la evo
lución del sistema. Ahora, puesto que un modelo global constituye la re-
presentación más precisa que se puede hacer acerca de futuras situaciones
y estructuras de costo, se pueden utilizar los costos marginales y otras
variables de referencia para informar al análisis de beneficio-costo las
decisiones marginales que necesariamente pierden su especificación en el
proceso global: la selección de un proyecto hidráulico, la salida de una
planta vieja, la adición de una línea de transmisión, etc.

En muchos casos, las condiciones de trabajo de la planta se pueden
determinar aproximadamente a partir del modelo global y su contribución se
puede evaluar explícitamente para todos los años como una función de los
costos de generación marginal y picos.

A menudo en otros casos, una decisión buena depende únicamente -
del momento, por ejemplo, tiene sentido demorar la construcción de una lí
nea dada del año m al año m + 1?. En esta instancia el modelo proveerá -

un conocimiento útil de la situación en el año m y los costos de oportunidad, si los hay, sin ninguna referencia a la situación en el año $m + 1$.

Finalmente esta clase de balance por diferencia se puede aplicar más allá para eliminar la influencia de variables indeterminadas. Por ejemplo, en vez de fijar una penalización por cada KWH cortado y seleccionar el proyecto con el mayor mérito, la proposición se puede invertir: encontrar el costo de penalización que justificaría el proyecto y seleccionar el proyecto con la penalización asociada menor. Esta técnica de evaluación implícita, además del balance diferencial en el tiempo, es ampliamente utilizado para líneas locales de transmisión debido a que los costos de falla son difíciles de determinar y la falla y las pérdidas de transmisión evitadas se miden solo para un año.

En resumen, tanto las evaluaciones explícitas como implícitas son muy útiles para asegurar la consistencia a través del tiempo y del espacio para muchas de las decisiones que deben tomarse; además, ambas proveen la forma de clasificar los proyectos en orden de mérito decreciente o penalización creciente.

La lista acaba cuando el mérito deja de ser positivo o la penalización es menor que un techo fijo: ahora, si el techo, o más aún la tasa de descuento ha sido correctamente estimada como el costo de oportunidad del capital de la compañía, la implementación de todos los proyectos buenos no debería exceder su capacidad financiera, pero el problema planteado aquí se transfiere a menudo al sector público como un todo, por medio de las prerrogativas gubernamentales.

CUADRO 2

PRINCIPALES CARACTERISTICAS COMPUTACIONALES DE LOS
MODELOS

Intervalo de estudio	1 punto (MEXICO) mensual (CONCENTRABLE) anual (CHITA, PROLOG-LOG) 5 (VALUADOR) a 15 años (MNI)
Intervalo de División	6 bloques (MNI, CHITA) por mes 100 bloques (VALUADOR) 2 a 5 bloques (PROLOG, LOG) por año
División Geográfica	1 punto (MNI, CHITA, VALUADOR) 25 a 48 nodos (PROLOG, LOG) 100 nodos (MEXICO)
Equipo de Generación	2 tipos nuevos de térmicas (PROLOG) 15 tipos térmicos viejos/nuevos (MNI, CHITA) 3 tipos de plantas hidráulicas (CHITA) + almacenamiento por bombeo y adiciones (MNI)
Equipo de Transmisión	1 nivel de voltaje (PROLOG) 2 niveles de voltajes (LOG, MEXICO) 40 a 200 interconexiones posibles
VARIABLES Aleatorias	Demanda (MNI, CHITA, LOG, MEXICO) Escurremientos (MNI, CHITA) Disponibilidad de plantas (MNI, CHITA, LOG, MEXICO) Disponibilidad de líneas (LOG, MEXICO)
Operación	Costo de falla { Lineal (LOG, MEXICO) { Cuadrático (MNI, CHITA) 10 curvas de descarga de agua/ mantenimiento de térmicas (CONCENTRABLE, CHITA, MNI) Pérdidas de transmisión (MEXICO, VALDRED)
Optimización	Dinámica (MNI, CHITA) No Lineal (MNI, CHITA, CONCENTRABLE)

APENDICE A

COORDINACION DE LA PLANEACION DE LA GENERACION
Y LA TRANSMISION EN EL LARGO PLAZO

La planeación de toda la generación y transmisión se puede describir en forma burda como la minimización de un costo total respecto al desarrollo de las políticas P y R de equipo de generación y transmisión respectivamente.

$$C(P,R) = I(P) + I(R) + G(P,R) + F(P,R)$$

$I(P)$ e $I(R)$ son las inversiones y los costos fijos asociados, $G(P,R)$ y $F(P,R)$ los costos esperados de generación y falla. Ahora estos últimos términos se pueden calcular en 2 etapas.

- primero en un modelo de 1-nodo como una función de la política de unidades de generación para obtener $G_0(P)$ y $F_0(P)$,
- segundo en un modelo de red de n-nodos como una función tanto de P como de R para evaluar el costo extra debido a las diferencias geográficas.

$$G_r(P,R) = G(P,R) - G_0(P)$$
$$F_r(P,R) = F(P,R) - F_0(P)$$

Así para una política de planeación de generación dada P, se puede calcular un costo de transmisión asociado $T(\cdot)$ y minimizar respecto a los programas de desarrollo de la red R:

$$T^{\circ}(P) = \min_R \{ I(R) + G_r(P,R) + F_r(P,R) \}$$

El problema global de planeación se puede expresar fácilmente como un programa de 1-nodo

$$\min_P \{ I(P) + G_0(P) + F_0(P) + T^{\circ}(P) \}$$

En una primera aproximación el último término es relativamente pequeño y se puede despreciar, que es lo que generalmente hacen los modelos de 1-nodo. Una condición necesaria para obtener un mínimo es que el costo de la inversión marginal sea igual al valor de uso del equipo que es

$$\frac{\partial I}{\partial P} = - \frac{\partial G_0}{\partial P} - \frac{\partial F_0}{\partial P}$$

De hecho el costo mínimo de transmisión asociado $T^0(P)$ puede afectar el valor de uso del equipo en cuanto que el óptimo se obtiene para

$$\frac{\partial I}{\partial P} + \frac{\partial T^0}{\partial P} = - \frac{\partial G_0}{\partial P} - \frac{\partial F_0}{\partial P}$$

Una manera de reintroducir este "efecto de red" en la primera etapa es - medirlo para las categorías más sensibles, como las plantas nucleares que necesitan un gran número de líneas y turbinas de gas que requieren una red mínima. Los plus y los menos se añaden entonces a los costos de inversión de esas categorías y la planeación de la generación se optimiza de nuevo.

El proceso se puede hacer convergir lo suficientemente rápido, puesto que esos términos correctivos tienden a ser muy pequeños.

ESQUEMA ARTICULADO

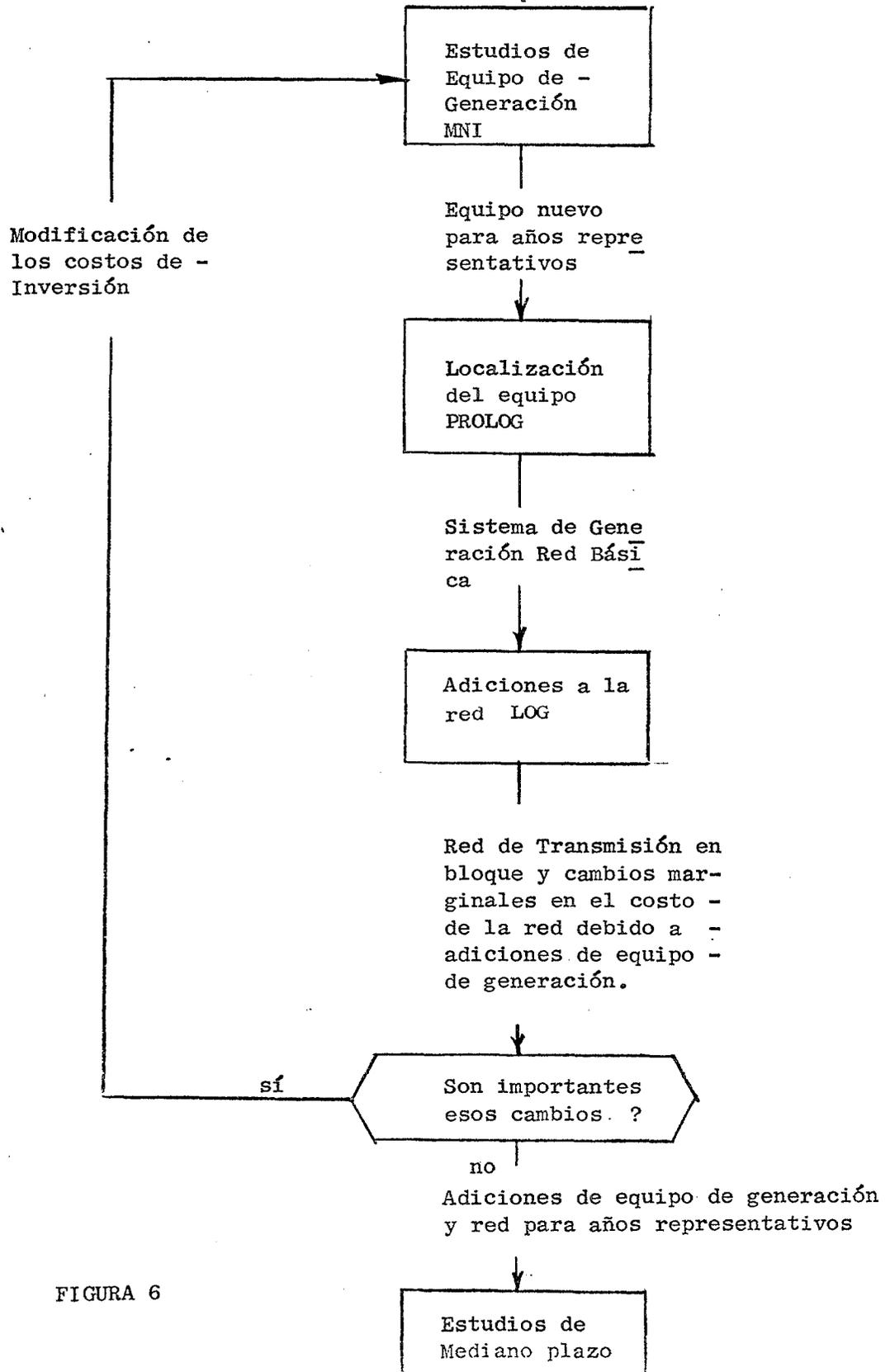


FIGURA 6

ESQUEMA JERARQUICO

(Igual que el anterior, excluyendo el ciclo de retroalimentación y evaluación de cambios marginales)

FIG. 6

REFERENCIAS

- (1) "Le systeme des Modeles Economiques à Electricité de France", Conferencia sobre modelos matemáticos en el Sector Energía, Alma-Ata (USSR), U.N. Economic Commission for Europe, Sept. 1972.
- (2) "Sistema Integrado de planeación del sector eléctrico Vol 1-13". Gerencia de Planeación y Programa, Comisión Federal de Electricidad, Ródano 14, MEXICO D.F., 5, Marzo, 1974.