

01167
2es
4

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
SECCION DE INGENIERIA DE SISTEMAS

TESIS

que presenta

J. Luis Palacios Blanco.

para obtener el Grado de

Maestro en Ingeniería (Planeación).

"SINTESIS Y DESARROLLO DE UNA METODOLOGIA PARA EL CALCULO DEL COSTO
MARGINAL DE PRODUCCION DEL SISTEMA ELECTRICO MEXICANO"

CREDITOS POR TESIS

JURADO:

M. en I. Gabriel Sánchez Guerrero.
Dr. Sergio Fuentes Maya. (Director de Tesis).
M. en I. Gonzalo Negroe Pérez.
M. en I. Rafael Cristerna Ocampo.
Ing. Luis Fernández González.

Ciudad Universitaria, D.F. Diciembre de 1989.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

RESUMEN

En las últimas décadas, el estudio del Sector Eléctrico ha recibido la atención de diversas disciplinas. Lo que antes era área exclusiva de la ingeniería eléctrica, se convierte ahora en trabajo multidisciplinario.

Estamos prácticamente en las primeras décadas del desarrollo de la energía eléctrica. Las empresas eléctricas que tienden a formar monopolios enfrentan problemas particulares que requieren un análisis detallado, sobre todo cuando se refieren al cálculo de sus costos, a su política de precios y a su financiamiento.

Precisamente, uno de ellos, el cálculo de sus Costos Marginales de producción, comienza a ganar el interés de los ingenieros en planeación de las empresas eléctricas. Además, en los clausulados de los préstamos otorgados a la empresa eléctrica se habla de la implementación de esquemas tarifarios basados en este tipo de costos.

Los incrementos en demanda por parte de los usuarios, requieren respuestas inmediatas por parte de la empresa eléctrica, quien necesita efectuar modificaciones en su parque generador para poder satisfacer esta demanda que se considera marginal con respecto a la total. Este cambio provoca costos adicionales (marginales), ya sea en la operación (por costos variables, combustibles, uso de máquinas más caras, etc.) o en una necesaria expansión.

En este trabajo se pretende realizar una síntesis de la

problemática de los Costos Marginales, presentando la metodología de cálculo para una empresa eléctrica monopólica en América Latina, relacionando cuatro elementos de la Planeación de la empresa eléctrica que deben ser considerados : usuarios (gestión de la demanda) - empresa eléctrica (gestión de la oferta) - cálculo de Costos Marginales - diseño de tarifas.

Se obtiene una síntesis del tema, y se aplica la metodología expuesta a casos concretos, encontrando que el método de los *Costos Marginales* no es solamente una parte del diseño de tarifas, sino que es un *instrumento de planeación y evaluación* de la empresa eléctrica. Además, se presentan los pasos inmediatos que deben darse en el sector eléctrico con vistas a la implementación de un esquema tarifario basado en estos costos, señalando las ventajas comparativas con el método de *costos contables* que actualmente utiliza la empresa eléctrica mexicana, así como las implicaciones económicas, financieras y sociales que tendría su aplicación. Se definen también las diferencias regionales, horarias y estacionales de los costos en el sistema eléctrico mexicano basados en modelos matemáticos que simulan la operación del sistema eléctrico.

INTRODUCCION

Nuestro país se encuentra en momentos de cambio. Se buscan nuevos esquemas de financiamiento de la economía nacional. El modelo neoliberal propone nuevos criterios de medición de la eficiencia de las empresas estatales y paraestatales. Los grandes representantes del capital financiero internacional condicionan el flujo de recursos a la implementación de medidas microeconómicas nuevas. En la empresa eléctrica nacional se comienza a hablar del *enfoque marginalista* aplicado a los costos de producción y de las posibles ventajas de su aplicación.

En la actualidad, la empresa eléctrica satisface la demanda de energía eléctrica considerando las particularidades del bien electricidad: no es almacenable en condiciones económicas, en los últimos años ha presentado mundialmente tasas de crecimiento altas, y la oferta debe adaptarse instantáneamente a cambios en la demanda.

Las tasas de crecimiento de la demanda han crecido arriba de lo considerado. La política de desarrollo económico de un país debe contar con un parque generador que fortalezca el crecimiento. El crecimiento poblacional también exige servicios eléctricos. Visto de

ésta manera, la demanda solamente debe ser regulada por mecanismos tarifarios que den señales a los usuarios del costo real del bien.

Las empresas eléctricas latinoamericanas enfrentan diferentes problemáticas en la planeación y evaluación de la producción. La falta de recursos financieros para responder a las necesidades de expansión y el rezago acumulado en sus precios de venta (tarifas eléctricas), ha provocado particularmente en la Comisión Federal de Electricidad (CFE), situaciones críticas en su estructura financiera. El tema de nuevos esquemas tarifarios cobra mayor interés. Aparentemente, es una necesidad inaplazable en nuevo criterio, una nueva óptica para medir, evaluar y planear el funcionamiento del sistema eléctrico nacional. De aquí la necesidad desintetizar los orígenes y las posibilidades del enfoque marginalista aplicado a los precios de la electricidad.

Estamos en momentos de reestructuración de la empresa eléctrica nacionalizada y en busca de nuevos caminos de eficiencia y productividad. Por qué el interés creciente sobre el Costo Marginal? Este tema se refiere a la búsqueda de alternativas a los criterios actuales sobre los precios de venta de la electricidad y a la planeación de su operación y expansión.

Ubicada en el contexto de la Comisión Federal de Electricidad, el trabajo busca ser un ensayo de síntesis y desarrollo de la metodología de cálculo de los Costos Marginales de producción, con el deseo de ser una introducción a los procedimientos de cálculo. Remite al lector a las fuentes más actualizadas, comenta las propiedades de los CM, presenta los pasos obligados del cálculo, resume el trabajo actual que sobre el tema realiza la CFE, comenta algunas líneas de implementación vía tarifas, relaciona el tema con los aspectos generales de la planeación de la empresa eléctrica, detecta líneas de investigación y desarrollo a futuro, e intenta considerar los aspectos positivos y negativos de la implementación del enfoque marginalista.

El tema, tiene una gran actualidad por la definición de nuevas políticas de precios en el sector energético.

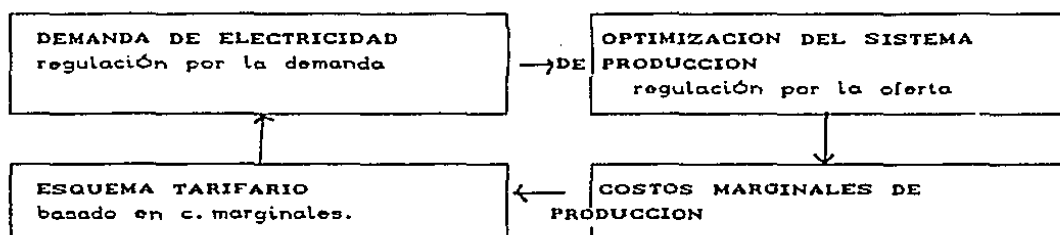
Su énfasis del trabajo, es metodológico, con el objetivo de

introducir al lector al tema, presentando la generalidad del cálculo, aunque ubicando el tema desde la variedad de disciplinas que lo abordan.

Costos Marginales son aquellos que resultan de abastecer un incremento unitario de la demanda. Estos costos pueden diferir según la hora, la estación, el lugar y el nivel de tensión en que se produzca dicho incremento. A diferencia de los **Costos Contables** actualmente utilizados en la CFE, que se basan en gastos pasados, o previstos según tendencias pasadas, los Costos Marginales se calculan examinando la forma en que el sistema eléctrico abastecerá en el futuro un incremento de la demanda.

El cálculo de los Costos Marginales, tiene una utilidad: conducirá a un esquema tarifario diferente. Este esquema tiene por objetivo cobrar a cada cliente en la misma medida en que la variación de su consumo obliga incurrir en costos adicionales a la empresa que lo sirve, pues este consumo se considera *marginal* con respecto al consumo total. Por lo tanto, son señales de precio que inducen a una correcta asignación de recursos por parte de los usuarios.

El esquema dinámico de la oferta y demanda eléctrica lo explica:



Además, el uso de estos Costos Marginales al interior de CFE en las etapas de evaluación y diseño de proyectos, conduce a una correcta asignación de sus recursos: los Costos Marginales (CM) son pues, indicadores de eficiencia de operación e instrumento de planeación. La aplicación del enfoque marginalista es reciente. Algunos países de América Latina comienzan a tarifificar basados en una metodología que se deduce del desarrollo neoclásico sobre los precios de la electricidad. Chile, p.e. ha logrado importantes desarrollos en el método de cálculo.

El trabajo consta de 4 partes: aspectos generales del Sistema Eléctrico Nacional, los problemas del sector eléctrico y sus esquemas de

Planeación, la metodología de cálculo de los Costos Marginales de Producción a partir del marco conceptual neoclásico y su aplicación a precios. La mayor parte del trabajo se concentra en el segundo módulo (60% del total).

De esta forma, el estudio de Costos Marginales tiene una doble aplicación: los Costos Marginales de Corto Plazo CMCP (para optimización de la Operación), y los Costos Marginales de Largo Plazo CMLP (para optimizar la expansión de la capacidad).

Aunque aparentemente económico, el tema de Tesis, es multidisciplinario; se centra en el uso de modelos matemáticos que simulan el comportamiento del sistema eléctrico, y requiere del uso de las técnicas de la Investigación de Operaciones (optimización y programación lineal); además, del conocimiento de aspectos importantes de la planeación: ingeniería económica, evaluación de proyectos y estadística aplicada.

Punto de partida para un trabajo de investigación y cálculo ulterior más profundo, el trabajo no representa el "estado del arte" del tema, pero sí considera los elementos principales de la temática que deben ser tomados en cuenta.

Planteado en momentos de escasez de recursos financieros que permitan afrontar los compromisos de la CFE para satisfacer la creciente demanda, el trabajo de Tesis desea ser una pequeña contribución en el estudio de la Planificación Energética, y punto de partida para el debate universitario sobre esta herramienta alternativa y sus beneficios dentro de la empresa eléctrica; está dirigido a quienes se inician en el tema, pues representa una síntesis, aplicada a México, y refiere al lector a los textos más actualizados.

.OBJETIVO GENERAL:

Presentar y desarrollar una metodología para el cálculo de Costos Marginales en el sector eléctrico mexicano, considerando la información disponible y su aplicación, a partir del contexto nacional y particularmente, de la CFE. Esta metodología, plantea todos los elementos necesarios para el cálculo de Costos Marginales, citando las fuentes de información. Además, se presenta la definición y propiedades de los Costos Marginales para conocer los alcances de su aplicación.

..Delimitación del problema.

.El presente trabajo se apoya en desarrollos logrados en la CFE y en la UNAM.

.Presenta las técnicas utilizadas y la secuencia de cálculo, esbozando algunos ejemplos.

.Cita las generalidades de los modelos utilizados, sin detenerse en las situaciones computacionales.

.No se constituye en un Manual acabado, sino en un procedimiento de trabajo.

.El análisis remarca la importancia que tiene el diseño de una nueva política de precios a los grandes clientes y a los estratos domésticos de mayores ingresos.

...Métodos y Técnicas utilizados.

Basado en recopilaciones bibliográficas y aplicaciones reales, se pretende partir de una visión generalista del problema.

La dinámica del sistema eléctrico se analizará con una doble óptica: la operación y la expansión.

En el trabajo se señalan valores numéricos del costo marginal de producción, partiendo del perfil de la demanda en las diferentes zonas del país, proporcionando al lector elementos sobre la importancia que tienen las demandas adicionales en los diferentes nodos de la red eléctrica y cómo se traduce esto en cargos diferenciados por usuario. Además, se logran algunos pequeños desarrollos teóricos que fundamentan los cálculos, acompañados por referencias bibliográficas. Los apéndices ayudan al lector recién familiarizado con el tema a la asimilación de los conceptos. Se pretende, en conclusión, que este procedimiento sea una primera síntesis sobre el costo marginal en el sector eléctrico que propicie nuevos temas de investigación.

CONTENIDO.

LISTA DE FIGURAS
LISTA DE TABLAS
LISTA DE ANEXOS
RESUMEN.
INTRODUCCION.

PÁR.

I. CAPITULO PRIMERO: GENERALIDADES DEL SECTOR ELECTRICO (LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD).

- 1.1.El objeto de estudio:el sistema eléctrico.....
 - i.Los orígenes de los sistemas eléctricos.
 - ii.Características básicas de los sistemas eléctricos.
 - iii.características de la operación de un sistema eléctrico.
- 1.2.Ubicación de la problemática de los costos de operación y el método de la Investigación de Operaciones.....
 - i.análisis del problema: generación, transmisión y distribución para definir la estructura de costos.
- 1.3.Características de las unidades de generación.....
- 1.4.Características de las líneas de transmisión.....
- 1.5.Problemas a resolver en la planeación de sistemas de potencia.
 - i.El problema del despacho económico.
 - ii.asignación de unidades.
 - iii.coordinación hidrotérmica.
 - iv.confiablez y costo de falla.
- 1.6.Costos de los sistemas de distribución.....
- 1.7.Producción y consumo de energía eléctrica en el País.....
 - i.aspectos institucionales
 - ii.la generación, transmisión y distribución.
 - iii.evluación.
 - iv.consumo y ventas.
 - v.el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

II. CAPITULO SEGUNDO: PROBLEMAS BASICOS Y ESQUEMAS DE PLANEACION ACTUALES DE LA EMPRESA ELECTRICA.

- 2.1.Problemas básicos.....
- 2.2.Planeación y Evaluación del Sector Eléctrico.....
 - i.Planeación del Sector Eléctrico Nacional.
 - ii.Evaluación del Sector Eléctrico Nacional.
 - iii.Planteamiento del Problema: Costos Marginales (CM) y planeación de la producción del sistema (operación y expansión).
 - .Modelos básicos de planeación.
 - iv.Estrategias de expansión de capacidad y política de precios.
 - v.política de precios y de inversiones en la CFE.

III. CAPITULO TERCERO: EL ENFOQUE MARGINALISTA APLICADO A COSTOS Y PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD.

- 3.1 Antecedentes.....
- 3.2.Marco conceptual: la teoría neoclásica para el establecimiento de los precios de la electricidad.....

- 1. fijación desde el punto de vista de la oferta.
 - ii. ajustes desde el punto de vista de la demanda.
 - iii. impacto de las restricciones exógenas para la fijación del precio.
- 3.3. El concepto y las propiedades del Costo Marginal en el Sector Eléctrico.....
- i. el CM en la empresa eléctrica nacional
 - ii. antecedentes en México de los estudios de CM.
- 3.4. Resumen de los desarrollos teóricos sobre el cálculo de los CM de Corto y Largo Plazo para un sistema eléctrico de gran tamaño.
- i. subproblema: CMCP y optimización de la operación.
 - ii. subproblema: CMCLP y optimización de la expansión de la capacidad.
 - iii. igualdad entre los CMCP y los CMCLP en un sistema óptimo de abastecimiento de electricidad.
 - iv. el método del CMCP: cálculo de los CM de generación y de interconexión.
 - v. el método del CMCLP: cálculo de los CM de subtransmisión y distribución.
- 3.5. Características de los CM en México: costos de producción.....
- i. etapas del estudio.
 - ii. estudios de la demanda.
 - iii. estudios de la oferta.
- 3.6. Lineamientos metodológicos para establecer esquemas tarifarios..

IV. CAPITULO CUARTO. METODOLOGIA DE CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO (CMCP).

- .Características del problema: costos de producción
- 4.1. Subsistema: CMCP de la energía.....
- i. representación de la demanda.
 - ii. representación de la oferta.
 - iii. métodos de solución.
 - iv. beneficios económicos esperados.
 - v. aplicación del procedimiento.
- 4.2. aplicación de Modelos para el cálculo de CMCP de energía.....
- i. el Modelo VALREB.
 - ii. el Modelo SIPO.
 - iii. el Modelo DESPA.
 - iv. resultados del SIPO sobre CMCP de energía en el SIN.
- 4.3. Subsistema CMCP de potencia.
- i. características del programa de flujos para el cálculo de pérdidas por incrementos en potencia.
 - ii. metodología para calcular costos por demanda máxima.

V. CAPITULO QUINTO. METODOLOGIA DE CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO (CMCLP).

- .El concepto del CMCLP.
- 5.1. Descripción de la metodología de cálculo de los CMCLP.....
- i. metodología de cálculo.
- 5.2. Introducción al análisis de largo plazo.....
- 5.3. La política de inversiones del Sector Eléctrico y la expansión de la capacidad.....
- 5.4. Perspectivas de la energía eléctrica en el corto plazo.....
- 5.5. Criterios para el análisis de opciones energéticas.....

VI. CAPITULO SEXTO. APLICACIONES NUMERICAS DEL CM DE PRODUCCION.

- 6.1. Cálculo de los CMCP de energía para el SIN.....
 - i. ejercicios numéricos del CMCP de energía en sistemas hidrotérmicos.
 - ii. ejercicios numéricos del CMCP en un sistema térmico aislado.
- 6.2. Cálculo de los CMCP de potencia para el sistema eléctrico nacional.....
- 6.3. Cálculo de los CMLP de energía y potencia para el sistema eléctrico nacional.....
 - i. cálculo de los CMLP de distribución.
- 6.4. Conceptualización de un diseño tarifario (sector residencial) basado en CM: el caso de un sistema térmico aislado.....

VII. CAPITULO SEPTIMO. APLICACIONES AL CASO MEXICANO.

- 7.1. Elementos para el establecimiento de un esquema tarifario basado en Costos Marginales.....
 - i. Situación actual en México.
 - ii. conceptualización.
 - iii. composición de cargos en una tarifa.
 - iv. la dinámica: demanda-oferta-costos marginales-tarifas.
 - v. etapas para el establecimiento de una tarifa.
 - vi. consideraciones particulares.
- 7.2. La tarificación actual.....
 - i. diferencias entre costo marginal y costo contable.
 - ii. evolución de la estructura tarifaria de la energía eléctrica.
 - iii. evolución de los precios de la electricidad.
 - iv. distorsiones en los precios por subsidios.
 - v. distorsiones que sufre el precio estricto en los monopolios públicos.
- 7.3. Diversos tópicos sobre el CM y la tarificación.
 - i. El enfoque de las tarifas horarias (regionales, estacionales y por nivel de tensión.).
 - ii. implicaciones de una tarificación basada en CM en los diferentes sectores de la población.
 - iii. venta al costo marginal y requisitos financieros.
 - iv. política de precios y ahorro de la energía.
- 7.4. Introducción en México de las tarifas basadas en CM.

conclusiones.
bibliografía.

CAPITULO PRIMERO

GENERALIDADES DEL SECTOR ELECTRICO MEXICANO

En el presente capítulo se introduce al lector al objeto de estudio. Una primera aproximación se da con una síntesis de los sistemas del sector eléctrico, subrayando la importancia macroeconómica que la energía eléctrica tiene en la actualidad.

Además, se propone una visión global del sector eléctrico nacional, en sus parámetros más importantes: energía y potencia, y su evolución en la última década, para poder abordar los problemas particulares del Sector, entendiendo su dinámica operativa y haciendo más accesible la comprensión de la estructura de costos de producción. Como soporte adicional, se ha elaborado un Glosario de Términos usuales (Anexo 2) en las áreas de planeación de la empresa eléctrica y una Tabla de equivalencias energéticas (Anexo 1).

1.1. EL OBJETO DE ESTUDIO: EL SISTEMA ELECTRICO.

Un sistema es un todo, cuyas partes o elementos cumplen una función, formando parte de una estructura determinada, con vista a cumplir en conjunto, un objetivo (FUEZ89).

Cuando el objetivo es el suministro de energía eléctrica, hablamos de un sistema eléctrico de potencia. Este es el objeto de estudio, ubicado en el contexto de la empresa eléctrica mexicana.

1. Los orígenes de los sistemas eléctricos

El desarrollo de los conocimientos científicos de electricidad y magnetismo fue bastante más lento que el de otras ramas de la ciencia. Es hasta el siglo XIX cuando se logran los descubrimientos fundamentales y se desarrollan las aplicaciones industriales que han tenido una repercusión relevante en la vida moderna.

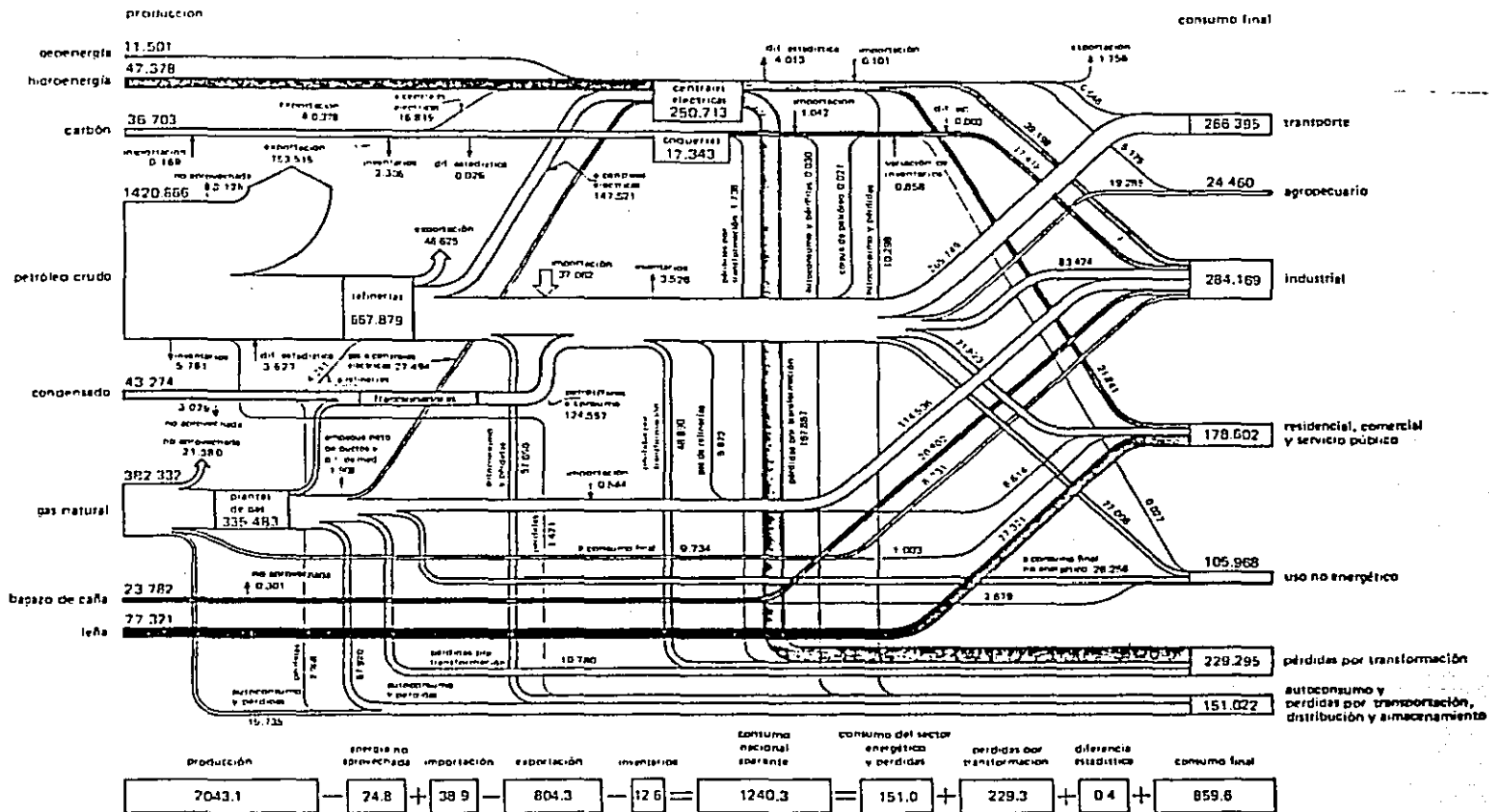
Se considera a Thomas Alva Edison como el iniciador de los sistemas de suministro de energía eléctrica, con las instalaciones de corriente directa, realizadas en Nueva York en 1882. Posteriormente se desarrollaron sistemas mono, bi y tri-fásicos de corriente alterna (VI86).

La energía eléctrica ha adquirido tal importancia en la vida moderna que la interrupción del suministro provoca trastornos y pérdidas económicas considerables. El sector energético, del cual el Sector Eléctrico forma parte, contribuyó con el 5% del PIB en 1987; esta tendencia tiende a aumentar (ABUS82). La Fig. 1.1 presenta el balance nacional de energía de 1987, donde se ubica a las centrales eléctricas, sus consumos y productos.

El suministro de energía eléctrica tiene características específicas que lo hacen diferente de otras energías secundarias, p.e. Productos petrolíferos o el gas.

Es necesario iniciar un trabajo de esta naturaleza con una descripción general del sector eléctrico en sus características de operación.

Fig. 1-1: balance nacional de energía, 1987
(billones de kilocalorías) [SEM88]



ii. Características básicas de los sistemas eléctricos.

La energía eléctrica no puede almacenarse económicamente en cantidades significativas, por lo que la potencia eléctrica generada debe ser igual en cada instante a la demanda más las pérdidas del sistema. La demanda es función de las actividades de la sociedad y presenta fluctuaciones horarias, diarias, semanales, y anuales y se ve impactada por cambios estacionales.

El suministro debe darse con calidad adecuada (cfr. Planificación del Sector Eléctrico). Para cumplir con estas características y mejorar la continuidad del servicio, se ha recurrido a la interconexión de las plantas generadoras, extendiendo el sistema de alta tensión (transmisión). La interconexión logra economías de escala por la utilización de unidades de gran capacidad instalada, de manera que las unidades compartan su reserva en casos de emergencia; con ello, se logran ahorros por capacidad instalada.

Las características de los sistemas eléctricos descritos, indican que estos deben concebirse y operarse como un conjunto, donde todos los elementos y funciones, — desde las plantas generadoras hasta las cargas, — están estrechamente relacionados.

Por razones de economía, en el suministro de energía eléctrica, es conveniente que en el territorio servido exista un solo sistema eléctrico, situación que conduce a la formación de monopolios, restringiéndose la posibilidad de competencia (VIQ87).

iii. Características de la Operación de un sistema eléctrico.

El sistema eléctrico está constituido por tres componentes principales: la generación, la transmisión y la distribución. Pasa su importancia, optimizar el funcionamiento del sistema representa un gran ahorro en recursos económicos. (YOU88).

De una manera breve, se describirá la problemática del sistema de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

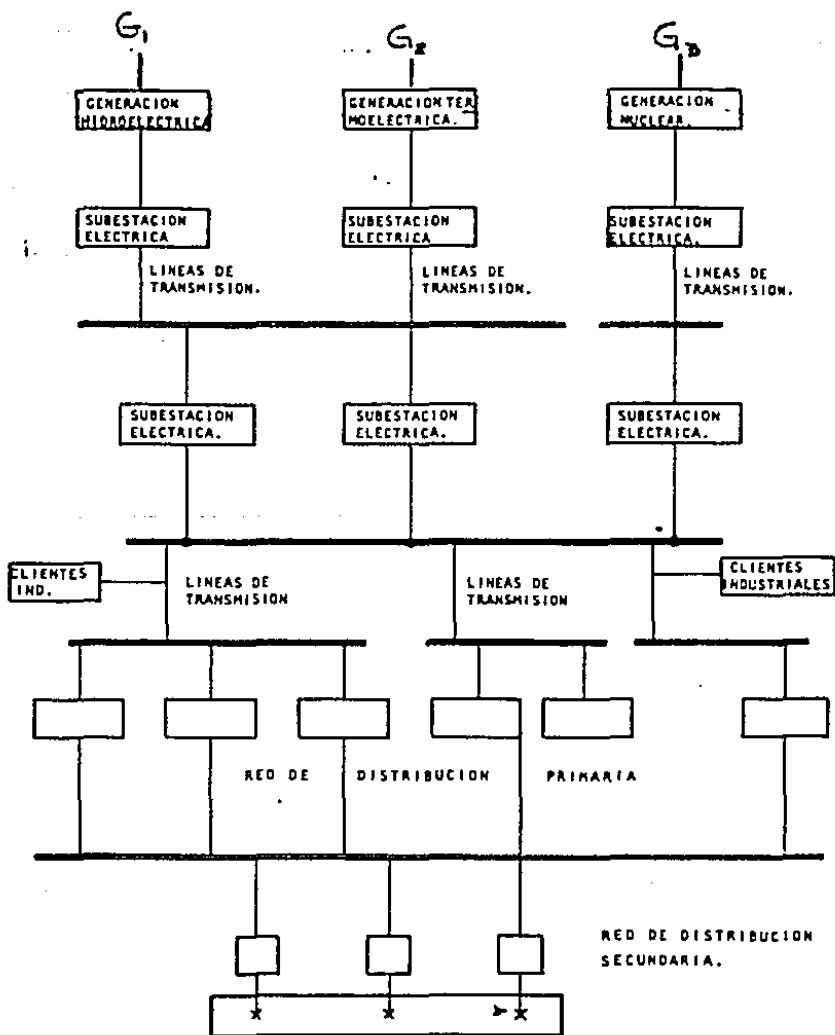


Fig. 1.2..Elementos básicos de un sistema eléctrico de potencia. (STE 86).

relacionándola con el cálculo de ^{sus} costos marginales de ~~generación~~ (energía y potencia) ~~transmisión y distribución~~, y sus implicaciones tarifarias.

1.2. Ubicación de la problemática de los costos de operación y el método de la Investigación de Operaciones.

El sector eléctrico es uno de los diez sectores más importantes de la economía nacional y pertenece al sector energético del país, que en conjunto representa más del 5% del Producto Interno Bruto (PIB).

El sector energético, constituido fundamentalmente por FEMSA y la CFE (COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD), ha sido un consumidor mayor de energía: consumió en 1987 el 31% de la oferta interna bruta. Por su parte, el sector eléctrico enfrenta el reto de aumentar la eficiencia y la disponibilidad de las plantas generadoras y disminuir pérdidas en transmisión y distribución.

La participación del sector energético en el PIB ha crecido en México: del 2.6% en 1960 a 5.9% en 1985, experimentando la electricidad el crecimiento más dinámico: 0.6% del PIB en el primer año y 1.9% en el último. (SEM87).

En el sector eléctrico existe una amplia variedad de problemáticas cuyo método de solución más apropiado es la Investigación de Operaciones. Debido a las características dimensionales, resolver esta problemática representa un gran ahorro económico. Precisamente, debido al déficit financiero de la CFE y al rezago significativo en las tarifas que el sector cobra a los usuarios, es importante el análisis actual.

El sistema eléctrico de potencia tiene una estructura compleja. El problema de análisis se descompone en: generación, transmisión y distribución. En el sistema de generación, se instala potencia con unidades de generación de diferentes tecnologías. La potencia máxima generada es llevada por el sistema de transmisión hasta las subestaciones de distribución. A continuación, el sistema de

distribución se encarga de transportar la energía hasta el consumidor. Esta situación, de alguna manera refiere también la estructura tarifaria vigente. (Fig 1.2.)

1. Análisis del problema de generación, transmisión y distribución para definir la estructura de costos.

La generación y transmisión representa la mayor parte del sistema eléctrico de potencia. A continuación, se discute la problemática, y las características de los componentes.

El análisis del costo de operación nos refleja la importancia de la planeación y la operación óptima de un sistema eléctrico de potencia. Objetivo particular de este trabajo es presentar la estructura de costos de generación, transmisión y distribución. En nuestro país, p.e., el costo total de inversión se reparte en un 56%, 22% y 22%, respectivamente. (CRIS9)

En el estudio de la economía de la energía eléctrica, es fundamental el análisis de las curvas de costo en generación. La optimización de la operación, debe dar atención a estos costos, que en su mayoría es de forma cuadrática.

La planeación de sistemas de generación, transmisión y distribución es fundamental en la expansión del parque eléctrico. Las decisiones hechas en esta etapa tiene grandes efectos sobre todas las otras fases de la expansión del sistema. Los costos marginales de largo plazo prevén una inminente expansión de la capacidad instalada, pues un incremento de la demanda requiere mayor capacidad ofrecida. Una expansión del sistema debe prever que la capacidad de la instalación cubra necesidades de energía a precio económico, con confiabilidad y calidad especificada.

El problema de la planeación del sistema de potencia es: minimizar el costo, sujeto a las siguientes restricciones:

a) Satisfacer la demanda estimada en los años futuros

b) Satisfacer restricciones eléctricas

c) Mantener la confiabilidad adecuada

La función objetivo por optimizar, es la suma del costo de inversión y el costo de operación. El costo de operación debe incluir los costos de la energía no suministrada como resultado de las fallas (salidas) de componentes del sistema.

1.3. Características de las unidades de Generación. (YOUSB).

El sistema de generación es un agregado de unidades de potencia eléctrica. Referida a cada unidad térmica, existe una curva de entrada-salida que relaciona el combustible necesario y la potencia generada. La mayoría de estas curvas son cuadráticas convexas. Multiplicando el costo unitario de combustible por la cantidad de combustible necesaria para una potencia demandada P , se obtiene la función de costo que se puede expresar como:

$$f(P) = aP^2 + bP + c \quad \underline{P} \leq P \leq \bar{P}$$

con $a, b, c \geq 0$.

y donde \underline{P} y \bar{P} son potencia mínima y máxima.

A pesar de que la mayoría de las unidades térmicas tiene una función de costo cuadrática, existen también ciertas unidades que tienen esta función de forma cúbica. Es usual idealizar el problema simplificando la función como lineal.

Con el objeto de disminuir la pérdida de potencia en las líneas de transmisión, se usan los transformadores para elevar el voltaje de la corriente.

1.4. Características de las líneas de transmisión.

El sistema de transmisión hace la transferencia de potencia de alto voltaje desde el sistema de generación hasta el sistema de

CONDICION MEDIA

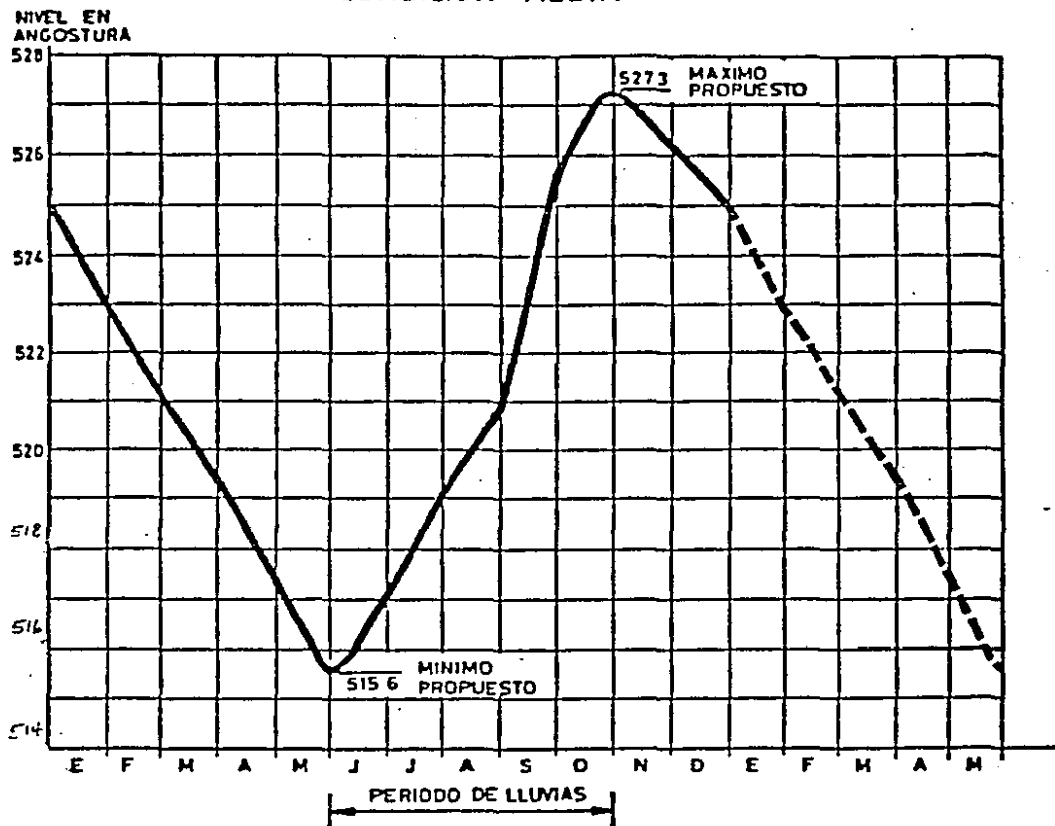


FIG. 1-4. PROGRAMA DE NIVELES DEL EMBALSE
ANGOSTURA (HIDRAULICIDAD MEDIA) [ENDB6].

b) Satisfacer restricciones eléctricas

c) Mantener la confiabilidad adecuada

La función objetivo por optimizar, es la suma del costo de inversión y el costo de operación. El costo de operación debe incluir los costos de la energía no suministrada como resultado de las fallas (salidas) de componentes del sistema.

1.3. Características de las unidades de Generación. (YOUSSE).

El sistema de generación es un agregado de unidades de potencia eléctrica. Referida a cada unidad térmica, existe una curva de entrada-salida que relaciona el combustible necesario y la potencia generada. La mayoría de estas curvas son cuadráticas convexas. Multiplicando el costo unitario de combustible por la cantidad de combustible necesaria para una potencia demandada P , se obtiene la función de costo que se puede expresar como:

$$f(P) = aP^2 + bP + c \quad \underline{P} \leq P \leq \bar{P}$$

con $a, b, c \geq 0$.

y donde \underline{P} y \bar{P} son potencia mínima y máxima.

A pesar de que la mayoría de las unidades térmicas tiene una función de costo cuadrática, existen también ciertas unidades que tienen esta función de forma cúbica. Es usual idealizar el problema simplificando la función como lineal.

Con el objeto de disminuir la pérdida de potencia en las líneas de transmisión, se usan los transformadores para elevar el voltaje de la corriente.

1.4. Características de las líneas de transmisión.

El sistema de transmisión hace la transferencia de potencia de alto voltaje desde el sistema de generación hasta el sistema de

distribución. Cuando la potencia eléctrica pasa por una línea de transmisión, se producen pérdidas. Estas pérdidas son cuadráticas y se pueden escribir como αP_1^2 , donde P_1 es la potencia transmitida en la línea 1. [PER85].

En el sistema eléctrico mexicano, se considera la transmisión troncal desde la salida de la Subestación (S.E.) en la unidad generadora, y su paso por líneas de 400 a 230 kV; la subtransmisión desde el paso de la S.E. elevadora y su paso por líneas de 60-139 kV. La distribución parte desde la S.E. posterior a líneas de 69-139 kV. Existen excepciones a esta clasificación en los sistemas pequeños aislados, i.e. se manejan voltajes menores.

Quando en un sistema de generación se aumenta el número sus componentes, no se deteriora el funcionamiento del sistema. Mientras más unidades de generación de potencia dispongamos, más confiable se encuentra el sistema.

La coordinación hidrotérmica de la operación de un sistema de plantas de generación es usualmente muy complicada. La razón es simple, ya que las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas pueden ser acopladas tanto eléctrica (i.e. pueden servir a la misma carga) como hidráulicamente (i.e. el derrame del agua de una planta puede ser una porción muy importante del acurrimiento del agua de otras plantas río abajo).

Para resolver este problema, tenemos que empezar desde lo más elemental (este orden se refiere a simplicidad y no a su secuencia real): esto es: el despacho económico, luego la asignación de unidades y finalmente la coordinación hidrotérmica.

1.5. Problemas a resolver en la Planeación de los sistemas de potencia. [WOOD84].

1. El problema de despacho económico [CRIS8].

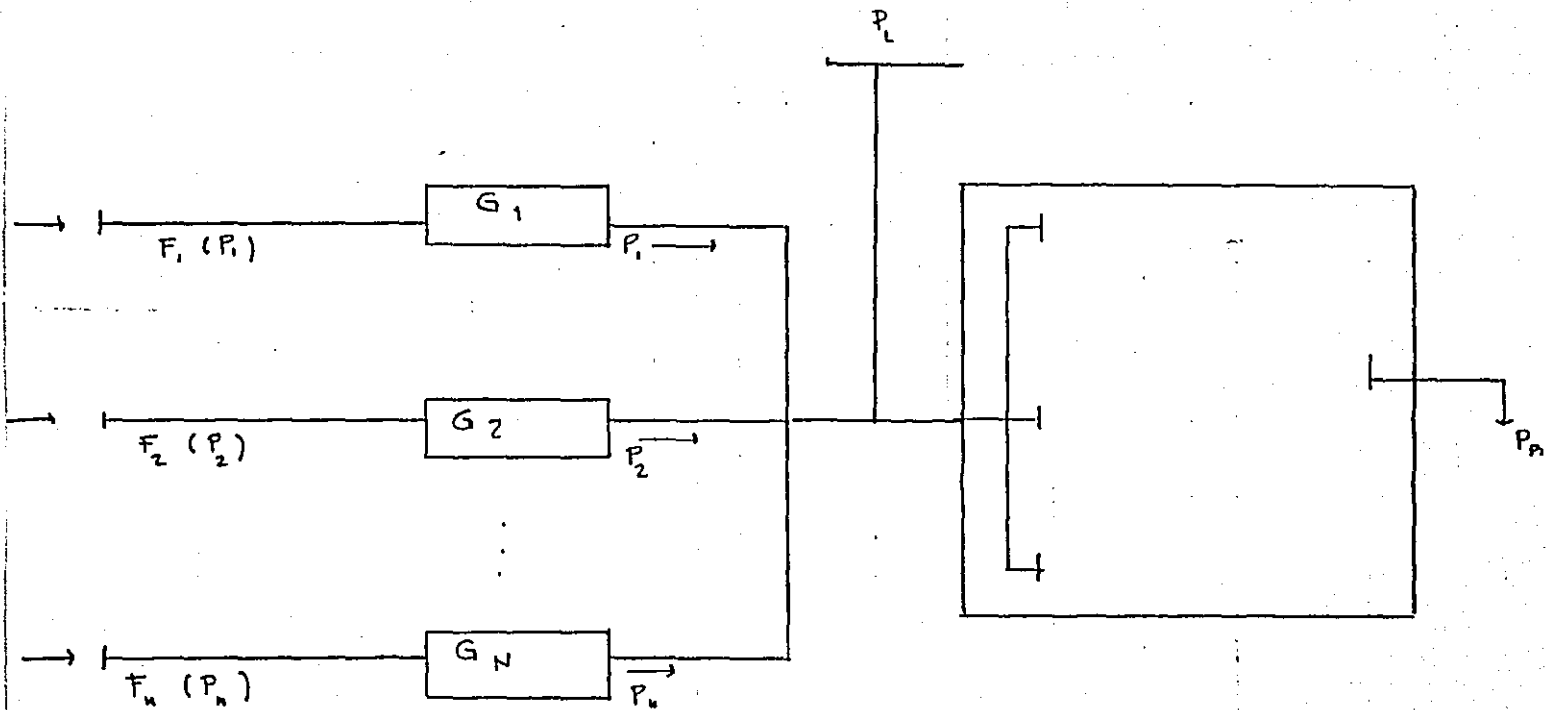


FIG 1.3. EL PROBLEMA DE DESPACHO ECONOMICO [CARTER]

En la Figura 1.3., se puede observar que este sistema consiste de N unidades de generación térmica conectadas a un nodo, sirviendo a una carga eléctrica P_R . La entrada de cada unidad, llamada F_1 , es el costo de la unidad. La salida de cada una es P_1 , que es la potencia eléctrica generada por la unidad en cuestión. Así, el costo total del sistema eléctrico, es la suma de los costos de cada una de las unidades. La restricción esencial sobre la operación de este sistema, es que la suma de las potencias de salida debe ser igual a la carga de demanda. P_L representa en este caso las pérdidas.

11. Asignación de unidades.

En el caso de un sistema eléctrico, la carga total en el sistema es generalmente más alta durante el día y al atardecer, cuando las cargas industriales son altas, y las luces son encendidas. A su vez, la demanda es más baja de la medianoche hasta el amanecer del siguiente día. Además, el uso de la corriente eléctrica tiene ciclos semanales, siendo la carga más baja en los fines de semana que en los días laborables (PAL882)(CFEG88-3). Esta es la principal razón de la asignación de unidades. Nótese que asignar una unidad de generación, es conectarla para que pueda suministrar potencia a la red. El problema es sacar unidades para reserva y dejarlas en línea de espera.

Conviene señalar la diferencia esencial entre la asignación de unidades y el despacho económico. El problema de despacho económico asume que existen N unidades siempre conectadas al sistema. El propósito del despacho económico es encontrar la política óptima de operación para estas N unidades. Por otro lado, el problema de asignación de unidades es más complejo. Estamos suponiendo que las N unidades ~~son~~ ^{están} disponibles y que tenemos una demanda pronosticada a satisfacer. La cuestión que se pregunta en el problema de asignación de unidades es: Dado que existen un número de subconjuntos del conjunto completo de N unidades de generación que puedan satisfacer la demanda esperada, determinar éste subconjunto de unidades para minimizar el costo de operación.

Desde el punto de vista matemático, el problema de asignación de unidades es más complicado por las variables enteras involucradas. Esto es, la unidad generadora tiene dos estados: prendido y apagado. Para resolver problemas con variables enteras como éstas, se han desarrollado técnicas como la programación entera mixta y la programación dinámica. (YOUS9)

iii. Coordinación Hidrotrémica.

1.) A largo plazo

La coordinaci3n de la operaci3n de las plantas hidroel3ctricas y termoel3ctricas, involucra el programa de derrame del agua. El problema de elaborar el programa de hidroel3ctricas a largo plazo requiere pronosticar la disponibilidad del agua y conocer el programa del derrame del agua en el vaso para un intervalo de tiempo que depende de las capacidades de los vasos. Para elaborar el programa a largo plazo de los derrames, es posible establecer una poltica b3sica. Este control del agua se debe basar en las predicciones de las estadísticas; esto es, establecer condiciones posibles de hidraulicidad, ^{d.e.} ~~p.e.~~ media, hmeda y media. Si se toma el valor medio, p.e., es posible ahorrar producci3n costosa al sustituir la generaci3n termoel3ctrica por hidroelectricidad; en el caso seco, las plantas hidroel3ctricas funcionar3n para minimizar el riesgo de violar restricciones, sobre todo si el agua del embalse est3 conectada a otros vasos o si se rebasan cotas, p.e. el NAMINDO (cfr. caracteristicas analiticas de cada presa).

2.) A corto plazo

El programa de hidro a corto plazo (1 dia o 1 semana), requiere el programa por hora de todas las unidades de generaci3n para llegar a minimizar el costo de producci3n para un perido dado. Dado tal problema, la carga, los escurrimientos y las disponibilidades de las unidades se suponen conocidos. Asi, es dado un conjunto de condiciones iniciales, p.e. niveles del vaso. Se desea encontrar la operaci3n 3ptima horaria que minimice una funci3n objetivo sujeta a las restricciones operativas de la presa, de las termoel3ctricas y del sistema el3ctrico.

El cumplimiento de una cota al final del periodo es una de las más importantes condiciones, p.e. en la C.H. Angostura (Fig. 1.4.).

iv. Confiabilidad y Costo de Falla. (TOR29).

Escoger un plan de expansión del sistema entre tantos planes disponibles es complicado, especialmente porque las instalaciones a expandir deben ser la mejor estrategia en un ambiente de incertidumbre.

Además, debe considerarse el carácter aleatorio inherente en la demanda futura pronosticada (p.e. el estudio de mercado eléctrico para el periodo 1989-1994 previó un crecimiento de la demanda con una tasa media anual del 6.4% y del 6.1% para este año). Sin embargo, se ha presentado un crecimiento de 9.4%; con las proyecciones de crecimiento del PIB del Plan Nacional de Desarrollo, se espera que la demanda crezca con tasas de 7.1 a 7.6% (es decir, en uno por ciento mayores a las previstas). El planificador debe considerar incertidumbres asociadas con:

1. Confiabilidad de las unidades y el programa de mantenimiento
2. Costo y disponibilidad de combustibles
3. Legislación para combatir la contaminación y sus costos
4. Costos de construcción
5. Tiempo de ^{puesta} ~~estar~~ en marcha
6. Disponibilidad y costos del capital.

Es difícil predecir las incertidumbres mencionadas. Sin embargo, podemos determinar si un plan de expansión satisface un nivel deseado de confiabilidad.

1.6. Costos de los Sistemas de Distribución.

El sistema de distribución conduce la energía eléctrica desde el sistema de transmisión hasta los usuarios. Con la planeación del sistema de distribución se intenta programar su desarrollo para satisfacer la demanda futura en forma económica, confiable y en el rango de calidad preestablecido. Para lograr esto, se resuelven subproblemas:

- a). expansión de subestaciones de distribución.
- b). expansión de alimentadores primarios.
- c). Diseño del conjunto transformador-red secundaria.

1.7. Producción y consumo de Energía Eléctrica en el país. (CFECS-2)

Es necesario incluir en un trabajo de esta naturaleza una descripción general del sector eléctrico mexicano en sus características de operación.

1. Aspectos Institucionales.

El sector eléctrico nacional, regulado por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPSE), establece entre otras disposiciones, lo siguiente:

- a. Corresponde a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público y no se otorgarán concesiones a particulares (Art. 1).
- b. La prestación del servicio público de energía eléctrica, que corresponde a la Nación, está a cargo de la Comisión Federal de Electricidad. La CFE ha asumido la responsabilidad de la planeación, generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica y la realización de las obras necesarias (Arts. 1.4 y 7).

c. La Secretaría de Energía, Minería e Industria Paraestatal, dicta las políticas relativas al servicio público de energía eléctrica. A la vez ésta Secretaría autoriza los programas que somete a su consideración la CFE en relación a la planeación, generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica y de las obras que se requieran (Arts. 5, 6 y 7).

d. La CFE es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio (Art. 9).

En consecuencia, todo el servicio público eléctrico mexicano lo efectúa la CFE, empresa paraestatal 100% propiedad del Estado; situación sujeta a las modificaciones propuestas por el Ejecutivo Federal en el presente año, al reconocer vigencia como organismo descentralizado a la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., (hasta ahora en liquidación.)

ii. La Generación, Transmisión y Distribución. (CFECS-2).

Diferentes variables intervienen en el cálculo de los Costos Marginales (CM). Por ello, es importante enumerar los parámetros importantes que intervienen en el cálculo.

Generación. (Tabla 1.1.).

La generación bruta de energía del Sector Eléctrico Nacional, alcanzó en 1988 101.91 TWh. De este total, el 92% fue generado en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que abarca la mayor parte del territorio, en tanto que el 8% restante fue generado en tres sistemas menores aislados: penínsulas de Baja California y Yucatán y algunas pequeñas centrales aisladas.

En 1988 el SIN contaba con una potencia instalada de 23.912 GW, habiendo generado 93.35 TWh. De esta energía, el 20.4% fue producido con centrales hidroeléctricas, el 67.1% con unidades de vapor-combustóleo, de ciclo combinado, y turbinas de gas, geotermoeléctricas con 4.6% y vapor-carbón (7.9%). Fuera del SIN había 1.9 GW instalados

TABLA 1-1. GENERACION BRUTA POR TIPO Y SU PORCENTAJE ANUAL (GWh y %)

(CFEC882).

AÑO	HIDROELECTRI- CA	TÉRMICOELÉCTRICAS						TOTAL
		COMBUSTIBLE	CICLO COMBINA- DO	TURBOGAS	COMBUSTION IN- TERNA	GEOTERMOE- LECTRICA	CARBOELECTRI- CA	
1974	16,602	17,915	198	2,068	762	463	38,008	
%	(43.7)	(47.1)	(0.5)	(5.4)	(2.0)	(1.2)	(100.0)	
1975	15,016	19,562	1,646	3,403	734	518	40,879	
%	(36.7)	(47.9)	(4.0)	(8.3)	(1.8)	(1.3)	(100.0)	
1976	17,087	22,128	1,932	2,366	540	579	44,632	
%	(38.3)	(49.6)	(4.3)	(5.3)	(1.2)	(1.3)	(100.0)	
1977	19,035	23,210	2,045	1,337	454	592	46,943	
%	(38.9)	(51.6)	(4.2)	(3.1)	(0.9)	(1.2)	(100.0)	
1978	16,066	30,322	2,488	3,027	476	598	52,977	
%	(30.3)	(57.2)	(4.7)	(5.7)	(0.9)	(1.1)	(100.0)	
1979	17,839	33,098	2,317	3,343	454	1,019	58,070	
%	(30.7)	(57.0)	(4.0)	(5.8)	(0.8)	(1.8)	(100.0)	
1980	16,740	37,012	3,267	3,623	311	915	61,868	
%	(27.1)	(59.8)	(5.3)	(5.9)	(0.5)	(1.5)	(100.0)	
1981	24,446	33,527	3,456	3,202	251	964	67,879	
%	(36.0)	(52.3)	(5.1)	(4.7)	(0.4)	(1.4)	(100.0)	
1982	22,729	40,025	3,272	2,438	187	1,296	73,225	
%	(31.0)	(54.7)	(4.2)	(3.2)	(0.3)	(1.8)	(100.0)	
1983	20,583	44,822	4,281	1,761	107	1,353	74,801	
%	(27.5)	(59.9)	(5.7)	(2.3)	(0.1)	(1.8)	(100.0)	
1984	23,448	46,342	4,122	939	100	1,424	79,507	
%	(29.5)	(58.3)	(5.2)	(1.2)	(0.1)	(1.8)	(100.0)	
1985	26,087	48,322	4,554	853	43	1,641	85,352	
%	(30.6)	(56.6)	(5.3)	(1.0)	(0.1)	(1.9)	(100.0)	
1986	19,876	53,247	5,866	600	63	3,294	89,383	
%	(22.2)	(59.6)	(6.6)	(0.7)	(0.1)	(3.6)	(100.0)	
1987	18,200	58,298	7,440	602	63	4,418	96,310	
%	(18.9)	(60.5)	(7.7)	(0.6)	(0.1)	(4.6)	(100.0)	
1988 p/	20,777	60,838	7,047	474	73	4,661	101,905	
%	(20.4)	(59.7)	(6.9)	(0.5)	(0.1)	(4.6)	(100.0)	

NOTA:

p/ cifras preliminares.

TABLA 1-2. CAPACIDAD INSTALADA EN OPERACION AL 31 DE DICIEMBRE DE CADA AÑO (MW y %) [CFE = 88 %]

AÑO	HIDROELECTRICA	TERMoeLECTRICAS						TOTAL
		COMBUSTOLIO	CICLO COMB.	TURBOGAS	COMB. INTERNA	GEOTERMoeLECTRICA	CARBONeLECTRICA	
1974	3,521	3,378	130	971	259	75	37*	8,371
%	(42.1)	(40.4)	(1.6)	(11.6)	(3.1)	(0.9)	(0.4)	(100.0)
1975	4,044	3,785	610	1,028	251	75	37*	9,830
%	(41.1)	(38.5)	(6.2)	(10.5)	(2.6)	(0.8)	(0.4)	(100.0)
1976	4,541	5,012	610	948	274	75		11,460
%	(39.6)	(43.7)	(5.3)	(8.3)	(2.4)	(0.7)		(100.0)
1977	4,723	5,061	720	1,266	247	75		12,092
%	(39.1)	(41.9)	(6.0)	(10.5)	(2.0)	(0.6)		(100.0)
1978	5,225	6,456	720	1,267	249	75		13,992
%	(37.3)	(46.1)	(5.1)	(9.1)	(1.8)	(0.5)		(100.0)
1979	5,219	6,716	720	1,259	234	150		14,298
%	(36.5)	(47.0)	(5.0)	(8.8)	(1.6)	(1.0)		(100.0)
1980	5,992	6,616	540	1,190	137	150		14,425
%	(41.0)	(45.2)	(3.7)	(8.1)	(0.9)	(1.0)		(100.0)
1981	6,550	7,466	1,223	1,539	118	180	300	17,296
%	(37.7)	(43.0)	(7.0)	(8.8)	(0.7)	(1.0)	(1.7)	(100.0)
1982	6,550	8,323	1,223	1,664	101	205	300	18,990
%	(35.0)	(43.3)	(6.7)	(9.2)	(0.5)	(1.1)	(1.6)	(100.0)
1983	6,532	8,655	1,223	1,698	91	205	600	19,004
%	(34.4)	(45.5)	(6.4)	(8.9)	(0.5)	(1.1)	(3.2)	(100.0)
1984	6,532	8,929	1,227	1,760	107	205	600	19,360
%	(33.7)	(46.1)	(6.3)	(9.1)	(0.6)	(1.1)	(3.1)	(100.0)
1985	6,532	9,599	1,450	1,799	112	425	900	20,807
%	(31.4)	(46.1)	(7.0)	(8.6)	(0.5)	(2.0)	(4.3)	(100.0)
1986	6,532	9,949	1,450	1,799	111	333	900	21,266
%	(30.7)	(46.8)	(6.8)	(8.4)	(0.5)	(2.5)	(4.2)	(100.0)
1987	7,546	10,299	1,350	1,799	111	650	1,200	23,145
%	(32.6)	(44.5)	(6.7)	(7.7)	(0.5)	(2.8)	(5.2)	(100.0)
1988 p/	7,716	10,818	1,650	1,799	89	650	1,200	23,912
%	(32.3)	(45.2)	(6.9)	(7.5)	(0.4)	(2.7)	(5.0)	(100.0)

NOTAS:

* Consideradas como vapor en su área.

p/ cifras preliminares.

A partir de 1980 se reporta potencia real, en los años anteriores el dato corresponde a la capacidad de placa.

y la generación, de 8.4 TWh se realizó en un 64% con unidades de vapor-combustóleo, un 31% con centrales geotérmicas y el 5% restante con turbinas de gas y motores diesel. (Tabla 1.2.1).

La producción de energía a base de centrales hidroeléctricas se ha visto afectada por los bajos niveles de lluvias registrados en los años de 1986 a 1988. En consecuencia, ha aumentado la generación basada en hidrocarburos. Con año hidrológico medio, la generación hidroeléctrica hubiera sido del orden del 26% del SIN.

Transmisión.

En 1988 el Sector Eléctrico Nacional dispone de 175 centrales con un total de 552 unidades generadoras. La red de Alta Tensión comprendía 8380 km de líneas en 400 kV, 15283 Km en 230 kV, 30217 Km entre 115 y 161 kV y 5309 Km entre 69 y 85 Kv (CFECS-21).

Distribución

La distribución y la totalidad de las ventas la realiza la CFE a través de doce Divisiones de Distribución: en el Distrito Federal, a través de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLyFC).

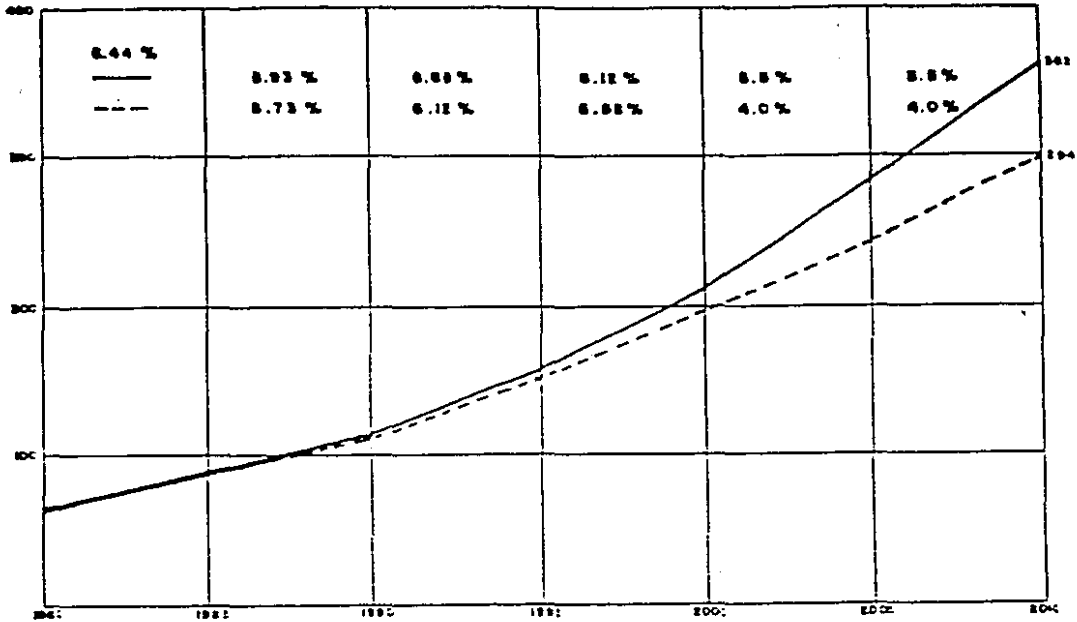
iii. Evolución.

El consumo bruto de servicio público (que además de la generación bruta incluye algunos intercambios con el extranjero y con autoprodutores nacionales) creció a una tasa de 8.7% anual entre 1970 y 1975 y a un 6.4% anual entre 1980 y 1985. En el periodo 1982 a 1988 ha sido de 5.6%. La demanda, pues, ha sido creciente y en vista de las tasas registradas en los últimos años no parece ser menor que el 4.9% en promedio (CR1892 y Fig.1.5.).

iv. Consumo y ventas.

En 1988 las ventas alcanzaron 81.89 TWh, en tanto que consumos propios, pérdidas de transmisión y distribución fueron 17% de la

DESARROLLO DEL MERCADO ELECTRICO. ENERGIA BRUTA (TWH) [CH1892]



DESARROLLO DEL MERCADO ELECTRICO DEMANDA MAXIMA (MW) [CH1892]

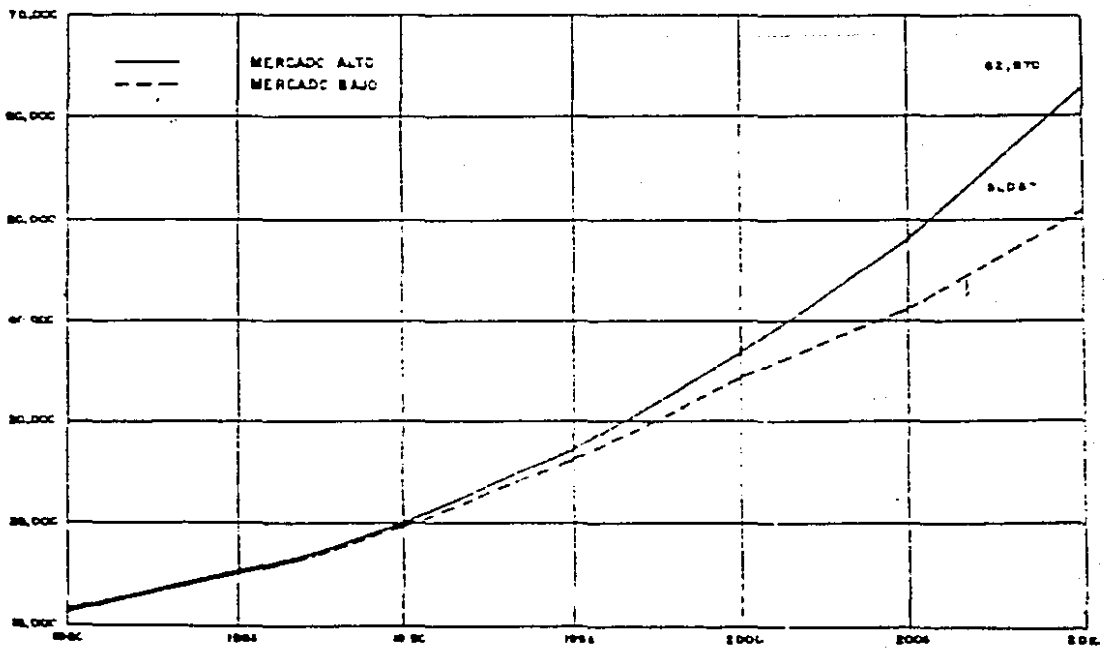


FIG. 1.5

generación bruta. El 15.7% de la energía fue consumida por clientes comerciales, el 50% por pequeñas industrias, comercio e industria mayor y un 10.8% por los sectores público y agrícola. El total de clientes llegó a 14.8 millones. (Tabla 1.3 y 1.4.)

v. El Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El SIN tenía en 1988, el 92% de las centrales generadoras, con más de 420 unidades. Para fines de estudios de mercado eléctrico, el SIN se ha dividido en 6 áreas, como se puede ver en el mapa de la Fig. 1.5.: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Centro y Oriental. En las tres áreas del Norte, que forman el Sistema Interconectado Norte, con más del 33% del consumo del SIN en 1988, la potencia instalada es predominantemente térmica (82% en 1988), y se realizan importantes transferencias de las áreas Noreste y Noroeste hacia el área Norte. (Fig. 1.6.) Sin embargo, por razones de estabilidad del sistema, el área Noroeste está eléctricamente aislada del área Norte. En las áreas Noroeste y Norte el voltaje más elevado de transmisión es de 230 KV, en tanto que en el Noreste llega a 400 KV. Las tres áreas del sur, que concentran alrededor del 70% del consumo del SIN se presentan fuertemente enmalladas. En el área occidental, la generación es predominantemente termoeléctrica, en tanto las áreas Central y Oriental tienen una proporción importante de generación hidroeléctrica (35% y 38% de la potencia instalada en cada área, respectivamente). La generación hidroeléctrica se concentra en el Río Grijalva, con aproximadamente 52% de la generación hidroeléctrica del SIN y el Río Balsas con un 14%. Son especialmente importantes las centrales del Río Grijalva por la capacidad de regulación que posee el embalse de la Angostura (tiene impacto en los Costos Marginales de Energía) y por estar relativamente alejadas de los puntos de mayor consumo, exigiendo importantes transmisiones.

En la Tabla 1.5., se presentan datos relevantes del sector eléctrico Nacional que introducen al lector a las generalidades de la operación del sistema mexicano en su evolución reciente: 1974-1988; consumos medios por tipo de servicio.

TABLA 1.3. VENTAS POR TIPO DE SERVICIO (GWh) [CFE C 88 2]

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	SERVICIOS	AGRICOLA	TOTAL*
1974	5,509	4,073	17,752	2,453	2,069	32,054
1975	4,056	4,224	19,702	2,619	2,257	34,567
1976	6,706	4,429	21,205	2,891	2,437	37,888
1977	7,362	4,657	23,085	3,160	2,652	41,159
1978	8,269	5,022	25,271	3,206	2,935	45,058
1979	9,210	5,404	27,521	3,437	3,328	49,197
1980	10,038	5,821	28,744	3,677	3,746	52,301
1981	11,211	6,265	31,731	3,932	3,842	57,044
1982	12,511	6,657	33,254	4,220	4,801	61,457
1983	12,979	6,526	34,300	3,888	4,440	62,217
1984	13,411	6,718	37,471	3,894	4,646	66,233
1985	14,285	7,004	40,115	4,131	4,962	70,614
1986	15,079	7,057	40,948	4,332	5,413	74,288
1987	15,712	7,153	44,071	4,506	6,006	79,491
1988 p ¹	16,825	7,303	46,893	4,456	6,409	83,881

NOTAS:

* El total es mayor que la suma por la inclusión de la tarifa 10.
 COMERCIAL incluye el servicio para molinos de niáxamal y tortillerías.
 SERVICIOS incluye servicio temporal.
 TOTAL incluye energía para reventa y exportación.
 p¹ cifras preliminares.

TABLA 1-4. ENERGIA NECESARIA Y CONSUMO NACIONAL (GW) [CFE= 68]

AÑO	GENERACION	IMPORTACION	ENERGIA NECESARIA BRUTA	EXPORTACION	CONSUMO NACIONAL
1974	38,008	333	38,407		38,407
1975	40,879	352	41,228		41,228
1976	44,632	279	44,927		44,927
1977	48,945	54	49,010		49,010
1978	52,977	54	53,048		53,048
1979	58,070	48	58,087		58,087
1980	61,868	615	62,490	104	62,386
1981	67,879	336	68,213	48	68,165
1982	73,225	9	73,222	6	73,216
1983	74,831	4	74,843	81	74,762
1984	79,507	5	79,534	90	79,444
1985	85,352	140	85,358	114	85,244
1986	89,383	101	89,506	1,461	88,045
1987	96,310	117	96,419	2,042	94,377
1988 p/	101,905	164	102,073	1,996	100,077

NOTA:
 1/ Incluye generación total e importación. Las cifras de intercambio no se presentan en el cuadro.
 p/ cifras preliminares.

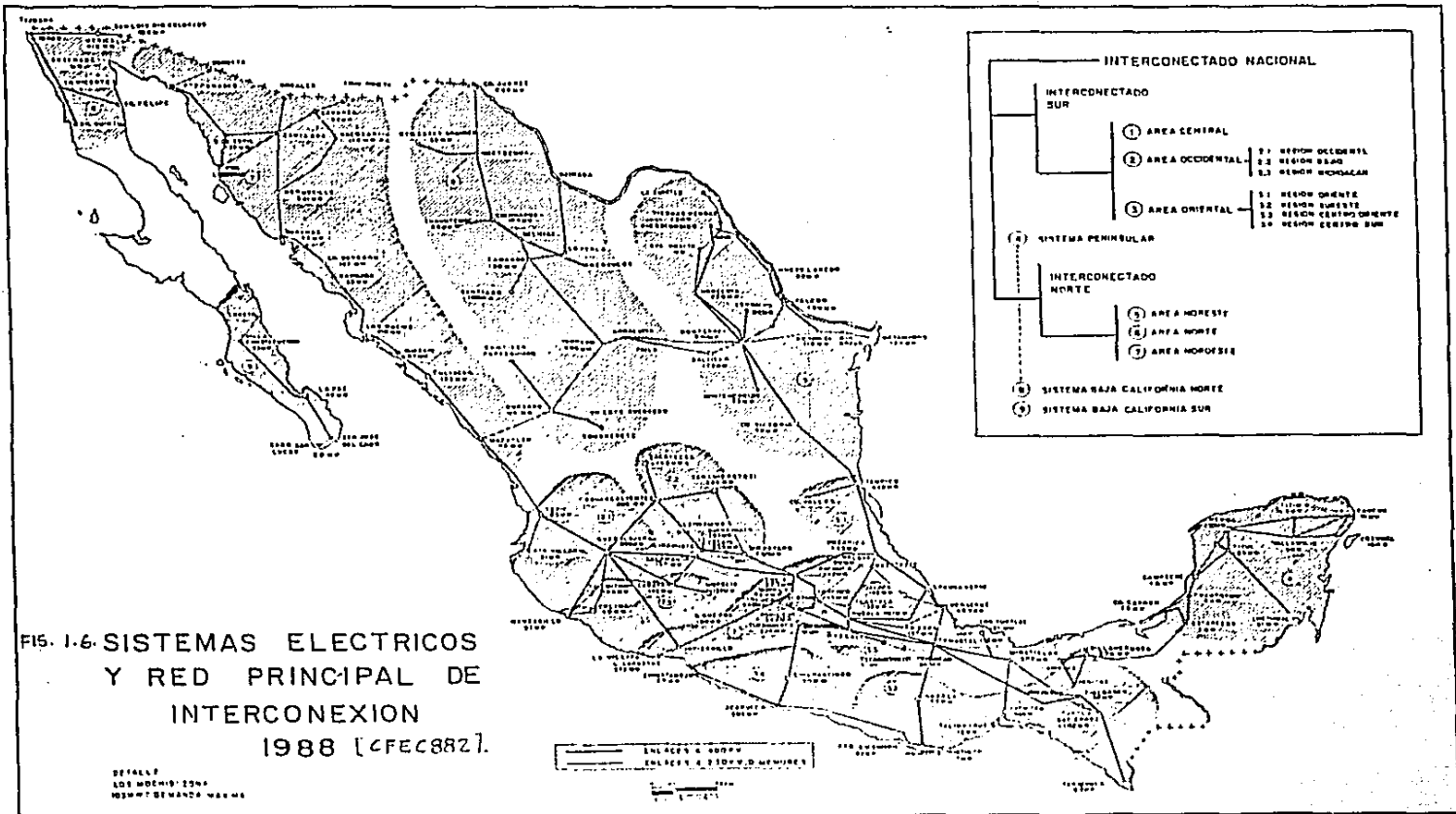


FIG. 18 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 GENERACION Y CONSUMO BRUTO (GWH)
 AÑO 1988 [CEN 1892]

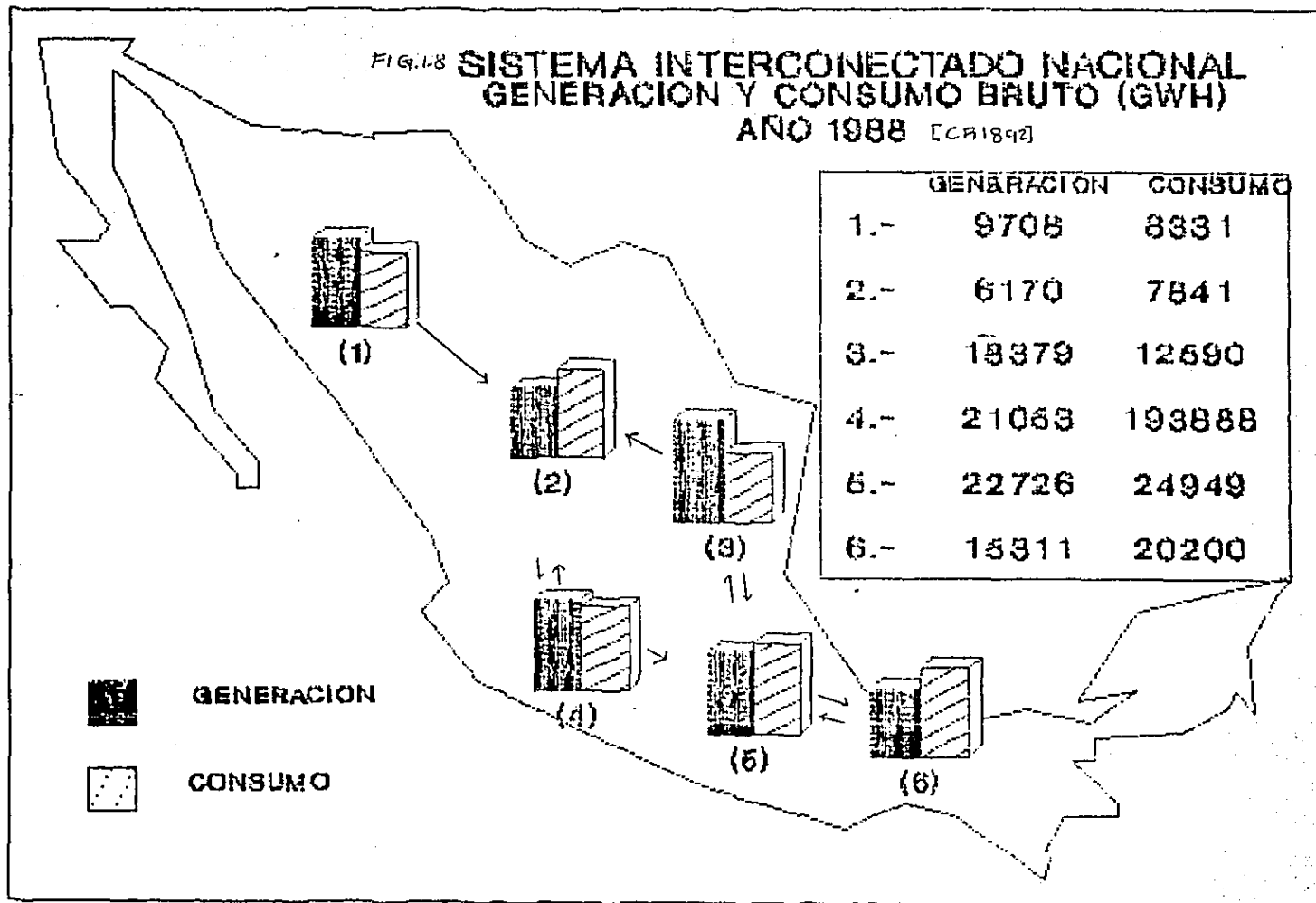


TABLA 15. CONSUMOS MEDIOS POR TIPO DE SERVICIO (KWH/usario-mes) [CFC 1982]

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	SERVICIOS	AGRICOLA
1974	79	359	81,255	6,352	8,409
1975	81	360	80,431	6,139	8,905
1976	84	367	80,498	6,361	8,337
1977	88	372	82,003	7,312	8,173
1978	96	397	86,724	7,821	8,372
1979	101	402	85,979	7,504	8,558
1980	103	412	80,318	7,452	8,551
1981	107	423	79,675	7,360	7,823
1982	112	429	76,505	7,368	8,836
1983	109	403	73,255	6,668	7,523
1984	107	400	75,721	6,243	7,278
1985	109	404	77,411	6,269	7,302
1986	109	396	75,216	6,327	7,483
1987	108	394	77,433	6,343	7,711
1988 p/	110	391	78,231	5,989	7,707

NOTAS:
 COMERCIAL Incluye el servicio para molinos de niñama y tortilleras.
 SERVICIOS Incluye servicio temporal.
 p/ cifras preliminares.

CAPITULO SEGUNDO

PROBLEMAS BASICOS Y ESQUEMAS DE PLANEACION ACTUALES DE LA EMPRESA ELECTRICA.

El segundo capítulo ubica al lector en la problemática del sector eléctrico, con énfasis en los aspectos microeconómicos de la empresa y particularmente, en la relación: costos- planeación-política de precios.

Aunque se plantean en forma general estos problemas, se subrayan los esquemas de planeación y evaluación que permiten resolverlos, haciendo evidente que ambas respuestas están íntimamente ligadas. Se enfatiza la importancia del horizonte de estudio: corto, mediano y largo plazo.

2.1. Problemas básicos.

El problema básico de la planeación de un sistema eléctrico es la

definición de un programa de obras que permita satisfacer la demanda futura a un costo mínimo y con un nivel dado de confiabilidad. De esta manera, las decisiones de construcción de obras se derivan de este programa en forma de un programa de inversiones. (ALB79)

Dado que las decisiones del Sector Eléctrico tienen repercusiones en un periodo prolongado de tiempo, los estudios de planeación se llevan a un horizonte amplio a futuro y de esta manera evaluar adecuadamente la conveniencia de los proyectos durante toda su vida útil.

Cuatro son las interrogantes básicas en el problema de planeación: (CRI89)

Qué capacidad instalar para asegurar un nivel de confiabilidad?

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

Dónde localizar el nuevo equipo?

Cuándo es el momento apropiado para incorporarlo al sistema?

El problema de la planeación es complicado por la diversidad de variables: horizontes de estudio de largo plazo, gran espectro de soluciones, incertidumbre en la demanda futura, cambios en los precios de los combustibles, diversidad de tecnologías, salidas forzadas y mantenimientos de las unidades, hidráulicidad aleatoria, etc.

Es imposible incluir todos los elementos de decisión en un solo estudio, y llegar a una solución óptima global, el problema se descompone atacando los subproblemas estructuradamente. (PAL88)

El cuadro 2.1. presenta el esquema cronológico de planeación de un sistema eléctrico.

2.2. Planeación y Evaluación del Sector Eléctrico.

La planeación del sector eléctrico supone la realización de estudios para establecer acciones y lograr los objetivos planteados.

Simultáneamente al proceso de planeación, se dejan planteadas las características de la evaluación, que debe realizarse para asegurar que se cumplan los objetivos (ALE79).

Diversos son los problemas que se presentan al efectuar la planeación de los sistemas eléctricos de la CFE.

i. Planeación del Sector Eléctrico Nacional.

El objetivo funcional del Sistema Eléctrico Nacional es el suministro de energía eléctrica al consumidor basados en un triple criterio:

- .seguridad en la continuidad del servicio (confiabilidad).
- .calidad y cumplimiento de especificaciones (frecuencia y voltaje).
- .economía en el suministro por costos de construcción, operación, falla y energía no suministrada (costos mínimos).

Se acepta como válido el criterio de que el suministro seguro, calificado y económico, tiene un *costo marginal igual al costo marginal nacional por falta de suministro*.

La CFE establece un Programa de Obras e Inversiones (POISE), que considera en el mediano plazo, la entrada en operación de plantas con capacidades suficientes para satisfacer la demanda y asegurar una reserva. Los cortes de carga se dan al desaparecer esta.

La *confiabilidad* también es otra variable importante en la planeación del Sector Eléctrico, pues aumenta con la magnitud de la reserva (incremento adicional al costo de producción).

CUADRO 2.1

ESQUEMA CRONOLOGICO DEL PROCESO DE PLANEACION DE UN SISTEMA ELECTRICO [C-818911]

E T A P A S	ESTUDIOS DE GENERACION	E S T U D I O D E R E D		
		TRONCAL	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION
LARGO PLAZO DE N + 10 A N + 30	LINEAMIENTOS PARA LA ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE GENERACION	LINEAMIENTOS PARA LOCALIZACION DE CENTRALES GENERADORAS Y TRANSMISION EN BLOQUE		
MEDIANO PLAZO DE N + 5 A N + 10	PROGRAMA TENTATIVO DE CENTRALES GENERADORAS	ESTUDIOS SIMPLIFICADOS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED Y PROGRAMA DE LOCALIZACION DE SUBESTACIONES Y LINEAS		
CORTO PLAZO DE N + 3 A N + 5	AJUSTE DE DECISIONES	ESTUDIOS DETALLADOS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED Y AJUSTES DE DECISIONES	PROGRAMA DE LOCALIZACION DE SUBESTACIONES Y LINEAS	PROGRAMA DE OBRAS DE DISTRIBUCION
CORTO PLAZO DE N A N + 3	DIAGNOSTICOS SOBRE CAMBIOS EN FECHAS DEL POISE (PROGRAMA DE OBRAS E INVERS.)	DIAGNOSTICOS SOBRE CAMBIOS EN FECHAS DEL POISE	ESTUDIOS DETALLADOS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED Y AJUSTE DE DECISIONES	ESTUDIOS DETALLADOS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED Y AJUSTE DE DECISIONES

Existe también una probabilidad de falla en todo sistema eléctrico y esto se refleja en un costo.

Ante demandas marginales previstas, la empresa eléctrica responde con ofertas marginales.

Un criterio de suministro teóricamente adecuado en cuanto a seguridad, calidad y economía, es alcanzar un equilibrio entre el costo marginal de suministro y el costo marginal nacional por falta de suministro, tomando en cuenta el valor de la producción social y los costos sociales involucrados.

Dada la falta de una estimación teóricamente aceptable del Costo Marginal nacional de la energía no suministrada, para fines prácticos y con el objetivo de lograr el equilibrio, se diseñan los sistemas eléctricos instalando una capacidad que asegure un margen de reserva adecuada.

11. Evaluación del Sector Eléctrico Nacional.

En cuanto a la evaluación y planeación del sector eléctrico, se debe disponer de técnicas (CRI891) para la cuantificación de la productividad, eficiencia de la operación, el rendimiento en construcción, el avance y control de proyectos en construcción, el impacto de la diversificación energética, el efecto de los precios sobre la demanda, la repercusión en la estructura financiera, la evolución de los parámetros económicos y financieros más relevantes en la operación del sector, el impacto de la cogeneración y autoabastecimientos, los costos por expansión de la capacidad, etc.

Existe una estrecha dependencia entre los problemas que se deben resolver para definir el desarrollo del sector y el de los sistemas eléctricos. Así, se evidencia en la Tabla 2.2. su dependencia. En la Tabla 2.3. se muestra la lista de datos que se requieren para formar la Tabla anterior. (CRI891)

CUADRO 2.2

RELACION ENTRE LOS ESTUDIOS DE EVALUACION Y PLANEACION [CP1891]

ESTUDIO DE :	MERCADO	COSTOS	TARIFAS	PROYECCIONES	COMPOSICION DEL SISTEMA	PROGRAMA DE OBRAS	EXPANSION A LARGO PLAZO	USO DE ENERGIA
MERCADO			X		X	X	X	X
COSTOS			X	X	X	X	X	
TARIFAS	X						X	X
PROYECTOS FACTIBLES		X			X	X	X	X
COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	X	X		X		X	X	
PROGRAMA DE OBRAS	X	X		X	X			
EXPANSION A LARGO PLAZO	X	X	X	X	X	X		X
USO DE ENERGIA	X		X	X		X	X	

CUADRO 2.3

RELACION ENTRE LOS ESTUDIOS DE EVALUACION Y LA INFORMACION REQUERIDA [CP1891]

ESTUDIO DE :	REPORTE DE INGENIERIA	DEMANDA REGIONAL	CARAC. Y PARAM. DE EQUIPOS	INDICES DE CARGA	RECURSOS DE ENERGIA	LOCALIZACION DE SITIOS	MACRO-REGIONAL	RECONSTRUCCION DE SISTEMAS	RECONSTRUCCION DE SISTEMAS
MERCADO		X							X
COSTOS	X	X			X			X	X
TARIFAS	X	X			X				X
PROYECTOS FACTIBLES	X		X		X			X	
COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	X	X	X		X	X			
PROGRAMA DE OBRAS	X	X	X	X	X	X	X	X	X
EXPANSION A LARGO PLAZO	X	X	X	X	X	X	X	X	X
USO DE ENERGIA						X	X	X	

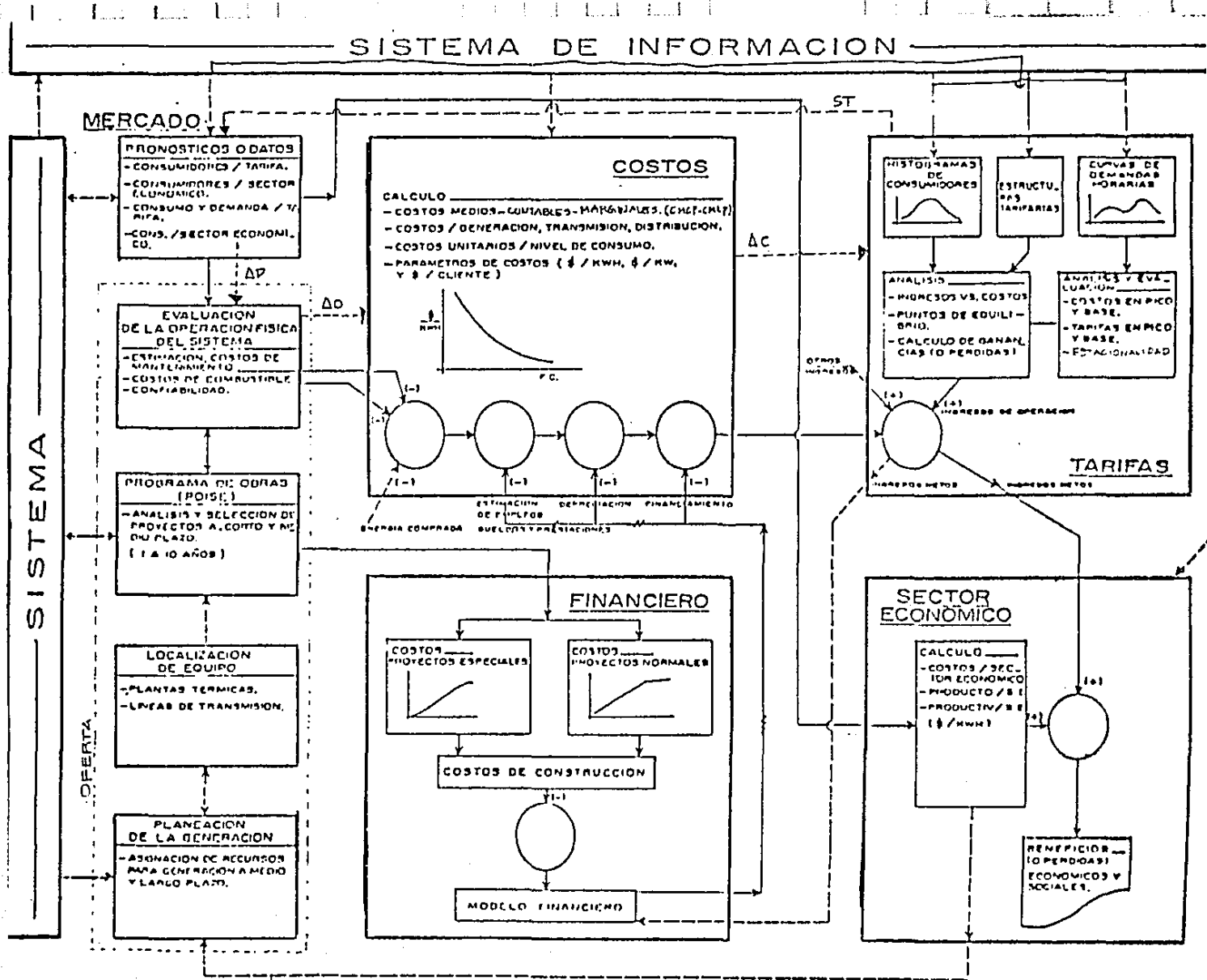


FIG. 1 ESQUEMA DE LA METODOLOGIA DE EVALUACION DEL SECTOR ELECTRICO [CRIBII]

Presentando al sistema eléctrico como un todo dinámico, la Fig. 2.1 permite distinguir las interrelaciones entre todos los elementos y la importancia que tiene un sistema de información dada la gran interacción entre los diversos estudios que se requieren para la toma de decisiones.

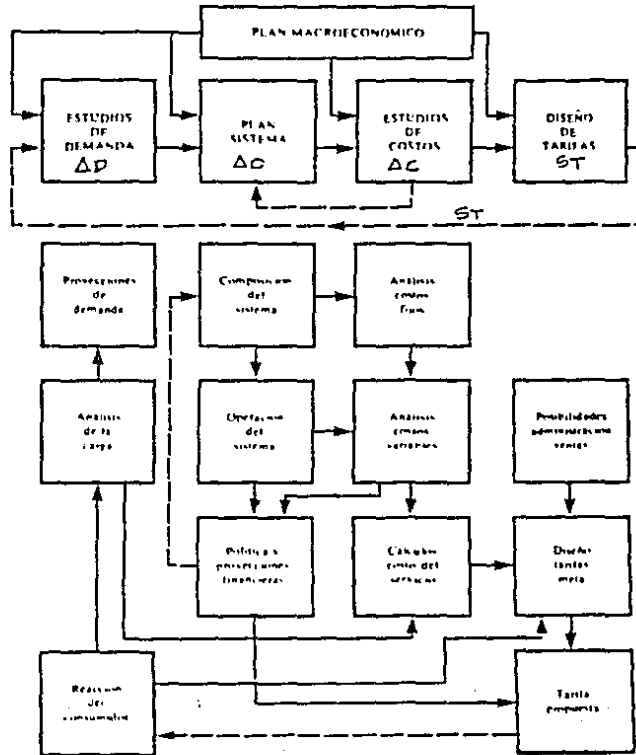
Allí se ubica la estrecha relación *demanda-oferta-costos-tarifas*. En la margen izquierda se identifica al mercado (demanda): un incremento (marginal) en la demanda (ΔD), provoca una respuesta en la operación del sistema (oferta marginal: ΔO): el sistema reporta entonces un costo adicional (Marginal: ΔC). A su vez, este cálculo extra, se proyecta en una tarifa también marginal que debe ser una señal al cliente (S.T.). En el diagrama se puede observar el impacto financiero de la empresa puede tener por un nuevo esquema tarifario.

Existen diversos requerimientos para aplicar una metodología de evaluación: modelos matemáticos confiables, sistemas de información, enfoques particulares para evaluar los parámetros más importantes (p.e. el de Costos Marginales).

En conclusión, la empresa eléctrica requiere una planeación de sus sistemas eléctricos basada en criterios (económicos, técnicos, de confiabilidad, de seguridad y calidad, y de falla), congruentes con sus objetivos. Esta planeación se debe actualizar continuamente para reducir el impacto de la incertidumbre.

La planeación de los sistemas eléctricos está condicionada a los lineamientos macroeconómicos nacionales y con frecuencia se encuentra sujeta a la disponibilidad de recursos económicos y financieros. El esquema de la operación de la empresa eléctrica en general, propuesto por Albouy (ALB83), da cuenta de la dinámica operativa, abriendo el análisis al papel que pueden tener los costos marginales como evaluadores de la operación del sistema y como elementos que faciliten la planeación de la expansión de la capacidad (Fig. 2.2.), subrayando la relación de la planeación con el estudio de tarifas.

FIGURA 2.2
Estudios de tarifas y planificación [ALB83]



Ante demandas marginales previstas, la empresa eléctrica responde con ofertas marginales. Sin embargo, el análisis a mediano y corto plazo requiere definir estrategias de expansión de capacidad.

Los Costos Marginales (CM) son un instrumento de planeación y de evaluación del sistema eléctrico. Como veremos, sus propiedades permiten establecer criterios de optimización de la operación y de la expansión de la capacidad.

iii. Planteamiento del problema: Costos Marginales y Planeación de la producción del Sistema. (operación y expansión).

Los Costos Marginales están íntimamente ligados al proceso de decisiones de la empresa eléctrica, pues son a la vez instrumentos y resultados de este proceso.

Por ello, a lo largo del trabajo se señala la relación entre el cálculo de los CM y la planeación de la empresa eléctrica.

Modelos Básicos utilizados en la planeación de sistemas de potencia.

La CFE ha desarrollado una metodología integrada de planeación de sistemas de potencia. (ABUSE). Se realiza una descomposición en tiempo y espacio. Cinco son sus características principales: estructura coordinada de los modelos, enfoque de descomposición utilizado, variables estocásticas consideradas, modelos y algoritmos de solución y los conceptos económicos valoradores (medidas de mérito). Tabla 2.4.

La Fig.2.3. muestra algunos de estos modelos, siguiendo la descomposición espacio-temporal. Allí podemos ubicar tres modelos auxiliares para el cálculo de Costos Marginales de Corto Plazo: el VALRED (Valuador de la Red), el SIPO (Sistema Integrado de Planeación de la Operación) y el DESPA, desarrollados por la Gerencia de Estudios y asesoría de Electricidad de Francia el primero y por el Centro

Nacional de Control de la Energía (CENACE) el segundo, y por la Gerencia de Estudios el tercero.

.Características computacionales de los modelos.

La tabla 2.5. es un resumen de las principales características computacionales de los modelos: intervalo de estudio, representación de la demanda, representación de la red y de los equipos de generación y transmisión, variables aleatorias, tipo de modelado de la operación y los algoritmos de solución utilizados.

Mencionaremos más adelante las características más importantes del VALREI (cuyo antecedente es el Valuador), y posteriormente, del SIPO y del DESPA. (Cap.3 y 4).

iv..Estrategias de expansión de capacidad y política de precios.

La Planeación del sector eléctrico tiene una actividad central: la definición de estrategias de expansión de capacidad, en el largo plazo (30 años= vida útil de instalaciones), mediano plazo y corto plazo.

La definición de estas estrategias pasa por el siguiente análisis:

- a. riesgo e incertidumbre que intervienen en el largo plazo.
- b. estudio del programa de obras de expansión local.
- c. escenario macroeconómico del país y contexto internacional.
- d. escenario tecnológico para el desarrollo de fuentes alternas (alta, media y gran diversidad de fuentes).
- e. estudios de la demanda (potencia y energía máximas) y establecimiento de escenarios: alto, medio y bajo.
- f. estudio de las reservas probadas de energéticos primarios y su localización.

TABLA 2.4.
METODOLOGIA INTEGRADA DE PLANEACION PARA SISTEMAS DE POTENCIA (AID79).

CARACTERISTICAS PRINCIPALES	ESTRUCTURA COORDINADA DE LOS MODELOS	DETALLES DE LA REPRESENTACION
	ENFOQUE DE DESCOMPOSICION	COMPUTACION PRACTICA
	VARIABLES ESTOCASTICAS	TIEMPO
	MODELOS	ESPACIO
	CONCEPTOS ECONOMICOS	CARGAS HIDROLOGIA CONFIABILIDAD DEL EQUIPO
		PROGRAMACION NO LINEAL TEORIA DEL CONTROL OPTIMO PROGRAMACION LINEAL TECNICAS DE SIMULACION
		MINIMIZA COSTOS ACTUALIZADOS (INVERSION, OPERACION Y ENERGIA NO SUMINISTRADA) ANALISIS DE BENEFICIO - COSTO

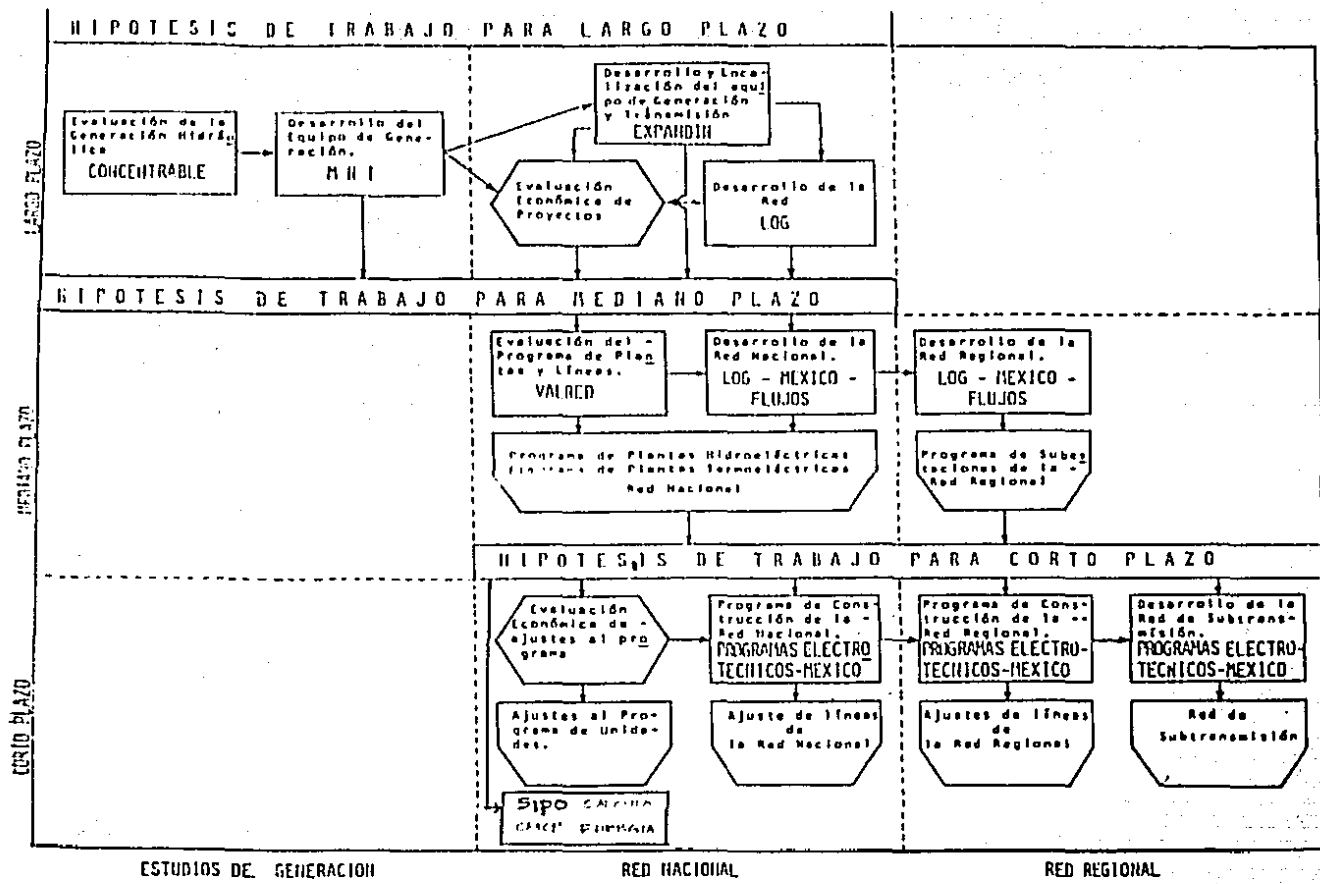


FIG. 2.3.
HORIZONTES DE ESTUDIO (AT-79)

TABLA 2.5 (ALB79)

PRINCIPALES CARACTERISTICAS COMPUTACIONALES DE LOS MODELOS

INTERVALO DE ESTUDIO	1 PUNTO (MEXICO) MENSUAL (CONCENTRABLE) ANUAL (CHITA, PROLOG - LOG) 5 A 15 AÑOS (VALUADOR, MNI), O A 5 AÑOS (SIFO).
REPRESENTACION DE LA CURVA DE CARGA	6 BLOQUES POR MES (MNI, CHITA) 100 BLOQUES POR MES (VALUADOR) 2 A 5 BLOQUES POR AÑO (PROLOG, LOG)
REPRESENTACION GEOGRAFICA	1 NODO (MNT, CHITA, VALUADOR) 25 A 48 NODOS (PROLOG, LOG) 100 NODOS (MEXICO)
EQUIPO DE GENERACION	2 TIPOS DE TERMICAS NUEVAS (PROLOG) 15 TIPOS DE TERMICAS VIEJAS/NUEVAS (MNI, CHITA) 3 TIPOS DE PLANTAS HIDRAULICAS (CHITA) 3 TIPOS DE PLANTAS HIDRAULICAS, BOMBEO Y SOBREEQUIPO (MNI)
EQUIPO DE TRANSMISION	1 NIVEL DE VOLTAJE (PROLOG) 2 NIVELES DE VOLTAJE CON 40 A 200 INTERCONEXIONES POSIBLES (LOG, MEXICO)
VARIABLES ALEATORIAS	DEMANDA (MNI, CHITA, LOG, MEXICO) ESCURRIMIENTOS (MNI, CHITA) DISPONIBILIDAD DE PLANTAS (MNI, CHITA, LOG, MEXICO) DISPONIBILIDAD DE LINEAS (LOG, MEXICO)
MODELADO DE LA OPERACION	COSTO DE FALLA LINEAL (LOG, MEXICO) COSTO DE FALLA CUADRATICO (MNI, CHITA) 10 CURVAS DE VACIADO DE AGUA Y UNA CURVA DE MANTENIMIENTO DE TERMICO. (CONCENTRABLE, CHITA, MNI) PERDIDAS DE TRANSMISION (MEXICO, VALRED)
OPTIMIZACION	DINAMICA NO LINEAL (MNI, CHITA) NO LINEAL (VALRED) LINEAL (PROLOG, LOG, MEXICO)

Para dar pleno valor a este análisis a futuro, deben darse las siguientes condiciones:

a. *gestión de la oferta.* Condiciones financieras que faciliten la diversificación de fuentes energéticas que permitan disminuir la participación relativa de los hidrocarburos.

b. *gestión de la demanda.* Esta puede darse con herramientas "suaves", como: política fiscal (incentivos fiscales o impuestos al consumo), educación y propaganda (promoción del uso racional) y política de precios (mecanismos tarifarios para modificar los patrones de consumo a través de señales de precios, p.e. tarificación horaria, local y estacional).

Como puede verse, en la Fig.2.2, Albouy relaciona los estudios de tarifas y el impacto que puede tener en los consumidores. Además, se puede apreciar las interrelaciones que existen en el plano macroeconómico y microeconómico.

v. Política de Precios y de Inversiones en CFE.

La empresa eléctrica mexicana, monopolio público desde hace casi 30 años, no ha acertado a conciliar el funcionamiento óptimo en lo microeconómico, con los requerimientos macroeconómicos del Estado.

La CFE ha sufrido un deterioro creciente de su situación financiera que limita sus planes de expansión. La política de precios guarda una estrecha relación con la capacidad de inversión de la empresa.

Las tarifas del sector eléctrico tenían diferencias regionales significativas, antes de la nacionalización de 1960. Fue entonces cuando se inició el proceso de uniformizar los precios de venta en todo el país. En 1962 se logró la unificación nacional.

El periodo 1962-1970, caracterizado por tasas de inflación pequeñas, no repercutió en los precios reales del bien. Fue en periodos

posteriores (1970-1980) y más agudamente en los años ochentas, que el precio real del kWh se redujo a tasas superiores al 5% anual. Así, para 1962-1980, el precio promedio real del kWh experimentó solamente un incremento de 9% en el año de 1977, siendo decreciente los años siguientes. Por ello, su nivel en 1980 fue el 50% del que alcanzó en 1962. (ABU81). (Tabla 2.6 y 2.7).

Esta situación, que persiste a la fecha, combinada con altas tasas de crecimiento de los costos de producción, ha dado como resultado que los ingresos sean insuficientes para cubrir los costos de operación del sector eléctrico. (ABU89-1)

El ritmo de crecimiento de la expansión del sector (10% en el periodo 1963-1981), medido en términos de capacidad instalada debe vitalizarse para responder a nuevos incrementos de la demanda (GUE89). El ritmo de expansión se ha sostenido con créditos externos, situación que ha provocado el deterioro de la estructura financiera del sector.

Por ello el esquema de crecimiento mediante endeudamiento, con rezago tarifario debe replantearse. (BER80) Diferentes han sido las medidas ideadas para hacer frente a esta situación: Las políticas tarifarias recientes de la CFE han hecho énfasis en medidas de saneamiento financiero. Sin embargo, existen objetivos que de suyo no son excluyentes, pero que en la práctica se han tenido como encontrados.

Microeconómicos (empresa eléctrica)

A. Financiamiento del programa de inversiones a través de recursos propios (venta de energía)

Macroeconómicos (Estado)

A. El sector eléctrico, instrumento de su política de desarrollo.

B. Gestión de la carga a través de operación óptima de los sistemas de potencia (administración de carga, señales tarifarias horarias y programas de conservación de la energía.

B. Redistribución del ingreso (con tarifas con estructura invertida*).

C. Apoyo a actividades agrícolas (riego), alimentación popular (molinos), y al desarrollo rural (Electrificación).

D. Control de precios (política del Estado) de bienes y de servicios públicos. Así, se han dado incrementos en las tarifas menores a la inflación.

(*) Tarifas invertidas. Su estructura (a mayor nivel de consumo, mayor precio unitario) es opuesta a la de los costos de suministro.

Como resultado de la falta de conciliación entre estos objetivos encontrados, los usuarios no han recibido "señales" de precios que logren regular la demanda. De esta manera, las tasas de crecimiento de la Demanda Máxima (potencia) y del consumo (energía), han crecido considerablemente en los últimos años debido al despandio por parte del usuario.

En resumen, la falta de congruencia de los costos de producción y del precio de venta hace necesarias medidas a tres niveles:

- Empresa (aumento de productividad y búsqueda de nuevos esquemas tarifarios).

- Gobierno (aportaciones, absorción de pasivos y aceptación de una nueva política de precios).
- Usuarios (respuesta a las señales tarifarias para racionar el consumo).

.Inversiones en la CFE.

Respecto a la oferta de electricidad, la planeación de la empresa eléctrica para el mediano y largo plazos, es fundamental, debido a la lenta maduración de los proyectos.

En enero de 1989, la capacidad instalada era ya de 24,000 MW; el crecimiento de la demanda exige incrementarla en el periodo 1989-1994 hasta 34,000 MW, lo que implica concluir 5,000 ya iniciados y operar 5,000 adicionales de los 12,000 programados para el sexenio. (IGUE89).

Las limitaciones presupuestales afectaron el programa de inversiones, por lo que en 1989 solamente se inició la C.H. Aguamilpa, con el proyecto de iniciar las unidades 3 y 4 de Turpan, por lo que se diferirán 2,100 MW.

El cumplimiento del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) requerirá 45 Billones de pesos (pesos de 1989); por ello, se buscan nuevos esquemas de financiamiento con apoyo del crédito privado y externo. (IGUE89). En el Anexo 6 se presenta la evaluación financiera de un proyecto hidroeléctrico desde el punto de vista público y privado, con el objetivo de evidenciar la rentabilidad para ambos sectores con un nuevo esquema de financiamiento.

CUADRO 2.4

PRECIOS MEDIOS PAGADOS POR EL USUARIO +
(\$ corrientes/kWh) [CFE088-1]

ANO	RESIDEN- CIAL	COMER- CIAL	INDUS- TRIAL	SERVI- CIOS	AGRICOLA	T O T A L
1974	0.56	0.57	0.25	0.15	0.17	0.34
1975	0.60	0.63	0.28	0.17	0.14	0.36
1976	0.67	0.76	0.34	0.24	0.15	0.47
1977	0.83	0.94	0.51	0.43	0.27	0.61
1978	0.84	0.95	0.57	0.44	0.23	0.62
1979	0.98	1.12	0.62	0.70	0.20	0.72
1980	1.16	1.42	0.81	0.85	0.20	0.91
1981	1.45	1.74	0.88	0.98	0.19	1.11
1982	1.95	2.47	1.41	1.28	0.22	1.57
1983	2.21	2.76	1.65	1.57	0.42	1.77
1984	2.40	2.95	1.80	1.40	1.12	1.92
1985	2.55	3.04	1.79	1.51	1.88	1.91
1986	20.82	22.90	18.88	19.17	0.35	19.67
1987	27.54	29.05	21.31	20.11	1.02	21.25
1988	32.07	33.87	21.81	20.21	22.04	21.91

NOTAS: + Estos precios incluyen I.V.A.
 COMERCIAL incluye el servicio para molinos de maitama
 y tortillerías.
 SERVICIOS incluye servicios temporales.
 TOTAL incluye energía para reventa y exportación.

CUADRO 2.5

INDICES DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD Y AL CONSUMIDOR
(1962 = 100.0)

ANO	ELECTRICIDAD	CONSUMIDOR (1)	RELACION
1974	122.8	194.9	0.63
1975	131.4	224.4	0.59
1976	156.0	259.8	0.60
1977	224.0	335.0	0.67
1978	226.0	353.7	0.64
1979	262.2	465.4	0.56
1980	335.7	567.8	0.59
1981	404.6	752.4	0.54
1982	558.1	1,195.3	0.47
1983	1,002.1	2,412.8	0.42
1984	1,165.1	2,662.8	0.44
1985	1,223.6	2,827.6	0.43
1986	7,057.7	11,728.6	0.60
1987	15,062.6	27,185.7	0.55
1988	22,745.7	38,124.6	0.59

NOTAS: (1) Fuente: Banco de México.
 en cifras estadounidenses.

CAPITULO TERCERO

EN ENFOQUE MARGINALISTA APLICADO A COSTOS Y PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD.

Planteado como introducción al concepto del Costo Marginal, el Capítulo Tercero aborda la teoría que lo sustenta, así como sus antecedentes en nuestro país. Se inicia con los fundamentos del enfoque marginalista y define el concepto y las propiedades básicas del Costo Marginal en el Sector Eléctrico. A continuación, se plantean los dos enfoques equivalentes del concepto: Costos Marginales de Corto y de Largo Plazo. Se subraya la relación del corto plazo con la optimización de la operación y del largo plazo con la expansión de la capacidad. Por último, se describe a detalle el comportamiento de la demanda y cómo esta variable es fundamental en el cálculo de los Costos Marginales, en su aspecto de Demanda Máxima (Potencia) y de consumo (Energía), profundizando en el tema de la estacionalidad y su impacto en el sistema de oferta eléctrica.

3.1. Antecedentes.

El proyecto de desarrollo nacional ha estado conformado por diversas corrientes que representan la opinión de los grupos sociales que

integran la sociedad civil. Predominantemente dos propuestas han protagonizado la discusión sobre el modelo de desarrollo nacional: el proyecto neoliberal y el nacionalista (CORSI). Sin detenernos en las particularidades de ambos, podemos afirmar que el proyecto neoliberal recupera los principios de la economía neoclásica, evitando las desviaciones que pudo haber tenido la aplicación neokeynesiana, sobre todo en lo referente al papel del Estado Benefactor.

Precisamente por ello, el predominio de este proyecto busca que el sistema capitalista funcione en su dinámica propia, reduciendo el papel de un Estado crecido "en gemas". Asociado al capital financiero internacional, este proyecto propone como prioridad la reducción de la inflación, además de fomentar el proceso de privatización de la economía como estrategia modernizadora de la producción. (Cfr. Anexo 5)

Esto representa para los organismos estatales una nueva estrategia de incremento de la productividad y un paulatino proceso de inserción en la dinámica de los precios reales. (LICH84)

Los organismos internacionales de crédito, como el Banco

Mundial (BM) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) han desarrollado lineamientos generales en política de precios de la electricidad, como parte de sus paquetes crediticios,

De ésta manera algunos Países en Vías de Desarrollo (PVD) se encuentran en etapas de diseño e implementación de esquemas tarifarios basados en desarrollos de la teoría Neoclásica sobre el Tema de los Precios un bien comerciable en diferentes situaciones de mercado (monopolio, oligopolio y competencia pura y perfecta). (BAN85, LAL87).

La tendencia a formar monopolios por parte de la empresa eléctrica, es más clara en los PVD. Incluso algunos países industrializados, citaremos el caso de Francia (MON84), han desarrollado una "escuela" sobre la gestión de un monopolio público. México, en buena medida, ha adoptado como modelo esta escuela.

En la actualidad, los lineamientos de política de Precios sera PVD tienen el siguiente origen: (Fig.3.1.)

El bien electricidad (KWh), es producido a partir de los tres insumos básicos: materias primas, capitales y trabajo, tiene especificidades, pues no se almacena. Señalaremos algunas:

- . No almacenable (en términos de rentabilidad económica)
- . Flexible en la utilización final
- . Crecimiento exponencial de la demanda, y fluctuaciones en el tiempo
- . Ajuste instantáneo de la oferta a la demanda
- . Diversas fuentes de generación y diferentes costos de generación asociados.
- . Al costo de generación se le asocian cargos por transmisión y distribución
- . No es sustituible en sus usos específicos.

3.2.Marco conceptual: la teoría neoclásica para el establecimiento de los precios de la electricidad.

A continuación, se presenta la idealización que la teoría económica propone para fijar el precio de la electricidad.

. fijación desde el punto de vista de la oferta.

Estableceremos la teoría para la fijación del precio, aunque como se menciona en el capítulo dos, en algunas ocasiones este valor responde a otras variables que rebasan el marco análisis técnico-económico, como la conciliación de objetivos encontrados.

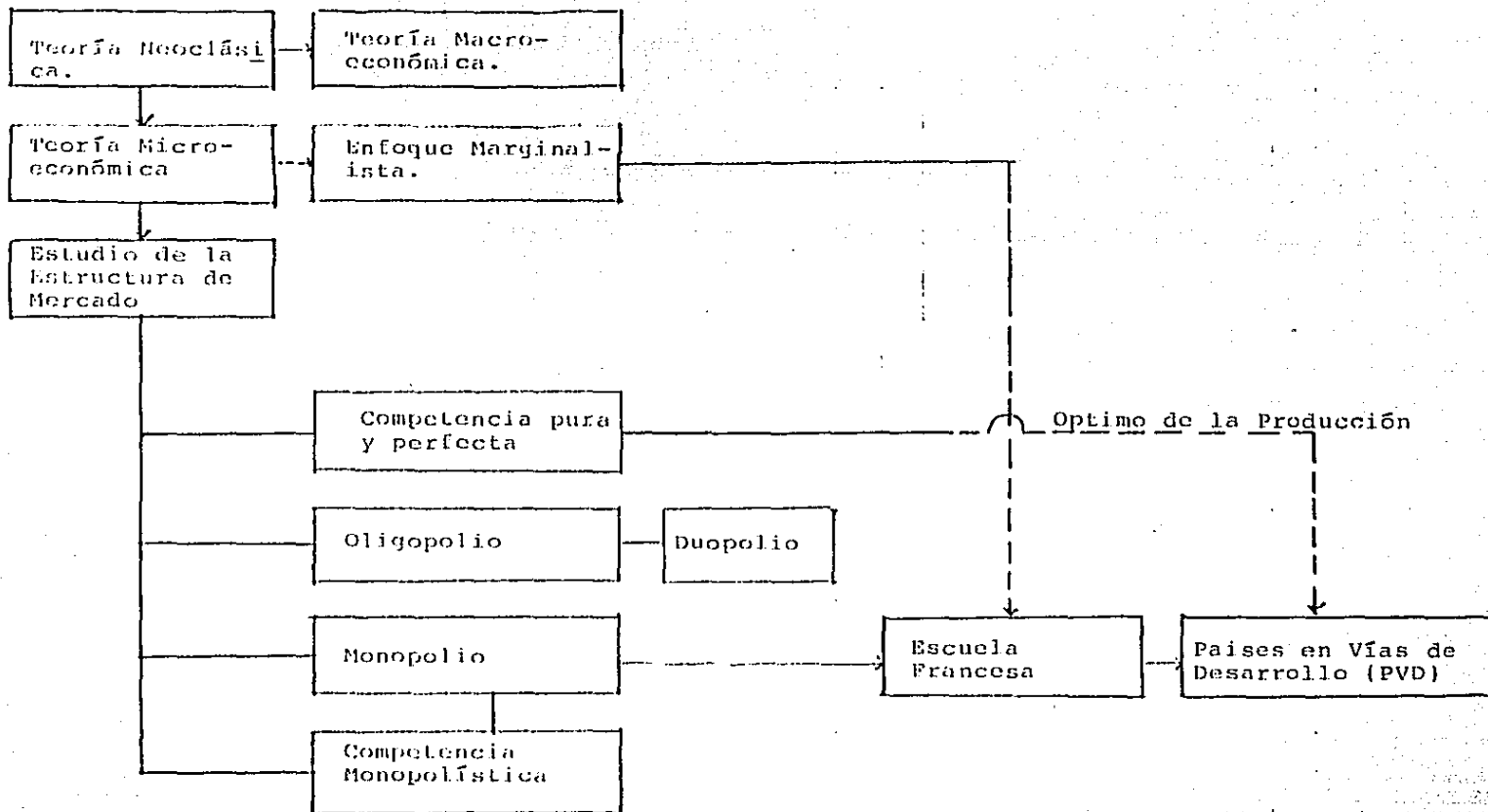


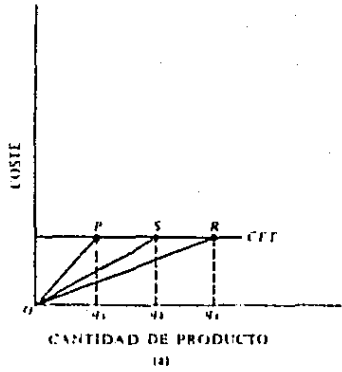
FIGURA 3.1

ORIGENES DE LA TEORIA MARGINALISTA APLICADA AL BIEN ELECTRICIDAD.

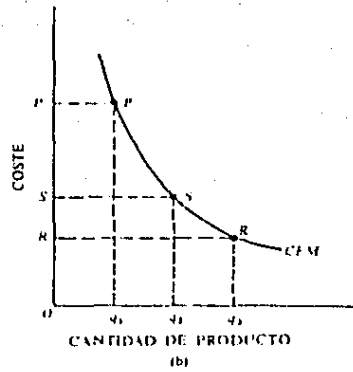
La "Escuela Francesa" (GAR78) (lineamientos propuestos para empresas constituidas en monopolio público), coincide con las proposiciones que la teoría neoclásica tiene para la fijación de los precios de la electricidad: *el precio de venta de la electricidad debe ser igual a su costo marginal*. Los organismos crediticios internacionales también coinciden, basados en las condiciones de optimalidad de la teoría neoclásica para una aplicación a los países subdesarrollados. Es decir, se da la tendencia a eliminar las distorsiones que la situación de monopolio añade a los precios. Esta aplicación del enfoque marginalista de sugiere incluso para los sectores relacionados con agua potable y alcantarillado. (ALB83). Así, una primera noción intuitiva sobre el enfoque marginalista nos diría que un costo marginal refleja el costo adicional de producción cuando los usuarios demandan una unidad adicional del bien. Como puede verse, se trata de un valor antecedido al cálculo de costos reales, que generen precios reales.

Sabemos que la fijación del precio puede hacerse también basada en el costo medio o en costos contables, situación poco rara en los países latinoamericanos. Su particularidad, es que reflejan costos promedios, donde se evalúa el costo total de la producción contra las unidades producidas, o la suma de los costos registrados que permiten continuar operando a la empresa. Sin embargo, no reflejan el *costo social* de solicitar unidades adicionales de un bien, sobre todo cuando éste se genera en una empresa de utilidad pública.

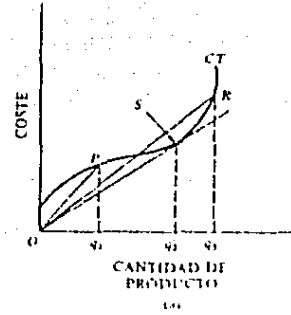
Un repaso breve de la teoría del costo nos diría que en la producción se dan costos fijos (independientes del número de unidades producidas), costos variables (dependientes de la producción) y costos totales (suma de costos fijos y variables). Cuando estos costos se dividen entre las unidades producidas, obtenemos costos fijos medios, costos variables medios y costos totales medios. Recordaremos, con Ferguson y Gould (FER84) la construcción (geometría) de sus curvas (Fig. 3.2.) El costo marginal se entiende así, como la *derivada de la función de costo*. Así, si nos movemos de P a V por aumento de la producción (debido a cambios en la demanda: de q_1 a q_2 , p.e.), a medida



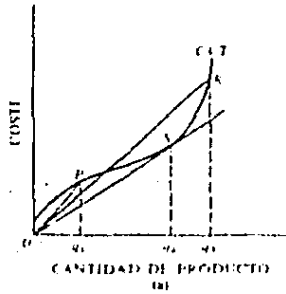
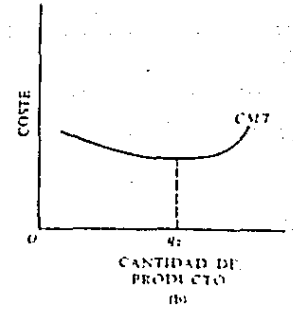
Costo fijo medio



Costo medio total o costo unitario



costo marginal



Costo variable medio

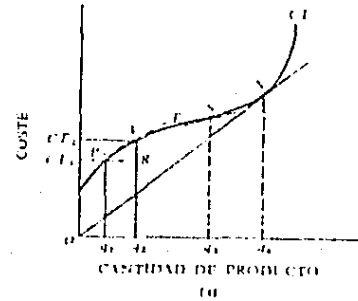
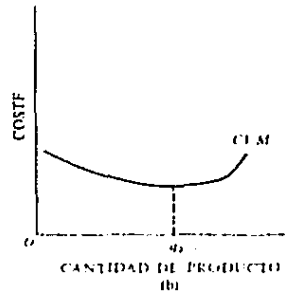


Fig. 3. Construcción (geometría) de las curvas de costo (FER84).

que la distancia entre P y V se hace cada vez menor, la pendiente de la tangente T en el punto V se convierte progresivamente en un estimador mejor de

$$\frac{VR}{PR} = \frac{CT_2 - CT_1}{Oq_2 - Oq_1} = CM_g$$

En el límite, para movimientos infinitesimales alrededor del punto V, la pendiente de la tangente (derivada) es el costo marginal:

$$CM_g = \lim_{\Delta q \rightarrow 0} \frac{\Delta CT}{\Delta q} = \frac{d CT}{d q}$$

En el corto plazo hay ciertos insumos cuyo nivel de empleo no puede cambiar independientemente del nivel de producción. También hay otros insumos llamados variables cuyo nivel de utilización sí puede variar. En cambio, a largo plazo, todos los insumos son variables: puede cambiar la cantidad total de ellos para obtener la combinación de insumos más eficiente. Así, la curva de Costo total de largo plazo se relaciona directamente con la curva de expansión: en realidad la curva o función de costo total de largo plazo es simplemente el equivalente de la ruta de expansión en términos de costo y el volumen de producción.

En el corto plazo, el costo total es la suma del costo variable y del costo fijo. Un conjunto "típico" de curvas de costo de costo plazo es la Fig. 3.3. Cuando el costo variable medio CVM está en el mínimo, es igual al costo marginal CM_g . Cuando el costo fijo medio CFM se aproxima asintóticamente al eje horizontal, el costo variable medio CVM se aproxima asintóticamente al costo medio total CNT (punto 5). El costo fijo medio CFM desciende (punto 1 y 2) aproximándose asintóticamente a ambos ejes. El costo variable medio CVM baja, alcanza su nivel mínimo en el punto 4 y sube sin cesar. Costo medio total desciende al principio, alcanza su mínimo en el punto 3 y asciende. El mínimo de costo medio total CNT es igual al costo marginal CM_g . Costo marginal CM_g baja y tiene su mínimo en el punto 6 y sube. Costo

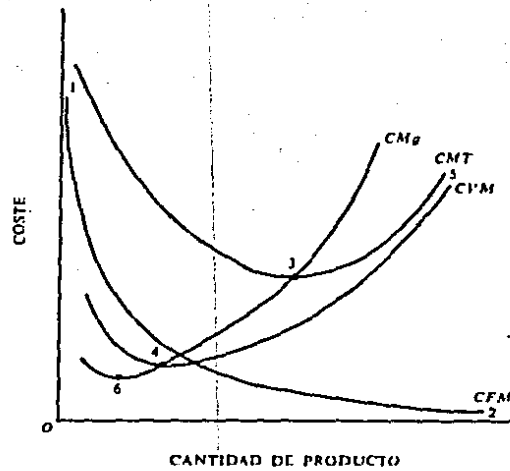


Fig. 3.3 Conjunto típico de Curvas de Costo (Fijo, variable, total y marginal.) (FER84).

marginal CM es igual a costo variable medio CVM y costo medio total CMT en los mínimos de estos. CM está por debajo de costo variable medio CVM y costo medio total CMT cuando estas descienden, y por encima de ellas cuando las mismas suben.

La Teoría Microeconómica nos dice que un agente económico opera en el corto plazo y planea en el largo plazo. Recordemos también que la curva de costo medio de largo plazo indica el costo unitario mínimo de cada nivel de producción; la curva de costo marginal de largo plazo indica la cantidad mínima en que se incrementa el costo cuando se expande la producción y la cantidad máxima que puede ahorrarse cuando disminuye la producción.

El Banco Mundial (MUUS1) propone una serie de pasos para fijar el precio de la electricidad con el criterio del Costo Marginal: el primero, es que el precio cumpla con los criterios de eficiencia económica. Esto es, que se estudie el equilibrio en y de la oferta y la demanda. Así, se tratará de un precio de oferta, basado en la curva de oferta de la empresa eléctrica. Esta curva debe ser el Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP) para la empresa. (cfr. infra).

Sin embargo, el precio que se obtiene de esta manera, no siempre refleje el verdadero costo. La teoría incluye por ello, el concepto de precio sombra (MUU79). Este precio, en términos generales, es el precio que es imputado como el verdadero valor marginal del KWh (en el caso de la electricidad) o costo de oportunidad y que puede diferir de su precio de mercado.

Al introducir el concepto de Precio sombra, se producirá un desplazamiento de la curva de CMLP, debido al ajuste entre el CMLP a precios de mercado (curva convencional) y otra definida por el CMLP a precios sombra. Las curvas son paralelas y la distancia entre ellas es el factor de conversión (BRE86). La ausencia de distorsiones daría un factor de conversión (FC) con valor unitario. Algebraicamente:

$CMLP \text{ (precios de mercado)} = FC * CMLP \text{ (precios sombra)}$.

donde, $0 < FC < 1.00$

La siguiente gráfica aplica los conceptos anteriores: (Fig 3.4.).

Al calcular de esta manera la curva de oferta, se está alcanzando una primera condición de eficiencia económica. Sin embargo, el precio *óptimo o estricto*, como señala Munasinghe (MUU79), debe ajustarse a partir del análisis de la demanda.

.ajustes desde el punto de vista de la demanda.

La intersección de las curvas de oferta y de demanda determinan el precio y la cantidad óptima. De esta manera, se incluye el precio que el consumidor está dispuesto a pagar por una determinada cantidad del bien (TUR77). Este análisis se aborda a partir del estudio de las elasticidades precio-cantidad para las diferentes categorías de usuarios.

.Impacto de las restricciones exógenas para la fijación del precio.

Existen en cada país, restricciones de carácter socio-económico, político y financiero que impiden que se dé la fijación del precio estricto. (ICES1). Las clasificaremos en dos:

a. Distorsiones debidas a restricciones económicas:

Se refieren al contexto económico del país, que justificaria el empleo de *subsidios*, para consumidores de bajos ingresos. La metodología del *second best* (BRES6) propone medir la magnitud de desviaciones que se dan respecto del CNLP estricto, utilizando un modelo de precios apropiado y un sistema explícito de precios-sombra en lugar de precios de mercado (MUU79).

En resumen, la Teoría Marginalista sugiere entonces, la *Tarifcación basada en el Costo Marginal*. Sin embargo, desde el año de 1956, Boiteux (BRES6) propone *correcciones* a los precios de venta para reforzar los efectos de la Gestión a Costo Marginal; sobre todo en lo referente a su deficiente equilibrio de las inversiones. Así, la Regla de Boiteux-Ramsay establece que la *diferencia relativa entre el precio*

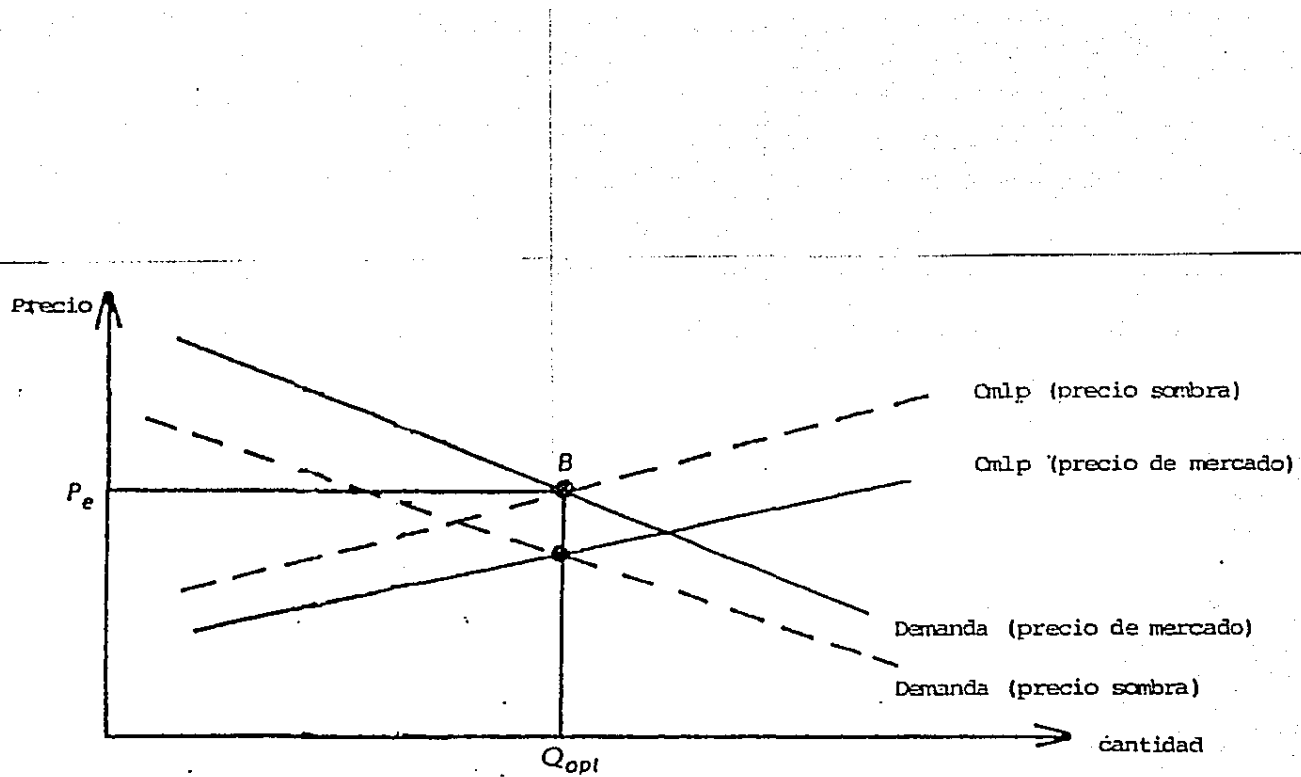


FIG. 3.4 El costo marginal de Largo Plazo (CMLP), precio de mercado y precio sombra. [BREB6]

que debe pagar un cliente y el Costo Marginal debe ser razonablemente reducida para no ocasionar una modificación sensible en el comportamiento del cliente, es decir, inversamente proporcional a la elasticidad-precio de la demanda de ese cliente. Este ajuste es conocido en la literatura del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo como *Regla de la Elasticidad Inversa de Baumol-Bradford*. (BRES6).

La explicación intuitiva se tiene en la Fig. 3.5.

Por otro lado, en una situación de monopolio: el precio de venta de un bien no es igual a su costo marginal de producción: el objetivo del monopolista -maximizar su ganancia- lo conduciría a maximizar el excedente de la empresa en detrimento de aquel del consumidor (Fig.3.6.) (MUN79).

La teoría neoclásica en resumen, establece las condiciones para el establecimiento de los precios de la electricidad y además, plantea la diferencia entre Costos de Corto y Largo Plazo, con nociones no temporales, sino metodológicas.

Aunque en otro capítulo se trata la relación entre la política de precios y la política de inversiones, debe subrayarse que el *equilibrio financiera o presupuestario de la empresa* (MIL80) está en relación directa con la política de precios de la empresa. Y aunque existen opiniones que demuestran que la venta a Costo Marginal no proporciona los ingresos suficientes para cubrir los costos del sector eléctrico, cuando se presentan rendimientos de escala crecientes (sobre todo en la transmisión y la distribución), sugiriendo incluso que para este tipo de rendimientos, lo más interesante es la gestión a "Costo Medio" (BRES6).

En todo caso, queda por profundizar si la aparente desventaja (en el sentido de que no proporciona equilibrio financiero) es relativamente cierta, cuando la mayoría de los argumentos son favorables a la tarificación a Costo Marginal.

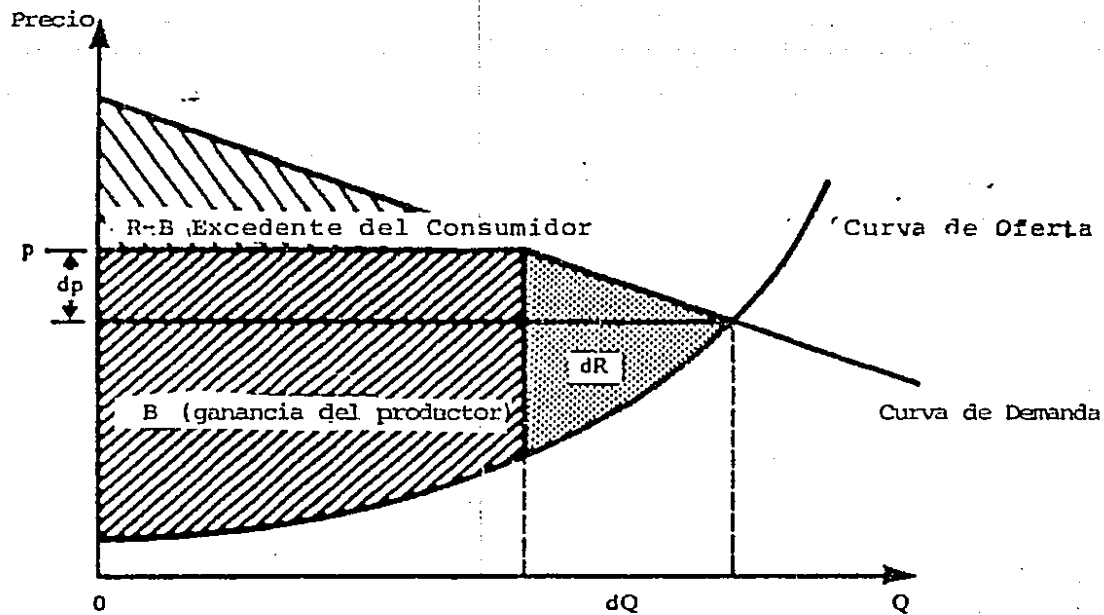


FIG. 3.6 El excedente del Productor y del Consumidor. [PRE86].

3.3. El concepto y las propiedades del Costo Marginal en el Sector Eléctrico. (PAL89-4)

La empresa eléctrica nacional.

A partir de la nacionalización de la industria eléctrica, se constituyó en México el monopolio estatal del sector eléctrico. Es necesario repasar algunos conceptos aplicables al caso mexicano dada la dinámica demanda-oferta eléctrica de los últimos años.

Desde el punto de vista de la producción, la teoría económica establece que un óptimo colectivo supone que la empresa pública satisfaga la demanda y al mismo tiempo minimice sus costos de producción; es decir, satisfacer cargas a costo mínimo, cumpliendo con requisitos de calidad y confiabilidad.

Sin embargo, alcanzar este óptimo supone conocer la *dinámica entre oferentes y demandantes*. Es necesaria una coordinación entre las decisiones del monopolio y los clientes, entre la CFE y los usuarios. (sobre todo, dados los mínimos antecedentes que en materia de *educación sobre precios* tenemos en nuestro país) Se supone una racionalidad en el consumidor. El cliente elige según su interés con base en las tarifas establecidas (propuestas) por la empresa eléctrica.

Es responsabilidad de la empresa eléctrica informar al cliente sobre las consecuencias económicas que tiene para la colectividad cada una de sus decisiones. Debido a ello, la teoría económica sugiere para el sector eléctrico como solución la venta basada en Costos Marginales (CM). Este CM es el costo que impone a la colectividad aquel usuario que decide consumir una unidad suplementaria del bien electricidad.

De esta manera, si se producen diferentes bienes o productos o el servicio tiene varias características: horarios, zona geográfica, estacionalidades, etc., se habla de diferentes CM.

El objetivo de tarifificar con CM en la empresa eléctrica mexicana, se podría definir: *motivar, a través de señales de precio a que los*

consumidores utilicen sus equipos de la manera más conveniente para el interés de la colectividad. Esto es, las tarifas deben reflejar los costos como los relojes para dar las horas. (FERS89) Además, los Costos Marginales, confrontados con los Ingresos Marginales, permiten evaluar beneficios y costos de producir una cantidad adicional del bien.

La tarificación a costos marginales sin embargo, es una condición necesaria pero no suficiente para lograr el óptimo en el sector eléctrico. Esta medida debe ser complementada con otras medidas de política energética. La tarificación al CM, es un elemento solamente de la política energética.

Es a mediados de la década de los ochentas, que la empresa eléctrica mexicana inicia el cálculo de los Costos Marginales de suministro con fines de tarificación. En Europa, Electricidad de Francia (EDF84) había venido marcando la pauta en el cálculo aplicado a la situación de monopolio. Por su parte, las empresas eléctricas inglesas acumulaban experiencia en el tema. La escuela sueca a su vez, ya había elaborado un cúmulo de documentos sobre tarificación basada en Costos Marginales. (VAL87).

En América Latina, Chile y Brasil apoyados en la asesoría europea inician en esta década sus programas tarifarios. Otros países del área han presentado en diversos foros, ponencias sobre sus aplicaciones (BIT86). (CFECS1-1)

En México, el Gobierno Federal ha contraído compromisos con los organismos crediticios internacionales. El Banco Mundial (BM), por ejemplo (EM86), y como parte de los paquetes de crédito, sugiere la reestructuración de empresas paraestatales y la fijación de criterios de política de precios a mediano plazo. Esta institución ha venido sugiriendo que en empresas monopólicas, el criterio de los Costos Marginales debe guiar a largo plazo la política de precios, y más específicamente, el enfoque de los *Costos Marginales de Largo Plazo (CMLP)*.

.Antecedentes en México de los estudios de CM.

El estudio realizado por ENDESA para 1986, estuvo enfocado a definir las etapas necesarias para la implementación de un esquema tarifario basado en Costos Marginales. Contando con éste estudio y otros adicionales, la CFE estableció un programa de trabajo. Una de las decisiones primarias fue la identificación de los sectores de consumidores que participaban porcentualmente con el mayor peso del consumo. Se determinó de ésta manera, que los grandes usuarios eran los candidatos para participar en un programa con éstas características.

Las etapas propuestas por estudio de tarifas para los grandes usuarios son:

- .cálculo de los CM de energía y potencia y del sistema de transmisión necesario.
- .estudio de la demanda de los usuarios y de las posibilidades reales de medición a tiempo real.
- .diseño preliminar de las tarifas. (PIOS0)
- .análisis de las implicaciones económico-financieras de las nuevas tarifas.

En el estudio se subrayó la necesidad de tomar en cuenta en los nuevos cobros las diferencias estacionales, regionales y horarias. Esto es, que se cobre a cada cliente considerando todas las variables que intervienen en el momento y lugar en que se da el consumo. Visto de ésta manera, se perfila un programa paulatino en que los grandes usuarios y posteriormente los medianos y pequeños participen del programa.

Un costo marginal es el cambio en el costo total debido a un cambio (positivo o negativo) de la cantidad demandada.

El cálculo de los Costos Marginales de producción en la empresa eléctrica se divide en dos partes importantes:

- .CM de la energía a nivel de generación.
- .CM de la capacidad de suministro de potencia eléctrica.

En ambos casos se incluye la transmisión y distribución al

usuario. De esta manera, se integra el *COSTO MARGINAL TOTAL* provocado por una demanda adicional. Si este aumento solamente modifica la política de operación y genera costos adicionales de combustible o de falla, serán *COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO*. Si es posible y necesario realizar inversiones para minimizar los costos totales y esto se traduce en una política de expansión de capacidad con sus consiguientes costos de inversión, combustible y falla, serán *COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO*.

El enfoque utilizado por la CFE ha sido el de Corto Plazo, basado en las características del sistema eléctrico. Sin embargo, se comienzan a dar desarrollos del método de cálculo de largo plazo.

Los Costos Marginales (CM) no constituyen solamente una base para el cálculo de tarifas; permiten también evaluar las ventajas económicas asociadas con el proyecto o diseño de proyectos alternativos que se pueden considerar para inversión "al margen" de un sistema de energía eléctrica. Por lo tanto, dichos CM pueden utilizarse para análisis de inversión, y también pueden constituir un incremento útil de planeación y evaluación.

En consecuencia, el cálculo de los CM a Corto y Largo Plazo proporcionan dos enfoques equivalentes para el cálculo. A continuación, se presentan estos dos enfoques, dejando planteada su aplicación a los diversos componentes del costo del abastecimiento de electricidad. (FER091).

El enfoque de los Costos Marginales tiene en la actualidad una aceptación paulatina entre los ingenieros en planeación de las empresas eléctricas de los países latinoamericanos. (CFEG09-6). Hay varias razones:

- a. una búsqueda de mayor eficiencia económica en los monopolios eléctricos.
- b. los logros que en materia de tarificación han tenido empresas eléctricas europeas (p.e. Electricidad de Francia).
- c. los compromisos que en materia de empréstitos establecen los organismos crediticios internacionales con la CFE.

d. se les considera una herramienta útil para evaluar la expansión de los sistemas eléctricos.

e. la estrecha relación entre la política de precios y de inversiones.

3.4. Resumen de los desarrollos teóricos sobre el Cálculo de los Costos Marginales (CM) de Corto y Largo Plazo Para un sistema eléctrico de gran tamaño.

Hemos definido los Costos Marginales, como el cambio en el costo total de suministro debido a incrementos en la demanda. Existe una distinción básica entre los Costos Marginales correspondientes a una capacidad dada del sistema q (CM_q) y Costos Marginales considerando expansión al sistema $q' = q + \Delta q$ ($CM_{q'}$).

En consecuencia, el cálculo de los CM es un asunto importante en la planeación y operación de un sistema eléctrico.

1. Subproblema: Costo Marginal de corto plazo, (CMCP), y optimización de la operación.

El costo marginal a corto plazo de una carga es la variación de los costos totales de generación, transmisión y distribución, correspondiente al abastecimiento de esa carga adicional durante un año dado, sin aumentar la capacidad de generación, transmisión y distribución. (aquel período dentro del cual no es posible evitar la restricción de capacidad). Así, en el corto plazo, las características del sistema están dadas: el incremento en la demanda modifica la política de operación y provoca costos extras de combustible o de falla.

11. Subproblema: Costos Marginales de largo plazo (CNLP), y optimización de la capacidad.

En el largo plazo es posible realizar inversiones para minimizar los costos totales y limitar la probabilidad de falla; el incremento en la demanda se expresa en una política de expansión, y en costos extras de capacidad, combustible o de falla.

Este trabajo presenta ambos enfoques, aunque expone con mayor detenimiento el Método de Corto Plazo, enfoque que se ha venido considerando el más adecuado a las características de la CFE.

.Cálculo del Costo Total.

Hemos dicho que el costo marginal es una variación del costo total provocado por una demanda de energía y potencia. El costo total consta de los siguientes elementos.

- . Costos marginales de generación:
 - ..costos marginales de la energía eléctrica.
 - ..costos marginales de potencia
- . Costos marginales de transmisión
- . Costos marginales de distribución
- . Costos por pérdidas (pueden incluirse en los anteriores rubros).
- . Costo de clientela

.Algunas observaciones sobre estas definiciones:

Si la empresa eléctrica no puede modificar su capacidad de generación, transmisión y distribución, posiblemente no podrá satisfacer la demanda total si surge una carga adicional. Se verá, por lo tanto, obligado a utilizar otros medios excepcionales (reducción del voltaje, importación, etc.) o cortar otra carga. En consecuencia, el cálculo del costo marginal a corto plazo exige la aplicación de un concepto de corte selectivo que refleje el costo social derivado de la imposibilidad de satisfacer la demanda total recurriendo a la capacidad de la empresa eléctrica.

A pesar de la ambigüedad que pueden crear éstos términos, los conceptos de costos marginales, a corto y largo plazo, referieren a dos nociones de costo relacionados con el mismo año (durante el cual surge la carga adicional): el CMCP no es el costo marginal de hoy; el CMLP no es el costo marginal del futuro.

iii. Igualdad entre los CMCP y CMLP en un sistema óptimo de abastecimiento de electricidad.

La teoría microeconómica propone la condición de equilibrio de la producción de la empresa: los costos marginales de largo plazo (las variables de producción pueden cambiar) y corto plazo (las variables de producción permanecen constantes) son iguales. En la aplicación a la empresa eléctrica, tenemos que el cálculo del CM de una carga se basa en la siguiente propiedad:

SI EL SISTEMA DE GENERACIÓN Y LAS REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN SON ÓPTIMAS, LOS COSTOS MARGINALES A CORTO PLAZO Y LOS DE LARGO PLAZO DE UNA CARGA, SON IGUALES. (PENSÓ)

Esta propiedad es una característica de un sistema de energía óptima (BITSÉ), en el cual las indivisibilidades (sobredimensionamientos que se dan cuando un sistema no opera a plena capacidad) pueden dejarse de lado. Es el caso de los sistemas de energía de gran tamaño.

El interés de ésta relación entre los CMCP y los CMLP reside en la flexibilidad con que se puede elegir el método de cálculo al establecerse las tarifas. (PENSÓ).

El método del costo a largo plazo, vinculado a un modelo de inversión es el único modelo aplicable para el cálculo de los costos marginales de transmisión y distribución.

El método del costo a corto plazo, en el uso de los modelos de operación con capacidades fijas, es el mejor enfoque posible para el cálculo de los costos marginales de generación y de las redes de interconexión.

iv. El método del CMCP: cálculo de los CM de generación y de interconexión.

a. El cálculo de los CM de generación.

La ventaja del método del costo marginal a corto plazo, en relación con el método del costo marginal a largo plazo, reside en la posibilidad de asignar los costos de capacidad entre los diversos periodos (horas y estaciones) que permite el primero, y que tiene gran interés para los encargados de establecer las tarifas.

Para aclarar esto puede ser útil examinar el caso particular de una carga continua de 1 KW durante un año (PENS01). En realidad, es posible utilizar directamente las condiciones de optimalidad del sistema de generación para ilustrar la igualdad entre los costos marginales a corto y largo plazo de esta carga y la asignación de los costos de capacidad que permite el método del costo a corto plazo. Con respecto a un tipo de equipo, cuya expansión no está sujeta a limitaciones efectivas, se verifica la siguiente condición de optimalidad para el equipo marginal (ALB831)

Costo Unitario de adelantamiento = valor esperado del ahorro en los costos de combustible y de déficit que permitiría un KW adicional de este equipo.

El ahorro en los costos de combustible y en los costos de déficit logrados durante un periodo dado, es igual a la diferencia entre los costos marginales en este periodo (BIT86) y el costo proporcional del equipo considerado.

De lo anterior, se deduce que el costo marginal a corto plazo de una carga continua de 1 KW (igual a la suma de los costos marginales correspondientes a todo el año), es también igual a la suma del costo unitario de adelantamiento y del costo de operación unitario de la planta eléctrica de costo proporcional más bajo que operaría durante todo el año (costo marginal CMCP a largo plazo, de esta carga continua). En otras palabras, el método del costo marginal a corto

plazo permite al encargado de las tarifas asignar el costo de esta planta eléctrica entre los diversos periodos del año.

b. El cálculo de los Costos Marginales de la red de interconexión.

La ventaja del método del costo a corto plazo en el caso de la red de interconexión:

La función de la red de interconexión es permitir reducciones en los costos de inversión y operación en generación y de lograr una mayor confiabilidad en el abastecimiento de electricidad.

Se logra el estado óptimo de la red de interconexión cuando la suma de las ventajas colectivas que ofrece la expansión marginal de dicha red es igual a su costo de adelantamiento. [PENS0]

Estas ventajas colectivas consisten en:

- . la reducción de los costos de combustibles totales gracias a un mejor despacho de la carga.
- . La reducción de las pérdidas
- . La reducción del costo socioeconómico en situaciones de déficit.

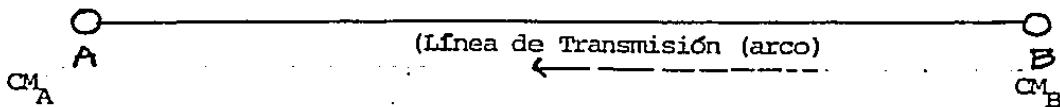
Así como el método del costo a corto plazo permite distribuir los costos de generación de capacidad entre los diversos periodos del año, dicho método también permite distribuir el costo del desarrollo de las líneas de interconexión entre las diferentes zonas. Así, marginalmente, los usuarios de una zona determinada tendrán que pagar más para el desarrollo de la red de interconexión, entre más beneficios esto les trae.

c. Modelos de dos nodos. [PENS0] Fig. 3.7.

Apliquemos la función que desempeña la línea de

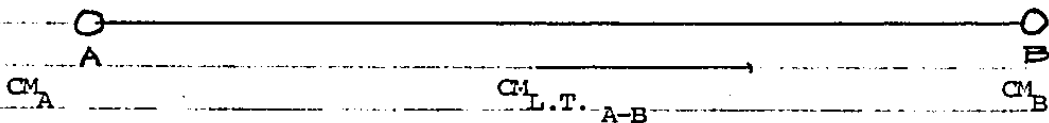
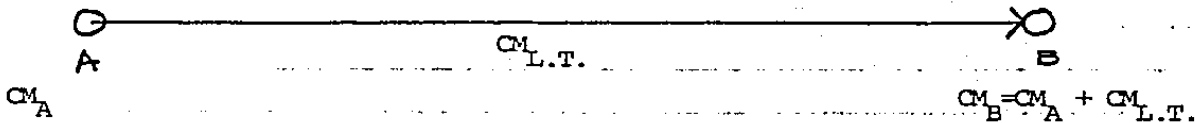
Oferta en A

Oferta en B



DEMANDA EN A

Caso a). La línea no está sujeta a restricciones.



$$CM_{A \text{ ó } B} = CM_{T.G.j} = CM_{D_{A \text{ ó } B}}$$

Donde :

$$CM_{D_{A \text{ ó } B}} = \text{Costo Marginal de déficit en A ó B}$$

$$CM_{T.G.A \text{ ó } B} = \text{Costo marginal de la utilización j (Turbo-gas),}$$

Fig 3.3 El modelo de dos nodos.

interconexión en el caso más simple: el caso de dos nodos (llamados A y B) conectados por una línea. En todo momento, la optimización del sistema global origina la puesta en marcha de algunas centrales y generalmente un intercambio entre A y B, de modo que, si consideramos CM_A y CM_B como los costos de una demanda adicional en los nodos A y B, respectivamente, tenemos que:

si la línea de conexión no está sujeta a limitaciones:

El costo marginal del nodo importador será igual a la suma del costo marginal del nodo exportador y de las pérdidas marginales de la línea.

si la línea de conexión está sujeta a una limitación:

El costo marginal en cualquiera de los nodos será igual al costo marginal de la última central puesta en funcionamiento o al costo marginal de déficit, si existe uno en este nodo.

Por otra parte, el costo marginal del nodo importador será mayor que la suma del costo marginal del nodo exportador y de las pérdidas marginales en la línea.

Si consideramos ahora el ahorro resultante del aumento marginal de la capacidad de línea de conexión, obtendremos:

- una disminución de pérdidas en todos los casos.
- un ahorro de combustible cuando la limitación que pesa sobre la línea de conexión es efectiva y origina centrales marginales de tipos diferentes en los dos nodos
- una disminución de las interrupciones del servicio cuando la limitación que se ejerce sobre la línea de conexión es efectiva y origina déficit en por lo menos uno de los dos nodos.

La igualdad entre los costos marginales a corto y largo

plazo proviene tanto de la optimización de la operación en todo momento como de la optimización de la capacidad de la línea de conexión. (ALB831)

d. El cálculo de los CM locales en sistemas de gran tamaño.

Las consideraciones sobre el modelo de dos nodos pueden generalizarse a un sistema de nodos: en el caso del sistema Interconectado Nacional, el cálculo de los costos marginales locales se basará en una representación agregada de la red con N nodos y n líneas de conexión. Las diferencias observadas en el costo marginal de generación se deberá traducir en una regionalización de las tarifas de los grandes usuarios y de Alta Tensión (Tarifas 8 y 12), estableciendo un porcentaje máximo entre regiones.

Si bien muchos parámetros repercuten en los costos marginales regionales (PEN80), el sistema deberá dar muestras de estabilidad (cfr. Glosario de Términos) Finalmente, según estudios, es pertinente definir 7 zonas con diferentes coeficientes.

v. El método del CMCP : cálculo de los CM de subtransmisión y distribución. (PEN80)

A continuación se reseñan los Principios teóricos referidos al cálculo de los CMCP, sobre todo referidos a los CMCP.

a. La imposibilidad de emplear un método de costo a corto plazo en el caso de las redes de subtransmisión y de distribución: La falta de modelos de operación en el caso de las redes de subtransmisión y distribución no permite calcular los costos marginales a corto plazo. Esta falta de modelos se explica por diversas razones especialmente la diversidad de las características locales del consumo y la existencia de indivisibilidades importantes. De este modo también el cálculo de los costos marginales de generación y de la interconexión es necesariamente coherente con respecto a la elección de equipos (los mismos modelos se utilizan para ambos propósitos: análisis de inversión y evaluación de costos

marginales), el cálculo de los costos marginales de transmisión y distribución exige generalmente la utilización de métodos globales, sin referirse explícitamente a las diversas decisiones de inversión relativas a las nuevas redes.

b. El concepto de costo marginal a largo plazo en el caso de las redes de subtransmisión y distribución:

El concepto de costos marginal a largo plazo es más difícil de definir en el caso de las redes de subtransmisión y distribución que en el caso de la generación y la interconexión, debido a importantes indivisibilidades provenientes de la imposibilidad de ajustar continuamente la cantidad de equipos a la evolución de la demanda. Por ejemplo, debido a las secciones normalizadas, el tránsito en las líneas, durante los primeros años después de la inversión, es en general significativamente más bajo que su capacidad.

Supongamos que se agrega una carga marginal en una zona en la cual la red está sobredimensionada; en ese caso el costo suplementario de esta carga será igual al costo de las pérdidas suplementarias, puesto que no será necesaria una inversión suplementaria. Por el contrario, si esta carga marginal se agrega a una red saturada, serán necesarias nuevas inversiones para proveer esta carga, y su costo sería extremadamente alto, puesto que las indivisibilidades obligan a sobredimensionar la red.

Conforme a estas observaciones, el costo marginal a largo plazo de la transmisión y distribución es un concepto estadístico, definido como el valor medio del costo relacionado con el suministro de un KW suplementario durante un año dado, en el punto de utilización máxima de la red en cuestión, con una norma de seguridad de demanda dada.

c. Los diferentes métodos para el cálculo del costo marginal de la red (PENSO) (ALESS)

El método pertinente para el cálculo del costo marginal de la red está estrechamente relacionado con el tipo y calidad de los datos disponibles. Se pueden utilizar tres métodos:

c.1. Un primer método consiste en calcular un costo incremental medio (Cap.5). Este cálculo puede efectuarse sobre la base de datos del pasado, pero en muchos estudios de tarifas los datos efectivamente utilizados son previsiones de la inversión y del aumento de la carga máxima, que no son necesariamente datos significativos.

c.2. Un segundo método se basa en las estimaciones econométricas de las relaciones entre las cantidades de equipo de la red (líneas, subestaciones, capacidad de transformadores) y el tránsito en parte de la red considerada (leyes de desarrollo). El análisis teórico indica que estas relaciones son del siguiente tipo:

$$\text{Log (densidad de equipo)} = \alpha + \beta \text{ Log (densidad de la carga máxima).}$$

Conforme a estos análisis teóricos, el coeficiente de rendimiento de escala β para la distribución, debería de ser igual a 0,5 en las zonas rurales y 0,66 en las zonas urbanas. (PENS0)

En cada país, es necesario evaluar en la red de distribución si las estimaciones econométricas son coherentes con respecto a estos resultados teóricos. Además, el análisis econométrico indica economía de escala a cada nivel de la red: un incremento de un kW de la carga máxima a un nivel dado de la red originará la anticipación de sólo una parte ($\beta < 1$) de la cantidad media de red por kW.

En este método, el costo marginal a largo plazo se calculará como suma para los varios equipos (líneas, cables, transformadores, subestaciones) al nivel considerado de los productos.

Costo unitario de adelantamiento del equipo considerado	x	coeficiente para el equipo considerado	x	cantidad media de equipo
---	---	--	---	--------------------------

En un periodo largo, las indivisibilidades se suavizan y el promedio actualizado de los costos marginales a largo plazo, calculados con este método, será igual al costo incremental medio actualizado de inversión, operación y mantenimiento involucrado en el refuerzo del sistema de distribución, lo que da una justificación práctica a este método.

c.3. Un tercer método, recomendado por R. TURVEY (TUR77), consiste en calcular el *costo medio por kilowatt* del refuerzo de cada nivel de voltaje determinado el costo de una muestra ponderada de planes de refuerzos y multiplicándolo luego por la relación implícita entre demanda y capacidad (oferta) durante el periodo de abastecimiento elegido, con el fin de obtener el *costo incremental medio por kilowatt* de la demanda en la punta de distribución.

d. Comparación de la imprecisión de estos métodos

En el primer método (cálculo de un costo adicional medio) no se establece una distribución entre las inversiones motivadas por un refuerzo y las que obedecen a una ampliación de la red (excepto cuando es posible evaluar, para cada año, las inversiones correspondientes a las ampliaciones, lo cual ocurre rara vez). Ahora bien, para los fines de fijar tarifas, esta distinción es fundamental. Los costos de ampliación son función directa de las características individuales (distancia con respecto a la red existente, aumento de la demanda máxima), de los clientes que serán beneficiados por la ampliación y, por lo tanto, están cubiertos por los cargos de conexión y no se incluyen en la tarifa misma.

El segundo y el tercer método ofrecen una solución que permita evitar este problema: en el segundo método, (basado en la estimación de las leyes de desarrollo de los diferentes tipos de equipo), las leyes de desarrollo vinculan la densidad de los equipos con la densidad de la carga máxima. Los costos de desarrollo calculados con este método son, por lo tanto, costos de refuerzo (dado que las ampliaciones implican un aumento de la zona electrificada).

Por otro lado, estos dos métodos permiten calcular los costos

de desarrollo correspondientes a los diferentes tipos de redes de distribución (redes urbanas y rurales).

Sin embargo, el tercer método, basado en estudios de simulación, es difícil de llevar a la práctica; dada la gran diversidad de casos de costos de desarrollo de cada una, los resultados son muy sensibles a la elección de la "muestra ponderada de refuerzo".

En consecuencia, el segundo método parecería recomendable. Es, pues necesario enumerar las dificultades asociadas con este método basado en la estimación econométrica de las leyes de desarrollo de los equipos de la red.

3.5. Características del problema de los CM en México: costos de producción.

El estudio de los costos se inicia con el análisis de la estructura fija de la empresa eléctrica: su constitución (monopolio estatal o empresa privada) y administración (centralizada o descentralizada). Lo anterior, para considerar si en los niveles de generación, transmisión y distribución se tienen características comunes. Además, las características de la generación: sus fuentes de y los planes de expansión en vigencia.

El estudio de los CM también considerará si los precios de los combustibles contabilizados en los costos, son los internacionales (precios frontera), pues debe tomarse este valor en los planes de expansión. Además, la tasa de cambio del peso con el dólar. (*)

Esquemáticamente, el estudio debe incluir las siguientes etapas.

1. Análisis de la estructura de producción y consideración de aspectos institucionales, tarifarios y financieros de la empresa eléctrica.

(*) Dada la política sobre inversión extranjera en el sector eléctrico, y teniendo ésta una componente importante de moneda extranjera, los costos deben corregirse para tener en cuenta una "tasa sombra" de cambio pesos/dólares en lugar de la tasa oficial.

- . Plan de trabajo a mediano y largo plazo para implementar una tarificación basada en costos marginales.
- . Procedimiento para el cálculo de los elementos de costo en el sistema eléctrico.
- . Diseño de tarifas y tratamientos tarifarios a grandes clientes. (en México, tarifas 8 y 12).
- . Verificación económica.

El estudio de los costos marginales deben iniciar con un análisis de la demanda marginal (Fig.3.8), pues es este incremento el que provoca una oferta marginal. La empresa eléctrica debe conocer las características totales de la demanda en los renglones siguientes:

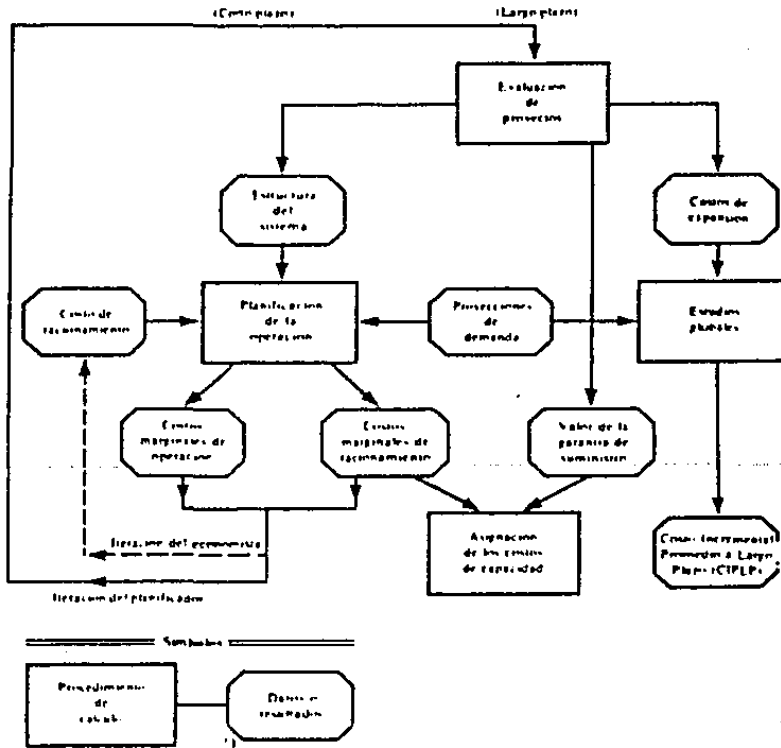
- . Análisis de las variaciones estacionales.
- . Análisis de la variación diaria (horaria) de la demanda.
- . Proyección a mediano y largo plazo, tanto en demanda (potencia), como en consumo (energía).

El objetivo es identificar variaciones de costos en el tiempo, pues una demanda extra provoca incremento en el costo. Por lo anterior, la CFE realiza estudios de demanda (CFE-89) para proyectar los requerimientos de potencia (MW) y energía (GWH).

i. Estudios de la demanda para el cálculo de Costos Marginales.

Hemos señalado que la demanda debe ser cubierta instantáneamente. La oferta entonces, es función de los requerimientos de los usuarios. De esta manera, la definición de un parque generador adecuado, debe partir de un estudio detallado de la demanda (mercado). Es usual llamarle a este trabajo en la CFE: estudio del desarrollo del mercado eléctrico. (CFE688-3) El horizonte analizado es variable. Así, a las áreas de operación les interesa diagnosticar la demanda en el

FIGURA 3.8
 CM y Análisis de la producción [ALBEE]



corte plazo, mientras que a los encargados de la planeación les interesan periodos más prolongados.

En la CFE, las áreas de operación analizan periodos de 0 a 5 años; mientras que las áreas de planeación cubren hasta 15 años. Nos detendremos en éste último periodo.

.Introducción al análisis de la demanda eléctrica.

Para introducirnos al estudio de la demanda, es necesario conocer dos gráficas: *las curvas típicas diarias y las curvas de duración de carga.*

La Fig.3.9. muestra las Curvas Típicas Diarias de un sistema eléctrico a lo largo de las horas de la semana (eje horizontal); en el eje vertical tenemos el porcentaje de la demanda con respecto a la máxima del mes. Con ellas, es posible diferenciar demanda base, intermedio (semi-pico) y de pico. Es evidente que en el inicio de la noche se dan consumos mayores (energía), con demandas mayores (potencia), ambos por iluminación. Los días laborables tienen por lo general, un patrón similar, mientras que los sábados disminuyen su consumo; ésta tendencia decreciente es más evidente los domingos. Visto así, las Curvas Típicas de Carga son un reflejo de la vida de la sociedad. De alguna manera, esta "fotografía rápida" proporciona información sobre el horario de las actividades humanas, aunque faltando la descomposición entre consumidores residenciales, industriales, etc. La Tabla 3.1. presenta algunos valores numéricos típicos. Obsérvese que en los horarios de 18.00 a 22.00 hrs. se concentra la mayor demanda (valores cercanos a 1.00).

Análogamente, la Fig. 3.10 y la Tabla 3.2. se refieren a las Curvas Típicas de Carga de Área Central del sistema eléctrico (centro del país). Si no conociéramos las características de la vida económica y social, podríamos inferir que su actividad se centra en los días laborables: se inicia el lunes a menor ritmo, el martes y miércoles se regulariza, comenzando a disminuir jueves y viernes. El sábado se tienen menores consumos, con cargas altas por la noche exclusivamente.

FIGURA 3.9.

CURVAS TÍPICAS DIARIAS. (% D.M.M.) [CFE - 89]

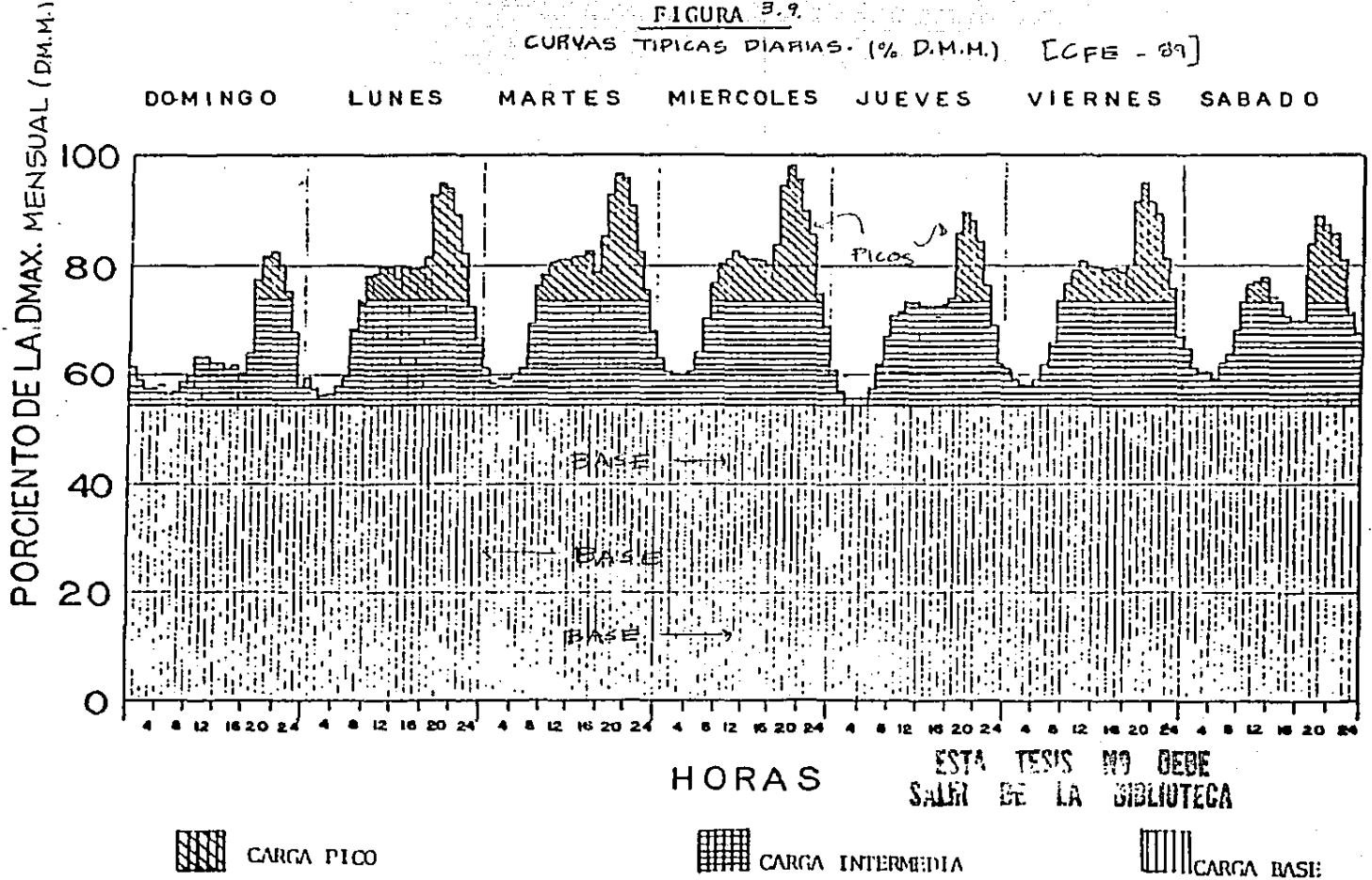


TABLA No. 3.1.
 VALORES NUMERICOS DE LAS SIETE CURVAS TIPICAS DIARIAS [CFE-89]

HORA	DOM	LUN	MAR	MIE	JUE	VIJ	SAB
1	61.53	59.40	61.12	63.01	60.71	61.13	64.78
2	58.96	57.25	60.03	60.52	56.99	59.16	61.12
3	57.22	55.88	55.19	58.17	55.64	58.12	60.28
4	57.38	56.22	57.55	59.84	55.06	57.79	60.50
5	53.00	57.04	60.17	60.58	55.59	59.05	59.21
6	56.26	59.52	61.27	64.22	57.31	61.85	62.03
7	56.71	68.34	69.45	70.24	61.88	65.91	63.73
8	58.52	73.34	76.50	76.98	67.08	73.70	68.12
9	59.71	78.22	78.24	80.47	70.87	76.64	73.36
10	63.23	78.56	80.77	81.31	71.66	79.03	76.54
11	63.25	79.71	81.12	82.71	76.76	80.08	77.12
12	62.17	79.79	81.05	81.73	77.49	79.93	77.05
13	62.10	77.65	81.69	81.25	72.72	79.51	74.20
14	61.02	74.82	79.95	81.28	72.53	79.17	73.50
15	61.71	79.62	82.70	81.07	70.78	79.41	70.73
16	60.76	79.64	78.84	80.10	72.97	78.68	69.78
17	64.00	81.60	85.31	83.78	74.00	80.14	69.44
18	77.40	92.89	92.24	94.61	85.79	91.54	83.80
19	81.74	94.87	96.74	98.24	89.49	94.92	88.83
20	82.53	94.18	95.87	95.64	88.10	91.55	87.24
21	80.25	89.35	90.71	89.94	84.17	89.12	85.66
22	76.42	82.34	82.64	85.78	76.52	80.99	80.96
23	68.04	72.64	75.60	75.00	64.03	75.79	71.34
24	58.05	66.89	68.20	69.06	61.94	66.96	67.48
MMH EN P.C. DE D. MAX.	1545.46	1795.59	1837.88	1855.54	1684.96	1801.05	1728.08

El domingo se desploma la demanda; probablemente los usuarios residenciales salen de casa y no hay actividad industrial. Se tomó como muestra el mes de diciembre de 1988 (mes de demanda máxima en el área central).

La Fig. 3.11. y Tabla 3.3. son la Curva de Carga correspondientes a diferentes niveles de demanda. Su importancia radica en que a través de ella conocemos la demanda máxima (MW) y el tiempo en que se presentan. En la Curva de Duración de Carga, el área bajo la curva es la energía E, desde el tiempo t_1 a t_2 . Así, el punto A representa una demanda del 73% con respecto a la máxima y en ese nivel de consumo el 20% del total del mes. El punto B de la Curva de Carga Integrada se refiere también a la relación porcentual de consumos.

La Curva de Duración de Carga tiene otras aplicaciones, p.e. para la inclusión de proyectos (cfr. Cap. 5).

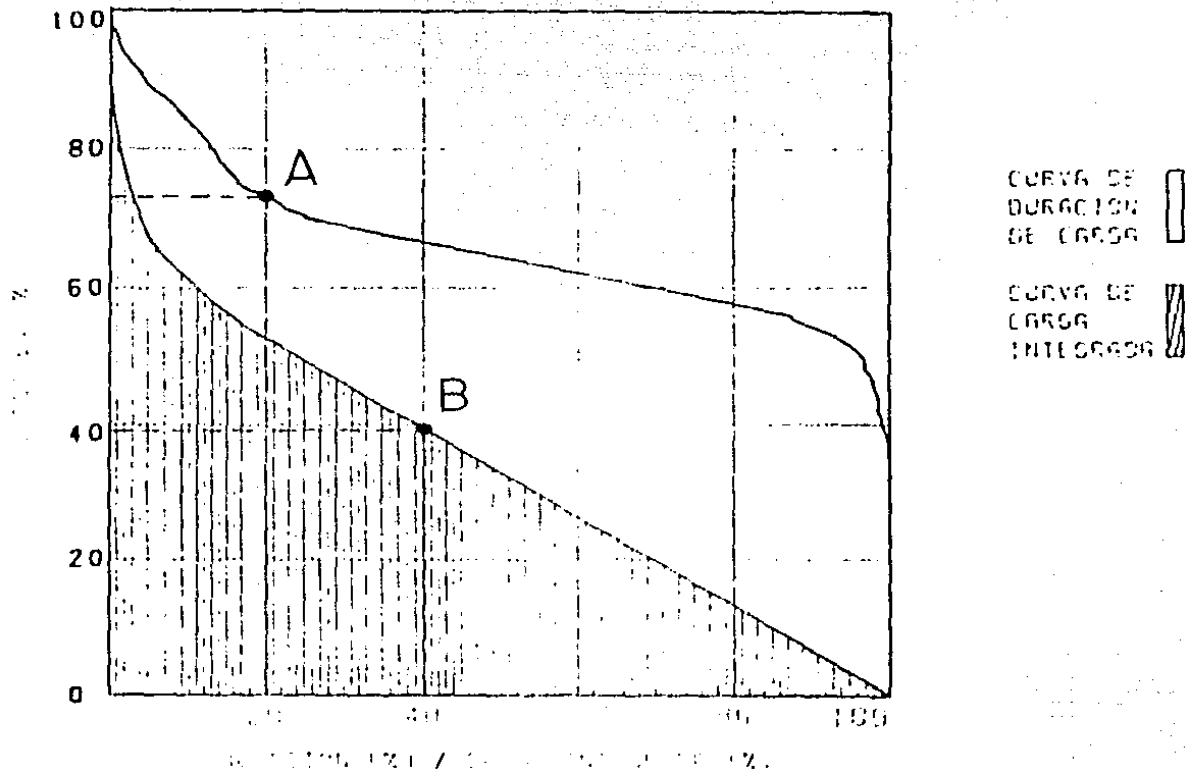
.El Estudio del desarrollo del mercado eléctrico. (CFEG88-3)

El estudio del Mercado eléctrico para el periodo 1989-1994, previó un crecimiento de la demanda con una tasa media anual del 6.4% y del 6.1% para 1989. Sin embargo, se ha presentado un crecimiento de 9.4% hasta septiembre. Con las proyecciones de crecimiento del PIB del Plan Nacional de Desarrollo, se espera que la demanda crecerá con tasas de 7.1 a 7.6%. Es decir, superiores en más de uno por ciento a las previstas. Se pretende controlar incrementos mayores con medidas para optimizar el uso de la energía (GUE89).

El siguiente cuadro, tomado del estudio del mercado eléctrico, relaciona el crecimiento del PIB y crecimiento de la generación.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL CRECIMIENTO							
DEL PIB EN 1987							
CRECIMIENTO (%)		0.0	1.0	2.0	3.0	3.3	4.0
DEL PIB 1987							
GENERACION NETA							
(S/INC. EXPORT.) (Δ %)		3.9	4.2	4.5	4.9	5.0	5.2
GENERACION NETA							
(C/EXPORT.) (Δ %)		4.2	4.5	4.9	5.2	5.3	5.5

FIGURA 3.11.



Este estudio del mercado se enfoca a tener estimaciones de la capacidad y energía que se requerirán en el futuro. Es necesario estimar el desarrollo del mercado a niveles de desagregación geográfica para definir óptimamente la localización y tamaño de las centrales de generación, así como de las subestaciones y líneas requeridas. (CEG, 1973)

Así, la planeación de la expansión del Sector Eléctrico debe garantizar que la oferta supere a la demanda, con un nivel de confiabilidad aceptable.

Por lo anterior, el criterio utilizado es establecer un programa de obras basado en un horizonte alto de la demanda. Esto se debe a que los pronósticos del mercado pueden ser altos, medios o bajos, pues la demanda refleja situaciones macro y microeconómicas que es necesario analizar.

Esta consideración se basa en la certeza de que el costo de un exceso de capacidad es menor que el costo social por falta de suministro (costo de falla). Para no excederse en esta capacidad instalada, es posible retrasar el programa de obras; la demanda absorberá paulatinamente el excedente.

.Estudios para el pronóstico de la demanda.

Se parte de los registros históricos obtenidos de las áreas de operación de la empresa eléctrica. Para fines de análisis se particiona la red eléctrica en subsistemas.

Los registros más importantes que se deben tener, son: ventas de energía eléctrica, consumos, demandas, etc. Además, identificar las cargas individuales importantes, (fundamentalmente sector industrial) y su evolución futura; lo anterior se logra por las solicitudes realizadas y por encuestas locales.

Se debe llegar a definir un pronóstico por subsistema, tanto en energía, como en potencia. En lo referente al pronóstico del subsistema, llamémoslo (E_s), se estudia el desarrollo tendencial del consumo: $E_{s,t}$ y se prevén desarrollos individuales ($E_{s,c1}$). Para el

análisis de la potencia demandada, se hace uso de los Factores de Carga (tendencia histórica $IMN_{s,t}$). Para definir el factor de carga del

subsistema (DMN_{Σ}), se combina el de cargas individuales ($DMN_{\Sigma CI}$) con el tendencial de la potencia; así, se establece la Demanda Máxima Neta del subsistema (DMN_{Σ}). Algebraicamente:

$$DMN_{\Sigma} = f (DMN_{\Sigma t}, DMN_{\Sigma CI})$$

$$E_{\Sigma} = f (E_{\Sigma t}, E_{\Sigma CI})$$

Para obtener la Demanda Máxima Bruta del subsistema (DMB_{Σ}), se añaden a las Demandas Máximas Netas los usos propios por producción.

Para la estimación de las ventas de energía del subsistema (en GWh), se considera una evolución de las pérdidas. Posteriormente, se efectúa un desglose por tarifas y se evalúan los ingresos probables.

. Modelos utilizados.

La verificación de los estudios del desarrollo de la demanda se logra con la utilización de un modelo macroeconómico. El supuesto es el siguiente:

$$D_E = f (V_E, V_D, V_C, V_T)$$

donde:

D_E = demanda de energía eléctrica.

V_E = variables económicas (ritmo de actividad económica, inversión bruta fija, esto es, variaciones en el PIB).

V_D = variables demográficas. (variaciones poblacionales).

V_C = variables climatológicas (las condiciones climatológicas tienen ciclicidad.).

V_T = variables tecnológicas (efectos a largo plazo por reemplazo en maquinaria y equipo ó en electrodomésticos).

. Consideraciones actuales sobre demanda.

Actualmente, la CFE utiliza un modelo econométrico para predecir la demanda de energía eléctrica. A continuación, se presenta el

análisis realizado en 1989. (CFEG88-3) (Tabla 3.4)

Como puede verse, el pronóstico supone una Tasa Media Anual de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) de 4.76% en el periodo 1988-1998. De acuerdo a esto, la generación neta (sin incluir importaciones), crecerá a una tasa media de 6.5% y la elasticidad generación/PIB será 1.3 (la elasticidad media durante 1970-1980) fue de 1.35 y para 1975-1985, de 1.79).

De registros históricos se puede observar que la elasticidad ha sido alta en los años de bajo crecimiento económico, y más baja en los de alto crecimiento. El número de usuarios ha aumentado establemente, y éste factor ha sido el más importante, pues explica el aumento en la demanda. Los últimos años exigirían incluir otras variables explicativas: p.e. el precio del bien y las innovaciones tecnológicas al alcance de los usuarios.

Puede decirse que el análisis econométrico es fundamental para el pronóstico de la demanda, y no sólo eso, sino el conocimiento de todas las variables que modifican el consumo (gestión de la demanda). Concretamente, el Pacto para la Estabilidad y el Crecimiento Económico (PECE), instrumento de la política económica estatal, ha provocado caídas del crecimiento del PIB, con incrementos mayores del consumo de aquellos bienes con precios controlados. Los índices demográficos hacen esperar tasas mayores: la tasa media anual de crecimiento poblacional (1988-1998) de CONAPO es de 3.6% para la población entre 20 y 64 años. De esta manera, para dar empleo a dicha fuerza laboral, la economía debería crecer a tasas mayores del 5%, situación que parece poco factible a partir de las medidas gubernamentales para el control de la inflación.

.Gráficas utilizadas en el estudio del mercado eléctrico.

La CFE publica gráficas que representan los pronósticos elaborados por sus áreas de planeación. La gráfica 3.12 relaciona el crecimiento de la energía necesaria bruta y neta, y el de las ventas, todo en energía (GWh), durante el periodo en estudio (1984-1998).

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Tabla 3.4.

MODELO ECONOMETRICO PARA PREDECIR LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Año	Generación Bruta		Generación Meta		Ventas		PIB		IBF		IBF/PIB Población	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(1980*10 ¹⁰)	(%)	(1980*10 ¹⁰)	(%)	(%)	(10 ⁶)
1970	26030		25434		21758		235.899		45.718			51.176
1971	28893	10.23	27806	9.33	23705	8.95	245.739	4.17	48.867	-1.71	19.89	52.884
1972	31509	10.85	30864	10.99	26412	11.42	266.597	8.49	54.846	12.24	20.57	54.661
1973	34761	9.36	33789	9.48	29021	9.88	295.016	8.41	62.934	14.75	21.78	56.481
1974	36407	10.43	37455	10.85	32152	10.75	305.677	6.11	67.907	7.90	22.14	58.320
1975	41228	7.35	40017	6.84	35415	10.18	323.885	5.61	74.199	9.27	22.91	60.153
1976	44907	8.97	43591	8.93	38211	7.68	337.614	4.24	74.532	0.45	20.09	61.979
1977	49010	9.09	47247	9.39	41517	8.61	349.237	3.44	89.528	-6.71	19.91	63.213
1978	53048	5.24	51067	8.05	45423	9.41	378.048	8.25	80.077	15.17	21.18	64.655
1979	55387	5.59	55609	6.89	49429	8.81	410.658	9.15	96.230	20.25	23.23	67.517
1980	60481	7.58	59937	7.78	52658	6.53	447.608	8.32	110.678	14.94	24.76	69.393
1981	65113	9.18	65559	9.61	57455	9.11	486.222	6.77	128.638	16.23	26.45	71.254
1982	71222	7.34	70292	6.99	61479	7.00	493.169	-0.63	107.037	-16.75	22.15	73.186
1983	74543	2.21	71518	1.74	61059	1.01	482.894	-4.20	76.757	-25.25	18.58	75.107
1984	78138	6.27	76007	6.29	66038	6.81	479.504	3.59	81.701	6.42	17.04	77.041
1985	85301	7.25	81443	7.15	71062	7.13	492.643	2.61	88.116	7.85	17.91	78.390
1986	89505	4.93	85264	4.72	74473	4.80	473.215	-3.93	77.720	-11.80	16.42	80.970
1987	95369	7.66	91669	7.49	79590	6.97	480.239	1.48	77.234	-0.82	16.06	82.966
1988	102073	5.92	97225	6.06	83881	5.39	487.443	1.50	80.169	3.80	16.45	84.976
1989	108080	6.08	103085	6.03	89248	6.40	511.671	4.97	89.543	11.69	17.50	86.999
1990	115091	6.29	109631	6.35	95239	6.71	538.651	5.28	113.124	26.35	21.00	89.010
1991	121453	6.40	115712	6.46	101624	6.70	561.679	4.27	123.569	9.23	22.00	91.036
1992	129029	6.18	123638	6.11	106951	6.30	580.296	3.69	131.035	6.05	22.50	93.070
1993	138576	6.58	131839	6.48	115234	6.65	604.730	3.84	138.068	6.14	23.00	95.107
1994	147961	6.77	140706	6.73	123200	6.91	633.887	4.82	145.794	4.82	23.00	97.141
1995	157561	6.58	149764	6.44	131347	6.61	670.377	5.76	154.187	5.76	23.00	99.165
1996	166960	5.83	156300	5.70	138917	5.76	700.470	4.79	161.570	4.79	23.00	101.182
1997	176136	5.56	167176	5.61	145756	5.64	739.960	5.34	170.191	5.34	23.00	103.196
1998	187402	6.40	177922	6.43	156404	6.57	775.816	4.85	178.436	4.85	23.00	105.199

PIB = Producto Interno Bruto en decenas de miles de millones de pesos de 1980.

IBF = Inversión Bruta Fija en decenas de miles de millones de pesos de 1980.

CFE

SECTOR ELECTRICO RESUMEN

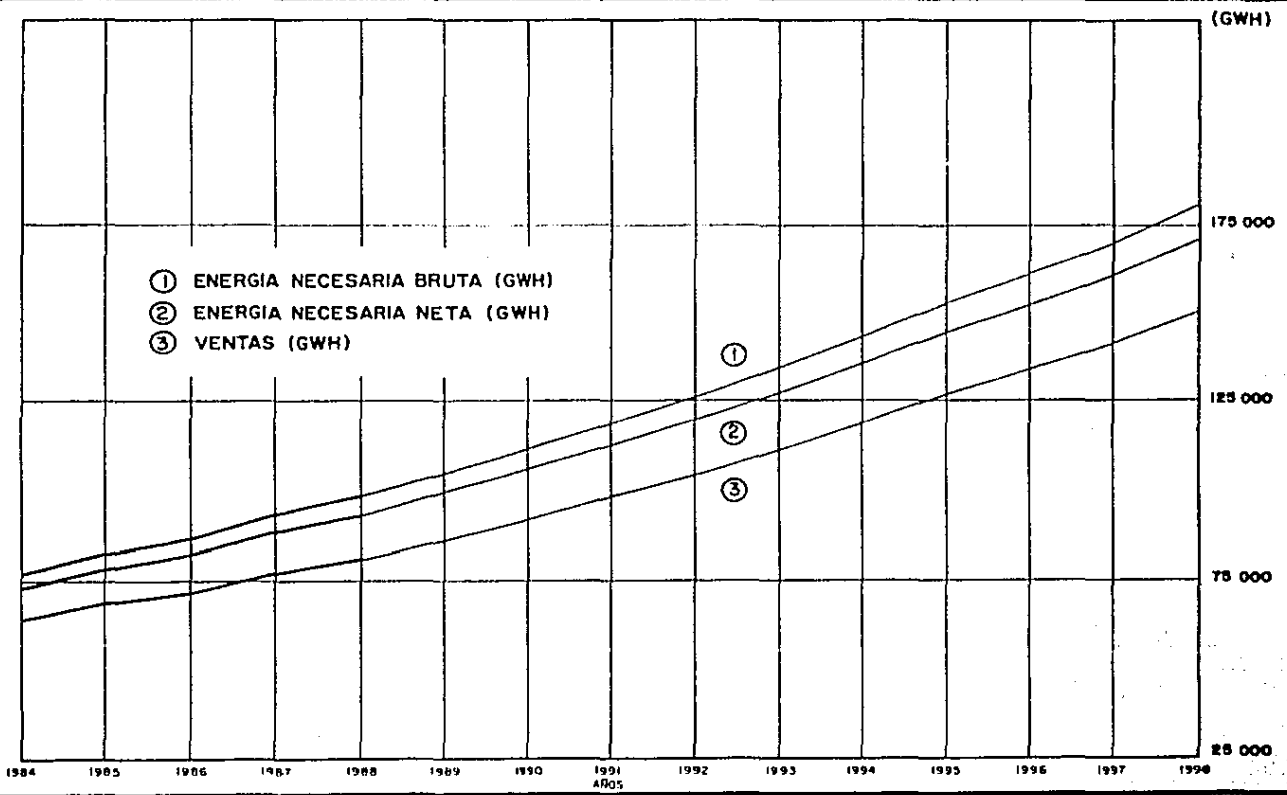


Fig. 3.12 (CFEG883)

CFE

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
RESUMEN

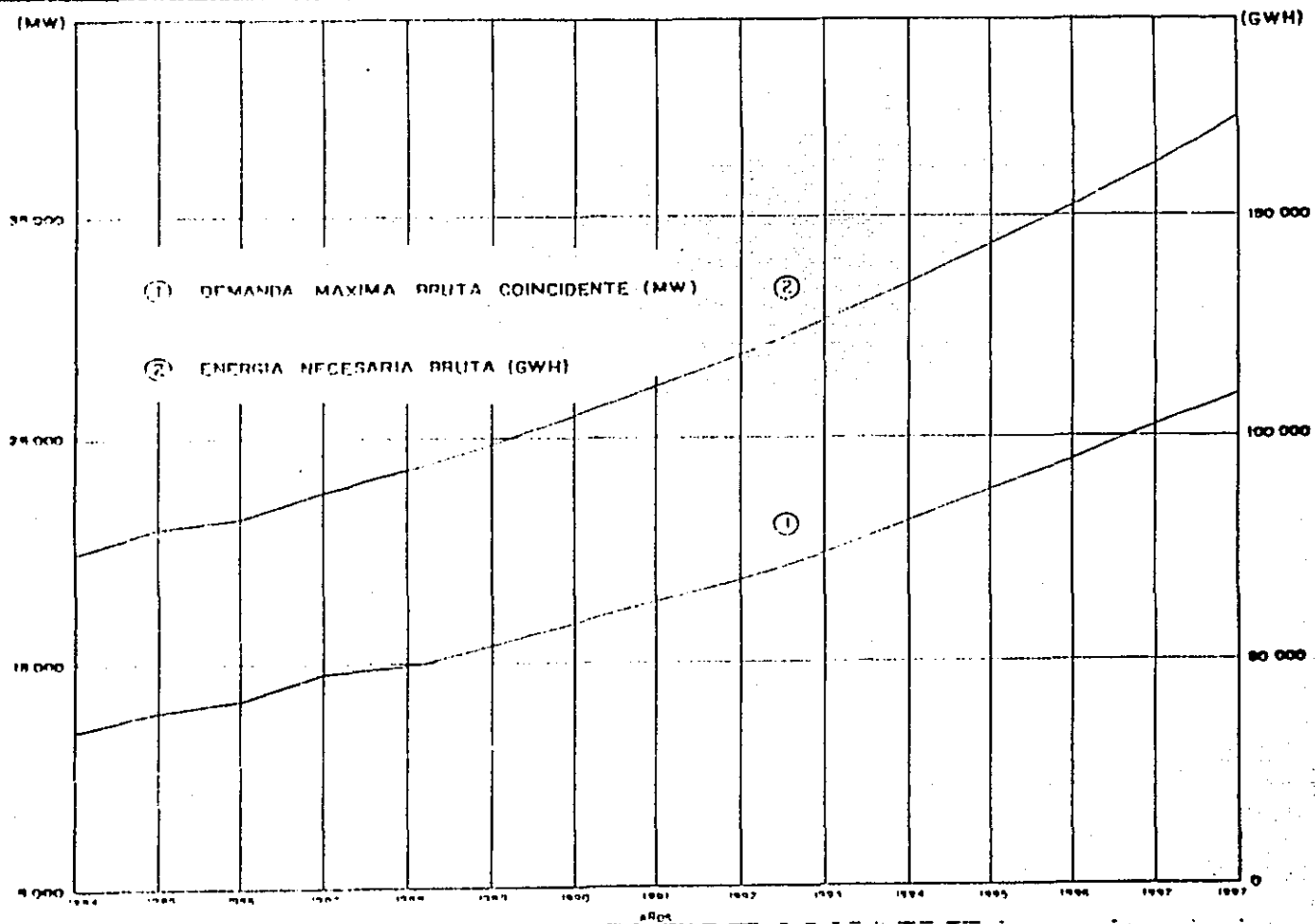


FIG. 3.12 Bis
PROYECCION DE LA DEMANDA Y ENERGIA SIN (CFEG883)

.Proyecciones de las variables de la demanda eléctrica.

Las siguientes tablas presentan las proyecciones de las variables de la demanda, que la CFE considera para elaborar su programa de obras. Se calcula usualmente con el siguiente nivel de agregación:

- .sector eléctrico nacional (incluye importaciones y exportaciones).
- .sistema eléctrico nacional (sin incluir importaciones y exportaciones).
- .sistema interconectado nacional (la red interconectada del país), sin considerar los sistemas peninsular y Baja California Norte y Sur.

Para la serie de tiempo se calculan los incrementos anuales con el objeto de estudiar su evolución (Tabla 3.5. y 3.6.). Posteriormente, se grafican los valores (Gráfica 3.13) para observar su tendencia; como pueda verse, el resumen nacional del sector eléctrico tiene tasas altas de crecimiento. Hasta el año de 1988 se registran datos históricos. Comparativamente, el sistema Baja California Norte, p.e. tiene consideradas las tasas de crecimiento mayores.

Debe registrarse también la Demanda Máxima Bruta y la Energía Necesaria Bruta y Neta para todo el sector eléctrico.

.Análisis de las variaciones estacionales. [CFE88-3]

Con este estudio se quiere conocer la variación en cada estación, día y hora de la demanda de energía eléctrica. Esta, varía con el tiempo consistentemente: La demanda máxima ocurre a determinadas horas del día y el inicio y fin de éste "pico" tiene un valor esperado. Esta variación es importante, pues la teoría marginalista considera un cargo adicional en periodos y horas de alta demanda.

Las áreas de control (ver Glosario) recaban información de la generación horaria y de ello se induce el comportamiento de la demanda, aunque se desprecian las pérdidas de transmisión y distribución. Puede observarse, el comportamiento similar de los

.Proyecciones de las variables de la demanda eléctrica.

Las siguientes tablas presentan las proyecciones de las variables de la demanda, que la CFE considerará para elaborar su programa de obras. Se calcula usualmente con el siguiente nivel de agregación:

- .sector eléctrico nacional (incluye importaciones y exportaciones).
- .sistema eléctrico nacional (sin incluir importaciones y exportaciones).
- .sistema interconectado nacional (la red interconectada del país), sin considerar los sistemas peninsular y Baja California Norte y Sur.

Para la serie de tiempo se calculan los incrementos anuales con el objeto de estudiar su evolución (Tabla 3.5. y 3.6.). Posteriormente, se grafican los valores (Gráfica 3.13) para observar su tendencia; como puede verse, el resumen nacional del sector eléctrico tiene tasas altas de crecimiento. Hasta el año de 1988 se registran datos históricos. Comparativamente, el sistema Baja California Norte, p.e. tiene consideradas las tasas de crecimiento mayores.

Debe registrarse también la Demanda Máxima Bruta y la Energía Necesaria Bruta y Neta para todo el sector eléctrico.

.Análisis de las variaciones estacionales. (CFEG88-31)

Con este estudio se quiere conocer la variación en cada estación, día y hora de la demanda de energía eléctrica. Esta, varía con el tiempo consistentemente: La demanda máxima ocurre a determinadas horas del día y el inicio y fin de éste "pico" tiene un valor esperado. Esta variación es importante, pues la teoría marginalista considera un cargo adicional en periodos y horas de alta demanda.

Las Areas de control (ver Glosario) recaban información de la generación horaria y de ello se induce el comportamiento de la demanda, aunque se desprecian las pérdidas de transmisión y distribución. Puede observarse, el comportamiento similar de los

Días Laborales (DL) por un lado, y de los Fines de Semana (FS) por otro, en cuanto a las variaciones horarias y mensuales, de la demanda.

Para el estudio de la estacionalidad, se seguirá el siguiente procedimiento: [Fig.3.14.]

1. Estudio de la Evolución del Factor de Demanda Máxima Mensual.

- 1.1. Del sistema eléctrico nacional.
- 1.2. de los sistemas interconectados.

2. Estudio de la demanda y horario de pico.

- 2.1. del sistema eléctrico nacional.
- 2.2. de los sistemas interconectados.

Para definir la estacionalidad de la demanda (que es la variación debida a las condiciones particulares de cada estación climatológica o época del año), y la duración-horario del pico, fue necesario analizar el problema de la demanda bajo los aspectos de:

.estacionalidad de la Demanda Máxima Mensual (potencia).

Objetivo: identificar los periodos (meses o grupos de meses) en los cuales se presentan cualquiera de las siguientes condiciones:

- .alta demanda.
- .baja demanda.

El criterio utilizado para establecer estacionalidades de alta demanda, fue el siguiente "que la Demanda Máxima Mensual (DMM) sea mayor a un cierto porcentaje de la Demanda Máxima Anual (DMA)"

.estacionalidad en cuanto a la duración y horario del pico.

Objetivo: identificar los periodos (meses o grupo de meses) en los que el pico se presenta en horarios similares.

El criterio utilizado fue el siguiente: "que la demanda diaria se presente por arriba de un cierto porcentaje de la Demanda Máxima Mensual (DMMD)".

En este caso, se observó un comportamiento diferente de los fines de semana con respecto a los días laborables.

Desarrollo.

1. Estudio de la evolución del Factor de Demanda Máxima Mensual (Estacionalidad por potencia).

1.1. del sistema eléctrico nacional.

La Tabla 3.7 presenta la evolución del Factor de Demanda Máxima Mensual de las áreas que componen el sistema, observándose que en promedio las demandas mensuales son mayores alrededor del mes de septiembre.

Los valores están dados como un porcentaje de su Demanda Máxima Anual y están tomados de las Curvas de Duración de Carga del Sistema Eléctrico Nacional (CFE-891).

La Fig. 3.15 presenta la evolución del valor medio a lo largo del año, para todas las áreas del sistema eléctrico (sistema interconectado y sistemas aislados).

La evolución anual del Factor de Demanda Máxima del Sistema Eléctrico, tomado en conjunto, se observa en la Tabla 3.3. El mes de septiembre es el de mayor demanda en este periodo. Esta evolución se registra en la Figura 3.16.

Basada en el valor promedio ($\bar{x} = 0.9629$) y tomando aquellos meses con valores mayores al 0.9600, el periodo de alta demanda es: mayo-noviembre.

Considerando los valores de la desviación estándar, el periodo más consistente en alta demanda, es: junio a diciembre, observando que

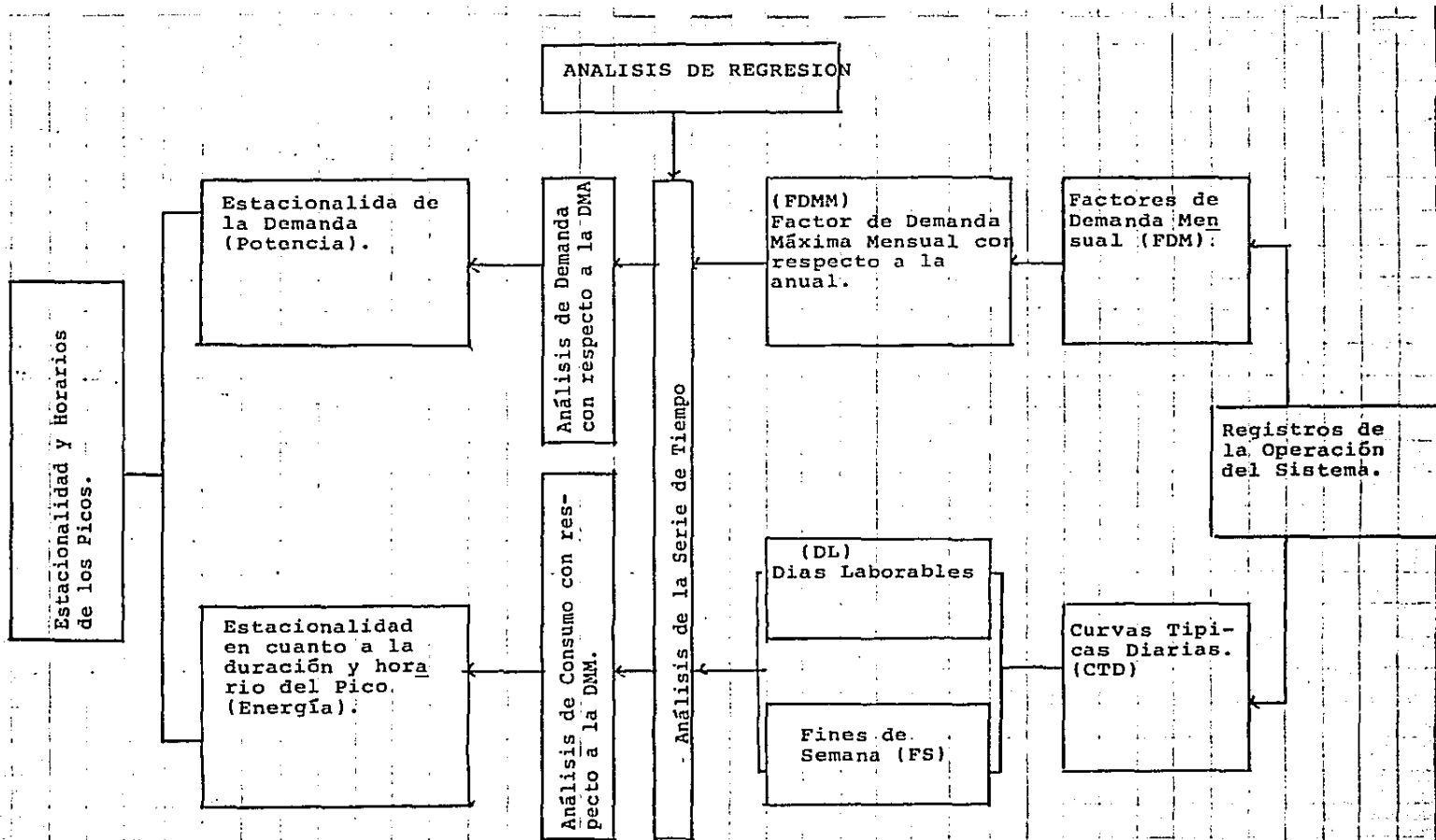


FIG.3* Metodología para determinar Estacionalidades de la demanda

TABLA No. 33

VALORES NUMERICOS DE LAS CURVAS DE DURACION DE CARGA Y DE CARGA INTEGRADA [CFE - EQ]

U. D. C. A. T. A	ABSCISA	ABSCISA	ABSC. CURVA	ORDENADA	ABSCISA	ABSCISA	ABSC. CURVA
C. A. T. A	MORAS	C. D. C.	CAPCA INTEGRADA	C. MAX	MORAS	C. D. C.	CARGA INTEGRADA
10	1	0.13441	0.331100	50	721	96.9086C	24.001684
90	2	0.68602	0.301000	49	722	97.04301	25.534453
80	2	0.26082	0.301111	48	722	97.04301	27.014769
70	3	0.7204	0.31022	47	729	97.06307	28.445526
60	4	1.0068	0.32033	46	729	97.06307	29.845475
50	5	1.47840	0.33046	45	732	96.38710	31.496225
40	10	1.74731	0.61119	44	735	96.79032	32.965246
30	16	2.41935	0.51163	43	735	98.74032	34.442217
20	23	3.09140	0.21000	42	735	96.79032	35.949102
10	25	3.76344	0.17225	41	736	98.92473	37.106160
0	33	4.43548	0.22434	40	739	95.32796	38.015182
	41	5.51075	0.29294	39	740	99.46236	40.510354
	45	6.14240	0.31356	38	742	99.73116	42.047577
	56	7.52688	0.475670	37	743	99.86559	43.568901
	61	8.19492	0.50047	36	743	99.86559	45.092274
	67	9.00538	0.715555	35	743	99.86559	46.615648
	71	9.54301	0.652925	34	744	100.00000	48.139022
	77	10.34946	0.996497	33	744	100.00000	49.662446
	85	11.42473	1.156370	32	744	100.00000	51.185870
	92	12.36559	1.330645	31	744	100.00000	52.715294
	95	12.90323	1.219273	30	744	100.00000	54.240718
	103	13.64409	1.716102	29	744	100.00000	55.766142
	104	13.97449	1.927203	28	744	100.00000	57.291566
	112	15.05374	2.140514	27	744	100.00000	58.816990
	118	15.86071	2.370144	26	744	100.00000	60.342414
	123	16.53226	2.612004	25	744	100.00000	61.867838
	138	19.54879	2.864271	24	744	100.00000	63.393263
	150	20.16126	3.147212	23	744	100.00000	64.918687
	162	21.77419	3.454725	22	744	100.00000	66.444111
	175	23.52150	3.786906	21	744	100.00000	67.969535
	189	25.40323	4.145709	20	744	100.00000	69.494959
	222	29.83871	4.533216	19	744	100.00000	71.020383
	247	33.46774	4.986383	18	744	100.00000	72.545807
	280	37.63441	5.408908	17	744	100.00000	74.071231
	315	42.33871	6.072992	16	744	100.00000	75.596655
	349	46.90860	6.718837	15	744	100.00000	77.122079
	382	51.34409	7.438352	14	744	100.00000	78.647504
	417	56.04439	8.217607	13	744	100.00000	80.172928
	451	60.61828	9.072583	12	744	100.00000	81.698352
	487	65.45699	9.957269	11	744	100.00000	83.223776
	518	69.62365	10.995765	10	744	100.00000	84.749200
	556	74.73118	12.057821	9	744	100.00000	86.274624
	597	78.89785	13.197789	8	744	100.00000	87.800048
	616	82.79570	14.401316	7	744	100.00000	89.325472
	647	86.96236	15.664301	6	744	100.00000	90.850896
	659	88.57527	16.990044	5	744	100.00000	92.376320
	677	90.99462	18.341995	4	744	100.00000	93.901744
	691	92.87634	19.730048	3	744	100.00000	95.427168
	705	94.75806	21.146266	2	744	100.00000	96.952592
	714	95.92774	22.592269	1	744	100.00000	98.478016
				0	744	100.00000	100.003440

DEM. MAXIMA 2695.0 MW

CONSUMO

1314.440994 GWH

-55-

VALORES NUMERICOS DE LAS C.T.D.
CURVAS TIPICAS DIARIAS EN P.C. DE LA D. MAXIMA

DICIEMBRE

AREA CENTRAL		1988						
HORA	DOM	LUN	MAR	MIE	JUE	VIE	SAB	
1	56.72	47.11	52.65	56.28	56.51	54.11	58.17	
2	51.05	42.84	47.95	52.70	53.23	52.27	53.28	
3	46.43	43.43	48.43	51.07	52.55	49.11	51.31	
4	47.18	42.38	46.55	50.01	49.43	49.03	50.59	
5	46.34	43.36	47.71	50.62	50.92	49.68	50.54	
6	44.45	45.24	48.84	52.60	50.96	50.55	50.12	
7	45.13	51.58	57.65	60.99	59.64	59.77	52.24	
8	47.14	56.82	64.80	68.81	63.42	65.20	58.63	
9	46.92	62.75	70.22	72.55	66.63	71.52	59.50	
10	47.27	64.64	71.61	71.32	67.78	71.54	62.50	
11	48.58	66.34	72.47	73.86	70.62	72.94	62.76	
12	48.63	66.67	73.96	73.55	69.70	73.39	61.98	
13	47.31	65.92	73.76	72.86	67.51	70.90	59.43	
14	46.33	64.36	70.24	71.08	68.44	70.64	57.57	
15	46.99	61.99	70.17	70.96	66.11	69.37	56.98	
16	46.34	64.62	71.88	72.41	67.34	68.37	56.27	
17	47.43	65.09	71.81	72.36	68.14	69.60	57.17	
18	49.50	67.59	74.92	75.71	70.35	72.27	59.14	
19	64.03	81.06	85.21	87.25	83.33	85.62	72.05	
20	72.87	85.37	93.40	92.42	87.76	90.19	79.92	
21	70.58	83.23	91.66	89.66	86.34	87.48	76.42	
22	65.23	79.06	83.12	84.14	81.77	79.84	71.67	
23	59.70	69.05	70.86	73.56	69.61	72.95	65.12	
24	51.51	57.76	62.66	62.84	60.25	61.83	60.17	
MUH EN P.C. DE D. MAX.	1245.68	1478.26	1622.52	1659.64	1588.02	1617.18	1443.54	

TABLA 3.2

[CFE - 89]

 * * * * *
 * * * * *
 * * * * *
 * * * * *

ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO 1984 - 1996
 SECTOR ELECTRICO

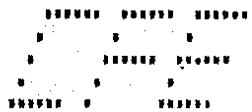
** P E S U M A **

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
** (MW) **															
DEMANDA MAXIMA NETA	13416	14329	14946	15933	16481	17624	18758	19921	21076	22389	23871	25389	26901	28402	30181
INCREMENTO (%)	4.28	6.81	4.31	6.60	3.44	6.94	6.43	6.39	5.80	6.23	6.62	6.36	5.95	5.58	6.26
USOS PROPIOS	655	698	739	808	844	900	944	1003	1073	1169	1297	1406	1477	1519	1577
DEMANDA MAXIMA BRUTA	14071	15027	15685	16741	17325	18524	19702	20924	22149	23558	25128	26795	28378	29971	31758
INCREMENTO (%)	4.19	6.79	4.38	6.75	3.49	6.92	6.36	6.20	5.85	6.36	6.66	6.63	5.91	5.44	6.14
** (GWH) **															
VENTAS	66333	71062	74473	79590	83881	89248	95239	101674	108051	115234	123200	131347	139917	146756	156908
INCREMENTO (%)	6.74	7.13	4.00	6.97	5.39	6.40	6.71	6.70	6.33	6.65	6.91	6.61	5.76	5.64	6.97
PERDIDAS (1)	9672	10438	10912	12164	13344	13846	14542	15088	15787	16605	17505	18417	19383	20426	21529
(2)	12.73	12.81	12.68	13.25	13.72	13.43	13.13	12.75	12.75	12.51	12.49	11.90	12.24	12.11	12.10
ENERGIA NEC. NETA	76005	81500	85285	91754	97225	103088	109631	116712	123838	131039	140708	149734	158300	167176	177933
INCREMENTO (%)	6.38	7.23	4.64	7.51	5.96	6.05	6.35	6.46	6.11	6.46	6.73	6.84	5.70	5.61	6.43
USOS PROPIOS	3029	3854	4221	4665	4848	5194	5460	5741	6127	6736	7253	7899	8500	8960	9469
ENERGIA NEC. BRUTA	79534	85358	89506	96419	102073	108281	115091	122453	130035	138575	149961	157663	166860	176136	187402
INCREMENTO (%)	6.28	7.33	4.65	7.71	5.88	6.05	6.29	6.40	6.18	6.58	6.77	6.56	5.83	5.56	6.40
FACTORES DE CARGA (1)(2)	64.52	64.94	65.14	65.75	67.26	66.75	66.66	66.81	67.61	67.15	67.22	67.17	67.12	67.20	67.36

TABLA 3-5

PROYECCION DE POTENCIA Y ENERGIA EN EL SECTOR ELECTRICO
 (CFEG883)

- (1) ESTE CONCEPTO INCLUYE PERDIDAS EN TRANSMISION Y DISTRIBUCION, Y DIFERENCIA POR CICLOS DE FACTURACION.
 (2) LOS FACTORES DE CARGA SON CALCULADOS A PARTIR DE LOS VALORES BRUTOS DE ENERGIA Y DEMANDA.

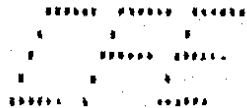


ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO 1984 - 1998
RESUMEN SECTOR ELECTRICO
** DEMANDA MAXIMA BRUTA (MW) **

AREA O SISTEMA	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
01 NOROESTE	1570	1772	1787	1963	1990	2145	2341	2519	2694	2862	3045	3242	3466	3689	3931
02 NOROESTE	1052	1143	1220	1355	1383	1467	1551	1627	1716	1826	1947	2078	2225	2387	2575
03 NORTE	1098	1083	1115	1210	1220	1329	1422	1504	1584	1673	1769	1880	2003	2138	2282
04 BAJA CALIF. NORTE	575	613	774	863	932	1056	1124	1186	1275	1347	1424	1529	1618	1484	1586
05 BAJA CALIFORNIA SUR	76	79	89	99	111	119	127	135	145	155	166	178	192	207	222
06 CENTRAL	4073	4274	4211	4360	4463	4607	4762	4923	5072	5325	5564	5783	6004	6268	6530
07 OCCIDENTAL	2561	2626	2956	3093	3310	3592	3874	4138	4395	4704	5034	5445	5820	6243	6718
08 ORIENTAL	2612	3014	3156	3395	3474	3718	3872	4330	4623	4978	5429	5832	6151	6521	6838
09 PENINSULAR	321	340	365	391	429	467	509	555	607	668	730	793	875	958	1049
SUBTOTAL	14060	15016	15673	16729	17312	18510	19687	20907	22131	23538	25107	26772	28354	29895	31731
10 PEQUEÑOS SISTEMAS	11	11	12	12	13	14	15	17	18	20	21	23	24	26	27
T O T A L	14071	15027	15685	16741	17325	18524	19702	20924	22149	23558	25128	26795	28378	29921	31758

TABLA 3.6

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA (POTENCIA) DE LAS AREAS QUE COMPONEN EL SECTOR ELECTRICO MEXICANO (CFEG883).



ESTUDIO DEL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO 1984 - 1993
 PERSONAL SECTOR ELÉCTRICO
 ** ENERGÍA NECESARIA NETA (MWH) **

AREA O SISTEMA	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
01 NORESTE	9385	10000	10431	10816	11621	12474	13543	14589	15562	16534	17529	18553	19896	21338	22747
02 NOROESTE	5675	6033	6643	7435	7903	8124	8667	9156	9673	10233	10743	11350	12037	13143	14108
03 NORTE	5957	6439	6910	6959	7426	7978	8547	9325	9536	10037	10643	11232	12073	12978	14751
04 BAJA CALIF. NORTE	2606	2783	4297	5075	5539	5736	6150	6514	6908	7371	7821	8259	8124	7573	7948
05 BAJA CALIFORNIA SUR	320	441	502	506	623	662	698	726	782	832	898	949	1015	1087	1165
06 CENTRAL	20531	21958	21839	22712	24024	24791	25607	26641	27767	28984	30372	31688	33045	34498	36037
07 OCCIDENTAL	14126	15118	16037	17346	18235	19636	21199	22773	24408	26388	28262	30214	32546	35167	38052
08 ORIENTAL	15639	16834	17964	18557	19736	21116	22507	24394	26132	28073	30632	32930	34774	36824	38735
09 PENINSULAR	1754	1742	1854	1935	2113	2337	2570	2818	3074	3351	3663	3995	4361	4764	5200
SUBTOTAL	75963	81457	85239	91102	97176	103031	109568	116642	123761	131754	140519	149671	158262	167072	177824
10 PEQUEÑOS SISTEMAS	42	43	47	52	55	57	63	70	77	85	89	93	98	104	109
TOTAL	76005	81500	85286	91154	97231	103088	109631	116712	123838	131839	140708	149764	158360	167176	177933

TABLA 3.6 bis

PROYECCION DE LA ENERGIA NECESARIA TOTAL DEL SECTOR ELECTRICO MEXICANO (CFE 8833)

105

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

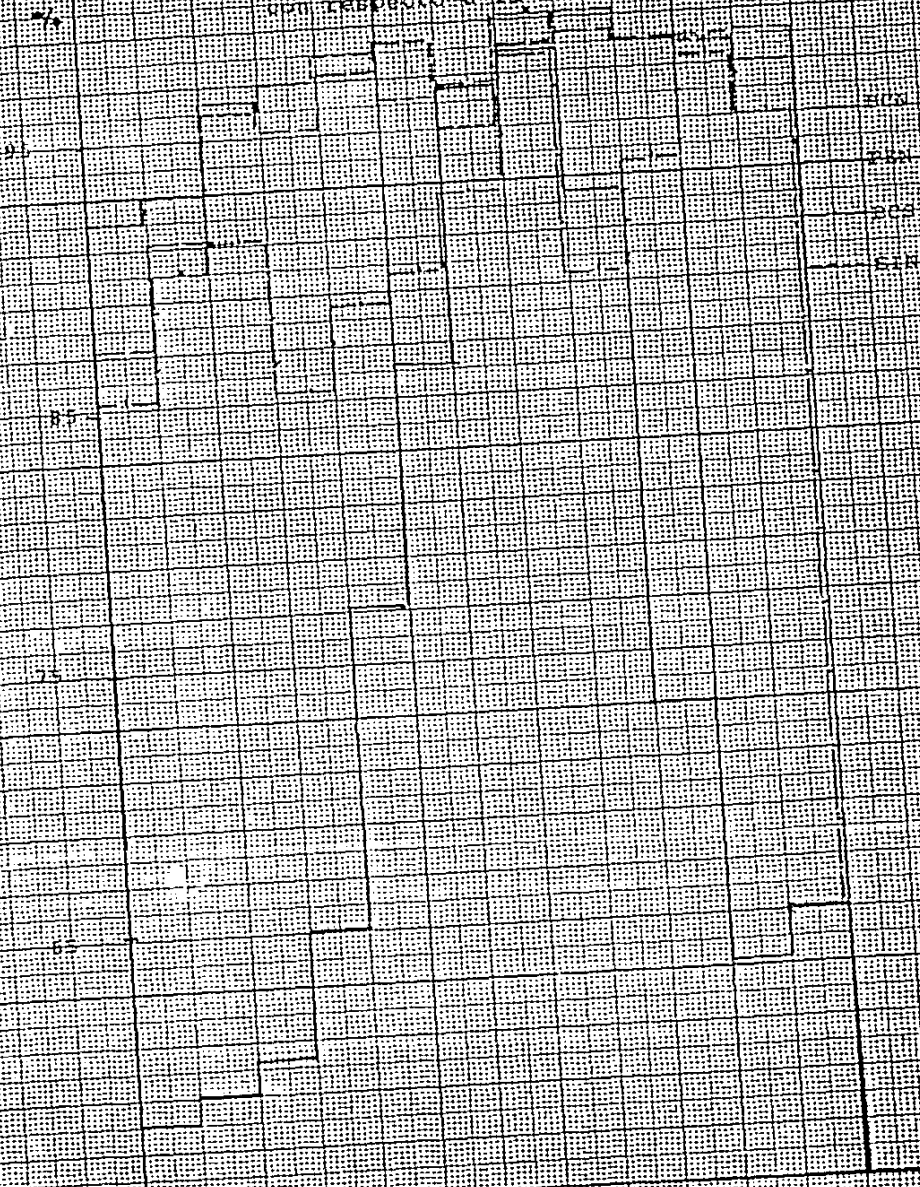
EVOLUCION DEL FACTOR DE DEMANDA MAXIMA MENSUAL (1984-1987)

MES	BCN	BCS	NOO	NOE	NOR	OCC	CEN	ORI	PEN
ENERO	0.5853	0.8520	0.6996	0.8321	0.8207	0.9057	0.9318	0.9166	0.8677
FEBRERO	0.5897	0.8950	0.7604	0.8200	0.8487	0.9257	0.9215	0.9138	0.9048
MARZO	0.6004	0.9032	0.7925	0.8544	0.8971	0.9740	0.9375	0.9155	0.9614
ABRIL	0.6460	0.8529	0.8316	0.8970	0.9203	0.9857	0.9208	0.9469	0.9512
MAYO	0.7720	0.8768	0.8909	0.9563	0.9558	0.9741	0.9177	0.9626	0.9740
JUNIO	0.8631	0.8885	0.9605	0.9701	0.9767	0.9343	0.9116	0.9394	0.9815
JULIO	0.9555	0.9165	0.9742	0.9742	0.9724	0.8632	0.8998	0.9309	0.9638
AGOSTO	0.9835	0.9890	0.9765	0.9999	0.9735	0.9240	0.9053	0.9507	0.9787
SEPTIEMBRE	0.9174	0.8937	0.9831	0.9839	0.9726	0.9496	0.9356	0.9679	0.9861
OCTUBRE	0.7264	0.9311	0.8737	0.9541	0.8995	0.9406	0.9620	0.9904	0.9794
NOVIEMBRE	0.6253	0.9695	0.7889	0.8986	0.8659	0.9485	0.9712	0.9692	0.9843
DICIEMBRE	0.6457	0.9534	0.7421	0.8759	0.8630	0.9591	0.9922	0.9628	0.9838

TABLA 3.7 (CFEG88-3)

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
 VALOR MÉSICO DE LA FUERZA DE
 LA DEMANDA MÁXIMA (en MW)
 con respecto a la anual 1984-1987

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA ANUAL



70
60
50
40
30
20
10
0

1984 1985 1986 1987

JAN FEB MAR ABR MAY JUN JUL AGO SEP OCT NOV DIC

FIG. 3.15

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
 Valor Medio de la Evolución
 de la Demanda en la
 con respecto a la

PORCENTAJE DE LA DEMANDA MAXIMA ANUAL

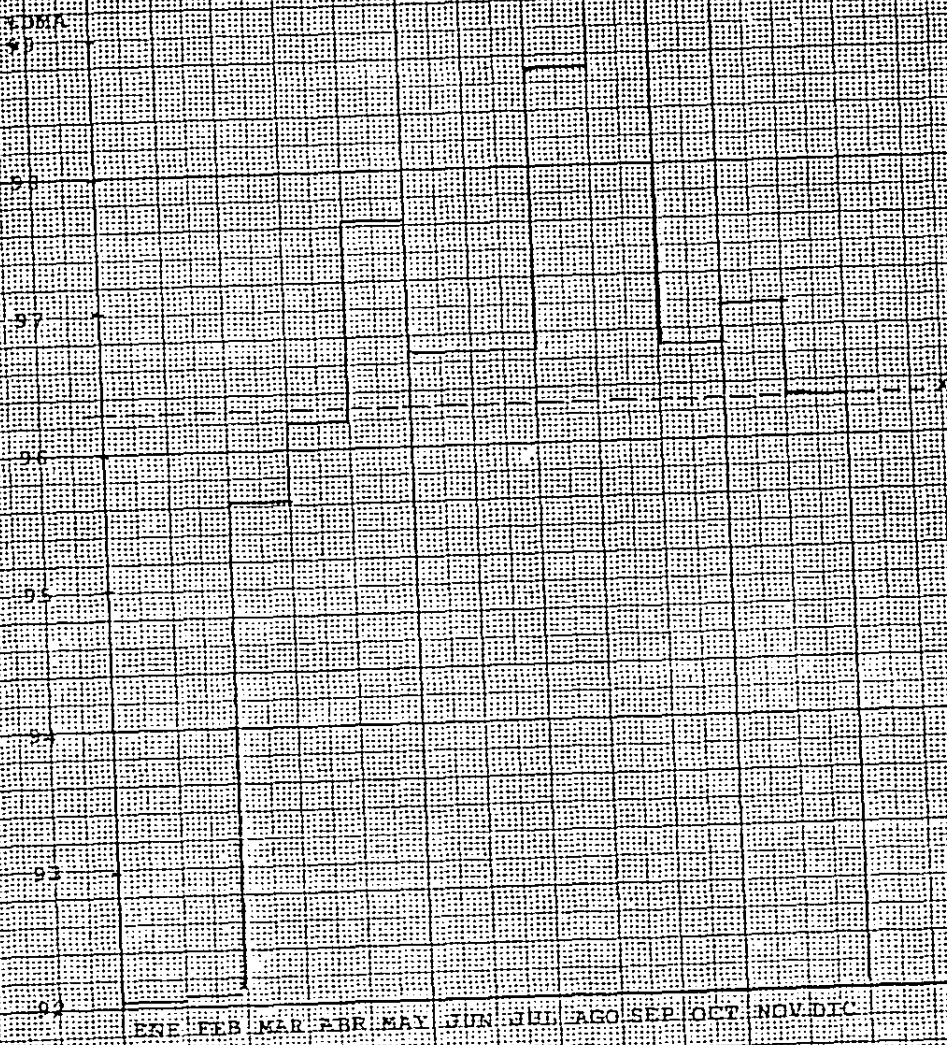


FIG. 3.36

en los últimos años la demanda se ha concentrado en el mes de septiembre con valores cada vez mayores, con respecto a los demás meses).

La demanda máxima registrada en el sistema en 1987 fue de 15.580.60 MW.

1.2. de los sistemas interconectados.

La tabla 3.9 registra la evolución anual (1984-1987) de los factores del sistema interconectados, con datos de las Curvas de Duración de Carga del Sistema Interconectado Nacional. De aquí, se concluye que el mes con mayor demanda es septiembre.

Basados en el criterio de tomar los meses con factores mayores al promedio ($\bar{x}=0.9665$), el periodo de alta demanda es: marzo-diciembre. Sin embargo, considerando los valores de la desviación estándar, el periodo más consistente, en promedio es: junio-diciembre, que puede tomarse como el más representativo (Fig. 3.17). El mes de julio puede considerarse de transición, pues sobre todo en las áreas del sur, disminuye la demanda máxima.

La demanda máxima registrada en el Sistema Interconectado Nacional fue de 14.520.00 MW (93.3% del sistema eléctrico).

El valor medio de la evolución para las áreas del Norte y Sur del país (integrantes del SIN) se observa en la Fig. 3.18 y 3.19.

Como puede verse, en las áreas del norte la demanda se concentra en el verano (con los meses con mayor calor), mientras que en las áreas del sur se concentran en primavera e invierno. La demanda en conjunto tiende a compensarse como se aprecia en los factores de la Tabla 3.9.

2. Estacionalidad en cuanto a la duración y horario del pico.

Se observo un comportamiento diferente entre días laborables y

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

EVOLUCION DEL FACTOR DE DEMANDA MAXIMA MENSUAL (1984-1987)

MES	1984	1985	1986	1987	PROMED.	DES. STD.
ENERO	0.9525	0.9170	0.9310	0.9422	0.9171	0.0311
FEBRERO	0.9196	0.9273	0.9459	0.9345	0.9191	0.0324
MARZO	0.9765	0.9600	0.9724	0.9115	0.9514	0.0261
ABRIL	0.9780	0.9681	0.9904	0.9310	0.9619	0.0240
MAYO	0.9355	0.9500	0.9753	0.9491	0.9752	0.0273
JUNIO	0.9758	0.9718	0.9778	0.9491	0.9663	0.0135
JULIO	0.9876	0.9711	0.9708	0.9867	0.9649	0.0180
AGOSTO	1.0000	0.9990	1.0000	0.9621	0.9973	0.0153
SEPTIEMBRE	0.9946	1.0000	0.9939	1.0000	0.9951	0.0056
OCTUBRE	0.9945	0.9773	0.9408	0.9951	0.9747	0.0183
NOVIEMBRE	0.9910	0.9732	0.9782	0.9643	0.9697	0.0097
DICIEMBRE	0.9973	0.9649	0.9709	0.9455	0.9429	0.0110

TABLA 3.8

$\bar{X} = 0.9629$

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

EVOLUCION DEL FACTOR DE DEMANDA MAXIMA MENSUAL (1984-1987)

MES	1984	1985	1986	1987	PROMED.	DES. STD.
ENERO	0.9486	0.9164	0.9564	0.8702	0.9019	0.0317
FEBRERO	0.9292	0.9207	0.9642	0.8940	0.9293	0.0340
MARZO	0.9890	0.9631	0.9711	0.9207	0.9600	0.0270
ABRIL	0.9836	0.9697	0.9936	0.9208	0.9712	0.0233
MAYO	0.9966	0.9878	0.9769	0.9176	0.9822	0.0207
JUNIO	0.9769	0.9749	0.9704	0.9186	0.9662	0.0110
JULIO	0.9416	0.9421	0.9526	0.9566	0.9514	0.0073
AGOSTO	0.9885	0.9770	1.0000	0.9590	0.9814	0.0157
SEPTIEMBRE	0.9976	1.0000	0.9902	1.0000	0.9945	0.0056
OCTUBRE	1.0000	0.9773	0.9614	0.9948	0.9835	0.0152
NOVIEMBRE	0.9944	0.9760	0.9736	0.9725	0.9756	0.0093
DICIEMBRE	0.9925	0.9653	0.9640	0.9521	0.9690	0.0147

TABLA 3.9

$\bar{X} = 0.9445$

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 VALOR MEDIO DE LA EVOLUCION
 DE LA DEMANDA MAXIMA MENSUAL
 CON RESPECTO A LA ANUAL (1984-1987).



FIGURA 3.17

AREAS DEL NOROCCIDENTE DEL PAIS
 VALOR MEDIO DE LA PRODUCCION
 DE LA DEMANDA MAXIMA MENSUAL
 CON RESPECTO A LA ANUAL
 (1984-1987)

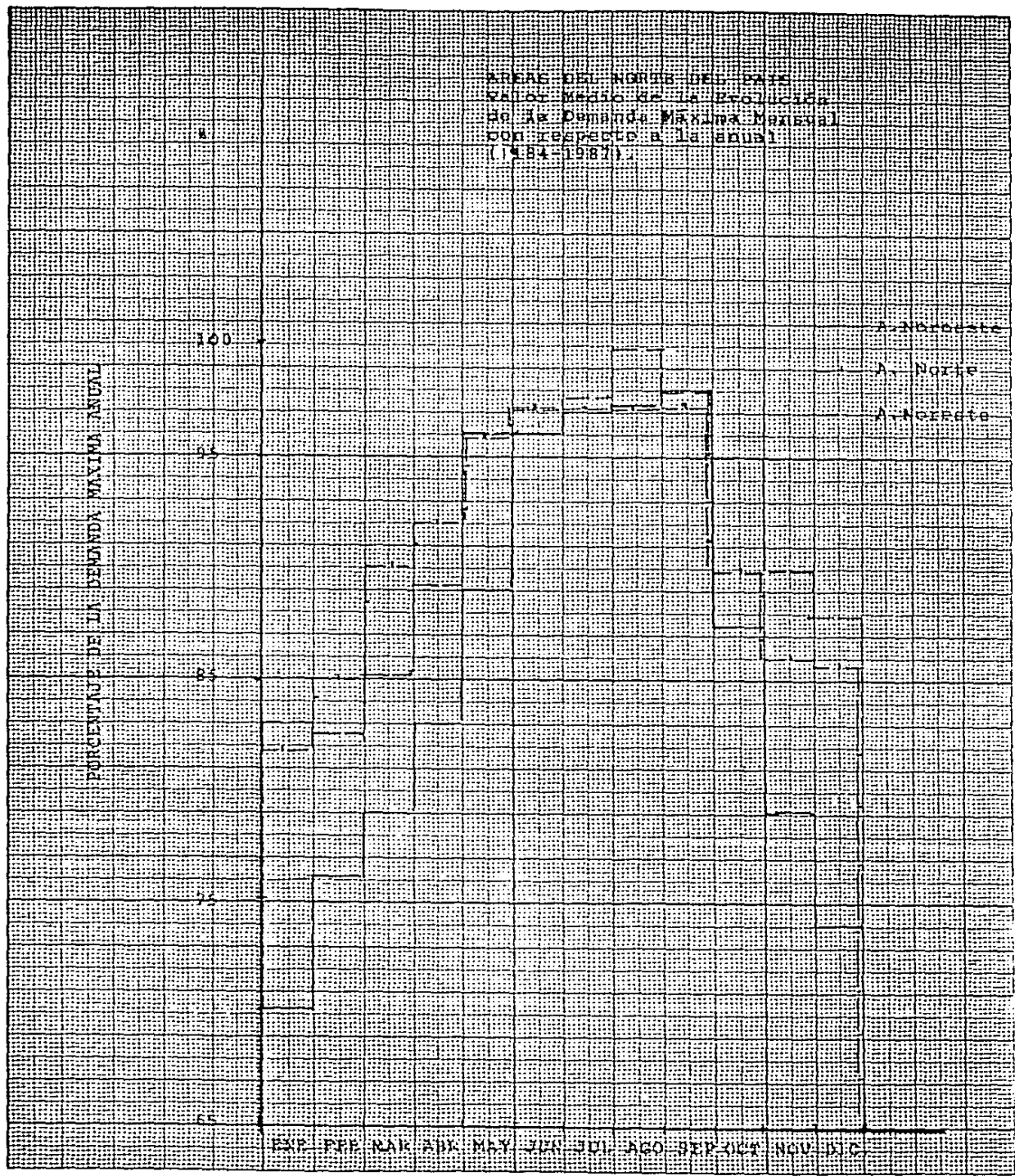
PORCENTAJE DE LA DEMANDA MAXIMA ANUAL

100
95
90
85
80

A-Noroeste
 A-Norte
 A-Noreste

ENE FEB MAR ABR MAY JUN JUL AGO SEP OCT NOV DIC

FIG. 3.18



AREAS DEL SUR DEL PAIS
 Valor Medio de la Puntuación
 de la Demanda Máxima Mensual
 con respecto a la BRUEL,
 1984-1987

PORCENTAJE DE LA DEMANDA MÁXIMA ANUAL

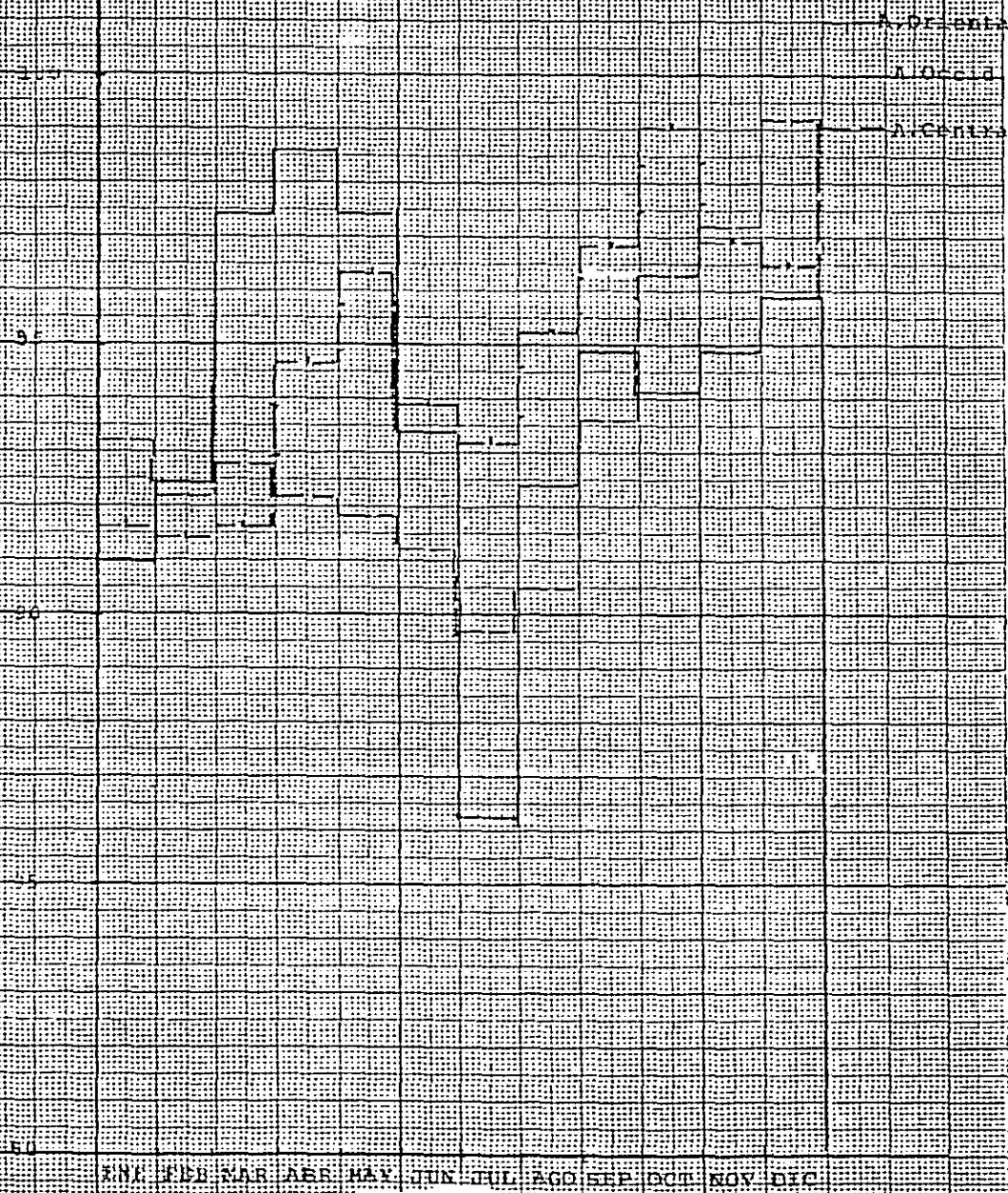


FIG. 3.19

finas de semana. Por ello, el porcentaje de la demanda diaria con respecto a la demanda máxima mensual, con el que se observan los picos, se consideró diferente para días laborables, sábados y domingos.

2.1. del sistema eléctrico.

La tabla 3.11 presenta el resumen del estudio de estacionalidades en las áreas del sistema eléctrico nacional para días laborables. De allí se concluyó que existen estacionalidades importantes en los sistemas de Baja California. En el sistema peninsular solamente hay un pequeño cambio de horario. En las áreas del SIN, las tres áreas del norte presentan estacionalidades claras, mientras que en el sur no existen, con la excepción del área occidental, donde pueda establecerse una pequeña estacionalidad en las mañanas del periodo febrero-mayo.

Para los días laborables, en promedio, el horario para los sistemas de Baja California es de 18.00 a 22.00 horas, horario similar al del sistema peninsular. El sistema interconectado norte, tiene en promedio estacionalidad en el periodo mayo-septiembre con horario de 12.00 a 23.00 horas; el resto del año, su horario es de 18.00 a 22.00 horas.

Intentando igualar el comportamiento de los días laborables y los fines de semana, se modificaron los porcentajes de la Demanda Máxima Mensual, así, se observó que los sábados tienen estacionalidades solamente en las áreas norte y en los sistemas aislados. El sistema sur no presenta estacionalidades.

Si siguiendo este método se llegaron a las siguientes conclusiones:

.el horario del pico de los domingos no varía a lo largo del año en todas las áreas.

.para los días laborables, el porcentaje de la Demanda Máxima Mensual, se tomó arriba del 60%, pues para valores menores se tienen demandas de base (Tabla 3.10).

TABLA 3.10

CURVAS TÍPICAS DIARIAS EN P.C. DE LA D. MÁXIMA

JULIO

AREA NOROC-STE

1964

HORA	DOM	LUN	MAR	MIE	JUE	VIE	SAB
1	.00	.00	81.21	81.37	.00	.00	80.00
2	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
4	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
5	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
6	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
7	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
8	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
9	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
10	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
11	.00	.00	82.78	82.40	82.69	.00	.00
12	.00	81.58	83.11	82.80	81.34	82.57	.00
13	.00	84.41	84.24	85.27	83.15	82.87	.00
14	.00	86.04	86.90	87.24	86.20	84.91	.00
15	.00	87.99	88.18	87.92	86.76	86.97	.00
16	.00	89.62	89.21	89.32	88.56	88.07	.00
17	.00	90.82	91.14	89.94	90.22	87.97	.00
18	.00	89.76	90.03	89.60	89.14	87.20	.00
19	.00	87.52	87.81	87.07	86.15	85.79	.00
20	.00	85.11	84.00	82.60	83.17	.00	.00
21	.00	87.97	88.30	88.30	87.87	85.38	.00
22	80.16	91.70	90.91	89.16	92.27	88.87	80.11
23	81.17	89.07	89.54	87.46	89.01	87.15	83.41
24	.00	89.07	85.11	82.07	84.14	82.90	80.61

1000 P.C.
DE D. MÁX.

1000.00 1010.00 1020.00 1030.00 1040.00 1050.00 1060.00 1070.00

CARACTERÍSTICAS DE LAS DEMANDAS TÍPICAS DE DEMANDA (1984-1987)
DÍAS LABORABLES (***)

SISTEMAS Y ÁREAS	DEMANDA MÁXIMA (X)		E S T A C I O N A L I D A D D E M A N D A				H O R A R I O D E L P I C O		RESTO DEL A OCURRENCIA DEL PICO (HORAS)	
	NUM	MES	ALTA DEMANDA	BAJA DEMANDA	CRITERIO X/DIA	MESES	HORARIO	CRITERIO X/DIA		
	1987	(1984-87)								
B.CALIFORNIA	686.4	AGOSTO	JUN-SEPT	OCT-MAY	85	JUN-SEP	12.0-22.0	55	18.0-21.0	
B.CALIF.SUR (**)	59.7	AGOSTO	AGO, OCT-DIC	ENE-JUN, SEP	92	MAY-OCT	12.0-22.0	85	18.0-22.0	
S E N T R O	A.NOROCCIDENTE	1355	SEPTIEN	JUN-SEP	OCT-MAY	90	JUN-SEP	13.0-24.0	85	19.0-29.0
	A.NORTE	1210	JUNIO	APR-SEP	OCT-MAR	90	APR-SEP	11.0-23.0	86	15.0-22.0
	A.NOROCCIDENTE	2331	AGOSTO	MAY-OCT	NOV-ABR	90	MAY-SEP	10.0-23.0	85	16.0-22.0
N O C O R O	A.CENTRAL	2959	ABRIL	MAR-MAY	JUN-FEB	96	FEB-MAY	16.0-14.0 19.0-22.0	80	19.0-22.0
	A.CENTRAL	4321	NOVIEN	OCT-DIC	ENE-SEP	93	NO HAY		87	16.0-22.0
	A.ORIENTAL	3058	OCTUBRE	AGO-DIC MAY	ENE-ABR JUN-JUL	95	NO HAY		60	18.0-22.0
PENTAGONAL (***)	398	SEPT.	JUN, AGO-SEPT	JUL, ENO-MAY	90	OCT-ABR	17.0-21.0	60	18.0-22.0	

(X) INCLUYE TODOS LOS DIAS DE LA SEMANA

(**) INCLUYE SOLO ABRIL 1987

(***) NO SE CONSIDERAN VALORES NEGATIVOS AL BOR POR SER
DEMANDA PICO

TABLA 3.11

.Para los sábados, los sistemas del sur y el sistema peninsular presentan consumos bajos : alrededor de 78% de la DMM; y las áreas del norte, cerca del 83% (Tabla 3.12). Con los domingos sucede algo similar: el sistema norte tiene porcentajes cercanos al 80% y las áreas del sur tienen alrededor del 70% de la DMM (Tabla 3.13).

Los horarios de los picos y los meses donde se presentan, se muestran en las Tablas 3.11, 3.12 y 3.13. Los bloques horarios para las áreas norte y sur del país se observan en las Figuras 3.20, 3.21 y 3.22.

En el cálculo de los Costos Marginales de la energía, la estacionalidad tiene un impacto considerable, así como el horario y duración del pico. Por ello, en la simulación de la operación debe incluirse un cargo especial por escalones de la demanda considerados de pico, así como otra diferenciación en aquellos meses donde la demanda diaria (curvas típicas) aumenta en duración.

ii. Estudios de la oferta necesarios en el cálculo de Costos Marginales.

La construcción de la curva de oferta eléctrica del sistema eléctrico es otro paso importante en el cálculo. Así, se construye una curva de oferta termoelectrica para las diferentes regiones, donde se refiere su capacidad instalada y su costo de generación. De esta manera, se suman capacidades, desde la unidad más barata hasta la más cara. Así, se construye la curva de oferta termoelectrica (Tabla 3.14 y Fig. 3.23).

3.6. Lineamientos metodológicos para establecer esquemas tarifarios

A continuación, se presentan las generalidades de una metodología que permita establecer un esquema tarifario basado en costos marginales, de acuerdo al desarrollo teórico propuesto por la teoría neoclásica. Tres serían las etapas importantes para el establecimiento de una tarifa con estas características: cálculo de los costos marginales de generación, transmisión y distribución :

CARACTERISTICAS DE LAS CURVAS TÍPICAS DE DEMANDA (1964-1967)
DIAS SABADOS

SISTEMAS Y AREAS	DEMANDA MAXIMA. (X)		E S T A C I O N A L I D A D D E M A N D A						RESTO DEL AÑO CONFERENCIA DEL PICO (HORARIO)
	ANUAL		ALTA DEMANDA		BAJA DEMANDA	CRITERIO % DMA	H O R A R I O D E L P I C O		
	NUM.	MES					MESES	HORARIO	
	1967	(1964-67)							
E. CALIFORNIA	686.4	AGOSTO	JUN-SEP	OCT-MAY	85	MAY-SEP	11.0-23.0	84	18.0-22.0
D. CALIF. SUR (X*)	95.7	AGOSTO	AGO, OCT-DIC	ENE-JUN, SEP	92	MAY-JUL	13.0-23.0	82	18.0-22.0
E. NOROCCIDENTE	1355	SEPTIEN	JUN-SEP	OCT-MAY	90	JUN-AGO	12.0-16.0 20.0-24.0	84	19.0-22.0
E. NOROCCIDENTE A. NOROCCIDENTE	1210	JUNIO	ABR-SEP	OCT-ABR	90	ABR-AGO	10.0-14.0 19.0-23.0	83	19.0-22.0
E. NOROCCIDENTE	2371	AGOSTO	MAY-OCT	NOV-ABR	90	MAY-SEP	10.0-23.0	86	18.0-23.0
A. OCCIDENTAL	2959	AGOSTO	MAR-MAY	JUN-SEP	96	NO HAY		81	19.0-22.0
A. OCCIDENTAL	4221	DICIEN.	OCT-DIC	ENE-SEP	95	NO HAY		77	19.0-22.0
A. OCCIDENTAL	3736	OCTUBRE	AGO-DIC MAY	ENE-ABR JUN-JUL	92	NO HAY		78	18.0-22.0
PENINSULAR (X*)	392	SEPT.	JUN, AGO-SEP	JUL, ENE-MAY	90	OCT-ABR	10.0-21.0	78	19.0-22.0

(X) INCLUYE TODOS LOS DIAS DE LA SEMANA
(X*) INCLUYE SOLO EL DIA 1967

TABLA 3.12

CARACTERISTICAS DE LAS CURVAS TIPIICAS DE DEMANDA (1984-1987)
DIAS DOMINGOS

SISTEMAS Y AREAS	DEMANDA MAXIMA (x)		E S T A C I O N A L I D A D DE M A N D A				RESTO DEL A OCURRENCIA DEL PICO (HORAS)		
	ANUAL		ALTA DEMANDA	BAJA DEMANDA	CRITERIO % DIA	HORARIO DEL PICO HORAS			
	NO	MESES							
	1987	(1984-87)							
E. CALIFORNIA	586.4	AGOSTO	JUN-SEP	OCT-MAY	65	NO HAY	75	18.0-22.0	
E. CALIF. SUR (13)	59.7	AGOSTO	AGO, OCT- DIC	ENE-JUN, SEP	92	NO HAY	80	18.0-22.0	
S. NOROCCIDENTE	1355	SEPTIER	JUN-SEP	OCT-MAY	90	NO HAY	75	19.0-22.0	
S. NOROCCIDENTE	1516	JUNIO	AGO-SEP	OCT-MAR	90	NO HAY	77	19.0-22.0	
S. NOROCCIDENTE	2031	AGOSTO	MAY-OCT	NOV-ABR	94	NO HAY	70	19.0-22.0	
S. OCCIDENTAL	2759	ABRIL	MAR-MAY	JUN-AGO	94	NO HAY	75	19.0-22.0	
S. CENTRAL	4321	NOVIEN.	OCT-DIC	ENE-SEP	92	NO HAY	66	19.0-22.0	
S. ORIENTAL	3255	OCTUBRE	AGO-DIC MAY	ENE-AGO JUN-JUL	92	NO HAY	68	18.0-22.0	
PENINSULAR (12)	396	SEPT.	JUN, AGO-SEP	JUL, ENO-MAY	92	OCT-ABR	10.0-21.0	75	19.0-22.0

(x) INCLUYE TODOS LOS DIAS DE LA SEMANA
(13) INCLUYE SOLO ENERO 1987

Tabla 3.13

CARACTERÍSTICAS DE LAS CURVAS TIPOICAS DE DEMANDA (1964-1967)
DÍAS HOMBROS

SISTEMAS Y ÁREAS	DEMANDA MÁXIMA (1)		E S T A D I S T I C A L I D A D D E M A N D A			H O R A R I O D E L P I C O		RESTO DEL A OCURRENCIA DEL PICO (HORARIO)	
	1967	1964-67	ALTA DEMANDA	BAJA DEMANDA	CRITERIO % DIA	MESES	HORARIO		CRITERIO MIN
	1967	(1964-67)							
B. CALIFORNIA	466.4	AGOSTO	JUN-SEP	OCT-MAY	80	NO HAY	75	18.0-22.0	
I. CALIF. SUR (11)	99.7	AGOSTO	AGO, OCT-DIC	ENE-JUN, SEP	92	NO HAY	80	18.0-22.0	
E A. NOROCCIDENTE	1355	SEPT-IEB	JUN-SEP	OCT-MAY	90	NO HAY	77	19.0-22.0	
O. NOROCCIDENTE A. NOROCCIDENTE	1010	JUNIO	AGO-SEP	OCT-MAR	90	NO HAY	77	19.0-22.0	
A. NOROCCIDENTE	2331	AGOSTO	MAY-OCT	NOV-ABR	90	NO HAY	75	19.0-22.0	
A. OCCIDENTAL	7958	ABRIL	MAR-MAY	JUN-NOV	94	NO HAY	75	19.0-22.0	
A. C. SUR	4321	NOVIEN.	OCT-DIC	ENE-SEP	95	NO HAY	67	19.0-22.0	
A. ORIENTAL	3254	NOVIEMBRE	AGO-NOV MAY	ENE-ABR JUN-JUL	95	NO HAY	68	18.0-22.0	
PENINSULAR (12)	794	SEPT.	JUN, AGO-SEP	JUL, ENF-MAY	92	OCT-ABR	19.0-21.0	75	19.0-22.0

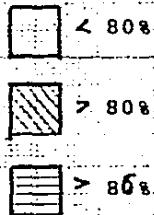
(1) INCLUYE TODOS LOS DIAS DE LA SEMANA
(2) INCLUYE SOLOAMENTE 1967

Tabla 3.13

AREA NORTE
 VALOR MEDIO DE LA EVOLUCION (1984-1987)
 DE LA DEMANDA MAXIMA MENSUAL CON RESPECTO
 A LA ANUAL

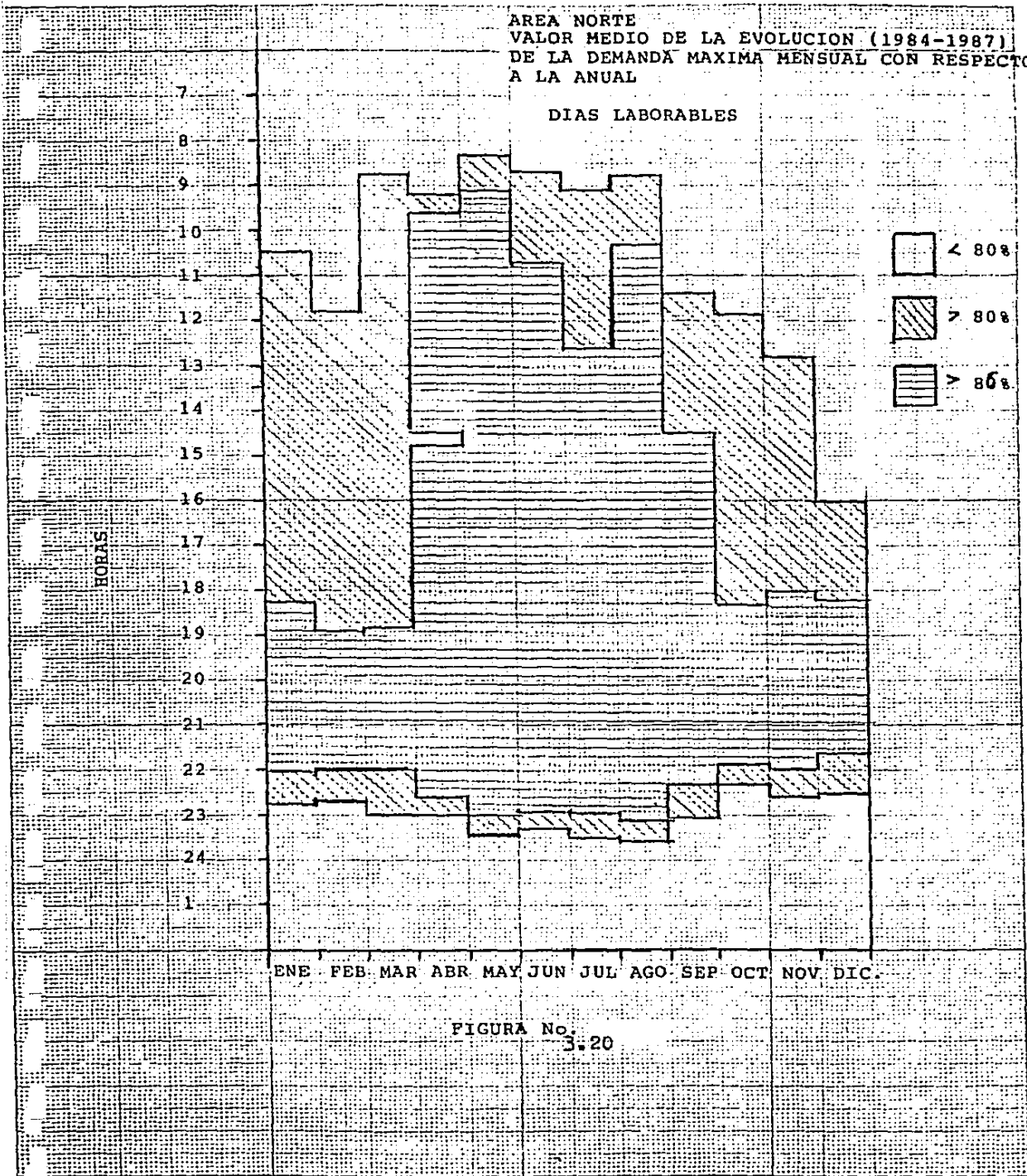
DIAS LABORABLES

HORAS



ENE FEB MAR ABR MAY JUN JUL AGO SEP OCT NOV DIC

FIGURA No. 3.20



AREAS NOROCCIDENTALES DEL PAIS
 El número de horas de trabajo
 diario se presenta arriba de la por
 cada una de las áreas (Noroeste, 1984-1987)
 DIAS LABORALES.

HORAS

858 HOR
 861 HOR
 856 HOR

ENE FEB MAR ABR MAY JUN JUL AGO SEP OCT NOV DIC

FIG. 3.21

HORAS POR DÍA
 Horas de trabajo en que la planta
 opera de presente en la
 porcentaje de la máxima capacidad
 (IPM 1977)
 DIAS LABORALES

HORAS

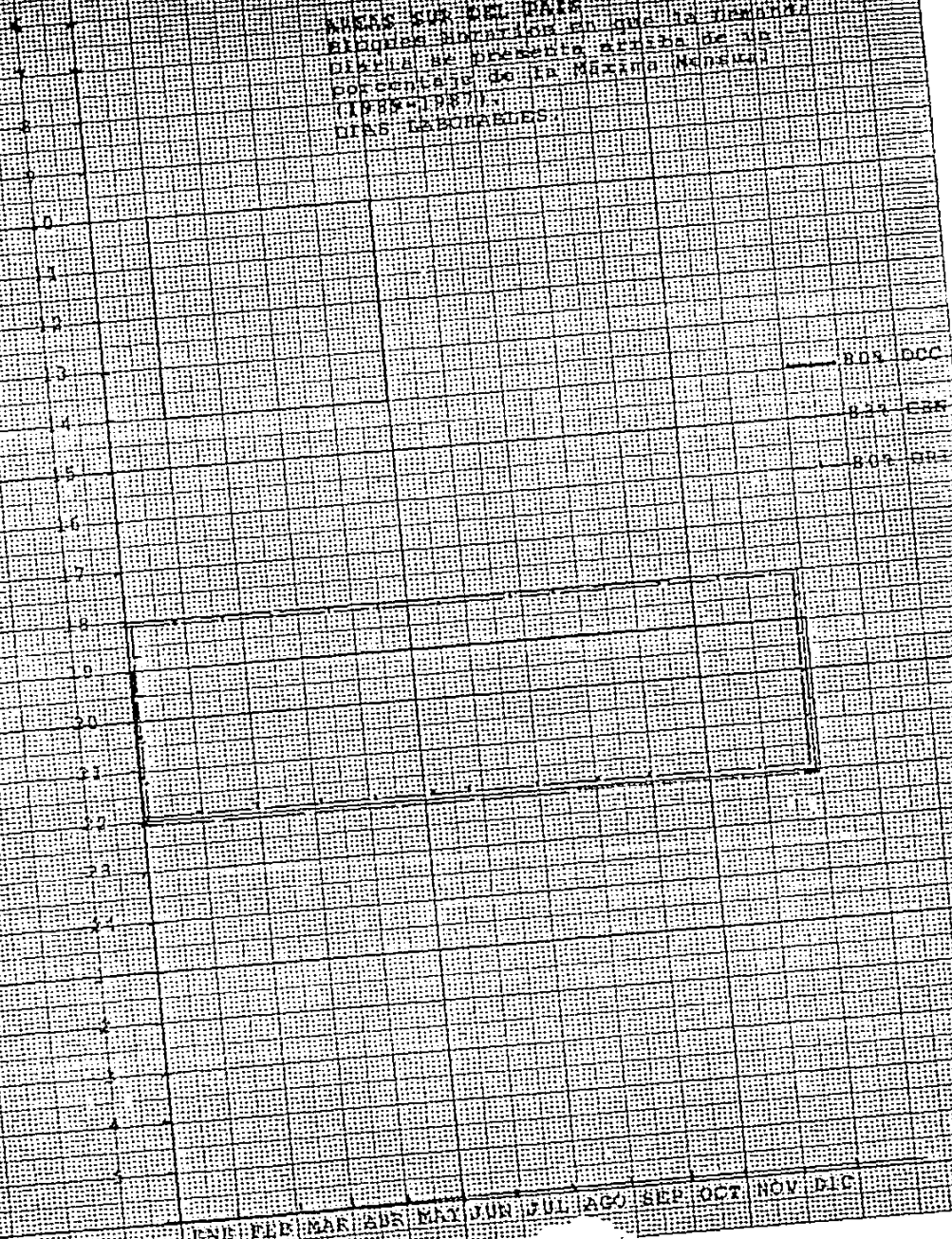


FIG. 3.22

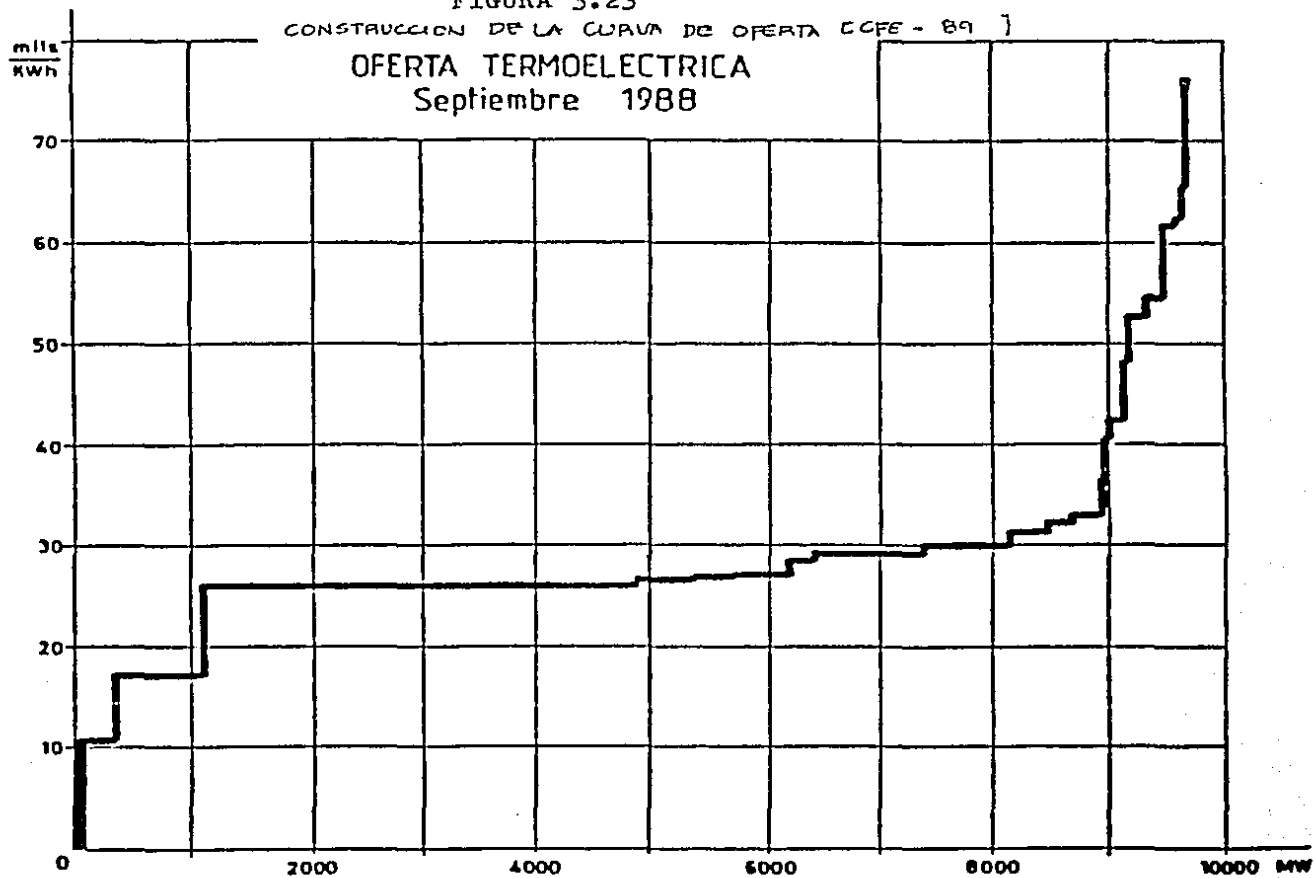
CURVA DE OFERTA TERMoeLECTRICA, JUNIO 1987.

ENERGIA GENERABLE - COSTO DE GENERACION (U.S./KWH).

REGION	E N E R G E T I C O					
	NUCLEAR	CARBON	M.MAYOR	M.MENOR	C.CORR.	T.G.S
NOBOS						
SURESTE				7.3	211.2	
				48.4	32.4	
SUR	41.1	290.2	3781.4	236.9	356.8	145.8
	0	10.6	25.8	33.1	31.6	54.7
HUASTLA			417.3			
			29.3			
NORESTE		778.7	578.1	75.3	126.4	178.4
		17.2	35.4	31.6	26.6	52.6
LASUNIA				98.2	122.2	48.3
				42.5	30.1	61.6
CHIHUAHUA			335	26.6		27.7
			31.1	47.1		75.4
JUJUEZ			291.6			64.9
			20			61.7
QUINARO			446	25.3		
			26.6	30.7		
SON.SUR			341			
			26.9			
SON.NORTE			583	58.9		57.3
			27	42.6		62.6

TABLA 3.14

FIGURA 3.23
CONSTRUCCION DE LA CURVA DE OFERTA CCFE - 89]



- i. Cálculo de los costos marginales de generación, transmisión y distribución
- ii. Establecimiento de precios de venta a partir de los costos anteriormente calculados (considerando variables económicas y financieras).
- iii. Establecimiento de un esquema tarifario basado en costos marginales diferenciados.

Hasta aquí el resumen de los desarrollos teóricos logrados en lo relativo al costo marginal. En los capítulos siguientes se alcanzarán aplicaciones que permitirán comprender con mayor profundidad, los conceptos planteados.

CAPITULO CUARTO

METODOLOGIA DE CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO.

El cuarto capítulo presenta el desarrollo y análisis de la metodología para el cálculo del Costo Marginal de Corto Plazo. En el capítulo anterior se definieron los conceptos y las propiedades del Costo Marginal; esto se retoma y se describe el cálculo de los costos marginales de energía y potencia, dejando definidas las variables que intervienen en su composición. Se da una importancia mayor a la aplicación a sistemas eléctricos interconectados como el SIN. El tratamiento es conceptual, pues los ejercicios numéricos se realizan en el Capítulo 6.

.Características del Problema: Costos de Producción.

4.1.Subsistema Costos Marginales de la Energía.

Recordaremos que en los sistemas eléctricos dos son las variables de mayor importancia desde el punto de vista de los costos y de los precios de venta: la energía y la potencia.

Precisamente el desarrollo logrado en la empresa eléctrica mexicana se basa en este doble aspecto de la demanda. (END86)

Comenzaremos por establecer el costo marginal de la energía en el

corto plazo, dadas condiciones constantes de los insumos de producción.

Daremos mayor importancia al cálculo de sistemas interconectados de gran tamaño, como es el caso del SIN.

Analíticamente el Costo Marginal está definido por el punto de equilibrio de las funciones de demanda (usuarios) y de oferta (empresa productora). Lo anterior, por el supuesto de que la Demanda refleja el Precio que el usuario está dispuesto a pagar (Teoría Microeconómica). Conceptualmente, el costo marginal de energía es el incremento en el costo total de generación cuando en un punto dado del Sistema eléctrico interconectado se da un aumento unitario en la cantidad demandada. La condición de equilibrio oferta-demanda, supone una situación de optimalidad del sistema, requisito necesario para que tenga pleno sentido el concepto de costo marginal (cfr. Teoría Marginalista). Para poder lograr esta condición, es necesario modelar el sistema eléctrico con las variables más importantes. (CFE88-1). (cfr. Modelos matemáticos).

En la empresa eléctrica mexicana el cálculo de Costos Marginales de Corto Plazo (CMCP) de energía se realiza para el Sistema Interconectado Nacional por un lado (SIN) y por otro, para los sistemas aislados. Nos referiremos al caso particular del SIN, que genera el 93% de la energía del país.

4.1.1. Representación de la demanda

Actualmente la CFE calcula CMCP de energía del SIN, simulando la oferta eléctrica termo e hidroeléctrica. Otros modelos calculan CMCP de energía para oferta termoeléctrica exclusivamente y se aplican a los sistemas aislados del sistema eléctrico (Baja California Norte y Sur y el sistema peninsular).

Nos referiremos ahora al sistema interconectado. El SIN tiene características propias:

.Poca variación estacional en su conjunto (se da complementariedad entre zonas).

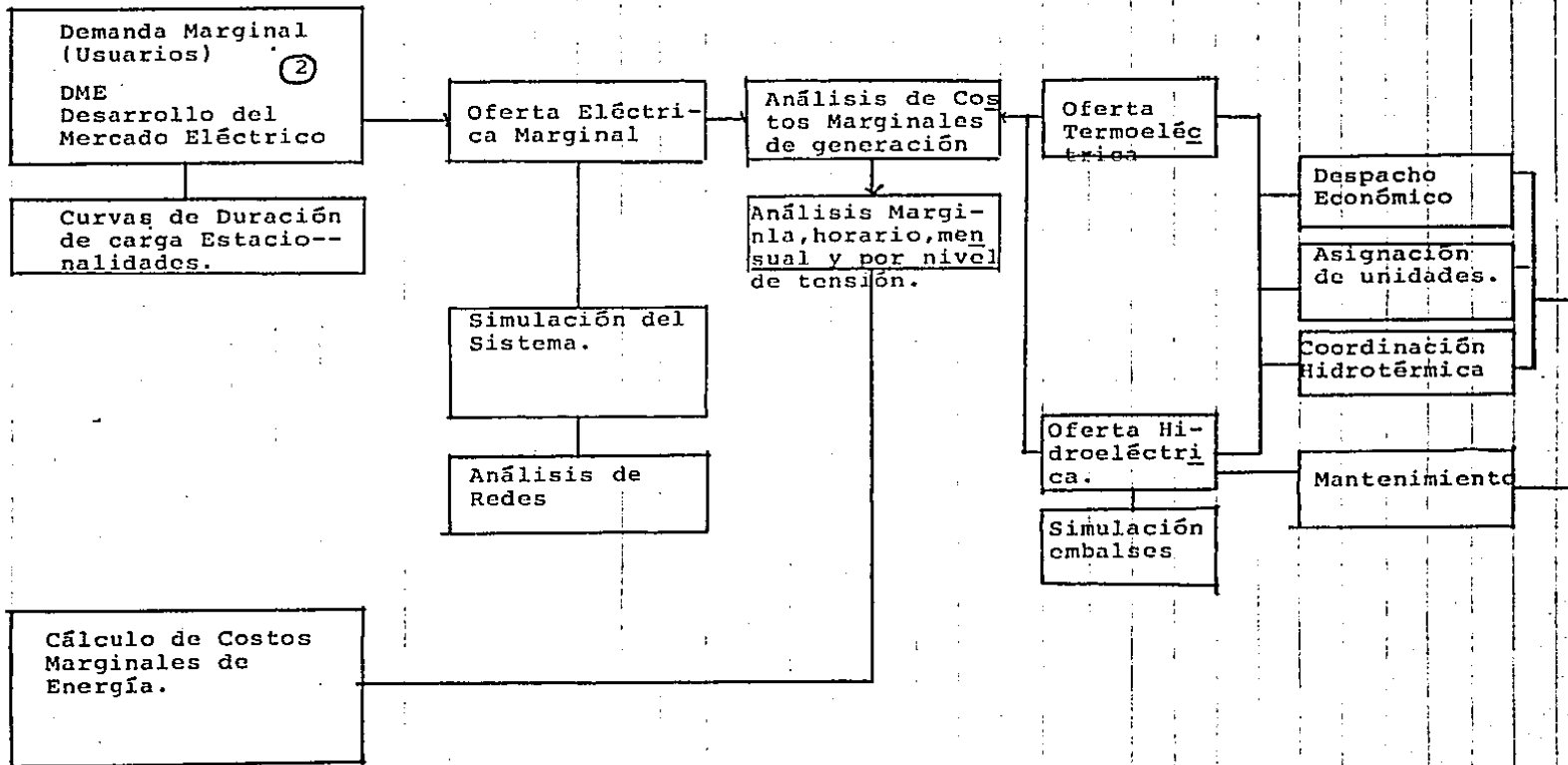


FIG. 4.1 Modelo para el cálculo de Costos Marginales de Corto Plazo de energía.

En las zonas norte, noreste y noroeste si se presentan variaciones mayores que en el centro, occidente y oriente. (cfr. Cap.3.)

- . los nodos de consumo están relativamente distantes entre si.
- . del análisis de las Curvas de Duración de Carga editadas por el Departamento de Desarrollo de Sistemas de la CFE (CFE887-1), se puede concluir que si hay variación horaria en la demanda máxima, pero que esta se presenta en las últimas horas de la tarde. Durante el día, el nivel de consumo se estabiliza y durante la noche y madrugada disminuye significativamente.

De las características anteriores se concluye que un modelo que desee representar la operación, debe incluir diferentes variables: (Fig.4.1).

- . un número suficiente de nodos que representen los centros de carga y las unidades generadoras; arcos que representen adecuadamente las limitaciones del flujo en la transmisión. (características espaciales).
- . una curva de demanda que represente horas de demanda máxima y fuera de ellas.
- . características temporales.

4.1.2. Representación de la oferta.

La oferta (producción de energía y potencia instalada), debe estar representada con las siguientes características:

- . potencia instalada y características de la oferta (hidro, termo, etc.)
- . tendencias en las fuentes energéticas en uso (tendencia al consumo de combustóleo, etc.) [CFE00888] y efectos de variaciones en el precio de los combustibles en las diferentes tecnologías.
- . características de la oferta hidroeléctrica, considerando la reserva

necesaria (Fig.4.2).

- . variables aleatorias que influyen en la oferta hidroeléctrica.
- . configuración del parque generador en general y por zonas.

4.1.3..Métodos de Solución.

Como resultado de las asesorías que empresas extranjeras, auspiciadas por instituciones crediticias internacionales han prestado a nuestro país, se han logrado diversos desarrollos (END86). Precisamente, los estudios se concentran en el Sistema Interconectado Nacional, que concentra el 93% del servicio eléctrico. El SIN se ha dividido en diferentes regiones para fines de estudio. A continuación, se describen algunas generalidades del modelado que realiza la empresa eléctrica nacional.

.Utilización de Modelos en CFE para el cálculo de Costos Marginales.

La CFE no posee un modelo diseñado específicamente para el cálculo de Costos Marginales. El cálculo de estos costos se ha logrado con los modelos existentes: los resultados son CMCP (resultado de una optimización de la operación).

ENDESA (END86) sugirió el uso de un *Modelo Integrado de Planeación de la Operación (SIPO)* (CFEG85) y de un *Evaluador de la Red Eléctrica (VALRED)* (UNAB3) para el cálculo de CM de energía. Para el cálculo de los CM de potencia, la empresa eléctrica utiliza un *Modelo de Flujos de Potencia* (CFEG88-2) que estima los CM por aumento de demanda de potencia, basado en un estudio de flujos.

El estudio citado dió como resultado diseños de tarifas para los usuarios servidos en los niveles de 220-400 kV y 66-138kV; se elaboraron basados en precios de cuenta promedio de 1986, para que reflejaran el *VALOR ECONOMICO*, más que el contable de los distintos conceptos.

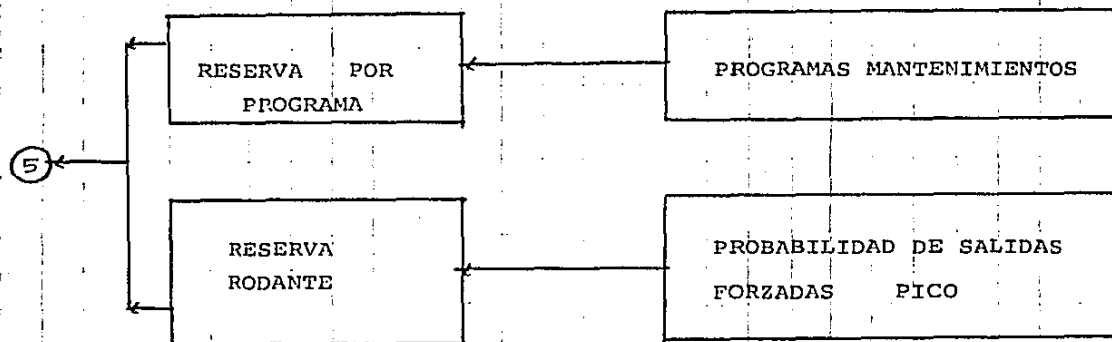


FIG. 4.2 ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EL CALCULO DE LA RESERVA (CM CP DE ENERGIA).

.Características de un Modelo que calcule Costos Marginales de Energía.

Este Modelo Integrado de Planeación de la Operación, optimiza la el funcionamiento del sistema eléctrico y por medio de una solución dual, encuentra los CM de energía (CMCP) a nivel de generación para las áreas consideradas del sistema interconectado.

El CM es pues, el precio sombra de la solución y refleja el cambio en la función objetivo (minimización de costos) debida a cambios en las restricciones, i.e., en la demanda.

Para el estudio de los CM de Potencia (CMCP), el análisis considera a las unidades Turbogas de 30 MW como el equipo apropiado en el corto plazo: satisface demandas de punta, aunque con costos incrementales altos.

Se señalarán las características del modelo que calcule CM de energía para un sistema de gran tamaño, como el SIN.:

-Representación del sistema eléctrico en los modelos.

El análisis geográfico-estacional del SIN, se basa en una representación nodal de la oferta y la demanda (Fig.4.3. para el modelo VALRED). En esta red, se representan las limitaciones en la transmisión (arcos). Las Figs.4.4 y 4.5. muestran flujos de potencia en los nodos del modelo VALRED para dos horas del día y meses diferentes. Como puede verse, en el caso 4.4 se tomó el mes de enero y una hora de demanda máxima. En el caso 4.5 se consideró el mes de junio con horas de demanda baja. Los flujos cambian de sentido, p.e. en el nodo 25 que corresponde al Área Oriental del sistema interconectado.

-El modelo debe calcular los costos totales y con análisis incremental, calcular los Costos Marginales. Hay dos variables importantes que impactan el valor del costo total:

A. Políticas de Operación.

REPRESENTACION NODAL DEL S.I.N. EN EL MODELO VALRED.
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

(25 NODOS)

SIMBOLOS

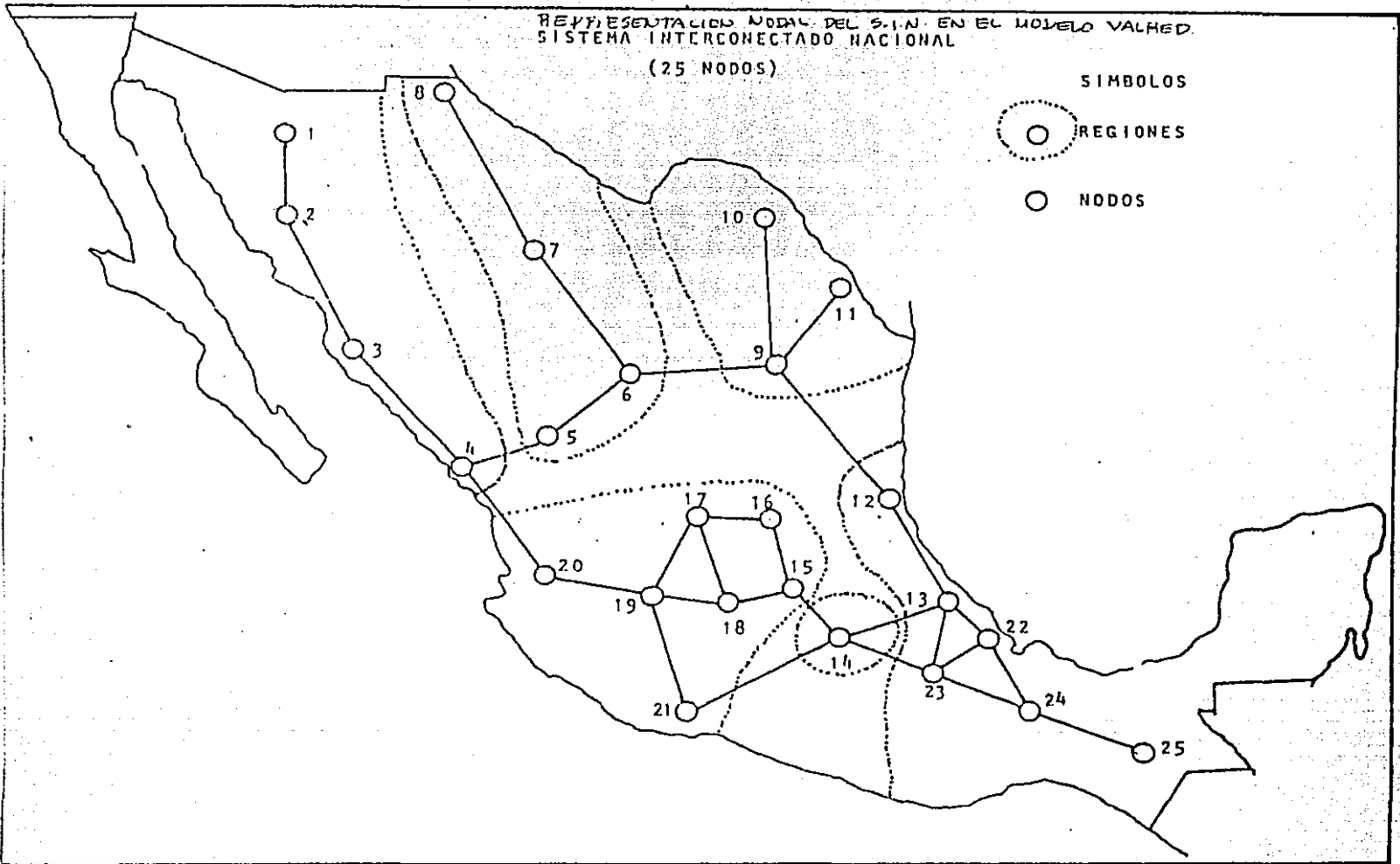
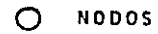
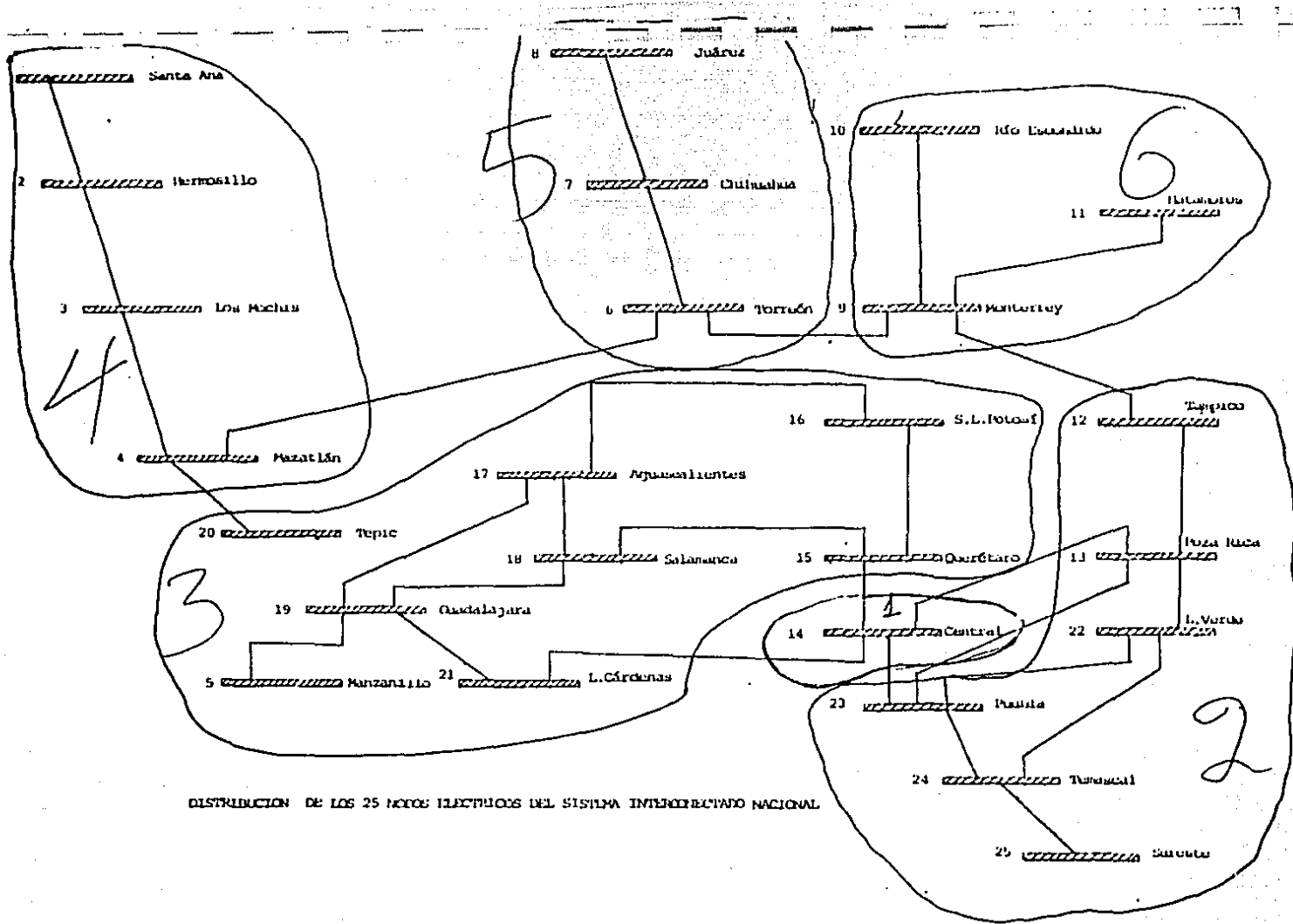


FIGURA No. 4.3



DISTRIBUCION DE LOS 25 NODOS ELECTRICOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

FIG. 1-3. REPRESENTACION NODAL DEL S.I.D. EN EL MODELO VALRED.

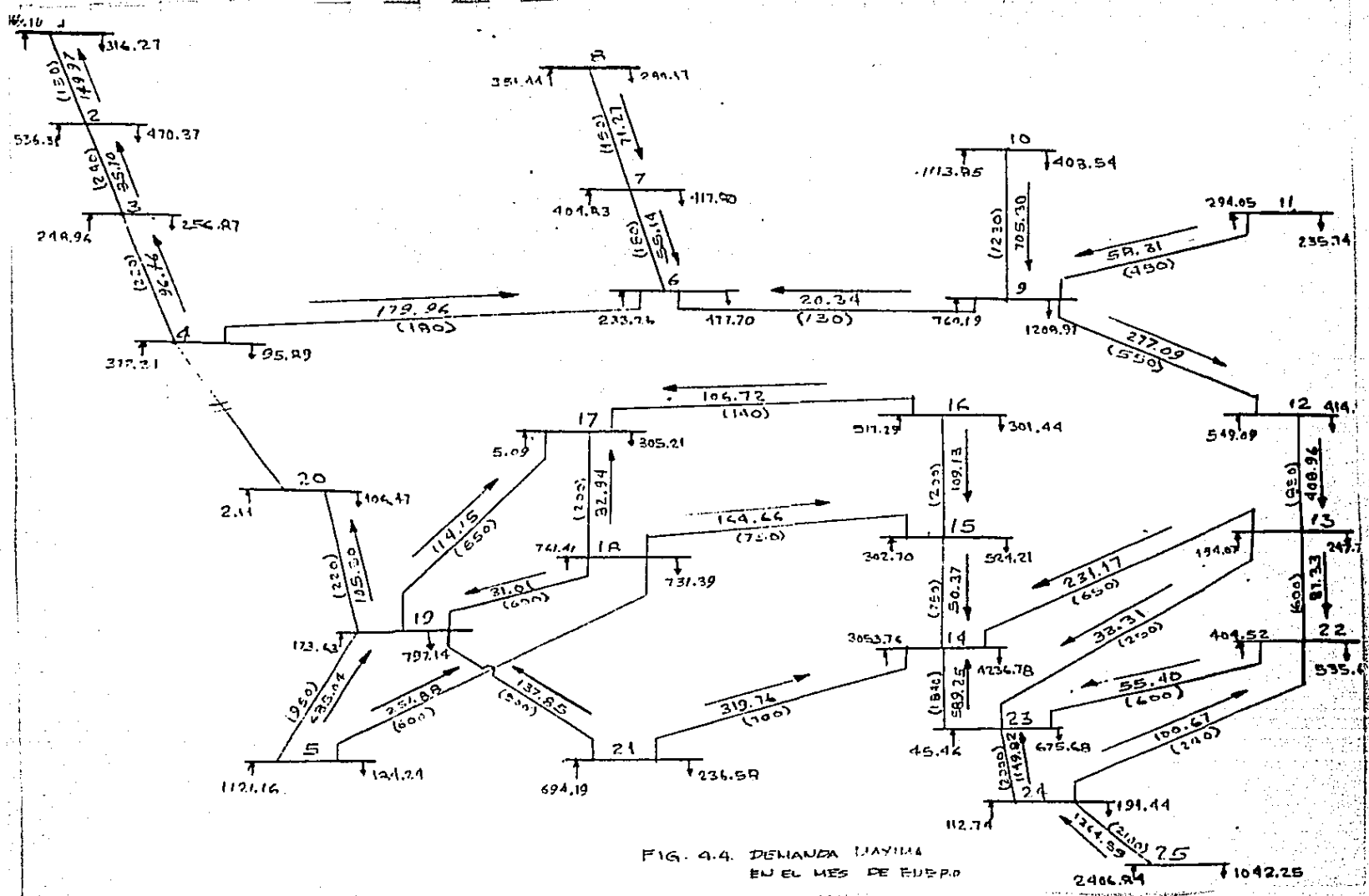
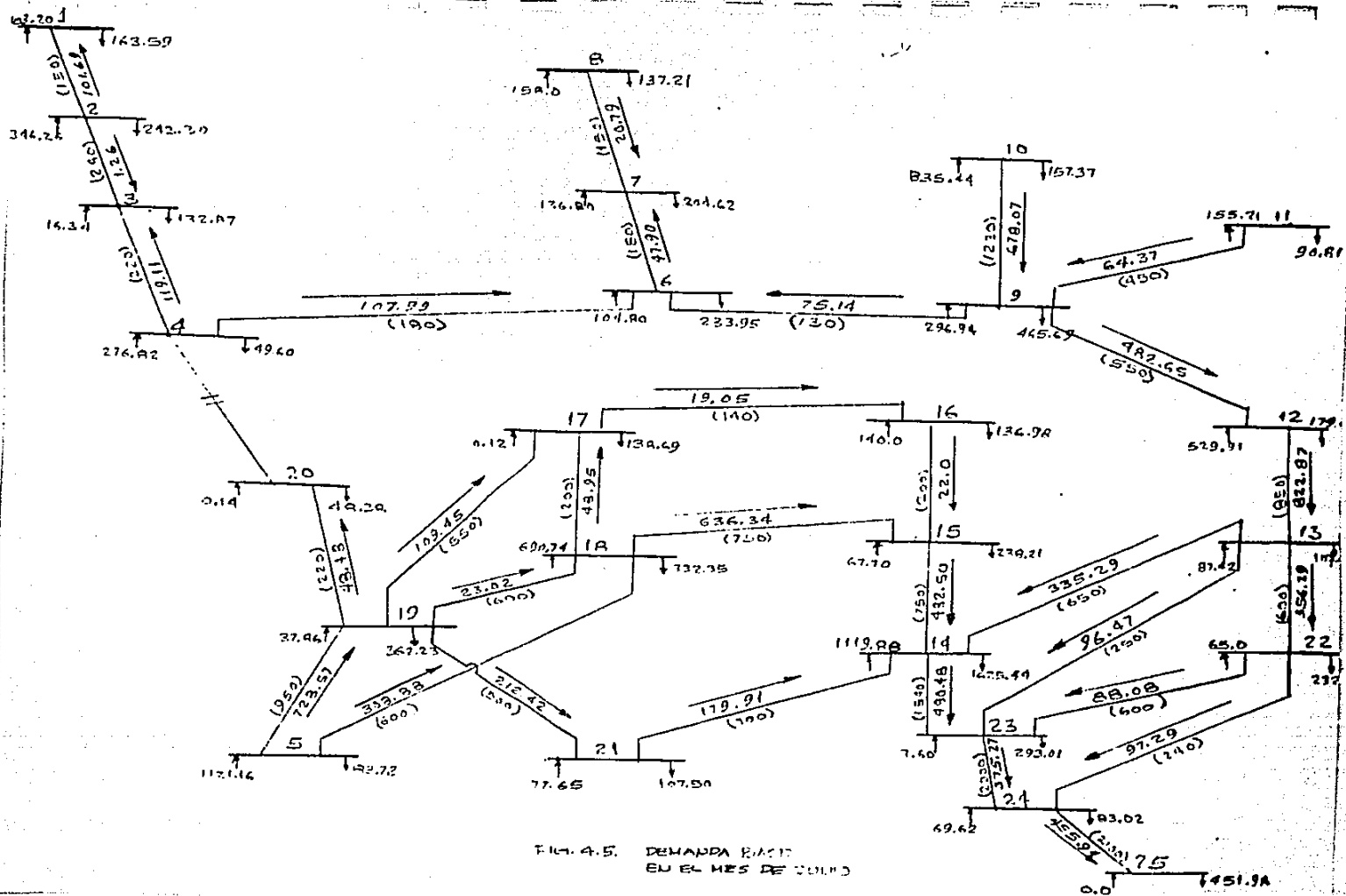


FIG. 4.4. DEMANDA MAXIMA EN EL MES DE FEBRERO



.De Embalses.

Se parte del supuesto de optimización en la política de operación de las hidroeléctricas, considerando conocidas las funciones de distribución de los escurrimientos y los valores esperados de los niveles, de la potencia y de la energía generada.

Se supone conocida la disponibilidad del parque termoeléctrico.

Dadas las dos condiciones anteriores, los costos marginales serán mínimos.

En el caso del SIN, la política de operación del embalse Angostura es fundamental en el valor de los costos marginales (cfr. Anexo 3).:

.Definición de programas de mantenimiento. Este programa es importante en el resultado de los costos marginales obtenidos (un programa amplio de mantenimientos aumenta el costo total de operación).

.Despacho económico. Es necesario cumplir con las condiciones de despacho económico de unidades para obtener los costos mínimos.

.Coordinación hidrotérmica. La tendencia es "aplanar" la generación térmica; utilizar las hidroeléctricas para colocar la energía y la potencia en la forma más conveniente.

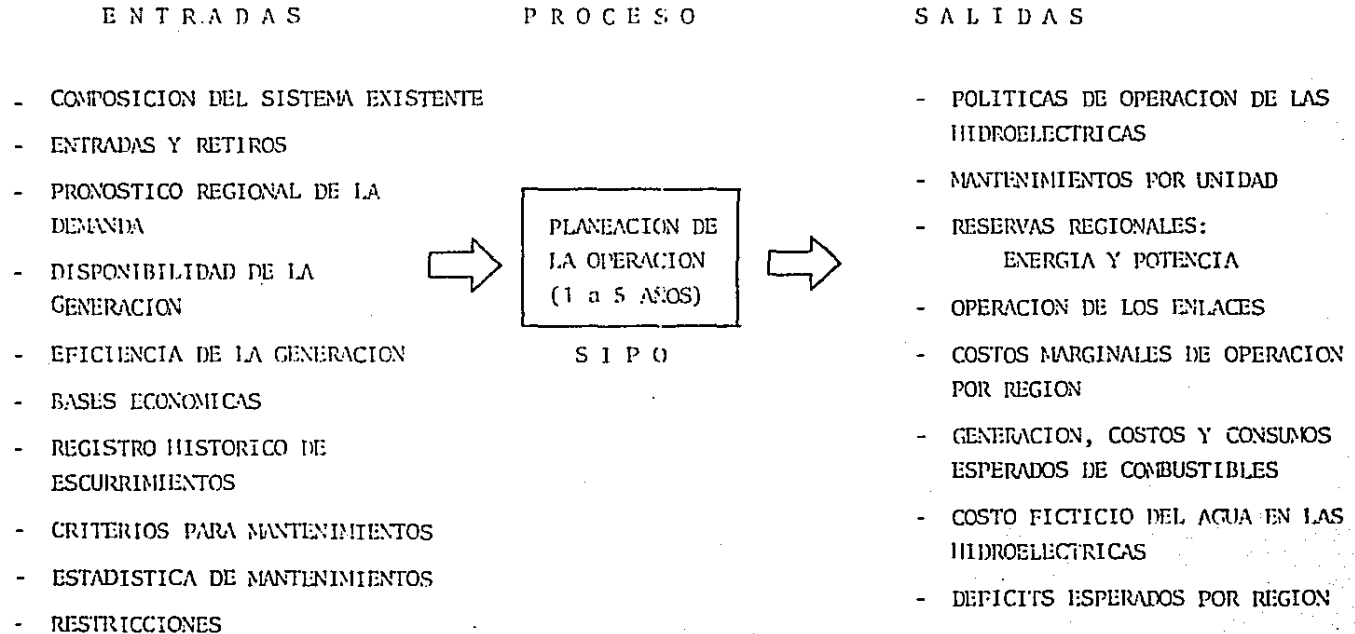
.Definición de la reserva operativa mínima necesaria (a reservas mayores, costos totales mayores):

Los modelos desarrollados por la CFE resuelven variados problemas de planeación de la operación: coordinación hidrotérmica, políticas de operación de cuencas, etc. Por sus características, algunos se aproximan bastante a un modelo ideal que calcula CM. de energía. El Modelo SIFO es el más adecuado (Fig.4.6.). (CFECS)

Para fines de modelado, los cambios en el punto de equilibrio demanda-oferta, provocados por cambios en la demanda y en precios de

FIG. 4.6. MODELO S I P O (SISTEMA INTEGRADO DE PLANEACION DE LA OPERACION
COORDINACION HIDROTERMICA A MEDIANO PLAZO (1 a 5 AÑOS) (C F E C E S)

OBJETIVO: DETERMINAR LAS ESTRATEGIAS A SEGUIR PARA SITUAR AL SISTEMA EN CONDICIONES DE APROVECHAR CONTINUAMENTE, EN FORMA CONFIABLE Y ECONOMICA, LOS RECURSOS DISPONIBLES, TENIENDO EN CUENTA LAS CONDCIONES MAS PROBABLES QUE SE PUEDAN PRESENTAR EN EL FUTURO.



combustibles, respectivamente, se considerarán variables exógenas al modelo, factible de resolver por Método de Escenarios (FER89-3).

El programa coordina los recursos de generación con el objetivo de minimizar los gastos de operación por combustibles y fletes, satisfaciendo las restricciones físicas y de confiabilidad del sistema eléctrico.

El modelo determina los niveles meta a alcanzar en la operación del sistema y las estrategias a seguirse para alcanzar los objetivos. Deben realizarse varias simulaciones de la operación. El modelo permite hacer análisis de sensibilidad.

El modelo representa limitaciones en los flujos de potencia en las líneas de transmisión (se limita la optimización de la operación al generar con costos mayores).

B. Condiciones aleatorias.

Confiabilidad. Existe una probabilidad de falla en el sistema de generación (salidas forzadas); esta condición, junto con limitaciones en transmisión y uso de diferentes combustibles, provoca diferentes costos marginales de generación, en caso de falla.

Hidraulicidad. Existe un efecto importante en los costos marginales de generación de acuerdo a las condiciones de hidraulicidad del año: escurrimientos secos, medios o húmedos. (ver Anexo 3).

Demanda. Además, es fundamental el análisis de la demanda y su carácter aleatorio. Del estudio de las curvas de carga se debe partir para definir *estacionalidades y horarios de los picos de la demanda* (Cap. 3) y elaborar tarifas horarias basadas en costos marginales. Se analizará por regiones la demanda para conocer sus patrones y el comportamiento a lo largo del año.

4.1.4. Beneficios económicos esperados. (ZAV81-11)

.Justificación del modelo como instrumento de planeación energética:

Para optimizar el uso de los recursos energéticos. Los combustibles tienen un peso fundamental en la estructura de costos. El SIN consume más de 2.000 millones de dólares. Una adecuada definición de la coordinación hidrotérmica es fundamental para la economía del país. (ZAV83-2)

Dada la importancia de la generación hidroeléctrica en el SIN, y teniendo en cuenta que las unidades térmicas tienen rendimientos (kWh) prácticamente constantes y las hidroeléctricas tienen rendimientos variables (kWh/m³) en función de sus niveles, es fundamental definir políticas óptimas de operación.

Se puede realizar análisis de prospectiva al conocer con las simulaciones problemas que en el futuro se pueden presentar. Las generalidades del procedimiento computarizado se presentan en las Figs. 4.7. y 4.8.

4.1.5. Aplicación del procedimiento.

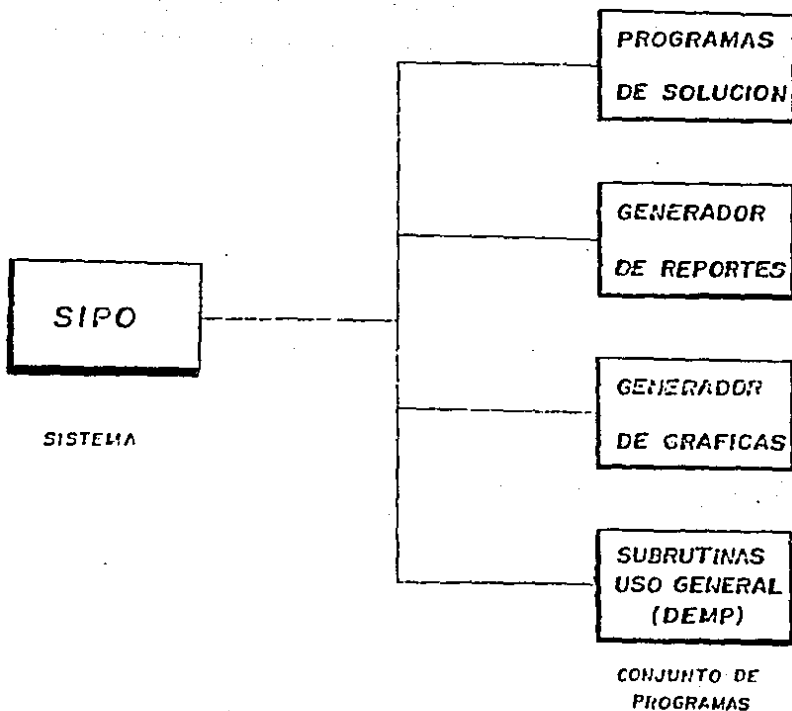
A continuación se presenta la aplicación de la metodología para el cálculo de los CMCP de la energía.

Características de la modelización.

1. El modelo que realice los cálculos de los CM de energía correspondientes a una condición determinada de operación, obtendrá los costos marginales correspondientes a n escalones por variación horaria del consumo y un escalón adicional para la hora de demanda máxima. El cálculo se realizará manualmente para cada uno de los nodos que están representados en el modelo (nodos de oferta-demanda o generación-consumo).

2. Cada nodo tiene representada la oferta térmica. Las unidades estarán agrupadas en clases de acuerdo al energético utilizado: vapor menor, vapor mayor, ciclo combinado, turbo-gas, geotermia, nucleoelectricas y carbóelectricas). Para analizar la oferta térmica, se debe considerar en cada nodo:

FIG.4.7 ESTRUCTURA BASICA DEL SIPO [CFECS]



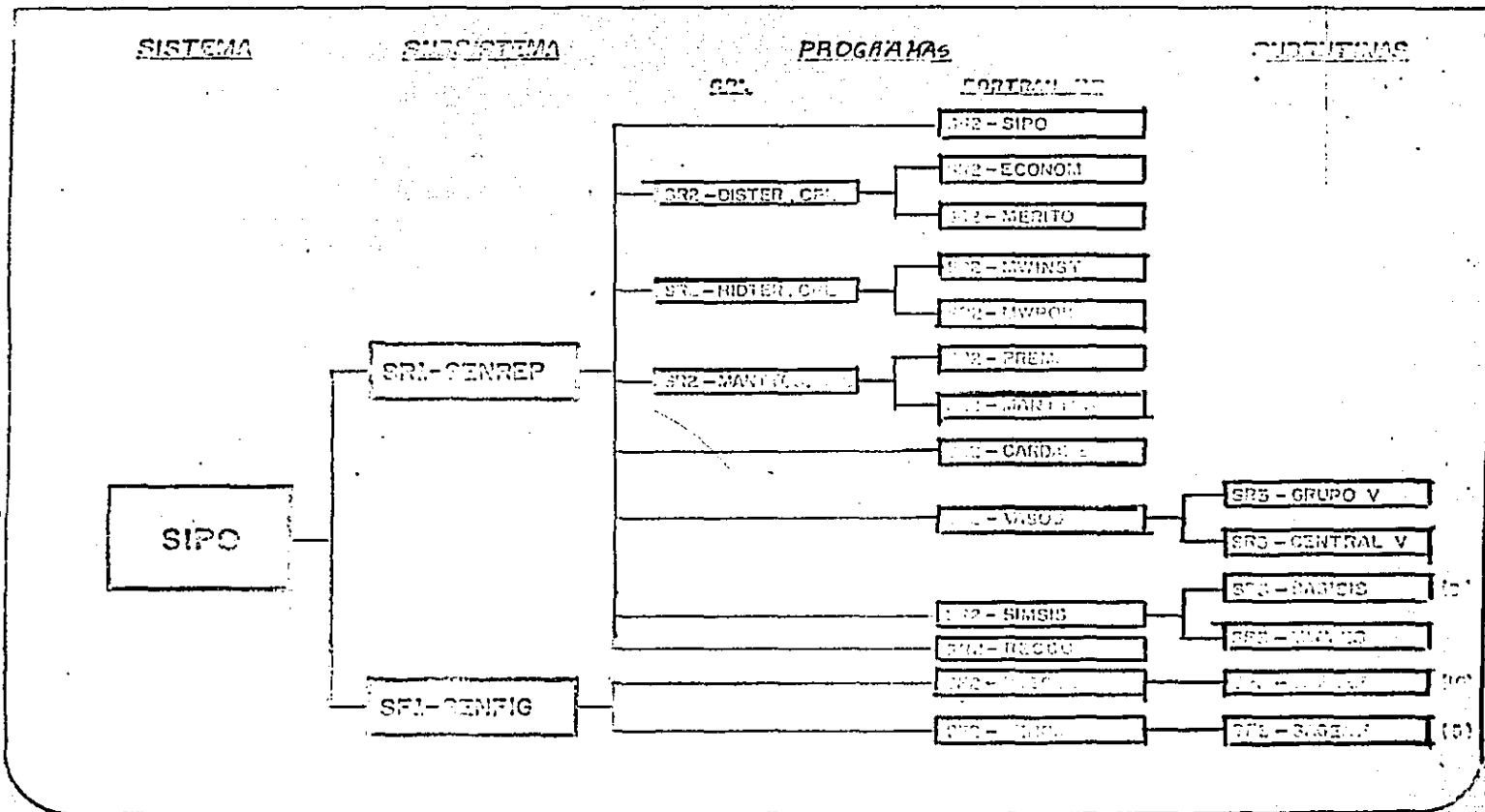


FIG. 4.8. PROGRAMAS DEL MODELO SIPO (CFE-85)

- a. potencia máxima en MW.
- b. factor de planta máximo de las unidades en servicio (considerando así su indisponibilidad forzada).
- c. descuento de las unidades en mantenimiento programado.
- d. costo de generación (U.M./KWh).

Con los datos anteriores, es posible construir una función de oferta térmica del sistema eléctrico (Cfr. Cap. 3).

Si esta curva representa la oferta de generación, el costo marginal para cierto nivel de producción, se obtiene a través de esta función. Se supone que el costo de generación es constante e independiente de la potencia generada (aquí debe incluirse un ajuste por potencia generada).

3. Se debe realizar una coordinación hidrotérmica (función de coordinación de la oferta hidroeléctrica con las unidades térmicas).

Pueden establecerse categorías de acuerdo a la regulación de los embalses, pues la oferta hidroeléctrica en el SIN presenta un mosaico de características geográficas diversas que provocan respuestas diferentes en la oferta eléctrica.

Caracterización.

- .Centrales hidroeléctricas con política de operación fija diaria (política predefinida).
- .Centrales hidroeléctricas con regulación estacional, dependiente de la condición hidrológica (política predefinida).
- .Centrales hidroeléctricas de regulación interanual (política definida por coordinación hidrotérmica).

Las centrales de operación predefinida concentran generación en las horas de mayor demanda.

4. Inserción de la oferta hidroeléctrica en la curva de oferta térmica.

Consideraciones:

..evaluación del estado inicial del sistema (niveles en la Central H. Angostura).

..Definir un "valor del agua" tentativo, equivalente al costo de generación del sistema Grijalva, y considerarlo como una central térmica más.

...Cálculo del despacho económico en diferentes escalones de demanda, de la oferta termoeléctrica (calcula la generación hidroeléctrica resultante).

...evaluar la curva de vaciado del embalse de cabecera (Angostura) de acuerdo a diferentes condiciones de hidraulicidad y a la generación producida. Si el vaciado no es satisfactorio, se modificará el valor del agua propuesto inicialmente.

La curva de oferta térmica se modificará al incluir la oferta hidroeléctrica. El valor del agua asignado finalmente, impactará el costo marginal de generación. Este valor es función de la política de operación y ésta, de las condiciones hidrológicas.

La disponibilidad hidrológica depende de los escurrimientos. En México, la energía de origen hidroeléctrico en el SIN es alrededor del 30% del total de la oferta. Tiene además, una relación de 0.77 entre el año más seco y el medio y de 1.15 entre el húmedo y el medio. (CFECS).

4.2. Aplicación de Modelos para el Cálculo de Costos Marginales de Energía.

Hemos mencionado que dos modelos matemáticos permiten abordar el problema de cálculo de los costos marginales de corto plazo de energía: el SIPO y el VALRED. Aquél, calcula directamente los costos marginales de energía suponiendo una cierta condición de operación del sistema interconectado.

Dichos costos marginales obtenidos corresponden a 4 niveles o escalones de la demanda: es decir, cuatro variaciones horarias del

consumo. Estos cuatro niveles se consideran de demanda intermedia; el cálculo que realiza el modelo también incluye un cálculo para la hora de demanda máxima. Así, tenemos cinco costos marginales de la energía calculados para cada mes en los diez nodos de generación-consumo que considera el SIFO.

Como hemos dicho, la modelación incluye diferentes análisis propios de todo análisis de sistemas en el sector eléctrico: despacho económico en centrales termoeléctricas y coordinación hidrotérmica (Cap. 1).

4.2.1. El Modelo VALRED.

Este modelo se desarrolló en la CFE para estimar el comportamiento físico del sistema, así como evaluar económicamente diversas alternativas de expansión. Es una herramienta útil en la planeación de los sistemas eléctricos con una óptica de aplicación en el mediano plazo. Su análisis se aplica a lo largo de un horizonte dado de tiempo que puede abarcar desde uno hasta varios años (mediano y largo plazo) y aunque no calcula directamente costos marginales, se estudian modificaciones para realizar éste cálculo, pues puede convertirse en un auxiliar de verificación. (UNASS). Su antecedente es el evaluador (Figs. 4.8.1).

El VALRED se sitúa en los modelos de simulación del comportamiento físico de los sistemas, al que se alimentan como datos, las características del mercado (curvas de demanda), características físicas y restricciones de operación del sistema (medios de generación y transmisión), así como los costos unitarios inherentes a la operación e inversión y se tiene como resultado, índices del comportamiento y planes de operación respecto a los medios de generación, consumo y costos de combustibles, así como una evaluación económica global que incluye inversión, operación y costo de energía no suministrada (corte de carga).

Sus dimensiones, entradas, y salidas se muestran en las Tablas 4.1

4.2.2. El modelo SIFO. (Sistema Integrado de Planeación de la Operación).

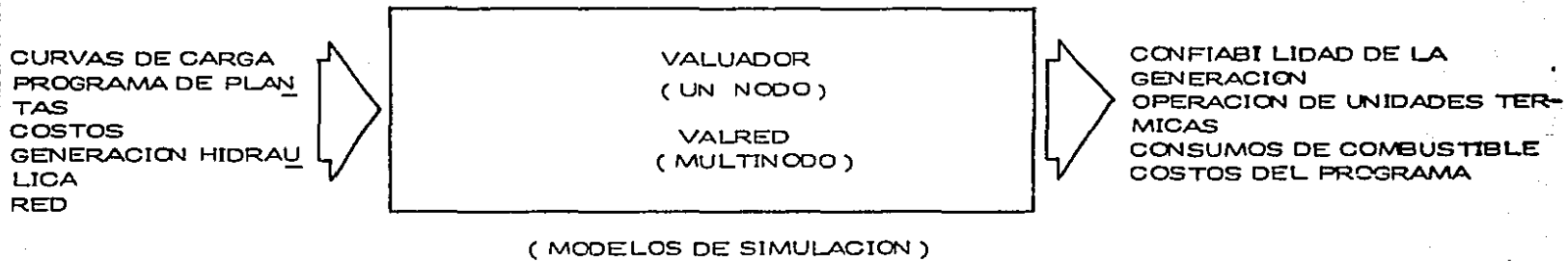
DIMENSIONES MÁXIMAS

- HORIZONTE DE ESTUDIO	10 AÑOS, 120 INTERVALOS MENSUALES.
- NO. DE REGIONES	6
- NO. DE NODOS	25
- CURVA DE DURACION DE CARGA MENSUAL	6 ESCALONES
- NO. DE MAQUINAS	350
- NO. DE VASOS	50
- NO. DE ENLACES	50

- MODELOS QUE FORMAN EL VALRED	E N T R A D A S	S A L I D A S	CRITERIOS O ENFOQUES UTILIZADOS	METODO DE SOLUCION
FACTIBILIDAD	PRODUCCION Y CONSUMO POR NODO (MW), TOPOLOGIA DE LA RED	INDICA SI ES FACTIBLE LA SATISFACCION DE CARGAS EN LA RED	- RED DE TRANSPORTE	PROGRAMACION LINEAL (ALGORITMO DE FORD FULKERSON)
MANTENIMIENTO REGIONAL	PARAMETROS DE MAQUINAS, DEMANDAS POR REGION.	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO REGIONAL	- OPERACION - SEGURIDAD	SIMULACION (NEURISTICO)
ASIGNACION HIDRAULICA	CARACTERISTICAS FISICAS DE LOS VASOS, ESCURRIMIENTOS HISTORICOS	DISPONIBILIDAD MAXIMA DE POTENCIA Y ENERGIA HIDRAULICA SOBRE LOS PERIODOS DE TIEMPO DADOS EN LA CURVA DE DEMANDA.	OPERACION	SIMULACION (PROBABILISTICO, VALOR ESPERADO).
LOCALIZACION HIDRAULICA EN LA RED Y EN LA DEMANDA (NIVELACION)	CARACTERISTICAS DE LA CARGA POR NODO Y CARACTERISTICAS DE LA POTENCIA HIDRAULICA	LOCALIZACION POR NODO DE LA PRODUCCION HIDRO EN LA CURVA DE DEMANDA Y DEMANDA A SATISFACER CON MEDIOS TERMICOS.	OPERACION	ARITMETICO (NIVELACION METODICA DE LAS CURVAS DE DEMANDA)
OPERACION ECONOMICA (REPARTO DE POTENCIA REAL)	CARACTERISTICAS DE MAQUINAS Y LINEAS, CURVA DE CARGA POR NODO, COSTOS DE COMBUSTIBLES, TOPOLOGIA DE LA RED	DESPACHO ECONOMICO, LINEAS SATURADAS, COSTOS DE OPERACION, CONSUMOS DE COMBUSTIBLES, FLUJOS DE LA RED	ECONOMICO OPERACION	PROGRAMACION NO LINEAL (APROXIMACIONES LINEALES SUCCESIVAS)
EVALUACION	RESULTADOS DE LA OPERACION ECONOMICA E INVERSIONES	EVALUACION ECONOMICA (INVERSION Y OPERACION)	ECONOMICO	VALOR PRESENTE

TABLA

4.) DIMENSIONES, ENTRADAS Y SALIDAS DEL MODELO VALRED (UNAB8)



- CARACTERISTICAS DEL CONSUMO
- CARACTERISTICAS Y RESTRICCIONES DEL SISTEMA
- COSTOS UNITARIOS DE INVERSION Y OPERACION
- PROGRAMA DE OBRAS



- INDICES DE COMPORTA--
MIENTO
- PLANES DE OPERACION
- CONSUMO DE COMBUSTIBLES
- EVALUACION ECONOMICA

FIG. 4.8.1: EL MODELO VALRED [COM89-1]

El modelo SIFO, es un sistema integrado de programación que permite hacer la operación operativa de un sistema eléctrico de potencia, con capacidad de generación termoeléctrica e hidroeléctrica, coordinando los recursos de generación con el objetivo de minimizar los gastos de operación por concepto de combustibles y fletes, satisfaciendo las restricciones físicas y de confiabilidad impuestas en la operación del sistema. Actualmente, el SIFO está dimensionado para simular un horizonte de hasta cinco años (ZAV81-1).

Este modelo permite determinar, sobre bases económicas y con altos niveles de confianza, los objetivos meta a alcanzar en la operación del sistema y las estrategias a seguir. Por ello, es necesario realizar simulaciones de la operación, partiendo de ciertas premisas. El análisis de sensibilidad que realiza, permite evaluar el efecto de modificaciones en diferentes variables.

.Principales resultados del modelo SIFO. (ZAV81-2)

La demanda se representa por una curva horaria simplificada en cuatro escalones de energía y dos de demandas: uno de máxima y otro de mínima. El sistema eléctrico se representa por un determinado número de renglones (Fig. 4.9), dentro de los cuales se supone que no existen restricciones importantes en el manejo de la potencia entre los centros de generación y carga.

Los resultados más importantes son:

- .Políticas de operación de las grandes centrales hidroeléctricas.
- .Asignación de los mantenimientos programados por región (y por unidad generadora).
- .Reservas esperadas por región: en energía y en potencia.
- .condiciones esperadas de operación (transmisión y pérdidas) en los enlaces interregionales.
- .costo ficticio del agua en las grandes hidroeléctricas.
- .costos marginales de operación, por región.
- .generación esperada, por central.
- .costo esperado de la generación termoeléctrica.

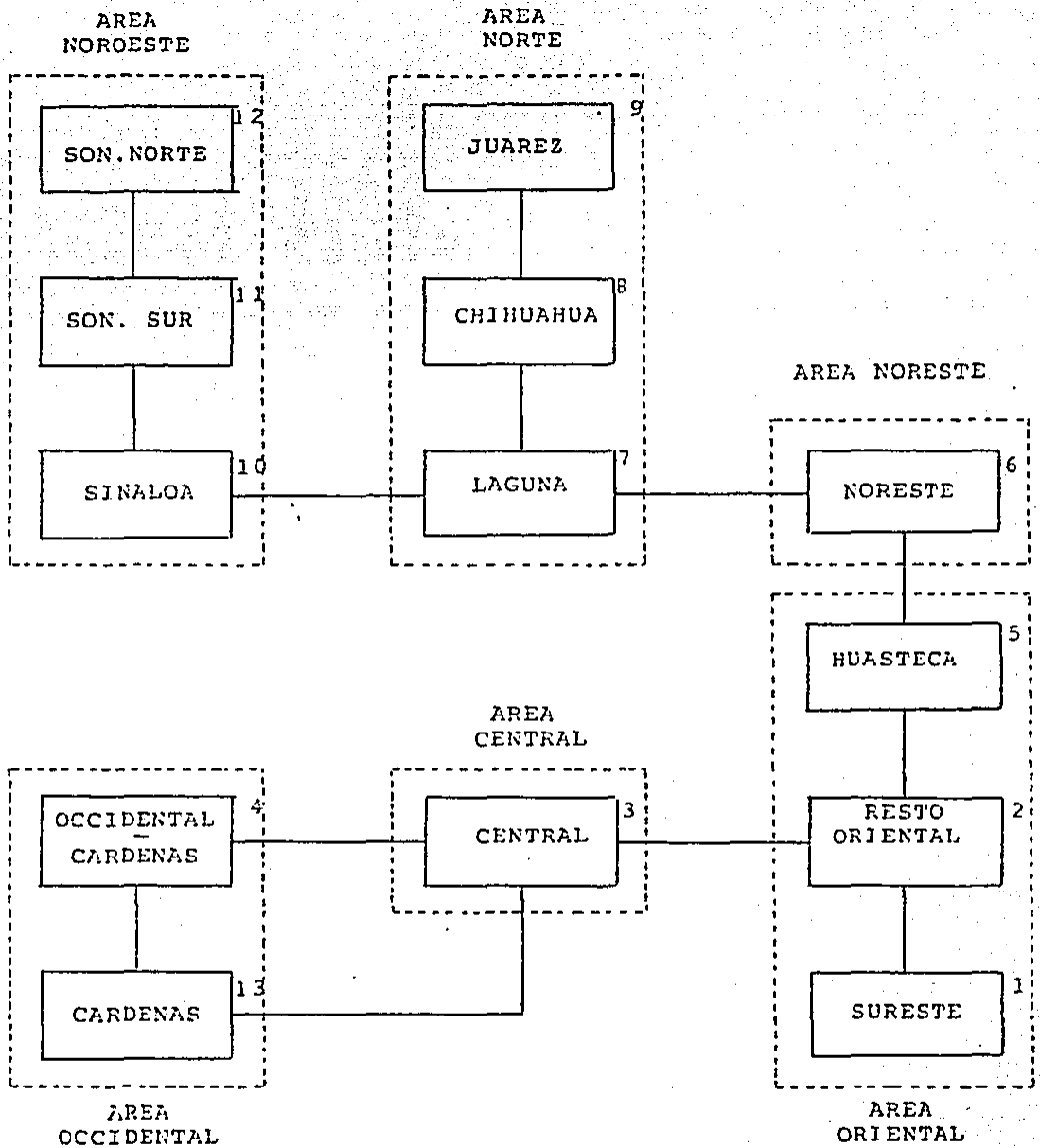


FIGURA 4.9

REPRESENTACION NODAL DEL SIPO EN EL MODELO SIPO [CFE CBS]

- .consumo esperado de combustibles por central.
- .Déficits esperados de energía, por región.

De esta manera, se trata de minimizar una función de costo, considerando:

- .satisfacer la demanda.
- .lograr una confiabilidad adecuada.
- .maximizar la generación hidroeléctrica.
- .programar adecuadamente los mantenimientos.
- .respetar las restricciones.

Los elementos del problema a considerar, son:

BALANCE DE ENERGÍA EN EL SIN

DEPENDIENTE PRINCIPALMENTE

DE:

Generación Termoeléctrica

Indisponibilidad por falla, por mantenimiento programado y por falta de combustible. Reserva por despacho por límites de transmisión y por control de frecuencia.

+

Generación Hidroeléctrica

Escurremientos y almacenamientos inicial y final en los embalses.

=

Demanda

Consumidores (Num. y tipo), clima, tarifas, política macroeconómica del país, etc.

+

Pérdidas de transmisión

Sistema eléctrico y el despacho de la generación.

4.2.3.El modelo DESPA. (CFE688-2)

El modelo DESPA, es un modelo de despacho económico térmico exclusivamente, que toma en cuenta la evolución del Mercado Eléctrico y del Programa de Obras del Sector Eléctrico (POISE) del sistema en estudio. Arroja como resultados: factores de planta, costos de operación mensuales, anuales y, energía generada.

Es posible analizar la operación horaria de cualquier planta componente del sistema en cuestión. Para evaluar el funcionamiento de alguna planta con cualesquiera modalidades y características que se deseen para ella, es necesario observarla en el contexto de la operación del sistema completo, sometido a las condiciones de demanda y disponibilidad de unidades, restricciones de transmisión, y otras que podrán presentarse a futuro.

Metodología:

1. proyección de la demanda horaria.
2. Programación de los mantenimientos a las unidades generadoras.
3. despacho económico de las unidades generadoras.

Como resultado, se realiza el despacho económico y es posible calcular a partir de ello, los costos marginales de costo plazo de energía.

La utilización de éste modelo se tiene para sistemas aislados pequeños con generación exclusivamente TÉRMICA.

Como puede verse, los modelos de simulación que utiliza la CFE se aplican básicamente al cálculo de CMCP de energía, contándose actualmente con procedimientos basados en Hojas Electrónicas (Lotus 123) para el cálculo de los CMCP de potencia. (CFE688-2)

4.2.4. Resultados del SIPO sobre CMCP de energía para el SIN. (CFEG88-1)

En la Tabla 4.2. se presenta una "hoja electrónica" de resultados con las variables que considera el modelo SIPO para obtener CMCP de energía.

La oferta marginal que responde a una demanda marginal, está sujeta a las políticas de operación (despecho económico, etc.). En el Cap. 6 se presenta el valor esperado aproximado del costo marginal de operación para un sistema interconectado con diferentes áreas geográficas. En él, la demanda se descompone en escalones y al costo producto de la simulación, se le asocia una probabilidad de ocurrencia (que es función de los escurrimientos; se proponen tres tipos: análisis determinístico).

Estos costos son relativos al menor obtenido en dicho sistema interconectado. Se consideran siete regiones: 3 en el norte del sistema (N_1 a N_3) y 4 en el sur: S_1 a S_4 . Este resumen es anual; en realidad se obtienen CMCP MES A MES y para un horizonte de estudio de 5 años. Al añadirle el efecto de estacionalidad de la demanda en el verano (se observa este fenómeno en las áreas N_1 , el CMCP se incrementará en esos meses y en los horarios del pico (se modificarán los escalones de la demanda). En el capítulo 6 se muestra que los CMCP en las áreas N_1 en picos son más altos que en las áreas S_1 .

Tabla 4.2. HOJA DE CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES CP DE OPERACION (Mills/kWh), POR REGION PARA UN SISTEMA INTERCONECTADO CON 7 AREAS.

REGION	ESCALON DE LA DEMANDA 0-24 HORAS	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA			VALOR ESPERADO	
		EXTREMO SECO	AÑO MEDIO	EXTREMO HUMEDO	m	
		$P(E_j)$	$P(E_{j+1})$	$P(E_m)$	Σ	$C_{ij} P_j$
N_1	Base (h_1)	C_{1j}	C_{1m}	$j=1$.
	Semipico (h_2)
	Pico (h_3)	C_{1j}	C_{1m}	.	.
N_2	h_1
	h_2
	h_3
N_3

N_4	.	C_{1j}	.	C_{1m}	.	.

	.	C_{1j}	.	C_{1m}	.	.

donde:

los valores que pueden tomar las h_j horas sumarán 24 horas.

C_{ij} = costo marginal de operación para escalón i y condición de escurrimiento j .

$\Sigma P(E_j)=1$; $j=1,2,\dots,m$ condiciones de escurrimientos posibles.

$j=1$

4.3. Subistema Costos Marginales de la Potencia.

El margen de reserva varia de año de año y de mes a mes. En algunos periodos criticos, la reserva disminuye y en esas condiciones el costo marginal de potencia es alto, pues obliga a construcción de equipamiento adicional. Este margen de reserva es:

$$MR = DP - DEM, \text{ donde:}$$

$$DP = CI - RO - PM$$

con: MR = margen de reserva.

DP=disponibilidad efectiva de potencia del sistema.

DEM=demanda del sistema.

CI=capacidad instalada.

RO=reserva operativa.

PM=potencia en mantenimiento programado.

Para satisfacer esta demanda, es necesario instalar una potencia adicional. Así, esta potencia tendrá un costo unitario correspondiente a inversión, operación y mantenimiento. Se considerará en el análisis, la inversión en una turbina de gas, pues resulta más económica para satisfacer esta demanda de punta. A continuación, se presenta el desarrollo teórico y el capítulo 6 se realizan ejercicios numéricos.

.Aspectos espaciales.

El costo marginal (abastecimiento de una demanda adicional) es diferente en cada nodo del SIV. Esto se debe a que incrementos de demanda en nodos que exportan (p.e.Zona Oriental) son satisfechos satisfichos a menor costo instalando capacidad adicional en los nodos importadores (p.e.Zona Central), por la disminución de pérdidas en las líneas de transmisión.

Este cargo por potencia se derivará de los estudios de flujos de potencia de los modelos de la empresa eléctrica.

.Aspectos temporales.

El estudio anterior se complementa con un análisis horario de los abastecimientos más críticos durante el año: quienes no consumen en horas críticas, no deben pagar por demanda máxima.

El aspecto fundamental es el estudio de la variación estacional de la demanda máxima: las horas de demanda máxima además, determinarán el periodo más crítico de abastecimiento.

Además, es necesario un estudio a detalle de la estacionalidad de las demandas máximas mensuales por áreas y a nivel global del SIV.

4.3.1. Características del programa de flujos para cálculo de pérdidas por incrementos en potencia.

Para la diferenciación geográfica de los Ck de demanda de potencia en los nodos que representan la red eléctrica, se utiliza un modelo de Flujos de Potencia que determina el nodo de la red en donde debe instalarse un incremento de capacidad turbogas para satisfacer un incremento de demanda en otro nodo, con el objeto de minimizar las pérdidas incrementales por transmisión.

El modelo que calcule pérdidas en las redes, debidas a incrementos en la demanda, debe calcular voltajes y flujos de potencia en los arcos de la red (líneas de transmisión) y realizarlo para ciertas condiciones de la demanda (p.e. demanda máxima mensual).

Todo transporte provocará pérdidas en la red. Para realizar el cálculo, deberá realizarse un balance en los nodos recurriendo a algún algoritmo de flujo de redes.

El sistema eléctrico debe desagregarse en un número de nodos y arcos que represente suficientemente el sistema, como para ser sensible a los cambios en la potencia demandada.

La importancia de este cálculo es evidente: debe realizarse un

ajuste por pérdidas incrementales y cobrarlo al usuario que provocó una demanda adicional.

El procedimiento es el siguiente: (Fig. 4.10).

Finalmente, el ajuste (Factor de Ajuste) al cargo por potencia será:

$$F.A. = \left(1.00 + \frac{P_{1j} - P_0}{\Delta P_1} \right)$$

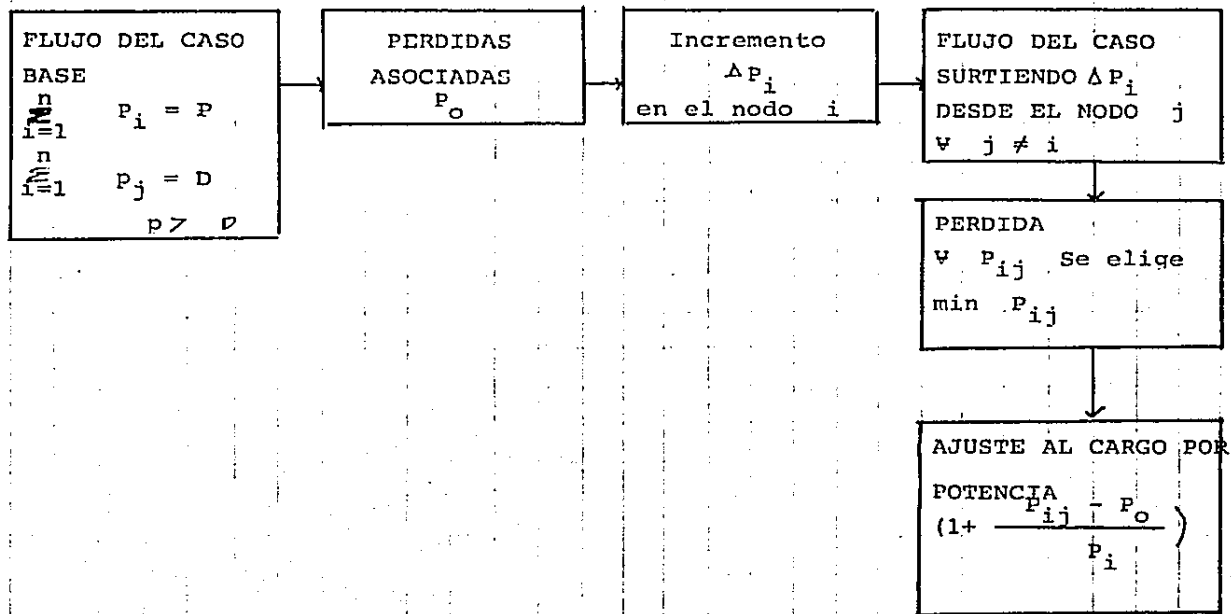


FIG. 4.6 MODELO PARA EL CALCULO DE PERDIDAS MARGINALES

METODOLOGIA PARA CALCULAR COSTOS POR DEMANDA MAXIMA.

• Incrementos en potencia. ((FPG.2.6.2) (FA.159-1))

Para calcular los costos que provoca a la colectividad (cuy gestor desde el punto de vista de prestador de servicios, es la empresa eléctrica), una demanda adicional de potencia, se requiere considerar una serie de elementos. Si se presenta esta carga adicional en el nodo i del sistema interconectado, se provocarán necesariamente cargos a tres niveles de desagregación:

- a. generación adicional.
- b. transmisión adicional.
- c. distribución adicional.

Pasaremos a desglosarlos:

a. Generación.

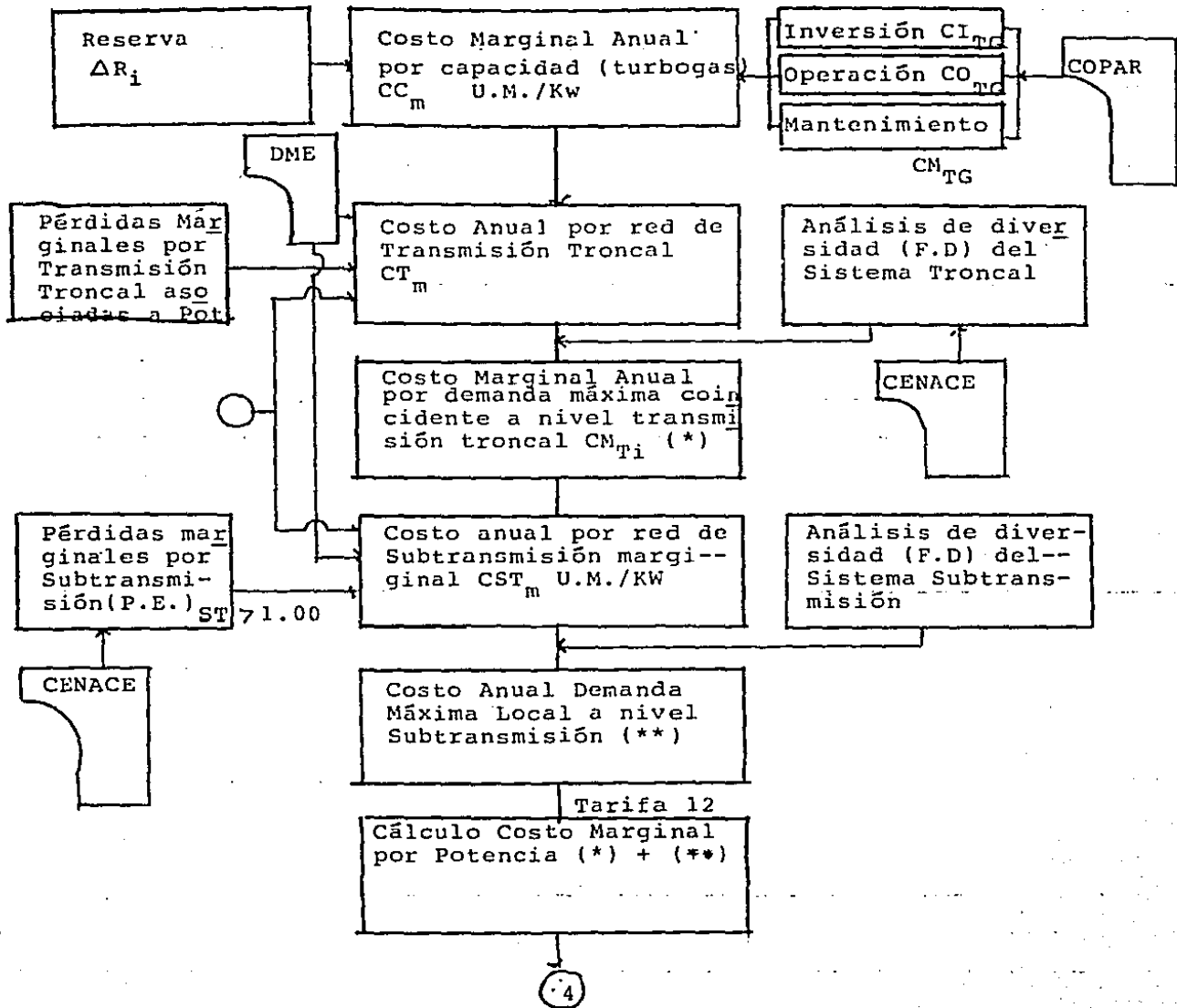
Para satisfacer la demanda adicional ΔP_i (potencia), se instalará capacidad extra en la "punta" de la demanda, es decir, se cubrirá con unidades de Turbogas (TG). Estas unidades tienen facilidad para responder a variaciones bruscas de la demanda, pero tienen costos incrementables altos; esto es, a cambios de la cantidad generada, su incremento en costo es elevado (mayor que las unidades que cubren "bases" de la demanda, p.e. termoeléctricas convencionales, hidroeléctricas, etc.)

Así, el costo incremental de capacidad de una unidad turbogas lo llamaremos CC_m y estará dado en U.M./kW (Unidades monetarias por unidad de potencia). El costo será anual; entonces, el costo será la suma de la inversión (CI_{TG}) más los gastos de operación (CO_{TG}) y mantenimiento (CM_{TG}): (Fig. 4. ...)

$$CC_m = CI_{TG} + CO_{TG} + CM_{TG} \quad \text{(U. M. /kW). ----- (1)}$$

Este es el costo por satisfacer un kW más de demanda en el nodo i . Sin embargo, para mantener los márgenes de confiabilidad del sistema, deberá incrementarse también las reservas que se tenían en los nodos originalmente, antes de presentarse ΔP_i . Llamemos entonces a ΔR_i como la reserva marginal que se añadirá al sistema. Esta variable se compone de dos partes:

N.º DE TURBINAS
 N.º TRANSMISIÓN TRONCAL
 N.º SUBTRANSMISIÓN



4

R: Reserva
 (CP_m)_{T ST} : Coeficiente de pérdidas marginales
 (T = Troncal o Transmisión)
 (ST = Sub-transmisión)
 F.D. = Factor de diversidad

FIG. 4.11 Modelo cálculo Costos Marginales de Corto Plazo por Potencial Nivel Generación y Transmisión.

a. una reserva que depende de la confiabilidad del sistema. Así, ante eventos probables como salidas forzadas, el margen que se mantenga deberá ser, por lo menos, el que originalmente se tenía. (Se acostumbra llamar a ésta reserva como rodante). b. Otra reserva que es función de la política de mantenimientos definida: a mayor número de mantenimientos programados, menor disponibilidad y mayor margen de reserva necesarios; por tanto, mayor costo marginal.

De ésta manera, ΔR_i es un cargo adicional. El valor que tome, será resultado del análisis de reservas compartidas entre nodos de la red.

Hasta aquí, los cargos por generación. Es importante recordar que el cálculo de Costos Marginales representa un método de evaluación de una operación óptima (además de ser base para elaborar esquemas tarifarios). En ésta condición, los costos marginales en nodos diferentes deberán ser iguales. En un sistema óptimo, márgenes de reserva iguales para diferentes nodos de la red representan equilibrio y diseño adecuado (ver Anexo 4).

b. Transmisión.

Surtir un kW extra de demanda en una red donde se dan flujos en ambos sentidos, nos lleva a concluir que la minimización de las pérdidas dependerá de una elección adecuada del nodo oferente para satisfacer la carga adicional en el nodo i. Así, deberán considerarse las pérdidas en las redes de transmisión () Las líneas que transportan la energía a partir de los nodos productores se llamarán Troncales.

Llamemos $(PE)_{T_i}$ a las pérdidas marginales que se darán en las líneas de transmisión troncal (líneas principales del sistema). En general, a mayor potencia transmitida, mayores pérdidas. El costo incluido por pérdidas deberá relacionar el incremento de pérdidas en la red de transmisión (ΔPE_T) debido a incrementos en la demanda en el nodo i (ΔP_i).

Aunque se supondría que las pérdidas tienen valores mayores que cero, la elección adecuada de un nuevo nodo oferente, deber resultar en una red con ganancia (pérdidas negativas ó cero). En el estudio realizado por ENDESA (ENDESA) para la CFE, se eligió un nodo oferente basado en un estudio de flujos de potencia. En el caso extremo, si se instala el nodo oferente en el propio nodo demandante i , las pérdidas sern cero y no se beneficiará la red.

$$CPE_{T_i} = \left(1.00 + \frac{(\Delta P.E. T)}{\Delta P_i} \right) < 1.00 \quad \text{--- (2)}$$

Este valor aumentará o disminuirá (si es positivo ó cero) el cargo por instalación extra de transmisión. En la CFE, los modelos que analizan flujos óptimos, p.e., el VALRED, proporcionan la información para elegir el nodo oferente que minimize pérdidas. (cfr. Modelo COFLUJOS)

Por otro lado, si suponemos una situación original con una red adaptada () la demanda adicional ΔP_i en el nodo i , seguramente modificará éste estado y se debe calcular un costo adicional de inversión (ΔI_i), para conservar el sistema de transmisión adaptado. El estudio de los flujos en redes da cuenta de la magnitud del efecto por una demanda unitaria extra en un nodo.

Al costo anterior, lo llamaremos:

Costo Anual por adaptación de la red de transmisión troncal marginal (dado en U.M./kW), denotándolo por CT_m (4).

$$CT_m = \frac{\Delta I_i}{\Delta P_i}$$

El análisis de diversidad (5) tiene por objetivo evaluar el impacto que pueden tener las demandas coincidentes. En el sector eléctrico es usual calcular un factor de diversidad que relacione la suma de las demandas máximas de los subsistemas con el valor máximo que toma el sistema si todas las demandas coinciden. El primer valor se llamar suma de las demandas máximas de todos los nodos

i, y el segundo, demanda máxima coincidente (D_{mc}). Al cociente de ambas, se le llama factor de diversidad (FD).

Algebraicamente:

$$(FD)_T = \frac{\sum_i^n D_{\max i}}{D_{mc}} \quad \text{----- (3)}$$

dadas n demandas en el nodo i.

Para calcular la demanda máxima coincidente bruta (D_{mc}), se sumarán las demandas de cada nodo i en la hora del pico (demanda máxima D_{pi}), más las pérdidas en la transmisión en la hora del pico (transporta potencia máxima, por tanto, pérdida máxima, cfr. Nota más los usos propios de potencia por producción en el pico. Algebraicamente:

$$D_{mc} = \sum_i^n D_{pi} + K1 D_{mc} + K2 D_{mc} \quad \text{----- (4)}$$

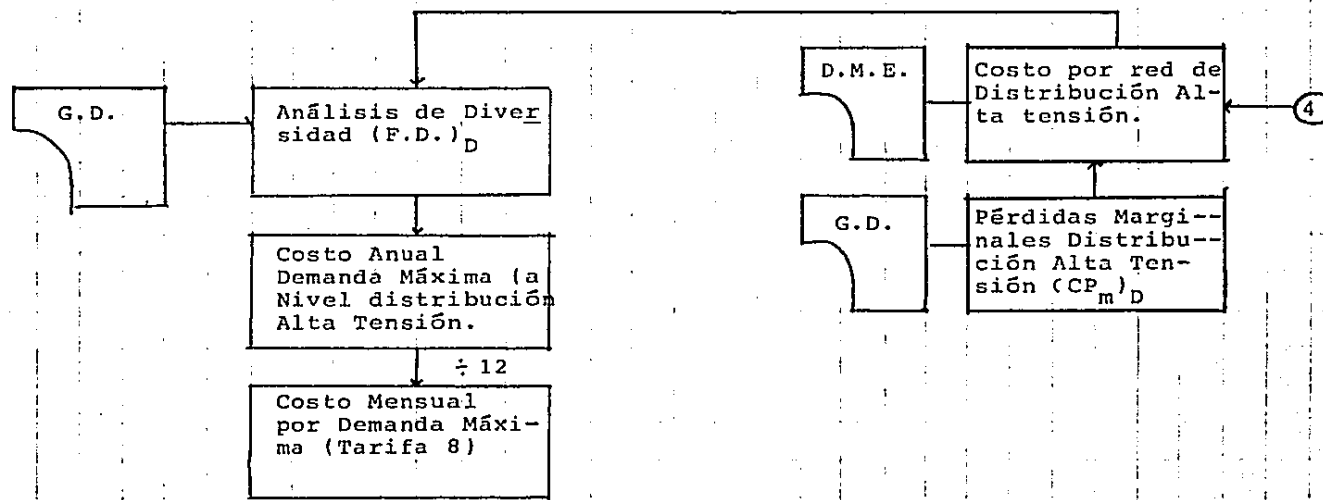
$$K1 < 1.00, K2 < 1.00$$

Si el factor de diversidad del sistema es FD , y despejamos D_{mc} , tenemos:

$$D_{mc} = \frac{\sum_i^n D_{\max i}}{(FD)_T} \quad \text{----- (5)}$$

$$\frac{\sum_i^n D_{\max i}}{(FD)_T} = \sum_i^n D_{pi} + K1 D_{mc} + K2 D_{mc} \quad \text{----- (6)}$$

El cargo implícito en el factor de diversidad se calcula a futuro y los valores pronosticados de las demandas máximas se tomarán de estudios de desarrollo del mercado eléctrico y de las áreas de operación de la empresa eléctrica.



$(CP_m)_D$ = Coeficiente de pérdidas marginales (D=distribución)

$(F.D.)_D$ = Factor de Diversidad, distribución Alta Tensión (A.T.)

G.D. = Gerencias de Distribución.

FIGURA 4.12 Modelo Cálculo Costos Marginales Corto Plazo por potencia (Nivel Distribución- Alta Tensión).

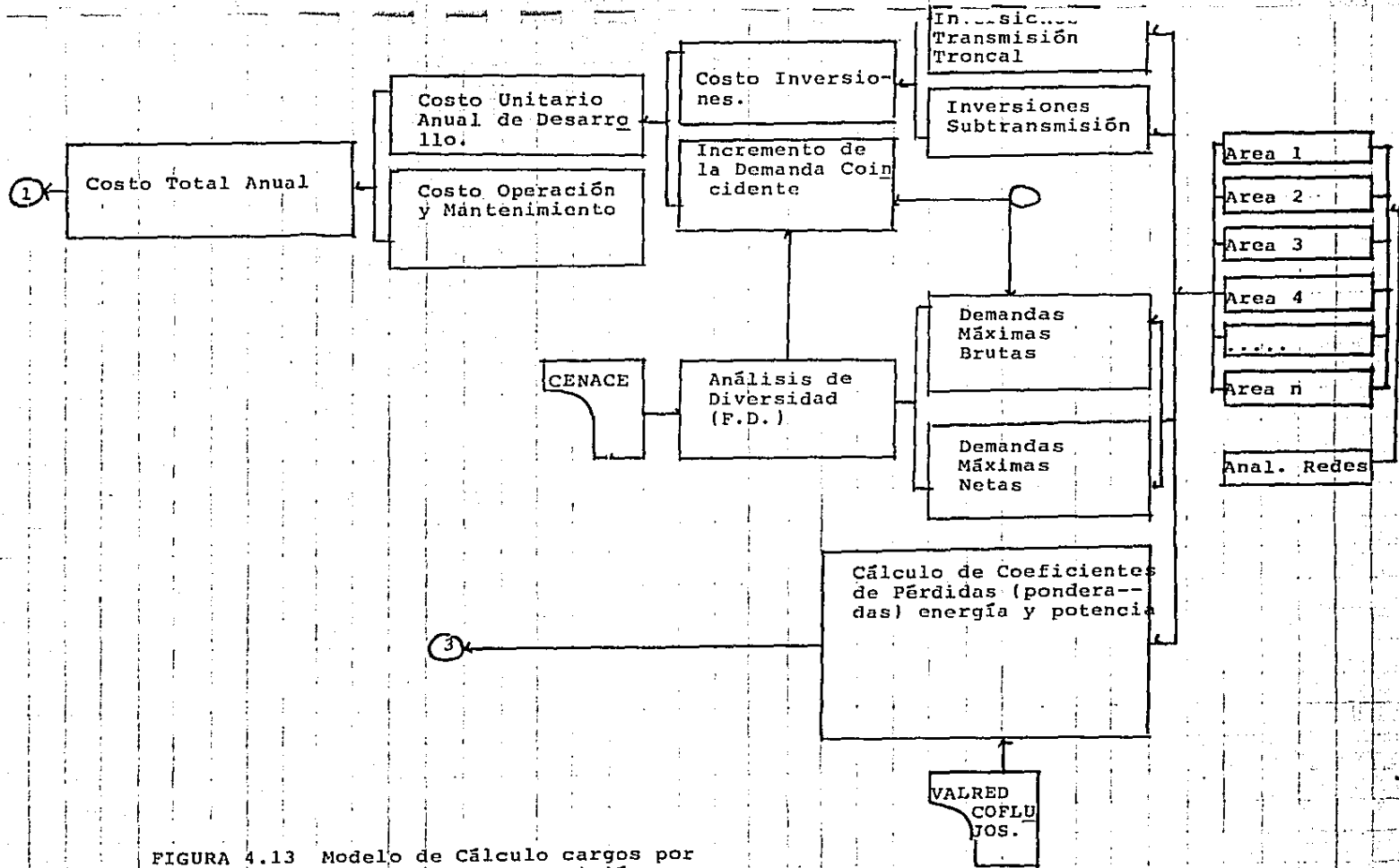


FIGURA 4.13 Modelo de Cálculo cargos por Inversión en Transmisión y Subtransmisión para el Cálculo de CMCP de Potencia.

En resumen, el cargo que se aplicará al cliente en el nivel de transmisión troncal, por una demanda unitaria en un nodo i , será la suma de costos por generación, reserva, pérdidas y por adaptación, afectado por el factor de diversidad, que convierta el cargo del sistema en cargo local (subsistema). Matemáticamente:

$$CM_{T_1} = f (CCC_m, \Delta R_i, (PE)_T, CT_m, (F.D.)_T) \text{-----} (7)$$

$$CM_{T_1} = \frac{(CCC_m) * (1.00 + \Delta R_i) * (PE)_T + CT_m}{(F.D.)_T} \text{-----} (8)$$

c. Subtransmisión.

Anteriormente, se partió del supuesto de que en la transmisión se tomó una decisión acertada para instalar el nuevo nodo oferente para satisfacer una demanda adicional en el nodo de demanda i . En la subtransmisión, continuación de la transmisión, se trabajan voltajes menores y se tienen también una serie de cargos.

El primero de ellos se refiere a las pérdidas. Las instalaciones de subtransmisión son fijas y se desea evaluar incrementos en las pérdidas $(APE)_{S.T.}$ en la red de subtransmisión i debido a incrementos en la demanda en cualquier nodo de la red $(\Delta P > 0)$. Así, se tiene un valor de pérdidas marginales en la línea de subtransmisión y lo llamaremos $(PE)_{S.T.}$. Algebráicamente, es la razón de cambio siguiente:

$$(PE)_{S.T.} = \frac{\Delta (PE)_{S.T.}}{\Delta P} \text{-----} (9)$$

El valor del cociente será mayor que uno. Por ejemplo, ante un incremento unitario de potencia P_i , se dará necesariamente un incremento en las pérdidas en la subtransmisión i . Obsérvese que en

éste caso no puede haber ganancias en la red, solamente pérdidas debido a que las líneas son restricciones fijas y siempre que se dé transporte, habrá pérdidas. En el caso de las pérdidas en la transmisión $(PE)_{T_1}$, la ganancia se debía al mejor funcionamiento de la red, teniendo la posibilidad de mover el nodo oferente y mejorar sucesivamente la solución. El caso teórico único sin pérdida en subtransmisión, $(PE)_{ST} = 0$, si $\Delta P = 1$, pero $\Delta PE_{ST_1} = 0$ y ésto solamente ocurre cuando la longitud de transporte sea cero (que se genere y distribuya en el mismo lugar, situación poco real).

El caso óptimo, obtenido por tanteos sería:

$$\text{Min } (1.00 + \frac{\Delta CPE)_{ST_1}}{\Delta P_j}) \text{-----(10)}$$

existiendo j puntos posibles donde se presentaría un incremento de demanda en la red de subtransmisión.

Para calcular pérdidas en un subsistema cualquiera de subtransmisión, se ponderaría cada una de las partes. Para calcular éstas, se puede partir de dos supuestos:

a. linealidad:

El incremento de las pérdidas es función de la demanda adicional, i.e.:

$\Delta CPE)_{ST_1} = K_1 (\Delta P_j)$, siendo K_1 la constante lineal de proporcionalidad.

$$\text{Así, } K_1 = \frac{(\Delta CPE)_{ST_1}}{\Delta P_j} \text{-----(11)}$$

b. no linealidad.

El incremento en las pérdidas es una función cuadrática de los incrementos de la demanda, i.e.:

$\Delta(\text{PE})_{\text{ST}_i} = K_2 (\Delta P_j)^2$, siendo K_2 una constante lineal de proporcionalidad.

$$\text{Así, } K_2 = \frac{\Delta(\text{PE})_{\text{ST}_i}}{(\Delta P_j)^2} \text{-----} (12)$$

De la misma manera que en la transmisión, un incremento de demanda en el nivel de subtransmisión, modificará las condiciones existentes de la red. Por tanto, se provocarán cargos por mantener el sistema adaptado a las nuevas condiciones. Este cargo anual por kW adicional de potencia, se expresa como la relación de incrementos necesarios en inversión (ΔI_i) en la red i provocado por cambios en la demanda (ΔP_i) en dicha red. Algebráicamente:

$$\text{CST}_m = \frac{\Delta I_i}{\Delta P_i} \text{-----} (13)$$

CAPITULO QUINTO

METODOLOGIA DE CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO.

El capítulo cinco presenta la metodología de cálculo de los CMLP de la empresa eléctrica, basado en el método incremental de Y. Albouy. Se presenta la mecánica del cálculo y se describen algunas variables asociadas al problema de la expansión de la capacidad, como la diversificación de fuentes de generación, el futuro de los sistemas eléctricos, etc.

.El concepto del Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP)

Hemos dicho que el CMLP de una carga es la variación de los costos totales de generación transmisión y distribución, correspondientes al abastecimiento de esa carga adicional durante un año dado, suponiendo que el abastecedor de electricidad puede anticipar

la inversión necesaria para ampliar las capacidades de generación, transmisión, y distribución, (el mismo periodo dentro del cual desaparecen las restricciones).

Diversas son las variables a considerar para analizar el problema de expansión de capacidad, algunos modelos, como el WASP (Fig. 3.1), realizan este análisis.

5.1. Descripción de la metodología de cálculo de los CMLP

Se presenta la evaluación preliminar de los Costos Marginales de Largo Plazo de la empresa eléctrica con el método incremental. (Cfr. infra). Se obtendrá así, un Costo Incremental Promedio de Largo Plazo de la Empresa Eléctrica para un periodo de análisis de 10 años, aplicando la metodología de I. Albouy (ALB83), mencionándose las fuentes de información y la metodología de cálculo aplicadas, con vista a su integración al estudio general de Costos Marginales.

El estudio comprende las siguientes partes:

- i. Metodología de cálculo.
- ii. Análisis de resultados. (Cap. 8).
- iii. Fuentes de resultados. (Cap. 8).
- iv. Fuentes de información. (Cap. 6).

5.1.1. Metodología de Cálculo.

A continuación, se presenta la metodología de cálculo de los *Costos Incrementales Promedio a Largo Plazo*. Albouy propone la utilización de métodos incrementales debido a algunos problemas que se presentan en el análisis de costos (ALB83-1).

El Costo Incremental Promedio a Largo Plazo (CMLP) relaciona las inversiones necesarias para la expansión de capacidad del sistema con los incrementos de demanda correspondientes tanto en potencia como en energía. Incluye erogaciones para información, desarrollo y distribución de los costos en el sistema, localización y estructura del plan de

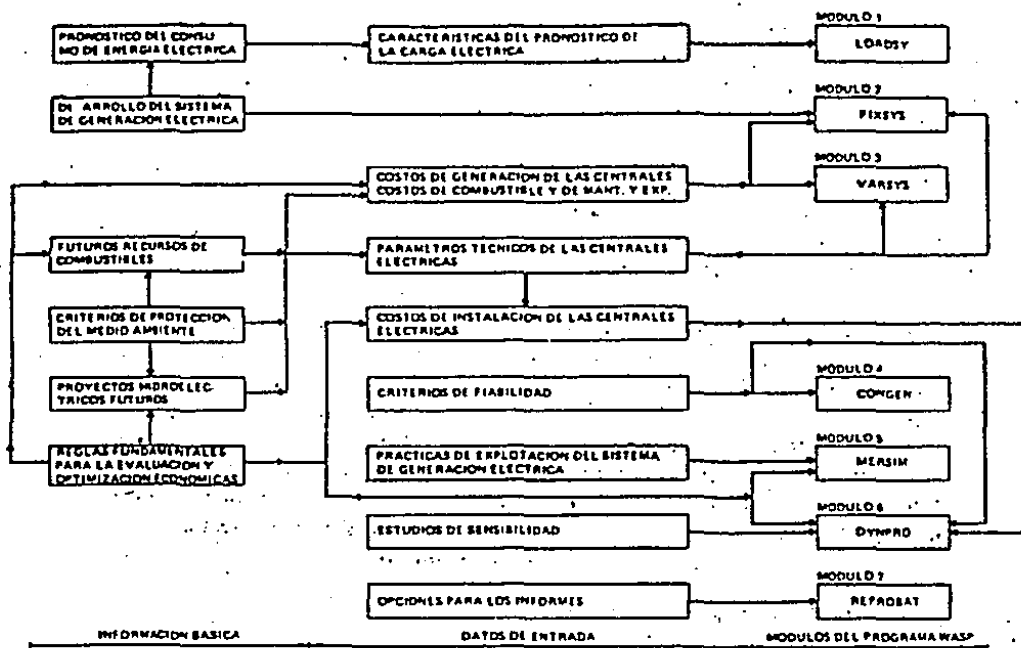


Figura 1. Modelo para los datos de entrada del programa WASP

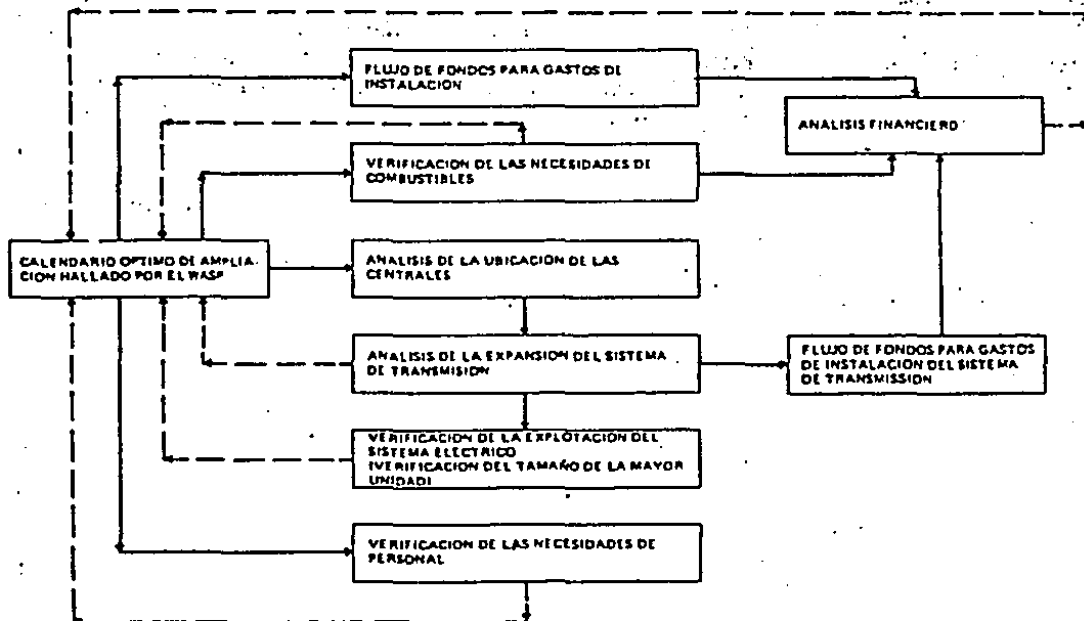


FIG. 5.1

Análisis de la Información de salida del WASP [BRE 86]

aproximadamente los resultados del análisis de Costos Marginales de Corto Plazo, pues debe estar en el mismo orden de magnitud..

Tomando como base el criterio anterior, se realizó un ejercicio para un periodo de 10 años.

Se analizaron seis rubros: 4 referidos a costos y 2 referidos a demanda (Fig 5. 2). (los números asociados a las fórmulas, permiten identificar las variables). (CFEG89-4).

ii El análisis de costos es el siguiente : (Fig.5.3).

A. costos de inversión del sector eléctrico. $(CI)_t$

Estos costos, son referidos a generación, y están basados en los programas de inversión del sector eléctrico (POISE). Se calcularán anualmente las inversiones y sus incrementos basados en una actualización, con una tasa de descuento i dada.

Llamaremos a I_t la inversión necesaria en el año t para generación. El incremento que experimenta la inversión ese año es $\Delta I_t = I_t - I_{t-1}$, al restar a la inversión en el año t , la del año anterior. Sin embargo, al sumar a este incremento, el valor del remanente en inversión del año $t + 1$, tendremos que el Valor Presente del remanente por inversión en el año t , es:

$$VP [R (\Delta I)_t] = \Delta I_t + [R (\Delta I)_{t+1}]$$

que también puede expresarse como:

$$VP [R (\Delta I)_{t+1}]$$

$$VP [R (\Delta I)_t] = \Delta I_t + \frac{\dots}{(1+i)^t} \quad (1)$$

$$(1+i)^t$$

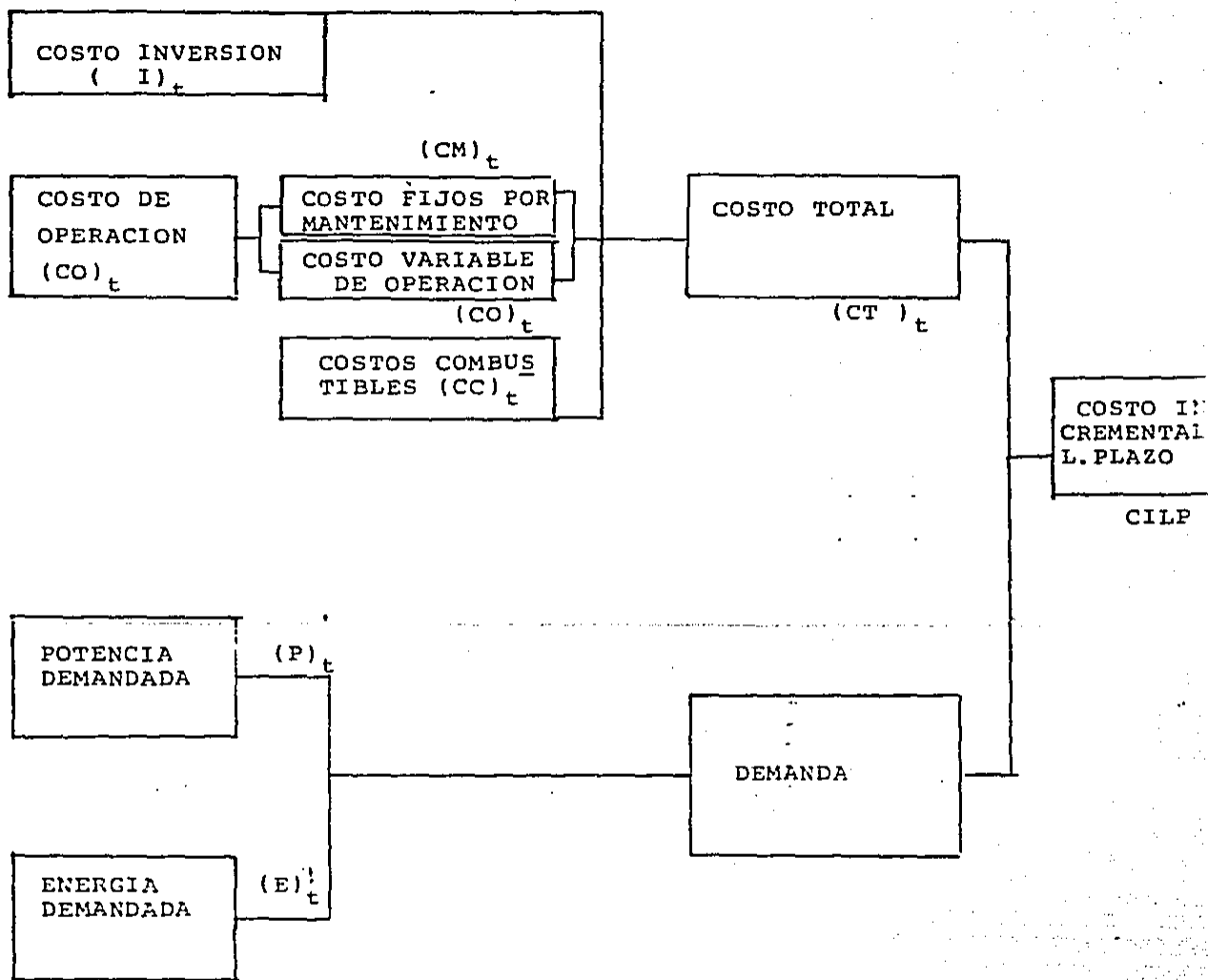


FIGURA 5.2
 COMPONENTES DEL COSTO
 Y DE LA DEMANDA A LARGO PLAZO

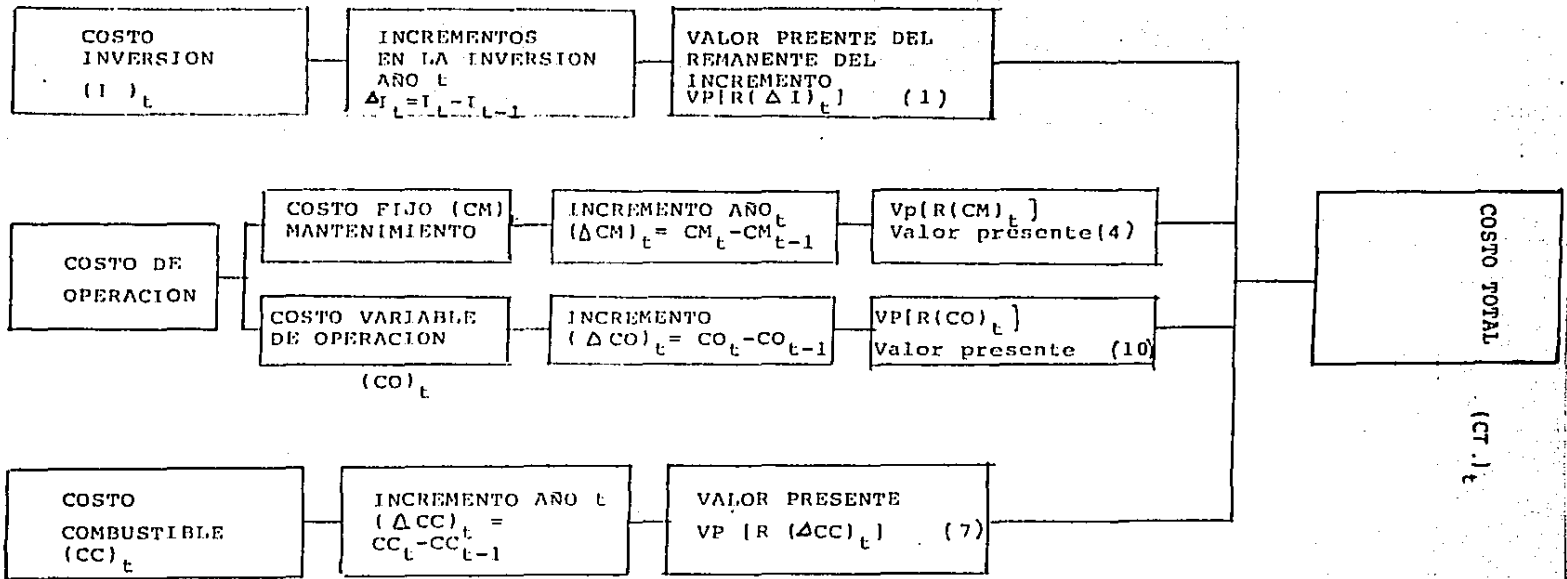


FIG.5.3 COMPONENTES DEL COSTO A LARGO PLAZO.

Se considera para estos cálculos, el Programa de Obras e Inversiones de la empresa eléctrica más actualizado con el total de inversión en Billones de pesos de 1989, y su equivalente en millones de dólares de 1989, para el período analizado. (cfr. infra).

Los Costos de Operación se componen de Costos Fijos y Costos Variables:

B. Costos Fijos de operación por mantenimiento. $(CM)_t$

Se calcularon los Costos fijos de operación, entendidos básicamente como debidos a mantenimiento $(CM)_t$.

Siguiendo al razonamiento anterior, se calculó el Valor presente del remanente en el año t, basado en el Costo por mantenimiento $(CM)_t$ en el año t y el incremento en costo de ese año $\Delta CM_t = CM_t - CM_{t-1}$. Así, el Valor Presente del remanente por mantenimiento es:

$$VP [R (\Delta CM)_t] = \Delta CM_t + [R (\Delta CM)_{t+1}]$$

es decir,

$$VP [R (\Delta CM)_t] = \Delta CM_t + \frac{VP [R (\Delta CM)_{t+1}]}{(1 + i)} \quad (4)$$

El monto del Costo fijo de operación pueda calcularse como un porcentaje del total del renglón de conservación en el programa de inversiones del sector eléctrico (cfr. programa de inversiones del sector eléctrico en el cap.6).

C. Costos Variables de Operación $(CO)_t$

De la misma manera, es posible calcular el Valor Presente del remanente de Costos de Operación $VP [R (\Delta CO)_t]$ a partir de los costos de operación en el año t $(CO)_t$, del incremento de dichos costos en ese año $\Delta (CO)_t = (CO)_t - (CO)_{t-1}$. Matemáticamente:

$$VP [R (\Delta CO)_t] = \Delta (CO)_t + \frac{VP [R (\Delta CO)_{t+1}]}{(1+i)} \quad (10)$$

Los valores del Costo anual de Operación, se estiman a partir de los documentos de la empresa eléctrica que relacionan los parámetros de referencia más importantes sobre inversión, operación, etc. de diferentes centrales generadoras, tomando en cuenta el componente variable (cfr. COPAR).

D. Costos Variables por Combustibles (CC)_t

Análogamente, el Valor Presente del remanente de los Costos de Combustible (variables de acuerdo al reparto de la generación) [] Se ajusta la evolución de la eficiencia de acuerdo al programa de largo plazo y en caso de haber ajustes a la demanda, la diferencia se asigna a la generación con combustóleo. Deben considerarse diferentes escenarios de evolución de costos de combustibles.

i. La demanda puede ser analizada de la siguiente manera: (Fig 5.4).

A. Potencia Demandada. (P_t)

Se calcula el Valor Presente del remanente del incremento de potencia:

$$VP [R (\Delta P)_t] = \Delta P_t + [R (\Delta P)_{t+1}]$$

$$VP [R (\Delta P)_t] = \Delta P_t + \frac{VP (\Delta P)_{t+1}]}{(1+i)} \quad (2)$$

donde $\Delta P_t = P_t - P_{t-1}$ es el incremento en la demanda en el año t y $R (\Delta P)_t$ es el remanente en el mismo año. El remanente del próximo

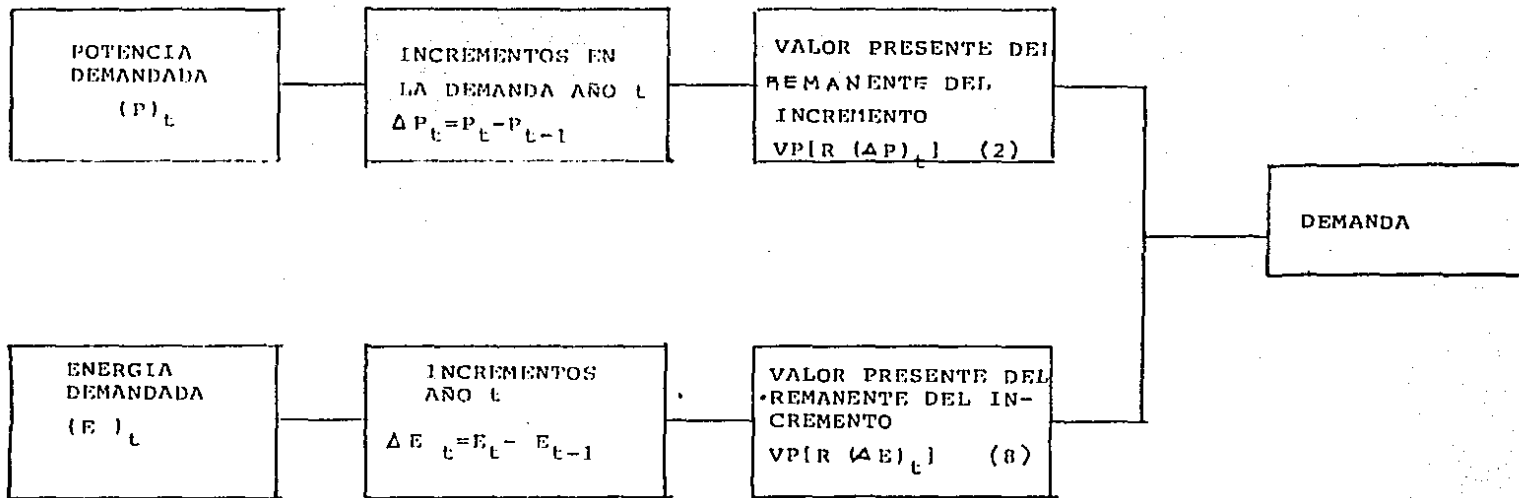
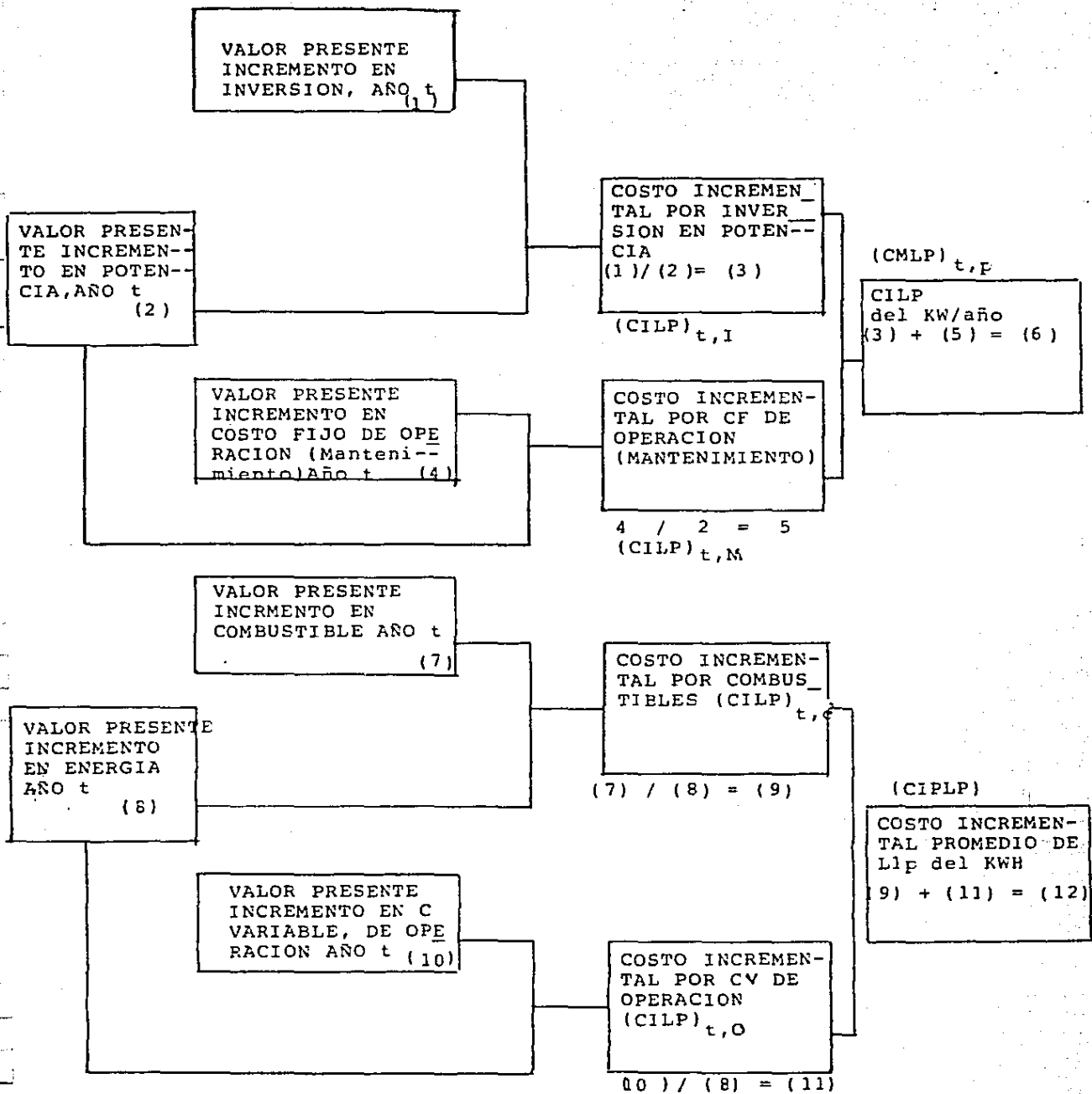


FIG. 5.4 COMPONENTES DE LA DEMANDA A LARGO PLAZO



FIGURA

5.5. COMPONENTES Y VARIABLES INCREMENTALES EN EL LARGO PLAZO.

B. Energía Demandada (E_t) (Ventas).

Aplicando el análisis incremental, el valor presente del remanente del incremento en ventas, es:

$$\begin{aligned}
 VP [R (\Delta E)_t] &= \Delta E_t + [R (\Delta E)_{t+1}] \\
 & \qquad \qquad \qquad [R (\Delta E)_{t+1}] \\
 VP [R (\Delta E)_t] &= \Delta E_t + \frac{\qquad \qquad \qquad}{(1 + i)} \qquad \qquad \qquad (7)
 \end{aligned}$$

La demanda, tomada del estudio del Mercado eléctrico (), se ajusta tomando en cuenta el nivel de crecimiento actual. Para el año base se supone un nivel de cuentas de los GWh demandados, definiéndose un nivel a alcanzar en el último año del periodo analizado. (se calcula la tasa de crecimiento promedio anual). La demanda se toma del estudio del Mercado más reciente.

111. Las variables incrementales más importantes son: (Fig. 5.5.)

A. Costo Incremental por Inversión en Potencia. (3)

Se obtiene al dividir el Valor presente del incremento en Inversión en el año t (1), entre el Valor presente del incremento en Potencia en el mismo año (2)

Algebraicamente:

$$\begin{aligned}
 (CILP)_{t,I} &= \frac{VP [R (\Delta I)_t] \qquad (1)}{VP [R (\Delta P)_t] \qquad (2)} \qquad \qquad \qquad (3)
 \end{aligned}$$

B. Costo Incremental por Mantenimientos. (5)

Se obtiene al dividir el Valor Presente del Incremento en Costos Fijos por mantenimientos en el año t (4), entre el Valor Presente del incremento en Potencia en el mismo año.

$$(CILP)_{t,M} = \frac{VP [R (\Delta M)] \quad (4)}{VP [R (\Delta P)]_t \quad (2)} \quad (5)$$

C. Costo Incremental por Combustibles (9)

Se obtiene al dividir el Valor Presente del incremento en Combustibles en el año t (7), entre el Valor Presente del incremento de la energía (8) en el mismo año.

$$(CILP)_{t,C} = \frac{VP [R (\Delta C)] \quad (7)}{VP [R (\Delta E)]_t \quad (8)} \quad (9)$$

D. Costo Incremental por Costos Variables de Operación (11)

Se calcula dividiendo el Valor Presente del incremento en costos variables de Operación (10) en el año t, entre el Valor Presente del incremento de la energía (8) en el mismo año.

$$(CILP)_{t,O} = \frac{VP [R (\Delta CO)]_t \quad (10)}{VP [R (\Delta E)]_t \quad (8)} \quad (11)$$

Como puede verse, en el método incremental propone *actualizar* con una tasa de descuento dada, las diferencias que se dan de un año a otro, tanto en costos como en demanda, para de esta manera, relacionarlos en un año dado. Así, se obtiene año a año, un costo por demanda unitaria adicional.

5.2. Introducción al Análisis de Largo Plazo. (PALS3-3).

Albony pone de relieve la relación entre CMCF - CNLF, y su

utilidad en la evaluación de proyectos y toma de decisiones, respecto a la fecha de entrada en operación o de retiro de unidades.

Existen dos métodos de estimación de costos basados en planes de Largo Plazo: Métodos Incrementales y Métodos Estadísticos aplicables a problemas como el de Distribución.

1. El Método de Costos incrementales.

Una primera aproximación al análisis de Costos a Largo plazo, se basa en el uso de modelos de simulación del sistema. Se plantea un caso base y evalúan los costos; posteriormente, se incluye un incremento (positivo o negativo) de la Demanda, y se evalúa el cambio en el costo total. La diferencia entre ambas simulaciones es un costo incremental y es una aproximación al costo marginal. (ALB83).

El incremento tiene una connotación importante en el espacio y en el tiempo; el incremento analizado deberá considerar el horario y la región en que se presentó.

Existen dos limitaciones en este método:

. no es posible analizar todas las componentes del Costo Marginal, a menos que los incrementos de la demanda estuvieran diferenciados en espacio y tiempo.

. poca sensibilidad de los modelos de cálculo ante la magnitud de los incrementos de la demanda, que provocaría una estimación deficiente de los Costos Marginales.

Por lo anterior, se hace necesario incluir en los modelos, costos de racionamiento (falla) para que los incrementos en la demanda tengan efecto visible para tomar decisiones respecto a adelantamiento de obras. Además, que incluya variables como: postergamiento de mantenimientos, utilización de reservas, retiro temporal de equipos, etc.

Los costos incrementales pueden tener errores en función del tamaño, signo y fecha de la variación de la demanda estudiada. Es posible disminuir este impacto al considerar permanente el incremento a partir de su aparición, pues la cantidad calculada es una suma *descontada* hasta el horizonte de planeación de los costos incrementales provocados cada año.

Si suponemos que el costo marginal anual de suministro cubre todos los costos económicos adicionales, entonces es posible definir el *Costo Incremental de Largo Plazo (CILP)* en el año base (fecha 0), como aquel que permite cubrir los costos en los T primeros años.

$$\sum_{t=0}^{t=T} \text{CILP } dq_t / (1+i)^t = \sum_{t=0}^{t=T} [C_t (q_t + dq_t) - C_t (q_t)] / (1+i)^t$$

donde:

t=T=horizonte de planeación.

t=0 año base.

dq_t =variación en la cantidad demandada en el año t

i=tasa de descuento.

C_t =costo de suministro en el año t

q_t =cantidad demandada año t.

Los costos adicionales anteriores a la fecha 0 están incluidos en la sumatoria, pues se actualizarán todos los costos fijos de puesta en servicio.

ii. Costos Incrementales Promedio de Largo Plazo.

Para evaluar incrementos en la demanda se requiere el uso de modelos que sean sensibles a estos cambios. Debido a ello, el método incremental es una aproximación gruesa al problema.

Se utiliza la fórmula anterior, con los incrementos de la demanda proyectados a un nivel global con respecto al año base, en lugar de tomar incrementos hipotéticos de pequeños tamaños y de varios tipos en tiempo y espacio.

Por tanto, el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP), es:

$$CIPLP_{t=0} = \frac{\sum_t [C(q_t) - C_0(q_0)] / (1+i)^t}{\sum_t (q_t - q_0) / (1+i)^t}$$

$$\delta \quad CIPLP_t = \frac{\sum_t [(C(q_{t+1}) - C(q)_t) / (1+i)^t]}{\sum_t (q_{t+1} - q_t) / (1+i)^t}$$

El método tiene una gran ventaja: permite evaluar los cambios en los costos para diferentes condiciones de demanda, de precios de combustibles, de programas de inversiones y observar el comportamiento del costo a lo largo del periodo de estudio.

iii. Expansión de la capacidad a costo mínimo. [ALB83]

El objetivo es proporcionar el suministro de energía eléctrica con niveles adecuados de confiabilidad, a costo mínimo. En el largo plazo es posible modificar las capacidades con la puesta en servicio y retiro de equipos.

La diferencia entre CMCP y CMLP se basa en que los primeros mantienen la capacidad constante y los segundos, no. (es posible calcular CMCP a 10 años, p.e.).

Por tanto, el estudio de los CMLP se basa en el estudio de la expansión de la capacidad. Para ello, se deben proyectar a largo plazo los costos y restricciones considerados en el corto plazo.

El costo de adelantamiento debe incluir intereses durante la construcción, a una tasa i de descuento y el adelantamiento de las decisiones tomadas al final de la vida económica del equipo. Es decir, costos que reflejen los efectos económicos de la expansión.

En el corto plazo, la demanda marginal de electricidad tiene dos efectos (variables, según la fecha y el lugar):

-costos de operación adicional en el equipo marginal y pérdidas marginales en la red, $(CO)_t$, en el tiempo t .

-aumento en el valor esperado del costo de racionamiento (falla) en la punta de la demanda: $P(D_t)$; donde P_t es su probabilidad de ocurrencia y D_t^1 es el costo del déficit.

$$CMCP_t = (CO)_t + P_t (D_t^1)$$

En el largo plazo se puede modificar la capacidad, lo que afecta el costo a corto plazo. Aumenta la confiabilidad (disminuye P_r y por tanto $P_r(D_t)$) y se reducen los costos de operación (por sustitución) y/o reducción de pérdidas en la red (término CO_t).

El aumento en la capacidad puede ser debido a nuevas obras, aplazar el retiro de existentes, modificación de diseños, etc. Por tanto:

$$CMLP_t = CV + CF.$$

$$CMLP_t = C_t + I_t - I_{t+1}.$$

es decir, el CMLP en un año dado es la suma de un costo variable (CV) y una anualidad fija por inversión (CF).

v. Adaptación de la capacidad de producción. (VIGOS)

Costos a largo plazo. Presentamos un ejemplo para dos posibles plantas utilizadas para expansión.

costos fijos	costos variables
anualizados (U.M./KW)	(U.M./kWh)

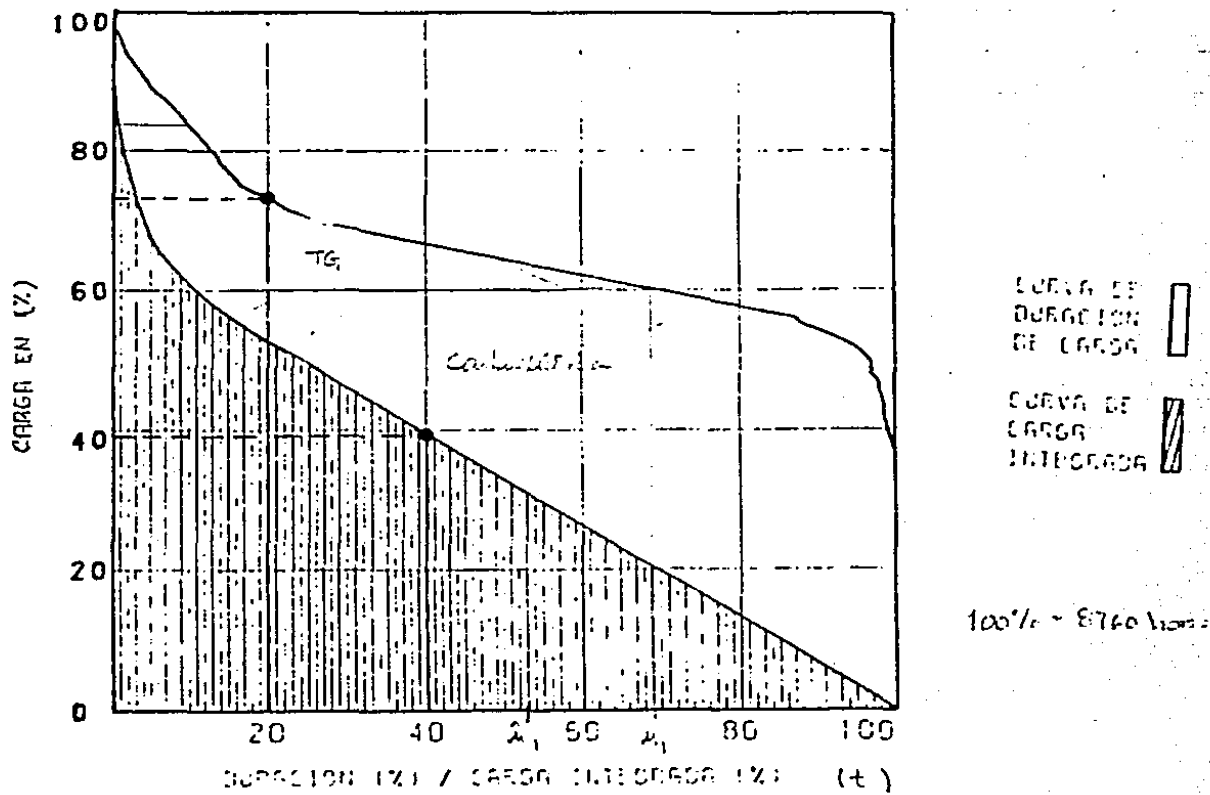
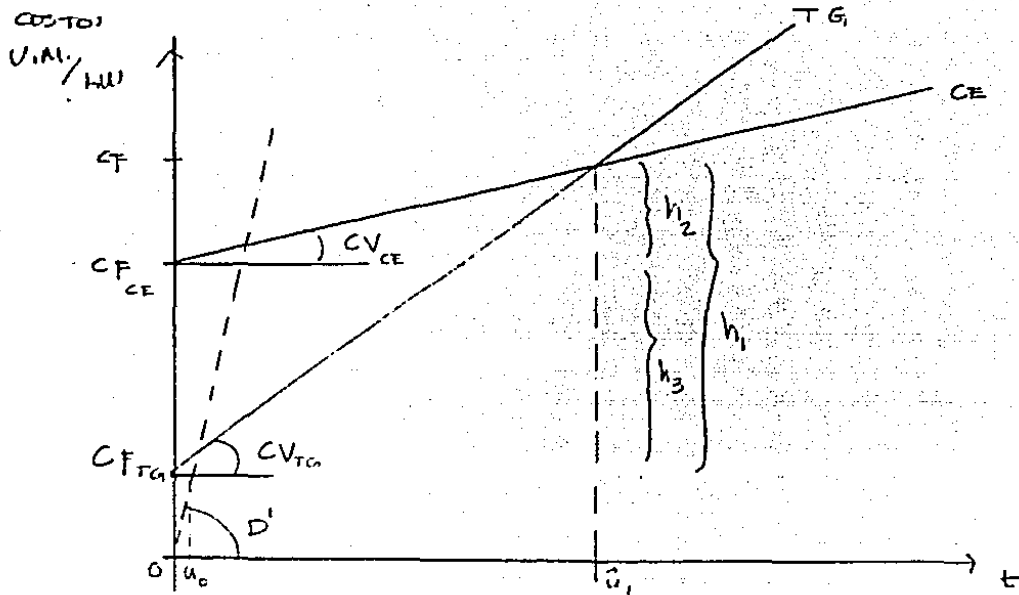


Fig. 5.6 Expansión de la Capacidad.

c. turbo-gas TG

CF_{TG}

CV_{TG}

c. carboeléctrica CE

CF_{CE}

CV_{CE}

De acuerdo a la Fig. 5.6, la carboeléctrica se utilizará para valores superiores a q_1 horas. Costo TG > CE y a la hora q_1 se obtendría:

$$CV_{CE} = \frac{h_2}{q_1 - 0} - \frac{CF - CF_2}{q_1}$$

para costos variables de la carboeléctrica y para la turbo-gas:

$$CV_{TG} = \frac{h_1}{q_1 - 0} = \frac{h_1}{q_1}$$

restando miembro a miembro:

$$CV_{TG} - CV_{CE} = \frac{h_1}{q_1} - \frac{CF - CF_{CE}}{q_1} = \frac{h_1 - CF + CF_{CE}}{q_1} = \frac{h_1 - h_2}{q_1}$$

$$\text{pero } h_2 = CF - CF_{CE} ; - h_2 = CF_{CE} - CF$$

por tanto:

$$q_1 = \frac{h_1 - h_2}{CV_{TG} - CV_{CE}}$$

$$\text{pero: } h_1 - h_2 = h_3$$

$$\text{y: } h_3 = CF_{CE} - CF_{TG}$$

$$\text{por tanto: } q_1 = \frac{CF_{CE} - CF_{TG}}{CV_{TG} - CV_{CE}}$$

si se genera con $t > u_1$ se usará CE.
 si se genera con $t < u_1$, se toma TG.

Entonces, el costo a largo plazo para suministrar u horas en la punta, es: (costo de adelantamiento)

$$CMLP_{TG} = (CF_{CE} + u CV_{CE}), \text{ costo fijo + costo variable (TG)...(1)}$$

y en la base:

$$CMCP_{CE} = (CF_{CE} + u CV_{CE}) \text{ costo fijo + costo variable (CE).....(2)}$$

Una demanda marginal en base no requiere potencia adicional y sus costos son: CV_{TG} y CV_{CE} , de acuerdo a la planta marginal utilizada. Este costo coincide con el de corto plazo. Para una estructura adaptada del parque generador, esta igualdad entre CMCP y CMLP es válida para suministrar en base y punta.

vi. Relación CMCP y CMLP. (ZAH80)

El costo de corto plazo es la suma de $\sum_{t=0}^{t=h} CM_t$

en las h horas que dura el suministro de 1 KW adicional, si los riesgos de racionamiento o falla se concentran sobre las u_0 horas de mayor demanda (ver curva de duración de carga: Fig. 5. 6), que corresponden a la utilización mínima de la TG.

Se define u_1 como el tiempo en que se utiliza marginalmente la capacidad de base y que define la frontera entre TG y CE. Las TG permanecen marginales en el periodo $(u_1 - u_0)$ horas intermedias. Su costo $(CMCP)_{u_1}$ de corto plazo por suministro de punta con duración entre u_0 y u_1 , es:

$$(CMCP)_{u_1} = \sum_{t=u_0} P_r (CR_{u_0}) + (u_1 - u_0) CV_{TG} \dots\dots\dots(3)$$

donde P_r es la probabilidad de ocurrencia del racionamiento.

CR_{u_0} es el costo de racionamiento en el periodo u_0 (costo de falla). Y para el de base: (con duración mayor que u_1)

$$(CMCP)_u = \sum_{t=u_0} P_r (CR_{u_0}) + (u_1 - u_0) CV_{TG} + (u - u) CV_{CE} \dots (4)$$

Si se tiene un nivel de confiabilidad adaptado, es posible equilibrar el costo de adelantamiento de una turbo-gas con el valor del costo de racionamiento o falla (CR). Entonces, el valor esperado del racionamiento es:

$$\sum_{t=u_0} P_r (CR_{u_0}) = \text{costo fijo}_{TG} + \text{costo variable}_{TG} \text{ (combustible)}$$

Por lo tanto, de (1):

$$\sum_{t=u_0} P_r (CR_{u_0}) = CF_{TG} + u_0 CV_{TG}$$

por tanto, para suministros en punta:

$$(CMCP)_u = (CMLP)_u = CF_{TG} + u CF_{TG} \dots \dots \dots (6)$$

$$\text{si } u_1 = u_0 : (u_1 - u_0) CV_{TG} = 0$$

También conviene adelantar capacidad de base suficiente para equilibrar costos y beneficios (ahorros de combustible y racionamiento durante u_1 horas).

por tanto, de (2)

$$\sum_{t=u_0} P_r (CR)_{u_0} + (u_1 - u_0) CV_{TG} = \text{c. fijo}_{CE} + \text{c. variable}_{CE} \text{ (combust.)}$$

$$\sum_{t=u_0} P_r (CR)_{u_0} + (u_1 - u_0) CV_{TG} = CF_{CE} + u_1 CV_{CE} \quad \dots\dots\dots(7).$$

para suministro en la base:

$$(CMCP)_u = (CMLP)_u = CF_{CE} + u_1 CV_{CE} \quad \dots\dots\dots(8)$$

Así, (6) y (8) son las *condiciones de optimalidad* para la utilización marginal de cada tecnología. Estos, pueden cumplirse por separado y cuando ambas se cumplan se tiene una proporción óptima para producción en base y punta. [ALB83]

$$u_1 = \alpha_1 = (CF_{CE} + CF_{TG}) / (CV_{TG} + CV_{CE}) \quad \dots\dots\dots(9)$$

El análisis anterior es útil para el estudio de expansión de capacidad del sistema eléctrico.

Como puede verse, el método de costos incrementales a largo plazo proporciona información del comportamiento del sistema ante incrementos en la demanda.

5.3 La política de inversiones del sector eléctrico y la expansión de la capacidad.

En el presente trabajo se señalan las dificultades para conciliar intereses microeconómicos de la empresa eléctrica y los macroeconómicos de la empresa.

De acuerdo a esto, los proyectos de inversión que responden a demandas marginales no puede evaluarse solamente con el criterio de minimización del costo del programa de expansión ya señalado por J. Viqueira [VI083]. Debe considerarse la conciliación de intereses encontrados y basarse en una política energética definida y de desarrollo industrial [VI087].

Para J. L. Aburto [ABU89-2], los lineamientos de política energética puede sintetizarse en dos grandes políticas:

- a. diversificación de la oferta eléctrica
- b. programas de fomento industrial

lineamientos que sumados a la minimización del impacto ambiental, resumen la propuesta de J. Viqueira.

5.4. Perspectivas de la energía eléctrica en el corto plazo.

A una década del inicio del siglo XXI, periodo que en términos de la planeación de sistemas eléctricos, este corto plazo, se presentan varias perspectivas sobre la evaluación de la estructura de los sistemas de suministro de energía eléctrica. [VIQ87].

En los albores del nuevo siglo, seguramente ganará espacio la tendencia a "desreglamentar" y privatizar los monopolios públicos de energía eléctrica, a fomentar la competencia, al aumento de la eficiencia de las empresas y a la disminución de los costos de producción.

Creemos que algunas de las características que dieron origen a los actuales monopolios, seguirán teniendo vigencia, como la interconexión de las plantas generadoras, pues se obtienen economías de escala al utilizar unidades generadoras más grandes y compartir la reserva de generación para casos de emergencia (disminuyendo inversiones por capacidad instalada).

Por lo anterior, los sistemas deben concebirse y operarse como un conjunto, donde todos los elementos y sus funciones, desde las plantas generadoras hasta las cargas, están estrechamente relacionados.

Así, la economía del suministro de energía eléctrica y la calidad de ese suministro requieren que en el territorio servido exista un solo sistema eléctrico, lo que restringirá la competencia y seguramente reforzará la estructura de monopolio en la generación y transmisión, aunque son una estructura descentralizada, probablemente

regional.

Sin embargo, las condiciones financieras del país y del sector energético, harán seguramente inevitable la coinversión sector público-sector privado en los programas de expansión de la empresa eléctrica.

Además, deberán darse facilidades e incentivos para la cogeneración industrial; por otro lado, el aprovechamiento de capacidades instaladas de consideración, p.e. las instaladas por PEMEX. (CUESS).

Otro punto importante, será la implementación de medidas de conservación de la energía, ya aplicadas en los países industrializados en los momentos de aumento de los precios mundiales de los energéticos en la década de los setenta. (FER89-2).

~~Es posible preveer~~ que en la próxima década se den tasas de crecimiento menores que las que se tuvieron antes de la crisis energética de los años setentas.

Esta incertidumbre en los pronósticos ha conducido a soluciones de ampliaciones graduales en capacidad de generación, p.e. plantas termoeléctricas de ciclo combinado. (CFE0882).

En este mismo período, es muy probable, seguirán predominando las tecnologías convencionales a base de combustibles fósiles y las plantas hidroeléctricas.

La disponibilidad de energía eléctrica basada en tecnología nuclear se reducirá probablemente debido a las dificultades que se han encontrado en su implementación. Quizá en el mediano y largo plazo se presenten otras condiciones más favorables, para aprovechar su potencial.

Por su parte, las energías alternativas (solar, eólica, geotérmica) seguramente se utilizarán a través de sistemas híbridos (

) interconectados con la red existente. (PAL89-2).

En resumen, la estructura de la empresa eléctrica y las políticas de diversificación tendrán en los criterios de efectividad económica, su principal indicador.

Además, la creciente preocupación pública sobre el impacto ambiental también deberá tomarse en cuenta en la evaluación de los proyectos futuros.

Respecto a las opciones técnicas para el desarrollo futuro del sistema eléctrico, el Ing. Jacinto Viqueira señaló dos cuestiones principales: una relacionada con la demanda y otra con la oferta de energía eléctrica. (VI083).

Respecto a la demanda, se señala que al reanudarse el crecimiento económico, deben esperarse tasas de crecimiento del consumo, menores que las del Producto Interno Bruto (PIB), a través de programas de conservación de la energía. Como ejemplo, el sector energético del país consume aproximadamente el 30.0% de la oferta interna bruta. (FER89-3).

Por el lado de la oferta, Viqueira plantea la diversificación para depender menos de los hidrocarburos. En el cuadro 5.1 se presenta una proyección aproximada de la capacidad instalada para los siguientes años.

5.5. Criterios para el análisis de opciones energéticas.

Deben proponerse algunos criterios objetivos para juzgar las diferentes opciones energéticas a utilizarse para la expansión del sector eléctrico. Jacinto Viqueira (VI087) propone seis criterios:

- 1.- Minimización del costo del programa de expansión.
- 2.- Diversificación de la oferta eléctrica.
- 3.- Minimización del presupuesto de divisas extranjeras.
- 4.- Disminución de la dependencia tecnológica.
- 5.- Contribución al desarrollo de la industria nacional.

TABLA 5. EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW)

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
HIDROELECTRICA	7749	7749	7749	8044	8099	8259	8439	8619	8619	10440	10556
%	32.35	30.66	29.20	29.54	28.23	26.18	26.21	26.16	24.90	24.95	24.79
GEOTERMIA	700	770	790	800	806	880	920	960	1040	1090	1120
%	2.92	3.05	2.74	2.74	2.79	2.79	2.73	2.61	2.62	2.58	2.53
NUCLEAR	0	675	675	675	675	675	1350	1350	1350	1350	1350
%	0.00	2.67	2.54	2.48	2.35	2.14	4.00	2.67	3.56	3.23	3.65
CAPACIDAD NACIONAL	1200	1200	1260	1200	1900	2600	2600	3300	5300	3360	3650
%	5.01	4.75	4.52	4.41	6.62	8.24	7.71	8.98	6.54	7.89	8.71
TOTAL					350	1100	2100	3550	5000	7350	8450
%	0.00	0.00	0.00	6.00	1.22	4.44	6.23	9.66	12.94	17.57	19.12
COMBUSTIBLE	10800	11308	12400	12723	13323	13911	14071	14109	14437	14437	14597
%	45.09	44.74	47.06	46.72	45.57	44.10	41.72	38.32	37.39	34.51	33.02
CICLO COMBINADO	1624	1694	1764	1844	1844	1844	1844	1844	1844	1844	1844
%	6.78	6.70	6.65	6.77	6.43	5.85	5.47	5.02	4.77	4.41	4.17
TURBOGAS	1792	1792	1792	1792	1792	1822	1852	1862	1882	1882	1882
%	7.46	7.09	6.75	6.58	6.25	5.76	5.49	5.12	4.87	4.50	4.26
COMB. INTERNA	89	89	89	154	154	154	154	154	154	154	154
%	0.37	0.35	0.34	0.57	0.54	0.49	0.46	0.42	0.40	0.37	0.35
TOTAL	23954	25277	26537	27232	28587	31545	33730	36768	38626	41837	44263
%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

PROGRAMA DE OBRAS DEL 24 DE OCTUBRE DE 1989

(Fabricación de equipos nacionales)

6.- Minimización de los impactos ambientales.

CAPITULO SEIS

APLICACIONES NUMERICAS DEL COSTO MARGINAL DE PRODUCCION

El sexto capítulo ejemplifica la metodología para el cálculo del costo marginal. Se basa en los desarrollos logrados en la empresa eléctrica mexicana. Su objetivo es familiarizar al lector con la lógica elemental del cálculo, sin ánimo de profundizar en detalles. Primeramente se presenta un cálculo de CMCP de energía tanto para un sistema hidro-térmico como para un térmico aislado. A continuación se realiza un ejercicio para CMCP de potencia, y por último, se realiza para CMLP del sector eléctrico en su conjunto. A modo de ejemplo también, se realiza una aplicación para el cálculo de tarifas en un sistema térmico aislado partiendo de CMCP de energía y potencia.

6.1. Cálculo de los Costos Marginales CM de Energía para el sistema eléctrico nacional.

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, la CFE utiliza el Modelo SIFU para el cálculo de los CMCP de energía del sistema

interconectado nacional; para sistemas térmicos aislados, utiliza el modelo DESPA.

Como resultado de la aplicación del modelo SIPO, se obtiene el cálculo de los CM de operación para un año dado. Se realizan ponderaciones de los CM de energía mensuales para obtener los valores a nivel anual (valores esperados de acuerdo a las probabilidades asignadas a las diferentes condiciones de hidraulicidad), ésto se añade al cargo por potencia para el establecimiento de una tarifa horaria para grandes usuarios (tarifas 8 y 12).

Deben hacerse las siguientes precisiones:

- .la representación nodal del SIN es simplificada.
- .el pronóstico de la demanda debe corresponder a actualizaciones continuas.
- .la representación de la curva de demanda corresponde a 6 escalones (con posibilidad de ampliarlos para evaluar picos y estacionalidades).
- .la representación de la oferta debe corresponder a actualizaciones continuas: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico.

6.1.1.Ejercicio Numérico de CMCP de energía en sistemas hidro-térmicos.

Basados en el desarrollo teórico del capítulo 4 y particularmente en la Tabla 4.3, se presentan los valores de los CMCP de energía, resultado de la simulación que realiza el modelo SIPO. Este cálculo se realiza para tres condiciones de hidraulicidad. De esa manera, la Tabla 6.1. es el valor esperado de los CMCP de operación para el año n . (el SIPO puede calcular al año $n+5$).

Para obtener el valor esperado (U.M./KW), debemos asignar un valor a las probabilidades de ocurrencia de las tres condiciones. Por ejemplo: para la zona N_1 del sistema analizado y asociando las probabilidades 0.4, 0.4 y 0.2 a los años secos, medios y húmedos respectivamente, el valor esperado sería:

$$CM_{N_1} = \sum_{j=1}^m C_{1j} P_j = 0.4 (117) + 0.4 (123) + 0.2 (142).$$

en el pico y en el semipico:

$$= 0.4 (126) + 0.4 (132) + 0.2 (152)$$

y en la base:

$$= 0.4 (109) + 0.4 (114) + 0.2 (131)$$

La Fig. 6.1 se refiere a los CMCP relativos, en condición seca, con la idea de observar que en las áreas N_1 con sistemas predominantemente térmicos y con consumos mayores en meses cálidos, los CMCP en los picos son mayores que en las áreas S_1 con composición hidro-térmica. Así, el CM total es mayor en las zonas N_1 y menor en las S_1 .

6.1.2. Ejercicio numérico de CMCP de energía en un sistema térmico aislado (CFEG88)

Para el cálculo de estos costos marginales, se realiza un predespacho económico, la Fig. 6.2 muestra una repartición típica en el tiempo, del Costo Marginal de generación. Para poder llegar a ello, se debe considerar el programa de mantenimientos, la coordinación hidrotérmica, las probabilidades de falla, la curva de demanda, etc.

Esta repartición se basa en las demandas horarias (Fig. 6.3). En ellas, Soler (CFEG88), identifica el comportamiento de la baja demanda con números pequeños y de la alta, con números cercanos a 10. Puede observarse que en los meses del verano, la demanda toma valores mayores. Además, en las horas nocturnas, los valores de la demanda son mayores que en la mañana.

Así se puede representar para cada mes, el costo marginal hora a hora de un día típico, promedio, del mes. En la misma figura, se distinguen los CM de generación de las máquinas de turbo-gas (TG), de

vapor convencionales diferenciados en vapor mayor (VM) y menor (Vm) y la geotermia (G). Es evidente que las TG cubren demandas de pico y la geotermia y vapor cubren bases de la demanda.

Así, se obtiene el costo marginal en Mills/KWh de la generación de las unidades de combustible fósil, para el caso de un sistema térmico aislado en las zonas norte del país, con el Modelo DESPA.

A partir de los CM de generación se puede obtener un cargo horario por energía, para suministro a nivel de transmisión (230 KV) y para suministro a nivel de subtransmisión (tensión local de cada zona). Esto se logra afectando el CMCP de la hora correspondiente, por el factor de pérdidas de transmisión y por el factor de pérdidas en subtransmisión (Tabla 6.2).

Como puede verse en la Fig. 6.2, el horario de aplicación de cada nivel de cargo por energía, varía de mes a mes y de año a año (por el diferente despacho de acuerdo a las plantas disponibles y a la demanda supuesta en ese año). Sin embargo, pueden definirse patrones de la demanda, diferenciando hora, día y mes. Los horarios definidos deberán ser tales que la empresa eléctrica recupere totalmente sus costos de producción en la zona.

6.2. Cálculo de los CM de potencia para el Sistema Eléctrico Nacional.

Ejemplo del cálculo. (END86).

Como ejercicio académico, pero aplicable a un caso real, se presenta la composición del cargo por demanda máxima.

.CMCP de Potencia.

Suponemos que un incremento en la demanda en punta requerirá generación extra que se dará con Turbo-Gas. Para ello, se cargará la inversión necesaria por capacidad instalada. Así, para el sistema eléctrico Nacional, compuesto por 9 Áreas, se tendrían los siguientes cargos en los diferentes niveles de tensión: transmisión, subtransmisión y distribución.

Como puede verse, por cada unidad monetaria de inversión (U.M./KW-año), se cargaría, p.e. 1.35033 U.M. en el nivel de distribución en el área S₁, 1.2363 en subtransmisión y 1.17964 en transmisión. Además, se calcularán los cargos mensuales por potencia y se relacionarán los cargos en los diferentes niveles de tensión (Tabla 6.3)

Al cliente se le deben cargar los costos por desarrollar los sistemas de transmisión y subtransmisión y responder así a la demanda adicional (Tabla 6.4), que se basan en el programa de inversión en los diferentes niveles de tensión: transmisión y subtransmisión (Tabla 6.5 y 6.6, respectivamente).

Lo importante del análisis es que el cargo será cobrado solamente a aquellos usuarios a quienes se reconozca que está destinada la obra.

Por otro lado, se debe contar con la previsión de las demandas brutas (Tabla 6.7) y netas (Tabla 6.8), para definir los incrementos de la demanda máxima coincidental que sale del sistema de transmisión y de aquellos que salen del sistema de subtransmisión de cada área, pues se ha estimado que es la *Demanda Máxima Coincidental* la que obliga al desarrollo de los sistemas de generación y transmisión. Los incrementos de demanda actualizados al comienzo del período de estudio son así responsables de las correspondientes inversiones y ello permite, en consecuencia, calcular los costos unitarios actualizados expresados como anualidades.

6.3.Cálculo de los CMLP de energía y potencia para el Sector Eléctrico Nacional. (CFEG89-4) por el método incremental..

Las tablas de resultados están basadas en los desarrollos teóricos del Capítulo 5., relativos al largo plazo.

A continuación, se presenta la tabla 6.9 y las gráficas 6.4 6.5 y 6.6 que muestran la evolución de los costos marginales de largo plazo en el período analizado.

La Fig. 6.7 incluye el Modelo General de Cálculo para costos incrementales de Largo Plazo.. Recordaremos que el análisis incremental es una aproximación al análisis marginal y se refiere en este caso, a costos debidos a expansión de la capacidad instalada.

.Análisis de Resultados.

De acuerdo al procedimiento expuesto, se realizaron cálculos para el periodo dado, obteniéndose cuatro valores importantes, correspondientes a generación solamente.

Es conveniente tomar en cuenta la necesidad de modificar la información referente a Inversión, Asignación de generación y Demanda (Mercado), en el momento que se cuente con estimaciones actualizadas.

Los resultados más interesantes para fines de planeación, son los siguientes: (los números entre paréntesis se refieren a la identificación de la variable, numeración congruente con la teoría del capítulo 5.)

A. COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LARGO PLAZO POR POTENCIA. $(CIPLP)_{t,P}$ (6)

Este costo, del kW/año, se obtiene en el año t al sumar el Costo Incremental por Inversión en Potencia en el año t (3) con el Costo Incremental por Costos Fijos de Operación (Mantenimientos) en el mismo año t. (5). Algebráicamente:

$$(CIPLP)_{t,P} = (CIP)_{t,I} + (CIP)_{t,O} \quad (6)$$

El valor obtenido para este costo incremental promedio de Largo Plazo por potencia, fue de 984,271 \$/kW/año. (Tabla 6.9) y Fig. 6.11.

B. COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LARGO PLAZO DEL KWH $(CIPLP)_{t,KWh}$

El cálculo se basa en la suma del Costo incremental por Combustible en el año t (9), con el Costo Incremental por Costos Variables de Operación (11) en el mismo año. Algebráicamente:

$$(CIPLP)_{t,KWH} = (CILP)_{t,C} + (CILP)_{t,O} \quad (12)$$

El valor obtenido fue de \$ 81.21 /KWH. (Tabla 6.9).

C. COSTO INCREMENTAL PROMEDIO TOTAL DE LARGO PLAZO DEL KWH (13)

$$(CIPTLP)_{T,KWH}$$

Este Costo es una variable importante y se obtiene al sumar los Valores Presentes de los incrementos en el año t, por: Inversión (1), Costos Fijos de Operación por Mantenimientos (4), Combustibles (7) y Costos Variables de Operación (10) divididos entre el Valor Presente de los incrementos de Energía en el mismo año (8). (Fig. 6.8 y 6.....).

$$(CIPTLP)_{T,KWH} = \frac{[\sum (1) + (4) + (7) + (10)]}{VP (R (\Delta E)_{t,})} \quad (13)$$

El valor obtenido del Costo Incremental Promedio total fue de \$ 306.35 / KWH

Comentarios a los resultados:

A. el costo incremental promedio a Largo Plazo por potencia del KW/año, para 1989 es: \$ 954.271 /KW (12) + (13) = (16) (Tabla 6.9).

Se observa que los valores del KW para 1989-1992 se elevan considerablemente, mientras que para 1992-1997 tiende a estabilizarse. El comportamiento puede deberse a:

. Los costos incrementales de inversión en potencia (1), son altos en

asi como un cargo por clientela (a). De esta manera, se cobran los requerimientos del cliente. De concretizarse una nueva estructura tarifaria, pasada ahora en CM, es probable que se modifiquen las actuales clasificaciones de clientes, y se tienda a cobrar según la forma particular de consumir, es decir, considerando la hora, el lugar y la estación donde se haga el consumo.

Tambien debemos considerar que el nuevo esquema tarifario está pensado para que funcione dando señales de precio al cliente, de manera que racionalice su consumo. En la actualidad, la CFE tarifica a su clientela por bloques crecientes y decrecientes. (Fig. 7.1).

ii. La dinámica demanda-oferta-costo marginal-tarifa.

Existe una relación dinámica entre demanda y oferta y costos marginales y tarifas. (FER89).

El bien electricidad no es almacenable. Así, el costo del bien KWh es función de las condiciones de operación. Además, la función oferta depende de la demanda. A incrementos de ésta, le siguen necesariamente, incrementos en la oferta. Además, la demanda está regulada por mecanismos tarifarios (regulación del sistema oferta-demanda).

Esquemáticamente: (Fig. 7.2)

Un desarrollo más completo de este esquema se presenta en la Fig. 7.3

iii. etapas para el establecimiento de una tarifa.

Tres serian las etapas importantes para el establecimiento de una tarifa con estas características:

a. Cálculo de los costos marginales de generación, transmisión y distribución.

b. Establecimiento de precios de venta a partir de los costos

los primeros años, probablemente por inversión rezagada acumulado, pues los costos incrementales por mantenimiento (5) permanecen estables (Tabla 6.9).

Pudiera pensarse en una *desadaptación* del sistema en el periodo 1989-1992, pues el valor medio del costo incremental promedio debería permanecer estable en todo el periodo.

B. Costo Incremental Promedio a Largo Plazo del KWh.

para 1989 = \$ 31.21 (9) + (11) = (12).

se vuelven a presentar valores altos en el periodo 1989-1992, estabilizándose en el periodo 1991-1997. Las variaciones pueden deberse a:

.altos costos incrementales por combustibles en 1989 (debido al escenario considerado y al ajuste de la energía demandada realizado). Estos costos son estables en adelante. Los costos incrementales por operación permanecen estables y afectan poco el resultado.

.el reparto de energía realizado impactó el costo de combustibles.

C. Costo Total Incremental promedio del KWh. Esta variable incluye valores que en conjunto reflejan el comportamiento del KWh; así, para 1989 y 1990 se tienen costos altos que se estabilizan en el periodo 1991-1997.

Así tenemos: Fig. 5.1.

Costo promedio 1989 y 1990: \$271.30/KWh.

Costo promedio 1991-1997 : \$150.67/KWh.

d. ¿Conceptualización de un diseño tarifario (sector residencial) basado en costo marginal: el caso de un sistema térmico aislado. (E₁).

A modo de ejemplo, se presenta la composición de cargas por potencia y energía para un sistema aislado.

La generación es predominantemente térmica. Su transmisión varía desde los 115 kv hasta los 230 kv.

1. Cargo por energía.

a. análisis de la demanda.

a.1. Evolución de la demanda (potencia). Para valores mayores al 90% de la demanda máxima anual, el periodo de alta demanda es Junio a Septiembre (Fig. 6.9).

a.2. Duración y horario del pico (energía). Para valores mayores al 85% de la Demanda Máxima Mensual, el periodo con estacionalidad es: Junio a Septiembre, con horario de 12.00 a 22.00 hrs; el resto del año, el horario del pico es de 18.00 a 21.00 hrs. (Fig. 6.10).

b. análisis de la oferta. (CFEG88-21).

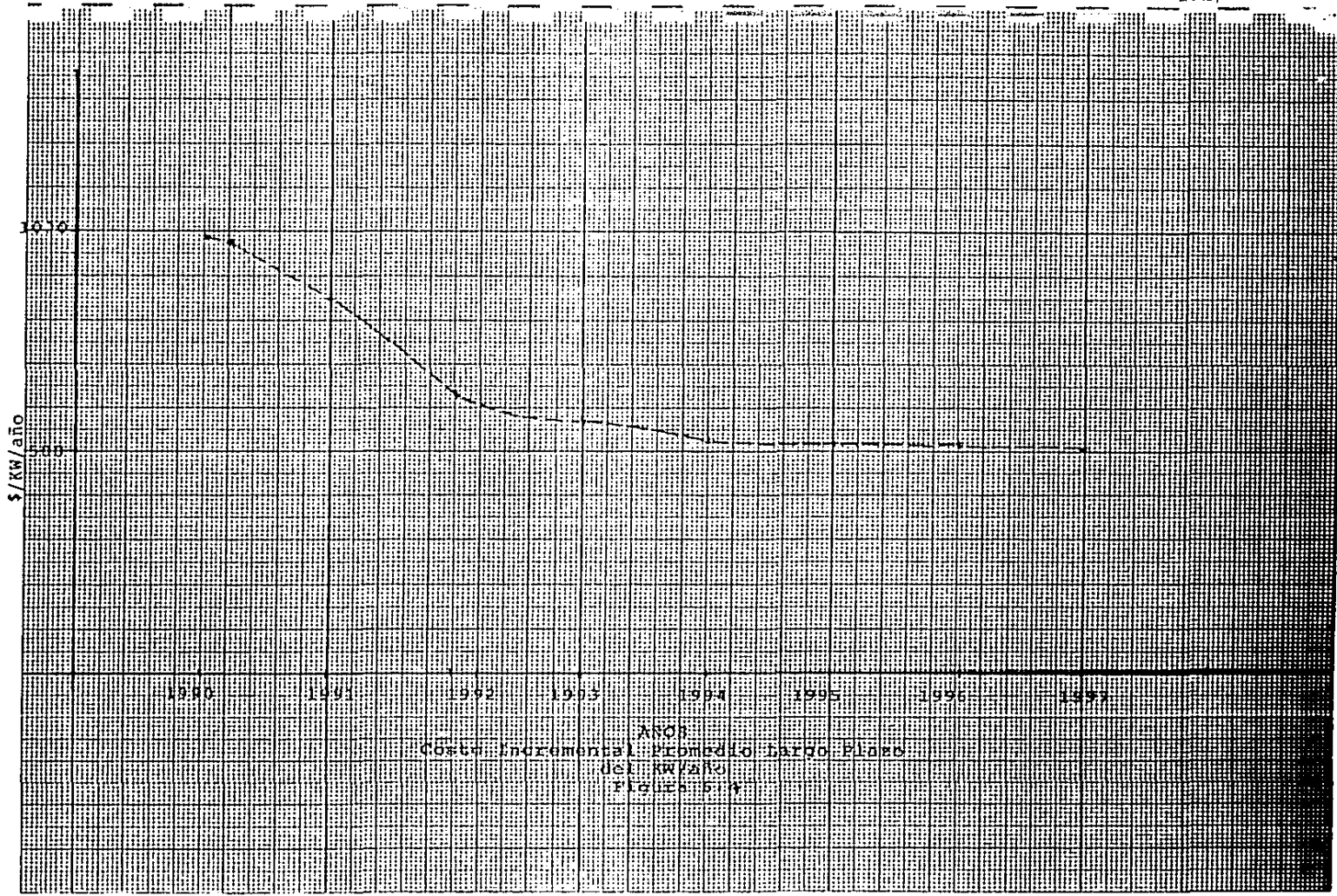
En la Fig. 6.11 se observa una repartición típica en el tiempo del Costo Marginal de generación, una vez realizado el despacho económico. Como puede observarse, en las horas de punta de la demanda, se genera con turbo-gas (TG) y unidades de vapor (VA) (antiguas: "+", nuevas: "."); como puede verse, en 1990 aparece una nueva central (VA₂) sumada a la existente (VA₁); se observa que la geotermia (G) trabaja en la base de la demanda. Se puede observar que las centrales de punta se concentran en el periodo Junio-Septiembre, en los horarios mencionados como de pico (12.00 a 22.00 hrs.). Los mantenimientos, es otra variable adicional al problema.

Los costos marginales para las diferentes tecnologías generan una curva de oferta en el sistema (Fig. 6.12). De acuerdo a sus costos crecientes, se cubre la demanda de base y punta (Fig. 6.13 y 6.14); se eligieron los meses de enero y agosto que se considerarán de baja y alta demanda, respectivamente.

El análisis del cargo por capacidad instalada (potencia) Fig. 6.11, está basado en la tabla 6.3; a partir de los CMCP de generación, es

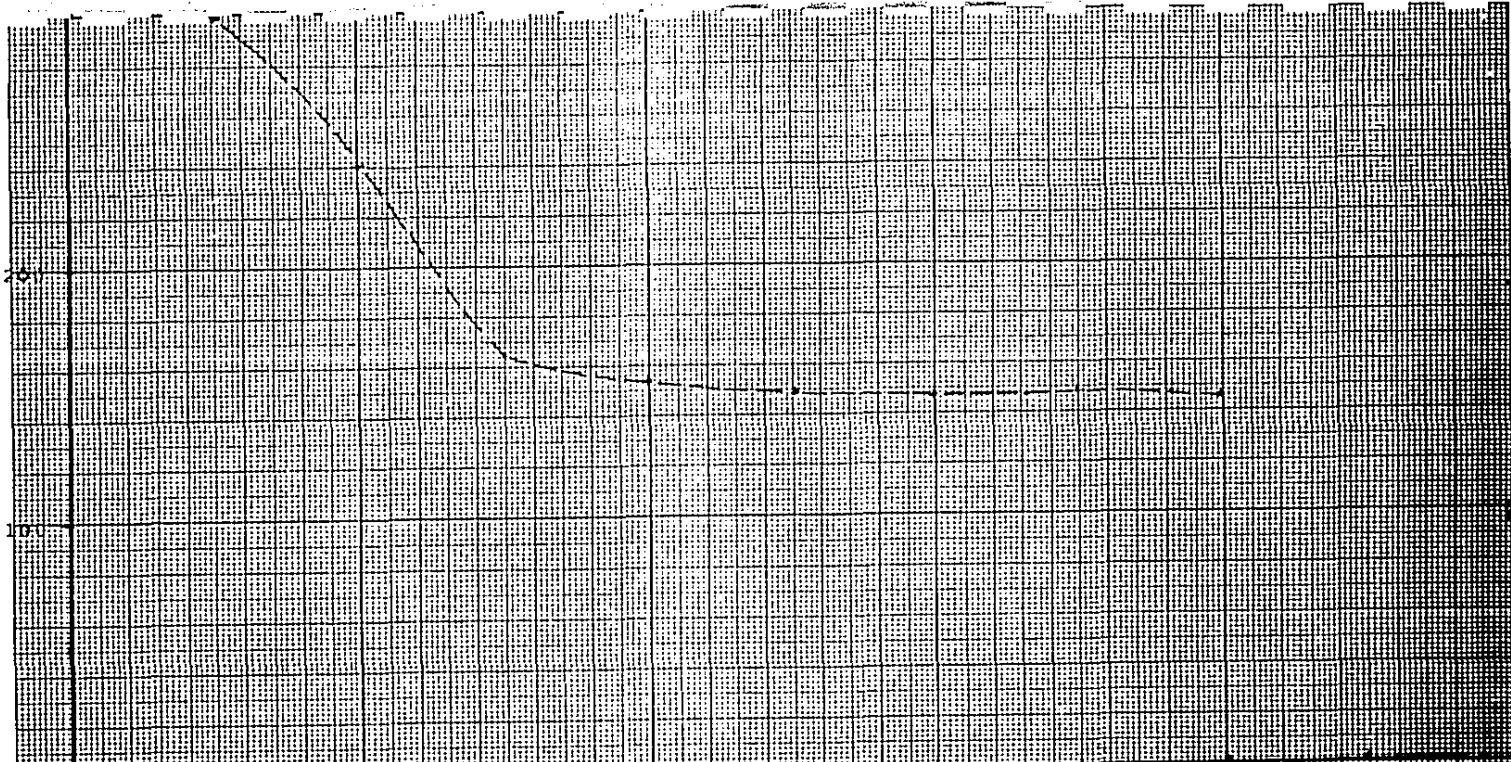
posible obtener un cargo horario por energía, para suministro a niveles de transmisión (230 kV) y para subtransmisión (tensión local de cada zona: 69-161 kV) (Tabla 6.11.). El valor del cargo horario por energía, depende entonces, de la máquina que esté operando marginalmente en la hora considerada. Como puede verse, la demanda tiene tres modalidades: pico (cargas altas) en el periodo Junio-Septiembre, semipico (cargas medias) el resto del año, y cargas de base (cargas bajas) en las noches fuera del verano. Así, la definición de los horarios se hará de manera que la empresa recupere sus costos de producción.

Sumando ambos cargos, tenemos un cargo total en enero y agosto (fuera y dentro de verano). (Tabla 6.12).



AÑO
 COSTO INCREMENTAL PROMEDIO LARGO PLAZO
 (\$/KW/año)
 FIGURA 5.4

\$/KWH



1990

1991

1992

1993

1994

1995

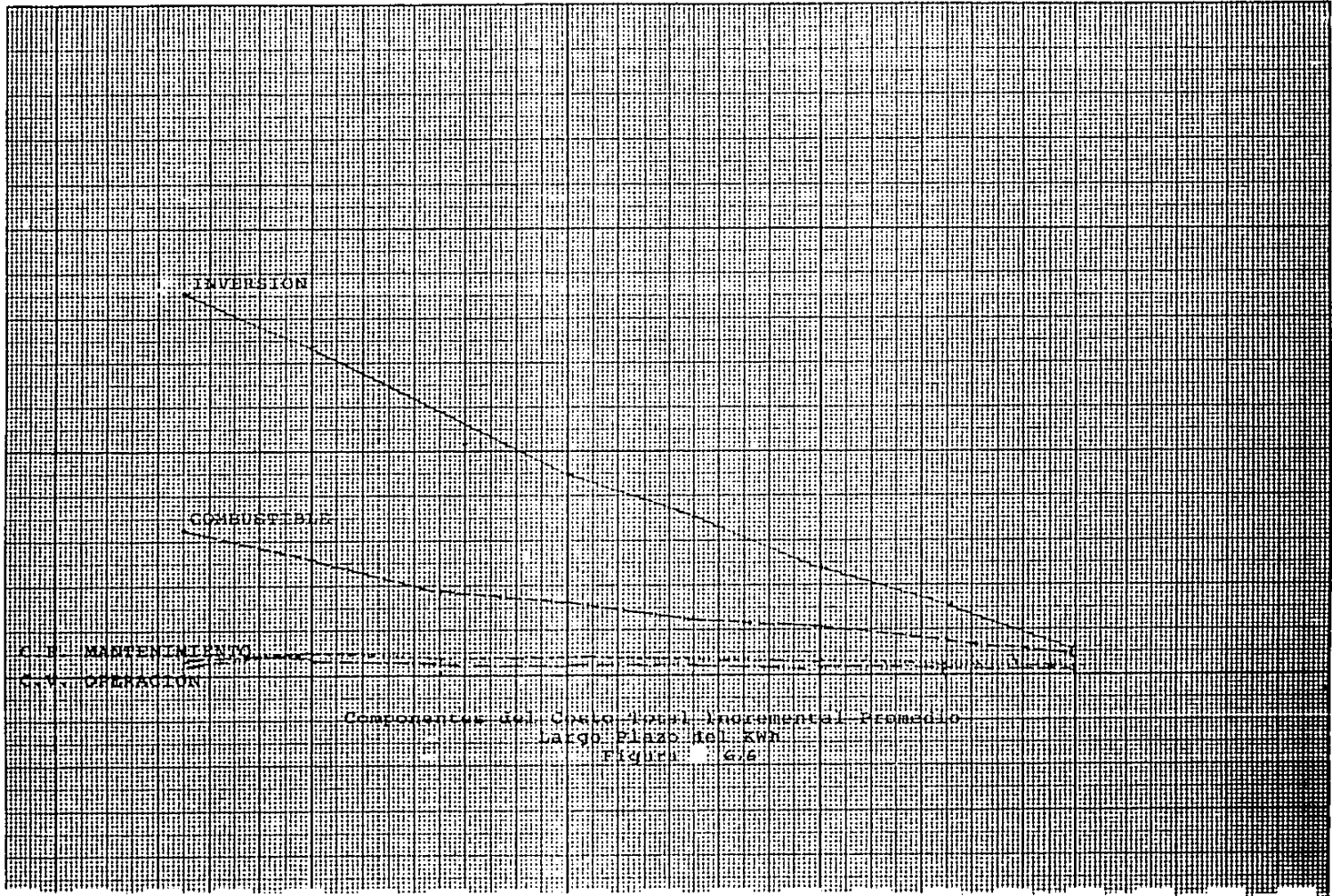
1996

1997

Costo Total Incremental Promedio Largo Plazo
del KWH (Sector Eléctrico Nacional)

FIGURA 6-5

\$/año



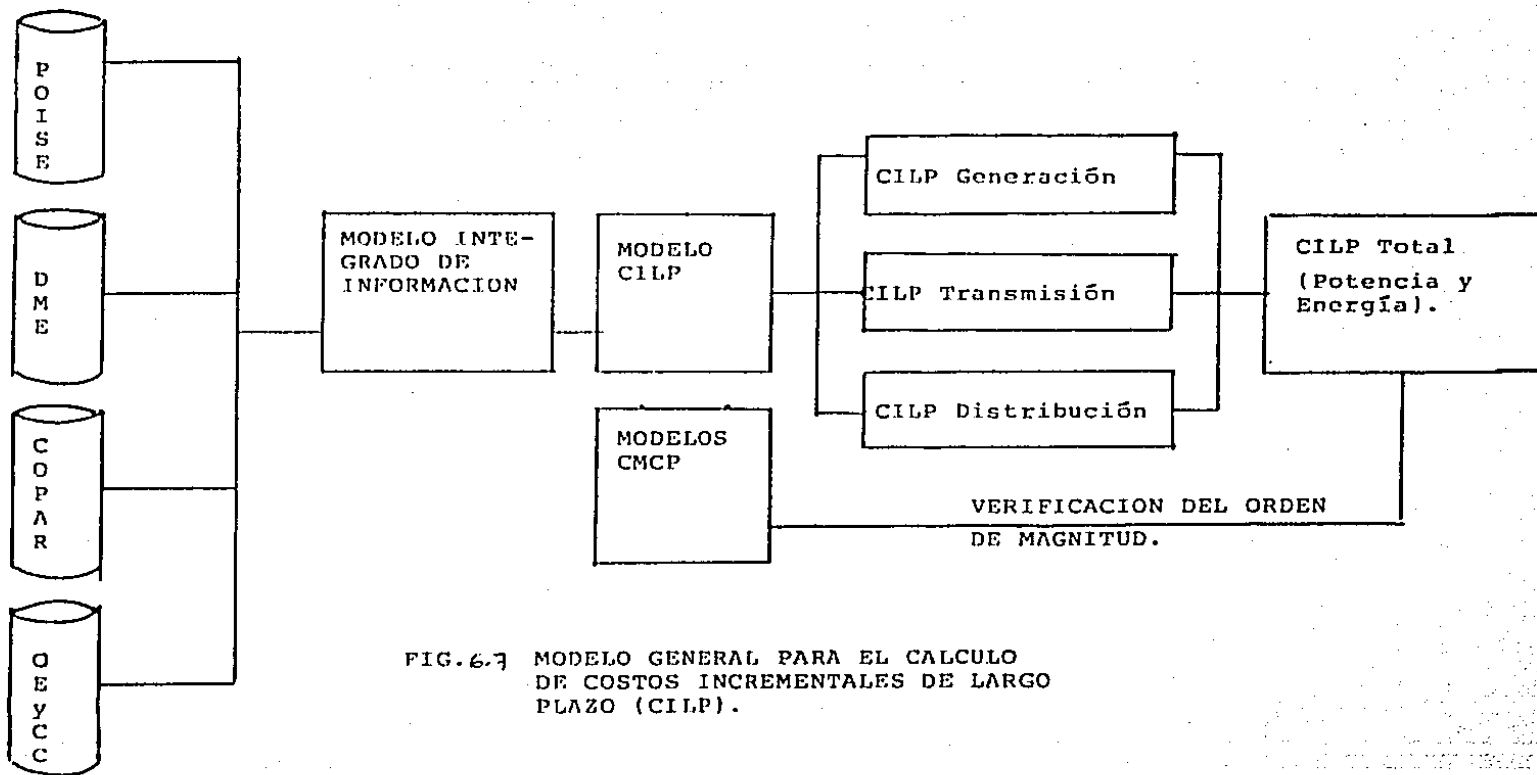


FIG. 6.7 MODELO GENERAL PARA EL CALCULO DE COSTOS INCREMENTALES DE LARGO PLAZO (CILP).

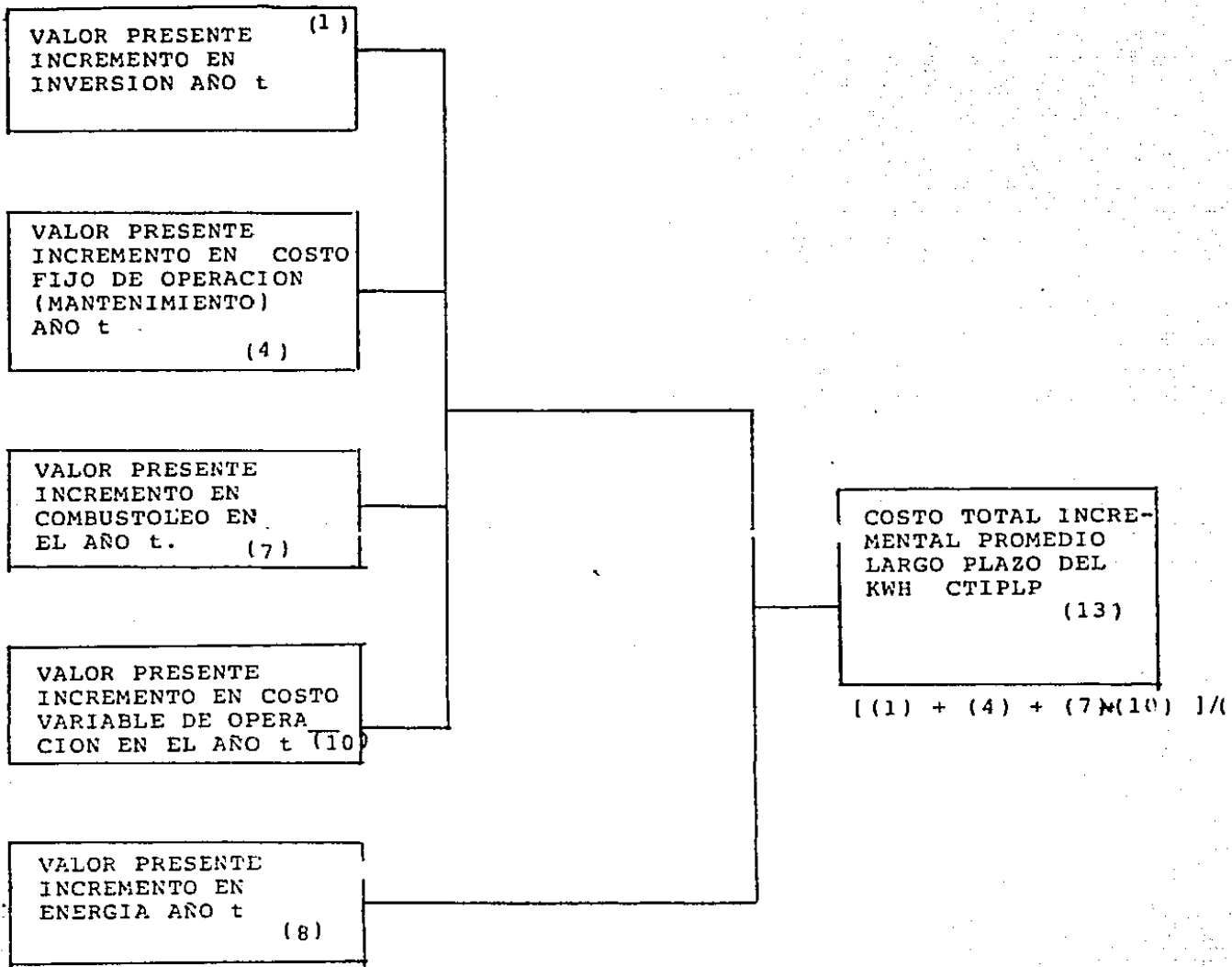


FIG. 6.8
ELEMENTOS QUE SE INCLUYEN EN EL
COSTO TOTAL INCREMENTAL PROMEDIO
DE LARGO PLAZO DEL KWH.

63).

CALCULO DE UN COSTO MARGINAL DE
DISTRIBUCION A LARGO PLAZO (METODO ECONOMETRICO (PENSO))

Como ejemplo, detallamos a continuación el cálculo de un costo marginal a largo plazo para la distribución a Baja Tensión en una zona urbana

1. Estimación econométrica de las leyes de desarrollo

Sean:	L	la longitud de las líneas o cables (en km)
	N	el número de subestaciones MT/BT (Mediana/Baja Tensión)
	P_T	la capacidad instalada de los transformadores MT/BT (en kVA)
	S	el área electrificada (en km ²)
	C	el consumo de energía (en MWh)

Basada en datos de cortes transversales de 1977 (casi mil observaciones), la estimación econométrica de las leyes de desarrollo para redes urbanas de Baja Tensión da los siguientes resultados:

$$\text{Log (L/S)} = -2,664 + 0,625 \text{ Log (C/S)} ; R^2 = 0,72 \\ (0,102) (0,013)$$

$$\text{Log (N/S)} = -3,401 + 0,689 \text{ Log (C/S)} ; R^2 = 0,82 \\ (0,085) (0,010)$$

$$\text{Log (P}_T\text{/S)} = -6,813 + 0,917 \text{ Log (C/S)} ; R^2 = 0,89 \\ (0,106) (0,013)$$

Las cifras entre paréntesis representan la desviación estandar del parámetro estimado encima de ellas.

2. Calculo de los costos de adelantamiento

A_L , A_N , y A_T denotan los costos de adelantamiento de las líneas, de las subestaciones MT/BT y de los transformadores MT/BT respectivamente.

Equipo	Costo unitario de inversión	Costo unitario de operación
Líneas	75.000 F/km	2.500 F/km
Cables	120.000 F/km	7.000 F/km
Subestaciones MT/BT	55.000 F	1.500 F
Transfo. MT/BT	50 F/kVA	

Un análisis de las tasas de progreso tecnológico en las inversiones y del ritmo de crecimiento de los gastos de mantenimiento conduce a una depreciación económica, el primer año de 2% para líneas, cables y subestaciones y de 3% para los transformadores.

La tasa de descuento usada en E.D.F. es 9% por año.

La expansión de la red se divide aproximadamente en forma igual entre líneas y cables, de modo que:

$$A_L = (1/2)(75.000 + 120.000) \times (0,09 + 0,02) \\ + (1/2)(2.500 + 7.000) = 15.745 \text{ F/km/año}$$

$$A_N = 55.000 \times (0,09 + 0,02) + 1.500 = 7.550 \text{ F/año por subestación MT/BT}$$

$$A_T = 50 \times (0,09 + 0,03) = 6 \text{ F/kVA/año}$$

3. Cálculo del costo marginal a largo plazo

Las cantidades medias de cada equipo en las redes urbanas MT son:

- cables/líneas L/C = 5 m/kWh
- subestaciones N/C = 4 por GWh
- transformadores P_T/C = 0,7 kVA/MWh

Entonces el costo de desarrollo se calcula como:

$$\left. \begin{aligned} A &= 15.745 \times 0,625 \times 5,10 \\ &+ 7.550 \times 0,689 \times 4,10 \\ &+ 6 \times 0,912 \times 7,10 \end{aligned} \right\} = 7,3 \text{ centavos F/kWh}$$

Observación importante

La variable explicativa relevante para la expansión de redes B.T. es la demanda en la punta de esas redes. Desgraciadamente esa variable no estaba disponible y ha sido reemplazada por la energía consumida, dando como resultado un costo marginal por kWh y no por kW.

Sin embargo, el costo de un consumidor cuya carga es muy coincidente con la carga de la red, es más elevado que el asociado con un mismo consumo de energía poco coincidente; en consecuencia, este costo no es el producto de A por su consumo en kWh.

Al contrario, un método más correcto sería el siguiente:

- a) Calcular el costo marginal por kW, multiplicando A por la utilización promedia de la punta BT en esa área, por ejemplo:

$$7,3.10 \quad \times \quad 2,000 \text{ horas} \quad = \quad 146 \text{ F/kW/año}$$

- b) Multiplicar este costo marginal por kW de demanda en la punta por la responsabilidad en la punta del consumidor, es decir, el grado de coincidencia entre su carga y la punta de la red.

FIG. 6.9 VALOR MEDIO DE LA EVOLUCION (1981-1987)

DE LA DIFERENCIA MENSUAL

SISTEMA B, CCFE G88-3)

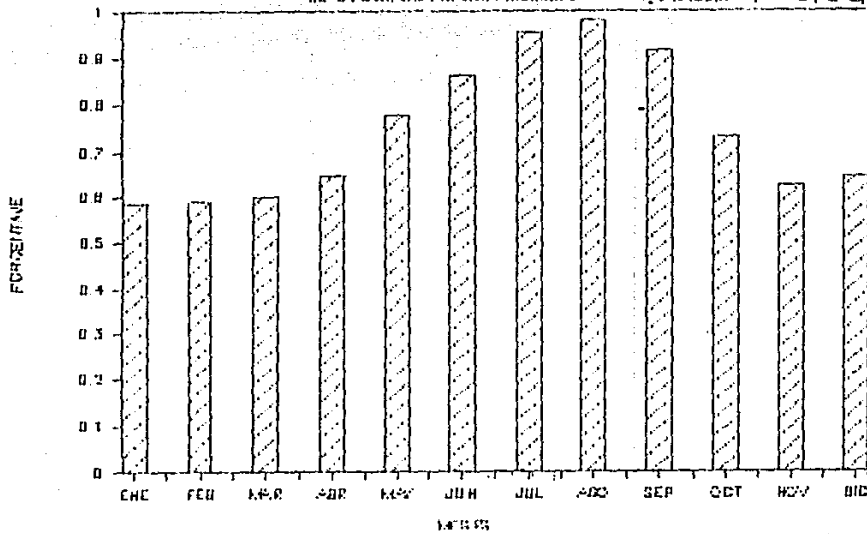


FIG. 6.10
 VALOR MEDIO DE LA EVOLUCION (1981-1987)
 DE LA DURACION Y HORARIO DEL PICO.
 SISTEMA B, (CFEGBS-3)
 (CON RESPECTO A LA MAXIMA ANUAL (DMM)
 (CFEGBS-3))

HORAS DEL DIA

7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24

▨ > 90% DMM
 ▩ > 85% DMM
 ▤ > 80% DMM

VERANO

F E M A M J J A S O N D
 MESES

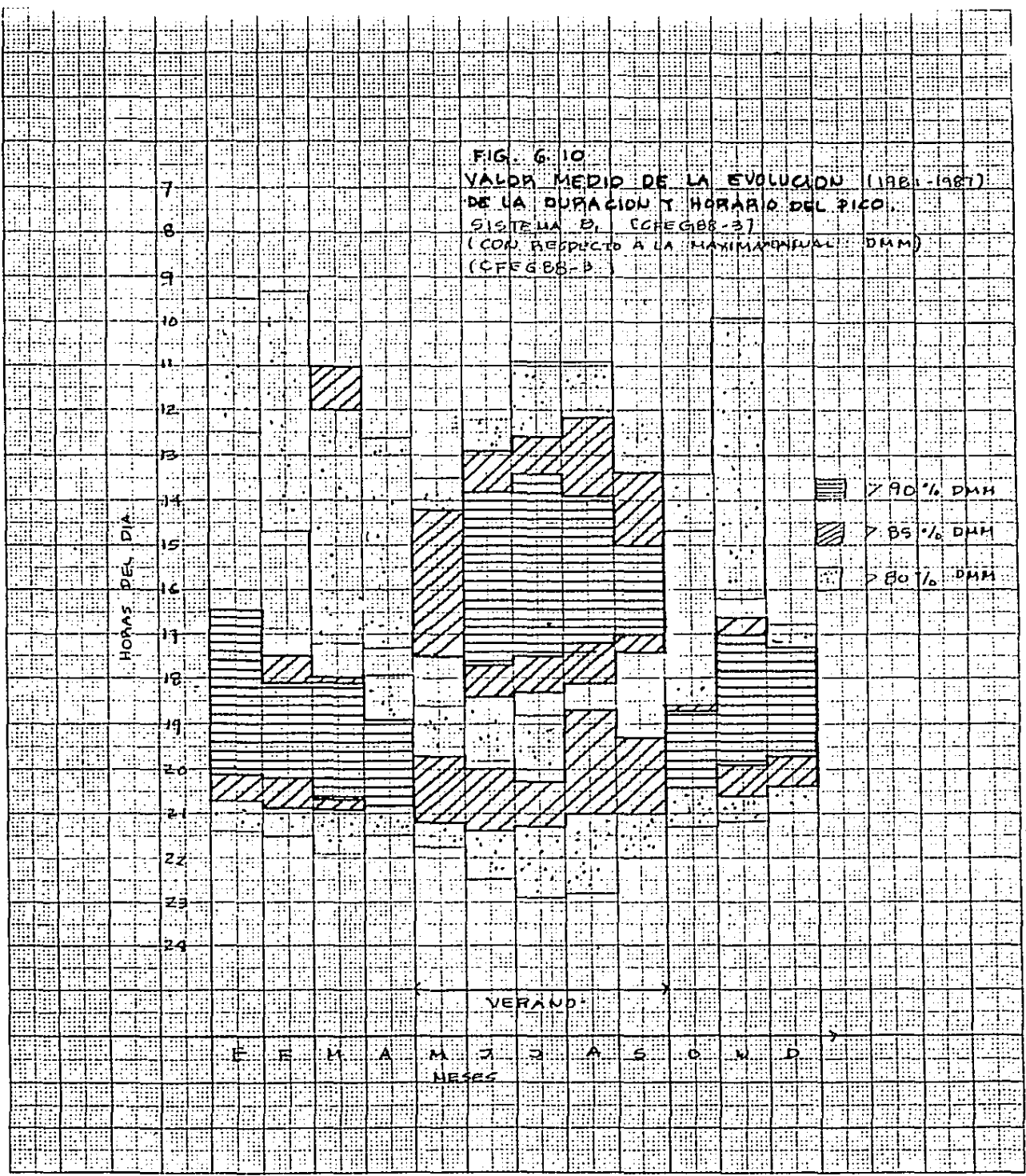
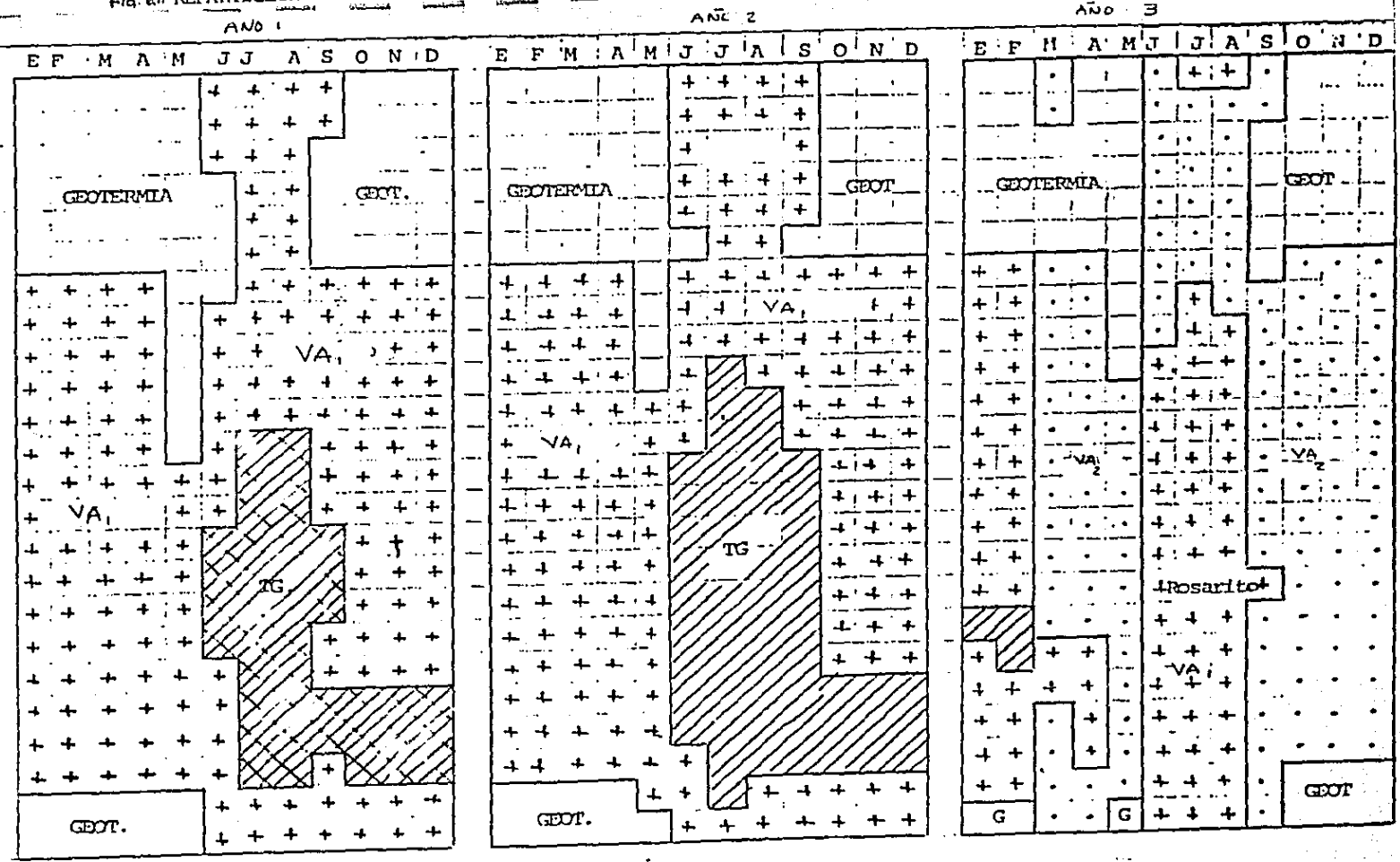
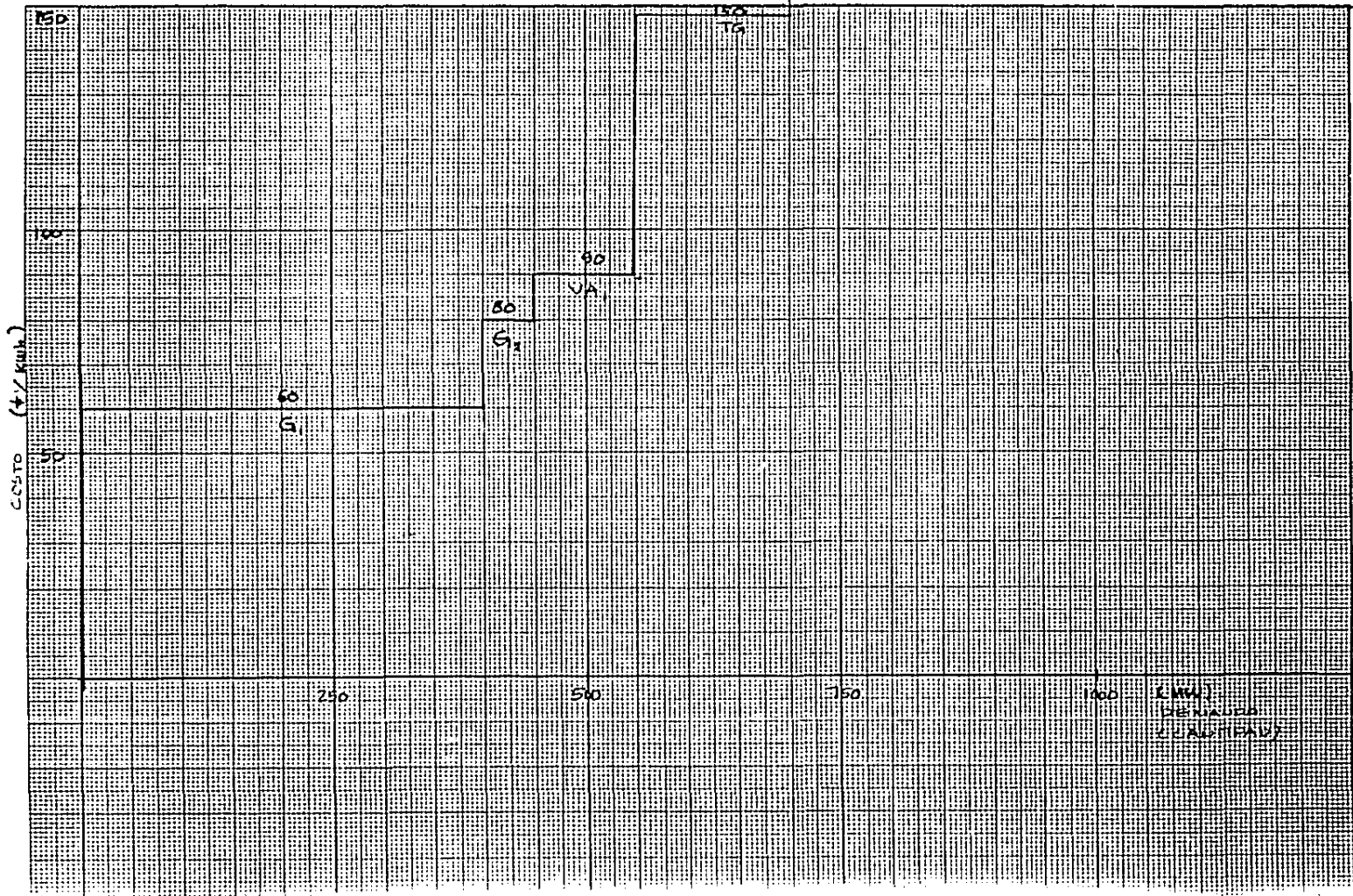


FIG. 6.11 REPARTICION MENSUAL Y HOPARIA DEL COSTO MARGINAL DE GENERACION EN EL SISTEMA B, (COPPER-2)





COSTO (+/KWH)

150

80

50

250

500

750

1000

90

80

G₁

VA₁

G₂

150

TG

KWH
PERALTA
(ALPHAV)

FIG. 613 CURVAS TÍPICAS DIARIAS EN PORCIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA (CFE 687-1)

SISTEMA B

INVIERNO 1987

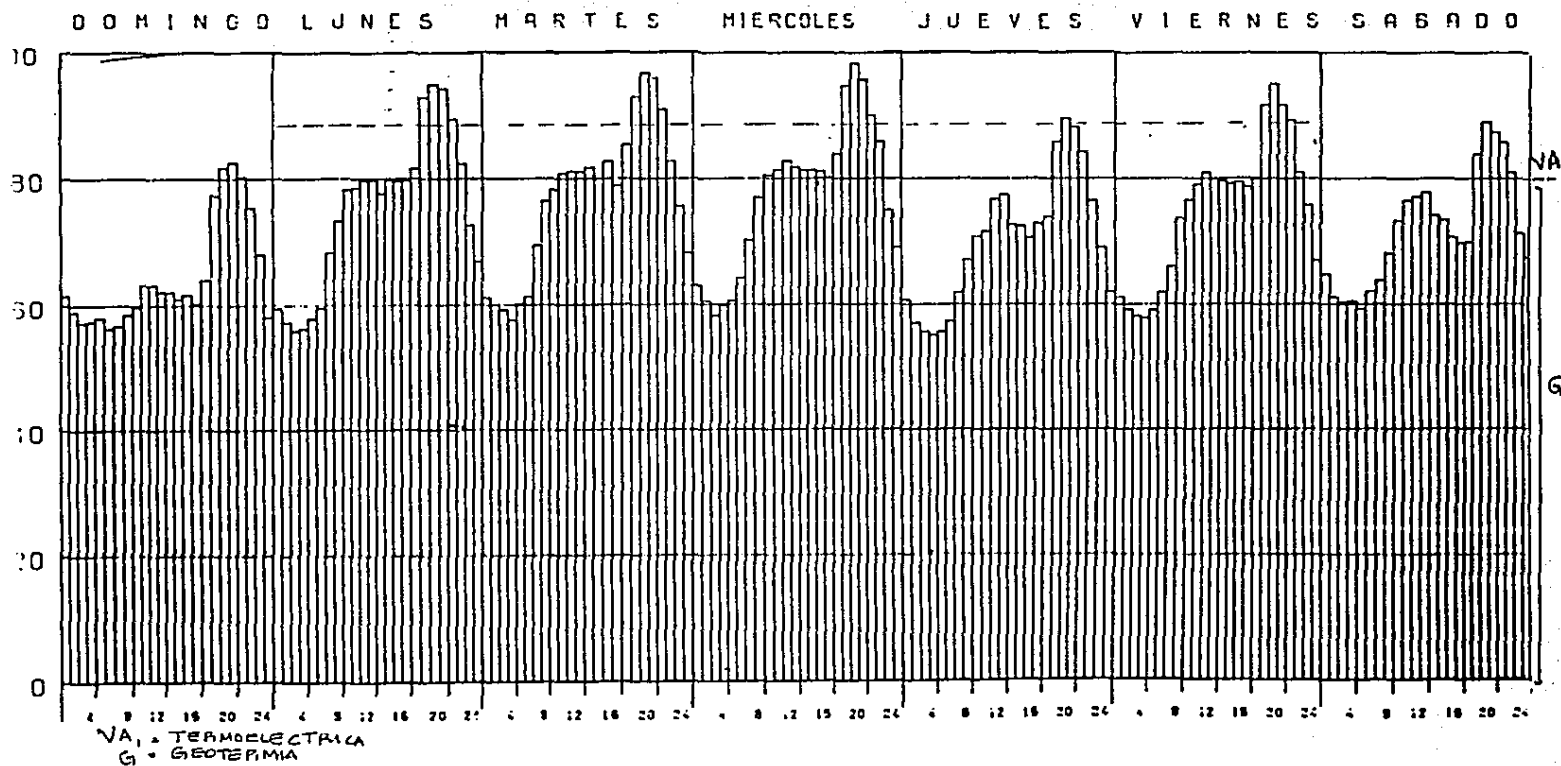
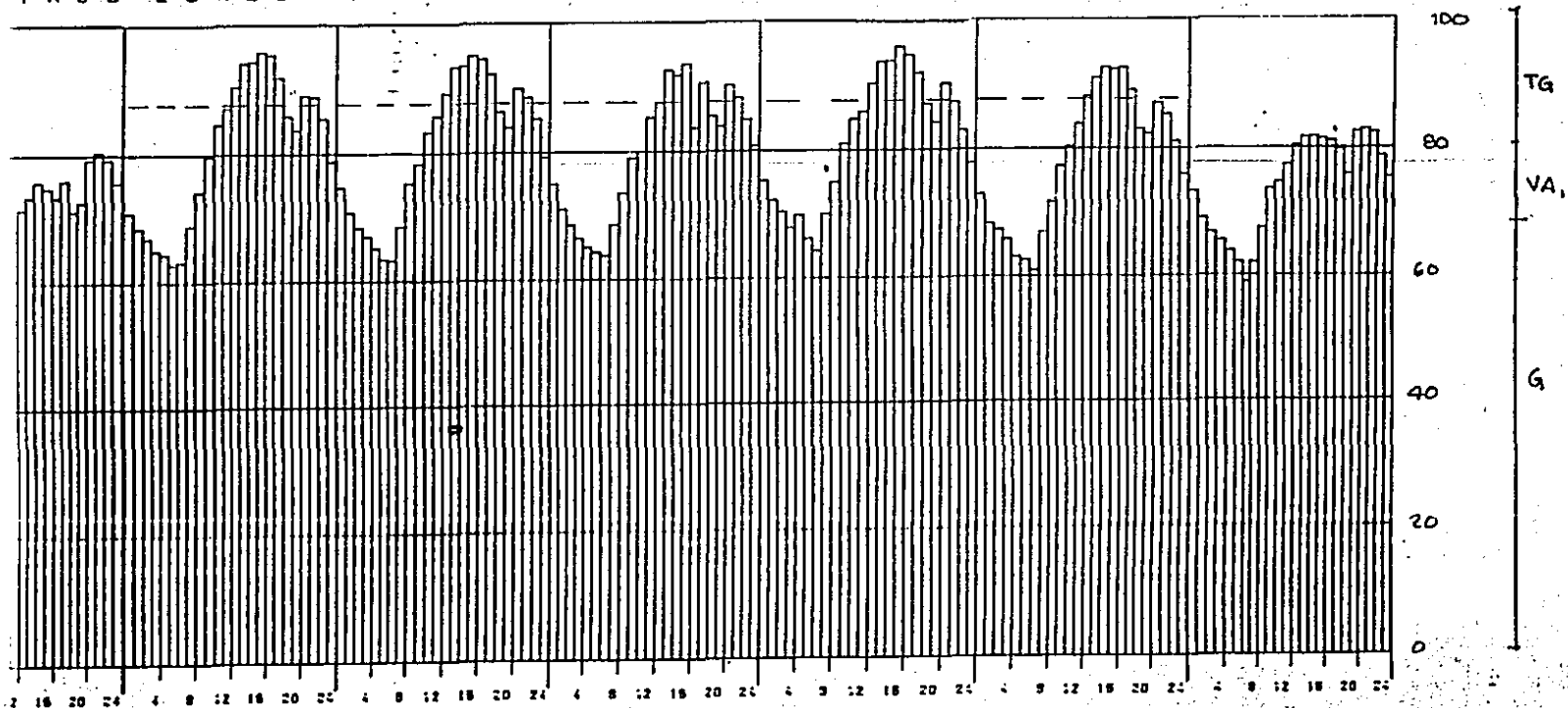


FIG. 6.14 CURVAS TÍPICAS DIARIAS EN PORCIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA (CFE687-1)

SISTEMA B,

VERANO 1987

INGO L J N E S M A R T E S M I E R C O L E S J U E V E S V I E R N E S S A B A D O



TG = TURBO-GAS
 VA = TERMOELECTRICA
 G = GEOTERMIA.

CAPITULO SEPTIMO

APLICACIONES AL CASO MEXICANO.

El presente capítulo considera las aplicaciones de la metodología a los precios de la electricidad. La empresa eléctrica tendrá en su etapa final la necesidad de realizar aplicaciones particulares de sus costos de producción a precios de venta. De esto, se desprenderá una forma particular de cobro: la tarifa.

Aunque este trabajo no se centra en el diseño tarifario propiamente dicho, pues se subraya que el principal aporte del CM es ser una óptica de evaluación y planeación, se dejarán planteadas las generalidades de la aplicación a precios, considerando que el personal que participe en el proceso de cálculo del nuevo esquema tarifario, deberá tener una visión de conjunto del problema y de las implicaciones que pueda tener la forma particular de resolverlo, toda vez que se consideran las implicaciones sociales y políticas de una decisión en materia de precios de la energía.

Se describe la tarificación actual y la distorsión que encierra la política de subsidios y se introduce al lector al enfoque de las tarifas horarias y sus implicaciones. Se relaciona al CM con el financiamiento de la empresa y a la política de precios con el ahorro de la energía.

7.1. Elementos para el establecimiento de un esquema tarifario basado en Costos Marginales.

1. Situación actual en México.

Existen antecedentes inmediatos sobre el desarrollo de un nuevo *esquema tarifario* en la empresa eléctrica nacional. Como se mencionó anteriormente, los organismos crediticios internacionales han proporcionado asesoría con vistas a su implementación en el corto y mediano plazo. En las cláusulas tarifarias de los préstamos de los organismos internacionales de financiamiento, la regulación de los préstamos de los organismos internacionales de financiamiento, la regulación de tarifas ha tomado la forma de *controlar la rentabilidad financiero-contable* de la empresa. Así, se justificarían nuevos esquemas tarifarios cuando dicha rentabilidad no alcance un mínimo razonable (IBERSO).

De esta manera, se han recibido asesorías extranjeras en la materia para establecer las metodologías de cálculo (ENDS61) aplicadas en principio a los grandes usuarios del sistema eléctrico nacional (mayores de 66-kV).

Existen diferentes aspectos de interés:

- . los cálculos que se han realizado parten del *enfoque marginalista*, por lo que lograr una homogenización no es relativamente difícil.
- . el debate sobre el alza a los servicios públicos cobra mayor interés en de la sociedad civil y específicamente dentro de la empresa eléctrica
- . se comienzan a formar equipos de trabajo *interdisciplinarios* en la empresa eléctrica para conocer el tema y participar en el proyecto de las tarifas basadas en CN.
- . debe considerarse medular el debate sobre las implicaciones, ventajas y desventajas que las nuevas tarifas puedan tener en el mediano plazo. Es decir, anopdar en las implicaciones *macroeconómicas* y no solamente *microeconómicas* de las nuevas tarifas.

7.1.1. Conceptualización.

Partiremos de una diferenciación práctica entre *costo*, *precio* y *tarifa*. Consideraremos el costo como la erogación socialmente necesaria para producir un bien. El precio, como el costo aumentado en un porcentaje que represente las necesidades de una operación óptima y proporciona un equilibrio oferta-demanda. La tarifa, es aquella forma particular de cobrar el precio de venta al usuario. (cfr. Glosario de Términos).

La teoría indica que el precio de venta a los consumidores debe reflejar los costos como el reloj las horas. (MUN84 1. La tarifa debe considerar además, el entorno general de la economía del país y en particular, la de los grupos de usuarios.

Los costos provocados por el suministro no dependen de los usos que se dé a la energía (energía final: cocción, etc.), sino de las *condiciones horarias*, estacionales y de nivel de tensión, así como del impacto que la demanda agregada tiene sobre la demanda total (demanda marginal).

Estas condiciones son muy diversas y traducir estos costos diferentes en precios diferentes, puede llevar a complicaciones. Un precio de venta y su tarifa, deben ser sencillos y claros para provocar la reacción esperada en el consumidor. (rengion aparte merece la consideración de la necesaria sencillez de las tarifas).

1 Composición de cargos en una tarifa:

De manera muy general, diremos que los cargos a considerar en una tarifa eléctrica, deben ser:

- a. cargo fijo.
- b. cargo por demanda máxima.
- c. cargos por energía.

Estos cargos, deberán permanecer en la nueva estructura tarifaria.

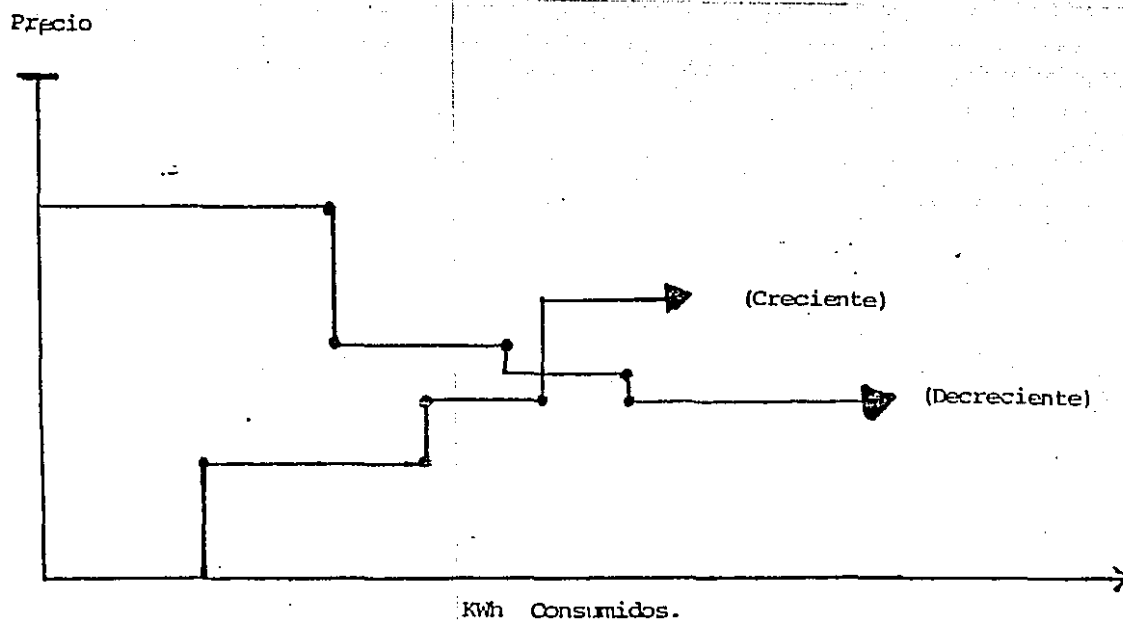


Fig. 7.) Tarificación en bloque creciente y decreciente.

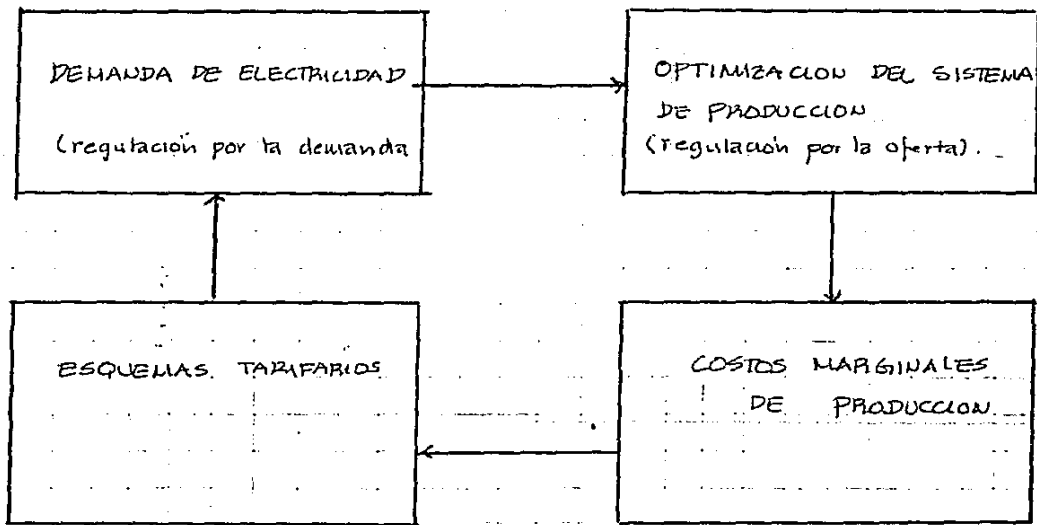


FIG. 7.2. la dinámica del sistema.

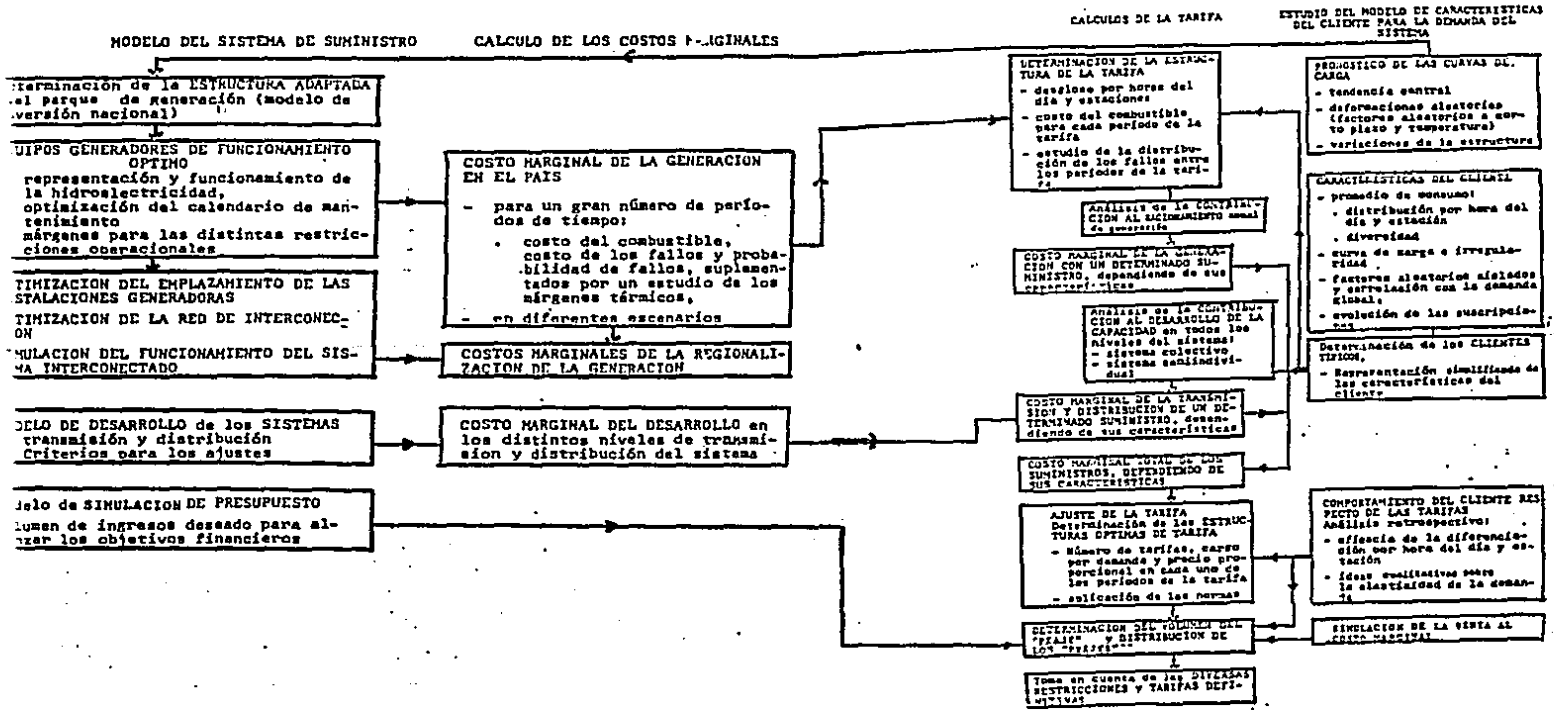


FIG. 7.3. LA TARIFICACION DE LA ECONOMIA DE UN SISTEMA ELECTRICO (BIT85)

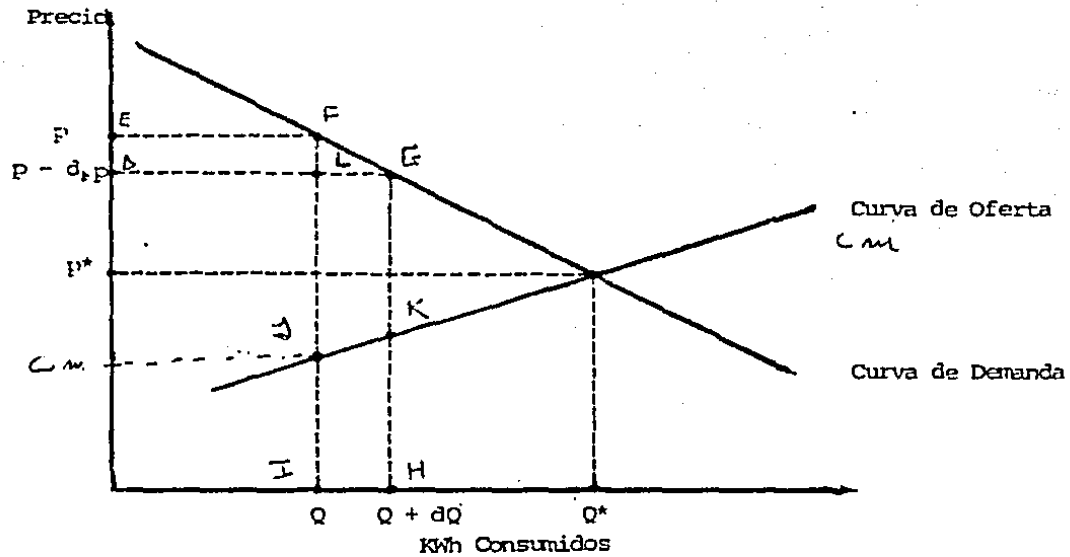


FIG. 7.4 Oferta y Demanda de electricidad (precio de mercado). (BRE86).

-252-1-

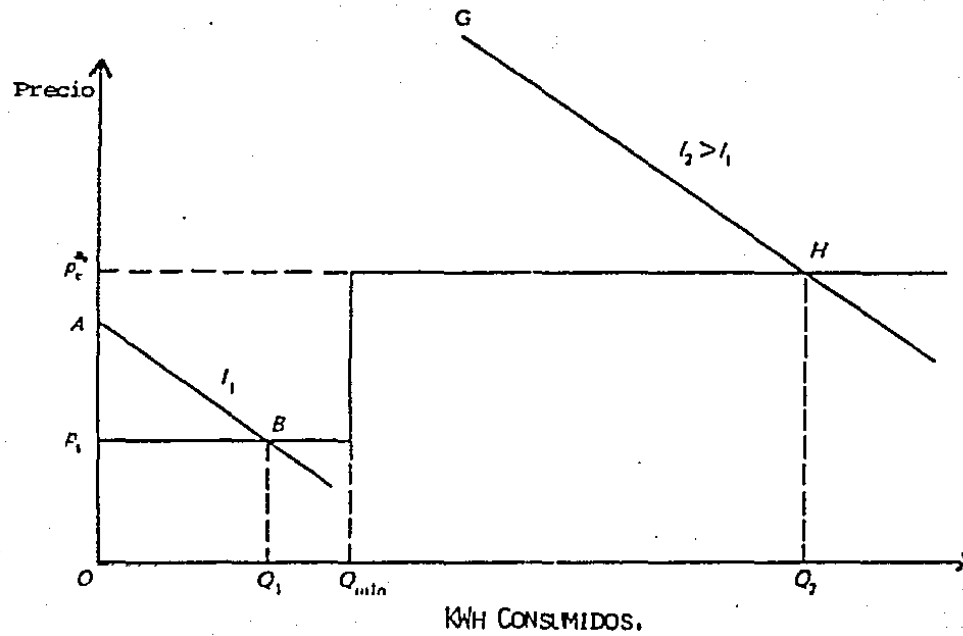


Fig. 7.5 Precios subsidiados de la electricidad (MUN81)

Es probable que se aleje del esquema actual de costos medios contables.

7.2. La tarificación actual.

Es indispensable analizar la estructura tarifaria mexicana (grandes y pequeños usuarios) (Tabla 7.1) y además, la concentración de los subsidios. Lo anterior, para poder definir con justicia, tarifas para aquellos estratos de usuarios que deberían continuar siendo subsidiados y aquellos que no.

Si bien a lo largo del trabajo, se han señalado las características del Costo Marginal. Hasta el momento, la empresa eléctrica nacional ha tarificado basada en Costos Contables, basado en la propuesta de M.W. Van Scoyoc en su "Manual de Asignación de Costos" (ENDS6).

De acuerdo al artículo 31 de la Ley de Servicio Público de Energía eléctrica, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público fija las tarifas, a propuesta de la CFE.

i. diferencias entre Costo Marginal y Costo Contable.

Existen varias diferencias entre el uso de los Costos Marginales y los Costos Contables. Hemos dicho que los CM son aumentos en el costo total debidos al aumento del volumen de producción (por aumentos en la demanda). Existen varias ventajas de este método: orienta respecto a la cantidad extra a producir y en cuanto a la magnitud de la expansión necesaria (y de los bienes asociados). Entonces, este costo real representa la erogación social necesaria por la decisión de un consumidor de consumir cantidades extras del bien. (FERS9-3). Lo anterior, vale tanto para CMCP, como para CHLP.

Dada la necesidad de aprovechar las propiedades de los CM para evaluación de proyectos (ver Cap.2), el diseñador de tarifas debe tener presente que el interés se centra en los costos que se esperan futuro debido a demandas marginales.

TABLA 7.1
ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO 1984 - 1999
RESUMEN SECTOR ELÉCTRICO
PROYECCION DE LAS VENTAS TOTALES POR GRUPOS DE TARIFAS (GWh) [CFEG88-3]

GRUPOS DE TARIFAS:	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
RESIDENCIAL (1 Y 1A)	13474	14591	15201	15806	16825	18154	19465	20876	22328	23976	25843	27759	29729	31946	34120
COMERCIOS E INDUSTRIAS PEQUEÑAS (2,3 Y 4)	6747	7112	7103	7157	7304	7309	7445	7587	7653	7773	7858	7923	8008	8077	8195
SERVICIOS (5,6 Y 7)	3997	4142	4327	4504	4456	4399	5197	5453	5699	5921	6282	6626	7019	7455	7930
AGRICOLA (8)	4647	4967	5419	6010	6499	6967	7446	8075	8711	9427	10211	11001	11740	12582	13424
COMERCIOS E INDUSTRIAS GRANDES (9-11 Y 12)	37476	40134	40956	44071	46891	50061	53759	57746	61687	66148	71074	76164	81447	87752	92735
REVENTA Y EXPORTACION (10)	93	117	1461	2042	1956	1927	1927	1927	1532	1927	1927	1927	1927	1289	
T O T A L	65374	71063	74472	79590	83991	89248	95289	101424	108051	115214	123266	131347	139917	148756	158104

Los *Costos Contables*, por su parte, se basan en los registros de cuenta que llevan las empresas eléctricas, y que reflejan los costos de generación, transmisión y distribución del bien en el *pasado*. En estos casos, la CFE incluye los intereses por pago del servicio de sus pasivos. Los costos totales se distribuyen entre las diferentes clases de usuarios tomando en cuenta sus características específicas, de acuerdo al método.

De ésta manera, se busca determinar los costos medios por unidad del bien a partir de registros contables. Sin embargo, éste cálculo incurre en dificultades prácticas para asignar el costo total en las diferentes fases del proceso de producción.

7.2.1. Evolución de la Estructura Tarifaria de la Energía Eléctrica.

Se analizará la evolución de la estructura tarifaria de la siguiente manera: presentando las revisiones hechas en el período 1962-1989

i. Mecanismos tarifarios.

De los 12 tipos de tarifas comprenden en general un cargo fijo, en cargo por energía y en alguna de las categorías de clientes mayores, un cargo por demanda máxima medida: las tarifas para uso doméstico (tienen cargo por energía, con bloque creciente), las de servicio general en Baja Tensión (2 y 3), tienen un cargo fijo y bloques de consumo crecientes y cargo por demanda medida (más otro adicional por potencia suscrita), P.e.

ii. Revisiones tarifarias (CEJ89).

El Diario Oficial del 19 de enero de 1962 establecía once servicios y una tarifa especial para grandes usuarios. Al interior de cada tarifa se daban diferentes niveles (en monto y región geográfica) de acuerdo a la División Comercial que vendía.

En 1964 (10. de enero) se inició el ajuste gradual (Trimestral) entre los niveles inferiores y superiores respecto al

nivel normal; el primero de octubre en todas las tarifas se estableció el nivel normal.

El 15 de octubre de 1973 se establecieron 13 tarifas generales, se eliminan contratos especiales, abriéndose la tarifa 1A (Servicio Doméstico para Regiones con Verano muy cálido) y la 12 (Servicio general para 5,000 KW o más de Demanda Contratada a tensiones de 66 KV o superiores.

Dos años más tarde, el 13 de agosto de 1975, se hizo un ajuste global a las tarifas en un 22.9%, distribuido de la siguiente manera:

4	:	Molinos de Nixtamal	(0%)
7	:	Temporal	(0%)
9	:	Riego Agrícola	(0%)
10	:	Alta tensión para reventa	(0%)
2	:	General hasta 40KW	(30%)
3	:	General para más de 40 KW	(30%)
5	:	Alumbrado Público	(30%)
6	:	Bombeo de aguas negras y potables	(30%)
8	:	General en alta tensión	(30%)
11	:	Alta tensión para minas	(30%)
12	:	General para 5,000 KW o más	(30%)
1	:	Servicio Doméstico	(10%)
1B	:	Servicio Doméstico Zonas cálidas	(70%)

El 15 de noviembre de 1976 se autoriza otro ajuste a las tarifas, que varió en diversos porcentajes por tarifa y dentro de los

distintos cargos de cada una de ellas, incluyendo los cargos mínimos.

El primero de julio de 1978 empieza a aplicarse el nuevo ajuste a las tarifas, consistentes en incrementarlas 1.5% mensual acumulativo durante 24 meses, sin modificar su estructura. El 30 de julio de 1980 debido a la derogación del impuesto al consumo de energía eléctrica, se autorizó un ajuste por una sola vez, del 19% a las tarifas 2, 4, 6, 7 y 10 y del 15% a las tarifas 3, 8 y 12 para compensar dicho impuesto. Sobre los precios resultantes se autorizó continuar con el incremento mensual de 1.5% hasta junio de 1982.

En el mes de agosto de 1982, se reestructuraron las tarifas 1,1-A,2,3,3,10,11 y 12, incrementándose en 30% los precios del servicio doméstico y en 50% los demás servicios. Se autorizó que, a partir de septiembre y hasta diciembre de 1983, los precios se incrementarían 2.5% mensual acumulativo en todas las tarifas. Adicionalmente durante el año de 1983, se incorporó en los precios el llamado impuesto especial sobre producción y servicios de energía eléctrica (IMPESU).

El día 10 de enero de 1984, entraron en vigor nuevos precios en las tarifas de energía eléctrica, dentro del contexto del Programa de saneamiento financiero del Sector Eléctrico, que prevé una recuperación paulatina y sostenida del precio real de la energía eléctrica para que a mediano plazo se alcance una situación de equilibrio entre los precios y los costos de suministro. El incremento en las tarifas se basó en acciones y compromisos del Sector para incrementar la productividad de la mano de obra y los combustibles, así como la estructuración del financiamiento de la inversión.

Los incrementos súbitos en los precios de las tarifas fueron:

TARIFA	INCREMENTO SÚBITO 10. Enero de 1984 (%)
1	15
1-A	30
2	30
3	50

4	61
5	41
6	31
7	35
8	31
9	58
12	23
TOTAL	36

Adicionalmente durante el año de 1984, se autorizó un incremento mensual acumulativo del 1.5% de Febrero a Diciembre.

Los principales cambios estructurales ocurridos en 1984, fueron:

- En las tarifas domésticas el número de cargos por servicio se redujo de cuatro a uno solo.
- Los usuarios domésticos con consumo hasta 50 kWh/mes suministrados con un hilo corriente, están exentos del cargo fijo.
- En la tarifa 1-A se amplió a seis meses, la aplicación de las cuotas de verano calido, que anteriormente se aplicaban durante cuatro o cinco meses.
- Se eliminó la ayuda indiscriminada que se proporcionaba a los usuarios de la tarifa 1-A durante el verano, sustituyendo la cuota única por cuotas progresivas, para fomentar el uso racional de la energía eléctrica.
- El número de cargos por energía consumida por los usuarios industriales, se redujo de cinco a uno, para simplificar la estructura tarifaria.
- Los dos cargos por gemas máximas existentes en tarifas 8 se unificaron en uno solo.
- Se derogó la tarifa 11, debido a que estos usuarios incorporarse a las tarifas 8 o 12.

Los usuarios industriales podrán optar por las tarifas 8 o 12 en función directamente de la tarifa de suministro, ya no se considera la carga conectada.

Para el año de 1985 el incremento súbito de las tarifas el día 10. de enero fue de 18% para todas ellas y se autorizó un aumento mensual acumulativo de 2.5% de febrero a diciembre de ese año.

El 10. de enero de 1986 se incrementaron las tarifas 53% globalmente, siendo el aumento para cada tarifa como sigue: tarifa 1,1-A y 12, 51% tarifas 7 y 8, 54% tarifas 2 y 3, 65% tarifas 4 y 5, 74% tarifas 6, 57% y tarifas 9 y 10, 73%.

Además se autorizó un aumento mensual acumulativo del 3.5% para todas las tarifas.

A partir del 10. de enero de 1987 se autoriza un incremento súbito (global) del orden de 36.8%, el cual impacta a las tarifas de la siguiente manera:

Tarifas residenciales	22.0%
Tarifas 2,3,4,5,7,y 10	42.0%
Tarifas 6,8,9 y 12	41.0%

Adicionalmente se autorizan incrementos acumulativos decrecientes a partir del mes de febrero; iniciándose para las tarifas residenciales con un valor de 3.5 y decreciendo una décima mensual hasta llegar a un valor de 1.0% en el mes de diciembre; para las otras tarifas se inicia con un valor de 5.5% en el mes de febrero, decreciendo dos décimas por mes, para llegar a un valor de 3.5% en el mes de diciembre.

Se incluye en el año de 1987, la modalidad de que además de la tarifa 1A, para usuarios residenciales en zonas con clima cálido durante el verano, se tomen en cuenta las tarifas 1B y 1C, en función de las temperaturas que se registren.

El día 19 de diciembre de 1987 se autoriza un incremento súbito en las tarifas de 35%. Los precios de las cuotas con dichos incrementos serán aplicados durante la vigencia de dicho acuerdo, publicándose el día 17 de diciembre de 1987 en el Diario Oficial de la Federación.

En el transcurso del año de 1988 no sufrieron incremento alguno las tarifas.

A partir del 1o. de enero de 1989 se autoriza un incremento global de 25.4% el cual repercute de la siguiente manera: tarifa 2 con 38.6%, tarifa 3 con 34.6%, tarifa 5 con 50%, tarifa 6 con 18.4%, tarifa 8 con 28.7%, tarifa 12 con 31.3%. Las tarifas A, A1, 4, 7 y 9 no sufrieron incremento alguno.

A finales de 1989 y por instrucciones de la SHCP, se incrementan porcentualmente las tarifas en todo el país, para los consumidores que sobrepasen el consumo de los 200 kWh / mes. Como medida de ajuste, los precios de la electricidad sufren otro aumento en el mes de diciembre cercano al 5%.

Para 1988, la composición porcentual de la clientela de la CFE era la siguiente: (Tabla 7.2). Del estudio de la evolución de las ventas, se observa que la mayor parte de las ventas se concentran en el sector industrial, seguido del residencial y el comercial, usos agrícolas y servicios.

7.2.2..La Evolución del Precio de la Electricidad.

Como se ha explicado a lo largo del trabajo, la empresa eléctrica requiere sanear sus finanzas. Las tarifas eléctricas han sido deficitarias desde hace más de 15 años; solamente en 1980 se otorgaron subsidios a los usuarios por 2.6 Billones de pesos. Se calcula que para 1989, este rubro aumentará a 3.7. (GUES9) Los subsidios se aplican básicamente a las tarifas residenciales y al bombeo de agua para riego agrícola (en suma, 95% del subsidio), aunque las tarifas de grandes usuarios también lo reciben, pues en todo caso, la empresa eléctrica no cobra estrictamente a estos cliente basada en precios reales.

La actual estructura tarifaria propicia la concentración del mayor subsidio en los estratos de ingresos elevados con altos consumos, indiferentes a la necesidad de ahorros de energía. La tendencia debe

TABLA 1.2 COMPOSICION PORCENTUAL ENERGIA VENDIDA (1988)

<u>TARIFA</u>	<u>GWH</u>	<u>%</u>
1	8,063	9.85
1A	2,162	2.64
1B	3,958	4.83
1C	2,642	3.23
2	5,176	6.32
3	1,821	2.22
4	306	.37
5	2,248	2.75
6	2,193	2.68
7	14	.02
8	25,011	30.54
9	6,409	7.83
10	0	0
12	21,882	26.72
TOTAL	81,885	100%

ser, pues, una reducción gradual de los subsidios, protegiendo al pequeño consumidor de escasos ingresos. (GUE89) Los precios medios pagados por el usuario se presentan en la Tabla 7.3

La tabla 7.4 presenta la evolución a precios corrientes y constantes de los precios internos de la electricidad para el periodo 1970-1988, donde se observa la disminución del precio real de la electricidad, sobre todo en los consumidores domésticos y para uso agrícola, manteniéndose constantemente lo relativo a alumbrado y con decrementos (menores) el sector comercial e industrial.

La CFE reconoce que la política de subsidios explícitos ha provocado que se distorsione el precio verdadero del bien. Con el objetivo de conocer el deterioro que ha tenido en los últimos 20 años el precio de la electricidad, la Tabla 7.4 relaciona en pesos corrientes y constantes, el precio del kWh. Como puede verse, se establecen las 5 categorías más importantes: comercial-servicios, alumbrado, residencial y agrícola, además de un promedio total. Así, se concluye que en el periodo mencionado, se han tenido bajas en comercial-servicios, industrial, residencial y agrícola, y solamente un pequeño aumento en alumbrado. Estos precios son en realidad un reflejo de una política social del Estado, prefiriendo el subsidio explícito al cargo adicional de incrementos tarifarios en las ya deterioradas economías de los sectores mayoritarios del país.

De ésta realidad se parte para buscar nuevas estructuras tarifarias que permitan sanear la estructura financiera de la empresa eléctrica.

La Tabla 7.5 compara el índice de precios de la electricidad y al consumidor con base 1962=100.00, donde se observa que el ritmo de la inflación, medida por el índice de precios al consumidor es mayor que el precio de la electricidad. La relación de precio de la electricidad/precios al consumidor nos da idea de esta diferencia para 1988.

7.2.3. Distorsiones en los precios y subsidios.

TABLA 7.3 PRECIOS MEDIOS PAGADOS POR EL USUARIO (*) CCFE C 88-2)

(\$ corrientes/kWh)

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	SERVICIOS	AGRICOLA	TOTAL
1974	0.58	0.57	0.25	0.15	0.17	0.34
1975	0.60	0.63	0.28	0.17	0.14	0.36
1976	0.67	0.76	0.34	0.24	0.15	0.43
1977	0.83	0.94	0.51	0.63	0.27	0.61
1978	0.84	0.95	0.53	0.64	0.23	0.62
1979	0.98	1.12	0.62	0.70	0.21	0.72
1980	1.18	1.43	0.83	0.85	0.20	0.92
1981	1.45	1.74	0.99	0.98	0.19	1.11
1982	1.95	2.43	1.41	1.28	0.22	1.53
1983	4.00	4.97	3.24	3.14	0.38	3.37
1984	6.92	9.25	5.65	5.40	1.12	5.94
1985	9.96	14.64	8.79	8.52	1.88	9.11
1986	20.82	32.90	18.58	19.17	3.35	19.47
1987	37.54	73.05	41.21	43.13	7.02	41.26
1988 p/	82.03	171.87	92.69	101.23	22.04	92.32

NOTAS:

* Estos precios incluyen IVA.
 COMERCIAL incluye el servicio para molinos de nidalma y tortillerías.
 SERVICIOS incluye servicio temporal.
 TOTAL incluye energía para reventa y exportación.
 p/ cifras preliminares.

TABLA 7.5 INDICES DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD Y AL CONSUMIDOR (CCFE C 88-2)

(1962 = 100.0)

AÑO	ELECTRICIDAD	CONSUMIDOR (1)	RELACION
1974	122.8	194.9	0.63
1975	131.4	224.4	0.59
1976	156.0	259.5	0.60
1977	224.0	335.0	0.67
1978	226.3	393.7	0.57
1979	262.2	463.4	0.56
1980	335.7	587.8	0.57
1981	404.6	752.4	0.54
1982	538.1	1,195.3	0.47
1983	1,231.8	2,412.8	0.51
1984	2,168.1	3,992.8	0.54
1985	3,323.8	6,297.6	0.53
1986	7,109.8	11,728.4	0.61
1987	15,045.7	27,189.7	0.55
1988 p/	33,707.2	58,229.6	0.58

NOTAS:

(1) Fuente: Banco de México.
 p/ cifras preliminares.

El estudio de las inversiones de la empresa eléctrica debe tomarse en cuenta el monto de los recursos propios provenientes de las ventas.

La relación precio/costo en 1989 es de 0.78 (GUE89). Los costos asociados a la explotación son dependientes del precio de los hidrocarburos y de la operación de la empresa, aunque se reconoce que la productividad del personal del sector eléctrico es la más alta de los sectores productivos.

Los costos de producción han aumentado, mientras que los precios de venta han sido bajos. Las tarifas eléctricas han sido deficitarias desde hace más de 15 años.

Estas diferencias entre precio y costo y la aplicación de subsidios, constituyen una seria distorsión.

La actual estructura tarifaria, propicia la concentración del mayor subsidio en los estratos de ingresos elevados del gran consumidor. Este, dados los bajos precios del bien, no tiene interés por el ahorro de energía eléctrica. La propuesta de un nuevo esquema tarifario deberá conducir a una reducción gradual de los subsidios, pero protegiendo al pequeño consumidor, de escasos ingresos. La teoría del costo marginal en tarifas eléctricas contempla esta situación, aconsejando la eliminación de las distorsiones en los precios del bien.

En 1978, la insuficiencia en las tarifas - señalada al inicio del trabajo - se compensó con un mayor endeudamiento. Sin embargo, a partir de 1979, se implantó un sistema de subsidios explícitos otorgados por el Estado a los usuarios, con el objeto de compensar los aumentos en los precios de la energía, que continuaron siendo insuficientes.

Lo anterior, una política de subsidios, ha provocado distorsiones en el precio real del bien. La concentración de estos subsidios debe ser bien identificada, pues aunque es un mecanismo de redistribución del ingreso (instrumento de la política social del Estado), puede

Explicaremos las consecuencias de practicar una política de subsidios, según la Teoría económica (BRE86). El subsidio representa una *DESVIACIÓN DEL COSTO MARGINAL ESTRICTO*. En teoría, el precio estricto se definiría por la intersección de las curvas de oferta (CN) y demanda (Fig. 7.4).

i. Distorsiones que sufre el precio estricto en los monopolios públicos.

La Fig. 7.5 señala la distorsión que sufre la función demanda efecto de los subsidios, al desplazarse de l_2 a l_1 , consumiéndose a mayor cantidad de kWh.

Pueden señalarse las siguientes distorsiones.

a. ECONOMICAS.

-Desigualdad de los ingresos del consumidor y necesidad de un mecanismo redistributivo del ingreso.

Existen restricciones económicas que aconsejan la adopción de estas medidas: la desigual distribución del ingreso. Los monopolios eléctricos de nuestros países actúan como monopolios *discriminantes* al establecer precios preferenciales para los consumidores de bajos ingresos; de allí la práctica de fijar precios subsidiados para consumidores de bajos ingresos y consumos mínimos. (Principio del "second best") (BRE86).

Por ello, el establecimiento del modelo de "bloque social" o tarifas "lifeline" para los consumidores de bajos ingresos, como mecanismo redistributivo del ingreso (objetivo macroeconómico del Estado).

Esta práctica ha ocasionado beneficios y perjuicios. Las clases pobres han recibido el subsidio, en claro apoyo a su economía familiar. Los consumidores de altos ingresos, sin embargo, han sido beneficiados por el subsidio, aumentando incluso su consumo diario. Esto es,

también está siendo subsidiado.

b. SOCIO-ECONOMICOS.

-Desarrollo Regional.

El desarrollo regional supone la construcción de obras de infraestructura; la electricidad es una de ellas. Existe, pues, la necesidad de apoyar este desarrollo, lo que limita el cobro a costos marginales.

Este es el caso de la electrificación rural (uno de los objetivos sociales originales de la CFE), donde los usuarios no podrían pagar los CMLP debidos a expansión.

7.3. Diversos tópicos sobre el CM y la tarificación.

7.3.1. El enfoque de las Tarifas Horarias (Regionales, Estacionales y por nivel de tensión.).

Sabemos que los Costos Marginales varían según la hora, la estación, el lugar y el nivel de tensión. Partiendo de un estudio detallado del comportamiento de la demanda (que es la que provoca que los costos totales se modifiquen), es probable que se pretenda tarificar tomando en consideración las horas de demanda máxima (duración y horario de los picos) y las regiones geográficas donde ésta se presenta, y los cambios que se dan en meses, o grupo de meses (estacionalidad). Con lo anterior, la señal tarifaria logrará modificar los "picos" de la demanda, trasladando éstos a horas de demanda Base, ahorrando a la empresa eléctrica costos por capacidad instalada (con costos incrementales altos).

De cumplirse lo anterior, seguramente los grandes usuarios (Tarifa 8 y 12) entrarían en estas tarifas, pues representan un porcentaje alto del consumo (en 1988, 57% de la energía vendida, y el 57% de los productos: tabla 7.2) y tendrían que aplicarse en todo el país. Ademas, la tarificación incluye las variaciones regionales.

estacionales y de año hidrológico:

1. Alcances y etapas de diseño de las Tarifas Horarias.

Si del total de usuarios del Sector Eléctrico, los llamados Grandes Usuarios consumen más del 50% de la energía producida, es

prioritario por tanto, iniciar el estudio de nuevos esquemas tarifarios con los grandes consumidores. Para ello, se le puede considerar como primera prioridad en las etapas del estudio tarifario actual. Las etapas de dicho estudio serían:

- Análisis de la Oferta.

(Cálculo de los Costos Marginales de Producción).

Como se ha visto en el presente trabajo, los CMCP que deben determinarse son: CM de Generación (Energía y de potencia), de Transmisión (Transmisión Troncal y Subtransmisión) y Distribución.

Además, deberá incluir las consideraciones obtenidas en el cálculo de los CMLP, por análisis incremental.

- Análisis de la Demanda.

(Características de las Curvas de Carga de los usuarios en tiempo y en lugar)

Se busca determinar los patrones de consumo de los grandes usuarios industriales que se integrarían a la nueva tarificación. Se debe realizar una evaluación preliminar de los efectos que una tarificación horaria puede tener en las Curvas Típicas de Carga, p.e. trasladar picos, etc.

Si se pretende que las nuevas tarifas incluyan una componente

así como un cargo por clientela (a). De ésta manera, se cobran los requerimientos del cliente. De concretizarse una nueva estructura tarifaria, basada ahora en CM, es probable que se modifiquen las actuales clasificaciones de clientes. Y se tienda a cobrar según la *forma particular de consumir*, es decir, considerando la hora, el lugar y la estación donde se haga el consumo.

También debemos considerar que el nuevo esquema tarifario está pensado para que funcione dando señales de precio al cliente, de manera que racionalice su consumo. En la actualidad, la CFE tarifica a su clientela por bloques crecientes y decrecientes. (Fig. 7.1).

ii. La dinámica demanda-oferta-costo marginal-tarifa.

Existe una relación dinámica entre *demanda y oferta y costos marginales y tarifas*. (FER89).

El bien electricidad no es almacenable. Así, el costo del bien kWh es función de las condiciones de operación. Además, la función oferta depende de la demanda. A incrementos de ésta, le siguen necesariamente, incrementos en la oferta. Además, la demanda está regulada por mecanismos tarifarios (regulación del sistema oferta-demanda).

Esquemáticamente: (Fig. 7.2).

Un desarrollo más completo de este esquema se presenta en la Fig. 7.3

iii. etapas para el establecimiento de una tarifa.

Tres serían las etapas importantes para el establecimiento de una tarifa con éstas características:

a. Cálculo de los costos marginales de generación, transmisión y distribución.

b. Establecimiento de precios de venta a partir de los costos

anteriormente calculados (considerando variables económicas y financieras).

c. Establecimiento de un esquema tarifario basado en costos marginales diferenciados.

La estructura de los costos de producción debe ser bien conocida:

.Componentes del Costo Total.

Así, el costo marginal total provocado por una demanda adicional de energía y potencia, consta de los siguientes elementos.:

- a. Costos marginales de generación:
 - a.1. costos marginales de la energía eléctrica.
 - a.2. costos marginales de potencia
- b. Costos marginales de transmisión
- c. Costos marginales de distribución
- d. Costos por pérdidas (pueden incluirse en los anteriores rubros).
- e. Costo de clientela

iv.Consideraciones particulares:

- . En principio, el esquema tarifario debe considerar todos los elementos del costo total.
- . Las tarifas deben ser relativamente estables en el corto plazo para tener los efectos deseados en los usuarios.
- . Existiendo subsidio en los costos directos de operación, deben evaluarse las distorsiones que provocan, pues la función social de la empresa eléctrica contempla protecciones a los usuarios de menores ingresos (p.e. electrificación rural).
- . El esquema tarifario resultante, tenderá a ofrecer diferentes alternativas de tarifa al usuario según su particular forma de consumir.

Cuadro 7.4.

Evolución de los Precios Internos de la electricidad [CFEcoser]
(pesos por kWh)

Año	Moneda Corriente						Moneda Constante de 1987					
	Comer.	Indus.	Alumb.	Resid.	Agrícola	Total	Comer. y	Indus.	Alumb.	Resid.	Agrícola	Total
1970	0.46	0.20	0.16	0.47	0.18	0.28	99.54	43.55	34.89	100.98	37.87	60.14
1971	0.46	0.20	0.16	0.47	0.19	0.28	94.33	41.29	32.96	95.54	38.05	57.26
1972	0.46	0.20	0.16	0.47	0.17	0.28	88.50	38.61	30.94	89.82	32.94	53.43
1973	0.47	0.21	0.16	0.48	0.18	0.29	80.30	35.74	27.35	81.99	30.52	48.86
1974	0.57	0.25	0.17	0.58	0.17	0.34	78.42	34.92	23.45	80.41	23.70	46.43
1975	0.63	0.28	0.19	0.60	0.14	0.36	74.75	33.23	23.00	71.84	16.86	42.95
1976	0.75	0.34	0.28	0.67	0.15	0.43	75.32	34.45	27.63	66.58	14.52	42.69
1977	0.94	0.52	0.74	0.83	0.27	0.61	71.64	39.72	56.79	63.78	20.49	46.93
1978	0.95	0.53	0.74	0.84	0.23	0.62	62.02	34.68	48.84	55.35	15.24	40.68
1979	1.12	0.62	0.75	0.98	0.21	0.72	61.20	33.80	40.65	53.71	11.60	39.21
1980	1.43	0.83	0.81	1.18	0.20	0.92	60.42	35.20	34.35	50.19	8.26	38.96
1981	1.74	0.99	0.83	1.45	0.19	1.11	57.94	32.98	27.55	48.14	6.48	36.88
1982	2.42	1.41	0.98	1.95	0.22	1.53	50.01	29.15	20.21	40.28	4.60	31.58
1983	5.19	3.45	2.97	4.21	0.42	3.57	55.82	37.04	31.94	45.27	4.50	38.36
1984	9.25	5.65	5.02	6.81	1.12	5.92	61.47	37.52	33.36	45.29	7.48	39.33
1985	14.64	8.79	7.96	9.89	1.88	9.09	63.29	38.01	34.40	42.77	8.14	39.31
1986	28.61	16.16	15.96	18.11	3.35	16.85	28.61	16.16	15.96	18.11	3.35	16.85
1987	63.53	35.83	35.83	32.65	7.02	35.61	63.53	35.83	35.83	32.65	7.02	35.61
1988	139.10	79.04	79.60	65.02	20.48	77.56	68.34	38.83	39.11	31.94	10.06	38.11

Los precios de 1988 son estimados.

componente temporal: estacionalidades y horarios. Además, los niveles de tensión de los usuarios. Gráficamente, los factores a considerar, son: Fig. 7.6).

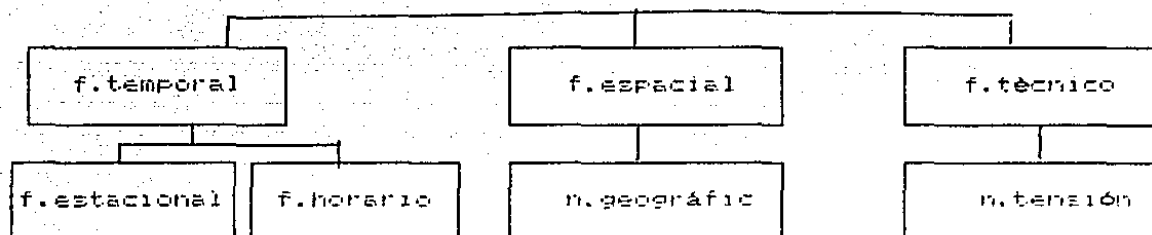


Fig. 7.6 Factores que se incluyen en las tarifas horarias.

Además, conocer las implicaciones prácticas que una nueva tarificación puede tener en términos de medición, p.e. medidores de pulso, telemedidores en subestaciones, etc..

-Diseño de tarifas.

Definición del esquema tarifario: esto es, proponer la forma en que el usuario pagará el precio de venta.

-Verificación Económica.

Se refiere a la evaluación de las implicaciones del nuevo esquema: impactos financieros, ajustes en el diseño, requerimientos nuevos por implementación del plan, etc.

En resumen, el proceso de diseño de tarifas es dinámico: se presenta una demanda adicional, la empresa eléctrica responde con una oferta extra que provoca un costo marginal: basada en este valor, se carga al usuario un precio traducido en una señal tarifaria que debe tener un efecto sobre el usuario

7.3.2.Implicaciones de una tarificación basada en Costos Marginales en los diferentes sectores de la población.

En la actualidad, la empresa eléctrica ha diseñado una tarifa horaria basada en la Teoría Marginalista que se ha presentado como opcional a los grandes consumidores (Tarifa 12), que se cobra basada en consumos y demandas reales y en variaciones horarias y estacionales, aunque sin considerar variaciones geográficas. La aplicación se dió en 1988, excluyendo los sistemas aislados y las Areas con estacionalidad muy marcada (los valores de sus costos marginales escaparían al promedio calculado).

De esta manera, aunque la aplicación no se ha dado en todo el país, - siendo además voluntaria por el momento-, se ha logrado una reducción de la demanda máxima, ahorrando costos por capacidad instalada en horas de punta. Los grandes usuarios han participado en este programa suscribiendo contratos con las empresas eléctricas. Aunque los inscritos no son la totalidad de usuarios, su número se ha cuadruplicado de Junio de 1988 a Junio de 1989, causando baja durante este periodo solamente el 8% de los inscritos. (Tabla 7.6).

1. Maximización del Bienestar Social.

La Teoría Marginalista subraya que la asignación óptima de recursos provoca bienestar social. La razón es la siguiente: si el precio de venta de una empresa eléctrica es igual a su costo marginal, se tiene una situación eficiente desde el doble punto de vista del consumidor y de la empresa. A esta situación se la denomina *Óptimo de Pareto*. En teoría, esta condición posibilita la maximización del bienestar social.

7.3.3. Ventas al Costo Marginal y requisitos financieros. (BERSO)

Es evidente que el Programa de Saneamiento Financiero de la CFE se apoyará en una política de precios basada en costos marginales. La vigencia del Pacto de Solidaridad Económica (PSE) y actualmente del Pacto para la Estabilidad y el Crecimiento Económico (PECE), han limitado la implementación de un nuevo esquema tarifario en el corto plazo.

TABLA 7.6

EMPRESAS EN TARIFA HORARIA. ALTAS Y BAJAS POR DIVISION (CABUEN-1)

D I V I S I O N		JUN08	JUL08	AGO08	SEP08	OCT08	NOV08	DIC08	ENE09	FEB09	MAR09	ABR09	MAY09	JUN09	TOTALES
1	BAJA CALIFORNIA														0
	ALTAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
	BAJAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
2	BAJIO														3
	ALTAS	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	C.L.F.C.														7
	ALTAS	0	0	0	2	0	0	0	1	2	1	0	1	0	0
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	CENTRO OCCIDENTE														2
	ALTAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	CENTRO ORIENTE														4
	ALTAS	1	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	CENTRO SUR														0
	ALTAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	GOLFO CENTRO														5
	ALTAS	2	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	GOLFO NORTE														15
	ALTAS	3	0	7	1	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
9	JALISCO														3
	ALTAS	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	MOROESTE														0
	ALTAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
	BAJAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
11	NORTE														7
	ALTAS	3	0	0	1	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	3
12	ORIENTE														5
	ALTAS	1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	2	0	0
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	PENINSULAR														0
	ALTAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
	BAJAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
14	SURESTE														0
	ALTAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T O T A L:		14	1	9	9	2	1	1	2	3	3	2	4	0	51
	ALTAS	14	1	9	9	2	1	1	2	3	3	2	4	0	51
	BAJAS	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	4
	NETO	14	1	9	9	2	1	1	1	3	3	1	3	-1	47

- 155 -

La tabla 7.7 proveniente del Informe Anual de la CFE proporciona información para analizar el posible impacto financiero de una optimización de recursos, basada en el enfoque del costo marginal, así como el estado actual de la CFE por falta de inversión. Es probable que los productos de explotación aumenten por ventas, así como el financiamiento de la inversión, pues el monto de la inversión acumulada es considerable (cfr. CMCLP). Por ello, el aumento considerable en la utilidad de la operación, que va de la mano con la disminución de la relación Inversión/gasto corriente.

7.3.4. Política de precios y ahorro de energía.

Existe una relación directa entre la política de precios de venta de la energía y el ahorro de la energía.

Las Figs. 7.7 y 7.8 se refieren al origen y destino de la energía eléctrica en 1988 (Balance de CFE y de SEMIP, respectivamente), relacionando las tecnologías disponibles y los sectores sociales que la utilizan. Se concluye que para la definición de costos de producción, el precio del combustible es una variable importante; además, que la tecnología a base de combustible domina la generación. En ellas se observa la composición de los usuarios y las pérdidas del sistema.

Es fundamental conocer este diagrama para evaluar los ahorros en cascada debidos a una racionalización del consumo, basada en una política de precios reales.

Los precios bajos de los energéticos provocan usos ineficientes de la energía eléctrica. Debido a ello, la demanda continúa creciendo a ritmos mayores a los previstos. La insuficiencia de datos censales limita la apreciación de en qué medida los usuarios han venido tomando decisiones de inversión contrarias a un uso racional de la energía. Por ejemplo, los usuarios domésticos vienen realizando sustituciones considerables en los electrodomésticos (agravado esto por la liberalización comercial y la consecuente disponibilidad de tecnologías intensivas en electricidad) y los inversionistas pueden considerar compras de equipos y maquinaria basados en consumo eléctrico, sin

Tabla 7.7 INFORMACION FINANCIERA RELEVANTE (CFE/CBB-2)

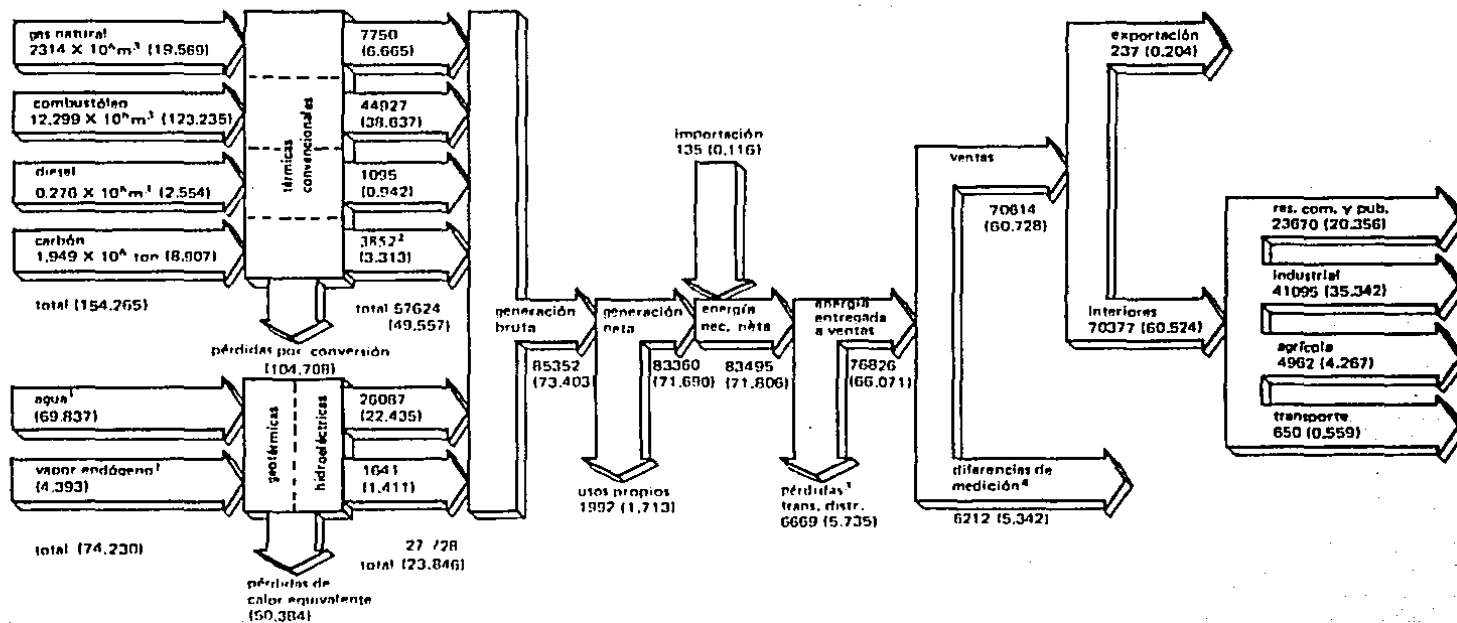
MILES DE MILLONES DE PESOS CORRIENTES

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988 p/
RESULTADOS													
Producción de Explotación	17	26	29	37	47	59	90	188	342	585	1353	3093	7033
Costo de Explotación	14	18	22	26	35	47	77	150	277	438	923	2277	5016
Utilidad de Operación	3	8	8	11	12	13	13	34	66	147	430	816	2019
Carga Financiera	5	6	7	12	14	24	63	144	231	310	703	1417	2780
Subsidio Explícito a Consumidores	0	0	1	4	13	23	43	154	204	295	640	1347	2213
BALANCE GENERAL													
Activo Total	119	171	231	290	395	560	1390	2125	3420	6671	16718	43071	59185
Activo Fijo Neto en Servicio	73	106	150	172	241	336	1055	1581	2542	4726	11691	33033	44781
Obras en Proceso I/	28	43	54	80	118	182	269	432	682	1450	4229	8135	11481
Activo Circulante	15	19	22	35	30	36	57	100	173	261	746	1788	2627
Pasivo más Patrimonio	119	171	231	290	395	560	1390	2125	3420	6671	16718	43071	59185
Pasivo Total	85	110	122	160	203	277	978	1588	2208	3947	1677	4179	4980
Patrimonio	24	47	94	110	164	231	375	455	1078	2394	14674	38133	53107
RELACIONES FINANCIERAS (%)													
Patrimonio/Activo Total	20.0	27.6	40.7	38.0	41.7	44.9	27.0	21.4	31.5	38.9	87.8	88.3	89.9
Producción Explotación / Costo Total	82.1	92.8	86.8	84.0	79.9	72.9	58.0	51.1	62.5	65.7	68.6	65.5	73.6
Financiamiento de la Inversión:													
Recursos Propios	-67.4	-129.2	-151.4	-134.6	-195.7	-178.8	-281.4	-130.1	-126.0	-98.6	-60.8	-32.7	14.9
Trasferencias	58.5	53.9	61.0	68.4	70.5	72.3	109.3	154.8	135.0	134.5	108.3	85.6	88.3
Endeudamiento	108.8	173.3	190.4	190.1	225.2	206.3	272.1	73.4	91.1	64.1	52.5	47.1	64.8
Inversión / Gasto Corriente	103.6	93.0	141.6	156.1	172.7	173.4	151.4	116.0	102.2	99.1	79.8	72.1	67.1
Ingresos Propios / Gasto Corriente	105.0	113.2	120.9	121.2	126.7	121.9	108.5	134.0	127.9	133.5	149.6	134.4	156.7
Transferencias/Servicio de la Deuda	81.1	37.6	34.7	31.8	33.4	37.8	38.1	98.3	88.0	101.6	88.1	106.4	57.7

NOTAS:

I/ Obras en proceso incluye Materiales para Construcción y Anticipo de Construcción, p/ cifras preliminares.

Fig. 7.8
 balance de energía eléctrica 1985 [SEMS]
 servicio público
 G w h
 (billones de kilocalorías)



¹ E.I.E.P. = 2677 kcal/kwh. Eficiencia = 32,1 %.

² la generación de carbóneléctricos corresponde al uso simultáneo de carbón y diesel.

³ 8 % de la generación neta.

⁴ incluye usos eléctricos.

considerar el efecto global en la economía por la eficiencia en la transformación y el consumo adicional (el precio no constituye una señal eficiente).

Es necesaria una nueva política de precios que *per se* no sea solamente un aumento de precios, sino que sean señales de precio: altos en los picos y bajos en la base. Esto, indudablemente tendrá respuesta en los consumidores, quienes deberán trasladarse a otros horarios. (p.e. planchar por las mañanas, etc.) y con ello, mantener sus pagos a la empresa eléctrica, constantes. Además, mantener bloques de consumo mínimos para proteger a los pequeños consumidores, p.e. (200 KWh de consumo mensuales. Es indudable que dados los mínimos antecedentes de como consumidores tenemos sobre los precios, las medidas surtirán su efecto quizá después de los 5 años. En el caso de los grandes usuarios del sistema eléctrico, su respuesta será en el *corto plazo* (pocos años) y probablemente trasladen turnos de trabajo y de operación.

La tabla 7.8 es un indicador de la intensidad energética de México, se observa que el consumo de energía necesaria para incrementar una unidad de Producto Interno Bruto (PIB) ha aumentado. (FER89-2).

La participación relativa de la electricidad tanto en el balance nacional de energía (SEMS7), como en la producción de PIB, ha aumentado, lo que acelerará probablemente el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Ante el acelerado crecimiento de la demanda, precios rezagados y la necesidad de sanear las finanzas, es inaplazable para la empresa eléctrica el diseño de programas de ahorro de energía en todos los sectores del país.

Estos programas de ahorro, cuya necesidad es ya inaplazable, seguramente tendrán periodos de implementación y maduración en mediano y largo plazos, aunque el diseño de medidas para periodos cortos es indispensable. Sus objetivos serían: aumentar la eficiencia de la actividad productiva, promover los ahorros y uso eficiente de los energéticos, producción y distribución a costo mínimo (disminución de

T A B L A 7.8 [FERB9-2]

MEXICO: EVOLUCION DE INDICADORES DE LA RELACION

ENERGIA-PIB

AÑO	INDICE DE INTENSIDAD ENERGETICA	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		ELASTICIDAD
		CONSUMO ENERGIA	PIB	
1965	100.0
1966	102.6	8.9	6.2	1.4
1967	98.7	1.9	5.9	0.3
1968	100.8	9.5	7.3	1.3
1969	108.2	13.5	5.8	2.3
1970	102.8	1.3	6.6	0.2
1971	102.5	3.8	4.2	0.9
1972	106.6	12.9	8.5	1.5
1973	109.4	11.3	8.4	1.3
1974	109.4	6.1	6.1	1.0
1975	109.4	5.6	5.6	1.0
1976	112.5	7.2	4.2	1.7
1977	117.1	7.7	3.4	2.3
1978	121.7	12.5	8.2	1.5
1979	124.5	11.6	9.2	1.3
1980	129.8	13.0	8.3	1.6
1981	129.3	7.5	7.9	0.9
1982	140.3	7.9	-0.5	-15.8
1983	137.6	-6.0	4.2	-1.4
1984	134.8	1.5	3.6	0.4
1985	134.7	2.3	2.6	0.9
1986	136.6	-2.4	-4.0	0.6
1987	140.6	4.3	1.4	3.1
1965-1970		6.9	6.3	1.1
1970-1976		7.8	6.2	1.3
1976-1982		10.0	6.0	1.6
1982-1987		-0.12	-0.16	0.8

Nota: Cifras referidas a
Energía primaria comercial (excluye leña y bagazo de caña)

energía primaria necesaria, sobre todo, la no renovable), optimización del uso de la energía eléctrica. (Fig. 7.9 y 7.10).

7.4. Introducción en México de las tarifas basadas en Costos Marginales.

Los estudios resumen respectivamente, los antecedentes y desarrollo actual del trabajo de tarificación basada en Costos Marginales (END86) y (ABUS9-1)

Allí, se señalan los pasos a seguir en este campo. Algunas recomendaciones para el diseño tarifario se han dado, pensando en una probable extensión del estudio a otros niveles de tensión de suministro.

- a. Integración de todas las áreas de la empresa eléctrica involucradas en el cálculo.
- b. Incluir las diferencias regionales en las tarifas y la consecuente organización de centros de costos por región.
- c. Probable desarrollo de modelos que calculen específicamente Ch de sistemas aislados e interconectados.
- d. Asegurar que las tarifas sean congruentes con las necesidades financieras y que sean viables comercialmente.
- e. Conocimiento de los patrones de consumo de los grandes usuarios a través del uso de medidores de pulso (Proporcionan información sobre la energía consumida, potencia mínima y máxima).

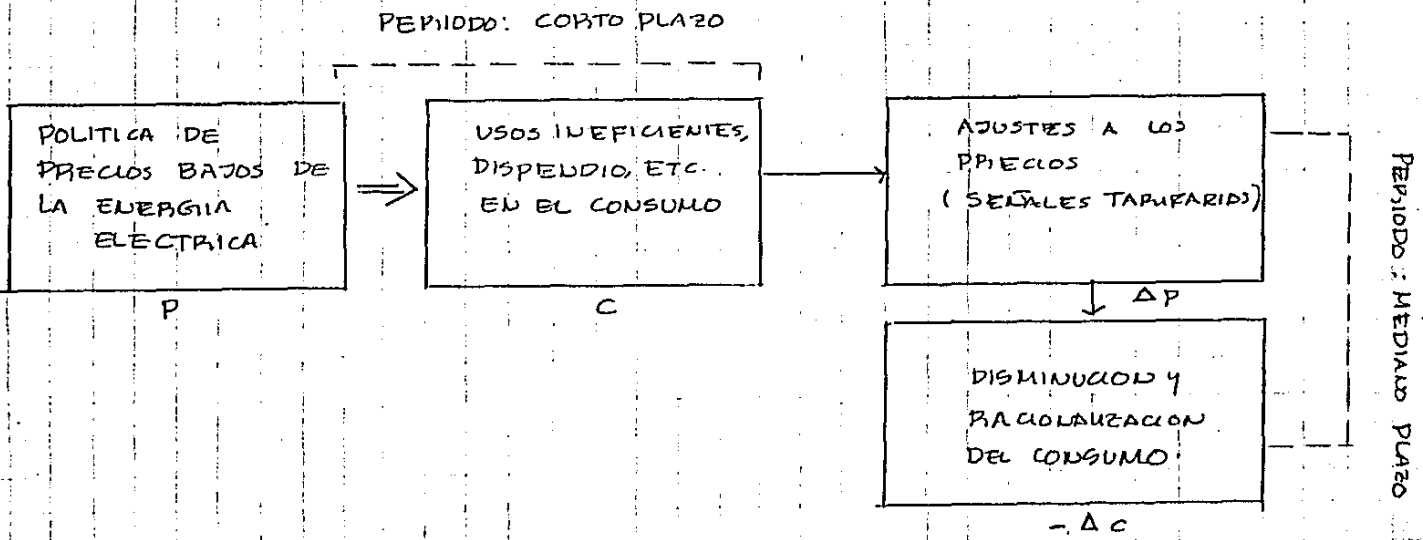


FIG. 7.9.

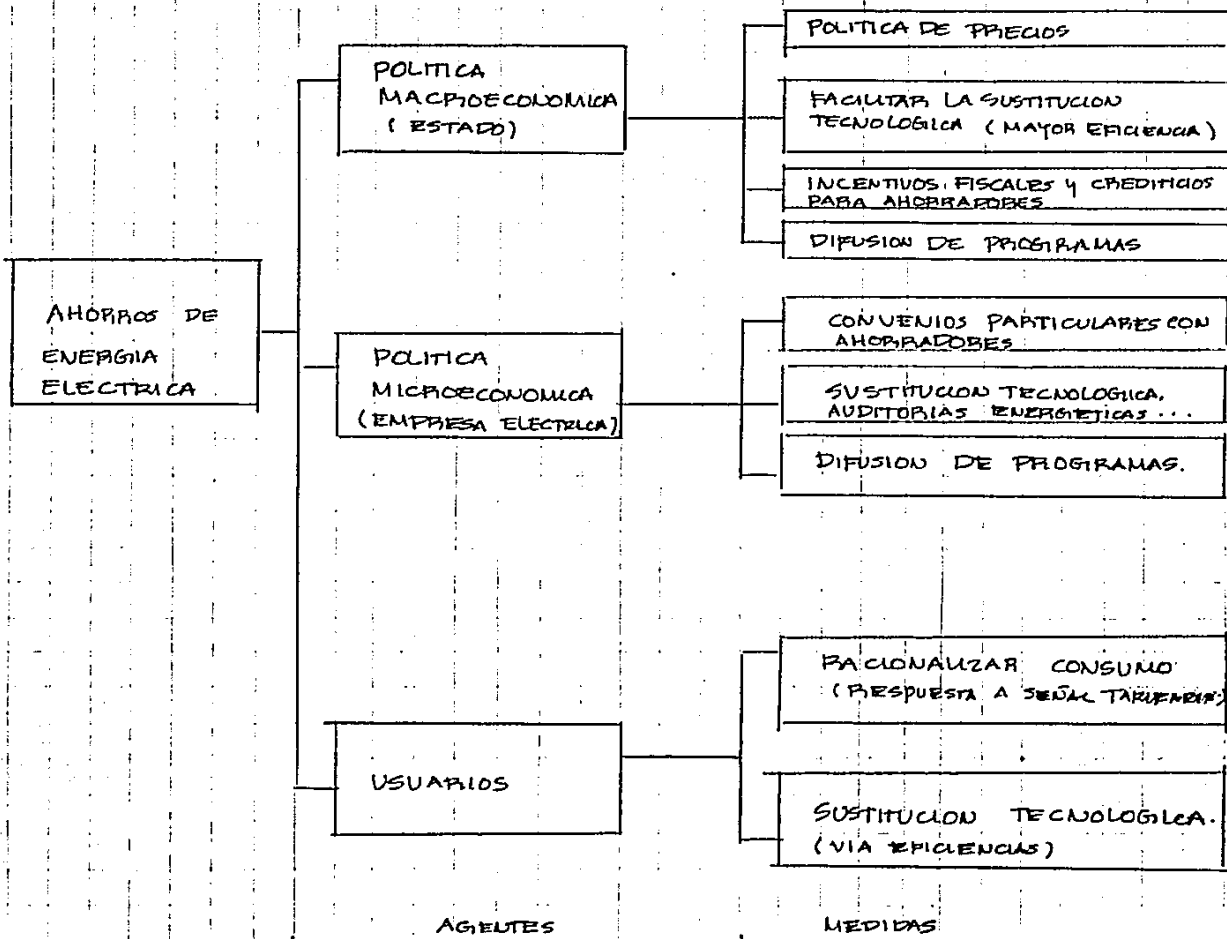


Fig. 7.10. Programas de Ahorro de Energía Eléctrica.

CONCLUSIONES

1. En lo general.

Respecto a las perspectivas que la empresa eléctrica nacional tiene para enfrentar el reto de crecer, puede afirmarse que tres serían las líneas de estudio:

- . incremento en la eficiencia e incremento de la oferta.
- . ahorros en el consumo de energía.
- . nuevos esquemas de financiamiento.

Los tres tienen que ver con el Costo Marginal: es un criterio de análisis para la asignación óptima de recursos, una tarifa basada en CM proporcione una "señal" a la clientela para racionalizar su consumo y pueda proporcionar mayores ingresos a la empresa.

En éste trabajo se enumeran problemas que enfrenta el sector

eléctrico: incrementos de la demanda mayores a lo previsto, las centrales generadoras tienen una por definición una lenta maduración y cuantiosas inversiones asociadas, inminente y necesario incremento de la capacidad instalada hasta 34 mil MW en 1994, diferimiento de construcción de unidades, la búsqueda de nuevos esquemas financieros para realizar el programa de expansión evaluado en 45 billones de pesos, una relación precio/costo de 0.78, incremento en los costos de explotación, tarifas deficitarias desde hace más de 15 años, dependencia de los hidrocarburos debido al limitado desarrollo de las tecnologías alternas para masificar la energía solar y eólica, p.e. reducción del margen de reserva prevista (margen deficitario a partir de 1992), etc.

Frente a este panorama, la CFE ha diseñado estrategias y acciones encaminadas a revertir tendencias y promover el uso eficiente de la energía.

1. *Incremento de la oferta:* elevar la eficiencia de la capacidad instalada, mayor velocidad en la construcción de obras nuevas, planeación óptima del programa de obras, incorporar capacidades instaladas en empresas estatales y privadas.

2. *Disminución de la demanda,* basados en una política de precios estables y de largo plazo, que proporcione ahorros en el consumo a través de señales de precio a los usuarios. Aquí se ubicaría un nuevo esquema tarifario basado en costos marginales. Esta política está dirigida fundamentalmente a los grandes consumidores industriales, de servicios y agrícolas.

3. *Búsqueda de nuevos esquemas de financiamiento y aumento de la productividad* de la empresa, que incluye préstamos de la banca internacional y del sector privado.

ii. En lo particular,

Del desarrollo teórico-práctico presentado en el trabajo, pueden

resumirse las siguientes conclusiones:

.Como óptica de análisis, La metodología del costo marginal proporciona una herramienta útil para la evaluación y planeación de la empresa eléctrica. Esta es el punto de partida más importante desde el punto de vista de este trabajo.

.El enfoque marginalista, basado en la teoría neoclásica de los precios, permite evaluar cambios en los costos de producción debidos a cambios en la demanda.

.La aplicación de los costos marginales debe situarse en el contexto global de todos los elementos que intervienen en el sistema eléctrico.

basados en la función social de la CFE.

.En muchos casos, los resultados obtenidos con la metodología del Costo Marginal difieren numéricamente a los que se obtendrían con el método del Costo Contable; así, el Costo Marginal es una buena aproximación al costo real, lo que aseguraría mayores ingresos a la CFE y un mejor aprovechamiento de sus recursos.

.Como aplicación, la metodología del Costo Marginal está unida indisolublemente a la elaboración de nuevos esquemas tarifarios, diferentes a los de costos medios y contables, pues refleja el comportamiento del cliente (demanda); el CM no debe conducir per se al aumento de los precios de la electricidad, sino constituirse fundamentalmente en un instrumento de evaluación del sistema (una condición local de adaptación del sistema, tendría CM iguales en toda la red), y en una señal de precio al cliente.

.Los resultados numéricos del CM conducen a la definición de tarifas horarias, estacionales, regionales y por nivel de tensión.

.Las prioridades de la política energética se deben basar en la diversificación de las fuentes energéticas y en el establecimiento de políticas de ahorro de energía referidas a precios eficientes de los energéticos.

.La demanda de energía, sin embargo, continuará teniendo una fuerte

componente debida a las fuerzas demográficas y económicas: alto crecimiento de población, urbanización e industrialización, las comparaciones internacionales de intensidad en el uso de la energía relacionado a crecimiento económico, sugieren que el ahorro de energéticos podría ser el principal determinante de la demanda.

una política de precios *eficientes*, proporcionando *señales* a los usuarios para racionalizar sus consumos.

.Se deben mantener niveles adecuados de los precios de los energéticos, tomando en consideración: Costos Regionales, estacionales, horarios y que consideren el nivel de tensión; nivel, destino y duración de los subsidios; y precios relativos de los diversos productos energéticos. Los precios resultantes de la energía serán la base sobre la que habrá de establecerse y sustentarse un programa de ahorro de energía.

.La tarificación a Costo Marginal, aunque es requisito explícito por parte de las instituciones crediticias internacionales para el otorgamiento de créditos, debe aplicarse para *optimizar* recursos de la empresa eléctrica, *sin olvidar los objetivos sociales de la CFE*, aplicándose primeramente a los grandes usuarios industriales, procurando proteger a los estratos sociales de menores ingresos). Si un estudio económico profundizara en el destino que tiene el subsidio que se otorga a los grandes usuarios, o en el monto que la empresa eléctrica destina a pagos del servicio de la deuda externa, vía impuestos, probablemente se encontrarían razones de peso para aplicar una política real de precios.

.No puede ignorarse que el nuevo esquema tarifario ~~provocará~~ seguramente modificaciones en el proceso productivo de las empresas, que trasladarán la operación de partes de proceso a horarios fuera de la punta de la demanda.

.La intensidad energética debería reducirse en nuestro país. La experiencia reciente de países que han implementado programas vitoriosos

de conservación de energía, muestra que el consumo de electricidad por unidad de PIB, disminuye a medida que los países se desarrollan.

BIBLIOGRAFIA.

(CR188) CRISTERNA O., Rafael-FUENTES MAYA, Sergio. "Apuntes del Curso Seminario de Síntesis y Análisis de Sistemas en el Sector Eléctrico." UNAM-DEFFI, MEXICO, 1988.

(W0084) WOOL, A. J.-HOLLENBERG, B. F. "Power Generation, operation and Control." John-Wiley USA, 1984.

(MUU791) MUNASINGHE, Mohan. "The economics of power systems reliability and planning". Theory and case study world Bank-John Hopkins University Press, USA, 1979.

(MUU811) MUNASINGHE, Mohan. "Principles of Modern Electricity Pricing" Proceedings of the IEEE, VOL.69, No.2, Marzo 1981.

(MUU791) MUNASINGHE, Mohan. "Shadow Pricing and Power Tariffs Policy". IDB, World Bank, Staff Working Paper No. 286, Washington, D.C., June 1978.

(TUR771) TURVEY, Ralph-ANDERSON, Dennis "Electricity economics". Essays and case studies. World Bank-Johns Hopkins University Press, USA, 1977.
La versión en español es editada por Techos y distribuida por INFOTEC.

(CFEC85) Comisión Federal de Electricidad. "Modelo SIPO" Sistema Integrado de Planeación de la Operación a mediano plazo. CENACE, Mexico, CFE, 1985.

(CFEG88-11) Comisión Federal de Electricidad. SALINAS, Edgar et.al. "Cálculo de los Costos Marginales de Energía del Sistema Interconectado Nacional" 1988 y 1989. Gerencia de Estudios, CFE.

ICFEG88-21 Comisión Federal de Electricidad. SOLER, Andres - Zedillo, Sergio "Modelo DESPA", "Memorias de Cálculo de Cargos por Potencia para el estudio de Costos Marginales" Gerencia de Estudios. CFE. 1988.

ICFEG87-11 Comisión Federal de Electricidad. "Curvas de Duración de Carga" (1981-1987). Editadas por la Gerencia de Estudios. CFE.

ICFEG88-21 Comisión Federal de Electricidad. "Informes Anuales 1987 y 1988". "Estadísticas del Sector Eléctrico", "Información Básica" "Informe de Labores, en coordinación con SEMIP". "Reporte de Operación 1988". CFE. 1988.

ICFEG88-31 Comisión Federal de Electricidad "Desarrollo del Mercado Eléctrico" y "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico: POISE" 1984-1988. Gerencia de Estudios. CFE. México. 1988.

ICFEG81-11. CFE. "Memorias del Seminario Latinoamericano sobre tarifas eléctricas" celebrado en México. 1981.

(BRES6). BRECEDA LAPEYRE, Miguel "Les prix de L' Electricite au Mexique" UNIVERSITE DES SCIENCES SOCIALES DE GRENOBLE. Institut Economique et Juridique de L' Energie. 1988

(FUES91) FUENTES M., Sergio-GARCIA, Miguel. Programa "Cuencas" (Simulador de la operación del Sistema Grijalva). DEFFI-UNAM, México. 1988.

ICFEG88-3) Comisión Federal de Electricidad. PALACIOS B., José Luis. "Estudios de la demanda de energía y potencia del SIN para el establecimiento de un esquema tarifario basado en costos marginales" CFE. Gerencia de Estudios. 1988.

ICFEG89-4) Comisión Federal de Electricidad. CRISTERNA, R., ZENIEJAS, J., PALACIOS B., J. L. "Evaluación preliminar de los Costos Marginales de Largo Plazo del Sector Eléctrico Mexicano" (1989-1997). Gerencia de Estudios 1989.

(PAL89-3) PALACIOS B., José Luis. "Introducción al análisis de Largo Plazo y su aplicación al estudio del Costo Marginal". DEFFI-UNAM. 1989. trabajo presentado en el Seminario Taller de Investigación II. semestre 89-2

(PAL89-4). PALACIOS B., José Luis. "Análisis de la estructura de Costos Marginales en el Sector Eléctrico Nacional, con fines de tarificación". Publicación del Curso de Planificación Energética-Comunidad Económica Europea. 1989. (Asesor: Miguel Breceda L. México. Mor.

(PAL89-5) PALACIOS B., José Luis. "Costos Marginales y tarifas" Trabajo Presentado en el Seminario de Taller de Investigación I. DEFFI-UNAM. Departamento de Sistemas. México. 1989. Semestre 89-1 (Asesor: M. en I.

Gonzalo Negroe P.)

[PAL89-6]. PALACIOS B., José Luis. "Modelo de evaluación financiera de un proyecto hidroeléctrico ante cambios en el precio de venta" Trabajo presentado en el Curso Economía y Planeación del Sector Eléctrico. Sección de Ingeniería Eléctrica. DEFFI-UNAM, Departamento de Sistemas, México, 1989.

[PALS6] PALACIOS B., José Luis. "Investigación de necesidades generadoras en Ingeniería" Revista del Centro de Didáctica de la Universidad Iberoamericana, México, 1986.

[PAL87]. PALACIOS B., José Luis. "Planeación de Obras en Ingeniería Social". Departamento de Ingeniería Civil, Universidad Iberoamericana, México, 1987.

[PAL89-2] PALACIOS B., José Luis. "Evaluación Técnico Económica de Las Tecnologías Alternativas implementadas en San Pedro Muñozlla, Tlax.", Promoción Ecológica Campesina, A.C. ponencia en el Seminario Temas Selectos de Energía Solar LES-IIM-UNAM Julio 1989.

[CFEG89-5]. Comisión Federal de Electricidad. PALACIOS B., José Luis. "Informe de las actividades realizadas en la Especialidad en Planificación Energética en el Laboratorio de Energía Solar en Temixco, Mor. en el periodo mayo-julio de 1989." Gerencia de Estudios, Departamento de Metodología

[CFEG89-6] Comisión Federal de Electricidad. PALACIOS B., José Luis-HERRERA Raúl. "Seminario interno sobre Planificación Energética y Costos Marginales". Gerencia de Estudios, Departamento de Metodología, noviembre de 1989.

[CFEG89-7] Comisión Federal de Electricidad. "Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico (COPAR 1989)".

[CR189]. CRISTERNA D., Rafael. "Apuntes del curso Economía y planeación del sector eléctrico" DEFFI-UNAM, México, 1989.

[END86] ENDESA, EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD, S.A. DE CHILE, "Tarifas eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad, asesoría del BID, 1986, México.

[ALB79] ALBOUY, Y., JOLY, G., LAUNAY, M., MARTIN, P., CRISTERNA, R., SALINAS E., SOSAPAVÓN, F., URDAIBAY, C., et al. Un método integrado de planeación de sistemas de potencia. CFE, México, 1975.

[GAR78] GARLET, M., PERSOZ, H., "Production Transmisstion system

planning at the E.D.F.", IEEE Transaction on PAS, Vol.97, NO.4, 1978, pp.1285-1292.

[ISTE86] STEVENSON, William. "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia." Mc.Graw-Hill. 2a. Edición. México.

[UN83] U.N.A.M., - CONACYT. "Modelos matemáticos para la planeación energética". Memoria de Simposio, 1983

[KEE76] KEENEY, R.L., RAIFFA H., "Decision with multiple Objectives: preferences and value tradeoffs". John Wiley & Sons, N.Y., 1976.

[YOU88] YOU, J., AFUSO, A., FUENTES M. S., "Expansión de las redes eléctricas con costos convexos". Primera reunión de Verano del capítulo de Potencia de IEEE, Acapulco, México, 1988.

[YOU89] YOU, J. "Tesis Doctoral sobre expansión de la generación y transmisión" DEFFI-UNAM, 1989.

[LSP88] SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO, GOBIERNO FEDERAL, "Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica" México, 1988.

[ALB83] ALBOUY, Yves. "Análisis de Costos marginales y diseño de tarifas de electricidad y agua". Banco Interamericano de Desarrollo. Notas de Metodología y Estudios de Caso, 1983.

[BIT86] BITRAN, Leonardo. "Análisis de Costos Marginales" Seminarios en Ecuador, Quito, 1986.

[MON84] MONNIER, L. "La tarification de l'Electricite en France". Economica, Paris 1983.

[SEM87] SEMIP, Secretaria de Energía, Minas e Industria Paraestatal. "Balance Nacional de Energía" 1987. México.

[VIQ85] VIQUEIRA, Jacinto. "Ingeniería y Sociedad". Universidad Autónoma Metropolitana, México, 1985.

[VIQ83] VIQUEIRA, Jacinto. "Planeación del desarrollo de los sistemas eléctricos". Alternativas Tecnológicas 2. AMI-CONACYT, México, 1983.

[VIQ87] VIQUEIRA, Jacinto. "La energía eléctrica en México en el arranque del siglo XXI." UNAM, México.

[FER89-2] FERNANDEZ G., Luis. "Relaciones entre energía y desarrollo económico". Apuntes del Curso Latinoamericano de Planificación Energética. IIM-IIEC, UNAM, 1989.

[QUE85] QUEVAS S., Jesús. "Desarrollo de la cogeneración industrial en México". IIE, México, 1985.

[NAV86] NAVARRO, Pedro H. "Análisis de la factibilidad financiera del P.H. La Parota". Tesis U. Lasalle. México, 1986.

[ALB83-1] ALBOUY, Yves. "Marginal Cost Analysis and Pricing of Water

and Electric Power, IDB, Washington, D.C. 1983.

[FER89-3]. FERNANDEZ, Luis. "Apuntes del Curso Demanda y Precios de la Energía". DEFFI-UNAM, México, 1989. Sección de Ingeniería Energética.

[VIO82]. VIOQUEIRA, Jacinto. "La reestructuración de la industria eléctrica" México, Febrero 1982, Revista Lux.

[VIO88]. VIOQUEIRA, Jacinto. "Tecnología y Economía de la Energía Eléctrica" México, 1988. apuntes DECFI-UNAM y Curso de Planificación Energética Temixco, Mor. CEE. 1989.

[VIO86]. VIOQUEIRA, Jacinto. "El Sistema Eléctrico" Apuntes del Curso de Diseño de Plantas Hidroeléctricas". DECFI-UNAM, octubre 1986.

[CFE0882]. Comisión Federal de Electricidad. "Sector Eléctrico: programas propuestos para el periodo 1989-1994". CFE, México, 1988.

[CFE878]. Comisión Federal de Electricidad. "Plan de expansión del Sector Eléctrico al año 2000" Tomos I y II. México, 1978. Gerencia de Estudios.

[ABUS5]. ABURTO A., José Luis. "Key Planning Issues for Mexican Electric Power System". Conferencia en el Electric Power Research Institut. Palo Alto, Ca., 1985.

[ABUS9-2]. ABURTO A., José Luis. "Un análisis de necesidades y opciones energéticas para México". Conferencia Mundial de Energía. Canadá, Septiembre, 1989.

[ABUS8]. ABURTO A., José Luis. "Aplicación a México de las tarifas basadas en Costos Marginales", BID, Seminario sobre tarificación a costos marginales, Washington, D.C. junio 1989.

[ABUS1]. ABURTO A., José Luis. "Relaciones entre las políticas de precios y de inversiones en el Sector Eléctrico de México". III Seminario Latinoamericano y del Caribe sobre Tarificación de E.E. agosto 1981, México, D.F.

[ABUS9-1]. ABURTO A., José Luis. "Introducción en México de las tarifas eléctricas basadas en costos marginales" CFE. México, 1989.

[URR81]. URRUTIA M., Ramón. "Modelo de Cómputo para Evaluación de Ingresos, Precios Medios e Impacto al consumidor provenientes de diversas estructuras tarifarias" III Seminario Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas de Energía Eléctrica. Agosto 1981. México, D.F.

[ICES1]. Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL "Incidencia de las Tarifas con base en costo marginal en el sector rural colombiano" III Seminario Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas de Energía Eléctrica, agosto 1981, México, D.F.

[HUD81]. HUDLET, Raúl. "La incidencia de la energía eléctrica en el sector industrial de México y el efecto de un número de tarifas".

III Seminario Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas de E.E. Agosto 1981, México, D.F.

ICR189-21 CRISTERNA O.,Rafael-BLANCO C.,Alberto. "Estrategias de desarrollo de Fuentes de Generación de Energía Eléctrica" CFE Gerencia de Estudios, 1989.

IPEN801 PENZ., Philippe. "Cálculo de costos marginales de corto y largo plazo para un sistema eléctrico de gran tamaño". Electricidad de Francia. I Seminario Técnico sobre Análisis de Costos Marginales y Diseño de tarifas en los sectores de electricidad, agua potable y alcantarillado. BID.,Washington, octubre 1980.

IMIL801 MILLAN, Patricio "La influencia de la regulación de servicios públicos mediante restricciones financieras en la fijación de tarifas" Primer Seminario Técnico sobre Análisis de Costos Marginales, BID, 1980.

IPIO801 PIDGER, Ivette "Un análisis de la deformación de la curva de carga diaria a los niveles global y sectorial: evaluación de los efectos producidos por las tarifas". Primer Seminario Técnico sobre Análisis de Costos Marginales, BID, 1980.

IBER801 BERGOUNOUX, Jean. "Venta al costo marginal y financiamiento de las Inversiones". Electricidad de Francia. Primer Seminario.BID, 1980.

IZAH801.ZAHAVI, J. "Plan de expansión a largo plazo para la generación de electricidad utilizando el análisis de punto de equilibrio" Ciclo de conferencias sobre Economía, Energéticos y Desarrollo IMP, México, 1980.

ILAL871 LALANDER, Sven. "Electricity Tariffs" Suecia, 1987.

[BAN85] BANKS., F."La fijación de los precios de la electricidad" Cuadernos sobre prospectiva energética, No.8 El Colegio de México, julio de 1985.

[FUEZ89] FUENTES ZENON, Arturo. "El pensamiento sistémico: caracterización y principales corrientes" DEFFI-UNAM, (en proceso de publicación) 1989.

[TOR89]. TORRES T.,Gerardo. "Análisis de Confiabilidad y disponibilidad de equipos" Tesis de Maestría en Investigación de Operaciones. DEFFI-UNAM, 1989.

[GUES9]. GUERRERO V.,Guillermo "Palabras del C.Director de la Comisión Federal de Electricidad en el 52 aniversario de la institución" Museo Tecnológico de la CFE, México, septiembre 1989.

[CEJ89]. CEJUDO. *evolución de las tarifas eléctricas en México*. CFE. Subgerencia de Estudios Económicos.

[SEM85]. SEMIP. Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. *"Balances de Energía 1985"*. 1985.

[COR82]. CORDERA C., RAÚL-TELLO, Carlos. *"México, la disputa por la nación"*. Siglo XXI. México, 1982.

[ZAV81-1] ZAVALA M., D.-GUZMAN U., L. *"Filosofía y metodología utilizada por el CENACE en los estudios de planeación de la operación a mediano plazo, del sistema eléctrico nacional"*. Presentado en el curso "Planeación y actividades en la operación", 1981, México. CFE. CENACE.

[ZAV81-2]. ZAVALA M., D.-GUZMAN U., L. *"Planeación operativa a mediano plazo del sistema eléctrico nacional"*. Tercer Simposio Latinoamericano sobre centros de control para sistemas eléctricos de potencia. Cancún, México, 1981. CFE. CENACE.

[ZAV83-2]. *"Estrategias de operación para la administración de los recursos de generación. SIN 1985"*. CFE. CENACE.

[CFECOS88]. CFE. *"Precios internos y externos de referencia de los principales energéticos"* periodo 1970-1987. México.

[LIC84]. LICHTENSTEIN, Samuel. *"De las políticas de estabilización a las políticas de ajuste"* Revista Economía de América Latina No. 11. CIDE, México, 1984.

[FER84]. FERGUSON, C.E.-GOULD, J.F. *Teoría Microeconómica*. FCE. México, 1984.

ANEXO 1: CONVERSIONES UTILES EN ENERGIA

ENERGIA DE COMBUSTIBLE EQUIVALENTE	kWh	Btu $\times 10^6$	kcal $\times 10^6$	BPE	Tmce	T _L PE	ft ³ $\times 10^6$ Gas Nat
1 BARRIL DE PETROLES EQUIVALENTE	1 700	5.8	1.5	1	0.21	0.13	0.006
1 TONELADA METRICA DE CARBON EQUIVALENTE	8 010	27.3	6.9	4.7	1	0.64	0.027
1 TONELADA LARGA DE PETROLEO EQUIVALENTE	12 600	43	10.8	7.4	1.6	1	0.043
1 MILLON DE ft ³ DE GAS NATURAL	293 000	1000	252	172	37	23	1

ENERGIA	kWh	hp.h	kcal	Btu	J
1 kWh	1	1.3405	860.0	3412.8	3.6×10^6
1 hp.h	0.746	1.00	641.56	2545	2.69×10^6
1 kcal	1.163×10^{-3}	1.559×10^{-3}	1.00	3.97	4186.8
1 Btu	2.930×10^{-4}	3.928×10^{-4}	0.2521	1.00	105.4
1 J	2.78×10^{-7}	3.72×10^{-7}	2.39×10^{-4}	9.48×10^{-4}	1.00

ASA

TONELADA METRICA = 1 tonne = 1000kg = 2204.616 lb = 1.102 ton corta = 0.984 ton larga
 TONELADA LARGA = 1 UK ton = 2210 lb = 1.016 ton métrica = 1.12 ton carta
 TONELADA CORTA = 1 Uston = 2000 lb = 0.907 ton métrica = 0.893 ton larga

OLUMEN

US barrel = 0.15899 m^3 = 42 gal (US) = 34.972 gal (UK)

ANEXO 1.

**Some SI basic and derived units
of interest**

Type	Unit	Symbol	Formula
Length	meter	m	
Mass	kilogram	kg	
Time	second	s	
Temperature	kelvin	K	
Force	newton	N	(kg)(m)/s ²
Pressure	pascal	Pa	N/m ²
Energy, work	joule	J	Nm
Power	watt	W	J/s

**Prefixes of multiples
and submultiples**

Factor	Prefix	Symbol
10 ⁻¹⁸	atto	a
10 ⁻¹⁷	femto	f
10 ⁻¹⁶	pico	p
10 ⁻⁹	nano	n
10 ⁻⁶	micro	μ
10 ⁻³	milli	m
10 ⁻²	centi	c
10 ⁻¹	deci	d
10	deka	da
10 ¹	hecto	h
10 ²	kilo	k
10 ³	mega	M
10 ⁶	giga	G
10 ⁹	tera	T
10 ¹²	petra	P
10 ¹⁵	exa	E

ANEXO I. Equivalentes dimensionales seleccionados

Longitud	$1 \text{ m} = 3.2808 \text{ pies} = 39.37 \text{ pulg}$ $1 \text{ cm} = 10^{-2} \text{ m} = 0.394 \text{ pulg} = 0.0328 \text{ pie}$ $1 \text{ mm} = 10^{-3} \text{ m}$ $1 \mu\text{m} = 10^{-6} \text{ m}$ $1 \text{ \AA} = 10^{-10} \text{ m}$ $1 \text{ km} = 0.621 \text{ mi}$ $1 \text{ mi} = 5280 \text{ pies}$
Área	$1 \text{ m}^2 = 10.76 \text{ pies}^2$ $1 \text{ cm}^2 = 10^{-4} \text{ m}^2 = 0.155 \text{ pulg}^2$
Volumen	$1 \text{ gal} = 0.13368 \text{ pie}^3 = 3.785 \text{ litros}$ $1 \text{ litro} = 10^{-3} \text{ m}^3$
Tiempo	$1 \text{ h} = 3600 \text{ s} = 60 \text{ min}$ $1 \text{ ms} = 10^{-3} \text{ s}$ $1 \mu\text{s} = 10^{-6} \text{ s}$ $1 \text{ ns} = 10^{-9} \text{ s}$
Masa	$1 \text{ kg} = 1000 \text{ g} = 2.2046 \text{ lbm} = 6.8521 \times 10^{-3} \text{ slug}$ $1 \text{ slug} = 1 \text{ lbf} \cdot \text{s}^2 / \text{pie} = 32.174 \text{ lbm}$
Fuerza	$1 \text{ N} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m/s}^2$ $1 \text{ dyn} = 1 \text{ g} \cdot \text{cm/s}^2$ $1 \text{ lbf} = 4.448 \times 10^3 \text{ dyn} = 4.448 \text{ N}$
Energía	$1 \text{ J} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 / \text{s}^2$ $1 \text{ Btu} = 778.16 \text{ pies} \cdot \text{lbf} = 1.055 \times 10^{10} \text{ ergs} = 252 \text{ cal}$ $1 \text{ cal} = 4.186 \text{ J}$ $1 \text{ kcal} = 4186 \text{ J} = 1000 \text{ cal}$ $1 \text{ erg} = 1 \text{ g} \cdot \text{cm}^2 / \text{s}^2 = 10^{-7} \text{ J}$ $1 \text{ eV} = 1.602 \times 10^{-19} \text{ J}$ $1 \text{ Q} = 10^{18} \text{ Btu} = 1.055 \times 10^{11} \text{ J}$ $1 \text{ Quad} = 10^{15} \text{ Btu}$ $1 \text{ kJ} = 0.947813 \text{ Btu} = 0.23884 \text{ kcal}$
Potencia	$1 \text{ W} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 / \text{s}^3 = 1 \text{ J/s}$ $1 \text{ hp} = 550 \text{ ft} \cdot \text{lbf/s}$ $1 \text{ hp} = 2545 \text{ Btu/h} = 746 \text{ W}$ $1 \text{ kW} = 1000 \text{ W} = 3412 \text{ Btu/h}$
Presión	$1 \text{ atm} = 14.696 \text{ lbf/pulg}^2 = 760 \text{ torr} = 101325 \text{ N/m}^2$ $1 \text{ mm Hg} = 0.01934 \text{ lbf/pulg}^2 = 1 \text{ torr}$ $1 \text{ dyn/cm}^2 = 145.04 \times 10^{-3} \text{ lbf/pulg}^2$ $1 \text{ bar} = 10^5 \text{ N/m}^2 = 14.504 \text{ lbf/pulg}^2 = 10^6 \text{ dyn/cm}^2$ $1 \mu = 10^{-6} \text{ m Hg} = 10^{-3} \text{ mm Hg}$ $1 \text{ Pa} = 1 \text{ N/m}^2 = 1.4504 \times 10^{-4} \text{ lbf/pulg}^2$ $1 \text{ in Hg} = 3376.8 \text{ N/m}^2$ $1 \text{ m H}_2\text{O} = 248.8 \text{ N/m}^2$
Potencia por unidad de área	$1 \text{ W/m}^2 = 0.3170 \text{ Btu}/(\text{h} \cdot \text{pulg}^2) = 0.85984 \text{ kcal}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$
Coefficiente de transferencia de calor	$1 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}) = 0.1761 \text{ Btu}/(\text{h} \cdot \text{pulg}^2 \cdot ^\circ\text{F}) = 0.85984 \text{ kcal}/(\text{h} \cdot \text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$
Energía por unidad de masa	$1 \text{ kJ/kg} = 0.4299 \text{ Btu/lbm} = 0.23884 \text{ kcal/kg}$
Calor específico	$1 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}) = 0.23884 \text{ Btu}/(\text{lbm} \cdot ^\circ\text{F}) = 0.23884 \text{ kcal}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$
Conductividad térmica	$1 \text{ W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C}) = 0.5778 \text{ Btu}/(\text{h} \cdot \text{pie} \cdot ^\circ\text{F}) = 0.85984 \text{ kcal}/(\text{h} \cdot \text{m} \cdot ^\circ\text{C})$

ANEXO 3

VALOR DEL AGUA, CONDICIONES DE HIDRAULICIDAD Y COSTOS MARGINALES.

.Características del Sistema Grijalva.

El SIN es un sistema de coordinación hidrotérmica, con diversidad en la oferta térmica. Posee un extenso sistema de transmisión (arcos), entre los nodos de carga (demanda), y producción (oferta).

La mayor parte de la generación hidroeléctrica se produce en el Río Grijalva. Dado los grandes volúmenes de regulación, es posible hacer transferencias interanuales.

Los escurrimientos tienen variación estacional y tienen valores aleatorios entre un año y otro. (cfr. Programa CUENCAS (FUSS)).

considerable, mientras que el segundo y el tercero operan a "hilo de agua".

El vaso Angostura, se encuentra en la cabecera del sistema y es por tanto, el vaso regulador. De su política de operación dependen los valores de los costos marginales obtenidos aguas abajo. Tomando esto en cuenta, los embalses del SIN pudieran clasificarse en: Angostura y el resto.

El resto, regula entre estaciones, mientras que la Angostura puede regular entre años (regulación interestacional).

. Valor de Agua.

En la operación de un sistema de potencia hidroeléctrico, se presentan problemas de tres categorías generales. Estas dependen del balance entre la generación hidroeléctrica, generación térmica y la carga. En raras ocasiones, el sistema está sin generación térmica. El problema económico de estos sistemas realmente es un problema de programar la salida del agua para satisfacer todas las restricciones hidráulicas y satisfacer la demanda de energía eléctrica. Las técnicas desarrolladas para programar el sistema hidrotérmico pueden usarse en algunos sistemas al asignar un costo pseudo-combustible (valor de agua) para algunas plantas hidroeléctricas. Entonces, el programa desarrollado para minimizar el "costo" de producción, como si se tratara de un sistema hidrotérmico convencional [FUESS].

Los sistemas hidrotérmicos donde el sistema hidroeléctrico es el mayor componente, pueden ser programados, planteando una minimización del costo del sistema térmico. Estos son básicamente los problemas de programación de la energía. [YOUS9].

La categoría mayor de sistemas hidrotérmicos incluye los que tienen balance cerrado entre los recursos de la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, y aquellos donde el sist

costos de producción de la operación térmica considerando restricciones existentes.

El Embalse Angostura juega un papel importante en el Marginal de Corto Plazo de la Energía; de su regulación dependen valores del costo.

Se llama "valor del agua" al valor económico que se le asigna al agua almacenada en el embalse. Este valor y su derivado, "valor marginal del agua" (END86), representan la economía o ahorro de costo de la operación térmica y en el costo de falla que se obtiene al hacer uso de la energía almacenada en el embalse.

En la condición de operación óptima, el uso del agua actualmente, debe producir los mismos beneficios que su almacenamiento tendrá mañana. Por lo tanto, una operación óptima del embalse, en ausencia de restricciones por niveles máximos o mínimos, volúmenes embalsados máximos o mínimos, o de potencia máxima o mínima, lleva a un "valor marginal del agua" (VMA) o de la energía producida, constante a lo largo del tiempo.

Lo anterior, es válido tanto para embalses de tipo estacional (ciclo anual), como para aquellos con capacidad de regulación interanual. Sin embargo, en éste último caso, de un año para otro, cambios en la estructura del parque generador y del sistema de transmisión (ampliación de la capacidad). Para mantener constante el VMA, será necesario realizar transferencias de energía de un año a otro; por ello, los estudios necesarios deben considerar la operación del sistema durante varios años.

.Condiciones de Hidraulicidad.

Para fines de análisis de la operación a lo largo de los años, plantea la dificultad de evaluar la ocurrencia de las condiciones

estocástico de la hidrología al sistema de presas en serie. Los resultados se incorporan al Modelo SIPO.

El modelo SIPO, simula las centrales hidroeléctricas del Grijalva como una termoeléctrica más, a la cual se le asigna un costo (marginal de la energía producida). Una política de operación razonable es mantener el valor de la energía del Grijalva constante a lo largo del año, buscando cumplir un objetivo entre el nivel al inicio del año y el nivel al final de él.

Se han considerado tres condiciones hidrológicas: seca, media y húmeda. Los criterios de operación del embalse son los siguientes:

a. en condición seca. Se utiliza parte del agua durante el año y termina con niveles inferiores al de inicio de año. Considerando una hidrología extrema, se tendrán que hacer traspasos de energía entre años. El mecanismo de control de traspasos interanuales, es asignar valores mayores al agua, disminuyendo la "cantidad de" agua extraída, aumentando la generación térmica.

El modelo de simulación debe evaluar estas modificaciones de los valores del agua, analizando la trayectoria de los niveles de los embalses. La modelización permite encontrar un valor óptimo al agua, que debe ser razonablemente similar en años consecutivos. No hacer traspasos de energía entre años hidrológicos desoptimiza la operación del sistema. Con año medio y manteniendo el valor del agua constante, se recuperarían niveles.

b. Esguimientos medios: el nivel final del embalse debe ser igual al inicial.

c. Esguimientos húmedos. El embalse debe subir de nivel. Con un valor del agua igual, en el año siguiente se alcanzará el nivel inicial del año medio.

escenarios de los escurrimientos, se ha desarrollado un programa de simulación. El Programa Cuencas (FUE88) considera los siguientes parámetros de evaluación: niveles esperados de los vasos, potencia y energía generada mensual, así como derrames y déficits; todo, en valores esperados (Fig. 3.2.)

Conclusiones: (END86).

.Fuera de los picos, el valor del costo marginal de la Energía está determinado por el valor del agua asignado. En la zona sur sí tiene un impacto en los picos.

.Las condiciones hidrológicas y la operación del embalse determinan el Costo Marginal fuera de las horas de punta.

.La variación estacional de los Costos Marginales es reducida.

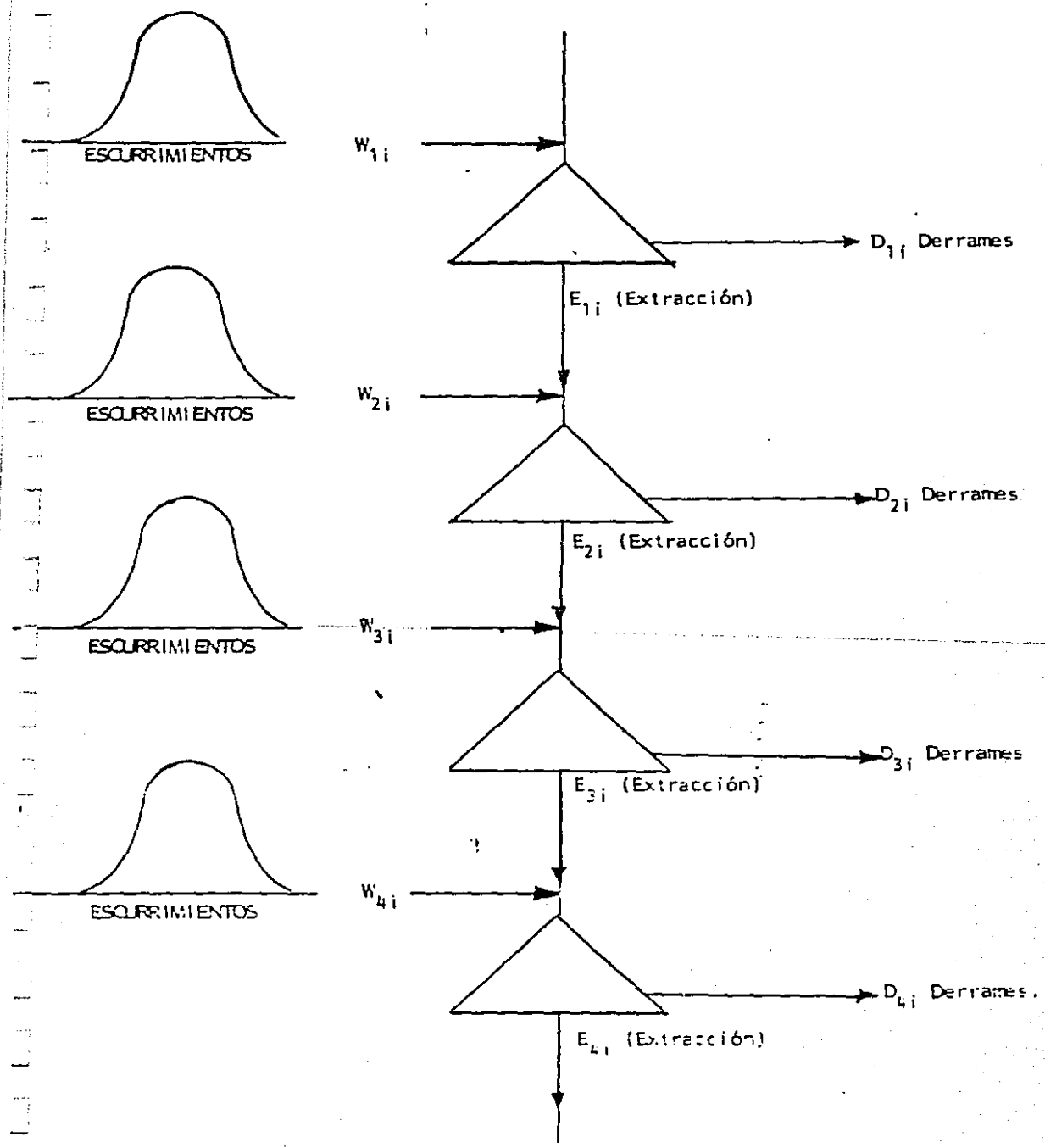


FIG3.1. Geometría de cuatro vasos en serie en un periodo o mes i .

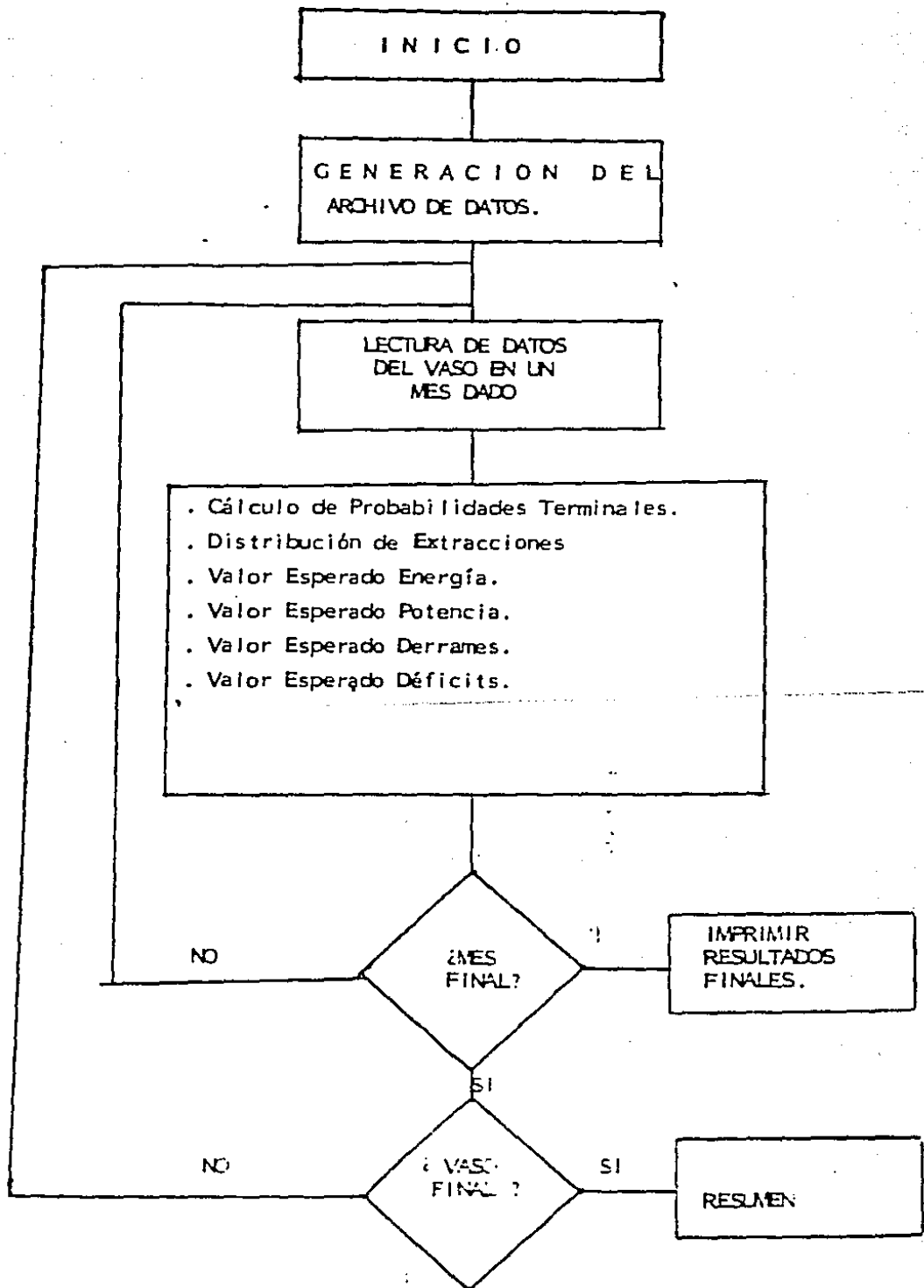


FIG. 3.2 Desarrollo del Programa de Cuencas.

IGUALDAD ENTRE COSTOS MARGINALES A CORTO Y A LARGO PLAZO CUANDO
EL SISTEMA DE GENERACION ES OPTIMO [PEN80]

Daremos una prueba de esta propiedad cuando no hay limitaciones en efecto en la expansión del sistema; la extensión de este resultado al caso general no plantea problema.

Las varias clases de equipos (nuclear, carbón, combustóleo, turbinas de gas, etc.) tienen el índice i ($i = 1, 2, \dots, n$)

Sean:

X_i^t la capacidad de generación instalada de clase i al fin del año $t - 1$; $X^t = (X_i^t)_{i=1, \dots, n}$.

U_i^t la capacidad de clase i puesta en servicio durante el año t ; $U^t = (U_i^t)_{i=1, \dots, n}$.

C_i^t el costo proporcional para la clase i , en el año t .

A_i^t el costo de adelantamiento " "

$Q_\omega^t = (Q_\omega^t(h)_{h=1, \dots, H})$ el vector de las demandas en las horas h del año t .

ω es el conjunto de variables aleatorias que influyen sobre la demanda así como sobre el costo de operación déficit (averías, aportaciones hidráulicas)

$C_\omega^t (X^t + U^t, Q_\omega^t)$ es la suma de esos costos en el año t .

La política de expansión óptima es la solución de un programa dinámico que consiste en minimizar la esperanza matemática del valor presente de los flujos de costos de inversión operación y déficit para un período de muchos años, $t = 1, \dots, T$.

Sean X^{t*} y U^{t*} los vectores óptimos de capacidades instaladas y agregadas respectivamente, cuando la demanda es $Q_\omega^t = (Q_\omega^t)_{t=1, T}$.

Si no hay restricciones que limitan efectivamente la expansión del sistema, la condición de optimalidad siguiente se verifica (1):

$$\bar{A}_i^t = - E \frac{\partial C_\omega^t}{\partial X_i^t} (X^{t*} + U^{t*}, Q_\omega^t). \quad (1)$$

(1): el valor presente de una cantidad c^t se denota \bar{c}^t .

Al óptimo, el costo unitario de adelantamiento de un equipo i es igual al valor esperado de los ahorros en combustible y déficit proporcionado por una unidad adicional de esa clase.

Supongamos que ocurra un aumento marginal en la demanda del año t_0 $\Delta Q_{\omega}^{t_0} = (\Delta Q_{\omega}^{t_0})$

El costo marginal a largo plazo será el gasto adicional resultando del adelantamiento del año $t_0 + 1$ al año t_0 de las puestas en servicio $(\Delta U_{\omega}^{t_0})$ solución del programa: $i = 1, \dots, n$

$$\text{Min} \quad \sum_{i=1}^n \bar{A}_i \Delta U_i^{t_0} + E \bar{C}_{\omega}^{t_0} (X^{t_0*} + U^{t_0*} + \Delta U^{t_0}, Q_{\omega}^{t_0} + \Delta Q_{\omega}^{t_0})$$

Al óptimo de este programa

$$\bar{A}^t = -E \frac{\partial \bar{C}^t}{\partial U_i^{t_0}} \quad (\text{II})$$

El valor presente del costo adicional debido al incremento $\Delta Q_{\omega}^{t_0}$ se puede escribir

$$\bar{U}_L^{t_0} = \sum_{i=1}^n \bar{A}_i^{t_0} \Delta U_i^{t_0} + E \bar{C}_{\omega}^{t_0} (X^* + U^* + \Delta U^*, Q + \Delta Q) - E \bar{C}_{\omega}^{t_0} (X^* + U^*, Q)$$

$$\bar{U}_L^{t_0} = \sum_{i=1}^n \bar{A}_i^{t_0} \Delta U_i^{t_0} + E \frac{\partial \bar{C}_{\omega}^{t_0}}{\partial U_i^{t_0}} (X^* + U^*, Q) \Delta U_i^{t_0} + E \frac{\partial \bar{C}_{\omega}^{t_0}}{\partial Q_{\omega}^{t_0}} (X^* + U^*, Q) \Delta Q_{\omega}^{t_0}$$

Ahora, la primera línea de esa expresión es cero en virtud de la condición de optimalidad (I) y la segunda línea representa precisamente el costo marginal a corto plazo $\bar{U}_C^{t_0}$, es decir, el aumento en costos de operación y déficit cuando no se puede modificar el programa de puesta en servicio:

De aquí que:

$$\bar{U}_L^{t_0} = \bar{U}_C^{t_0}$$

INTERPRETACION DE LAS CONDICIONES DE OPTIMALIDAD [ALB83]

Sea $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ el vector de variables de decisión que constituyen el programa, y se busca aquel que maximice una función de evaluación u objetivo $F(x)$

$$\max_x F(x)$$

Si los componentes (x_j) pueden tomar cualquier valor se hablará de óptimo libre; si, por el contrario como es a menudo el caso los componentes del programa están ligados entre sí y no pueden tomar ciertos valores, se hablará de óptimo bajo restricciones:

$$h_j(x) \geq 0 \text{ para } j = 1, 2, \dots, m.$$

y el conjunto de los programas definido por estas restricciones se llama el "conjunto factible" X . Una restricción es activa en un punto x cuando está en su frontera $h_j(x) = 0$.

Se puede por ejemplo maximizar el bienestar social mediante una política de expansión y de precios; para una firma se puede maximizar el beneficio bruto, o minimizar el costo de producir un bien, tomando en cuenta las limitaciones sobre las cantidades de insumos utilizados, pero satisfaciendo un nivel de demanda determinado q .

1. Condiciones de Kuhn y Tucker

a) Planteamiento teórico

Sea el problema:

$$\max_x F(x)$$

$$h(x) \geq 0$$

Las condiciones necesarias para que x^* sea un programa óptimo son las siguientes:

- x^* debe ser factible: $h(x^*) \geq 0$.
- debe ser imposible aumentar el valor $F(x^*)$ con pequeños cambios de x permaneciendo dentro del conjunto factible, o sea, para todos los cambios que cumplan con $dh \geq 0$ debemos tener $dF < 0$.

Un programa que no cumpla con estas propiedades se podría mejorar, pero estas propiedades no garantizan que x^* sea el óptimo porque con pequeños cambios sólo se explora el vecindario de x^* .

Si consideramos variables de decisión que pueden variar en forma continua y funciones diferenciables, se expresan las variaciones de h y F en función de los cambios en el programa y de las derivadas parciales de F y h y se debe tener:

$$dh_j = \sum_i h_{ij}' dx_i \geq 0 \quad dF = \sum_i F_i' dx_i < 0$$

Si se cumplen estas desigualdades al tiempo, entonces se muestra en álgebra lineal que existen multiplicadores no negativos u_j tales que

$$F'(x^*) = -\sum_j u_j h_j'(x^*)$$

El gradiente de F pertenece al cono negativo formado por los gradientes de las restricciones.

Si una restricción no es activa, el multiplicador asociado u_j es igual a cero. Por lo tanto, siempre se cumple $u_j h_j(x^*) = 0$. Cuando ninguna restricción es activa, tenemos las condiciones clásicas del óptimo libre $F'(x^*) = 0$.

Un ejemplo geométrico en dos dimensiones (Fig. B.1), permite ilustrar este resultado de álgebra. A partir del punto M es posible efectuar un movimiento en una dirección compatible con las tres direcciones F' , h_1' , h_2' para las cuales aumenta la función F y se respeta las restricciones activas 1 y 2. Por el contrario, en el punto M^* , donde sólo son "activas" las restricciones 2 y 3, este triángulo de fuerzas demuestra que es imposible moverse en dicha dirección sin violar las restricciones.

b) Interpretación económica

Particularizamos el problema a la búsqueda de la combinación de factores que minimice el costo de producción para un nivel determinado de la demanda q :

$$\begin{aligned} -C(q) &= \max_x (-\sum_i c_i x_i) \\ \text{con } x_i &\geq 0 & (w_i) \\ f(x_1, x_2, \dots, x_n) &\geq q & (v) \end{aligned}$$

Los multiplicadores entre paréntesis que están asociados con las $(n+1)$ restricciones cumplen con:

$$-c_i + w_i + v f_i' = 0 \quad (f_i' \text{ es el producto marginal del insumo } i)$$

Supongamos que se incremente la demanda por dq ; el plan óptimo se modifica por dx y el costo por dC .

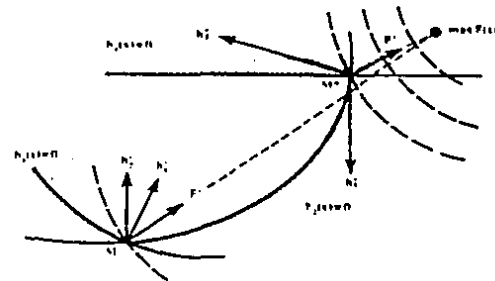
$$dC = \sum_i c_i dx_i = \sum_i [w_i + v f_i'] dx_i$$

Si dq es suficientemente pequeño, las mismas restricciones permanecen activas en el nuevo programa óptimo:

- si $f(x^*) = q$: $\sum_i f_i' dx_i = dq$
 - si $x_i^* = 0$ entonces w_i es positivo pero $dx_i = 0$
- de modo que $\sum_i w_i dx_i = 0$

Finalmente $dC = v dq$. El multiplicador v se interpreta como el costo necesario para producir una unidad adicional, o sea, el costo marginal de producción.

FIGURA B.1
Geometría de las condiciones de Kuhn y Tucker



De la misma manera, el multiplicador w_i es el aumento de costo incurrido cuando se introduce a la fuerza en la producción una cantidad mayor del factor i . De la relación de optimalidad, se observa que w_i es igual a la diferencia entre el costo de utilización del factor y el valor de la producción óptima que permite: $w_i = c_i - v f_i'$. Obviamente, si w_i es positivo se utiliza este factor al mínimo ($x_i = 0$). De lo contrario, se utiliza hasta el punto donde el rendimiento marginal de \$1 dedicado a este insumo sea igual al costo marginal.

Si ahora introducimos un límite superior en el uso del insumo i , $x_i \leq s_i$, el multiplicador u_i asociado con esta restricción será el aumento de costo cuando se disminuye este límite y tenemos

$$u_i(s_i - x_i) = 0, \text{ así como } -c_i + w_i - u_i + v f'_i = 0$$

Si u_i es positivo ($x_i = s_i$), w_i es nulo y tenemos: $u_i = v f'_i - c_i$; u_i es el valor agregado por la última unidad de stock en el insumo i .

2. Función de Lagrange y programa dual

a) Planteamiento teórico

Las ecuaciones de optimalidad del problema general

$$\max F(x)$$

$$h_j(x) \geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, m$$

se pueden obtener por derivación de la función de Lagrange, definida como:

$$L(x, u) = F(x) + \sum_j u_j h_j(x)$$

$$\partial L / \partial x = F'(x) + \sum_j u_j h'_j(x)$$

En efecto, en el óptimo (x^*, u^*) es un máximo de esta función con respecto a (x) y un mínimo con respecto a (u) :

$$L(x, u^*) \leq L(x^*, u^*) \leq L(x^*, u)$$

El mínimo de esta función con respecto a u es finito sólo dentro del conjunto factible (sería posible volverla infinitamente pequeña si se violara una sola restricción), y es tal que

$$\sum_j u_j^* h_j(x^*) = 0, \text{ de modo que } L(x^*, u^*) = F(x^*)$$

El problema se formula entonces como: $\max [\min_u L(x, u)]$

Tiene una forma dual que es: $\min_u [\max_x L(x, u)]$

o sea necesariamente

$$\min_{u \geq 0} [F(x) + \sum_j u_j h_j(x)] \quad \text{con } F'(x) + \sum_j u_j h'_j(x) = 0$$

b) Interpretación económica

La función de Lagrange del problema de producción se escribe:

$$L = - \sum_i c_i x_i + v[f(x) - q] + \sum_i [w_i x_i + u_i(s_i - x_i)]$$

Los resultados anteriores se pueden interpretar como un juego competitivo entre la empresa y el mercado exterior para utilizar los insumos y producir la cantidad q . La función L representa el beneficio de la empresa o los desembolsos netos del exterior.

En el problema original, la empresa busca la combinación de factores que maximice sus beneficios anticipando las reacciones del exterior en cuanto a los precios w_i , u_i , v . El exterior puede sacar una ventaja ilimitada al compensar penurias de producto o de insumo o al absorber factores indeseables. En cambio, no se puede pretender cobrar un precio positivo en las transacciones con la empresa si no existen tales factores y si sobran los insumos y la producción. En otras palabras, el exterior escogerá los precios para que las cantidades $u_i(s_i - x_i)$, $w_i x_i$ y $v[f(x) - q]$ no sean positivas y la empresa escogerá x para que alcancen su máximo el cual es cero y ocurre cuando se respetan las restricciones.

En el problema dual, el exterior busca el sistema de precios que minimice sus desembolsos o maximice sus ganancias.

$$-L = vq - \sum_i u_i s_i - [v f(x) + \sum_i (w_i - c_i - u_i) x_i]$$

Toma en cuenta la reacción de la empresa quien maximizará el segundo término: $v f'_i + w_i - u_i = c_i$.

Así, se solicitará el exterior para surtir el stock de insumo i , sólo si esta sustitución es beneficiosa para la empresa: $v f'_i - u_i \leq c_i$; y más aún si quiere substituirse a una producción base un insumo abundante ($v f'_i \leq c_i$).

En el caso de funciones lineales donde f'_i no depende del programa x , el problema dual se escribe como una maximización del valor agregado de los insumos bajo estas condiciones de competitividad.

$$\max_{v, u \geq 0} [vq - \sum_i u_i s_i] \text{ sujeto a: } v f'_i - u_i \leq c_i; i = 1, 2, \dots, n$$

El dual se deriva del primal por transposición de los coeficientes de la función objetivo y de las restricciones:

$$\min_{x \geq 0} [\sum_i c_i x_i] \text{ sujeto a: } f'_i x_i \geq q, y \quad -x_i \geq -s_i; i = 1, 2, \dots, n.$$

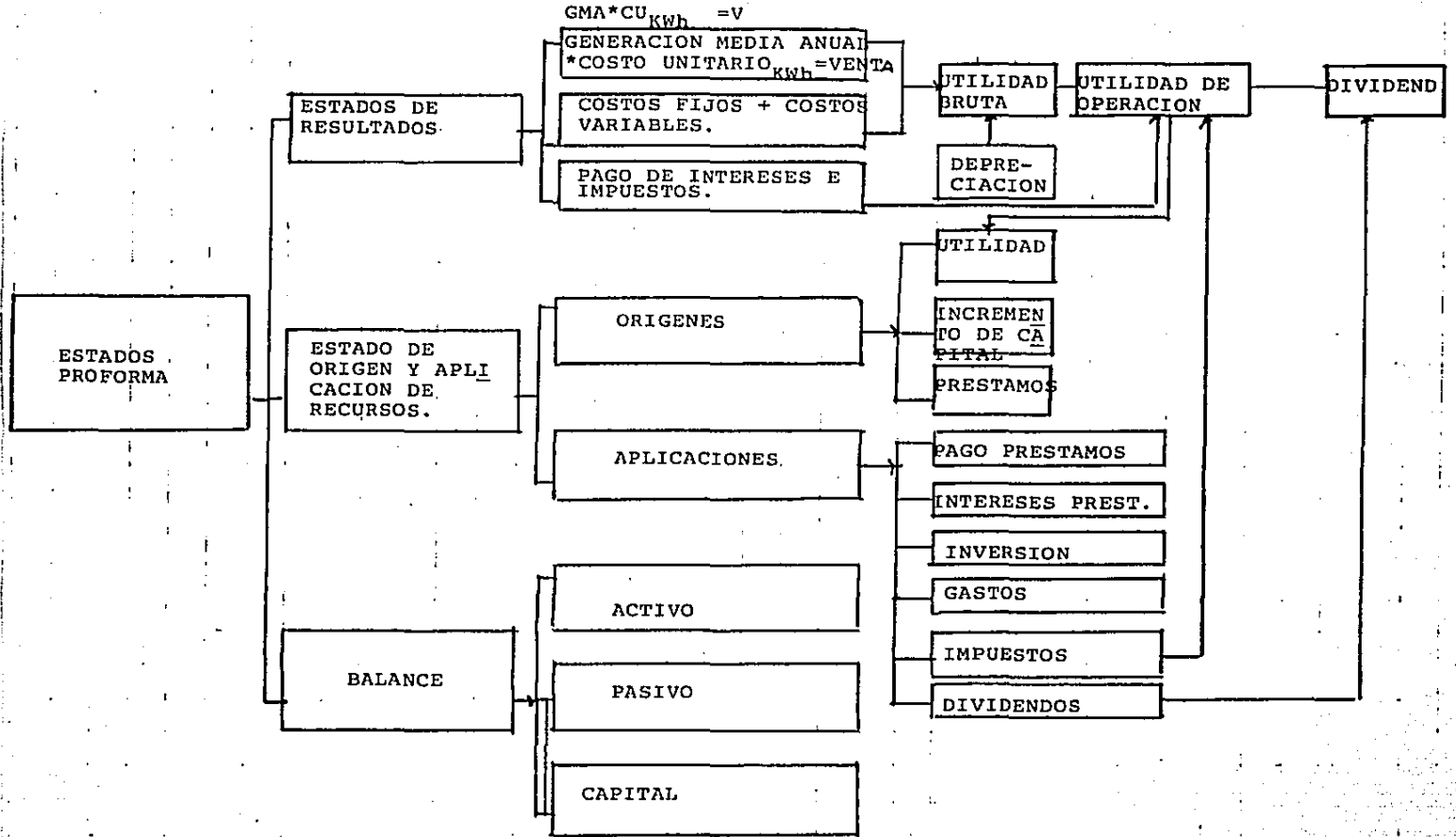


FIG. 6.2. COMPOSICION DE LOS ESTADOS PROFORMA

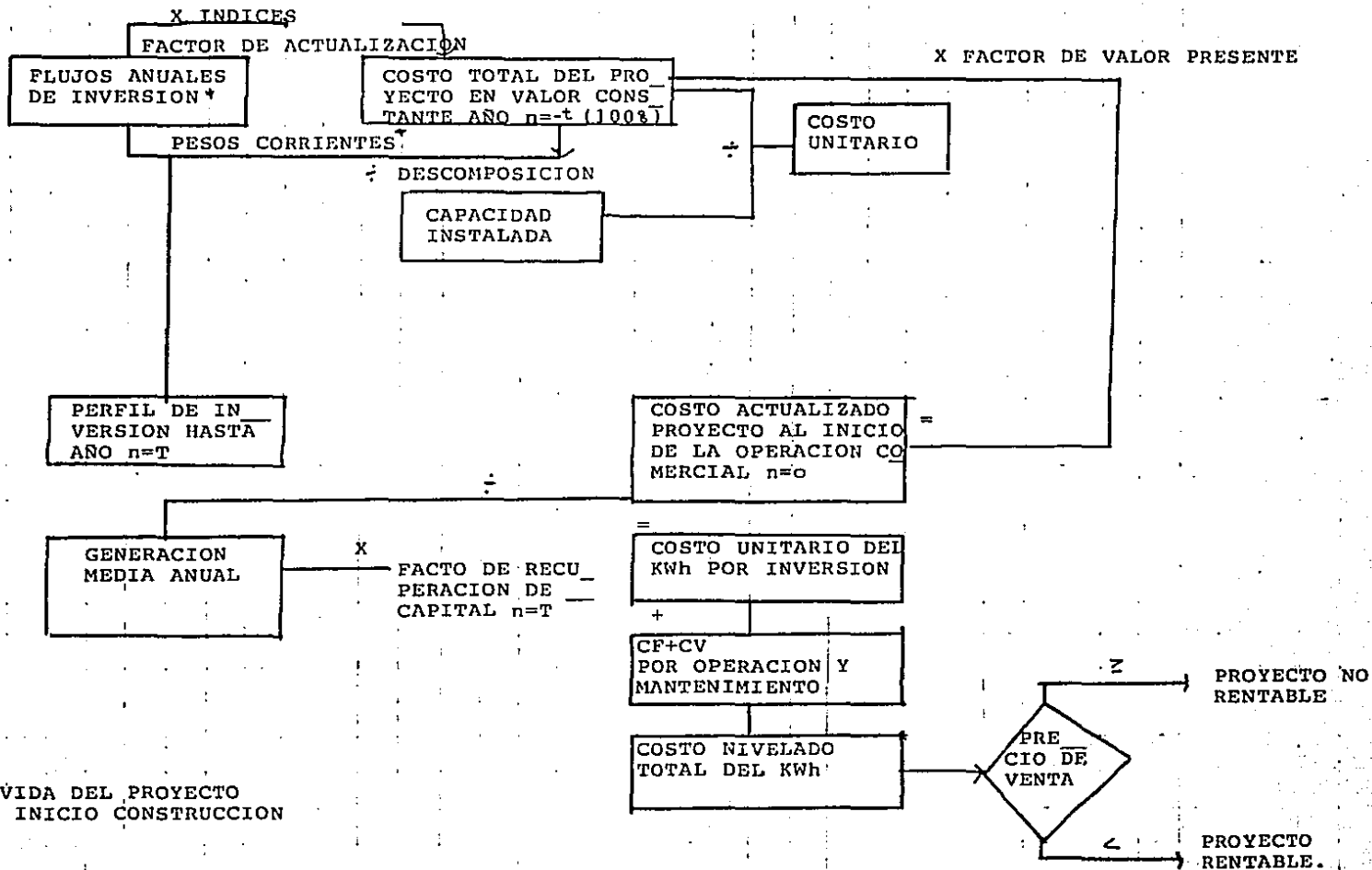


FIG. 6.3 METODOLÓGIA DE CALCULO DEL KWH NIVELADO (CFE), PARA PROYECTOS HIDROELECTRICOS. FECHA DE EVALUACION $n=-t$

Se considerará la depreciación con una vida útil igual a la vida económica de la planta en todos los bienes inmuebles y equipos de la obra (núcleo de fuerza, auxiliares y subestación).

Las tasas impositivas serán igual a la tasa del impuesto sobre la renta más la referida a utilidades sobre productos del trabajo. Debe definirse además, la política de dividendos como un porcentaje de la utilidad después de impuestos.

2.4.3. Evaluación financiera utilizando la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Obteniendo los Estados Proforma, se evalúan los flujos de efectivo, considerando los beneficios de los accionistas, los excedentes de tesorería, los préstamos bancarios y el valor de los impuestos, ó a través de los Beneficios Actualizados del Proyecto. Así, se ^{debe} observar que el Valor Presente Neto (VPN), sea mayor que cero y además, que la TIR sea mayor que la Tasa de Descuento o que la Tasa Bancaria. Se realizaron análisis de sensibilidad para diferentes tasas de descuento. Se considerará rentable en lo financiero al proyecto con $VPN > 0$ y TIR mayor que la tasa bancaria. Lo anterior, vale tanto para el análisis público, como privado. [Fig 6.4].

3. Conclusiones.

El método del Costo Nivelado utilizado por la CFE ofrece un parámetro mínimo de comparación para evaluar rentabilidades. Al considerar una evaluación desde el punto de vista privado, se considerarán adicionalmente otras variables.

Los resultados del modelo aplicado al P.H. Agua Prieta fueron los siguientes: con precios de venta basados en Costos Contables subsidiados del kWh (30% de subsidio), los beneficios de los accionistas fueron negativos a tres tasas: 7%, 10% y 15%, con una TIR del 1%, al igual que los excedentes de tesorería. Para los préstamos del exterior, con años de gracia y tasas bajas, la TIR es mayor que la tasa de descuento, lo que evidencia su conveniencia. Al evaluar el

EVALUACION FINANCIERA

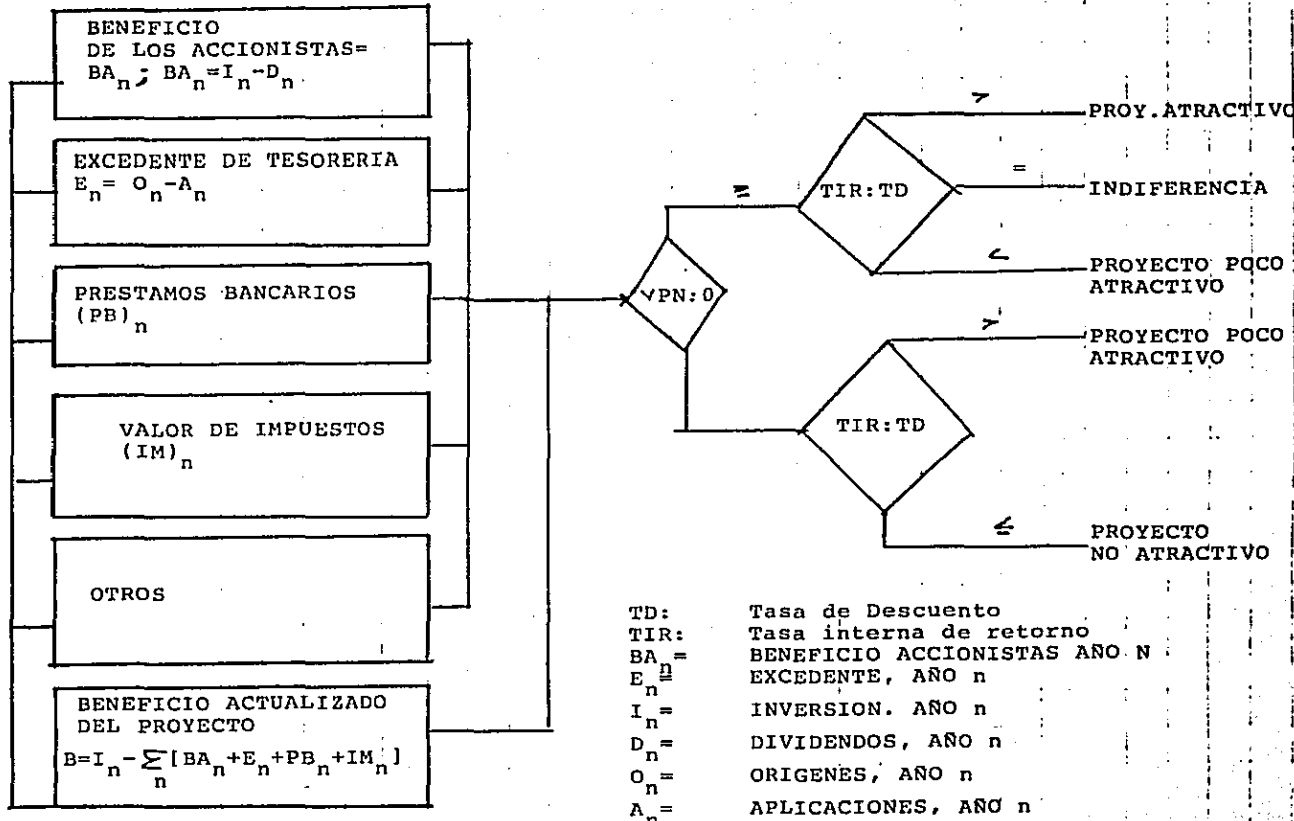


FIG. 6.4 EVALUACION DE FLUJOS DE EFECTIVO CON LA TIR

proyecto en su totalidad, el VPN es negativo con TIR cercana al 5%; por tanto, no es rentable (es menor a la tasa de costo de capital).

Basados en el costo nivelado del KWh del proyecto, se realizó otra corrida, encontrándose variaciones de importancia; el costo nivelado del P.H. Agua Prieta (\$ 140.63) es mayor que el precio (\$ 69.86).

Actualmente, la relación precio/ costo es de 0.78; existe mínimamente un subsidio del 30%. [GUESA].

El costo total del KWh^U generado es función de varios parámetros:

$$\text{costo KWh} = f (I , C , i , t , T , F_p , OM).$$

donde: I = inversión total.

C = capacidad instalada.

i = tasa de descuento.

t = periodo de construcción.

T = vida económica.

F_p = Factor de planta.

OM = costo de operación y mantenimiento.

Si tomamos la tarifa vigente (sin deflactar), los resultados son poco atractivos. Si en su lugar incluimos el Costo Nivelado, la TIR de los accionistas aumenta al 6%. El excedente de tesorería tiene un valor positivo y los ingresos del Gobierno por impuestos, crece un 12%, mayor que el 10% del Costo Nivelado.

De esta manera se concluye que desde el punto de vista financiero, el precio de venta cambia totalmente la rentabilidad del proyecto. Si además, se cambia el precio considerando escalones de la demanda, horario del pico y estacionalidades, el precio de venta basado en Costo Marginal aumentará aún más la rentabilidad y hará totalmente atractiva la inversión para el sector privado.

ANEXO 5

LA TEORIA NEOCLASICA Y LAS POLITICAS DE AJUSTE ECONOMICO

Antecedentes.

En 1968 se inicia en México un intenso y conflictivo periodo de cambios. México parece estar viviendo una alteración de gran alcance en el complejo de expectativas y percepciones de la realidad que forman la conciencia social y definen el carácter de una época. Por ello, el examen de la realidad presente y de sus proyecciones, tiene el marco del cambio.

Estos años han visto el surgimiento de una conciencia cada vez más conciente y generalizada de alternativas para encauzar y organizar la evolución social, económica y política del país.

Quizá a riesgo de parecer simplistas, es posible distinguir dos opciones políticas dentro de las cuales se comienza a dar la articulación del desarrollo del país, son opciones dentro de un sistema dado y no alternativas a tal sistema.

La primera de ellas, la llamada *neoliberal*, traería consigo el predominio pleno de las fuerzas sociales y las formas de organización económica que de modo creciente han dominado la evolución del país a partir de la revolución. Una estrategia de este corte se contempla desde una perspectiva de una acelerada integración global con la sociedad Norteamericana, superando la necesidad de un periodo de *ajuste estructural* de duración indeterminada, con la implementación de medidas antiinflacionarias.

La segunda vía, llamada *nacionalista* por Robert Gilpin (1968) supone la reactivación del proyecto nacional de desarrollo asociado de

manera emborrionaria en la Constitución de 1917 y que en los años treinta fue dotado de contornos precisos en el gobierno Cardenista.

Estas dos opciones proponen diferentes medidas para lograr el desarrollo del país. En los últimos años, ha perdido credibilidad los logros obtenidos por el proyecto trazado en el desarrollo del "Estado Benefactor". Son ahora más numerosos sus detractores.

Recientemente, la lucha contra la inflación y el déficit de la balanza de pagos ha sido una constante en las políticas económicas de América Latina. Los llamados programas de estabilización monetaria que prolongaron su influencia hasta los umbrales de la década de los setentas, tenían como objetivo el combate a la inflación. Los propósitos de las políticas neoliberales o *neomonetaristas* la tenían como propósito. En el presente, los llamados *programas de ajuste* cobran vigor estratégico para combatirla.

Por ello, las innumerables cartas de intención concertadas entre los gobiernos y el FMI, suelen recaer sobre tópicos similares: mayor realismo y uniformidad de los tipos de cambio, reducción del déficit fiscal y de los subsidios, liberalización de precios, restricciones salariales (control de la demanda), etc. Las causas de la inflación y el desequilibrio externo residen exclusivamente, según este modelo, en el manejo equivocado de la política económica.

Los programas de estabilización.

El papel que desempeñaron los primeros programas de estabilización en aquellos países latinoamericanos donde se aplicaron, fue servir sus economías a la expansión e integración del capital transnacional productivo, especialmente al de fuente norteamericana.

Las políticas de estabilización al postular una libre circulación de capitales, suscribieron un tratamiento favorable a las inversiones extranjeras, compatible con la expansión del capital productivo internacional.

CUADRO SINÓPTICO 1

Lineamientos de las políticas neoliberales

<i>Fines del sistema</i>	<i>Objetivos de política económica</i>	<i>Enfoque teórico</i>	<i>Plazo</i>	<i>Políticas instrumentales</i>
Restauración o estabilización	Estabilidad de precios y equilibrio de la balanza de pagos	Exceso de demanda Monetario de balanza de pagos	Corto	-Precios-ingresos -Fiscal -Monetario-crediticia -Cambiaría
Reestructuración	Apertura externa	Principio de las ventajas comparativas (asignación de recursos) y ley del único precio	Mediano	-Comercial -Financiera -Capital extranjero
	Empleo	Ley de Phillips (desocupación natural)	Mediano	-Costo mano de obra -Seguridad Social
Desarrollo	Crecimiento	Economía social de mercado	Largo	-Inversiones estratégicas ligadas al comercio internacional y a la seguridad nacional.

CUADRO SINÓPTICO 2

Cambios estructurales según el FMI y el Banco Mundial

<i>Áreas de política</i>	<i>Recomendaciones</i>	<i>Fines</i>
<i>Política comercial y de precios</i>	- Liberalizar comercio - Bajar e igualar tasas de protección efectiva - Revisar política de precios relativos - Redefinir papel del sector público	- Aprovechar ventajas - Eliminar sesgo antiexportador de la producción - Reflejar precios internacionales - Estimular iniciativa privada
<i>Política de inversiones</i>	- Reordenar incentivos y prioridades de la inversión privada - Reestructurar políticas de inversión pública en los planes de desarrollo	- Establecer prioridades en función de la evolución de la estructura de precios internacionales y recursos disponibles - Privilegiar proyectos que mejoren la balanza de pagos
<i>Política presupuestal</i>	- Disminución drástica de los subsidios al consumo - Reducir los costos unitarios de los programas sociales	Desalentar al máximo gastos improductivos que gravitan en el déficit fiscal
<i>Política de movilización de recursos</i>		
a) Empresas públicas	- Definir prioridades de inversión en términos de demanda y competencia en el mercado	Estimular rentabilidad y eficacia
b) Institucionales	- Alentar intermediación financiera con tasas de interés reales positivas - Eliminar restricciones a la inversión extranjera	- Remover la represión financiera - Fomentar la libre circulación de capitales

Nota: Elaborado con base en los trabajos de William B. Dale, Raymond F. Mikesell, David Finch y Ernest Stern, *IMF: Conditionality, op cit.*, y Banco Mundial, "Les prêts a l'Adjustement Structurel: Une évaluation préliminaire", Washington, 1981.

Algunos gobiernos sudamericanos en los años setentas propiciaron la aplicación de las primeras medidas neoliberales en la región (Chile, Uruguay y Argentina, p.e. En atención a su enfoque subsidiario del Estado, es decir, su drástica disminución participativa en la economía, esa política ha sido designada como "liberal" o "ultraliberal". Por sus argumentos teóricos y su instrumentación predominante fue más conocida como la política monetarista. Por sus objetivos más inmediatos y representativos, se aludió a ella como una política de estabilización. En fin, por sus inspiradores ha sido permanentemente ligada a la escuela de Chicago o a autores representativos como Milton Friedman.

El cuadro 5.1 presenta un resumen de los lineamientos de las políticas neoliberales (LICH84).

El Fondo Monetario Internacional ha impulsado en América Latina lineamientos neoliberales, al igual que el Banco Mundial: visión monetaria de la balanza de pagos, reestructuración productiva acorde con patrones internacionales y revisión del espacio y funciones económicas del Estado.

Por ello, la necesidad -propuesta por el FMI-, de cambios estructurales (que no implican reconocer ninguna suerte de desequilibrio intrínseca en el funcionamiento del sistema capitalista). La tabla 5.2 es un resumen de los cambios estructurales según el FMI y el Banco Mundial. Es en nombre de recobrar la estabilidad de precios internos, el equilibrio de las relaciones internacionales y la asignación óptima de los recursos que se reclaman esos cambios. Allí se ubica precisamente la reducción de los subsidios y la reordenación de precios propuesta para los sectores gubernamentales productivos.

ANEXO 6

MODELO PARA EL ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD FINANCIERA DE UN PROY HIDROELECTRICO, ANTE CAMBIOS EN EL PRECIO DE VENTA.

Se presenta un análisis de la factibilidad financiera de un proyecto hidroeléctrico desde el punto de vista privado y público, considerando variaciones en el precio de venta, con el objeto de evaluar el impacto que éste tiene en la rentabilidad del proyecto. Debe subrayarse que la evaluación global del proyecto se omite, p.e. beneficios por ampliación de la red nacional, criterios sociales de la empresa eléctrica, etc.

Se considera inminente la inversión privada en la generación de energía eléctrica. Los primeros pasos se han dado en proyectos hidroeléctricos evaluados para operar en la "punta" de la demanda. En caso de aprobarse nuevos esquemas tarifarios, i.e., la venta al costo marginal, la rentabilidad financiera de estos proyectos aumentaría considerablemente, p.e. P.H. Aguamilpa y P.H. Agua Prieta.

Por lo tanto, se propone una metodología de análisis de

factibilidad financiera, desde el punto de vista público y privado.
Metodología.

Se consideraron tres opciones posibles: financiamiento público, privado y mixto. En éste anexo se consideran las dos primeras, teniendo en cuenta que el tercer caso es una combinación pública-privada. Este análisis es importante, pues evalúa una de las implicaciones de la venta al costo marginal combinada con la participación del capital privado en el sector eléctrico.

Las metodología de evaluación financiera supone estudios de mercado y de factibilidad económica y se basa en el Método de Estados Proforma, considerando a la Tasa Interna de Retorno (TIR) como medida de mérito (Fig. 6.1).

A continuación se ennumeran las consideraciones necesarias para realizar la evaluación.

1. Definición de los Costos Totales de Generación.

1.1. Deben conocerse las características de la operación de la planta: localización, capacidad instalada, generación media anual, factor de planta, política de operación, etc.

1.2. Componentes del Costo Total:

a. Costo de Inversión. El Costo de Inversión Actualizado (C.A.), incluye:

a.1. Costo Directo (C.D.): suma en moneda constante de las erogaciones divididas entre la capacidad; mide el costo de inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el mismo año.

a.2. Costo Indirecto (C.I.): es el costo por administración, ingeniería y control (aproximadamente 11% del C.D.) Este costo mide el costo total, sin considerar el costo del dinero. De esta manera, el Costo de Inversión Actualizado (C.A.) es el resultado de asignar

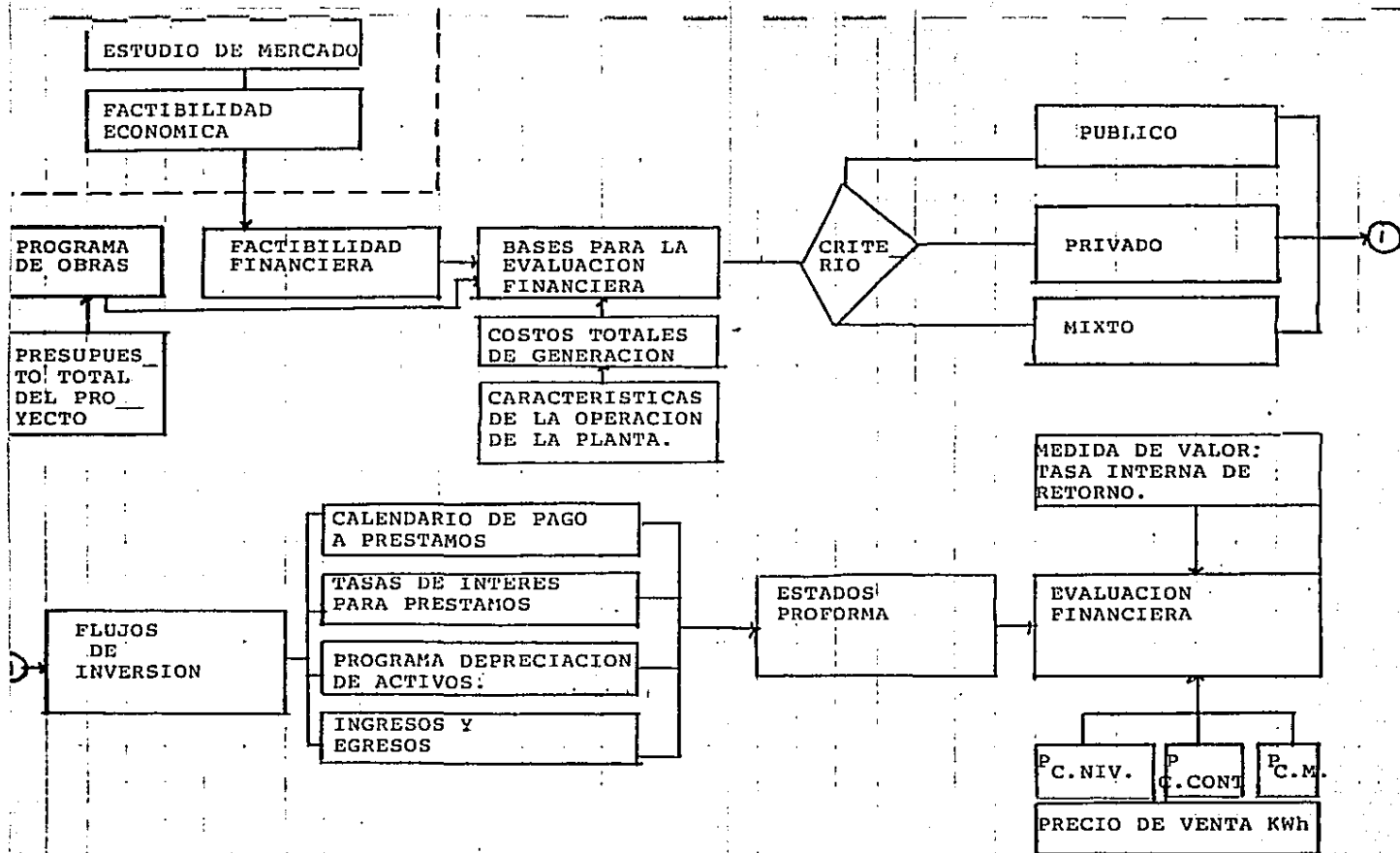


FIG. 6.1 METODOLOGIA DE EVALUACION FINANCIERA DE UN PROYECTO HIDROELECTRICO.

(T.D.)

mediante el uso de una Tasa de Descuento un valor al tiempo en el cual se realizan las erogaciones; esto es, $C.A. = C.D. + C.I. + C$, donde C es el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra.

b. Costo por combustibles.

Se considera nulo (energía hidráulica).

c. Costo de Operación y Mantenimiento.

Se separaron los Costos en Fijos y Variables (COP89).

c.1. Costos Fijos (C.F.): aquellos que no están directamente relacionados con la energía generada, p.e. mano de obra.

c.2. Costos Variables (C.V.): aquellos que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica, p.e. materiales, impuestos, servicio de terrenos, gastos generales, etc.

$$C.V. = f e^{-.0087 C}, \text{ donde } f = \text{constante} \approx 0.10$$

$C = \text{capacidad de la unidad en MW.}$

2. Evaluación Financiera.

2.1. Financiamiento Público.

La metodología se basa en el Costo Nivelado del Kilowatt (COP89); es decir, el costo por Killowatt/hora considerando la inversión, combustibles y operación y mantenimiento, sin tomar en cuenta financiamiento, depreciación, etc. La filosofía que subyace al análisis es minimizar costos y particularmente, costos de financiamiento. El proyecto debe ser rentable para precios de venta mayores al costo nivelado.

2.2. Financiamiento Privado.

La evaluación deberá considerar que el proyecto cumpla con el objetivo de maximizar utilidades. Desde el punto de vista de financiamiento, debe producir dividendos. Por ello, se considerarán depreciaciones de activos, intereses durante la construcción, impuestos, intereses diversos, etc.

2.3. Financiamiento Mixto. No se considerará en este trabajo.

2.4. Bases para la evaluación financiera.

A partir del presupuesto total, basado en precios unitarios, se elabora un programa de obra, definiéndose el período de construcción de la obra. De allí, se construye el flujo de inversión, año a año. Debe definirse si el flujo considerará el costo de inversión C.A. o descontará C.I. y C. Además, si las tasas consideran o no inflación.

Por otra parte, definir las fuentes de financiamiento externo, las condiciones de pago y el porcentaje del presupuesto que será absorbido con préstamos externos.

Para evaluar los productos, debe considerarse el tiempo de "maduración" de la central, pues la entrada en operación dista del inicio de la construcción, además de que los primeros años no se puede trabajar a plena capacidad.

Basados en la política de operación, se conocerán los costos totales de generación, p.e. si la central trabajará para satisfacer picos o bases de la demanda. También es interesante conocer la variación estacional de la demanda. Lo anterior lleva a definir si se evaluarán las ventas basadas en Costos Contables o en Costos Marginales. De optarse por lo primero, solamente se aplicará al modelo el costo unitario del Kilowatt/ hora (C.U._{cc}) independientemente de las condiciones en las que se esté generando la electricidad. Optando por lo segundo, se consideraría en la venta el cargo por demanda en la punta, en mes cálido, etc. es decir, se aplicaría el Costo Marginal de

Así,

$$V_{cc} = \text{GMA (en GWh)} * \text{C.U.}_{cc} \quad (\text{ventas a costo contable})$$

$$V_{cm} = \sum_{i=1}^n [G_i * \text{C.U.}_{cmcp_i}] \quad , \text{ para } n \text{ escalones de la demanda}$$

donde $V_{cm} > V_{cc}$

G_i = generación en el escalón de la demanda.

V_{cm} = venta al costo marginal

V_{cc} = venta al costo contable

sobre todo, si la hidroeléctrica está diseñada para trabajar en la punta de la demanda.

2.4.1. Evaluación desde el punto de vista público.

Tanto la evaluación desde el punto de vista público como privado, deberán basarse en Estados Proforma: Estado de resultados, Estados de Origen y Aplicación de recursos y el Balance. La composición se presenta en la Fig. 6.2.

El cálculo del costo nivelado del kWh es fundamental para evaluar financieramente el proyecto, pues representa el costo mínimo para el cual la CFE cubre sus erogaciones. (Fig 6.3.)

2.4.2. Evaluación desde el punto de vista Privado.

Probablemente resulte más atractiva la inversión para el sector privado en proyectos con políticas de operación en la "punta" de la demanda. Por ello, deberá evaluarse el valor de V_{cc} y del V_{cm} .

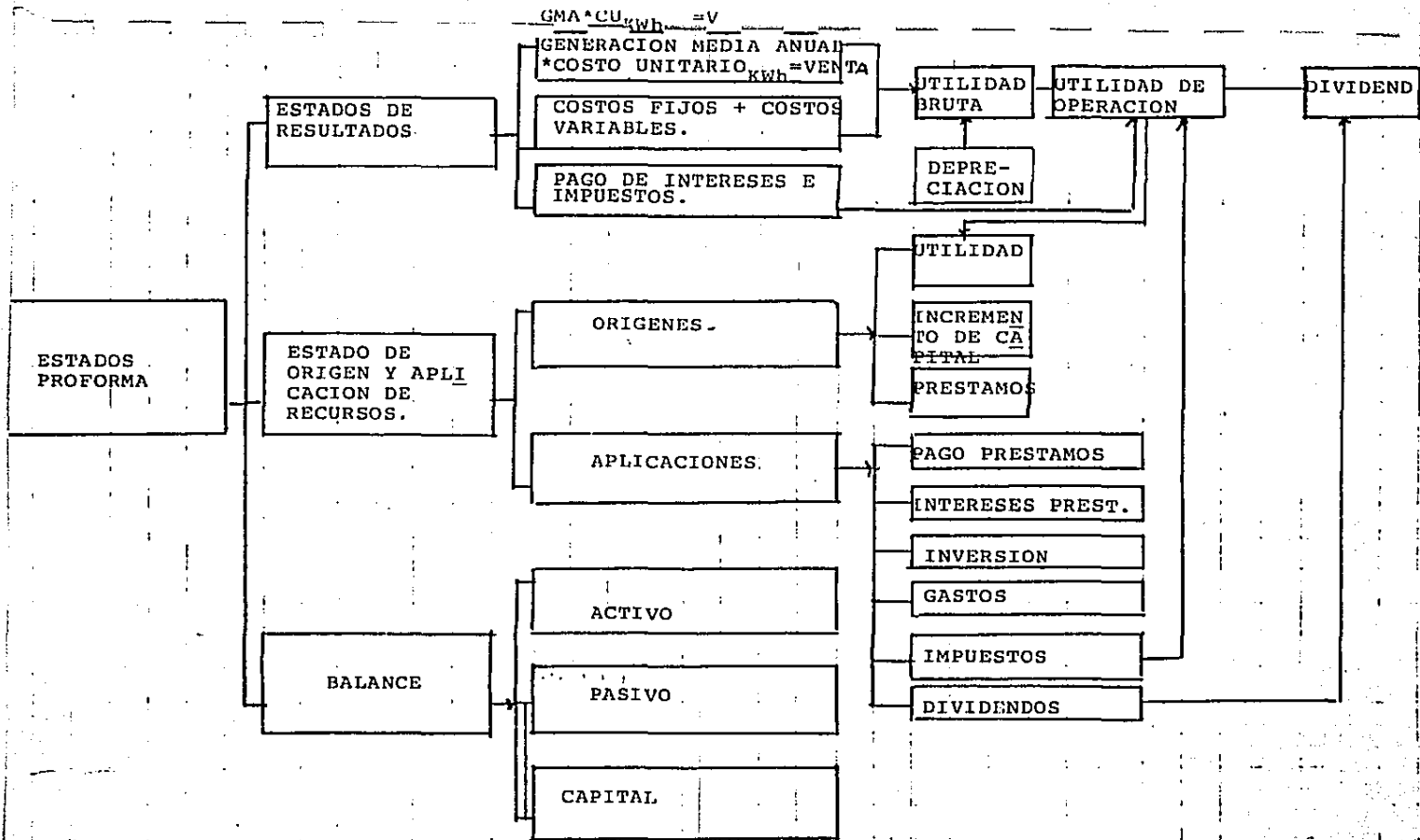


FIG. 6.2. COMPOSICION DE LOS ESTADOS PROFORMA