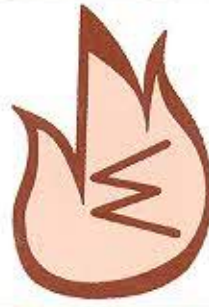


Revista Energética



Energy Magazine

Año 15
número 2
mayo - agosto 1991

Year 15
number 2
May - August 1991



Tema: Experiencia en el Planeamiento
de Sistemas Eléctricos

Topic: Experience in Power System
Planning



El Sector Eléctrico Mexicano: Antecedentes, Situación Actual y Perspectivas*

*José Luis Aburto Avila y Arturo Gómez Mariles***

El sector eléctrico en México está integrado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), organismo público descentralizado, y por su filial, la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CFLC), que presta el servicio público en la Ciudad de México y áreas circunvecinas.

El sector tiene instalada una capacidad de 25.890 MW, distribuida de la siguiente manera: termoeléctricas a base de hidrocarburos 60%, hidroeléctricas 30%, nucleoeeléctricas 3%, carboeléctricas 4% y geotermoeléctricas 3%.

En 1990, se vendieron 94.000 GWh y los usuarios de energía eléctrica en el país sumaron 16,7 millones.

Estos órdenes de magnitud colocan a la CFE y su filial la CLFC entre las 10 empresas eléctricas integradas más grandes del mundo.

El sector eléctrico mexicano fue nacionalizado en 1960 y durante un largo período, que abarcó los 10 primeros años, disfrutó de una saludable situación financiera propiciada por un ambiente de baja inflación, tarifas razonables en relación con los costos y tasas de interés bajas. Lo anterior permitía financiar las inversiones con una adecuada proporción de recursos

propios, aportaciones del gobierno y préstamos externos.

En el período 1962-1972, el sector obtuvo cinco importantes préstamos del Banco Mundial, que lo convirtieron en el cliente más importante de América Latina.

Durante los años de 1972 a 1983, la situación financiera del sector se deterioró sensiblemente, debido al aumento generalizado de precios que no estuvo correspondido por un incremento proporcional de las tarifas de energía eléctrica, al aumento en las tasas de interés y a la falta de recursos del gobierno para aportar una parte razonable a las inversiones necesarias para satisfacer el incremento de la demanda, que durante esos años fue del 9% anual, en promedio.

Lo anterior ocasionó que las inversiones se financiaran casi íntegramente con créditos externos, no siempre favorables. Incluso durante los años de 1978 a 1982, una parte de estos créditos se usó para sufragar parcialmente los gastos de operación. Todo esto generó una pesada carga financiera. Los pasivos totales del sector llegaron a representar el 80% de sus activos totales en el año de 1983.

En los mismos cinco años

(1978-1982), las inversiones crecieron más que el número de usuarios y las ventas de energía eléctrica. Esto fue con el propósito de corregir la insuficiencia de oferta, que en el año de 1980 condujo a restricciones en el servicio, y para atender el alto crecimiento de la demanda esperada a partir de ese año. Sin embargo, desde 1983, las inversiones del sector han crecido menos que los consumidores y las ventas. En el año 1989, las inversiones, en términos reales, fueron menores que las de 1977. En cambio, los consumidores y las ventas habían crecido en el 100% respecto al mismo año base. Esta reducción en las inversiones obedece a la incapacidad del sector para generar sus propios recursos y a la prioridad que se ha dado al saneamiento de las finanzas públicas por encima de la atención a los requerimientos.

Durante el período 1978-1982, la inversión fue financiada íntegramente con endeudamiento. A partir de 1983, se empezó a financiar principalmente con transferencias del gobierno y no fue sino hasta 1988 que el sector empezó a generar una muy pequeña porción de recursos propios.

* Documento presentado el 6 de septiembre de 1991 en el Seminario "Un Desafío de Política para los Años Noventa: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe" patrocinado por el Banco Mundial y OLADE y realizado en Cocoyoc, México.

** Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal de México

Con tal motivo, el sector ha emprendido una serie de medidas especiales para reducir la demanda y aumentar la oferta de energía, entre las cuales se destacan las siguientes: incrementos a las tarifas; ahorro y uso racional de la energía; fomento para la cogeneración y el autoabastecimiento; importaciones de energía eléctrica; rehabilitación y modernización de unidades generadoras termoeléctricas; reforzamiento de enlaces de la red troncal de transmisión; uso más intensivo de los ciclos combinados.

En cuanto a la rehabilitación de las unidades generadoras termoeléctricas, a partir de 1984 se ha logrado una recuperación de más de 1.000 MW. En varias industrias, especialmente la cementera, se han observado importantes ahorros de energía; la autogeneración ha crecido en más del 50% desde 1989 y ya se entregan excedentes a la red. Actualmente, se importan 80 MW y hay planes para aumentar esta cantidad a 200 ó 300 MW en los próximos años.

MEDIDAS CORRECTIVAS

Con el fin de devolver la salud financiera al sector, el Gobierno mexicano decidió tomar una serie de medidas que se describen a continuación:

Asunción de la Deuda

Si todos los precios de la energía eléctrica se hubieran incrementado durante el período 1972-1985 en la misma proporción que la inflación registrada, el sector eléctrico habría percibido US\$10,6 mil millones de 1986 adicionales a sus ingresos.

Por esta razón, en 1986, el Gobierno tomó la decisión de asumir la cantidad de US\$8.578 millones de 1986 de la deuda total del sector, que resultó menor a los subsidios otorga-

dos a los consumidores durante el período 1972-1985. Con esto, el pasivo pasó a representar solamente el 10% del activo total, lo cual aligeró el servicio de la deuda y permitió generar recursos propios.

A cambio de ello, el sector asumió una serie de compromisos en materia de productividad, los cuales se explican en otro apartado. Asimismo, se estableció la necesidad de aumentar los precios de la electricidad, en términos reales, hasta alcanzar una relación igual a uno con respecto a los costos. Estos aumentos deben tomar en cuenta también las correcciones a los precios internos de los combustibles, realizados por el propio Gobierno, a través de Petróleos Mexicanos.

Finalmente, para garantizar la capacidad de autofinanciamiento, el sector está comprometido a obtener una rentabilidad sobre los activos fijos en operación, que no será menor al 4% en 1992, hasta llegar al 7% en 1996.

Correcciones a los Precios Internos de los Combustibles

Al igual que los precios de la electricidad, el Gobierno mantuvo bajos precios de los combustibles en general y de los combustibles industriales en particular.

Para citar un ejemplo, en el período 1980-1990, la relación de precio interno a precio internacional del fuel-oil (energético mediante el cual se generan cerca de dos terceras partes de la energía eléctrica en México) presentó valores en el rango de 0,08 a 0,70. Aún aceptando diferencias de calidad, los contrastes son marcados.

Estos subsidios, junto con otros generados en el propio sector eléctrico, a su vez fueron transferidos íntegramente a los usuarios de energía eléctrica.

Mediante correcciones importantes a los precios de los combus-

tibles, iniciadas en 1983, los subsidios al diesel terminaron en 1986, los del gas natural en 1988 y los de fuel-oil en este año.

En 1991, el Gobierno decidió que para el fuel-oil y el gas natural, los precios serían fijados por el mercado internacional. Dado que actualmente México es deficitario en ambos productos, para el fuel oil el precio interno es igual al precio spot en Texas, corregido por calidad y tomando en cuenta los costos de transporte. Para el gas natural el precio es igual al de importación por la frontera norte, más costos de importación y transporte. A estos precios, adicionalmente, se les cargan el IVA y márgenes de comercialización.

Incrementos a las Tarifas Eléctricas

En 1962, se establecieron las tarifas de aplicación nacional, fecha en que se consolidó la nacionalización de las empresas eléctricas que operaban en el país.

Durante el período de 1962 a 1970, tales tarifas permanecieron fijas y, a pesar de que la inflación fue baja, el precio real de la energía eléctrica se redujo a una tasa promedio anual de 3,3%.

En esta época, hubo campañas de promoción al consumo de energía eléctrica y se electrificaron comunidades de tamaño intermedio. El número de usuarios se incrementó a razón del 10% anual promedio y las ventas al 12%.

El período 1971-1980 se caracterizó por un crecimiento más moderado del número de consumidores y de las ventas, que fue de 6,3% y 9,2% anual promedio, respectivamente.

En este período, se establecieron varios aumentos a las tarifas, los cuales con excepción del observado en 1977 (aplicado a fines de 1976) fueron menores a la inflación registrada. Por lo tanto, los precios

de la energía eléctrica descendieron a razón de 4,5 % anual promedio, en términos reales. En 1980, el precio real del KWh era el 63% de su valor en 1970.

En el período, se hicieron algunos cambios estructurales: se simplificaron los cargos fijos para las tarifas residencial y de alta tensión; se revisó la ayuda indiscriminada a los usuarios residenciales en zonas muy cálidas y se eliminó la tarifa para reventa, sustituyéndola por la de alta tensión de uso general. Asimismo, se estableció una tarifa especial en alta tensión para usuarios con subestación propia.

Al final de este período, todas las tarifas estaban subsidiadas; las que acusaban mayores desajustes respecto a los costos de suministro eran las de: bombeo para riego agrícola; tortillerías y molinos de nixtamal; servicio residencial; alumbrado público y la de minería.

A partir de 1983, el Gobierno mexicano decidió adoptar una nueva política tarifaria que tiene los siguientes objetivos principales:

1. Eliminar los subsidios o, en su defecto, implantar políticas de precios que vayan acabando con éstos.
2. Eliminar paulatinamente del catálogo de tarifas aquellas que no están basadas en criterios de costo de suministro. Típicamente estas tarifas agrupan a los usuarios por su actividad más que por las características de su consumo de energía.
3. Determinar los costos marginales (de equilibrio o largo plazo) de suministro.
4. Introducir en forma gradual y ordenada, comenzando por los usuarios más grandes, tarifas que reflejen los costos marginales de suministro.

El consumo de energía eléctrica por los grandes usuarios concentra una alta proporción del total consumido en el país. Los 250

El consumo de energía eléctrica por los grandes usuarios concentra una alta proporción del total consumido en el país. Los 250 usuarios de alta y muy alta tensión consumen alrededor del 25% de la energía y los 900 usuarios de tarifa de media tensión, con demanda máxima mensual mayor o igual a 1 MW, consumen otro 10%.

usuarios de alta y muy alta tensión consumen alrededor del 25% de la energía y los 900 usuarios de tarifa de media tensión, con demanda máxima mensual mayor o igual a 1 MW, consumen otro 10%.

Para esta población se han hecho preparativos para introducir tarifas basadas en costos marginales. Dadas las características del sector eléctrico mexicano, estas tarifas distinguen regiones, períodos horarios y, en algunas regiones, períodos estacionales.

A partir de 1988, se estableció, con carácter optativo una tarifa horaria para usuarios de alta o muy alta tensión. Actualmente participan en esta modalidad tarifaria 62 usuarios, y se ha logrado una reducción de la demanda de punta de un poco más de 500 MW.

Al resto de los cerca de 60.000 usuarios de media tensión, que consumen aproximadamente el 20% del total de la energía, más adelante se les podrá ofrecer la opción de operar bajo el régimen de

tarifa horaria o bajo el esquema tradicional. El programa dependerá en parte, de la disponibilidad de equipos de medición.

Para los consumidores de tensiones inferiores, existen problemas técnicos (principalmente relacionados con la medición), para la introducción de tarifas basadas en costos marginales. Por el momento, las tarifas para estos consumidores se basan en costos contables y lo que se pretende es eliminar los subsidios.

En 1984, desapareció la tarifa especial para minería y en 1990 la de molinos de nixtamal y tortillerías.

En 1988, se eliminaron los subsidios a los servicios industriales y en 1989 a los servicios comerciales. Lo mismo ocurrió con el alumbrado público en 1989.

También en 1989, se eliminó el subsidio a los altos consumos de servicio residencial, cuando se les triplicó el cargo por energía. Sin embargo, en el sector residencial, es mucho lo que falta por hacer y se ha decidido adoptar una política a

mediano plazo que, en forma gradual y sostenida, corrija al menos parcialmente las distorsiones.

La tarifa de bombeo para riego agrícola aumentó 148% el año pasado y desde enero de 1991 está sometida a un esquema gradualista de incrementos del 3% mensual. El programa podría tener una duración de tres o cuatro años, dependiendo de la evolución de los índices de costo de suministro.

También hay una tarifa de bombeo de aguas potables o negras, para la que no existe justificación desde un punto de vista técnico, ya que los cargos se establecen por el uso que se da a la energía. Esta tarifa también deberá eliminarse y los usuarios serán incorporados a otras tarifas, de acuerdo a las características de sus consumos.

En general, existe consenso sobre la conveniencia de aplicar consistentemente criterios económicos para la fijación de precios y tarifas. Aún así en 1990, los subsidios directos canalizados a los usuarios tuvieron un monto de 3,1 billones de pesos, siendo los servicios deficitarios: residencial, bombeo agrícola y pequeños usuarios de otras tarifas.

Cambio a la Política de Endeudamiento

Al deteriorarse la situación financiera, el sector eléctrico dejó de ser sujeto de los préstamos otorgados por los organismos financieros internacionales. Esto ocurrió a partir de 1972 y sólo se reanudaron en 1989.

En virtud de lo anterior, el sector tuvo acceso únicamente a créditos caros y con plazos inconvenientes. Paralelamente, y según se comentó al principio, el sector dependía casi íntegramente de los préstamos para financiar sus inversiones, ya que no generaba recursos propios.

Con las decisiones tomadas por el Gobierno de asumir la deuda del sector y de incrementar las tarifas para generar recursos propios, el sector volvió a ser sujeto de créditos con tasas de interés y plazos de amortización más convenientes.

En esta nueva etapa, se han obtenido dos préstamos del Banco Mundial; uno para la construcción de los Proyectos Hidroeléctricos de Aguamilpa (960 MW) y Zimapán (280 MW) y otro para la rehabilitación de centrales generadoras, así como para la ampliación de redes de transmisión y distribución. Adicionalmente obtuvo un préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo como cofinanciamiento al segundo préstamo del Banco Mundial, sumando en total US\$1.240 millones.

También ha contratado la construcción de cuatro importantes proyectos termoeléctricos que incrementarán la capacidad instalada en 2,420 MW, con financiamiento al 100% de grupos inversionistas que incluyen a los propios contratistas y proveedores. La operación se lleva a cabo de la siguiente manera:

La CFE invita a concursar a un mínimo de cinco grupos compuestos por fabricantes de equipos electromecánicos, constructores y agentes financieros, a quienes les entregan las especificaciones del proyecto a realizar, así como las características del sitio en donde será construido.

Las propuestas de los concursantes se presentan en sobre cerrado e incluyen las características de los equipos, el costo del proyecto, así como el financiamiento y los planes de pago. La apertura de sobres se realiza en un acto al que asisten los concursantes y los representantes de las autoridades competentes.

Una vez que se selecciona al concursante que presentó la mejor propuesta, la CFE celebra un contrato

de arrendamiento del proyecto a realizar, en el que se pactan como rentas, las amortizaciones al capital y el pago de intereses. A la terminación del contrato de arrendamiento, el bien objeto del mismo pasa a ser propiedad de la CFE a título gratuito.

El adjudicatario asume la responsabilidad de la ejecución total del proyecto desde la ingeniería hasta la entrega del mismo en servicio.

Durante el período de construcción, la CFE tiene derecho a supervisar los trabajos y a recibirlos a su satisfacción al quedar terminados.

Durante los próximos años se tienen expectativas de ampliar los préstamos del Banco Mundial y el BID para continuar los programas de transmisión y distribución, así como el del rehabilitación de centrales generadoras.

Asimismo, se tiene considerado construir otros proyectos termoeléctricos con financiamiento total de proveedores y contratistas.

Respecto al costo de las inversiones programadas para el período 1991-1999, se tiene el compromiso de financiarlas con un máximo de 50% de préstamos y de 10% de transferencias del Gobierno y el resto con recursos propios generados por el sector.

Compromisos del Sector en Materia de Productividad

Al ser asumida su deuda por el Gobierno Federal, el sector eléctrico se comprometió a mejorar los siguientes aspectos: productividad de la fuerza de trabajo, disponibilidad de centrales generadoras, eficiencia térmica y pérdidas de energía.

Productividad de la Fuerza de Trabajo

Hasta 1976, el crecimiento de la fuerza de trabajo era mayor que el de los consumidores. A partir de 1977, se estableció un programa de

productividad de la mano de obra, que ha hecho posible, a lo largo de estos 14 años, ir aumentando el número de usuarios tendidos por trabajador. En 1977, era de 140 y en 1990 llegó a 193, o sea un incremento de 38%.

A partir de 1987, el control se lleva separadamente para cada uno de los procesos de generación, transmisión y distribución.

Disponibilidad de las Centrales Termoeléctricas

El grado de utilización de la capacidad instalada repercute sensiblemente en el costo de la energía eléctrica, por lo que se ha puesto especial atención en elevar los niveles de disponibilidad de las centrales generadoras.

En el caso de las termoeléctricas se logró pasar de una disponibilidad de 64,7% en 1981 a 78,3% en 1990.

Eficiencia Térmica

La eficiencia de conversión de las centrales termoeléctricas ha mejorado en los últimos años debido al retiro de unidades de bajo rendimiento, a la incorporación de nuevas centrales de mayor tamaño, a los programas de mantenimiento y a la puesta a punto de las unidades generadoras.

Todo ello ha hecho posible elevar a 33,57% la eficiencia térmica en 1990. En 1974, era de 28,10%.

Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía eran de 12,5% en 1980-1982. En el año 1985, aumentaron hasta 13,47% y en 1989 alcanzaron el 14,02%. En 1990, bajaron a 13,61%. Todos estos valores son muy altos si se comparan con los que registran los países industrializados y se requieren grandes inversiones para abatirlos.

En vista de ello, se están solicitando préstamos al Banco Mundial y al BID, que permitan atacar el problema con la intensidad y magnitud requeridas.

Reorganización del Sector Eléctrico

Durante los años 1989 y 1990, el sector eléctrico modificó su estructura de organización con dos propósitos fundamentales: facilitar la medición de los resultados de los procesos operativos (generación, transmisión, distribución) y descentralizar a las áreas operativas algunas funciones de servicio, sobre todo las de adquisición de materiales y equipos y administración de personal.

Para cumplir el primer propósito, se crearon dos subdirecciones: la de Producción, que es la encargada de generar y transmitir la energía y entregarla en bloque, en las subestaciones de subtransmisión de las Gerencias Regionales que forman la Subdirección de Distribución y que se encargan de distribuir y comercializar la energía eléctrica en todo el territorio nacional.

La idea es que se asigne un precio de transferencia de la energía entregada por la Subdirección de Producción a la de Distribución.

El resultado de la Subdirección de Producción se define como la diferencia entre el precio de la energía entregada a distribución y sus costos de generación-transmisión. El de la Subdirección de Distribución se determina restando a los ingresos por la energía vendida a los consumidores el costo de la energía comprada, más los costos de distribución-comercialización.

PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico tendrá que duplicar su capacidad instalada, durante los próximos 10 años, para

poder satisfacer la creciente demanda.

El reto fundamental consiste en tener acceso a recursos financieros suficientes (propios y ajenos) para estar en posibilidad de realizar los programas de inversión necesarios. Estos programas son cuantiosos pues, además de construir otro sector eléctrico como el actual, implican la corrección de rezagos por la subinversión acumulada, la intensificación de los programas de diversificación de energéticos para disminuir la dependencia de los hidrocarburos y la incorporación de criterios de protección ambiental que implicarán mayores costos unitarios de inversión y de operación.

Por ello, el sector eléctrico deberá perfeccionar sus métodos de administración de proyectos de construcción, para reducir costos y tiempos; continuar con los programas de mantenimiento y rehabilitación de las instalaciones actuales; mantener la política actual de incrementos reales de precios y disminución de subsidios para alcanzar las metas de rentabilidad y autofinanciamiento comprometidas; y llevar a cabo programas de productividad más agresivos, que lo coloquen a la altura de las mejores empresas de servicio público y que le permitan tener acceso a los mercados de capitales en condiciones ventajosas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la ayuda proporcionada por Raúl Hudlet Yáñez, Jorge Alberto Aguilar L., Jorge García Peña, Heber Cinco Ley, Leonor Ugalde, Rosa María Sánchez y Celia Osorno C. en la preparación de esta presentación.

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) pone a su disposición el **Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)**, desarrollado con el apoyo técnico y financiero de la Comisión de Comunidades Europeas (CCE).

La base de datos del SIEE contiene información sobre:

- Precios de Energéticos
- Reservas de Fuentes Energéticas e Inventario de Recursos
- Mercado Petrolero
- Oferta de Energéticos
- Consumo desagregado por energético y por sectores económicos
- Balance de Energía
- Refinerías y Centrales Eléctricas
- Estadísticas Financieras del Sector Energético
- Estadísticas Demográficas y Económicas
- Indicadores Económico-Energéticos

Este Sistema se encuentra disponible para consulta en los Ministerios de Energía de cada uno de los Países Miembros y en la sede de OLADE en Quito, Ecuador, y puede ser obtenido por las Empresas Energéticas oficiales a través del Ministerio de Energía del país, y por las Empresas Privadas a través de Petroleum Intelligence Weekly, PIW, 575 Broadway, New York, NY 10012 U.S.A. Teléfono (212) 941-5500, Fax (212) 941-5508.

SIEE

The Mexican Electric Power Sector: Background, Present Situation, and Outlook*

José Luis Aburto-Avila and Arturo Gómez-Mariles**

The electric power sector in Mexico is composed of the Federal Electricity Commission (CFE), a decentralized public institution, and its subsidiary, the Central Light and Power Company (CLFC), which provides public service to Mexico City and surrounding areas.

The sector has an installed capacity of 25,890 MW, distributed in the following manner: oil-fired thermoelectric plants 60%, hydropower stations 30%, nuclear power plants 3%, coal-fired power plants 4%, and geothermal power plants 3%.

In 1990, 94,000 GWh were sold to 16.7 million consumers.

These high figures place the CFE and its subsidiary, the CLFC, among the 10 largest integrated electric power utilities in the world.

The Mexican electric power sector was nationalized in 1960, and for a long 10-year period it enjoyed a sound financial situation favored by low inflation, reasonable tariffs compared to costs, and low interest rates. This made it possible to finance investments with an adequate share of its own resources, government contributions, and foreign loans.

In the 1962-1972 period, the sector obtained five important loans from the World Bank, making it the

Bank's largest Latin American client.

During 1972 and 1983, the sector's financial situation deteriorated substantially due to the general rise of prices which was not accompanied by a proportional increase in electricity tariffs, as well as the increase in interest rates and the lack of government resources to contribute a reasonable share of the investments needed to meet increased demand, which during these years amounted to an average of 9% per year.

This resulted in investments being financed almost entirely with foreign credits, which were not always favorable. Even during 1978 and 1982, part of these credits were used to partially cover operating expenses. All of this generated a heavy financial burden. The total liabilities of the sector accounted for 80% of its total assets in 1983.

During this same five-year period (1978-1982), investments grew faster than the number of electricity consumers and sales. This was done in order to correct the shortage of supply, which caused restrictions in the service in 1980, and in response to the high increase in demand expected to begin that year. Nevertheless,

beginning in 1983, sector investments grew less rapidly than the number of consumers and sales. In 1989, real figures for investments were less than those of 1977. On the other hand, consumers and sales had increased by 100% in terms of the same base year. This reduction in investments was due to the sector's inability to generate its own resources and to the priority given to the reactivation of public financing over and above attention to sectoral requirements.

During the 1978-1982 period, investment was totally financed through loans. From 1983 onward, it began to be financed principally through government transfers, and it was not until 1988 that the sector began to generate a very small share of its own resources.

For this reason, the sector has initiated a series of special measures to reduce demand and increase supply of energy, among which the following are important: tariff increases; savings and rational use of energy; promotion of co-generation and self-supply; electric power imports; rehabilitation and modernization of thermoelectric generating units; strengthening the links in the main transmission network; more intensive use of combined cycles.

* Paper presented on September 6, 1991 at the Seminar on Policy Challenge for the Nineties: Overcoming the Power Sector Crisis of Latin America and the Caribbean cosponsored by the World Bank and OLADE and held in Cocoyoc, Mexico.

** Secretariat of Energy, Mines, and Semi-public Industry of Mexico

Regarding the rehabilitation of thermoelectric generating units, more than 1,000 MW has been recovered since 1984. In several industries, especially the cement industry, important energy savings have been observed. Self-generation has increased by more than 50% since 1989, and surpluses are already being supplied to the network. At present, 80 MW are imported, and this amount is scheduled to increase to 200 or 300 MW in coming years.

CORRECTIVE MEASURES

In order to put the sector back on a sound financial footing, the Mexican Government decided to adopt a series of measures. These are described as follows:

Taking on the Debt

If all the prices of electric power had increased during the 1972-1985 period in the same proportion as the recorded inflation, the electric power sector would have received an additional US\$10.6 billion dollars to its 1986 earnings.

For this reason, in 1986 the government decided to take on the amount of US\$8,578,000,000 dollars (in terms of 1986 currency) of the sector's total debt, an amount which is less than the subsidies granted to consumers during the 1972-1985 period. Due to this, liabilities came to account for only 10% of total assets, thus alleviating debt servicing and making it possible to generate its own resources.

In exchange for this, the sector assumed a set of productivity commitments, which are explained in another section. Also, it was apparent that it was necessary to increase electricity prices in real terms until a ratio of one with respect to costs was achieved. These increases must also take into account

the corrections of domestic fuel prices made by the government itself through the Mexican state oil company, *Petróleos Mexicanos*.

Finally, in order to ensure the capacity for self-financing, the sector is committed to obtaining a profit on fixed operating assets, at no less than 4% in 1992 and increasing up to 7% in 1996.

Corrections in Domestic Fuel Prices

As with the prices of electricity, the government maintained low fuel prices in general, especially industrial fuel.

For example, in the 1980-1990 period, the ratio of domestic fuel prices to international fuel prices (an energy resource used to generate nearly two-thirds of the electric power in Mexico) displayed amounts ranging from 0.08 to 0.70. Even considering differences in quality, the contrasts are striking.

These subsidies, along with others generated in the electric power sector itself, were then transferred in their entirety to the electricity consumers.

As a result of important corrections in fuel prices initiated in 1983, the subsidies for diesel came to an end in 1986, while those for natural gas ended in 1988 and those for fuel oil ended this year.

In 1991, the government decided that the prices of fuel oil and natural gas would be set by the international market. Since Mexico has a shortage of both products at present, the domestic price of fuel oil is the same as the spot price in Texas, adjusted for quality and taking into account transportation costs. For natural gas, the price is the same as that for import from the northern border, plus import and transportation costs. The value-added tax and marketing margins are also added to these prices.

Increases in Electricity Tariffs

Nation-wide tariffs were established in 1962, at which time the nationalization of the electric enterprises operating in the country was consolidated.

During the 1962-1970 period, these tariffs remained fixed and in spite of the low inflation rate, the real price of electric power decreased by an annual average rate of 3.3%.

During this time there were campaigns to promote electric power consumption and medium-sized communities were electrified. The number of users increased at an average rate of 10% annually and sales increased 12%.

The 1971-1980 period was characterized by a more moderate growth in the number of consumers and sales, by 6.3% and 9.2%, respectively.

During this period, several tariff increases were established which, with the exception observed in 1977 (applied at the end of 1976), were lower than the recorded inflation. Therefore, electricity prices dropped at an annual average rate of 4.5% in real terms. In 1980 the real KWh price was 63% of its 1970 value.

During the period, several structural changes were made: fixed residential tariffs and high-voltage tariffs were simplified; the indiscriminate help provided to residential consumers in hot climates was revised and the tariff for resale was eliminated, substituting it with a tariff for general use of high voltage. Also, a special high-voltage tariff for users having their own substations was established.

At the end of this period, all tariffs were subsidized. Those showing the greatest imbalances with respect to supply costs were those for pumping irrigation water, nixtamal mills and tortilla factories, resi-

dential service, public lighting and mining.

Beginning in 1983, the Mexican government decided to adopt a new tariff policy with the following main objectives:

1. Eliminate subsidies or, when this is not feasible, introduce pricing policies to gradually eliminate them.
2. Gradually eliminate from the tariff list those tariffs not based on the criteria of the cost of supply. These tariffs usually group users by activity more than by energy consumption characteristics.
3. Determine supply marginal costs (equilibrium or long term).
4. Gradually and in an organized fashion, introduce tariffs that reflect marginal costs of supply, starting with the largest consumers.

The use of electric power by the largest consumers concentrates a high share of the country's total consumption. The 250 users of high and very high voltages consume approximately 25% of the energy, and the 900 users in the medium-voltage tariff bracket with a maximum monthly demand of 1 MW or more consume another 10%.

For this population, plans have been made to introduce tariffs based on marginal costs. In view of the characteristics of the Mexican electric power sector, these tariffs indicate regions, hourly periods, and in some regions seasonal periods.

At the beginning of 1988 an optional kind of hourly tariff for users of high or very high voltages was established. At present, 62 users participate in this tariff system, and it has been possible to reduce the peak demand at slightly more than 500 MW.

For the remaining 60,000 or so medium-voltage users who consume about 20% of total energy, in the future it will be possible to offer them the option of operating under

The use of electric power by the largest consumers concentrates a high share of the country's total consumption. The 250 users of high and very high voltages consume approximately 25% of the energy, and the 900 users in the medium-voltage tariff bracket with a maximum monthly demand of 1 MW or more consume another 10%

the hourly tariff system or the traditional system. The program will depend to some extent on the availability of metering equipment.

For the consumers of lower voltages, there exist technical problems (mainly related to metering) related to the introduction of tariffs based on marginal costs. At present, the tariffs for these consumers are based on accounting costs in an attempt to eliminate subsidies.

The special tariff for mining was suspended in 1984, and the special tariff for nixtamal mills and tortilla factories was suspended in 1990.

In 1988 subsidies for industrial services were eliminated, and in 1989 subsidies for commercial services and public lighting were eliminated.

In 1989 the subsidy for high-consumption residential service was also eliminated when the fees for energy tripled. However, much remains to be done in the residential sector, and it has been decided to

adopt an medium-term policy to gradually and steadily correct at least some of the distortions.

The tariff for pumping irrigation water increased by 148% last year, and since January 1991 it has been subjected to a plan of gradual 3% monthly increases. The program could last for three or four years, depending on the development of the supply cost indexes.

There also exists a tariff for pumping potable or sewage water. From a technical viewpoint there is no justification for this, because these fees are determined by what the energy is used for. This tariff should also be eliminated, and the users should be included in other tariffs according to their consumption characteristics.

Generally, there is consensus regarding the advantages of consistently applying economic criteria for fixing prices and tariffs. In spite of this, direct subsidies channeled to the users in 1990 amounted to 3.1 trillion pesos. Services showing a

deficit were residential, irrigation pumping, and small consumers with other tariffs.

Change in Debt Policy

With the deterioration of the financial situation, the electric power sector no longer received loans from international financing institutions. This happened at the beginning of 1972 and not until 1989 was there a change in this situation.

Because of this, the sector had access only to expensive credits under unsuitable terms. At the same time, as already explained, the sector depended almost entirely on loans for financing its investments, because it was not generating its own resources.

With the decisions made by the government to assume the debt of the sector and raise tariffs to generate its own resources, the sector once again began receiving credits under advantageous terms and interest rates.

In this new stage, two loans have been obtained from the World Bank. One is for the construction of the hydropower projects of Aguamilpa (960 MW) and Zimapán (280 MW), and the other is for the rehabilitation of generation plants and also for extending transmission and distribution networks. Another loan from the Inter-American Development Bank was also granted to co-finance the second loan from the World Bank, amounting to a total of US\$1.24 billion.

The construction of four important thermoelectric projects which will increase the installed capacity to 2,420 MW has also been contracted. This is totally financed by investing groups which include the contractors and suppliers themselves. The operation is carried out in the following manner:

The CFE invites a minimum

of five groups of manufacturers of electrical mechanical equipment, builders, and financing agents to offer a bid. These groups are given the project's specifications and the characteristics of the site where it is to be built.

The proposals of the bidders are presented in sealed envelopes and include the characteristics of the equipment, project cost, as well as financing and payment plans. The envelopes are opened in a meeting in the presence of the bidders and representatives of competent authorities.

Once the bidder who presents the best proposal has been chosen, the CFE signs a lease contract of the proposed project to agree on income, capital amortizations, and interest payments. Upon expiration of the lease contract, the end product becomes the property of the CFE free of charge.

The contractor assumes entire responsibility for the project's implementation from engineering to the moment it is delivered and enters into operation.

The CFE has the right to supervise the work during the construction period and accept it as satisfactory when it is finished.

There are future plans for extending the loans from the World Bank and the IDB in order to continue programs of transmission and distribution along with the rehabilitation of generation plants.

There are also plans to build other thermoelectric projects financed entirely by suppliers and contractors.

Regarding the cost of the programmed investments for the 1991-99 period, there is a commitment for financing them with a maximum of 50% loans and 10% government transfers, the remainder coming from resources generated by the sector itself.

Sector's Productivity Commitments

When the Federal Government took over the electric power sector's debt, the sector agreed to improve the productivity of its labor force, availability of generation plants, thermal efficiency, and power losses.

Productivity of the Labor Force

Until 1976, the growth of the labor force was greater than that of the consumers. Starting in 1977, a program for labor productivity was established. This program has made it possible during these last 14 years to increase the number of users served per worker. In 1977, this number was 140 and in 1990 it reached 193, making an increase of 38%.

Since 1987, each process of generation, transmission, and distribution has been controlled separately.

Availability of Thermoelectric Plants

The degree of utilization of installed capacity perceptibly affects the cost of electric power. Therefore, special attention has been given to increasing the availability levels of the generation plants.

In the case of the thermoelectric units, it was possible to increase from an availability of 64.7% in 1981 to 78.3% in 1990.

Thermal Efficiency

The conversion efficiency of the thermoelectric plants has improved during recent years because poorly performing units have been withdrawn, new and larger plants have been incorporated, maintenance programs have been implemented, and the generation units have been overhauled.

This has made it possible to increase thermal efficiency to 33.57% in 1990. In 1974, it was 28.10%.

Power Losses

Power losses amounted to 12.5% in 1980-1982.

In 1985, they increased to 13.47%, and in 1989 they reached 14.02%. In 1990, they dropped to 13.61%. All these figures are very high, compared with those registered by industrialized countries, and large investments are needed to bring them down.

For this reason loans are being requested from the World Bank and the IDB in order to tackle the problem with the necessary intensity and in suitable proportions.

Reorganization of the Electric Power Sector

During 1989 and 1990, the electric power sector modified its organizational structure aimed at achieving two essential purposes: to facilitate the measurement of the results of operating processes (generation, transmission, distribution) and to decentralize some service functions out to the operational areas, especially the purchase of materials and equipment and staff administration.

In order to fulfill the first objective, two Subdivisions were created. The Production Subdivision is in charge of generating and transmitting energy and furnishing it in block form to the subtransmission substations of the Regional Managerial Offices that make up the Distribution Subdivision and are in charge of distributing and marketing electric power nationwide.

The idea is to allocate a transfer price for the energy delivered by the Production Subdivision to Distribution.

The output of the Production Subdivision is defined as the difference between the price of energy delivered to distribution and its generation/transmission costs. The output of the Distribution Subdivision is determined by subtracting the cost of purchased energy plus the costs of distribution/marketing from the earnings gained from energy sold to consumers.

PERSPECTIVES OF THE ELECTRIC POWER SECTOR

The electric power sector will have to duplicate its installed capacity during the next 10 years in order to meet increasing demand.

The basic challenge consists of finding sufficient financial resources (of its own and external) in order to implement the needed investment programs. These pro-

grams are numerous, because in addition to building another electric sector similar to the present one, they involve correcting the results of accumulated underinvestment, the intensification of energy diversification programs to decrease dependence on hydrocarbons and to incorporate environmental protection criteria which would imply greater investment and operating unit costs.

For this, the electric power sector should perfect its methods for managing construction projects in order to reduce costs and time, continue with the maintenance and rehabilitation of present installations, maintain the present policy of real increases of prices and decrease subsidies in order to attain the profitability and self-financing goals that were agreed upon, and implement more aggressive productivity programs to place it alongside the best public service enterprises and enable it to gain access to capital markets under advantageous conditions.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to thank Raúl Hudlet Yáñez, Jorge Alberto Aguilar L., Jorge García Peña, Heber Cinco Ley, Leonor Ugalde, Rosa María Sánchez, and Celia Osorno C. for their assistance in preparing this presentation.

The Latin American Energy Organization (OLADE) is making available the Energy-Economic Information System (SIEE), which has been developed with the technical and financial support of the Commission of the European Communities (CEC).

The SIEE data base contains information on:

- Energy prices
- Reserves of energy sources and inventory of resources
- Oil market
- Supply of energy products
- Consumption disaggregated by energy product and economic sector
- Energy balances
- Refineries and power stations
- Financial statistics of the energy sector
- Demographic and economic statistics
- Energy - economic indicators

This System is available for consultation in the Ministries of Energy of each member country of OLADE and at the headquarters of the Secretariat in Quito, Ecuador, and can be obtained by official energy companies through the Ministry of Energy of each country and by private enterprises through Petroleum Intelligence Weekly (PIW), 575 Broadway, New York, NY 10012 U.S.A. Telephone (212) 941-5500, and fax (212) 941-5508.

SIEE