

# **RECOMENDACIONES DE POLITICA DE TARIFAS ELECTRICAS**

**Trabajo presentado a la**

**COMISION REGULADORA DE ENERGIA**

**CRE07 Informe de la tarea # 3**

**José Luis Aburto  
Diciembre de 2007**

## Contenido

### 1. Propósito de este trabajo y descripción de los capítulos

### 2. Reseña histórica de las tarifas en México

- 2.1 Las tarifas después de la nacionalización (1960-1970)
- 2.2 La inflación y los subsidios (1970-88)
- 2.3 Eliminación de algunas tarifas para usos específicos e introducción del Aprovechamiento (los años 80)
- 2.4 La implantación de tarifas basadas en costos marginales (1988-91)
- 2.5 Actualización de las tarifas horarias (1996)
- 2.6 Inmovilidad en política de tarifas (2001-2007)
- 2.7 Efectos de las restricciones presupuestarias y los esquemas de financiamiento
- 2.8 Impacto del uso del gas natural
- 2.9 Situación actual

### 3. Marco de referencia teórico

- 3.1 Distintos enfoques para la definición de las tarifas
- 3.2 El enfoque de contabilidad
- 3.3 Las tarifas eléctricas de acuerdo con la teoría económica
- 3.4 Distintas definiciones del costo marginal de generación
- 3.5 Consenso sobre el uso del costo marginal de largo plazo en transmisión y distribución
- 3.6 La estructura óptima de las tarifas eléctricas

### 4. La metodología para el diseño de tarifas basadas en costos marginales

- 4.1 Cálculo de los costos marginales de capacidad y energía
  - 4.1.1 Metodología de tarificación por medio de costos marginales
  - 4.1.2 Costos marginales de capacidad de generación y transmisión
  - 4.1.3 Costos marginales de capacidad de distribución
  - 4.1.4 Costos marginales de energía
  - 4.1.5 resumen de costos marginales de capacidad y de energía
- 4.2 Diseño de tarifas basadas en costos marginales (tarifas teóricas)
  - 4.2.1 Segmentaciones de los costos marginales
  - 4.2.2 Curvas de carga de los sistemas eléctricos
  - 4.2.3 Curvas de carga de los usuarios del servicio eléctrico
  - 4.2.4 Determinación de las clases de usuarios
  - 4.2.5 El diseño de las tarifas teóricas
  - 4.2.6 Clasificación actual de las tarifas eléctricas
  - 4.2.7 Clasificación normativa de las tarifas eléctricas

- 4.3 Cálculo de los ingresos requeridos
  - 4.3.1 Definición de la base de costos
  - 4.3.2 Definición de criterios de política financiera y política fiscal
  - 4.3.3 Incorporación de estándares de eficiencia
  - 4.3.4 Elaboración de proyecciones financieras

- 4.4 Determinación de las tarifas objetivo
  - 4.4.1 Asignación de la brecha de ingresos
  - 4.4.2 Cálculo de las tarifas objetivo
  - 4.4.3 Medición y cálculo de los subsidios
  - 4.4.4 Mecanismos de ajuste automático a las tarifas

## **5. Recomendaciones de política para acercar las tarifas vigentes a las tarifas objetivo**

- 5.1 Implicaciones de la aplicación de un sistema conceptual de tarifas objetivo
- 5.2 Recomendaciones de carácter general sobre las tarifas existentes
- 5.3 Aplicación de las tarifas horarias en media tensión
- 5.4 Subsidios a los usuarios del servicio eléctrico
- 5.5 Las tarifas residenciales

## **6. La tarea pendiente para los próximos años**

- 6.1 Necesidades en materia de tarifas eléctricas
- 6.2 Resultados de los trabajos recientes sobre tarifas eléctricas
- 6.3 Diagnóstico de las actividades relacionadas con las tarifas eléctricas
- 6.4 Examen del marco jurídico para las tarifas eléctricas
- 6.5 Examen del marco jurídico para los subsidios a los usuarios del servicio eléctrico
- 6.6 El papel que les corresponde: al gobierno, al regulador, a los órganos de gobierno, a los suministradores
- 6.7 Fortalecimiento institucional

## **Anexo 1. El marco jurídico para tarifas eléctricas**

## **Anexo 2. Glosario de definiciones**

## **1. Antecedentes y propósito de este trabajo**

Este documento tiene por objeto someter a la consideración de la CRE un conjunto de ideas que constituyen los principios básicos de un plan de acción, para avanzar en la modernización del sistema de tarifas eléctricas de México.

El objetivo final es contribuir al desarrollo de un sistema integral de tarifas eléctricas congruentes, eficientes, con subsidios limitados en su cobertura y monto; que dé viabilidad financiera a la industria eléctrica y apoye la competitividad de los usuarios del servicio.

En el capítulo 2 se presenta una reseña histórica de las tarifas eléctricas en el país a partir de la nacionalización de la industria en 1960. Se describen: el proceso de unificación de las tarifas, la introducción de los subsidios en los años setenta, la eliminación de algunas tarifas para usos específicos, la asunción de la deuda en 1986 y la introducción del Aprovechamiento, la implantación de las tarifas basadas en costos marginales a partir de 1988, y los efectos de las políticas de financiamiento y de energéticos seguidas en los últimos 15 años. El capítulo cierra con un diagnóstico de la situación actual.

El capítulo 3 tiene como propósito poner en perspectiva la base teórica que, con apoyo en distintas disciplinas, en particular la contabilidad, la economía, las finanzas, los sistemas eléctricos y su representación mediante modelos matemáticos, da lugar al desarrollo de distintas metodologías para la determinación y el cálculo de las tarifas. En este capítulo se comentan y comparan distintos sistemas para la fijación de las tarifas y se concluye que la mejor opción comprende la integración de una visión pluridisciplinaria, que toma en cuenta las características técnicas particulares de la industria eléctrica y pone énfasis en los criterios económicos para promover eficiencia en los procesos productivos y señales eficientes en los precios de la energía. Al mismo tiempo, esta metodología reconoce la necesidad de preservar la salud financiera de los organismos.

El capítulo 4 es la parte medular del documento. En él se describe en detalle la metodología propuesta para fijar las tarifas eléctricas. En el curso de esta descripción se identifican problemas de naturaleza diversa que han complicado la expedita y eficaz actualización de las tarifas en el pasado. Los problemas comprenden aspectos institucionales y del marco jurídico; distorsiones de carácter financiero y fiscal en los organismos encargados del servicio eléctrico; obstáculos que el marco normativo impone a la eficiencia de los organismos y a su mejor administración; deficiencias en la información disponible y en algunos aspectos de la aplicación de la metodología. Los problemas técnicos de la metodología, incluyendo las distorsiones de carácter financiero y fiscal, se comentan en este mismo capítulo y se proponen soluciones concretas a algunos de ellos; sobre otros problemas técnicos se propone la realización de estudios e investigaciones para mejorar la calidad de la información, fundamentar mejores decisiones y aplicar mejores procedimientos.

En el capítulo 5 se toman las tarifas vigentes como punto de partida y se presentan propuestas para acercarlas a las tarifas objetivo (tarifas que satisfacen simultáneamente los criterios de eficiencia económica y de financiamiento). Esto implica actualizar las tarifas horarias y ampliar su aplicación a más clases de usuarios, eliminando, al mismo tiempo, subsidios cruzados; desaparecer algunas tarifas para usos especiales, redefinir otras, y desarrollar planes de largo plazo para racionalizar los subsidios excesivos otorgados a usuarios residenciales y de riego agrícola. Se recomienda que, al final, los subsidios que subsistan se otorguen como ayudas directas a los usuarios objetivo, dentro de programas específicos de apoyo al campo y a los hogares en situación de pobreza.

El capítulo 6 resume las tareas pendientes para los próximos años. En primer término se presenta un resumen de los estudios e investigaciones requeridos y de los criterios de política financiera y fiscal recomendados para consolidar un sistema de tarifas satisfactorio, transparente, competitivo. El resto del capítulo está enfocado a examinar los problemas institucionales que obstaculizan el mejor desarrollo de los estudios de tarifas eléctricas y la implantación de sus resultados; para concluir con recomendaciones sobre: el marco normativo; el papel que deben asumir el gobierno, el regulador, los órganos de gobierno y los suministradores; y la necesidad de fortalecer a las áreas encargadas de la función de tarifas eléctricas en las distintas instituciones.

## **2. Reseña histórica de las tarifas eléctricas en México.**

### **2.1 Las tarifas después de la nacionalización (1960-1970)**

Al nacionalizarse la industria eléctrica en 1960 se inició un proceso de consolidación de las tarifas eléctricas cuyo fin fue obtener un sistema uniforme de tarifas para todo el país.

Inicialmente las tarifas de las distintas empresas eléctricas se agruparon de acuerdo con los usos finales de la energía y se establecieron tres niveles de tarifas. Gradualmente, los tres niveles convergieron hasta lograr tarifas uniformes en todo el país. La mayor parte de las tarifas alcanzaron esta condición en el año de 1962. En general, se adoptó el nivel más bajo prevaleciente para cada tarifa. Solamente en el sector agrícola el tiempo de consolidación en una tarifa uniforme tomó varios años más.

Al final de este proceso se tuvo un sistema nacional consistente en doce tarifas:

- 1) Residencial
- 2) General de baja tensión
- 3) General de baja tensión con cargo por demanda
- 4) Molinos de nixtamal y tortillerías
- 5) Alumbrado público
- 6) Bombeo de aguas potables y negras
- 7) Usos temporales
- 8) General de media tensión
- 9) Riego agrícola
- 10) Ventas al mayoreo
- 11) Minas
- 12) General de alta tensión

Siguiendo las prácticas vigentes en los EUA, estas tarifas se fijaron de acuerdo con criterios contables, tomado como base los costos contables de CFE. El gobierno otorgó subsidios generales para la tarifa de riego agrícola y la de molinos de nixtamal y tortillerías; estos subsidios eran moderados y financiados. Las demás tarifas se fijaron de acuerdo con los costos contables.

Aun cuando las tarifas permanecieron esencialmente constantes entre 1962 y 1973, esto no significó un problema durante los sesenta debido a que: (i) la inflación era muy baja; entre 2 y 3% por año; y (ii) CFE absorbía economías de escala importantes en generación y transmisión que compensaban plenamente los incrementos en los costos de los insumos.

Sin embargo, la década de los setenta trajo nuevos problemas que marcaron el deterioro financiero de la industria.

## **2.2 La inflación y los subsidios (1970-88)**

Durante la década de los 70 se aceleró la inflación en México, los aumentos a las tarifas siempre fueron insuficientes y, cuando los hubo, se vieron rebasados en breve plazo por la inflación general. El resultado fue el deterioro gradual de la situación financiera de CFE y LFC.

En respuesta, en 1982 se estableció una fórmula de ajuste mensual, por concepto de combustibles, aplicable a todas las tarifas de uso general. Esto resolvió parcialmente el problema; sin embargo, ya que los componentes del costo distintos a los combustibles no se ajustaban, las tarifas seguían deteriorándose, aunque a un menor ritmo.

Durante los setenta y hasta 1986, el precio real de la electricidad disminuyó notablemente. En consecuencia, desde los primeros años CFE financió su expansión mediante endeudamiento; después se abusó del endeudamiento, de manera que al final del período este se requería también para cubrir el servicio de la deuda e, inclusive, una parte del gasto corriente.

En 1986 el gobierno federal asumió casi toda la deuda contratada de CFE, con lo cual se modificó sensiblemente la estructura financiera de la empresa. El patrimonio representó el 21% del activo en 1983 y aumentó a 88% en 1986, después de la capitalización. A su vez, en 1983 el costo financiero representaba el equivalente al 43% del costo total de la energía suministrada, reduciéndose a 3% en 1987.

En estas condiciones, si no se tomaban medidas especiales, se tendrían las siguientes consecuencias:

- a) El nuevo estado de resultados mostraba utilidades importantes, lo que a su vez significaba un reparto de utilidades a los trabajadores.
- b) Las tarifas eléctricas parecerían excesivas; hubo funcionarios públicos que propugnaban por bajarlas.
- c) Desde el punto de vista de flujo de efectivo no había generación interna de recursos para financiar un porcentaje apropiado del programa de inversiones, por lo cual, si las tarifas eléctricas no seguían aumentando, en pocos años se volvería a depender excesivamente del endeudamiento.

Estas cuestiones llevaron a establecer el concepto de Aprovechamiento.

## **2.3 Eliminación de algunas tarifas para usos específicos e introducción del aprovechamiento (los años ochenta)**

En su origen se le reconocieron tres funciones básicas al aprovechamiento.

1) Recuperar una estructura lógica del costo total, en el estado de resultados.

El costo total se compone de:

- costo de explotación (o costo directo)
- costos indirectos
- retribuciones al pasivo y al capital

En general, este último componente comprende: dividendos, intereses e impuestos.

Hasta 1986 CFE solo pagaba intereses, pero lo hacía exageradamente. Al asumir el gobierno los pasivos el pago por concepto de intereses disminuyó sensiblemente, mientras el Aprovechamiento vino a tomar el papel de un pago de dividendos e impuesto sobre la renta.

2) Mantener una estructura sana para el financiamiento de la inversión.

En el flujo de efectivo, la generación interna de recursos (GIR) está dada por la diferencia entre los ingresos (I) y la suma del gasto corriente (GC) y el servicio de la deuda (SD).

$$GIR = I - GC - SD$$

La inversión (INV) se financia a partir de tres fuentes: GIR, aportaciones de capital (AC) y endeudamiento (E). En 1986 el gobierno y CFE adoptaron como meta para alcanzar y mantener, la relación:

$$INV = 0.7 \text{ GIR} + 0.15 \text{ AC} + 0.15 \text{ E}$$

3) Mantener una rentabilidad apropiada sobre el patrimonio.

En su origen, el aprovechamiento se pensó como una tasa de rentabilidad sobre aquella porción de los activos que son propiedad de Estado; reconociendo que los intereses ya reflejan una retribución a los pasivos. En la Ley, sin embargo, se definió el aprovechamiento como una retribución sobre el activo fijo neto en operación. La diferencia es importante en la medida que aumenta el pasivo. En 1986, tras la capitalización del pasivo, el patrimonio fue igual al 88% del activo; para 2006 la relación patrimonio / activo fue 53.7%. La tendencia actual es decreciente.

La definición legal del Aprovechamiento se reproduce en la sección 4.3.2. En la práctica, para fijar el nivel del aprovechamiento, la SHCP ha mantenido una tasa de rentabilidad de 9% sobre el activo fijo neto en servicio al cierre del año anterior.



## **2.4 La implantación de tarifas basadas en costos marginales (1988-91)**

Desde principios de los ochenta se efectuaron estudios de costos marginales en CFE; posteriormente, en 1986, CFE contrató los servicios especializados de consultoría de Endesa, empresa eléctrica de participación estatal, de Chile, con el fin de elaborar una propuesta para implantar tarifas basadas en costos marginales en México. El sistema de tarifas eléctricas de Chile estaba fundamentado en la metodología de costos marginales establecida en Francia desde los años cincuenta.

En México las tarifas horarias basadas en costos marginales se establecieron por primera vez en el año de 1988. En ese momento las tarifas horarias se ofrecieron por invitación y con carácter optativo a los usuarios de alta tensión; 28 usuarios las adoptaron, exitosamente, a lo largo del primer año de vigencia del programa. En los siguientes años más usuarios se incorporaron a ellas. A cada cliente se le daba un período de prueba de 3 meses durante el cual se le facturaba de ambas formas, con la tarifa horaria y con la tradicional, cobrándole la que resultaba menor. Esto permitía a los usuarios familiarizarse con el nuevo sistema y optimizar sus proceso y prácticas de operación, antes de estar obligados al nuevo régimen.

Tres años después, en 1991, se establecieron tarifas horarias obligatorias para todos los usuarios de alta tensión y para aquellos que, siendo suministrados en media tensión, registraban demandas mensuales superiores a los 1,000 kW.

Para establecer este nuevo régimen de tarifas, CFE contrató servicios de consultoría conjuntos de Electricité de France y Endesa, de Chile.

En diciembre de 1996 el límite de aplicación de la tarifa horaria de media tensión, HM, se amplió para incorporar a usuarios con demandas superiores a los 500 kW. En diciembre de 1997 el límite de la tarifa HM se redujo para incorporar a usuarios con demandas superiores a los 300 kW. Este programa de incorporación concluyó en diciembre de 1998.

Entre 1999 y 2000 se llevó a cabo una nueva campaña de incorporación a la tarifa HM. Al final del programa quedaron en el sistema horario todos los usuarios de media tensión, de usos generales, con demandas superiores a los 100 kW. Desde entonces, más de la mitad de la energía eléctrica vendida en México esta sometida a la aplicación de tarifas horarias.

Desde 2001 está suspendido el proceso de ampliación de cobertura de las tarifas horarias.

## **2.5 Actualización de las tarifas horarias (1996)**

Cuando se estableció el régimen obligatorio de tarifas horarias, en 1991, se decidió que un plazo de 5 años era adecuado para realizar la actualización

completa de los estudios de demanda y de costos marginales. En 1996 se llevó a cabo un nuevo estudio, como resultado del cual en diciembre de ese año se actualizaron estructuras y niveles de las tarifas horarias.

En esa ocasión se obtuvieron los resultados siguientes:

- Se llevó a cabo el proceso de actualización estructural correspondiente a las tarifas para servicios suministrados en alta tensión y para los grandes usuarios atendidos en media tensión.
- La tarifa ordinaria de media tensión para usos generales (OM) fue diferenciada regionalmente y por estación, eliminando los subsidios cruzados que subsistían por esos motivos.
- A todas las tarifas de alta tensión, y a las tarifas de media y baja tensiones para usos generales, se les aplica, a partir de 1997, una cláusula de ajuste mensual por incrementos en costos, cuya finalidad fue asegurar la permanencia del nivel real de estas tarifas.

Como ya se mencionó, posteriormente se siguió ampliando el ámbito de aplicación de la tarifa horaria de media tensión, HM, hasta abarcar a finales del año 2000 a todos los usuarios de usos generales con demandas superiores a 100 kW.

## **2.6 Inmovilidad en la política de tarifas (2001-2007)**

Tras la revisión de 1996, quedaron muchos problemas por resolver en relación con diversas tarifas; particularmente por lo que se refiere a las de usos específicos (residenciales, agrícolas y de servicios públicos). Entre estos grupos de tarifas destacan dos tipos de problemas, el de los subsidios excesivos a los sectores residencial y agrícola, y el de las mezclas de tensiones de suministro en las tarifas de los sectores agrícola y de servicios públicos.

También quedaron pendientes de atender temas relacionados con las tarifas para las ventas entre los procesos de generación y transmisión, y entre este y la distribución.

### Las tarifas para servicio residencial

En febrero de 2002 se implantó un cambio profundo a la estructura de las tarifas residenciales. En cada una de las tarifas básicas 1 a 1E se establecieron dos regímenes de facturación. El primero, más bajo, aplicable al 70% de los usuarios con consumos menores, con dos cargos de energía muy inferiores a los costos de suministro. El segundo, aplicable al 25% de los usuarios con consumos más elevados, con tres cargos por energía, el tercero de ellos superior a los costos de suministro.

Finalmente el 5% de los usuarios de cada tarifa, con los consumos mayores, fueron incorporados a nuevas tarifas denominadas DAC (Doméstica de alto consumo), de las cuales se definieron 6 versiones, correspondientes a otras tantas regiones. Estas tarifas se definieron con base en los costos marginales de cada región y no, como las tarifas básicas, en función del clima de verano de cada localidad. Inicialmente se definieron dos cargos por energía para cada tarifa DAC, ambos superiores a los costos de suministro. Posteriormente se eliminó el segundo cargo.

El objetivo de esta reestructuración a las tarifas residenciales fue el de iniciar un proceso de racionalización de los subsidios. Los subsidios permanecerían en los mismos niveles para el 70% de la población con los consumos más bajos; se reducirían al siguiente 25% de los usuarios y serían eliminados para el 5% con los mayores consumos. Sin embargo, ante las presiones de los grupos de consumidores de las regiones más cálidas, al iniciar la época de verano el gobierno introdujo una nueva tarifa, 1F, para zonas con temperatura media de verano superior a los 33°C. Esta tarifa subsidia consumos mensuales medios de 2,500 kWh, lo que implica subsidios efectivos superiores a los 4,000 kWh en los meses cálidos; un nivel excesivo, aun para estándares de consumo de un país como los EUA.

Adicionalmente, desde esa fecha se aceleró la reclasificación de localidades a tarifas más subsidiadas con lo cual, poblaciones grandes, entre las que destaca Monterrey, terminaron pagando por la energía precios inferiores a los vigentes antes de la reestructuración de febrero de 2002. Actualmente, al nivel nacional, solo un 2% de los usuarios permanecen en tarifas DAC. Al final el esfuerzo de 2002, que incorporó varios conceptos esenciales para la racionalización de los subsidios, resultó nugatorio. Ahora los subsidios totales son de mayor magnitud; al mismo tiempo, aumentó su regresividad en las tarifas 1A a 1F y crecieron los subsidios cruzados en tarifa 1.

### Otros estudios sobre tarifas eléctricas en México

Entre 1998 y 1999, por conducto de la CRE, el gobierno llevó a cabo un conjunto de estudios de la industria eléctrica encaminados a fundamentar la propuesta de reforma de la industria que la administración del Presidente Zedillo propuso al Congreso a principios de 1999.

Entre estos estudios se incluyó uno referente a las tarifas eléctricas, conducido por la firma NERA. El énfasis estuvo en examinar los precios de venta entre los segmentos de generación y transmisión y entre este y distribución. Además, se examinó la distribución de los subsidios, con especial atención al sector residencial. En particular, sobre este sector, NERA recomendó iniciar la reducción gradual de los subsidios, reduciendo su regresividad y fijando el último cargo de energía igual al costo marginal, para proporcionar una señal eficiente de precio a un segmento de los usuarios.

Cuando posteriormente la reforma eléctrica no prosperó, tampoco se implantaron las recomendaciones de NERA sobre tarifas eléctricas.

En 2004 el gobierno licitó un nuevo estudio de tarifas eléctricas, esta vez con el propósito expreso de actualizar sus estructuras y niveles. La licitación se llevó a cabo después de dos años de preparación de los términos de referencia y las condiciones de la licitación misma, por parte del Grupo Interinstitucional de Tarifas Eléctricas (GT), integrado entonces por las Secretarías de Hacienda y Energía, la CRE, CFE y LFC. Sin embargo, debido a restricciones en la normatividad, la licitación no satisfizo las condiciones idóneas de preselección de las firmas participantes, ni de evaluación de ofertas, ni de plazo del estudio. El estudio fue realizado por un consorcio encabezado por la firma Pace Global; al final, los resultados del estudio no resultaron satisfactorios y el GT no llegó a un consenso sobre la aplicación de las recomendaciones del consultor.

Finalmente, entre 2005 y 2006 el Grupo Interinstitucional de Tarifas Eléctricas actualizó el estudio de Pace Global, pero sus miembros no alcanzaron acuerdos sobre el tratamiento que debía darse a varios conceptos para el cálculo de los costos marginales y del ingreso requerido; por tal motivo, el estudio quedó inconcluso.

Las tarifas horarias mantienen las estructuras definidas en 1996, por lo que resulta prioritario actualizarlas a la brevedad.

La de diciembre de 1996 fue la última revisión profunda a la estructura y los niveles de las tarifas eléctricas. Desde entonces han cambiado sensiblemente: la mezcla de tecnologías para generación, la configuración de las redes de transmisión y distribución, la capacidad de transmisión entre regiones, la densidad de las cargas y las curvas de carga. Por lo tanto, es razonable suponer que las tarifas horarias actuales son inadecuadas en sus estructuras y en sus niveles.

## **2.7 Efectos de las restricciones presupuestarias y los esquemas de financiamiento**

Entre 1982 y fines de los 90 la industria eléctrica estuvo sometida a restricciones en sus presupuestos de inversión. Como consecuencia, se acumularon rezagos, ineficiencias y obsolescencias en la infraestructura eléctrica.

A partir de mediados de los noventa se introdujo la modalidad de financiamientos denominada Pidiregas y, con ello, inició la expansión de la capacidad de generación mediante proyectos de producción independiente. Estos proyectos de inversión privada han sido todos de ciclos combinados a gas natural. De manera limitada se han construido algunas centrales eléctricas con otras tecnologías, principalmente utilizando el mecanismo denominado Obra Pública Financiada.

A partir del año 2000, los Pidiregas se aplicaron también al financiamiento de obras de transmisión. Para estos tipos de proyectos no ha habido restricciones presupuestarias, por lo cual, debido a crecimientos de la demanda de energía inferiores a los previstos, actualmente CFE cuenta con niveles excesivos de reserva de capacidad de generación y su red de transmisión está holgada.

En cambio, las restricciones presupuestarias siguen siendo severas para el uso de recursos fiscales. En consecuencia, prevalecen condiciones de subinversión en las redes de distribución y en los mantenimientos, en general. Es importante corregir estas distorsiones en la inversión para que la infraestructura de los sistemas eléctricos recupere condiciones de eficiencia y competitividad.

## **2.8 Impacto del uso del gas natural**

### La mezcla de generación

Durante la década de los 90 en muchos países fue común considerar los ciclos combinados a gas la mejor solución para la industria eléctrica, por sus múltiples ventajas: relativamente bajos costos de inversión, plazos breves de construcción, elevadas eficiencias térmicas, impactos ambientales inferiores a las demás tecnologías basadas en combustibles fósiles.

A partir de 1994 el gobierno y CFE siguieron una política para la expansión de la capacidad de generación eléctrica basada en los ciclos combinados a gas natural. Esta política fue adoptada por los gobiernos y empresas eléctricas de varios países y se fundamentó en los avances tecnológicos que los ciclos combinados experimentaron desde finales de los años 80.

Adelante se presenta un cuadro contrastando varios aspectos de la generación y el consumo de electricidad en EUA y México en el año 2004<sup>1</sup>.

La mezcla de generación se comenta al final. Llama la atención que los usos propios son mayores en México que en EUA, como porcentaje de la generación total, ya que suelen ser las carboeléctricas las centrales con usos propios más elevados y las hidroeléctricas las de usos propios más bajos.

Que las pérdidas de distribución sean mayores en México se justifica en virtud de que los consumos por usuario en bajas tensiones son muy inferiores en nuestro país; además, la densidad de carga en México, medida en MWh / km<sup>2</sup> es del orden del 22% de la de EUA. No obstante, el porcentaje de ventas en baja tensión es más elevado en EUA y se sabe que las pérdidas en México, particularmente en LFC, son excesivas.

---

<sup>1</sup> Porcentajes en verde están referidos a Producción Total, en azul a Oferta Interna y en amarillo a Consumo Final

## Mezclas de Generación y Consumo Sectorial de Electricidad en EUA y México, año 2004

Generación a base de :	EUA		México	
	GWh	%	GWh	%
Carbón	2,090,455	50.1%	23,895	10.7%
Combustóleo	139,127	3.3%	69,595	31.1%
Gas Natural	731,552	17.5%	87,045	38.8%
Biomasa	47,187	1.1%	2,515	1.1%
Desechos	24,556	0.6%	0	0.0%
Nuclear	813,339	19.5%	9,194	4.1%
Hidro	297,894	7.1%	25,206	11.2%
Geotérmica	15,487	0.4%	6,577	2.9%
Solar Fotovoltaica	6	0.0%	35	0.0%
Solar Termica	587	0.0%	0	0.0%
Otros	14,291	0.3%	15	0.0%
<b>Producción Total</b>	<b>4,174,481</b>	<b>100.0%</b>	<b>224,077</b>	<b>100.0%</b>
Importación	34,210	0.8%	47	0.0%
Exportación	-22,898	-0.5%	-1,006	-0.4%
<b>Oferta Interna</b>	<b>4,185,793</b>	<b>100.3%</b>	<b>223,118</b>	<b>99.6%</b>
<b>Usos Propios</b>	<b>280,550</b>	<b>6.7%</b>	<b>17,604</b>	<b>7.9%</b>
<b>Pérdidas en Redes</b>	<b>265,180</b>	<b>6.3%</b>	<b>35,501</b>	<b>15.9%</b>
<b>Consumo Final</b>	<b>3,640,065</b>	<b>100.0%</b>	<b>170,013</b>	<b>100.0%</b>
Industria	941,899	25.9%	101,737	59.8%
Transporte	7,064	0.2%	1,137	0.7%
Residencial	1,293,587	35.5%	40,874	24.0%
Comercial y Servicios Públicos	1,229,045	33.8%	19,280	11.3%
Agricultura	0	0.0%	6,985	4.1%
Otros No Especificados	168,470	4.6%	0	0.0%

Fuente: IEA, página web

Estos dos conceptos, los usos propios y las pérdidas en distribución, deben ser atendidos para aumentar la competitividad de la industria eléctrica de México.

Regresando a la mezcla de generación, el cuadro siguiente es un resumen del anterior, que enfatiza las diferencias entre los sistemas eléctricos de ambos países.

Generación a base de :	EUA		México	
	GWh	%	GWh	%
Carbón + Nuclear	2,903,794	69.6%	33,089	14.8%
Hidrocarburos	870,679	20.9%	156,640	69.9%
Hidro	297,894	7.1%	25,206	11.2%
Otros	102,114	2.4%	9,142	4.1%

La economía de los hidrocarburos es riesgosa y volátil, particularmente la del gas natural, ya que el combustóleo es un subproducto de la refinación del petróleo, con escasas aplicaciones y mercados poco profundos. En contraste, los precios del carbón son más estables debido a la abundancia y dispersión de las reservas.

El costo de la energía nuclear es, junto con la hidroelectricidad, esencialmente constante.

El cuadro anterior muestra un sistema eléctrico robusto en los EUA, en el cual se pueden aprovechar los ciclos de precios bajos de los hidrocarburos para aumentar su consumo, pero reducirlo cuando los precios relativos de los mismos se disparan. A raíz del encarecimiento del gas natural, en EUA nuevamente se están construyendo centrales carboeléctricas convencionales; como se observa en el siguiente cuadro, en ese país el carbón nuevamente será la principal fuente de generación eléctrica incremental a partir de 2009.

### Capacidad planificada para entrar en Operación en los próximos años en EUA

(Megawatts)

Por tipo de energía	2007	2008	2009	2010	suma
Carbón	1,589	1,056	15,287	9,350	27,282
Derivados de petróleo [1]	78	168	817	300	1,363
Natural Gas	16,892	15,050	8,511	5,815	46,268
Otros Gases [2]	391	1,160	--	--	1,551
Nuclear	--	--	--	--	0
Hidroelectricidad	3	4	--	1	8
Renovables[3]	2,454	695	236	--	3,385
<b>Total</b>	<b>21,407</b>	<b>18,133</b>	<b>24,850</b>	<b>15,466</b>	<b>79,856</b>

[1] diesel, gasóleo, combustóleo, coque de petróleo

[2] gas de alto horno, gas propano, y otros gases de proceso derivados de combustibles fósiles

[3] solar y eólica

Fuente: Energy Information Administration, Form EIA-860, "Annual Electric Generator Report."

En México, en cambio, el sistema eléctrico es cada vez más vulnerable a los precios internacionales del petróleo y, sobre todo, a los del gas natural. Además, las centrales que han iniciado operaciones y las que están en construcción y comprometidas, auguran un incremento de esa vulnerabilidad en los próximos años. La tendencia debe revertirse, pero tomará al menos una década percibir los beneficios.

Los riesgos asociados a los precios del gas natural se ponen en evidencia a continuación.

### El mercado de gas natural en Norteamérica

Entre 1980 y 2000 Estados Unidos fue país importador al tiempo que Canadá aumentaba sus excedentes exportables de gas natural con bajos costos, compensando casi totalmente los déficit crecientes de los EUA. Por su parte, México mantuvo su mercado en situación cercana al equilibrio, con importaciones y exportaciones marginales.

En el período referido el gas de Canadá, y específicamente el gas proveniente de la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá, asentada en la provincia de Alberta, representó la opción de menor costo marginal de suministro; por ello, la oferta de esa región aumentó para satisfacer la demanda externa.

Hasta 1998 los precios del gas natural permanecieron relativamente estables, alterados solamente durante plazos breves por demandas extraordinarias asociadas a inviernos fríos. Parecía que esta situación de equilibrio en el mercado era perdurable. Sin embargo, en 1999 empezó a manifestarse un fenómeno estructural por el lado de la demanda, que rompería el equilibrio del mercado; en los 3 países se aceleró la entrada en operación de plantas eléctricas de ciclo combinado a gas natural. La demanda de gas natural por parte del sector eléctrico siguió creciendo aceleradamente desde entonces. El mismo fenómeno se observó en otras regiones.

Previsiblemente, los aumentos sustanciales en la demanda mundial de gas natural condujeron a precios significativamente mayores del energético. Este fenómeno fue particularmente grave, inicialmente en Norteamérica donde el equilibrio del mercado se rompió a principios del siglo XXI.

Para el año 2000 la producción de Canadá se vio afectada por costos crecientes derivados de tasas de declinación muy aceleradas en la producción de los pozos, y ampliación de la explotación hacia zonas más profundas. Ello significó la necesidad de perforar más pozos y a mayores profundidades simplemente para mantener el nivel de producción.

A partir del año 2000 Norteamérica perdió la ventaja comparativa de que disfrutó durante varias décadas, con gas natural a precios inferiores a los de otras regiones. Los precios se mantendrán en niveles superiores a los del siglo pasado, porque la oferta deficitaria de la región es crónica y los costos marginales de suministro son crecientes.

En 2003 cayó la producción de gas en Canadá, lo que constituye un cambio estructural significativo, tanto por su impacto directo en el balance de gas natural como, sobre todo, por la expectativa de que esta tendencia continúe. Este cambio estructural ha elevado significativamente los precios del gas en Norteamérica y es la variable fundamental que explica la persistencia de precios elevados del gas natural en Norteamérica a partir del año 2003.

Entre 2004 y 2006 los precios del gas permanecieron por encima de los niveles que son explicables por medio del análisis de la oferta y demanda del energético. El soporte principal del precio del gas natural en estos años es proporcionado por los elevados precios del petróleo y sus derivados. La elasticidad de sustitución entre los combustibles fósiles es significativa.



Ante esta situación, es razonable que los procesos industriales intensivos en el uso de gas natural se desplacen de Norteamérica hacia regiones productoras donde abunda el gas.

El déficit crónico de oferta de gas en Norteamérica augura que en el futuro una parte considerable de la demanda será cubierta mediante importaciones de otras regiones. Por ello, se construyen y planifican terminales para la recepción de gas natural licuado en los tres países.

En el cuadro siguiente se muestra la producción y consumo de gas natural en Norteamérica entre 1996 y 2006. El peso relativo de EUA es preponderante; lo que ocurre en ese país determina las condiciones del mercado Norteamericano de gas.

**Producción y Consumo de Gas Natural en Norteamérica, 1996-2006**  
(miles de millones de metros cúbicos)

concepto	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Producción</b>											
Canadá	163.6	165.8	171.3	177.4	183.2	186.8	187.8	182.7	183.6	185.9	187.0
EUA	533.9	535.3	538.7	533.3	543.2	555.5	536.0	540.8	526.4	511.8	524.1
México	28.0	31.7	34.3	37.2	35.8	35.3	35.3	36.4	37.4	39.2	43.4
<b>suma</b>	<b>725.5</b>	<b>732.8</b>	<b>744.3</b>	<b>747.9</b>	<b>762.2</b>	<b>777.6</b>	<b>759.1</b>	<b>759.9</b>	<b>747.4</b>	<b>736.9</b>	<b>754.4</b>
<b>Consumo</b>											
Canadá	85.3	83.8	85.0	83.1	83.0	82.8	85.6	92.2	92.6	91.4	96.6
EUA	640.2	643.8	629.9	634.4	660.7	629.7	651.5	630.8	634.0	629.8	619.7
México	28.6	32.3	35.4	37.4	38.5	39.0	42.7	45.8	48.6	47.6	54.1
<b>suma</b>	<b>754.1</b>	<b>759.9</b>	<b>750.3</b>	<b>754.9</b>	<b>782.2</b>	<b>751.6</b>	<b>779.7</b>	<b>768.8</b>	<b>775.2</b>	<b>768.8</b>	<b>770.3</b>
<b>diferencia</b>	<b>-28.6</b>	<b>-27.1</b>	<b>-6.0</b>	<b>-7.0</b>	<b>-20.0</b>	<b>26.0</b>	<b>-20.6</b>	<b>-8.9</b>	<b>-27.8</b>	<b>-31.9</b>	<b>-15.9</b>

Fuente: elaborado con datos de British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy, June 2007

Destaca el hecho de que la producción agregada creció cada año hasta 2001, pero disminuyó desde entonces hasta 2005, para repuntar el año pasado. En particular, la producción declinó en EUA en 2002, 2004 y 2005 y en Canadá en 2003. Solo la producción de México ha aumentado desde el año 2001.

Asimismo, el consumo alcanzó su máximo en el año 2000, con una caída fuerte en los EUA en 2001, equivalente al 80% del consumo de México en ese año. Sin embargo, la demanda ha seguido creciendo en Canadá y en México.

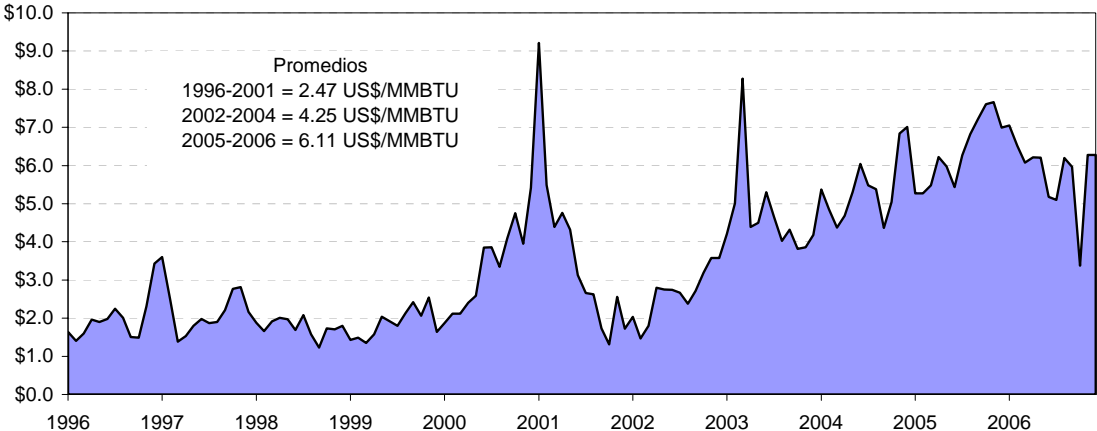
En México, las reservas probadas de gas no asociado son insuficientes para sostener una estrategia de producción de gas en el largo plazo; la capacidad de Pemex para incorporar reservas está limitada por la insuficiencia de tecnología y habilidades especializadas<sup>2</sup>; los niveles presupuestarios para invertir en energía son bajos; el marco jurídico restringe la participación del capital privado. Sin embargo, la demanda de gas en el sector eléctrico es inelástica, y la política de construir más plantas a gas natural persiste.

<sup>2</sup> Pemex es empresa petrolera, no gasera, su prioridad y su cultura están orientadas al petróleo. En PEP, la capacidad de las geociencias en materia de gas natural es limitada.

El precio productor del gas natural permaneció bajo hasta el año 1999, alcanzando niveles superiores a 2.50 dólares por millar de pies cúbicos solamente en el período 1982-5, previo a la desregulación de la producción y el transporte de gas en los EUA. En esa época, Norteamérica gozó de una ventaja comparativa en gas natural al constituir el mayor mercado y mantener los precios más bajos.

Sin embargo, a partir de 2000 los precios se han elevado considerablemente, excepto por una disminución significativa, por debajo de los 3 dólares, en 2002. El precio del gas a boca de pozo (en dólares por millar de pies cúbicos fue 2.19 en 1999, 3.68 en 2000, 4.00 en 2001, 2.95 en 2002 y en 2003, 4.98. Los precios del gas en redes de distribución tuvieron una evolución similar.

**Precio de referencia de gas natural en Cd. Pemex, 1996-2006  
(Dólares por millón de BTU)**



Fuente: Sener, con base en la CRE.

En la gráfica se muestra la evolución del precio del gas natural en México, entre 1996 y 2006. Hasta el año 2000, los precios del gas en Norteamérica permanecieron en niveles bajos y relativamente estables. En los inviernos de 2001 y 2003 hubo incrementos puntuales anómalos, asociados a temperaturas extremas en los EUA. Sin embargo, a partir de 2003, los niveles de precio se han mantenido elevados y con tendencia creciente.

El cambio estructural que determina a Norteamérica como región deficitaria, con importaciones crecientes de gas natural de otras regiones, es más palpable en el cuadro siguiente, el cual muestra la evolución del precio anual promedio del gas natural en México, entre 1994 y 2006. El cuadro consigna los precios medios vigentes en Ciudad Pemex, resultando notables los niveles elevados a partir de 2003.

**Precio de referencia del gas natural en Cd. Pemex  
(Dólares por millón de BTU)**

Año	Precio Medio
1994	\$1.76
1995	\$1.23
1996	\$1.96
1997	\$2.21
1998	\$1.77
1999	\$1.87
2000	\$3.36
2001	\$3.66
2002	\$2.64
2003	\$4.71
2004	\$5.40
2005	\$6.35
2006	\$5.87

Fuente: SENER, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006-2015, noviembre 2006

Los altos precios del gas natural han puesto en evidencia la vulnerabilidad de la estrategia seguida en la expansión de la industria eléctrica a partir de 1994 y explican, parcialmente, la pérdida de competitividad de la electricidad en México.

## 2.9 Situación actual

### descripción de las Tarifas Eléctricas Vigentes

nivel	tensión	clave	descripción	regiones
transmisión	muy alta > 230 kV	HT	horaria de media utilización	8 regiones
		HTL	horaria de larga utilización	
subtransmisión	alta > 35 kV	HS	horaria de media utilización	8 regiones
		HSL	horaria de larga utilización	
distribución alta	media > 1 kV	HM	horaria de media utilización	8 regiones
		HMC	horaria de corta utilización	solo disponible en 2 regiones
		OM	general (< 100 kW)	8 regiones
		9M	riego agrícola	nacional
distribución alta y baja	media y baja	5	alumbrado público (DF, Guadalajara, Monterrey)	3 zonas metropolitanas
		5A	alumbrado público otras poblaciones	nacional
		6	bombeo de aguas potables y negras	nacional
		9CU, 9N	riego agrícola: estímulo y nocturna	nacional
distribución baja	baja < 1 kV	1	residencial general	nacional
		1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F	residencial para poblaciones con verano cálido	localidades según temperatura
		DAC	residencial de alto consumo	6 regiones
		2	general (< 25 kW)	nacional
		3	general (> 25 kW)	nacional
9	riego agrícola	nacional		

En el cuadro anterior se presenta una descripción de las tarifas eléctricas vigentes, indicando sus características técnicas principales.

- el nivel de tensión, que se distingue por colores;
- las tarifas horarias, cuya estructura se basa en costos marginales, y las no horarias, cuyas estructuras no tienen un criterio económico;
- la utilización de la potencia máxima, que es otra variable aplicable a las distintas clases de tarifas horarias, para mejor caracterizar los costos marginales;
- los criterios regionales, los cuales en varios casos carecen de congruencia.

Es evidente que muchas de las características de algunas de estas tarifas no tienen ninguna justificación técnica.

### Tarifas para usos específicos

Destaca en primer lugar la existencia de varias tarifas para usos específicos, las cuales no tienen razón de ser. Carece de lógica fijar los precios de los bienes o servicios de acuerdo con el uso que les va a dar el consumidor. No obstante, por otras razones, en algunos países se distinguen dos usos específicos de la energía eléctrica para los cuales se establecen tarifas especiales: el alumbrado público y el uso residencial.

Se justifican las tarifas de alumbrado público porque se trata de servicios con un patrón de uso bien definido y en muchos casos no se mide el consumo. Resulta más costosa la medición debido a lo disperso de las cargas en las zonas urbanas y suburbanas, que la estimación de los consumos mediante censos de carga.

Las tarifas residenciales se separan a menudo con dos fines: el estadístico y la política de precios que en varios países incluye algún tipo de subsidio a usuarios de escasos recursos o de muy bajos consumos.

Otras tarifas de usos específicos, en particular la 6 (bombeo de aguas potables y negras) y la familia de tarifas 9 (riego agrícola), no se justifican. De hecho, en México los grandes sistemas de bombeo de agua se suministran en altas tensiones, y están inscritos en las tarifas horarias correspondientes.

### Los niveles de tensión

El nivel de tensión de suministro es tal vez la variable más relevante para clasificar clases de usuarios; ya que esta clasificación sirve para separar las instalaciones que utiliza cada clase. Los costos de suministro aumentan considerablemente conforme se reduce la tensión de suministro. Las tarifas de muy alta tensión son ventas al mayoreo; los usuarios son candidatos naturales, en la mayoría de los casos, a autoabastecer su energía. Las ventas en baja tensión son ventas al menudeo, con altos costos de distribución por el escaso volumen y por haber utilizado todos los niveles de reducción de voltaje para entregar la energía en 120 o 220 volts.

En el cuadro se muestra un grupo de tarifas (5, 5A, 6, 9CU y 9N) que no distinguen la tensión de suministro; la energía se entrega indistintamente en media y baja tensiones. Es importante separar estos servicios, distinguiendo claramente la media de la baja tensión y estableciendo tarifas adecuadas para cada nivel de tensión.

### Las tarifas horarias y la utilización de la demanda

Se pueden diseñar tarifas horarias para muy alta, alta, media y baja tensiones; en variantes de baja, media y larga utilización.

Es necesario ampliar el ámbito de aplicación de las tarifas horarias, en media y baja tensiones, para continuar con el proceso de modernización y búsqueda de precios eficientes.

Adicionalmente, se requiere actualizar los estudios de tarifas basadas en costos marginales para actualizar las estructuras y niveles de las tarifas horarias en vigor.

### Regionalización

En los sistemas eléctricos la consolidación de una red troncal de transmisión tiende a uniformar los costos de la energía a lo largo de toda la red. Conforme aumentan el mallado de la red y la capacidad de transmisión entre regiones los costos regionales se van homologando.

En México la red de transmisión en alta tensión se comenzó a integrar a partir de la nacionalización de la industria en 1960. En esa década quedaron interconectadas, por una parte, las áreas Occidental y Oriental en el sur del país y, separadamente, las áreas Noreste y Norte. Entre 1971 y 1976, con el programa de cambio de frecuencia fue posible integrar el área Central a las áreas Occidental y Oriental. En 1978 se unieron por primera vez las mitades norte y sur del territorio. Finalmente, en 2006 se integró el área Noroeste al resto del sistema continental.

Las diferencias regionales que actualmente contienen las tarifas reflejan las diferencias de costos relativos vigentes la última vez que se revisó el sistema de tarifas, en 1996. Desde entonces las ventas de energía han aumentado 44%; la capacidad de generación creció 38% y la red de transmisión 53%.

Se trata de un sistema eléctrico muy diferente al de 1996; las diferencias de costos regionales deben actualizarse o, si se consideran lo suficientemente pequeñas, eliminarse. En particular, conviene revisar los costos del área Central; se trata de una región importadora de energía a la cual hay que transportar ya sea los combustibles para generación o la energía eléctrica generada en otras regiones. Además, los ciclos combinados sufren degradaciones significativas en su capacidad por la altura sobre el nivel del mar. Conceptualmente, los costos de la energía en esta región son superiores a los de otras. Se recomienda revisar si las diferencias de costo son relevantes.

## El corto plazo

Existen muchas preocupaciones en torno a las tarifas eléctricas. Entre ellas, destaca la noción – compartida por el gobierno, los grandes usuarios de energía eléctrica y la opinión pública - de que las tarifas eléctricas han aumentado por encima de la inflación general interna y a un mayor ritmo que las tarifas en otros países lo que se traduce en pérdida de competitividad del aparato productivo.

Varias son las causas que se atribuyen a estos incrementos de las tarifas eléctricas:

- el excesivo margen de reserva de capacidad de generación
- los altos precios de los combustibles fósiles, especialmente del gas natural
- la creciente dependencia del gas natural en la mezcla de generación de energía

El Gabinete de Competitividad ha hecho eco de esta preocupación de los usuarios - principalmente aquellos cuyos procesos son intensivos en el uso de la energía eléctrica - y busca elementos para evitar que las ineficiencias de los suministradores se transmitan a los usuarios, y para recuperar la competitividad perdida como consecuencia de los altos costos de la energía.

No es propósito de este estudio analizar la competitividad de la electricidad en México, sin embargo, siendo la competitividad la motivación principal detrás de las acciones de corto plazo que el gobierno propone, y de la estrategia de mediano plazo para la industria eléctrica, se considera conveniente estudiar el contexto en torno a la competitividad.

Ya se tocaron los temas de la mezcla de generación y los precios del gas natural que afectan la competitividad; a continuación, se examinan brevemente los precios mismos de la electricidad en el sector industrial y otras cuestiones que impactan la competitividad de la industria eléctrica.

## Los precios internacionales de la electricidad

El Organismo Internacional de Energía elabora estadísticas internacionales sobre energía. De ellas se obtuvo el cuadro siguiente, en el que se comparan los precios medios de la electricidad para la industria en diversos países.

Conviene advertir una limitación en estos datos; la definición de industria no es homogénea, ya que no existen tarifas especiales para la industria. En algunos países se asigna una clave de actividad económica a cada usuario, de acuerdo con censos sectoriales, lo que posibilita la elaboración de estadísticas precisas de demanda de electricidad por parte de la industria y de cada sector de actividad económica. Sin embargo, este no es el caso en varios países, incluido México. Los

datos que reporta el Organismo Internacional de Energía se basan en información que proporcionan los gobiernos de los países analizados.

### Precios Medios de la Energía Eléctrica para la Industria, en 2006

País	dólares EUA / kWh
Francia	0.0483
Taiwan	0.0512
Noruega	0.0517
Nueva Zelanda	0.0527
Estados Unidos	0.0549
Australia	0.0609 *
Corea	0.0638
Grecia	0.0673 *
Finlandia	0.0701
Polonia	0.0736
Dinamarca	0.0759 *
Alemania	0.0769 *
República Eslovaca	0.0797 *
Suiza	0.0807
España	0.0833 *
República Checa	0.0892
Reino Unido	0.1003 *
<b>México</b>	<b>0.1009</b>
Austria	0.1056
Hungría	0.1068
Irlanda	0.1071
Portugal	0.1073
Turquía	0.1077
Japón	0.1272 *
Italia	0.1684 *

Fuente: IEA, Key World Energy Statistics 2006

datos del 1er trimestre 2006; incluyen impuestos excepto EUA; (\*) último dato disponible

Se recomienda que, en México, los suministradores utilicen las claves de actividad económica que asigna el INEGI, con el fin de mejorar la calidad de las estadísticas nacionales en esta materia.

A diferencia de lo que ocurría hace 10 o 15 años, antes de iniciar la política de expansión a base de ciclos combinados a gas natural, actualmente México corresponde al grupo de países con energía eléctrica cara.

#### El Margen de Reserva de Capacidad

El margen de reserva (MR) impacta las relaciones de costo entre las horas del año, ya que a mayor MR menos se utilizan las plantas más ineficientes. Cuando el

MR es elevado, la relación entre costos de punta y de base disminuye. Es evidente que esto ha sucedido en el Sistema Interconectado Nacional.

### SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL MARGEN DE RESERVA DE CAPACIDAD

año	anual	MR (%)	
		verano	invierno
1988	43.2		
1989	38.1		
1990	35.8		
1991	38.6		
1992	36.4		
1993	41.5		
1994	44.3		
1995	46.3		
1996	46.8		
1997	38.9		
1998	35.6		
1999	29.6		
2000	24.5		
2001	nd		
2002		31.3	32.3
2003		38.4	44.8
2004	38.6		
2005	45.0		
2006	39.4		

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2010, SENER, 2001, p.71

Estimados aproximados, a partir de la capacidad total a diciembre de cada año vs. la suma de las demandas máximas de cada sistema

Fuente: POISE 2002-2011, CFE, 2002, p.3-21

Fuente: POISE 2003-2012, CFE, 2003, p.3-26

Fuente: POISE 2004-2013, CFE, 2004, p.3-31

Fuente: POISE 2005-2014, CFE, 2005, p.3-35

Fuente: POISE 2006-2015, CFE, 2006, p.3-28

Si bien es evidente que los márgenes de reserva de capacidad son elevados; la información disponible sobre esta variable es limitada. En el cuadro anterior se concentran las cifras de margen de reserva de capacidad en el Sistema Interconectado Nacional que han sido publicadas.

La SENER, en su prospectiva del año 2001 publica datos que van de 1988 a 2000. En 2001 no se publicaron datos y a partir de 2002 CFE comenzó a publicar los MR en el POISE, de donde los toma SENER para incluirlos en su Prospectiva del Sector Eléctrico.

Debe aclararse que la Prospectiva de SENER indica que los valores del MR son aproximados ya que se obtuvieron al comparar la capacidad total en diciembre de



cada año con la suma de las demandas máximas de cada área de generación. La definición correcta se obtiene de la siguiente manera:

- 1°) se selecciona la demanda máxima coincidente del año en el SIN,
- 2°) se divide la capacidad efectiva en el momento de la demanda máxima entre la demanda máxima coincidente,
- 3°) se le resta 1 al resultado.

El procedimiento de la Prospectiva usó valores mayores que los correctos tanto en el numerador como en el denominador, por lo que los resultados publicados no son precisos. Por otra parte, aunque la capacidad instalada crece de manera discontinua, los valores publicados por SENER dan una idea aproximada de la realidad.

### Los Productores Independientes (PI)

En el año 2000 entró en operación el primer productor independiente (PI), Mérida III, y, entre ese año y diciembre de 2006 entraron en operación 10,392 MW de ciclos combinados a gas en la modalidad de PI.

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de los factores de planta estimados para cada uno de los PI entre los años 2000 y 2006.

**Productores Independientes, Factores de Planta en Porcentaje**

Central	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>fp promedio</b>	<b>79%</b>	<b>78%</b>	<b>81%</b>	<b>78%</b>	<b>73%</b>	<b>65%</b>	<b>76%</b>
Merida III	79%	75%	74%	82%	80%	78%	71%
Hermosillo		87%	56%	72%	55%	58%	75%
Saltillo		82%	81%	59%	59%	65%	75%
Tuxpan II		94%	81%	80%	82%	77%	84%
Anáhuac			74%	75%	70%	52%	62%
Bajo			101%	74%	91%	83%	88%
Monterrey III			80%	76%	71%	78%	91%
Altamira II			87%	71%	72%	70%	75%
Mexicali				82%	54%	49%	57%
Campeche				88%	78%	77%	82%
Tuxpan III y IV				86%	80%	62%	83%
Naco-Nogales				100%	74%	78%	83%
Chihuahua III				71%	63%	47%	53%
Altamira III y IV					70%	63%	71%
Río Bravo III					76%	36%	58%
La Laguna						87%	85%
Río Bravo IV						55%	69%
Altamira V							122%
Tuxpan V							115%
Valladolid III							65%

Elaborado por J L Aburto

El procedimiento para calcular los factores de planta fue el siguiente:

- 1°) Se obtuvieron datos de la capacidad instalada de cada PI y sus fechas de entrada en operación.

2°) Se calcularon las capacidades netas de cada PI, que sirven de base para calcular los factores de planta. Cuando hubo cambios en las capacidades efectivas registradas, estas se consignaron.

3°) Para el primer año de operación de cada PI se calculó el número de días en operación, lo que permitió calcular la capacidad efectiva media en el año, en MW

4°) Se obtuvieron cifras de energía entregada a la red de CFE por cada PI, en cada año comprendido en el análisis.

5°) se calculó el factor de planta de cada PI en cada año, dividiendo la capacidad efectiva neta entre la energía entregada a la red de CFE.

Los resultados muestran factores de carga que parecen bajos, tomando en cuenta que se trata de las plantas más eficientes del sistema eléctrico.

Cabe recordar que para la evaluación de estos proyectos (en el COPAR), para fines de cálculo del costo nivelado de la energía generada durante su vida económica, se considera un factor de planta de 0.80 a lo largo de 30 años de operación. Por una parte es posible que este factor sea demasiado elevado y que conviniera revisarlo en las metodologías de evaluación de CFE. Por otra parte, cabría esperar factores de planta del orden de 90% en los primeros años de operación de estas centrales.

Muy pocas observaciones en el cuadro llegan a factores de planta de 90%. En particular, el factor de planta promedio de todos los PI en operación solo ha superado el 80% en el año 2002 y es muy bajo en 2004 y 2005.

En la CRE ha habido quejas de algunos PI de que no son despachados por la CFE aunque estén disponibles. Esto puede deberse: a problemas puntuales de operación en el sistema eléctrico; a escasez de gas natural; o a que algunos ciclos combinados no entran al despacho económico por los altos precios del gas natural. Es mayor la probabilidad de esta última causa conforme se elevan los márgenes de reserva del sistema y aumenta el precio del gas natural. Estas condiciones ocurrieron particularmente durante el año 2005.

### Autoabastecimiento

Por otra parte, existe la preocupación porque en estos años han aumentado mucho las solicitudes de permisos para autoabastecimiento. En su mayoría se trata de usuarios que quieren un permiso para generar en horas de punta y, así, evitar los altos precios de la energía. Muchos de ellos son usuarios que ya cuentan con plantas para emergencias, para quienes, por lo tanto, generar no implica costos de inversión. Además, se sabe de algunos grandes consorcios de empresas que han instalado plantas de autoabastecimiento pequeñas en sus establecimientos con el fin expreso de generar en la punta. En su mayoría se trata de establecimientos comerciales (hoteles, restaurantes, farmacias), y de plantas de combustión interna operadas a diesel.

La CRE<sup>3</sup> estima que en 2006 se tuvieron del orden de 350 permisos de autoabastecimiento, de los cuales unos 260 operaron. En promedio operaron con factor de planta de 3.3% con una potencia acumulada de 8 MW. Claramente esta generación no es importante. Sin embargo, es sintomática de que la energía eléctrica, particularmente en horas de punta, ha perdido competitividad. Es claro que las inversiones en plantas pequeñas a diesel no representan una asignación eficiente de recursos; son resultado de señales de precio inadecuadas.

### Las tecnologías para generación

El programa óptimo debe ponderar las ventajas y desventajas de cada tecnología.

**Hidroeléctricas:** incertidumbre del régimen hidrológico, por lo cual la energía disponible es variable e incierta; energía secundaria, dependiendo del régimen de regulación del agua, el cual es función de la topografía y la hidrología de la cuenca; limitaciones en los sitios disponibles; elevados costos de inversión. **Ventajas:** arranques y paros rápidos, costos de operación y mantenimiento bajos, sin emisiones a la atmósfera.

**Combustóleo y carbón:** costos de producción elevados, emisiones ambientales nocivas. **Ventajas:** arranques relativamente rápidos, régimen de operación controlable.

**Nuclear:** costos de operación bajos y constantes, sin emisiones ambientales; inversiones elevadas, arranques y paros lentos, régimen de operación constante, controversia en torno a la disposición de los desechos nucleares.

**Turbogas:** alto costo de producción; bajo costo de inversión, arranques rápidos y régimen de carga variable.

Cualquier tecnología, como solución de esquina, constituye una estrategia vulnerable ya sea a la disponibilidad de agua (hidroeléctricas) o a la disponibilidad y precio del combustible (principalmente el gas natural, por su dificultad para almacenarlo y transportarlo).

---

<sup>3</sup> Conversación con el Dr. Alejandro Peraza, Director de Electricidad; julio de 2007

### 3. Marco de referencia teórico y su aplicación al diseño de las tarifas eléctricas

#### 3.1 Distintos enfoques para la definición de las tarifas

Se utilizan tres metodologías para medir los costos de suministro de electricidad.

1. Contable: basada en información histórica; es el método tradicional que prevaleció en prácticamente todo el mundo hasta mediados del siglo XX. Es un procedimiento laborioso pero relativamente sencillo, que solo de manera indirecta, y mediante valores promedio, toma en cuenta los patrones de uso de la energía por parte de las distintas clases de usuarios.
2. Económica (o de costos marginales): es un método prospectivo, por lo tanto incierto. Es complejo, ya que involucra el uso de modelos matemáticos y mucha información; además, su aplicación implica el uso de equipos de medición sofisticados que permiten distinguir patrones de uso de la energía en distintos periodos (estacionales, diarios, horarios). Su virtud es que proporciona señales eficientes de precios a suministradores y consumidores.
3. Financiera: es un método basado en proyecciones financieras. Como el anterior, es un método prospectivo, por lo tanto incierto. Aunque laborioso, es relativamente sencillo; determina requerimientos financieros de la empresa eléctrica a mediano plazo, identificando fluctuaciones y tendencias. El método permite, además, simular los impactos de la aplicación de diversas medidas de política financiera y de tarifas.

En la actualidad en la mayoría de las empresas eléctricas se utiliza una combinación de las tres metodologías, aunque con énfasis muy diferente.

La disponibilidad de los equipos de medición horarios puso en evidencia las limitaciones de la metodología contable; por ello, en gran parte de los lugares donde aun prevalece esta metodología, se sobreponen a ella elementos de costos marginales, en un intento por aplicar tarifas que contengan componentes de señales eficientes de precios.

Como se verá más adelante, la teoría económica, por si misma, no resuelve satisfactoriamente las necesidades financieras de la empresa eléctrica. Por ello, comúnmente la estructura de las tarifas se basa en los costos marginales o económicos; pero el nivel de la tarifa, o los de algunos de sus elementos, se adecuan para generar los ingresos requeridos.

La metodología financiera se basa plenamente en la contabilidad y solo se distingue de la metodología contable en que sigue un enfoque prospectivo, pues reconoce que las necesidades históricas de ingresos de la empresa eléctrica en general no coinciden con sus requerimientos futuros. Cuando se aplica la

metodología financiera, también es frecuente el uso adicional de algunos componentes de teoría económica a la estructura de las tarifas.

En general se reconocen dos escuelas con mayor influencia para la determinación de las tarifas eléctricas. Se les puede caracterizar como: la escuela **estadounidense o contable** y la escuela **europea o económica**. La primera data de principios del siglo XX y la segunda de mediados del mismo. Ambas teorías, la contable y la económica, tienen en común que están diseñadas para ser aplicadas por un regulador a empresas concesionarias que realizan una o varias de las funciones de la empresa eléctrica (generación, transmisión, distribución, comercialización) en una región delimitada.

A fines del siglo XX comenzó, primero en Chile (1982) y después en el Reino Unido (1990), el establecimiento de **mercados competitivos de energía eléctrica** que dan lugar a una tercera escuela en materia de tarifas eléctricas. Los mercados de generación se encargan de definir los precios de la energía en tiempo real, pero a menudo es necesario fijar elementos adicionales de precio o de condiciones de contratación para la compraventa de capacidad. Esta teoría puede considerarse aun en etapa de formación. Por separado se determinan los precios regulados de los servicios de transmisión y distribución, con base en alguna de las metodologías anteriores.

A continuación se describen las características fundamentales de las tres teorías y se ponderan en relación con su aplicación histórica, y con su aplicabilidad futura, en México.

### **3.2 El enfoque de contabilidad**

#### Las tarifas eléctricas de acuerdo con la teoría contable

En los EUA la determinación de las tarifas eléctricas es atribución de las comisiones reguladoras estatales, agrupadas en la: "National Association of Regulatory Utility Commissions", NARUC. Estas comisiones estatales regulan también los precios y tarifas de otros servicios públicos. El resultado de la regulación al nivel estatal es que proliferan criterios y metodologías distintos, lo que dificulta el avance de una regulación armónica.

En los EUA, en su origen, en el siglo XIX, la cultura de la regulación de los servicios públicos estuvo sustentada en principios jurídicos; durante muchas décadas se regulaba por jurisprudencia. Gradualmente se fue imponiendo la contabilidad como el instrumento fundamental para medir costos y determinar criterios para la formación de las tarifas. Así pues, en la escuela estadounidense, por cerca de 150 años la determinación de las tarifas eléctricas ha seguido criterios eminentemente "contables". Es una tradición bien arraigada y que evoluciona lentamente.

Los reguladores se ocupan de examinar los costos de las empresas eléctricas y distinguir cuáles son admisibles para el cálculo de las tarifas y cuáles no lo son. En general, se eliminan del cálculo de las tarifas los gastos incurridos en actividades distintas a las del negocio de la energía eléctrica y aquellos que el regulador juzga que son gastos “imprudentes”.

Por lo tanto, en EUA el énfasis de la actividad reguladora en materia de tarifas eléctricas está en el establecimiento detallado de un sistema de contabilidad para fines de regulación, que se maneja de manera paralela a la contabilidad para fines fiscales.

En el sistema de contabilidad para fines de regulación se registran únicamente aquellos conceptos de gasto que el regulador juzga admisibles para constituir la base para el cálculo de las tarifas (*“the rate base”*). A partir de esta base, se calcula el ingreso requerido por la empresa, el cual, a su vez, sirve de punto de partida para autorizar los niveles de cada una de las tarifas.

La segunda parte del proceso es la asignación de costos a las distintas clases de usuarios, con el fin de determinar el nivel y la estructura de las tarifas aplicables a cada clase. Los modelos originales para la asignación de los costos contables a las distintas clases de usuarios se regían por criterios históricos; utilizaban coeficientes o ponderadores de asignación que medían el uso promedio de las instalaciones en operación, por cada clase de usuario.

Con el fin de que las tarifas reconozcan la evolución futura de los costos, las empresas, particularmente las de mayor tamaño, construyen modelos de proyecciones financieras a varios años. Los modelos financieros parten de la base contable, e incorporan los programas de inversiones, las proyecciones de la deuda contratada, la evolución esperada de los costos de operación y otros conceptos relevantes. En algunos casos el regulador exige la incorporación de metas de productividad en las proyecciones. Los resultados de los modelos financieros señalan la trayectoria probable que seguirán las tarifas en los siguientes años y sirven a reguladores y empresas para guiar los procesos de aprobación de las tarifas.

Cuando las proyecciones financieras sustentan un nivel de ingreso requerido que implica incrementos a los niveles de las tarifas, surge la decisión de cómo distribuir los aumentos por clases de usuarios. En general, cuando los aumentos son de poca magnitud, se aplican de manera uniforme; por el contrario, para aumentos mayores se examinan la contabilidad y la evolución esperada de los componentes de los costos y puede optarse por una asignación diferenciada de los aumentos. Los criterios de asignación son principalmente contables.

En los años setenta comenzaron a utilizarse los medidores horarios en los EUA. Entonces, gradualmente se empezaron a superponer diferenciaciones de costos de la energía por períodos de tiempo en los modelos contables de asignación de costos. La aplicación de estos criterios de diferenciación de costos por períodos

varía notablemente entre los distintos estados de los EUA; cada vez más estados utilizan algunos conceptos de costo marginal.

En síntesis, en los EUA aun rige una fuerte tradición contable en la regulación de los servicios públicos monopólicos. Para el cálculo de los ingresos requeridos y para la asignación de costos a las distintas clases de usuarios se siguen utilizando principalmente criterios basados en costos contables y en coeficientes de asignación desarrollados con principios de medición de costos promedios incurridos.

El costo contable como instrumento para calcular tarifas tiene varias desventajas; la fundamental es que no proporciona señales eficientes de precio

### **3.3 Las tarifas eléctricas de acuerdo con la teoría económica**

El período posterior a la segunda guerra mundial coincidió con el desarrollo de las redes de transmisión de altos voltajes, que permitían integrar, en cada país, un sistema eléctrico interconectado. Al mismo tiempo, se construían centrales eléctricas de cada vez mayor capacidad y eficiencia. La innovación tecnológica en generación y transmisión favorecía la formación de monopolios por lo que el modelo de empresa nacional del Estado fue implantado en muchos países entre los años cincuenta y sesenta.

Este modelo de empresa se estableció en los países europeos mayores, destacadamente en Francia y Gran Bretaña. En estos dos países grupos de economistas trabajaron desde el gobierno y las empresas eléctricas, en la aplicación de la teoría económica para la fijación de las tarifas eléctricas.

De acuerdo con la teoría económica los costos históricos reflejan costos hundidos. Los precios deben fijarse con base en los costos marginales de suministro; lo que propicia la asignación eficiente de recursos y decisiones racionales por parte de los consumidores.

En la década de los cincuenta se desarrollaron medidores capaces de registrar capacidades y energías demandadas por los usuarios en períodos horarios y aun menores. Esta innovación tecnológica hizo posible desarrollar tarifas eléctricas apropiadas para grupos de usuarios con distintos patrones de uso de la energía.

#### El modelo Francés<sup>4</sup>

La innovación en materia de tarifas eléctricas ocurrió primero en Francia. La existencia de una empresa eléctrica nacional, verticalmente integrada en las

---

<sup>4</sup> Las referencias al sistema Francés provienen principalmente de: *"The French Electricity Industry"*, de Jean-Jacques Laffont, pp. 406-456, en *"International Comparisons in Electricity Regulation"*, editado por Richard J. Gilbert y Edgard P. Kahn, Cambridge University Press, 1996.

etapas de generación, transmisión y distribución, dio lugar, primero, al desarrollo y aplicación de técnicas de investigación de operaciones para planificar la expansión de los sistemas eléctricos. Después, como una extensión natural de lo anterior, los costos marginales que se derivan de los modelos matemáticos de planificación sirvieron de base para diseñar tarifas eléctricas con criterios económicos.

Antes, en los años 20 se formaron redes regionales de transmisión, cuya interconexión concluyó en 1936. En ese momento había dos empresas dominantes y varias pequeñas.

Por lo que se refiere a las tarifas, a partir de 1921 se estableció el “índice económico eléctrico” que variaba en función del precio del carbón y los salarios en la industria eléctrica.

Al concluir la guerra eran frecuentes los apagones por insuficiencia en la oferta. En 1946 el gobierno estableció dos empresas nacionales, una para electricidad (Electricité de France) y otra para gas natural (Gaz de France). En la industria eléctrica subsistió la participación privada en las distribuidoras organizadas como cooperativas y los pequeños productores de energía. En 1963 la mitad de la generación era hidroeléctrica y la otra mitad térmica; a partir de entonces aumentó la fracción térmica, primero mediante combustóleo y después con la incorporación de la energía nuclear. El primer programa nucleoelectrico fue iniciado por EdF en 1956.

A partir de 1971 se estableció un mecanismo de coordinación para manejar la relación entre el gobierno y EdF, se trata de un convenio de desempeño que define los objetivos de la empresa. El gobierno interviene principalmente en la determinación de inversiones y precios. El contrato deja a EdF un cierto grado de autonomía en sus operaciones y otras decisiones, pero impone compromisos de productividad.

Desde antes de la nacionalización las empresas eléctricas empezaron a experimentar con el uso de costos marginales para determinar las tarifas. En 1957 se estableció la llamada “tarifa verde” para usuarios de alta tensión. Fue la primera tarifa basada en costos marginales.

Posteriormente, todos los usuarios fueron clasificados en 5 grupos homogéneos y se establecieron para ellos 3 tipos de tarifas, denominadas verde (a su vez subdividida en A, B y C), amarilla y azul. La verde C se aplica en muy altas tensiones (equivalente a las tarifas HT); la verde B en altas tensiones (equivalente a las tarifas HS), la verde A en medias tensiones con demandas superiores a los 250 kW (similar a las tarifas HM); la amarilla a usuarios menores de 250 kW en medias tensiones; la azul es para las bajas tensiones. Una opción de la tarifa azul distingue 2 períodos horarios (punta y fuera de punta), para 1996 ocho de un total de 27 millones de usuarios en baja tensión se habían incorporado a la tarifa azul horaria; la proporción ha seguido aumentando.



Sin embargo, las tarifas a costo marginal no son totalmente satisfactorias porque, ante la asimilación de economías de escala pronunciadas en generación y transmisión, los costos marginales generan ingresos inferiores a los requeridos para dar viabilidad a empresas eléctricas en etapa de expansión.

Por tal motivo los costos marginales se utilizan para definir la estructura de las tarifas y, complementariamente, se utilizan “peajes”. Proyecciones financieras permiten calcular los ingresos requeridos por la empresa eléctrica para garantizar su sano desarrollo. Las tarifas basadas en costos marginales mantienen su estructura pero elevan su nivel para generar los ingresos requeridos.

Existen, además, varias opciones de tarifas en tiempo real para todas las tensiones.

#### El precio igual a costo marginal

Los costos marginales dan señales adecuadas e incentivos a los usuarios para que tomen decisiones eficientes de consumo e inversión. En este contexto, más adelante se contrastan los costos marginales de corto y de largo plazo.

No obstante, la aplicación de los costos marginales está limitada en la práctica por los altos costos administrativos de implantar fórmulas sofisticadas de precios, por el costo de los medidores, y por políticas de gobierno, en particular el establecimiento de subsidios.

En la medida que los patrones de consumo de energía son homogéneos, las tarifas pueden permanecer sin cambios. Cuando se presentan heterogeneidades en las curvas de carga puede ser más ventajoso utilizar esquemas de precios en tiempo real; un paso en la dirección hacia los precios spot.

Por ejemplo, cuando la electricidad varía mucho por efecto del clima, conviene aplicar precios en tiempo real los cuales se definen en función de la temperatura. En algunos países estas tarifas se aplican de manera optativa, a elección de los clientes.

### **3.4 Distintas definiciones del costo marginal de generación**

En la literatura sobre teoría económica se encuentran distintas definiciones del costo marginal y se debate sobre cuál debe utilizarse en el diseño de los precios de los servicios públicos regulados. En el caso de la industria eléctrica la controversia se limita al segmento de generación, ya que existe el consenso sobre la utilización del costo marginal de largo plazo para los segmentos de transmisión y distribución.

Los conceptos que se manejan sobre el costo marginal de generación son:

- **Precio spot.** - es el precio que se define, en cada intervalo breve de tiempo (generalmente cada 15 minutos), en un mercado eléctrico competitivo.
- **Costo marginal en tiempo real.** - es el costo de la última unidad de energía generada en cada momento. Este costo lo registra el despacho eléctrico y es igual al costo de generación de la última planta generadora despachada, en cada momento.
- **Costo marginal de corto plazo (CMCP).** - es el costo de generar un kWh adicional sin modificar la capacidad instalada; esto equivale a la suma del costo de operación más el costo de falla (que se define como el cambio en el costo debido a la menor confiabilidad del sistema, causada por un aumento en la generación).
- **Costo marginal de largo plazo (CMLP).** - es el costo de generar un kWh adicional cuando todos los insumos pueden variar, incluyendo la capacidad instalada. El CMLP se mide en condiciones en que el sistema eléctrico se encuentra adaptado.

### El precio spot

La eficiencia económica en la señal de precios es mayor para el precio spot y decrece consecutivamente para los demás conceptos señalados. No obstante, el precio spot carece de relevancia para México ya que es resultado de un mercado eléctrico en competencia.

En mercados competitivos los precios son resultado de las condiciones de oferta y demanda y los productores están expuestos a obtener ganancias excesivas o sufrir pérdidas. En cambio, en mercados regulados, el regulador establece precios que mejor reflejen los costos de producción más una rentabilidad adecuada. En principio no debe haber ganancias excesivas ni pérdidas.

### Precios en tiempo real

El CENACE<sup>5</sup> de CFE lleva un registro de los costos marginales en tiempo real. Se ha contemplado el establecimiento de un mercado simulado de acuerdo con el cual los costos marginales en tiempo real, registrados por el CENACE, determinarían los precios de venta de energía entre generación y transmisión. Estos precios serían muy cercanos a los que enfrentarían los usuarios atendidos en muy alta tensión (230 kV), en tarifas HT y HTL.

### El debate sobre el uso de los costos marginales de corto y de largo plazo

Cada uno de estos dos métodos tiene ventajas y desventajas; por ello es amplio el debate sobre la selección de un método sobre el otro.

---

<sup>5</sup> Centro Nacional de Control de Energía, encargado del despacho eléctrico

La obra clásica sobre economía de la regulación en los EUA: “*The Economics of Regulation. Principles and Institutions*”, de Alfred E. Kahn<sup>6</sup>, se refiere a todo tipo de empresas de servicios públicos; pero trata de manera específica las características particulares de la industria eléctrica. Kahn explica que, conceptualmente, los costos marginales de corto plazo (CMCP) proporcionan la eficiencia óptima pues implican que el precio es igual al costo alternativo del servicio proporcionado en cada instante. En cambio, los costos marginales de largo plazo (CMLP) proporcionan una eficiencia subóptima pues representan el promedio, durante un período, de los costos incrementales totales.

No obstante, Kahn pondera esta opinión con diversas consideraciones entre las que destacan las siguientes:

(a) Los costos y la demanda cambian constantemente en un sistema eléctrico; estos cambios dan lugar a, cuando menos, tres tipos de complicaciones para obtener precios eficientes:

1°) La relación dinámica entre capacidad y demanda lleva a cuestionar la viabilidad de basar los precios en los CMCP y a preguntarse qué mezcla de CMCP y CMLP conduciría a la combinación óptima entre viabilidad y eficiencia. Aquí Kahn se preocupa por la volatilidad de los CMCP y por la capacidad de respuesta de los usuarios a dicha volatilidad.

2°) ¿Cómo deberían cambiar las tarifas en el tiempo para reflejar modificaciones en las funciones de costos, asociadas a variaciones en insumos, productividad y tecnología? Ahora la preocupación de Kahn se refiere a la consideración adecuada de los fenómenos de largo plazo.

3°) ¿Cuál es el perfil temporal adecuado para la recuperación de los costos fijos? Kahn concluye que la mejor forma de recuperar los costos de inversión es mediante cargos asociados a la energía vendida (se entiende que durante un período de varios años), lo cual da estabilidad a la tarifa y facilita a los usuarios tomar decisiones sobre sus inversiones en equipos.

(b) La presencia de economías de escala e indivisibilidades conduce a períodos en que puede ser óptimo tener capacidad excesiva. Cuando los cambios en los CMCP son predecibles, conviene que estos se reflejen en las tarifas; por ejemplo, cuando hay exceso de capacidad, los precios pueden bajar al nivel de los CMCP, con la advertencia a los usuarios de que los precios aumentarán cuando cambie la relación entre capacidad y demanda.

Kahn dice que el balance debe buscarse dando prioridad a la estabilidad de la tarifa. Las empresas con demanda creciente, que constantemente están ampliando su capacidad, generalmente deben fijar sus tarifas de forma tan estable

---

<sup>6</sup> John Wiley and Sons, Inc., 1970

como sea posible, sobre la base de un costo incremental promedio calculado en un horizonte de planificación de, tal vez, cinco años. Se trata de un CMLP. En estas circunstancias, la aplicación de los CMCP queda restringida a las tarifas interrumpibles u otros casos de precios fuera de punta.

Sin embargo, añade, hay circunstancias en que las ventajas de las tarifas estables y predecibles son inferiores a las ventajas de eficiencia económica que inducen las tarifas flexibles basadas en CMCP; pero Kahn no especifica cuales son esas circunstancias.

Kahn reconoce los avances en tarificación habidos en Francia a partir de 1956 y en Gran Bretaña desde 1962-3, mediante el uso de costos marginales que combinan elementos de corto y de largo plazo y el reconocimiento de períodos estacionales y horarios.

En conclusión, Kahn señala ventajas y desventajas de cada uno de los dos conceptos, CMPC y CMLP, y se pronuncia por la búsqueda deseable de una combinación de ambos métodos que recoja las ventajas de cada uno.

Como se describe más adelante y se detalla en el siguiente capítulo, esto es lo que persigue la metodología traída a México por Electricité de France en 1991. Además, esta metodología pone énfasis en el uso simultáneo de distintos tipos de modelos matemáticos que representan fenómenos relevantes para la determinación de los costos marginales, como son:

- la desagregación regional representada por modelos que analizan detalladamente la red de transmisión y la ubicación de centros de generación y de carga;
- la representación de fenómenos aleatorios como son las hidraulicidades; lo que es relevante cuando las plantas hidroeléctricas constituyen un componente significativo de la generación;
- otros fenómenos aleatorios, en particular el relativo a la representación de las indisponibilidades por falla de plantas y líneas, y los cambios inesperados en la demanda;

etc. El valor particular del método es que los resultados de unos modelos se utilizan para verificar los de otros y mejorar la representación integral de los fenómenos que determinan los costos marginales.

NERA ha sostenido una posición más rigurosa, acorde con la teoría económica, partiendo de la base de que *“En industrias competitivas los precios siempre serán iguales a los costos marginales de corto plazo.”*<sup>7</sup>

La afirmación anterior se cumple para el modelo teórico de un mercado en competencia perfecta. En un sistema eléctrico lo suficientemente grande y denso

---

<sup>7</sup> Hethie S. Parmesano y Keith Switzer, “Marginal Cost Pricing, Short-Run vs. Long-Run”, NERA, 19 de abril de 1990

la generación de energía eléctrica puede aproximarse a esta condición, en cuyo caso los precios del mercado competitivo se aproximan al costo marginal de corto plazo. Cuando estas condiciones prevalecen resulta innecesario regular el precio de la energía generada.

En industrias en general los desequilibrios entre oferta y demanda se pueden resolver por medio de inventarios y del comercio internacional, mientras se amplía la capacidad instalada y se recupera el equilibrio del mercado. La compraventa de energía también es posible en sistemas eléctricos compactos, bien interconectados con sistemas adyacentes, condición que cumplen prácticamente todas las empresas eléctricas de los 48 estados contiguos de los EUA.

Sin embargo, en muchos sistemas eléctricos, como el de México<sup>8</sup>, las posibilidades de importar energía son muy limitadas. Por lo tanto, en general, debido a las características particulares de la industria eléctrica (la energía no se puede almacenar), por si solo, el mecanismo de precio igual al costo marginal de corto plazo no resuelve satisfactoriamente las necesidades de inversión para ampliar la capacidad de generación. Hay abundante experiencia empírica sobre la necesidad que tienen los gobiernos o reguladores de intervenir en mercados competitivos, introduciendo medidas directivas (subastas de capacidad, obligación de las distribuidoras de contratar márgenes de reserva, etc.) para asegurar la expansión ordenada y oportuna de la capacidad de generación.

En conclusión, los mercados eléctricos con un nivel razonable de competencia, generan precios de la energía que son eficientes para su operación diaria; sin embargo, por si solos, dichos precios son, en general, insuficientes para asegurar la sustentabilidad de los mercados eléctricos. Para esto se requiere de la intervención directa del gobierno y/o el regulador.

Otras observaciones del artículo de NERA son:

*“Las curvas de largo plazo están basadas en precios y tecnologías actuales; no son aplicables si las tecnologías o los precios cambian a futuro.”*

Efectivamente, la capacidad no se puede instalar de manera instantánea, los proyectos involucran plazos de maduración a varios años; entonces, por necesidad, las decisiones de inversión en capacidad se toman en función de pronósticos de evolución de la demanda y de otras variables inciertas, tales como la innovación tecnológica y los precios de los combustibles. Esto ocurre en todos los casos y para todas las empresas; la empresa “óptima” no se puede diseñar con certeza, es una meta móvil.

---

<sup>8</sup> Una excepción es el sistema de Baja California, el cual está interconectado y opera en sincronía con el sistema WSCC que comprende el occidente de EUA y Canadá. El sistema de BC si puede importar un porcentaje relevante de la energía que requiere

Lo anterior implica que antes de iniciar la construcción de una planta generadora, los estudios de planificación o bien, los estudios de los inversionistas privados, en el caso de un mercado competitivo de generación, tienen determinadas las características fundamentales de la planta: sitio, tecnología, energético, capacidad.

Así surgen otros problemas menores, como el que se refiere a la dimensión espacial: un kW de demanda en un punto de la red alejado del nuevo centro de generación tiene un impacto distinto al de un kW de demanda cercana al centro de generación. Este hecho pone de relevancia las interdependencias entre proyectos de generación y transmisión y, por ende, las interdependencias en sus costos y beneficios.

*“Se dice que los CMLP proporcionan estabilidad en los precios, sin embargo para obtener estabilidad es preferible utilizar un promedio ponderado de los CMCP.”*

Esta afirmación no es convincente; es evidente que al promediar los CMCP se pierde la eficiencia que, directamente, estos costos proporcionan.

*“El CMLP es una señal de precios futuros. Las señales de precios impactan decisiones de los usuarios que son de varios tipos: decisiones de consumo, compras de activos de corto plazo (de 2 a 5 años), y compras de activos de largo plazo (por ejemplo, la elección entre una calefacción eléctrica y una a gas natural o gas LP). Los CMLP dan señales inapropiadas para decisiones de consumo o de compras de activos de corto plazo.”*

Es claro que CMCP dan mejores señales para tomar decisiones sobre consumo y los CMLP mejores señales sobre decisiones de inversión, incluyendo las decisiones sobre inversiones en procesos productivos. Seguramente esta es la preocupación que manifiesta Kahn cuando recomienda buscar un equilibrio que recoja lo mejor de cada método.

*“Los CMCP y los CMLP son iguales en situación de equilibrio. Esta condición ocurre solamente bajo condiciones restrictivas; en particular se requiere que el acervo de activos se ajuste continuamente para mantener la magnitud y mezcla óptimas. Esto requiere previsión perfecta por parte del planificador del sistema eléctrico y la habilidad de realizar incrementos pequeños al capital.”*

Efectivamente, los CMLP se calculan específicamente para un sistema adaptado. En este sentido, las tarifas basadas en estos CMLP son señales eficientes de precio. En el caso particular de CFE el tamaño del sistema implica que todas las adiciones de capacidad en el SIN son pequeñas. En contraste, en el sistema BCS las inversiones dan lugar a excesos temporales de capacidad de generación y de transmisión, debido a que el tamaño del sistema da lugar a indivisibilidades importantes.

*“Las tarifas basadas en CMCP reflejan las características reales del sistema eléctrico y son, por lo tanto, más eficientes, siempre que los usuarios cuenten con información suficiente para hacer proyecciones razonables sobre las tarifas futuras”*

Esta frase pone en evidencia la necesidad que tienen usuarios y suministradores, bajo cualquier sistema de precios, de hacer proyecciones a futuro cuando se toman decisiones sobre inversiones.

Por otra parte, considera Paul Joskow<sup>9</sup> que el paso de la teoría económica al cálculo efectivo de precios para los servicios públicos constituye el vínculo débil de la discusión que los economistas hacen de los sistemas de precios eficientes. Estima necesario que, para mejorar los resultados, este esfuerzo sea realizado por grupos que incluyan a ingenieros, economistas y contadores, con el fin de incluir información detallada de la tecnología y el significado real de los costos registrados. Coincido plenamente con esta afirmación, en la práctica ni el enfoque de ingeniería de sistemas eléctricos, ni el de economía de la industria eléctrica, aislados, permiten definir adecuadamente los costos marginales, es indispensable aplicar un enfoque pluridisciplinario.

Joskow define el largo plazo como el tiempo requerido para incorporar completos los ajustes necesarios a la expansión de la capacidad. Añade que, debido a las indivisibilidades en las adiciones de capacidad, es altamente probable que el examen de lo ocurrido en un año aislado conduzca a una medida muy pobre de los costos marginales de capacidad. Considera que el horizonte apropiado para examinar estos costos es de 5 a 10 años.

En relación con la generación, Joskow estima que el horizonte de 5 a 10 años tiene la ventaja de incluir tecnologías para atender los distintos tipos de cargas: de base, intermedias y de punta, que son las que efectivamente serán las unidades marginales. En este contexto, el costo marginal de largo plazo de capacidad de generación se puede definir como el cociente del valor presente del costo de las adiciones en capacidad (incluyendo el componente fijo de operación y mantenimiento) dividido entre el valor presente del incremento en la potencia máxima.

Se puede apreciar una coincidencia en la preocupación que manifiestan Kahn y Joskow por incorporar elementos particulares de los sistemas eléctricos, incluyendo consideraciones de largo plazo, en la determinación de los costos marginales.

---

<sup>9</sup> “Applying economic principles to Public Utility rate structures: the case of electricity”, Paul L. Joskow, en *Studies in electric utility regulation*, editado por C. J. Cicchetti y John Jurewitz, Ballinger Publishing Co., 1975, pp.17-72

### El cálculo del CMCP de capacidad de generación.

El cálculo del CMCP de capacidad de generación esta estrechamente vinculado a la determinación del nivel óptimo de capacidad de generación o, alternativamente, a la determinación del nivel óptimo de la reserva de generación.

Se ha debatido si es apropiado considerar

$$\text{capacidad incremental} = 1/(1 - \text{EFOR})$$

para garantizar el suministro de 1 kW adicional de demanda, o bien

$$\text{capacidad incremental} = 1/(1 + \text{MR})$$

como se acostumbra en México.

EFOR es la tasa de falla forzada, o el valor esperado del tiempo que una unidad está indisponible para generar energía debido a fallas.

MR es el margen de reserva considerado para el diseño del nivel de capacidad en un sistema eléctrico. Este MR comprende las indisponibilidades (programadas o por falla, parcial o total) de todas las unidades en el sistema eléctrico.

Por lo tanto, la primera definición introduce una diferencia con respecto a la práctica vigente en México: ¿se deben tomar en cuenta las indisponibilidades programadas o solo las causadas por falla?

La respuesta depende de la forma de la curva de carga del sistema. En sistemas con estacionalidad marcada (como el de BC) es posible programar los mantenimientos durante la estación de demanda baja; en tales circunstancias, durante la estación de demanda alta solo se presentan indisponibilidades por falla, por lo que ambas definiciones resultan equivalentes. Sin embargo, en sistemas con curva de carga relativamente uniforme a lo largo del año, como es el SIN, permanentemente se tienen plantas indisponibles por mantenimientos programados. Se puede concluir que, en estas condiciones la definición adecuada es la que se utiliza en México.

Respecto a la mezcla de generación, es relevante mencionar que las plantas hidroeléctricas con reducido margen de regulación, las solares y eólicas, se caracterizan por falta de control de la generación; se dice que estas plantas generan, al menos parcialmente, energía secundaria (aquella que no es posible programar). Si la mezcla de generación incluye un componente elevado de energía secundaria esto debe ser tomado en cuenta para la determinación del margen de reserva y, por lo tanto, el costo marginal.



La selección del óptimo número de horas de pérdida de carga, a su vez, requiere la evaluación del costo de la energía no suministrada, el cual se recomienda obtener mediante encuestas a los usuarios.

De acuerdo con NERA la fórmula general para el cálculo del CMCP<sup>10</sup> es:

$$MC_i = \frac{MCR \frac{LOLH_i}{LOLH}}{1 - MR \frac{LOLH}{LOLH^*}}$$

Donde:

MC<sub>i</sub>: costo marginal en el período i

MCR: costo marginal anual de la reserva de capacidad

MR: margen de reserva

LOLH<sub>i</sub>: valor esperado de las horas de pérdida de carga en el período i

LOLH: valor esperado de las horas de pérdida de carga en un año

LOLH\*: número de horas de pérdida de carga en un año, en situación de equilibrio (el \* significa valor óptimo)

El primer término se refiere al cálculo propiamente dicho del costo marginal de corto plazo de la capacidad de generación. El segundo término asigna dicho costo a distintos períodos considerados, en proporción a la probabilidad de pérdida de carga en cada uno de ellos.

Cuando un sistema está adaptado el tercer término es igual a 1 y se elimina. Cuando además, los períodos i en que la probabilidad de pérdida de carga es significativa se reúnen en uno solo (el período de punta), desaparece el segundo término.

La experiencia francesa temprana (años 50 a 70) con el uso de distintos períodos de punta condujo a problemas por movilidad de la punta, debida a la respuesta de los usuarios a la señal horaria. Se concluyó que la solución práctica estaba en definir un período de punta más ancho, más estable. Esta es la práctica que se ha seguido en el SIN, en México.

En cambio, en los sistemas BC y BCS predominan puntas estacionales de aire acondicionado cuya duración es de muchas horas. En estos sistemas si es posible descomponer la punta en subperíodos con distintas probabilidades de pérdida de carga y, por lo tanto, con distintos costos marginales.

Las situaciones de falla son eventuales, se derivan de una combinación de circunstancias aleatorias desfavorables. Por ello, la modelación de un sistema eléctrico requiere contar con una buena representación de los principales

---

<sup>10</sup> Tomado de "Finding the short-run marginal capacity costs of generation", Kent P. Anderson y Hethie S. Parmesano, NERA, 21 de junio de 1988, corregido por el uso del margen de reserva

fenómenos aleatorios: evolución de la demanda; indisponibilidades de los equipos e instalaciones; hidráulicidad, en los casos en que se cuenta con unidades hidroeléctricas.

Es necesario utilizar técnicas probabilísticas de costos de producción para estimar las horas de pérdida de carga esperadas. Es en el empleo de modelos matemáticos que representan los sistemas eléctricos que se sustenta el cálculo de los costos marginales. Los modelos utilizan información de las curvas de carga; de los costos de inversión y operación. Los modelos simulan la operación de los sistemas eléctricos; optimizan los mantenimientos programados; simulan distintas condiciones hidrológicas para las hidroeléctricas; utilizan procesos estocásticos para simular fallas y degradaciones en plantas, subestaciones y líneas; calculan la probabilidad de pérdida de carga. Es el resultado de este análisis exhaustivo y simultáneo de las variables relevantes que conduce al cálculo de los costos marginales en un sistema eléctrico.

Adicionalmente, la evolución de diversos factores de cálculo es incierta. Entre estos destacan: precios de los combustibles y otros insumos, costos de inversión, tasas de interés, avance tecnológico. Por lo tanto, lo que se calcula son valores esperados de los costos marginales.

#### Los CM en períodos distintos al de punta<sup>11</sup>

En la formación de las tarifas los cargos por demanda distribuyen los costos de capacidad entre las clases de usuarios de acuerdo con la participación de cada clase en la demanda de punta del sistema. Cada kWh consumido en el período de punta es marginal en el sentido de que los costos de capacidad serían inferiores en su ausencia. En cambio, ningún consumo en períodos fuera de punta es marginal en ese sentido.

Los usuarios del servicio público durante períodos distintos al de punta no imponen presión para ampliar la capacidad del sistema, por lo tanto, no deben pagar los costos de capacidad. Esto significa que la magnitud y elasticidad de la demanda son factores que influyen sobre la determinación del nivel de los costos marginales.

La asignación de los costos de capacidad entre dos clases de usuarios es un problema de asignación de costos a dos productos conjuntos. La porción conjunta del proceso productivo es el suministro de capacidad; los costos conjuntos asignables a cada clase son función de las magnitudes de las demandas de cada clase y de sus elasticidades.

Cuando es predecible la evolución de las curvas de carga y se prevén modificaciones en los períodos de punta, los costos de capacidad deben ser

---

<sup>11</sup> Las observaciones siguientes se basan en *"The Economics of Regulation"*, de Alfred E. Kahn, John Wiley and Sons, Inc. 1970

compartidos de manera proporcional por los usuarios del servicio durante períodos de punta y durante períodos viables de convertirse en períodos de punta en un futuro cercano. En esta última observación Kahn se está refiriendo a un costo marginal prospectivo, es decir, a un costo marginal de largo plazo.

### Algunos elementos de la metodología de costos marginales de capacidad de generación<sup>12</sup>

La metodología empleada en México parte de los conceptos básicos siguientes:

#### Costo unitario de anticipación de una unidad generadora.

Este costo se presenta cuando se adelanta un año la entrada en operación de una unidad generadora y equivale a la anualidad del costo de inversión, actualizado a la fecha de puesta en servicio, más el costo fijo anual de su operación y mantenimiento, medido en \$/kW-año.

Las unidades generadoras no están disponibles todo el tiempo; su potencia se ve afectada por indisponibilidades parciales o totales debidas a mantenimientos programados y a fallas o degradaciones. Se llama factor de disponibilidad a la relación entre el valor esperado máximo de la energía que puede generar una unidad sujeta a indisponibilidades y la que generaría en condiciones de disponibilidad plena.

Para tomar en cuenta esta característica, al costo total mencionado se le divide entre el factor de disponibilidad de la unidad generadora, para expresar el costo de anticipación de un kW neto garantizado.

#### Beneficio marginal de una unidad generadora.

El disponer de un kW instalado adicional puede inducir dos tipos de ahorro en la operación de un sistema eléctrico: un ahorro neto en combustibles y una disminución en el valor esperado de la falla.

#### Parque óptimo de generación.

Es el conjunto de unidades generadoras que permiten satisfacer la demanda de energía eléctrica con un costo mínimo, en un período determinado. Durante ese período, se permite la libre instalación de unidades que económicamente deben desarrollarse.

#### Unidades en desarrollo libre

---

<sup>12</sup> Los conceptos siguientes están tomados de "Estudio de Tarifa, Tarea 3, Cálculo de los costos marginales de generación", Electricité de France International y Endesa - Chile, julio de 1991

Se llaman unidades en desarrollo libre aquellas que se incorporan al parque óptimo de generación cuando no se imponen restricciones a la potencia a instalar en cada año.

### Parque de generación adaptado

Un parque está adaptado cuando para cada una de las tecnologías en desarrollo el costo de anticipación es igual al beneficio marginal.

Cuando las indivisibilidades en algunas tecnologías en desarrollo libre son importantes en relación con la demanda, el parque de generación puede ser óptimo, pero el sistema eléctrico queda desadaptado. Esta situación se presenta en el sistema Baja California Sur.

### Costo marginal de largo plazo (CMLP)

Es el costo de abastecer un incremento de demanda en situaciones en que es posible instalar unidades generadoras adicionales.

En sistemas eléctricos el cálculo del CMLP corresponde a anticipar en un año la instalación de un equipo de generación en desarrollo.

Se puede demostrar matemáticamente que cuando el parque generador está adaptado, se tiene:

$$CMCP = CMLP$$

Es decir, cuando el parque de generación está adaptado el CMLP es igual al CMCP.

Cuando debido a indivisibilidades un parque generador no está adaptado, conviene utilizar métodos de cálculo que permitan asegurar que los costos marginales de corto plazo sean iguales a los que corresponden a un parque adaptado.

Esto es relevante, particularmente en el caso del sistema eléctrico de Baja California Sur. En este, y en el sistema eléctrico de Baja California, que son relativamente pequeños, se recomienda ponderar soluciones de varios parques de generación con desadaptaciones que representan situaciones óptimas de sobreinstalación y subinstalación, debidas a la presencia de economías de escala e indivisibilidades en los proyectos óptimos de inversión para la expansión de la capacidad de generación.

El costo marginal de largo plazo de generación consta de dos componentes fundamentales:

- 1°) el costo de energía, y
- 2°) el costo de capacidad (o costo de potencia)

El primero corresponde al costo de producción de la unidad generadora marginal, en cada período horario; su valor corresponde esencialmente al costo por concepto de combustible.

El costo marginal de capacidad corresponde al costo de la potencia incremental calculado en las horas en las cuales hay probabilidad de falla en el suministro. Cuando el parque generador está adaptado, este costo es igual al costo de anticipación del equipo en desarrollo, disminuido por las economías de combustible que su incorporación proporciona.

En particular, si las unidades de punta (turbogas) están en desarrollo, el costo marginal de capacidad es igual al costo de anticipación de estas unidades, ya que no hay ahorros de combustible. En cambio, cuando lo que conviene instalar son equipos de base o de carga intermedia el costo marginal de capacidad es inferior al costo de anticipación de la unidad incorporada, debido a los ahorros de combustible que se obtienen.

### **3.5 Consenso sobre el uso del costo marginal de largo plazo en Transmisión y Distribución**

Las plantas generadoras y las líneas de alta tensión en la red troncal se construyen para servir las necesidades de generación y de transmisión entre dos regiones en el contexto de un programa de inversiones óptimo en el largo plazo, el cual determina el momento para ejecutar el proyecto y su capacidad. A menudo, la decisión óptima implica construir líneas nuevas sobradas en cuanto a la tensión de sus aislamientos y el número de circuitos que pueden soportar. Por ello, en general para el año inicial de entrada en operación los costos marginales de las obras de transmisión no coinciden con sus beneficios marginales.

En la literatura hay consenso en que es adecuado utilizar el concepto de CMLP para calcular los costos marginales en procesos de transmisión y distribución. En particular se utiliza la definición de costo incremental, es decir, el CMLP se define como el cociente del valor presente de los costos de inversión en redes más el componente fijo del costo de mantenimiento, dividido entre el valor presente de la demanda atendida en dichas redes en un período, generalmente de 5 años. Para calcular los costos marginales de largo plazo debe considerarse que el sistema está adaptado.

Un proceso análogo se sigue para calcular los costos marginales de distribución. Una vez determinados los programas óptimos de expansión de las redes de transmisión y distribución a largo plazo, se calculan los valores presentes de sus programas de inversión. Estos se dividen entre los valores presentes de las demandas de energía correspondientes, obteniendo valores promedio de los costos marginales de largo plazo para transmisión y distribución.

Por otra parte, el proceso para incorporar a las tarifas los costos marginales de transmisión y distribución consiste de dos partes: el cálculo mismo de los costos marginales y la distribución de los costos entre las distintas clases de usuarios.

### **3.6 La estructura óptima de las tarifas eléctricas**

La estructura óptima de las tarifas eléctricas es aquella en que todos sus cargos son iguales a los costos marginales de suministro. Por lo tanto, estamos en posibilidad de definir tarifas óptimas cuando la tarifa basada en costos marginales es capaz de generar los ingresos que se requieren para preservar la salud financiera de la empresa eléctrica.

No obstante, en general, debido a la presencia de economías de escala e indivisibilidades, esta condición no se satisface. Los ingresos generados por tarifas basadas en costos marginales tienden a ser inferiores a los ingresos requeridos. Entonces se requiere establecer tarifas subóptimas que, manteniendo cierta eficiencia en la señal de precio permitan a la empresa eléctrica generar los ingresos requeridos.

En estas condiciones Electricité de France recomienda hacer un ajuste de nivel a las tarifas basadas en costos marginales, preservando los valores relativos de sus cargos; es decir, las tarifas objetivo que EdF recomienda conservan la estructura de una tarifa basada en costos marginales, pero, al mismo tiempo, generan los ingresos requeridos.

Paul Joskow<sup>13</sup> por su parte recomienda mantener el consumo marginal con precio igual a costo marginal, y que los ajustes de nivel se hagan en otros cargos de la tarifa. Esto equivale a una política de precio con discriminación.

La viabilidad de aplicar este principio depende de la estructura de la tarifa y de los tipos de cargos que comprende. Cuando la tarifa comprende un cargo fijo el ajuste propuesto por Joskow se puede aplicar únicamente a este cargo y, si es suficiente, se preserva la condición de señal eficiente de precio.

Sin embargo, cuando la tarifa no tiene un cargo fijo, o cuando el ajuste requerido no es viable de aplicarse íntegramente a dicho cargo, el problema se complica. El consumo marginal es la última unidad de energía demandada, cuyo precio se refleja en el cargo por energía. Sería necesario diseñar una tarifa con discriminación perfecta, que aplicara un cargo por energía igual a costo marginal para la última unidad consumida y otro cargo superior para los demás kWh consumidos, o para algunos de ellos. El principio requerido es el de una tarifa con al menos dos bloques de consumo, con precios decrecientes. Sin embargo, la

---

<sup>13</sup> "Applying economic principles to Public Utility rate structures: the case of electricity", Paul L. Joskow, en *Studies in electric utility regulation*, editado por C. J. Cicchetti y John Jurewitz, Ballinger Publishing Co., 1975, pp.17-72

distribución de los niveles de consumo de los usuarios es aleatoria, por lo cual sus consumos marginales también lo son.

Se puede aproximar una solución segmentando a los usuarios por niveles de consumo y estableciendo varias formas de facturación para cada estrato. En cada segmento, un subgrupo de consumidores podría recibir precio igual a costo marginal en sus consumos marginales.

Este concepto se aplica actualmente en México con las tarifas residenciales básicas 1 a 1F, facturando de manera distinta a los usuarios definidos como de consumos bajos o medios. No obstante, en las tarifas residenciales vigentes en México los valores relativos de los cargos por energía no tienen nada que ver con los costos marginales.

Cuando la tarifa tiene cargos por demanda y por energía, el problema es más complejo porque la señal eficiente de precio tendría que aplicarse a cada uno de los dos cargos, es decir, al último kW y al último kWh demandados.

Finalmente, Joskow recomienda aplicar ajustes a las distintas tarifas en proporción inversa a la elasticidad de la demanda para cada clase de usuarios y, dentro de cada clase, a los segmentos de la tarifa en proporción inversa a las elasticidades relativas de cada segmento. En particular, señala que en el caso de los usuarios residenciales los consumos básicos (ie. alumbrado, refrigeración, televisión) son más inelásticos, mientras que los consumos mayores (ie. calefacción y aire acondicionado) son más elásticos. Por lo tanto recomienda que las mayores desviaciones sobre los costos marginales se apliquen a los consumos básicos.

En estas condiciones, los criterios económicos recomendados por Joskow discrepan de los criterios sociales que tienen por finalidad apoyar mediante subsidios a los consumos básicos. La solución consiste en definir tarifas eficientes y proporcionar apoyos directos a los usuarios que los requieran, sin distorsionar las tarifas.

## 4. La metodología para el diseño de tarifas basadas en costos marginales

En México desde 1991 se utiliza la metodología de costos marginales para el diseño de las tarifas de uso general en alta y media tensiones. La metodología consta de 5 pasos, mismos que se resumen en el cuadro siguiente:

### Resumen de la metodología

#### metodología para el diseño de tarifas basadas en costos marginales

<b>1. cálculo de los costos marginales de capacidad y energía</b>
1.1 metodología de tarificación por medio de costos marginales 1.2 costos marginales de capacidad de generación y transmisión 1.3 costos marginales de capacidad de distribución 1.4 costos marginales de energía 1.5 resumen de costos marginales de capacidad y energía
<b>2. diseño de tarifas basadas en costos marginales</b>
2.1 segmentaciones de los costos marginales 2.2 curvas de carga de los sistemas eléctricos 2.3 curvas de carga de los usuarios del servicio eléctrico 2.4 determinación de las clases de usuarios 2.5 diseño de las tarifas teóricas 2.6 clasificación actual de las tarifas eléctricas 2.7 clasificación normativa de las tarifas eléctricas
<b>3. cálculo de los ingresos requeridos</b>
3.1 definición de la base de costos contables 3.2 definición de criterios de política financiera y fiscal 3.3 establecimiento de estándares de eficiencia 3.4 elaboración de proyecciones financieras 3.5 análisis de sensibilidad a factores de riesgo e incertidumbre 3.6 cálculo de los ingresos requeridos
<b>4. las tarifas objetivo</b>
4.1 asignación de la brecha de ingresos a las tarifas teóricas 4.2 cálculo de las tarifas objetivo 4.3 medición y cálculo de los subsidios 4.4 mecanismos de ajuste automático a las tarifas
<b>5. recomendaciones de política para acercar las tarifas vigentes a las tarifas objetivo</b>

Fuente: J L Aburto

A continuación se presenta una descripción breve de esta metodología, seguida de un análisis detallado de cada paso. A lo largo de este análisis se introducen comentarios y sugerencias relacionados con aquellos aspectos de la metodología que requieren ser reforzados o modificados.

1º) Se calculan los costos marginales en condiciones de un sistema eléctrico adaptado. Este proceso comprende el cálculo de los costos marginales de capacidad de generación, transmisión y distribución, y los costos marginales de energía para las etapas de generación, transmisión y distribución.



2°) Se diseñan las tarifas basadas en costos marginales, denominadas tarifas teóricas.

Los costos marginales se desagregan de acuerdo con distintos criterios para formar segmentos cuyos costos marginales son lo más homogéneos posible y para los cuales los usuarios tienen capacidad de respuesta.

Se efectúa un análisis de la demanda desde dos perspectivas distintas. Se examinan: la demanda agregada representada por las curvas de carga que enfrentan los sistemas eléctricos y las curvas típicas de carga para distintos grupos de usuarios. Hecho esto, se establecen las clases de usuarios de manera que sus demandas sean homogéneas en cuanto a patrones de uso y elasticidades de demanda.

Debido a limitaciones importantes en la información disponible esta es la parte más débil en la determinación de las tarifas eléctricas en México. Se dispone de información precisa de las curvas características de demanda para clases de usuarios que utilizan tarifas horarias; sin embargo esta información no se tiene para otros grupos de usuarios. Por otra parte, CFE ha efectuado estudios de elasticidad de la demanda únicamente al nivel de grandes sectores de usuarios.

Una vez establecidos los criterios anteriores, los CM se asignan a cada segmento definido.

- La asignación de algunos componentes de costos marginales de capacidad a los cargos por energía. El costo marginal de capacidad para un usuario es la suma de los costos de generación y de redes, ponderados por su contribución al desarrollo de la capacidad. El conocimiento de los patrones de consumo de los grupos de usuarios permite determinar su función (curva cóncava) de utilización de la potencia máxima y, con ello, asignar los costos para cada tipo de tarifa, en función del factor de utilización de la potencia máxima;
- La asignación de los costos de las redes se hace primero por nivel de tensión. Se deben conocer las curvas de carga por nivel de tensión y la contribución de cada clase de usuarios a la demanda máxima. Para los niveles de tensión superior al de suministro los costos de las redes se asignan a las horas de punta; para las redes correspondientes a tensiones de suministro los costos se asignan uniformemente a todos los períodos horarios.
- Se determinan algunos coeficientes empíricos. Por ejemplo, se establecen cargos a las demandas excedentes a las de punta, en los períodos base e intermedios;

El producto final de esta etapa son las tarifas denominadas tarifas teóricas, cuya importancia radica en sus estructuras. Su propósito es proporcionar señales de precio eficientes en cada uno de sus componentes y períodos.

Es evidente que las condiciones de un sistema eléctrico son dinámicas, con el tiempo cambian las condiciones de oferta y demanda en el sistema, y con ello deben cambiar también las señales de precio para seguir siendo eficientes.

En general, las tarifas teóricas no generan los ingresos que la empresa eléctrica requiere para preservar su salud financiera y financiar su expansión. Para lograr esto se requiere efectuar un ajuste de nivel a las tarifas teóricas.

3°) Con base en los costos contables y en las proyecciones financieras de los mismos, se calcula el nivel de ingresos requeridos por el suministrador para preservar su salud financiera.

Primero se determina la base de costos contables que deben formar parte de la tarifa. Debido a un conjunto de distorsiones presentes en la situación financiera de CFE, en esta etapa se deben revisar criterios de política financiera y fiscal y aplicar las adecuaciones que resulten convenientes.

Se establecen estándares de eficiencia que son incorporados a las proyecciones financieras. Se analizan factores de incertidumbre y riesgo y se calculan los ingresos requeridos.

En general estos ingresos requeridos son superiores a los que genera la aplicación de las tarifas teóricas. El excedente se conoce como la brecha de ingresos.

4°) Determinación de las tarifas objetivo.

Se asigna la brecha de ingresos a las distintas tarifas teóricas y, preservando su estructura, se incrementa su nivel en la proporción necesaria para alcanzar los ingresos requeridos. A las tarifas teóricas ajustadas por nivel se les denomina tarifas objetivo.

Se calculan los subsidios y se revisan mecanismos de ajuste automático a las tarifas.

5°) Se comparan las tarifas vigentes con las tarifas objetivo y se desarrollan políticas y programas para acercar aquellas a estas.

#### Actualización de los estudios de tarifas

La metodología de las tarifas eléctricas basadas en costos marginales que se implantó en 1991 en México, fue diseñada para ser revisada y actualizada cada 5 años. Es decir, cada 5 años se debieron:

1. calcular nuevos costos marginales y, como resultado, revisar las estructuras y definir nuevas tarifas teóricas,

2. elaborar proyecciones financieras y calcular la brecha de ingresos
3. definir nuevas tarifas objetivo
4. actualizar la fórmula de ajuste automático

Esto se cumplió en el año 1996, pero no se ha hecho cabalmente desde entonces. El estudio integral de tarifas eléctricas se debió haber efectuado, y las tarifas y la fórmula de ajuste automático debieron ser revisadas y actualizadas en sus estructuras y niveles en 2001 y, nuevamente, en 2006.

Cuando se efectúe la próxima revisión integral de las tarifas es conveniente normar los criterios de política para la determinación de las tarifas, la metodología y la periodicidad con que se actualizarán sus elementos.

A continuación, el examen detallado de la metodología.

## **4.1 Cálculo de los Costos Marginales de capacidad y de energía**

### **4.1.1 Metodología de tarifación por medio de costos marginales**

Esta metodología tiene por objeto proporcionar a los usuarios, por la vía de las tarifas eléctricas, señales económicas que indican el costo de suministrar potencia y energía eléctricas distinguiendo las diferencias en los costos marginales en función de varios criterios: los niveles de tensión, las variaciones regionales, estacionales, diarias y horarias; las diferencias por utilización de la potencia máxima.

Para llevar a cabo un estudio completo de costos marginales se requiere elaborar un conjunto de investigaciones variadas que incluyen:

- Análisis de las curvas de carga agregadas para regiones relevantes de un sistema eléctrico y las curvas de carga por clases de usuarios.
- Pronósticos de demanda de capacidad y energía para los siguientes 10 años, con desagregación regional, estacional, diaria y horaria.
- El programa óptimo de expansión del sistema eléctrico adaptado, para un plazo que puede cubrir los siguientes 5 a 10 años, incluyendo inversiones en generación, transmisión y distribución.
- Los programas de operación del sector eléctrico, también para los siguientes 5 a 10 años.

A partir de los elementos anteriores es posible determinar los costos marginales del sistema eléctrico.

### Los modelos que utiliza CFE para el cálculo de los costos marginales

Desde 1991, en México se utiliza el procedimiento implantado bajo la guía de Electricité de France para calcular los costos marginales.

La CFE calcula costos marginales mediante una serie de estudios complementarios entre sí, que comprenden las funciones de generación y transmisión. En todo sistema eléctrico hay interdependencias estrechas entre plantas de generación y líneas de transmisión; el sistema puede operar bien con más plantas y menos líneas o viceversa; no se puede optimizar cada función por separado. Por lo tanto, los costos marginales de capacidad de generación y de transmisión también son variables interdependientes.

#### Valor de la energía no suministrada

El valor de la pérdida de carga pretende medir el costo que para los consumidores representa la energía perdida por una falla en el suministro. La función objetivo de los modelos de optimización de CFE conduce al valor mínimo de la suma de los costos de inversión, operación y mantenimiento, y falla.

El valor de la energía no suministrada varía entre clases de consumidores, entre horas y días, y de acuerdo con la duración de la falla. El costo considerado por CFE ha sido de 1.50 US\$/kWh. En el pasado, los modelos de CFE han dado resultados equivalentes a un valor esperado de la pérdida de carga de 2.7 días anuales, durante el período considerado; seguramente este valor ha disminuido conforme crece el sistema eléctrico. En contraste, en los EUA es común utilizar un valor esperado de la falla igual a 1 día en 10 años, o 2.4 horas anuales.

#### La representación de la demanda

La representación detallada de la demanda es relevante tanto para fines de planificación como para el cálculo de los costos marginales. No obstante, el énfasis en el análisis difiere sensiblemente para cada uno de estos fines.

Para fines de planificación de la capacidad de los sistemas eléctricos es tan importante la variable espacial como la horaria. Es importante conocer y predecir los valores esperados de la demanda máxima y su duración, así como la forma de la curva de duración de carga, todo esto, con una desagregación regional muy detallada, ya que esto es relevante para planificar redes regionales de subtransmisión y redes locales de distribución. La desagregación de las curvas de carga por clases de usuarios no es relevante para la tarea del ingeniero en sistemas eléctricos<sup>14</sup>.

En contraste, para conducir estudios de costos marginales enfocados al diseño de las tarifas, la desagregación regional es relevante solamente al nivel de grandes regiones entre las cuales se considere la aplicación de tarifas distintas. Por otra

---

<sup>14</sup> A menos que se incluyan estudios de planificación de la demanda

parte, las curvas de duración de carga deben conocerse no solamente agregadas sino desglosadas por grupos de usuarios identificados con cada una de las clases de tarifas vigentes o bajo consideración. Esto incluye la identificación de curvas de carga para grupos de usuarios con elasticidades de demanda diferenciadas.

El grado de similitud o diferencia encontrado entre los costos marginales de las regiones de planificación es la base para definir las regiones para el diseño de tarifas. Es sobre los resultados de un análisis detallado mediante modelos como el EXPANDIN que se puede validar o revisar la regionalización vigente de las tarifas eléctricas. Por otra parte, las variaciones estacional, diaria y horaria de la demanda, esta última particularmente en horas de punta, son relevantes para los estudios de tarifas. La disponibilidad de información sobre curvas de carga y elasticidades de demanda por clases de usuarios son elementos necesarios para efectuar estudios de planificación por medio de la demanda y las tarifas.

En conclusión, puede considerarse que aunque la representación de las curvas de carga agregadas que utiliza CFE en sus modelos es adecuada para fines de planificación de la oferta, es insuficiente para fines de cálculo de costos marginales y para la determinación de criterios de política tarifaria basados en la demanda.

Por otra parte, una limitación relevante en cuanto a la demanda estriba en la falta de estudios prospectivos de las curvas de carga. Actualmente se usa la curva de carga más reciente y se extrapola a los 10 años del ciclo de planificación, sin modificar su forma. Tanto para inversiones como para precios, es importante contar con estudios prospectivos de las curvas de carga, que examinen y modelen los cambios previstos en ellas.

Adicionalmente, se requieren estudios prospectivos con enfoque económico aplicados primero a la demanda por clases de usuarios. El propósito es obtener información confiable sobre curvas de carga y elasticidades de demanda por clases de usuarios, desagregada al nivel de cada tarifa existente o por establecerse, y aun para subclases de usuarios en función de sus niveles de consumo.

Esta información puede utilizarse, de manera agregada, para proyectar cambios en la magnitud y en la forma de las curvas de duración de carga en los sistemas eléctricos.

Las curvas de carga, acompañadas de elasticidades precio de la demanda, son elementos fundamentales para que CFE pueda diseñar tarifas eléctricas que incorporen decisiones económicas racionales, para medir el costo social de las desviaciones entre las tarifas vigentes y las tarifas basadas en costos marginales, y para estimar los beneficios de políticas de correcciones a las tarifas.

#### **4.1.2 Costos marginales de capacidad de generación y transmisión**

La CFE utiliza conjuntamente, y de manera iterativa, los modelos WASP, EXPANDIN, MEXICO y otros modelos eléctricos, para optimizar, de manera coordinada, la expansión de los sistemas de generación y transmisión. Estos mismos modelos, y otros adicionales, se utilizan para el cálculo de los costos marginales.

- Primero se utiliza el modelo WASP, de programación dinámica, para obtener un primer programa de generación óptimo basado en un análisis detallado de las inversiones, sin considerar la red de transmisión. La representación de las hidroeléctricas en el WASP es simplificada; solamente considera tres condiciones hidrológicas, con una operación predefinida de los embalses.
- En el segundo paso las salidas del WASP se utilizan como entradas para el EXPANDIN, el cual comprende una red de transmisión con 30 nodos; el modelo optimiza la ubicación de las plantas nuevas y la red de transmisión, y calcula los costos marginales de capacidad en cada uno de sus nodos.
- El modelo MEXICO es un modelo de confiabilidad, de 100 nodos, que utiliza los resultados del EXPANDIN para verificar si la red que este modelo define satisface los requisitos de confiabilidad eléctrica del sistema. De no ser así, el modelo MEXICO modifica la red de transmisión para que cumpla los criterios de confiabilidad eléctrica.
- Otros modelos eléctricos, con mucho mayor detalle (del orden de 1,000 nodos) verifican el funcionamiento eléctrico del sistema generación-transmisión mediante estudios de flujos, estabilidad y corto circuito. Sus resultados también pueden conducir, por razones de confiabilidad, a cambios en la red de transmisión definida por el EXPANDIN.
- Los modelos de operación (SIPO, de 11 nodos y DEEM, de 32 nodos) tienen una representación fina de la operación de las hidroeléctricas, la cual se optimiza en función del valor del agua. Por lo tanto, los resultados de operación de estos modelos se retroalimentan al WASP para verificar y, en su caso corregir, el programa de inversiones en generación. Además, estos modelos calculan los costos marginales de energía.
- Se vuelven a correr los modelos WASP, EXPANDIN y MEXICO, incorporando las modificaciones señaladas por los modelos eléctricos y de operación. Se verifica la adaptación del parque generador, en particular tomando en cuenta la operación de los embalses y el programa óptimo de mantenimiento de las plantas. De considerarse necesario se pueden hacer iteraciones adicionales.

- Utilizando el modelo SIPO (y probablemente el DEEM) se verifica la adaptación del parque generador en conjunto con la red de transmisión, con respecto a cada uno de los nodos.
- En cada paso se verifican los resultados de unos modelos contra los de otros, y, en caso necesario, se hacen los ajustes necesarios a los parámetros que lo requieran, por ejemplo, el valor del agua, para representar adecuadamente la aleatoriedad.
- Se calculan los costos marginales de capacidad de generación y los costos marginales de energía. Estos últimos se comentan en la sección 4.1.4.

En el contexto de estos estudios los costos marginales son variables aleatorias, por lo tanto, lo que se calcula son los valores esperados de los costos marginales.

Las obras contenidas en el POISE se derivan de los estudios de expansión que CFE realiza mediante la aplicación de su batería de modelos de optimización. Los costos unitarios del COPAR son un insumo fundamental de los modelos ya que permiten evaluar cada proyecto y finalmente seleccionar, con base en sus beneficios y costos, y tomando en cuenta las interdependencias de los elementos del sistema eléctrico, aquellos que conducen al programa obras (POSE) que constituye el plan de expansión óptimo. El programa óptimo de inversiones (PISE) se deriva del POSE y consiste en cuantificar - mediante la aplicación de los cronogramas de obra e inversión de cada proyecto, contenidos en el COPAR - las inversiones anuales correspondientes a todos los proyectos incluidos en el POSE.

El costo marginal de capacidad de generación se define para un sistema adaptado. Para ello se elige un año futuro en el cual el parque de generación es óptimo, de manera que, en estas condiciones, los costos marginales de corto plazo son iguales a los costos marginales de largo plazo.

Las tecnologías de generación se clasifican en tres grupos:

- (i) En desarrollo libre, son aquellas que se instalan y forman parte del programa de expansión óptimo;
- (ii) En desarrollo restringido, son aquellas económicamente atractivas pero cuyo desarrollo está limitado por alguna causa; por ejemplo, disponibilidad limitada de vapor para plantas geotérmicas, o disponibilidad limitada de algún combustible específico para centrales térmicas, o bien, por una política establecida. Estas tecnologías se incluyen en el programa de expansión, hasta alcanzar su límite permitido;
- (iii) Tecnologías que no están en desarrollo; su capacidad instalada excede al óptimo económico, porque su beneficio marginal es inferior a su costo de anticipación; por lo tanto quedan excluidas del programa de expansión.

A continuación para cada una de las tecnologías de generación en desarrollo se calculan:

- El beneficio marginal, definido como la economía de operación (combustible y falla) que produce 1 kW instalado de una tecnología. Este valor, dividido entre el factor de disponibilidad de dicha tecnología proporciona el beneficio marginal de la tecnología por kW garantizado.
- El costo de anticipación, que es el costo de adelantar un año la puesta en servicio de 1 kW de esa tecnología. Este valor, dividido entre el factor de disponibilidad de dicha tecnología proporciona el costo de anticipación de la tecnología por kW garantizado.

Si el beneficio marginal de una tecnología es menor a su costo de anticipación se reduce el número de unidades de ese tipo; si es mayor, se agregan unidades. El óptimo se alcanza cuando:

- Para tecnologías en desarrollo libre el beneficio marginal es igual al costo de anticipación.
- Para tecnologías en desarrollo restringido, el beneficio marginal es mayor al costo de anticipación y el número de unidades es igual al máximo posible.

El costo marginal se calcula como el costo de anticipación de las tecnologías en desarrollo libre por kW garantizado, que dan por resultado el sistema adaptado. El costo marginal de capacidad es el costo ponderado del kW garantizado calculado mediante el número de unidades de cada tecnología en desarrollo libre comprendidas en el plan de expansión óptimo.

En México, a partir del año 2000 la expansión de la capacidad se ha hecho casi exclusivamente por medio de ciclos combinados a gas natural, por lo cual, el costo de esta tecnología ha sido aproximado al costo marginal.

Vale puntualizar que esta estrategia de expansión ha sido cuestionada y que en la edición del COPAR de 2007 CFE presenta, por primera vez en muchos años, varias tecnologías cuyos costos nivelados de generación son inferiores a los del ciclo combinado. Esto no significa que a partir de ahora todas las plantas nuevas deban ser carboeléctricas (que es la tecnología de mínimo costo en la nueva edición del COPAR). Para definir una estrategia de expansión óptima se requiere tomar en cuenta la incertidumbre y el riesgo asociados a los costos de los proyectos durante su construcción y operación durante su vida económica y los beneficios relativos de cada proyecto en función de su ubicación en el sistema eléctrico y sus interdependencias con el resto del sistema.

En general, la estrategia de expansión óptima es una estrategia diversificada en tecnologías y combustibles, que permite a la empresa eléctrica modificar sus despachos económicos de acuerdo con las variaciones en los precios relativos de los combustibles. La estrategia óptima se determina mediante el uso de una batería de modelos de optimización como los que utiliza CFE, u otros equivalentes.



### Otros detalles sobre generación

Los factores de corrección por altitud y temperatura aplicados a los ciclos combinados son elevados y sensibles a las condiciones de cada sitio específico. Conviene que CFE haga explícitos en el COPAR estos factores, para los distintos nodos considerados en los modelos de representación de los sistemas eléctricos. Asimismo, conviene que se hagan explícitos en el COPAR los costos de los combustibles entregados en cada nodo, separando precios de referencia y costos de transporte.

Conviene revisar los montos de los costos de operación y mantenimiento de los ciclos combinados que utiliza CFE, los cuales parecen excesivos. Podrían ser resultado de las fórmulas contractuales utilizadas por los productores independientes en los procesos licitación, pero esto debe explicarse.

### Margen de reserva y probabilidad de falla

Hay una correspondencia directa entre margen de reserva y probabilidad de falla. Los factores de margen de reserva deben revisarse periódicamente para mantenerlos adecuados a las condiciones dinámicas de los sistemas eléctricos; para una probabilidad de falla constante el margen de reserva tiene a reducirse conforme un sistema eléctrico crece y se vuelve más mallado; también se reduce el margen de reserva requerido conforme disminuye la proporción de energía hidroeléctrica y otras energía secundarias.

Actualmente CFE utiliza como criterio de planificación un margen de reserva operativo (MRO) de 6%<sup>15</sup>. En el POISE, CFE indica que este MRO de 6% se alcanza a partir de 2012, mientras se absorbe la capacidad excedente. Los análisis de CFE indican que ese 6% corresponde a un margen de reserva (MR) que varía entre 21.9% y 23.2% en los años 2012 a 2016.

El margen de reserva operativo es el resultado final de la suma de variables aleatorias de oferta y de demanda. El margen de reserva también es una variable aleatoria pero es utilizado más a menudo como factor de diseño ya que mide la reserva efectiva antes de considerar las indisponibilidades de las plantas eléctricas.

Se requiere que CFE haga explícito el costo de la falla y la probabilidad de la misma que corresponden al MRO de 6% utilizado como factor de diseño.

### El costo marginal de capacidad de transmisión

El método consiste en el cálculo del costo incremental de capacidad calculado como la inversión en capacidad más los costos fijos de operación y mantenimiento durante un plazo de varios años para un sistema adaptado, dividido entre la

---

<sup>15</sup> POISE 2007-2016, pág. 3-28.

demanda incremental atendida. Es un costo marginal de largo plazo, el cual se justifica en virtud de las indivisibilidades y economías de escala típicas de los proyectos de líneas y subestaciones de transmisión. En la literatura económica hay consenso sobre esta forma de calcular el CM de transmisión.

En estudios previos de tarifas CFE ha utilizado los resultados del modelo EXPANDIN, para calcular el CMLP de capacidad correspondiente a la transmisión. Los resultados se obtienen para cada uno de los 30 nodos que comprende la red eléctrica representada por el modelo EXPANDIN.

Durante el estudio elaborado en 2004, la consultora Pace Global indicó que no tuvo acceso a las corridas del EXPANDIN que le permitieran utilizarlo para el cálculo de los costos marginales de capacidad de transmisión; indicando que CFE le informó que no se tenía disponible. Tampoco utilizó el modelo el Grupo Intersecretarial de Tarifas durante sus trabajos realizados en 2005 y 2006. Es importante que CFE aclare si está en disponibilidad de producir corridas del EXPANDIN para fines de cálculo de costos marginales de transmisión, o si existe algún impedimento para ello.

#### **4.1.3 Costos marginales de capacidad de distribución**

CFE no posee un modelo para el cálculo de los costos marginales de distribución. CFE construye el POISE de Distribución como la suma de los POISEs de cada una de las 13 divisiones de distribución que la integran. En el pasado se utilizó este POISE para calcular el costo incremental de capacidad de distribución en el largo plazo, como el valor presente de la inversión “óptima” dividido entre el valor presente de la demanda incremental suministrada en un período de 5 años, suponiendo que el sistema está adaptado.

En la práctica, desde hace muchos años, las obras de distribución se financian con recursos fiscales, cuyo monto es limitado e insuficiente para atender el programa óptimo de inversiones de CFE. Por esta razón, y por carecer de un modelo analítico para la selección de las obras a realizar, CFE elabora su POISE de distribución mediante la identificación de proyectos de inversión que resuelven insuficiencias en las redes de distribución. Estos proyectos son jerarquizados de acuerdo con su rentabilidad y urgencia, y seleccionados cada año, hasta donde lo permiten las restricciones presupuestarias.

Como parte del estudio de tarifas efectuado por la consultora Pace Global en 2004, la consultora Sigla calculó los costos marginales de largo plazo para el segmento de distribución. El método utilizado por Sigla en 2004, es un avance en la dirección correcta para calcular estos costos; el procedimiento utiliza el concepto de un sistema eléctrico adaptado, compatible con el método utilizado por CFE para calcular los CM de transmisión.

Sigla puntualiza que redes de distribución con dispersiones de carga similares tienen costos de desarrollo similares. A partir de estudios previos de distintas empresas distribuidoras de Argentina y Brasil, desarrollaron una curva que relaciona el costo unitario de inversión (\$ / kW) con la dispersión de la carga (longitud de las líneas de media tensión / kW).

Para el estudio en México, Sigla agrupó las 13 divisiones de CFE y 5 secciones en que dividió a LFC de acuerdo con su dispersión de carga y seleccionó a 4 de ellas para estudiarlas detalladamente. El consultor considera que estas 4 distribuidoras son representativas del espectro completo de la dispersión de la carga en México. A partir de los resultados obtenidos trazaron la curva costo de inversión vs. dispersión de la carga. Los resultados para el resto de las divisiones fueron interpolados de acuerdo con sus dispersiones de carga.

Sigla definió el costo marginal de largo plazo de capacidad como el cociente de la inversión incremental más los costos fijos de operación y mantenimiento, entre la demanda incremental atendida en la redes de distribución en un período de cinco años, durante los cuales consideró que el sistema eléctrico se encontraba adaptado. Esta es la definición utilizada en México desde el año 1991.

Entre 2005 y 2006 el Grupo Interinstitucional de Tarifas actualizó el estudio de Sigla, usando la misma metodología. En los resultados se observa que los costos de operación y mantenimiento son muy elevados, equivalen al 62% de los costos de inversión; esto incluye el 12% de impuestos. Los impuestos constituyen el componente de la rentabilidad que es transferido al gobierno; su inclusión en el cálculo de los costos marginales es dudosa. Conviene revisar estos datos y justificarlos o corregirlos.

El método empleado por Sigla es compatible con los criterios de cálculo de los costos marginales de largo plazo y es superior al método que antes utilizaba CFE. Por lo tanto es recomendable profundizar en este estudio u otro equivalente, aplicándolo a cada una de las divisiones de distribución de CFE y de las secciones de LFC con varios propósitos:

- calcular los costos marginales de largo plazo de capacidad de distribución,
- sistematizar la identificación de proyectos de inversión y
- apoyar la realización de estudios de eficiencia comparada entre todas las distribuidoras en el país. Estos estudios, a su vez, se requieren para estructurar programas de productividad en distribución.

#### **4.1.4 Costos marginales de energía**

La metodología seguida por CFE para el cálculo de los costos marginales de energía comienza tomando como datos los resultados obtenidos de los modelos de capacidad. El modelo SIPO simula la operación de los sistemas eléctricos, poniendo énfasis en la simulación de las plantas hidroeléctricas bajo distintos

regímenes hidrológicos; asimismo, SIPO simula los mantenimientos del parque generador. Los resultados del modelo SIPO se utilizan como entradas para correr el modelo DEEM.

Las salidas del modelo DEEM corresponden a los costos marginales de energía. Para cada año el modelo indica costos marginales de energía mensuales para 32 nodos y para cada uno de los cinco escalones de demanda considerados. Esto es, el modelo arroja un total de 1,920 datos por año.

No hay controversia en torno a la forma como CFE calcula los costos marginales de energía; los métodos empleados son conceptualmente apropiados.

Es relevante anotar que, con la posible excepción del DEEM, el cual no conozco<sup>16</sup>, los modelos de CFE fueron diseñados para fines de planificación conjunta del sistema generación-transmisión y, si bien pueden considerarse suficientes en la mayoría de los aspectos, se debe subrayar que no son herramientas expresamente diseñadas para conducir estudios de tarifas. Por otra parte, algunos de estos modelos datan de principios de los setenta. Es posible que convenga actualizarlos o reemplazarlos.

Cuando se lleve a cabo una evaluación general del método y los procedimientos para la determinación de las tarifas eléctricas, convendrá revisar los modelos de CFE desde la perspectiva de su funcionalidad específica para el cálculo de costos marginales y, en caso necesario, llevar a cabo las adecuaciones pertinentes para asegurar que los modelos disponibles sean adecuados para el cálculo de los costos marginales de cada uno de los tres sistemas eléctricos que integran el sector eléctrico nacional (SIN, BC, BCS).

#### **4.1.5 Resumen de costos marginales de capacidad y de energía**

En resumen los costos marginales se definen como la suma de los conceptos siguientes, añadidos hasta cada nivel de tensión correspondiente:

Los costos marginales de largo plazo, de capacidad:

- Capacidad de generación garantizada
- Pérdidas de potencia en cada etapa: T, S, M, B
- Desarrollo de redes de cada etapa: T, S, M, B
- Componente fijo de operación y mantenimiento

Los Costos marginales de energía:

---

<sup>16</sup> Durante el desarrollo de este estudio solicité, por conducto de la CRE, cita con la Subdirección de Programación de CFE para actualizar la información reportada en esta sección y en la 4.1.2. Sin embargo, la cita no fue concedida. Es importante que CFE proporcione a las autoridades información completa y actualizada sobre los procedimientos empleados y el estado que guardan los modelos utilizados en sus actividades de planificación y cálculo de los costos marginales.

- Energía generada
- Pérdidas de energía en cada etapa: T, S, M, B
- Componente variable de operación y mantenimiento

Conviene mencionar que los factores de pérdidas de potencia y energía apropiados para el cálculo de los costos marginales son los de un sistema eléctrico adaptado, es decir, son factores de pérdidas eficientes.

## **4.2 Diseño de las tarifas basadas en costos marginales (tarifas teóricas)**

Conceptualmente el costo marginal de suministrar energía es único para cada punto de entrega un sistema eléctrico y, además, su valor se modifica a cada instante, conforme cambian la oferta y la demanda. En este sentido el precio basado en costos marginales es una variable dinámica y continua, con un número infinito de valores, con un precio para cada usuario en cada instante.

En la práctica se requiere distinguir las variables principales en función de las cuales cambian los costos marginales y convertirlas en variables discretas. Es decir, una vez calculados los costos marginales es necesario definir las segmentaciones relevantes para asignar los costos marginales en el tiempo y en el espacio con criterios técnicos y con reglas prácticas.

También es preciso clasificar a los usuarios en grupos o clases con características homogéneas de uso de la energía para determinar las clases de usuarios a cada una de las cuales le corresponderá una tarifa.

Estas segmentaciones de costos marginales y determinación de clases de usuarios se revisan en esta sección. Posteriormente, en la sección 4.3 se asignan los costos marginales a las distintas clases de usuarios, para determinar las tarifas teóricas.

### **4.2.1 Segmentaciones de los costos marginales**

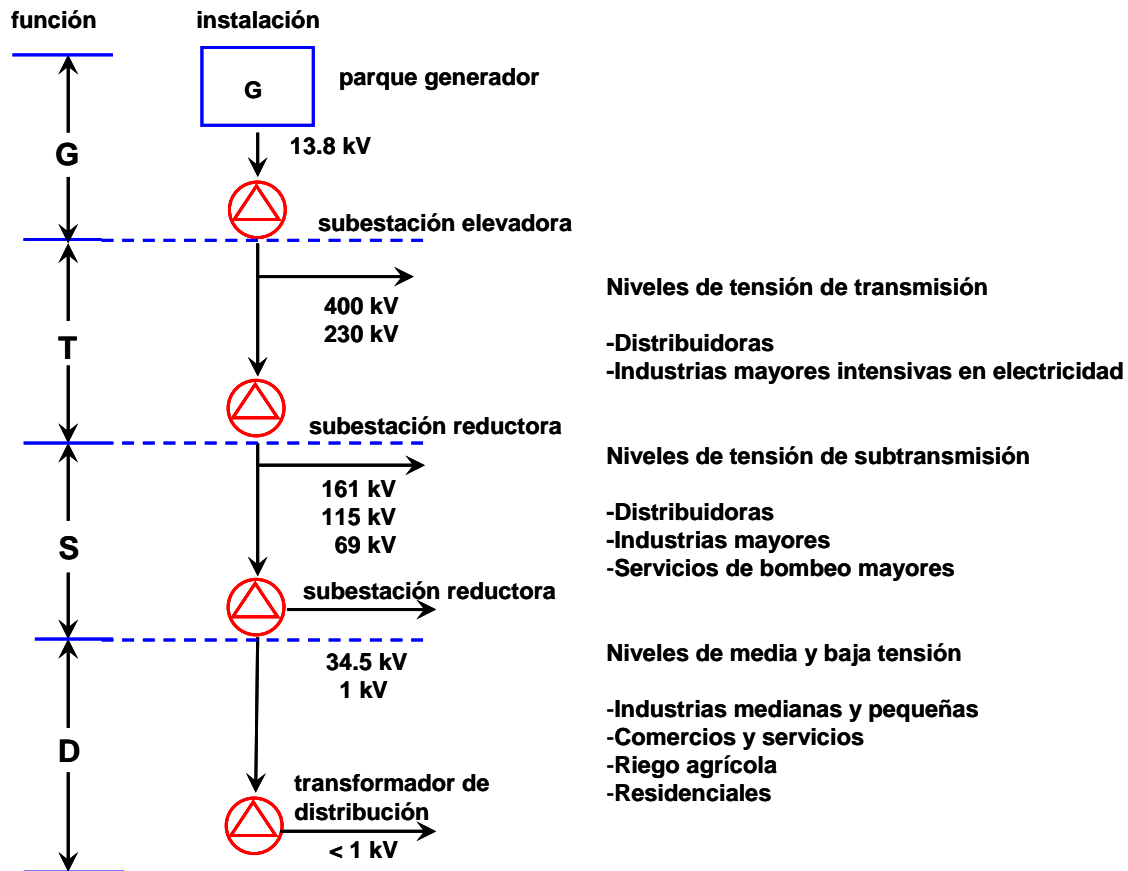
Las variables que más influyen en la determinación del nivel de los costos marginales son: el nivel de tensión de suministro, las variaciones de la demanda en el tiempo (en períodos estacionales, diarios, horarios), la distribución espacial de la oferta y la demanda y los patrones de uso de la energía por cada clase de usuarios.

El diagrama siguiente describe los elementos principales de un sistema eléctrico y distingue sus etapas de transmisión y distribución según los niveles de voltaje.

#### Segmentación de costos marginales por nivel de tensión

El diagrama muestra una representación simplificada del sistema eléctrico en el que se distinguen en primer lugar las instalaciones que comprende cada una de las funciones de la industria eléctrica.

### Niveles de tensión de transmisión y distribución



- Generación comprende el parque generador y sus subestaciones elevadoras asociadas, para entregar la energía a las redes de alta tensión.
- Transmisión se refiere a las líneas de transmisión desde 400 kV hasta 230 kV y la subestaciones reductoras con tensiones hasta 230 kV en el lado de alta.
- Subtransmisión incluye las líneas de transmisión desde 115 kV hasta 69 kV y las subestaciones reductoras con tensiones hasta 69 kV en el lado de alta.
- Distribución comprende líneas y subestaciones con tensiones de 35 KV e inferiores, hasta las instalaciones para la conexión y entrega de energía a los usuarios.

Como se desprende del diagrama, el voltaje o tensión de suministro es la variable que, con mayor impacto, distingue las instalaciones que utiliza un determinado cliente. Es por ello el voltaje el factor que más influencia tiene sobre los costos relativos de suministro.

En México la energía se entrega en muchos niveles de tensión, algunos de los cuales están estandarizados y se utilizan en la expansión de los sistemas eléctricos y otros que subsisten en zonas pequeñas, de la época en que la industria eléctrica era abastecida por empresas privadas en territorios concesionados.

En la práctica, los costos marginales se han clasificado en cuatro segmentos de acuerdo con su nivel de tensión:

- 1- alta tensión nivel transmisión: 400 y 230 KV
- 2- alta tensión nivel subtransmisión: 161 a 35 KV
- 3- media tensión (o distribución alta): 34.5 a 1 KV
- 4- baja tensión (o distribución baja): menos de 1 KV

Este criterio de segmentación de los costos marginales es directo y transparente, no se requiere revisarlo; lo que se requiere es separar en dos las tarifas que actualmente dan servicio indistintamente en media y baja tensiones.

#### Segmentación de costos marginales por regiones

Se justifica regionalizar las tarifas cuando hay diferencias relevantes entre sus costos marginales. En México hay tres sistemas eléctricos independientes, con características bien distintas por lo cual la cobertura de cada sistema determina un primer nivel de regionalización: se establecen así las regiones de Baja California (BC), Baja California Sur (BCS) y el resto del país, agrupado en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

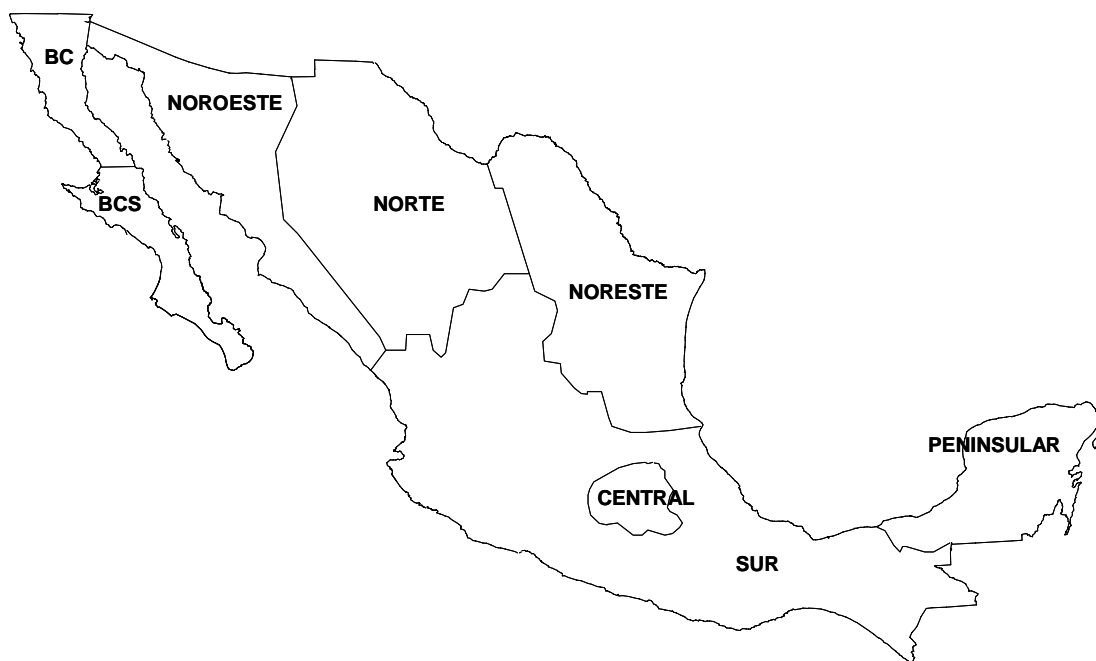
El segundo nivel de regionalización se puede presentar dentro de cada sistema. Los sistemas BC y BCS son lo suficientemente compactos como para no ameritar segmentación regional.

Desde 1991 el SIN ha estado dividido en 6 regiones para fines de tarificación (Noroeste, Norte, Noreste, Central, Sur y Peninsular), las cuales se muestran en el diagrama anterior junto con las regiones BC y BCS.

En los sistemas eléctricos la consolidación de una red troncal de transmisión tiende a uniformar los costos de la energía a lo largo de toda la red y entre las regiones que la integran. Conforme evoluciona el sistema eléctrico aumentan: el mallado de la red, la capacidad de transmisión entre regiones y las densidades de los centros de generación y de carga; en consecuencia, los costos regionales se

van homologando. Es decir, la regionalización de las tarifas va perdiendo relevancia conforme un sistema eléctrico se vuelve más mallado.

### Regiones para tarifas horarias



En México la red de transmisión en alta tensión se comenzó a integrar a partir de la nacionalización de la industria en 1960. En esa década quedaron interconectadas, por una parte, las áreas Occidental y Oriental en el sur del país y, separadamente, las áreas Noreste y Norte. Entre 1971 y 1976, con el programa de cambio de frecuencia fue posible interconectar el área Central con las áreas Occidental y Oriental. En 1978 se unieron por primera vez las mitades norte y sur del territorio. Finalmente, en 2006 se integró el área Noroeste al resto del sistema continental.

Recientemente se ha cuestionado la conveniencia de mantener o no las 6 regiones de tarificación del SIN establecidas en 1991. Las diferencias regionales que actualmente contienen las tarifas reflejan las diferencias de costos relativos vigentes la última vez que se revisó de manera integral el sistema de tarifas, en 1996. Desde entonces las ventas de energía han aumentado 44%; la capacidad de generación creció 38% y la red de transmisión 53%.

En los estudios de Pace Global (2004) esta consultora manejó una sola región para todo el país. En los trabajos posteriores del Grupo Interinstitucional de Tarifas (2005 y 2006), se separaron costos marginales al nivel de cada uno de los 3 sistemas eléctricos independientes, pero no se desagregó el SIN. Por lo tanto, el



análisis regional no ha sido actualizado desde 1996 o, al menos, sus resultados no se han dado a conocer.

Cuando existen diferentes costos marginales entre regiones ello se debe principalmente a las razones siguientes:

1°) Por el lado de la demanda, a diferencias en las curvas de carga de las distintas regiones,

2°) Por el lado de la oferta hay interdependencias entre regiones en los niveles de generación y en la red de muy alta tensión, aunque pueden identificarse diferencias entre las regiones cuando una de ellas es fuertemente importadora o exportadora. En cambio, los costos de desarrollo de las redes de subtransmisión, así como los de distribución, típicamente son asignables a cada región y por tanto, en estos niveles de tensión pueden manifestarse costos marginales con diferencias regionales relevantes.

Cuando se trata de un sistema eléctrico compacto y mallado puede considerarse que los costos marginales son iguales cuando menos hasta el nivel de muy alta tensión. El examen de los costos de desarrollo de las redes de subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria permite determinar si conviene establecer tarifas regionales para estos niveles, y cuales son las regiones relevantes.

Los costos de los combustibles colocados en planta varían mucho entre regiones, particularmente para el gas natural y el carbón. Recomiendo que en el COPAR se hagan explícitos estos costos (promedios), para cada nodo comprendido en los modelos matemáticos que representan los sistemas eléctricos. Los costos de fletes de los combustibles pueden ser un factor relevante para sustentar la decisión de mantener o revisar la regionalización de las tarifas.

El actual es un sistema eléctrico muy diferente al de 1996; las diferencias entre tarifas regionales deben actualizarse a partir de los resultados de un nuevo estudio de costos marginales y, si se consideran lo suficientemente pequeñas, eliminarse.

En particular, conviene revisar los costos del área Central; se trata de una región importadora de energía a la cual hay que transportar ya sea los combustibles para generación o la energía eléctrica generada en otras regiones. Además, en esta Área los ciclos combinados sufren degradaciones significativas en su capacidad por la altura sobre el nivel del mar. Diversos análisis indican que es más económico generar la energía en otras regiones y transportarla al Área Central; alternativamente se tienen que transportar los combustibles. Por estos motivos, conceptualmente, los costos de la energía en la región Central son superiores a los de otras. Un nuevo estudio de costos marginales deberá informar si la diferencia en costos es relevante.

El Área Noroeste también debe ser revisada debido a su marcada estacionalidad; los costos de capacidad de las redes de subtransmisión y distribución deben asignarse a los meses de verano únicamente y este hecho reflejarse en las tarifas regionales para esta Área.

Los sistemas BC y BCS tienen características propias bien diferenciadas del SIN y, por lo tanto, deben mantener tarifas distintas, que reflejen los costos marginales de cada uno de ellos.

No obstante las distorsiones que se han generado en los últimos años con el sistema de tarifas vigentes debido a su falta de actualización, probablemente las diferencias entre costos regionales constituyen una distorsión menor que aquellas derivadas de otras causas, tales como: los cambios en la eficiencia del parque de generación, las formas de las curvas de carga y otras modificaciones en la oferta y la demanda.

#### **4.2.2 Curvas de carga de los sistemas eléctricos**

Antes de examinar la segmentación de costos marginales por intervalos de tiempo conviene describir la forma de las curvas de carga de los sistemas eléctricos.

Los países en desarrollo se caracterizan por tener curvas de carga cuyas horas de punta corresponden a una concentración de usos de iluminación.

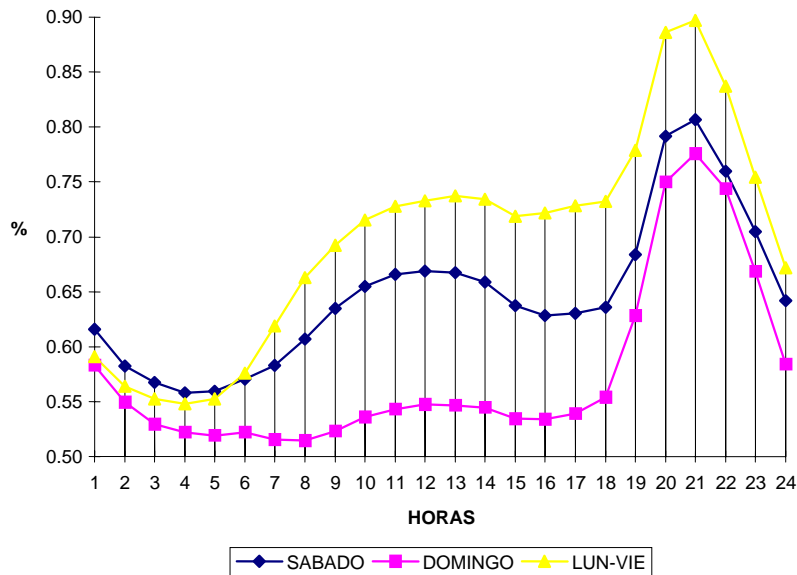
Esto ocurrió en todo México hasta que, primero en Baja California (norte) y después en otras regiones del país: Noroeste (Sonora y Sinaloa) y Noreste (Tamaulipas, Nuevo León y parte de Coahuila) se comenzaron a manifestar, durante los veranos, curvas de carga con puntas derivadas del uso de aires acondicionados, típicas de países desarrollados.

En México actualmente las curvas de carga agregadas muestran dos tipos de puntas.

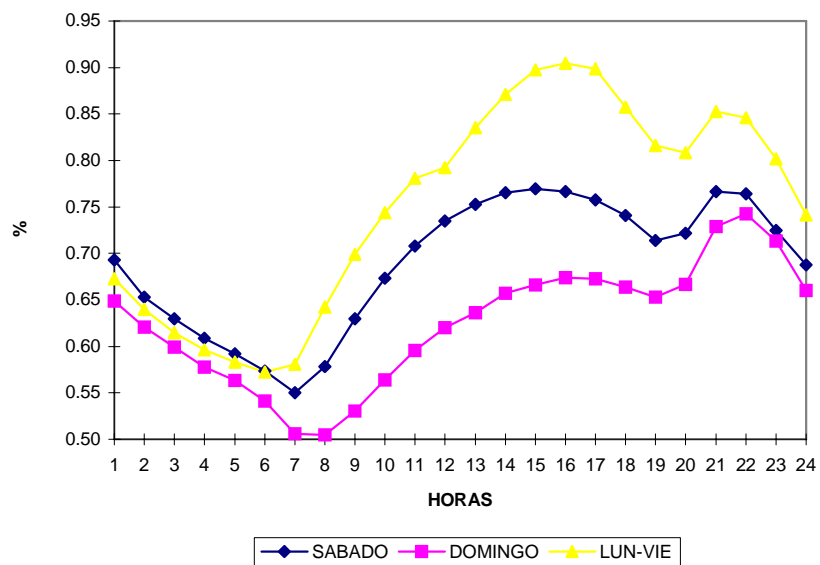
- En el sur del país la forma de la curva de carga es relativamente constante para todo el año, con punta de “iluminación” aproximadamente entre las 19 y 22 hrs. de los días hábiles, aunque con ligeras variaciones regionales y estacionales. El nivel de demanda aumenta un poco en el invierno.
- En las áreas del norte hay dos curvas de carga bien diferenciadas por estaciones. La de invierno es análoga a la del sur, con punta de iluminación. La de verano tiene una punta prolongada, entre las 12 y las 22 horas aproximadamente y está asociada al uso de “aire acondicionado”. En estas regiones la carga de verano es muy superior a la de invierno.

Las formas de las curvas de carga del sur y del norte se ilustran de manera conceptual en los dos diagramas siguientes. En ellos se distinguen diferencias importantes en la carga por estaciones, por tipos de días y por horas del día.

**SISTEMA INTERCONECTADO DEL SUR  
CURVA DE CARGA PROMEDIO, CON REPRESENTACIÓN  
HORARIA**



**SISTEMA BAJA CALIFORNIA NORTE  
MAYO A SEPTIEMBRE  
CURVA DE CARGA PROMEDIO CON REPRESENTACIÓN  
HORARIA**



En todas las regiones se distinguen diferencias importantes en la demanda de acuerdo con tres tipos de días; hábiles, sábados y domingos incluyendo festivos.

Para la formación de los períodos de punta coinciden muchos usos de la energía eléctrica, de manera simultánea. Los usos principales se mencionan en los cuadros siguientes.

**usos con mayor incidencia en puntas de iluminación**

sector	tarifas	observaciones
residencial	1 a 1F y DAC	todos
alumbrado	5, 5A	uso pleno
comercial	2, 3, OM, HM	con turno vespertino: cines, teatros, restaurantes, hoteles, tiendas
industrias	HT, HS, HM	con 2 o 3 turnos

**usos con mayor incidencia en puntas de aire acondicionado**

sector	tarifas	observaciones
residencial	1B a 1F y DAC	localidades con verano cálido; usuarios con consumos elevados
agrícola	9, 9M, 9CU	regiones con coincidencia de ciclos de riego
comercial	2, 3, OM, HM	centros comerciales, oficinas, hospitales
industrias	HT, HS, HM	medianas y grandes

Fuente: J L Aburto

El uso de los aires acondicionados se presenta principalmente en zonas con verano cálido, en todo tipo de establecimientos: fábricas, oficinas, hoteles, centros comerciales, restaurantes, etc.

La experiencia de otros países, y las condiciones climatológicas de México, indican que este proceso de evolución de las curvas de carga continuará, con puntas de verano cada vez más marcadas, presentes en un mayor número de regiones. Es previsible que en el Sistema Interconectado Nacional eventualmente se presente la demanda máxima durante el verano, asociada al uso de aires acondicionados.

Las tarifas ordinarias de media tensión (OM) se aplican a usuarios actuales o potenciales de aires acondicionados. Aunque en principio estas tarifas no están

subsidiadas, tampoco están informando del mucho mayor costo de suministro vinculado al uso de aires acondicionados, por su coincidencia – actual o futura - con las puntas. Por sus propias limitaciones, este tipo de tarifas propicia patrones de consumo ineficientes.

También se usan aires acondicionados en casas habitación, con la desventaja de que la tarifa residencial de verano subsidia más al que más consume, y los cargos son menores en verano, cuando los costos de suministro aumentan.

En cuanto a otros tipos de usos de la energía destaca el hecho de que el alumbrado público sigue un patrón de consumo fijo. El alumbrado coincide con la punta de iluminación pero no con la de aire acondicionado. Esto sugiere que, actualmente, las tarifas de alumbrado público deberían ser más elevadas en regiones con punta de iluminación y más bajas en regiones con punta de aire acondicionado.

El riego agrícola es un uso con patrones estacionales, en el cual el consumo de energía varía anualmente en función de la hidrología. Por otra parte, hay flexibilidad para regar en horas fuera de punta, lo que reduce marcadamente los costos de suministro. Por este motivo conviene establecer tarifas horarias para la mayor parte de los usuarios de tarifas de riego agrícola.

En cuanto a la segmentación de costos marginales por períodos horarios se requiere adoptar reglas prácticas. Para usuarios de muy altas tensiones se pueden establecer señales finas<sup>17</sup> de precios y más simples para las tensiones menores.

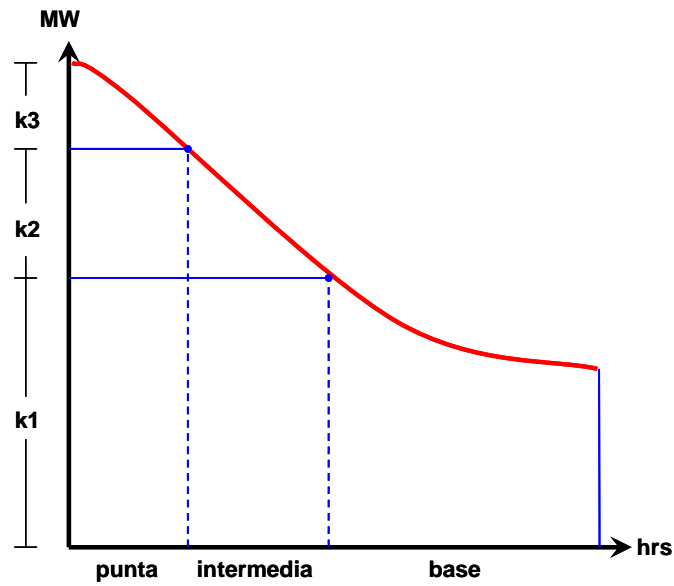
Los períodos horarios que distinguen las tarifas se caracterizan por referirse a conjuntos de horas con costos marginales similares; y costos de medición y administrativos no mayores a los beneficios de separarlos de otros períodos.

La suma de las curvas de carga de todos los usuarios da por resultado la curva de carga del sistema eléctrico, que se muestra enseguida. Para diseñar el parque óptimo de generación conviene reacomodar los puntos de esta curva, de mayor a menor, como se indica en el diagrama. A esta curva monótona decreciente se le denomina curva de duración de carga.

Para construir la curva de duración de carga se acomodan las demandas horarias (generalmente se emplean intervalos integrados de 15 minutos) en orden decreciente, lo que permite analizar los costos marginales relativos y distinguir los períodos que son relevantes de establecer para la fijación de las tarifas: estaciones del año, días de la semana, horas del día.

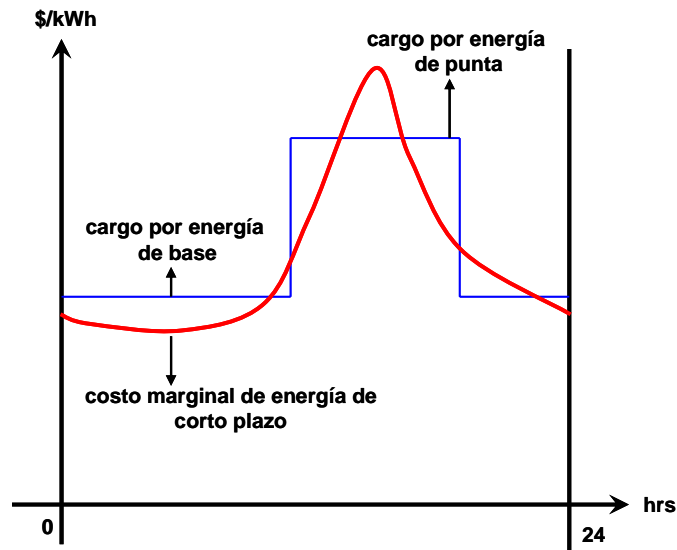
---

<sup>17</sup> En Francia, los grandes usuarios llegan a tener tarifas hasta con cinco períodos horarios



**Curva de duración de carga**

Los cortes verticales de cada tecnología económica con la curva de duración de carga, determinan la capacidad óptima a instalar para cada tecnología ( $K_i$ ). Estas capacidades están dadas por los segmentos de ordenadas correspondientes a la curva de duración de carga.

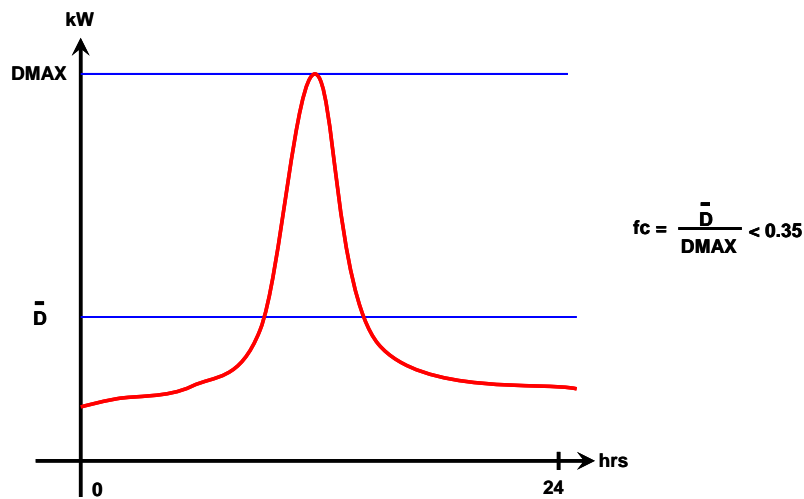


**Derivación de los cargos por energía a partir de los costos marginales de energía**

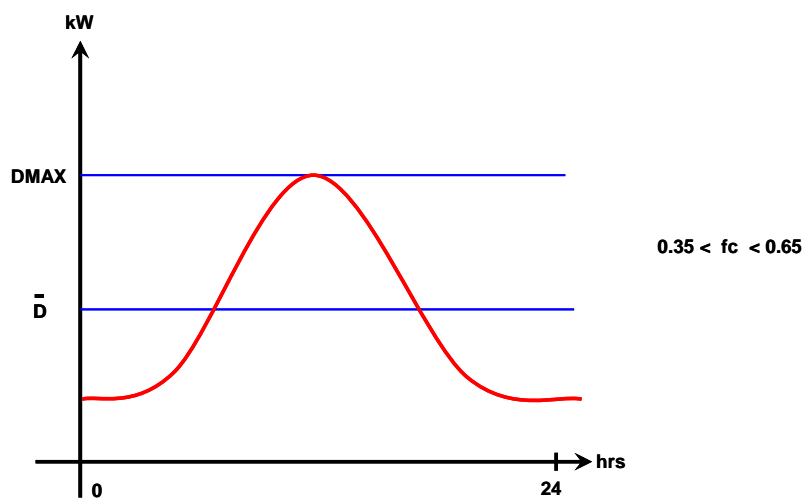
La gráfica anterior ilustra los costos marginales de energía de manera cronológica (en rojo) con la segmentación más simple de los costos, la cual consta de solamente dos períodos horarios: de base y de punta (en azul). Actualmente en México, las tarifas horarias reconocen de tres a cuatro períodos horarios: punta, intermedio y base; con un período de semipunta en Baja California.

#### 4.2.3 Curvas de carga de los usuarios del servicio eléctrico

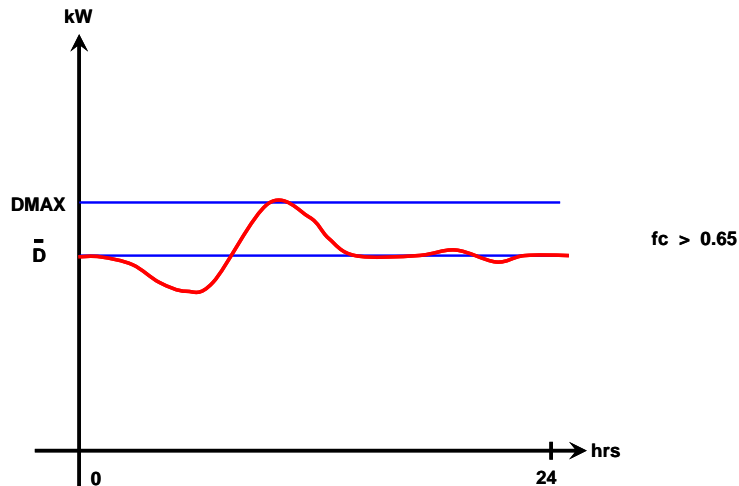
También es relevante estudiar las curvas de carga de usuarios individuales, lo que permite clasificarlos y agruparlos de acuerdo con sus patrones de uso de la energía. La clasificación pertinente es la que agrupa a los usuarios de acuerdo con sus patrones de utilización de la potencia máxima. Se distinguen tres tipos de curvas de carga típicas, mismas que se ilustran a continuación:



Curva de carga de corta utilización



Curva de carga de media utilización



Curva de carga de larga utilización

#### 4.2.4 Determinación de las clases de usuarios

Desde 1991 Electricité de France alertó sobre la necesidad de elaborar estudios detallados de perfiles de carga para cada una de las clases de usuarios. A partir de esa fecha, con la implantación de las tarifas horarias, CFE obtiene cotidianamente información suficiente sobre los patrones de consumo de los usuarios en estas tarifas.

Sin embargo, la falta de información sobre otras clases de usuarios sigue siendo una limitante para:

- clasificar adecuadamente las clases de usuarios,
- asignar correctamente los costos comunes o conjuntos a las distintas clases de usuarios,
- diseñar tarifas horarias para las clases de usuarios que no cuentan con esa opción,
- llevar a cabo estudios prospectivos de evolución de las curvas de carga agregadas en los sistemas eléctricos,
- estudiar impactos potenciales sobre las curvas de carga, derivados de la aplicación de nuevas modalidades de tarifas

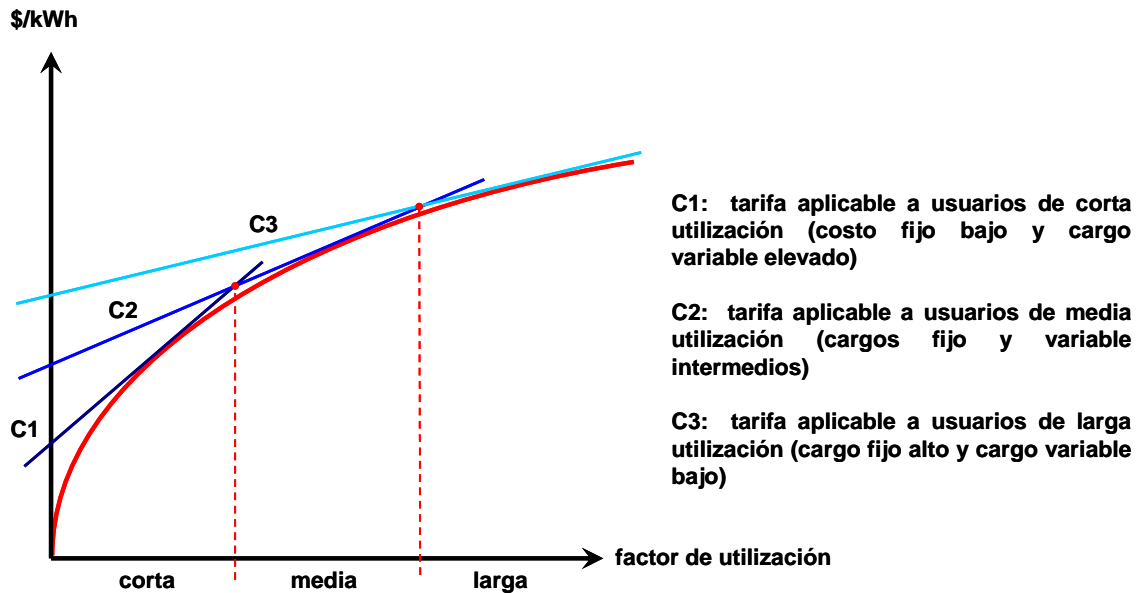
Coincido con EdF, con otros consultores y con el propio Grupo Interinstitucional de Tarifas en que se debe dar prioridad a la realización de estudios detallados de los perfiles de carga por clases de usuarios.

#### Clasificaciones de usuarios por intensidad de utilización de la demanda

Las tarifas deben apearse lo más posible a los patrones de uso de la energía que tienen los consumidores. Una segmentación natural de los usuarios es de acuerdo con la duración de utilización de la potencia máxima. De esta forma se determinan usuarios de corta, media y larga utilización. En Francia se utilizan



hasta cuatro clases de tarifas de acuerdo con este criterio: tarifas para utilización corta, media, larga y muy larga de la potencia máxima.



**Curva de costos marginales**

El costo de suministro es una curva cóncava de la duración de utilización de la potencia máxima, la cual se muestra, en rojo, en la gráfica anterior. En las abscisas se muestra el factor de carga o factor de utilización de la demanda y en las ordenadas el costo basado en costos marginales. Estas curvas se definen para cada nivel de tensión, para cada región y para cada período horario relevante, por ejemplo, para horas de base, intermedias y de punta. De esta forma se determina una función de costos para cada nivel de tensión, para cada región, y para cada período horario, lo que permite definir varias opciones de tarifas para los usuarios agrupados en cada nivel de tensión y región.

En la práctica las tarifas bimodales constan de cargos por potencia y por energía, lo que se puede caracterizar por medio de líneas rectas en la gráfica. Al segmentar de esta manera a los usuarios, los costos totales de suministro son aproximados mediante rectas tangentes a la curva de costo total. Para cada recta, su ordenada al origen mide el costo marginal por potencia ( $\$/\text{kW}$ ), que equivale a su contribución a la demanda máxima, y la pendiente mide el costo marginal por energía ( $\$/\text{kWh}$ ).

En la gráfica también se pueden interpretar las líneas rectas como representativas de los costos de suministro de distintos medios de generación. Por simplicidad se puede suponer que solamente existan tres tipos de plantas, con costos caracterizados por las rectas C1, C2 y C3. Se distingue en la gráfica el segmento de utilización para el cual es más económico usar cada tecnología.

Las unidades turbogas (C1), con bajo costo de inversión y elevado costo de operación, son económicas cuando su factor de utilización es bajo; Por eso se consideran unidades de punta.

La situación opuesta ocurre con tecnologías con alto costo de inversión y bajo costo de operación. Estas deben operar con altos niveles de utilización para ser rentables. La tecnología nuclear es ejemplo de esta situación, que corresponde a las unidades denominadas de base. Las unidades de vapor con vida económica residual son ejemplos de unidades de carga intermedia.

En general el número de tecnologías de generación (tomando en cuenta variables tales como economías de escala, antigüedad, eficiencia, disponibilidad, costos de desarrollo de sitios, y otros) es elevado, por lo que la curva de costos se aproxima a una curva cóncava.

Las opciones de tarifas denominadas C1, C2 y C3 en la gráfica corresponden a tarifas de baja, media y larga utilización. Mediante esas opciones se consigue que la señal de precio sea más afín a los patrones de uso de la energía para los distintos grupos de usuarios. Las tarifas de corta utilización C1, como la HMC, se caracterizan por cargos de potencia relativamente bajos y cargos de energía relativamente altos. En contraste, las de larga utilización C3, como la HTL, constan de cargos de potencia relativamente altos, con cargos de energía bajos.

#### **4.2.5 El diseño de las tarifas teóricas**

Una vez segmentados los costos marginales por niveles de tensión, por regiones y por períodos, y definidas las clases de usuarios, se procede al diseño de las tarifas teóricas.

Para una clase de usuarios específica se calcula el costo de capacidad de generación y de redes aplicables, ponderado por la contribución de la clase al desarrollo de la capacidad. Para calcular el costo de capacidad de cada nivel de tensión de suministro se utiliza la curva de carga correspondiente.

Las redes se subdividen en tres grupos:

- 1) Son redes colectivas las que están suficientemente alejadas de los usuarios de modo que, gracias al factor de diversidad, su desarrollo no depende directamente de la potencia demandada por el usuario. El costo de estas redes se distribuye entre los usuarios que demandan potencia en horas de punta.
- 2) Son redes semi-individuales las que se identifican con un grupo de usuarios. Su desarrollo se asocia directamente a la potencia demandada. Su costo debe ser cubierto por los usuarios del grupo.

- 3) Son redes individuales las que sirven específicamente a un usuario. La inversión puede ser cubierta directamente por el usuario, como una aportación, al momento de contratar el servicio o una ampliación del mismo, en cuyo caso el costo de estas redes no forma parte de la tarifa.

En cada etapa de nivel de tensión, se utilizan factores de ajuste que incorporan a los costos marginales los efectos de las pérdidas de potencia y de energía correspondientes.

La unidad generadora marginal cambia durante las horas del día conforme varía la potencia demandada y, con ello, cambia el costo marginal de energía. Una tarifa con precios ajustados en tiempo real necesitaría de un equipo que midiera el consumo instantáneo de energía permanentemente.

Los equipos de medición horaria incrementan en costo de acuerdo con el número de variables que registran, por esto y porque las tarifas deben ser comprensibles a los usuarios, en la práctica se aplican tarifas simplificadas que distinguen:

- de dos a cuatro estaciones en el año
- dos ó tres tipos de días (i.e. hábiles, sábados, domingos ó festivos)
- de tres a cuatro períodos horarios cada día

A los usuarios grandes, suministrados en alta tensión, se les aplican las tarifas más complejas. A los usuarios más pequeños en baja tensión (destacadamente los residenciales) solamente se les mide la energía total consumida en el período.

### En síntesis

En síntesis los costos marginales se segmentan o caracterizan de acuerdo con los siguientes criterios:

- Niveles de tensión,
- Regiones,
- Estaciones,
- Tipos de días,
- Períodos horarios,
- Niveles de utilización de la potencia máxima.

Los niveles de desagregación para cada criterio se establecen de manera que se consiga un balance adecuado entre beneficios y costos de cada segmentación.

En la práctica el costo de los medidores y los bajos niveles de consumo hacen inconveniente el uso de tarifas horarias en baja tensión para usuarios con consumos bajos y medios. En su lugar pueden diseñarse tarifas con cargos por demanda y energía, u otras modalidades, en función de los costos de los medidores y los niveles de consumo.

A continuación se presentan las clases de usuarios vigentes en México y se les compara con la clasificación normativa; esto es, con las clases de usuarios que tendrían un sustento técnico.

#### 4.2.6 Clasificación actual de las tarifas eléctricas

En la actualidad hay 25 tarifas básicas<sup>18</sup> en México, correspondientes a otras tantas clases de usuarios, distribuidas por tensión y factor de utilización como se indica en el cuadro siguiente.

**Las tarifas vigentes por nivel de tensión y factor de utilización**

nivel	corta	media	larga
transmisión		HT	HTL
subtransmisión		HS	HSL
distribución alta	HMC OM	HM 9M	
distribución alta y baja	6 7 9CU, 9N	5 5A 6 9CU, 9N	
distribución baja	1 1A, 1B DAC 2 3 9	1C, 1D, 1E, 1F DAC	

Fuente: J L Aburto

Las tarifas horarias son regionales con base en costos marginales de suministro.

La ubicación de las tarifas no horarias en cada columna es solamente ilustrativa, ya que algunas comprenden grupos de usuarios heterogéneos que podrían ubicarse en distintas columnas. En otras tarifas, como las de bombeo de agua potable y de riego agrícola los usos son eminentemente estacionales.

<sup>18</sup> Sin considerar las tarifas especiales para mantenimiento y reserva, ni las interrumpibles; que se utilizan en adición a alguna tarifa básica

Varias de estas tarifas no tienen fundamento económico alguno.

Algunas tarifas (las tarifas 6, 7, y los grupos 5 y 9) se aplican indistintamente en los niveles de tensión media y baja (distribución alta y baja); sin embargo, los costos marginales de suministro son sustancialmente diferentes entre uno y otro niveles de tensión por lo que no se justifica técnicamente su agregación en una tarifa. Cada tarifa debería ser exclusivamente para suministro de energía en uno de los cuatro niveles de tensión predeterminados.

En tarifas de alumbrado público, la 5 es más elevada y se aplica a las zonas metropolitanas del D.F., Monterrey y Guadalajara; la tarifa 5A, más baja, se aplica en el resto del país. Esta discriminación en precio, por tamaño de la localidad, no tiene justificación técnica.

Las siete tarifas residenciales básicas (1 a 1F) se definen de forma tal que los subsidios aumentan proporcionalmente con la temperatura de cada localidad. Como se verá este criterio no solamente no constituye una señal eficiente de precio, sino que opera en contra de la eficiencia económica.

#### **4.2.7 Clasificación normativa de las tarifas eléctricas**

A continuación se examina, a nivel conceptual, cuáles son las clases de usuarios y tarifas que se justifican con criterios económicos y prácticos.

En una primera aproximación, no debería existir ninguna tarifa para usos específicos. El destino que se le dé a la energía eléctrica no es una razón, en sí misma, para distinguir una clase de usuarios.

En consecuencia debería haber clases de usuarios para 4 niveles de tensión y, dentro de cada nivel, tantas clases de usuarios por regiones y por nivel de utilización de la potencia máxima, como se justifiquen.

Por ejemplo, suponiendo que se justifican dos niveles de utilización para cada uno de los 4 niveles de tensión, se tendrían 8 clases de usuarios y tarifas, para cada región. En la práctica se requieren o conviene establecer varias tarifas adicionales por diversas razones.

- Generalmente no se justifican tarifas horarias para usuarios de bajas tensiones con consumos medianos o bajos. Esto lleva a la necesidad de establecer tarifas ordinarias (con cargo por energía o con cargos por demanda y energía) para estas clases de usuarios.
- En países en desarrollo es común subsidiar los bajos consumos residenciales; por ello y con fines estadísticos, es común que se definan tarifas específicas para servicio residencial.

- Los servicios de alumbrado público reciben electricidad en cada cuadra, lo que hace inoperable su medición. Frecuentemente se utilizan censos de carga y estimaciones de horas de servicio para facturarlos. Por ello, generalmente se mantienen tarifas independientes para estos servicios.
- En conclusión, lo normal es tener tres tipos de tarifas eléctricas: de uso general, residenciales y de alumbrado público.

#### Tarifas conceptuales por nivel de tensión y factor de utilización

nivel	corta	media	larga
transmisión		HT	HTL
subtransmisión		HS	HSL
distribución alta	HMC	HM AM	
distribución baja	HBC 2 HRC 1	AB HB HR	

Fuente: J L Aburto

Con los criterios anteriores se llega a una clasificación normativa de las tarifas eléctricas.

De acuerdo con el cuadro anterior, las clases de tarifas para niveles de transmisión y subtransmisión permanecerían tal y como están; a menos que un análisis detallado condujera a la conveniencia de separar a los usuarios en más clases de acuerdo con su nivel de utilización de la potencia máxima. Por ejemplo, en Francia se ofrecen 4 opciones de tarifas para usuarios de muy altas tensiones, de acuerdo al factor de utilización de la potencia máxima.

En media tensión (o distribución alta) permanecerían solamente 3 tarifas, las horarias existentes (HM y HMC) y la tarifa de alumbrado público para media tensión (AM). Las demás tarifas de usos específicos en media tensión serían eliminadas y sus usuarios incorporados a las tarifas de uso general. Se requiere diseñar tarifas de corta utilización de media tensión (HMC) para ofrecerlas en todas las regiones tarifarias.

En baja tensión (distribución baja) las tarifas vigentes serían reemplazadas por 7 tarifas nuevas:

Una tarifa de alumbrado público para baja tensión (AB).

Para usos generales se establecerían tarifas horarias de corta y media utilización (HBC y HBM), a las cuales serían incorporados todos los usuarios de baja tensión para quienes el medidor horario fuese rentable. El resto de los usuarios de usos generales estarían inscritos a la tarifa 2, reestructurada.

Para el sector residencial se establecerían tarifas horarias de corta y media utilización, HRC y HR, siendo esta última especial para zonas con verano cálido, por el uso intenso de los aires acondicionados. Además, subsistiría la actual tarifa 1, reestructurada, que sería aplicable a la mayoría de los usuarios residenciales, aquellos con bajos y medios consumos, para quienes el medidor horario no fuese rentable.

De acuerdo con lo anterior, en total habría 14 tarifas para cada región, en lugar de las 25 tarifas vigentes.

En realidad solamente como resultado de un estudio integral de costos marginales y curvas de carga por clases de usuarios será posible determinar el sistema óptimo de tarifas eléctricas al que se quiere llegar. Por ejemplo, podría convenir el establecimiento de 3 tarifas básicas de alta tensión, para corta, media y larga utilización.

Por otra parte, en algunas de las tarifas vigentes las distorsiones son tan severas, particularmente las residenciales y las de riego agrícola, que se necesitarán políticas de racionalización de los subsidios y planes de transición de largo plazo para llegar a un sistema de tarifas como el que aquí se señala.

#### Tarifas teóricas basadas en costos marginales

Las tarifas basadas en costos marginales tienen sustento en la teoría económica, pero en general los ingresos que una empresa eléctrica obtendría de su aplicación, son inferiores a los ingresos que se requieren para satisfacer las necesidades financieras de la empresa. Esto se debe a la presencia de indivisibilidades, economías de escala, y externalidades, en los proyectos de inversión y en las operaciones que realizan las empresas eléctricas, y a la acumulación de pasivos reconocidos por la autoridad regulatoria. Por ello, a las tarifas obtenidas a partir de los costos marginales se les denomina “tarifas teóricas”.

En otras palabras, con frecuencia los costos marginales son inferiores a los costos promedio; por lo que al aplicar las tarifas teóricas se obtienen ingresos insuficientes para generar los recursos financieros de largo plazo requeridos para suministrar la energía eléctrica. La solución a este problema es el propósito de la siguiente sección.

### **4.3 Cálculo de los ingresos requeridos**

En un ambiente de competencia, los accionistas están expuestos a obtener ganancias excesivas y a sufrir pérdidas. En contraste, en un ambiente regulado es función de la regulación permitir que las empresas obtengan sus ingresos requeridos; esto es, que obtengan una rentabilidad sobre sus inversiones suficiente para cubrir su servicio de la deuda, atraer capital para futuras operaciones y preservar una estructura de capital sana. En condiciones normales la empresa regulada no enfrenta ganancias excesivas ni tampoco pérdidas.

El propósito de esta sección es mostrar el procedimiento seguido para calcular los ingresos requeridos por la empresa eléctrica, de manera que alcance la rentabilidad regulada y mantenga la salud financiera.

Para ello se deben cumplir varias etapas:

- Definición de la base de costos contables reconocidos por el regulador,
- Definición de criterios de política financiera (la tasa de rentabilidad, el manejo de los pasivos laborales, etc.) y de política fiscal,
- Establecimiento de estándares de productividad,
- A partir de dicha base contable, e incorporando los criterios de política financiera y las metas de productividad, elaboración de proyecciones financieras,
- Cálculo de los ingresos requeridos.

Estas etapas se describen en las secciones siguientes.

#### **4.3.1 Definición de la base de costos contables**

##### El modelo de costos de servicio

CFE cuenta con un Modelo de Asignación de Costos (MAC); se trata de un modelo de costos contables, es decir históricos, inspirado en los modelos tradicionales de contabilidad que todavía se utilizan, con algunas variantes, en los EUA. En México el MAC se utiliza desde hace muchas décadas para organizar la contabilidad primero por funciones y, después, para asignar los costos contables a clases de usuarios. El MAC estuvo vigente como herramienta para el diseño de las tarifas eléctricas hasta 1988, cuando comenzaron a diseñarse tarifas económicas, basadas en costos marginales.

Desde 1991 el MAC se utiliza solamente para calcular los subsidios que recibe cada clase de usuarios. CFE debe preparar un informe anual para la Cuenta Pública que indica el monto de los subsidios, desglosado por grupos de usuarios; los subsidios que CFE reporta son subsidios contables, se miden como la diferencia entre el costo contable asignado a cada clase de usuarios y los ingresos que recaba por medio de las tarifas en vigor. Desde hace 20 años el MAC ya no se utiliza para diseñar tarifas eléctricas.

##### Sistema de cuentas regulatorias estandarizadas



En el pasado, la base contable para definir las tarifas era la totalidad de los costos de CFE, con excepción de los costos separables correspondientes a las actividades de distribución y comercialización de gas natural y agua que CFE realizaba en Monterrey hasta mediados de los noventa. No se cuestionaba si otros rubros de costo eran justificables o no.

Durante sus trabajos realizados entre 2005 y 2006, varios miembros del Grupo Intersecretarial de Tarifas cuestionaron la inclusión de ciertos rubros de costos, en su totalidad o en forma parcial, para el cálculo de los ingresos requeridos; también fue tema de discusión la incorporación de metas de eficiencia dentro del cálculo de los ingresos requeridos. Estos dos temas serán tratados en esta sección, pero, antes de entrar en materia, conviene describir el procedimiento a seguir para la determinación de la base de costos para el cálculo de las tarifas.

1º) En primer lugar se debe contar con un **sistema de cuentas regulatorias estandarizadas** que permita distinguir claramente el origen de cada componente de costo. De esta manera se asegura que todos los ingresos y gastos estén correctamente identificados y clasificados, lo que permite establecer criterios transparentes sobre el manejo de cada concepto.

Es indispensable que los registros de ingresos y gastos sean precisos y uniformes, ya que el sistema de cuentas regulatorias estandarizadas es el punto de partida para evaluar al organismo y para definir el nivel de ingresos requeridos. .

En primer término se deben separar los gastos que se cargan a capital y los que se cargan a productos (ingresos). Esto normalmente lo llevan a cabo los auditores externos, para fines contables y fiscales. No obstante, conviene anotar que en general existen diferencias entre la contabilidad regulatoria y la contabilidad fiscal. Por ejemplo, esta puede permitir depreciación inmediata, o acelerada, para incentivar la inversión, pero no la regulatoria.

El desarrollo de un sistema de cuentas regulatorias es un proceso laborioso; en los EUA, que tiene una larga tradición regulatoria, el estado de Massachussets fue el primero en establecer un sistema de cuentas para las empresas eléctricas, esto ocurrió en 1887<sup>19</sup>. Al nivel federal, el primer sistema de cuentas uniformes para empresas eléctricas lo estableció NARUC (originalmente llamada National Association of Railroad and Utilities Commissioners) en 1922. Los estándares han seguido evolucionando de acuerdo con innovaciones tecnológicas y con jurisprudencia. Por otra parte en 1986 la FERC (el regulador federal) emitió un sistema de cuentas regulatorias al nivel nacional.

Lo anterior ilustra el hecho de que el establecimiento de un sistema de cuentas regulatorias estandarizadas es un proceso complejo y prolongado.

---

<sup>19</sup> Phillips Jr., Charles F., *The Regulation of Public Utilities*, Third Edition, 1993, p. 219

En México se dispone de un sistema al nivel conceptual, el cual fue establecido por un grupo de trabajo de CFE y LFC coordinado por la firma consultora NERA, en el año 1998. Recomiendo que este sistema se tome como punto de partida.

2°) El segundo paso consiste en **separar los ingresos y egresos que no forman parte de la actividad regulada**. En este caso, se separan los ingresos y gastos ajenos al servicio público de energía eléctrica.

El sistema de cuentas regulatorias estandarizadas es elemento fundamental para posibilitar esta tarea. Este sistema permite identificar claramente el origen de cada concepto de ingreso y de gasto, para separar, de manera sistemática, los que son ajenos a la operación del servicio eléctrico.

3°) En el tercer paso, el regulador define la **base de costos sobre la cual se calculan los ingresos requeridos**. El regulador tiene la facultad de decidir si algún costo, o parte de él, fue incurrido por causas que no se justifican para la prestación del servicio público y que, por lo tanto, no deben ser incorporados en el cálculo de las tarifas.

En el caso de empresas privadas los gastos no reconocidos por el regulador no forman parte de la base para el cálculo de las tarifas. Por lo tanto esos gastos no reconocidos impactan negativamente la tasa de rentabilidad global de la empresa, es decir, esos gastos no reconocidos son absorbidos por los accionistas.

En la empresa pública, los gastos no reconocidos igualmente reducirán la tasa efectiva de rentabilidad global, y serán absorbidos por el gobierno en su calidad de representante de los accionistas.

Para eliminar de la base para el cálculo de las tarifas algún concepto de gasto, el regulador debe demostrar ineficiencia o falta de justificación en el gasto por parte de la empresa. Por su parte, la empresa debe demostrar que el gasto es necesario para la realización de sus funciones y que el monto del gasto es razonable. La empresa regulada tiene la facultad de rebatir la decisión del regulador. En países con tradición regulatoria las diferencias de opinión a menudo se resuelven mediante negociaciones, antes de acudir a una instancia judicial.

El regulador también tiene facultades para definir los tiempos para deducir ciertos costos; por ejemplo, los fondos para pensiones que no han sido fondeados o la depreciación no recuperada de un activo que debe ser dado de baja prematuramente. Otro ejemplo es el de los gastos efectuados en obras en proceso de construcción. En algunos estados de los EUA se incluyen en la base de costos para el cálculo de los ingresos requeridos (IR); en otros se capitalizan intereses durante la construcción y el valor así actualizado del activo se incorpora a la base de tarifas una vez que el proyecto entra en servicio. Esto es el procedimiento contable que se sigue en México.

En EUA la experiencia demostró que excluir de la base de cálculo del IR un concepto de costo ya incurrido, podía resultar en pérdidas para la empresa y, en casos de costos mayores, en falta de capital para conservar la eficiencia de las operaciones. Por tanto, la regulación evolucionó hacia dar autoridad al regulador para aprobar o desaprobado conceptos de costo antes de efectuarlos. Como resultado, es común que las empresas sometan su presupuesto del año siguiente a la aprobación del regulador. También se entregan al regulador los contratos entre compañías afiliadas. Por su parte, el regulador entrega a las empresas reguladas una guía del probable tratamiento que dará a ciertas partidas de gasto.

En relación con este tema, durante sus trabajos en 2005 y 2006 el GT cuestionó la pertinencia de incluir o no algunos conceptos de gasto de CFE, en el cálculo de los costos marginales y los ingresos requeridos. Este tema fue motivo de diferencias de opinión entre los participantes, por lo que, a continuación, se examinan los conceptos que fueron motivo de controversia.

### Conceptos de gasto cuestionados por el Grupo Interinstitucional de Tarifas (GT)

El GT decidió (por mayoría) excluir del cálculo del costo marginal cuatro conceptos de costo de CFE. A continuación se examina y se propone el tratamiento que podría darse a cada uno. Los cuatro conceptos de costo excluidos son:

- costos de pensiones
- costos asociados a las pérdidas no técnicas
- gastos indirectos de oficinas nacionales
- costos de conexión

Primero conviene poner en perspectiva la magnitud de cada uno de estos conceptos de costo pues, de acuerdo a la magnitud del problema debería ser el esfuerzo por mejorar su manejo.

Para el año 2005 el GT estimó los montos siguientes (medidos en miles de millones de pesos de diciembre de 2004) para cada una de las cuatro partidas:

- costos de pensiones	31.1
- costos asociados a las pérdidas no técnicas	15.6
- gastos indirectos de oficinas nacionales	3.9
- costos de conexión	1.3

A continuación se examina cada una.

#### Costos de pensiones

Los balances de CFE y LFC consignan el monto acumulado de los pasivos laborales. Los incrementos anuales por este concepto se reflejan en los estados de resultados de los organismos, pasando a formar parte de sus costos contables.

En el estado de resultados se consignan dos elementos de costo del pasivo laboral: las erogaciones en efectivo y los incrementos al pasivo devengado. El pasivo laboral se refiere a compromisos adquiridos en el pasado a favor de los trabajadores jubilados y los activos. El pasivo laboral es un costo histórico, de ahí la controversia acerca de si es legítimo cobrárselo a los usuarios actuales y futuros del servicio eléctrico.

Los costos de pensiones constituyen un problema cuando no se cuenta con una reserva para el pago de las mismas y de los gastos de retiros. Tal es el caso de CFE y LFC.

Un fondo de reserva laboral adecuadamente fondeado genera recursos suficientes para cubrir las erogaciones anuales en efectivo. Los incrementos anuales al pasivo devengado reflejan el costo de las pensiones comprometido en el año. Por lo tanto, con el fin de preservar la condición de autofinanciamiento del fondo de pensiones, el gasto corriente debería incluir una partida para incrementar el fondo de pensiones de acuerdo con las necesidades previstas en un estudio actuarial actualizado. Solamente esta partida incremental sería incluida en el gasto corriente, ya que es, en rigor, la que corresponde pagar a los usuarios actuales del servicio eléctrico.

En México, además, se ha debatido sobre la pertinencia de reconocer beneficios incluidos en contratos laborales que se consideran onerosos. Este es un tema de política que debe resolver el gobierno y forma parte de las medidas de política financiera que deberán abordarse en un estudio integral de política sobre la industria eléctrica.

La solución propuesta es a largo plazo y consiste de los elementos siguientes:

1°) Iniciar un nuevo régimen de pensiones con una reserva fondeada y condiciones de financiamiento sustentables, para los trabajadores de nuevo ingreso. La capitalización de esta reserva se haría con cargo al gasto corriente anual, ya que se trata de compromisos corrientes que deben ser cubiertos por los usuarios actuales de la energía. El costo anual de la capitalización del fondo forma parte del cálculo de los ingresos requeridos y, en la medida que corresponda a contrataciones de trabajadores aprobadas dentro del programa de productividad, también formaría parte del cálculo de los costos marginales.

2°) El gobierno, en representación de los dueños de los organismos, podría establecer un crédito de muy largo plazo (posiblemente a 30 años) a una tasa de interés baja (no remunerativa) cuyas disposiciones anuales sirvan para amortizar a largo plazo los pasivos laborales acumulados. Este préstamo puede interpretarse como un cuasicapital; al establecerlo, el gobierno transforma parte del patrimonio de los organismos en este cuasicapital, etiquetado para hacer frente a los compromisos de los pasivos laborales. El interés sobre este crédito viene a reemplazar a la rentabilidad que actualmente se genera por medio del aprovechamiento (esta propuesta presupone que la definición del

aprovechamiento se corrige para aplicarse solamente como una rentabilidad sobre el patrimonio<sup>20</sup>). Los intereses devengados por el cuasicapital forman parte del cálculo de los ingresos requeridos (el pasivo reconocido), pero no participan en el cálculo de los costos marginales.

Los arreglos anteriores podrían firmarse en un acuerdo con los sindicatos, y estar condicionados al cumplimiento de programas de productividad previamente establecidos.

3°) Si al mismo tiempo, y como parte de un programa financiero integral, se incorpora a los organismos al régimen del ISR el acuerdo con los sindicatos debería incluir una cláusula mediante la cual se conviene que la PTU será destinada al pago de la capitalización del nuevo fondo de pensiones y al pago de los intereses del cuasicapital.

### Pérdidas no técnicas

Este tema forma parte del concepto de eficiencia, por lo que se revisa más adelante, en la sección 4.3.3

### Gastos indirectos de oficinas nacionales

Los gastos de oficinas nacionales de CFE pueden juzgarse excesivos pero no innecesarios. Los servicios justificables son de dos tipos:

1°) Los servicios que conviene realice el corporativo de cualquier empresa mayor, por un principio de eficiencia. Generalmente esto incluye servicios financieros, contables y jurídicos; además de algunos servicios administrativos. Es decir, las funciones encomendadas a la Dirección de Finanzas y la Oficina del Abogado General y algunas funciones de la Dirección de Administración.

2°) Las funciones extraordinarias que por diversos ordenamientos debe realizar la CFE. En particular, la LSPEE impone a CFE la responsabilidad de realizar la prestación del servicio público, el cual comprende la planeación y la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos requeridos<sup>21</sup>; además de las actividades de operación propias de cualquier empresa eléctrica. Estas funciones las realiza CFE por medio de la Subdirección de Programación y la Dirección de Proyectos de Inversión Financiada, respectivamente.

Además,

3°) Las funciones que la normatividad le asigna a la CFE. Una parte significativa de las tareas que CFE realiza en sus oficinas nacionales se refiere a responder

---

<sup>20</sup> El tratamiento propuesto por el Aprovechamiento se presenta en la sección 4.3.2

<sup>21</sup> Artículos 3 y 7 de la LSPEE

cuestionamientos y a seguir trámites establecidos por el gobierno mediante normas diversas.

Por otra parte, es aparente el exceso de personal y la redundancia de actividades entre las oficinas nacionales y las regionales. Tal y como lo indica el Grupo Interinstitucional de Tarifas en sus recomendaciones, es necesario analizar las funciones y actividades de las distintas áreas, y evaluar su funcionalidad y desempeño.

El análisis debe comprender dos dimensiones: el nivel de funcionalidad y desempeño de las funciones y actividades, y el grado óptimo de descentralización de cada una. Esto debe hacerse tomando en cuenta las obligaciones y las restricciones que el marco jurídico les impone a los organismos.

En general, conviene limitar las funciones de las oficinas centrales a aquellas que las oficinas regionales no pueden realizar con la misma eficiencia. Estas funciones son principalmente de conducción estratégica y establecimiento de políticas. Por ejemplo, el CENACE tiene una oficina central y varias oficinas regionales con distintos niveles de responsabilidad. En este caso particular, la función central del CENACE es netamente operativa y es incidental que se ubique en las oficinas nacionales.

Por ejemplo, tratándose de tareas relacionadas con la información estadística, las estadísticas y los estudios de consumidores deben seguir un procedimiento normalizado de definición y medición. Compete a las oficinas locales la captura de datos y la aplicación de estudios controlados; a las oficinas regionales su consolidación y verificación al nivel regional. A las oficinas nacionales el diseño de las bases de datos y los estudios, y la consolidación final de los resultados.

Se recomienda que CFE efectúe un estudio detallado de los costos de oficinas nacionales y proponga adecuaciones a los mismos, con incrementos en productividad. Como parte del estudio, conviene medir la relación beneficio / costo de diversas normas impuestas al organismo.

La normatividad excesiva incrementa los costos de cualquier institución pública; conviene ponderar el costo en que incurre CFE por concepto de la normatividad a la que está sometida. Es evidente que la normatividad vigente resta autoridad y responsabilidad a las administraciones de los organismos, lo cual explica parte de su ineficiencia.

En conclusión, para el cálculo de los IR se podría considerar, en el año base, el costo actual de los indirectos de oficinas nacionales, con reducciones paulatinas apegadas al programa de productividad propuesto; cuidando que esto no se traduzca en una simple transferencia de funciones y costos a las regiones, sino que implique ahorros netos. Para el cálculo de los costos marginales deben considerarse los costos de oficinas nacionales de una empresa eficiente, pero las

ineficiencias imputables al marco normativo deben quedar explícitas y ser cubiertas por el gobierno.

### Costos de conexión

El Reglamento de la LSPEE en materia de Aportaciones, determina los casos y las partes en las que un usuario debe contribuir a financiar los costos de conexión. Estos varían según las condiciones y propósitos de las instalaciones requeridas y según el nivel de tensión.

Las aportaciones que los usuarios hacen con estos fines se registran como parte de los Productos Ajenos a la Explotación de los organismos. Entiendo que, en general, a menos que se trate de instalaciones dedicadas a un usuario específico, estas pasan a formar parte del patrimonio de los organismos.

Ignoro si lo que sigue se está llevando a cabo. Es necesario que los organismos lleven un registro separado de los activos que les son transferidos por los usuarios bajo el régimen de aportaciones. El proceso es laborioso ya que en ocasiones las aportaciones se hacen en forma de materiales y equipos; en otras ocasiones las aportaciones exceden la participación estricta de un usuario, por lo cual se le compensa posteriormente ya sea mediante energía eléctrica o con un reembolso por parte de los organismos.

En las cuentas regulatorias estandarizadas estos activos no deben formar parte del registro de activos, ni del patrimonio. Por lo tanto su depreciación no interviene en el estado de resultados para fines regulatorios; ni tampoco los ingresos por aportaciones.

Será necesario normar la entrega de informes de los organismos al regulador sobre el registro específico de los bienes asociados al régimen de aportaciones, y su manejo transparente en el sistema de cuentas regulatorias estandarizadas..

4°) En cuarto lugar, está el concepto de **eficiencia**.

Este tema se examina en detalle más adelante, en la sección 4.3.3

### **4.3.2 Definición de criterios de política financiera y política fiscal**

La política financiera y fiscal de CFE encierra varios conceptos cuestionables, destacando el Aprovechamiento y, relacionado con este, su régimen fiscal. No obstante, también han sido motivo de reflexión otros conceptos tales como: los subsidios a los usuarios, las pensiones, el valor de los activos, la estructura de capital. El tratamiento que se dé a cada uno de estos conceptos impacta el cálculo del ingreso requerido por CFE, y por lo tanto impacta la política de tarifas eléctricas.

Estos conceptos se revisan a continuación.

### Definición del Aprovechamiento

El Aprovechamiento fue creado por el Congreso en 1986, mediante la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)<sup>22</sup>, donde se le define así:

*La Comisión Federal de Electricidad estará obligada al pago de un aprovechamiento al Gobierno Federal por los activos que utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica.*

*El aprovechamiento a que se refiere este artículo se determinará anualmente en función de la tasa de rentabilidad establecida para el ejercicio correspondiente a las entidades paraestatales. Dicha tasa se aplicará al valor del activo fijo neto en operación del ejercicio inmediato anterior reportado en los estados financieros dictaminados de la entidad y presentados ante la Secretaría de la Contraloría General de la Federación. Contra el aprovechamiento a que se refiere este artículo, se podrán bonificar los subsidios que el Gobierno Federal otorgue a través de la Comisión Federal de Electricidad, a los usuarios del servicio eléctrico.*

*El entero del aprovechamiento a que se refiere este precepto se efectuará en cuartas partes en los meses de abril, julio y octubre y enero del año siguiente.*

*Los montos que se deriven del pago del aprovechamiento mencionado se destinarán para complementar las aportaciones patrimoniales que efectúa el Gobierno Federal a la Comisión Federal de Electricidad para inversión en nuevas obras de infraestructura eléctrica hasta el monto asignado para tal efecto, conforme al Presupuesto de Egresos de la Federación y se aplicarán de acuerdo con los preceptos y lineamientos autorizados.”*

En su origen se le reconocieron tres funciones básicas al aprovechamiento.

1) Dar una estructura lógica al costo total en el estado de resultados.

El costo total se compone de:

- costo de explotación (o costo directo)
- costos indirectos
- retribuciones a pasivo y capital

En general, este último componente comprende: dividendos, intereses e impuestos. Hasta 1986 CFE solo pagaba intereses, pero lo hacía exageradamente. Al asumir el gobierno los pasivos, el Aprovechamiento vino a tomar el papel del pago de dividendos e impuesto sobre la renta.

2) Mantener una estructura sana de financiamiento de la inversión.

---

<sup>22</sup> LSPEE, Capítulo IX Aprovechamiento para Obras de Infraestructura Eléctrica, Artículo 46



En el flujo de efectivo la generación interna de recursos (GIR) está dada por la diferencia entre los ingresos (I) y la suma del gasto corriente (GC) y el servicio de la deuda (SD).

$$\text{GIR} = \text{I} - \text{GC} - \text{SD}$$

La inversión (INV) se financia a partir de tres fuentes: GIR, aportaciones de capital (AC) y endeudamiento (E). En 1986 se adoptó como meta para alcanzar y mantener, la relación:

$$\text{INV} = 0.7 \text{ GIR} + 0.15 \text{ AC} + 0.15 \text{ E}$$

### 3) Mantener una rentabilidad apropiada sobre el patrimonio.

Inicialmente, el aprovechamiento se pensó como una tasa de rentabilidad sobre aquella porción de los activos que son propiedad de Estado; reconociendo que los intereses ya reflejan una retribución a los pasivos. En la Ley, sin embargo, se definió el aprovechamiento como una retribución sobre el activo. La diferencia es importante en la medida que aumenta el pasivo. En 1986, tras la asunción de pasivos, el patrimonio fue 88% del valor del activo; esta relación pasó a 78% en 1994 y en 2006 cerró en 53.7%. La tendencia ha sido y continúa siendo decreciente.

Durante mucho tiempo el aprovechamiento se ha definido como una tasa de rentabilidad de 9% sobre el activo fijo neto en servicio al cierre del año anterior.

Conceptualmente el Aprovechamiento debía definirse como la rentabilidad (después de impuestos) al patrimonio de CFE; ajustado por la exclusión de los activos fijos que aun no están en operación, pero incluyendo el componente del patrimonio correspondiente al capital de trabajo.

También es importante distinguir de manera explícita el papel del aprovechamiento como dividendo y como impuesto. En su forma actual el Aprovechamiento crea una distorsión entre CFE y los generadores privados (productores independientes, autoabastecedores, cogeneradores y pequeños productores) quienes están sometidos al régimen del ISR.

El valor del aprovechamiento en relación con otros elementos de los estados financieros se examina a continuación, a partir de datos del balance de CFE, al cierre de los años 2005 y 2006.

En la parte superior del cuadro se presentan datos tomados de los Balances de CFE. El Aprovechamiento se define como el 9% del valor promedio del Activo Fijo Neto en Operación (AFNO) en el año. En la parte inferior del cuadro se calcula el aprovechamiento y finalmente la tasa de rentabilidad que este representa cuando se mide contra el valor promedio del Patrimonio.

## Aprovechamiento, como Rentabilidad al Patrimonio

concepto	2005		2006	
	(millones de pesos)	(%)	(millones de pesos)	(%)
Activo	662,601.432	100.0%	713,430.994	100.0%
AFNO	562,024.363	84.8%	587,224.608	82.3%
Pasivo y reservas	301,990.408	45.6%	330,412.909	46.3%
Patrimonio	360,611.024	54.4%	383,018.085	53.7%
AFNO promedio			574,624.486	
Aprovechamiento			51,716.204	
Patrimonio promedio			316,201.659	
<b>Rentabilidad al Patrimonio</b>			<b>16.4%</b>	

Fuente: J L Aburto, a partir de datos tomados de CFE, Gerencia de Contabilidad

AFNO = Activo Fijo neto en Operación

Para determinar si la tasa de aprovechamiento y la tasa de descuento son compatibles es necesario distinguir las funciones del aprovechamiento como impuesto y como rentabilidad sobre el capital invertido en CFE.

El cuadro muestra que el Aprovechamiento de 9% equivale a una rentabilidad bruta de 16.4% sobre el Patrimonio. Sin embargo, suponiendo que el aprovechamiento se define como la utilidad al patrimonio antes de impuestos, y que CFE está sujeta al régimen del ISR, una vez descontados los impuestos (28%) y la PTU (10%), la rentabilidad neta al patrimonio sería 10.1%. Desde esta perspectiva, la tasa efectiva de rentabilidad al patrimonio parece adecuada.

Por otra parte, la SHCP indica que el costo nominal de los bonos para el gobierno varía entre 7.44% y 7.71%; a su vez el costo real de los Udibonos varía entre 3.44% y 3.61%. No obstante, para asignar una tasa esperada de rentabilidad al capital propio invertido en la industria eléctrica falta considerar el factor de riesgo que está implícito en el costo alternativo (marginal) del dinero. En este contexto una tasa de rentabilidad neta de 10% sobre el capital propio invertido en CFE puede ser adecuada.

En sus modelos de planificación y en el COPAR la CFE utiliza una tasa de descuento de 12%. Por otra parte, la tasa de Aprovechamiento definida por el gobierno ha sido de 9% durante muchos años. Estas tasas deberían ser compatibles; es decir, la tasa de descuento debería ser igual al costo ponderado del capital para el gobierno.

Parece conveniente utilizar una tasa de descuento de 10% en las evaluaciones económicas que CFE realiza para determinar su programa óptimo de inversiones y para calcular su costo marginal de largo plazo, ya que esta se asemeja al costo alternativo (marginal) del dinero para el gobierno, incluyendo una prima de riesgo. Esta tasa debe revisarse periódicamente, para tomar en cuenta variaciones en los mercados financieros y, en particular, en el costo del dinero para el gobierno.

## Desventajas del Aprovechamiento

1. No es transparente ni claro,
2. Existe la percepción de que es instrumento del gobierno para descapitalizar a CFE,
3. Entre los empresarios prevalece la noción de que es un medio para elevar las tarifas,
4. Induce la asignación ineficiente de recursos en la industria ya que distorsiona la competitividad de CFE, al no estar sujeta al mismo régimen fiscal que otros productores de electricidad.

## Recomendaciones sobre el Aprovechamiento

Se recomienda modificar la LSPEE para definir el aprovechamiento como una rentabilidad neta al patrimonio de CFE, con una tasa revisable en función de las condiciones de los mercados de capital; su valor inicial puede ser de 10% después de impuestos.

También se recomienda incorporar a CFE al régimen del ISR, para eliminar distorsiones en las señales de inversión ante la presencia de generadores privados. Estas medidas, sin embargo, entrañan la conveniencia de revisar íntegramente la política financiera de la industria eléctrica y adoptar un conjunto de medidas simultáneamente.

Por otra parte, el aprovechamiento es función del valor de los activos y las tasas de depreciación utilizadas. Ambos son conceptos que deben ser revisados. El valor de los activos está distorsionado tanto por la aplicación de mantenimientos capitalizables que fue costumbre en el sector público durante muchos años, como por la obsolescencia de diversas tecnologías aun en operación. Además, algunas tasas de depreciación son bajas, probablemente inferiores a las utilizadas en el sector privado. Conviene llevar a cabo estudios específicos para actualizar el valor de los activos de CFE y LFC, y sus tasas de depreciación.

También es conveniente estudiar la estructura de capital y establecer una política que permita mantener la estructura de capital óptima para CFE en el largo plazo.

## Los Estados Financieros y la política financiera de CFE

En adición a los inconvenientes ya señalados sobre el Aprovechamiento y el régimen fiscal, los Estados Financieros y la política financiera que se aplica a CFE encierran diversos problemas que le restan eficiencia y transparencia.

- Los Subsidios (principalmente residenciales y de riego agrícola) son excesivos,
- No están fondeadas las Obligaciones Laborales al retiro. El 90% de este concepto se carga al gasto corriente, incrementando el costo del kWh y restando competitividad al organismo,

- La política de financiamiento de las inversiones públicas es ineficiente; favorece los proyectos Pidiregas y el crecimiento de la capacidad de generación, pero desatiende los mantenimientos y las redes de distribución,
- Por definición, los Pidiregas se registran solo de manera parcial,
- Los valores de los activos fijos no reconocen la obsolescencia tecnológica.
- La Estructura de Capital es ineficiente, CFE tiene un nivel bajo de apalancamiento, aunque la estructura sigue una tendencia de deterioro,

Conviene revisar el régimen fiscal de CFE, pero no de forma aislada, sino como parte de un plan financiero integral que incorpore diversas medidas de política financiera.

### Los subsidios

Los subsidios a las tarifas eléctricas han alcanzado montos excesivos que:

- Generan ineficiencias en la asignación de recursos,
- Implican inversiones mayores,
- Lesionan las finanzas públicas y las de los suministradores,
- Benefician más a quienes más consumen,
- Constituyen el programa de apoyos más importante del gobierno federal.

Además el potencial de crecimiento de los subsidios – principalmente los subsidios de verano a los usuarios residenciales - es muy amplio y sus efectos sociales son regresivos.

### **4.3.3 Incorporación de estándares de eficiencia**

Cuando se inicia o se reorganiza el proceso de regulación de empresas eléctricas, es común establecer estándares de eficiencia que deben alcanzar las empresas reguladas. Para aumentar la eficiencia en los procesos de una empresa con un estándar bajo normalmente se requiere cambiar prácticas administrativas, establecer convenios de desempeño con el sindicato correspondiente, impartir capacitación a los empleados, y realizar inversiones con plazos de maduración a varios años. Es común que llevar a cabo estudios para formular un plan integral de productividad con metas a varios años.

La empresa regulada establece programas para aumentar la eficiencia hasta alcanzar un estándar adecuado, con plazos compatibles con las inversiones necesarias para alcanzar las metas propuestas. En su caso también se debe considerar la formalización de arreglos institucionales, jurídicos y de organización, y los tiempos requeridos para ello.

El regulador puede autorizar incrementos a las tarifas que incluyan incrementos de productividad, con 2 enfoques:

1.- La regulación por incentivos, la cual se ha popularizado a partir de los años 90. El regulador establece un **factor de eficiencia (INPC – X)**, el cual queda incorporado en el mecanismo periódico de ajuste automático a las tarifas aprobadas.

El factor de ajuste se define como un índice general de inflación – o la media ponderada de varios índices generales -, menos un factor X que indica el aumento en eficiencia que el regulador le impone a la empresa regulada.

En este caso el regulador establece estándares de eficiencia para la empresa regulada con resultados a varios años. La empresa queda obligada a aumentar sus precios a un ritmo menor al del crecimiento de los índices de inflación pertinentes y asimila la diferencia mediante incrementos en su productividad. Además, la empresa queda en libertad de decidir cómo consigue las mejoras en eficiencia; si las supera su utilidad aumenta; en caso contrario, la tasa de rentabilidad disminuye.

2.- El regulador establece, junto con la empresa, un programa de productividad que incluye metas específicas para conceptos específicos, por ejemplo, % de reducción de pérdidas de distribución cada año. Este método es costoso y complejo para un regulador. No es recomendable.

Se recomienda aplicar el método de regulación por incentivos; es sencillo de administrar por parte del regulador y la empresa tiene incentivos para superar las metas establecidas.

Por otra parte, es conveniente diseñar y aplicar programas de productividad en los organismos. Toca a los órganos de gobierno de los organismos realizar su conducción estratégica y supervisarlos en su eficiencia y en sus resultados. Por lo tanto, se recomienda que los programas de eficiencia formen parte de convenios generales de desempeño entre el gobierno<sup>23</sup>, representado por las Juntas de Gobierno de los organismos, por una parte, y los organismos, por la otra.

Como parte de dichos convenios se debe revisar la estructura de costos; distinguir aquellos costos que son controlables y examinar la tendencia de cada componente. Por ejemplo, tanto en CFE como en LFC el pasivo laboral crece a una tasa mayor al INPC. Los costos de los combustibles y la energía comprada, merecen un trato específico.

Los programas de productividad entre el organismo y su órgano de gobierno deben ser plurianuales vinculados a programas de inversiones. Si hay

---

<sup>23</sup> El tema de los convenios de desempeño se toca más adelante

incumplimiento en la inversión autorizada, los accionistas (representados por el gobierno) serán los responsables del incumplimiento.

El regulador puede tomar las metas establecidas en el contrato como criterio para la fijación de los ajustes a las tarifas objetivo. De esta manera los incrementos en productividad se canalizan directamente a las tarifas que se encuentran en un nivel adecuado. En el caso de tarifas deficitarias los avances en productividad sirven para reducir los niveles de los subsidios

Conviene que la CRE lleve a cabo un estudio de las experiencias de otros países sobre este tema, en particular el caso, exitoso, de las distribuidoras del Reino Unido

En síntesis, se recomienda:

- 1) Que los órganos de gobierno y los organismos establezcan convenios de desempeño con metas concretas de productividad a varios años.
- 2) Que la CRE establezca un sistema de regulación por incentivos para CFE y LFC, que les permita incrementar su rentabilidad si exceden sus metas.
- 3) Incorporar las metas de dichos convenios en las fórmulas de ajuste automático a las tarifas.

Conviene que como parte de los programas de productividad se establezcan programas específicos para asuntos relevantes. Este es el caso de las pérdidas en distribución, que han crecido a niveles preocupantes, particularmente en LFC. Este tema se examina a continuación.

### Pérdidas en redes

En el POISE de 2007 se presentan las estadísticas oficiales de las pérdidas en redes de transmisión y distribución en años recientes. Aquí se reproducen estas cifras:

	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
<b>Pérdidas en transmisión (%)</b>						
<b>CFE</b>	2.33	2.36	2.24	2.19	2.14	1.96
<b>LFC</b>	4.11	2.47	2.69	2.80	2.96	2.86
<b>Pérdidas en distribución (%)</b>						
<b>CFE</b>	10.95	11.14	10.60	11.01	11.22	11.62
<b>LFC</b>	22.54	24.01	26.57	28.25	28.25	30.56

Fuente: CFE, POISE 2007-2016, pp. 4-34 y 4-35

Lamentablemente no se reportan por separado las pérdidas técnicas de las no técnicas. Sin embargo, más adelante se cita un dato proporcionado por LFC.

En años recientes las pérdidas en redes de transmisión han caído en porcentaje tanto en CFE como en LFC, como resultado de un ambicioso programa de inversiones financiado mediante el esquema Pidiregas. En 2005 las pérdidas reportadas por CFE son inferiores al 2%, lo que representa un estándar internacionalmente competitivo; en LFC son inferiores a 3%.

Por otra parte, las pérdidas en distribución son muy elevadas y, a diferencia de lo que ocurre en transmisión, crecientes, llegando a 11.6% en CFE. El nivel óptimo de pérdidas es aquel en el cual se igualan los costos y los beneficios de la inversión marginal. Un nivel adecuado de pérdidas en redes de distribución para una empresa eléctrica con las características de geográficas y de carga de CFE probablemente se ubica en torno a 8%. En el pasado se han identificado proyectos rentables para reducir pérdidas en distribución; pero limitaciones presupuestarias han restringido la ejecución de las obras. Se requiere resolver esta restricción y darle prioridad a la reducción de pérdidas de distribución en los programas de inversiones.

En LFC las pérdidas de distribución son extremadamente altas. Excedieron 30% en 2005 y 32% en 2006. Para 2007 la Ley de Presupuesto Federal instruyó a LFC a presentar una estrategia para reducir las pérdidas. El programa presentado por LFC incluye metas concretas de ahorros en energía y su valor equivalente en millones de pesos. Las metas para el período 2007 – 2012 se consignan en el cuadro siguiente:

Las metas del programa propuesto por LFC parecen modestas; sin embargo, el problema no es solo de financiamiento, comprende también la necesidad de identificar los proyectos, y desarrollar la organización y la capacidad para ejecutarlos. La normatividad es otro obstáculo a la ejecución eficiente de los proyectos.

Año	% PNT	Variación respecto a:	
		2006	al año previo
2006	18.65	-	-
2007	18.60	0.27%	0.27%
2008	18.43	0.91%	0.9%
2009	17.77	4.47%	3.6%
2010	16.89	9.19%	4.9%
2011	15.74	15.37%	6.8%
2012	14.49	22.11%	8.0%

Fuente: LFC, Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas 2007-2012, 2007

LFC informa que las pérdidas no técnicas alcanzaron 18.6% en 2006; más de la mitad del total. Con el programa LFC propone reducir el índice de pérdidas no técnicas (PNT) a 14.5% en 2012, revirtiendo la tendencia creciente. En el escenario de no hacer nada, las PNT siguen creciendo y llegan a 25.7% en 2012.

La instrucción contenida en el PEF-2007 se refiere únicamente a las pérdidas no técnicas. Estima LFC que de seguirse con la tendencia en el crecimiento de las pérdidas técnicas, estas se elevarían de 13.8% a 16.4% en el mismo período. LFC propone acciones para mantener constantes las pérdidas técnicas en el nivel del año 2006.

El ritmo de crecimiento de las pérdidas totales en redes de LFC es alarmante, pasaron de 24.0% en 2001 a 32.5% en 2006 y llegarían a 41.8% en 2012 de seguir con la tendencia. Con el programa propuesto, serían de 28.3% en 2012.

El problema es complejo, requiere la aplicación de recursos de inversión y, principalmente, una organización y cultura que tomará tiempo implantar en el organismo. Sin embargo, aun los resultados del programa propuesto se pueden considerar insuficientes. Es importante dotar a LFC de los apoyos financieros, de desarrollo orgánico, de capacidad de ejecución de proyectos y de marco normativo, para que pueda implantar un programa más ambicioso. La solución requiere revertir una cultura de uso ilícito de la energía; el problema es más de carácter social que técnico.

La rentabilidad de la medida es evidente; al nivel de pérdidas de LFC (e inclusive al nivel que tiene CFE) es más rentable invertir en reducir pérdidas en redes de distribución que en ampliar los sistemas de generación y transmisión.

### Recomendaciones

Se recomienda establecer programas ambiciosos de reducción de pérdidas de distribución en CFE y LFC, tomando en consideración los elementos siguientes: identificación de proyectos jerarquizados de acuerdo con su rentabilidad, asignación presupuestaria, capacidad de ejecución de los proyectos y arreglos institucionales y normativos que hagan viables los programas.

Se recomienda establecer metas anuales de reducción de pérdidas asociadas a los programas mencionados, e incorporar estas metas en las proyecciones financieras para calcular los ingresos requeridos. Esto equivale a lo que, en los estudios de Pace y el GT se ha denominado “ingresos requeridos eficientes”.

En sus trabajos, el Grupo de Tarifas utilizó factores de pérdidas reales para calcular los costos marginales. Los costos marginales se deberían calcular, desde el primer año, mediante el uso de factores de pérdidas que reflejen estándares de eficiencia; por ejemplo, 2% en transmisión y 8% en distribución (desglosadas en



sus componentes de subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria). Esto es lo que corresponde a las “pérdidas marginales” o pérdidas de un sistema eléctrico adaptado.

#### **4.3.4 Elaboración de proyecciones financieras**

##### Modelos de proyecciones financieras

Estos modelos fueron desarrollados por un grupo pluridisciplinario en el área de Programación de CFE, entre los años 1977 y 1978; posteriormente se diseñaron versiones más sofisticadas de los mismos modelos, y más tarde versiones simplificadas para su uso en computadoras personales. Durante muchos años los modelos se utilizaron como instrumento fundamental para la planificación financiera y para la evaluación de políticas financieras en CFE.

Los modelos financieros de CFE tienen el diseño adecuado para proyectar gasto corriente, inversiones, servicio de la deuda e ingresos. Son herramienta adecuada para examinar impactos de mediano y largo plazo de cambios en variables clave, por ejemplo, los precios de los combustibles o los niveles de las tarifas. Permiten incorporar hipótesis sobre programas de productividad y sobre diversas medidas de política financiera.

Durante los años noventa los modelos de proyecciones financieras fueron transferidos al área de finanzas de CFE y se perdió la coordinación en el uso de los mismos, con el área de programación, que es la encargada de las inversiones y los precios. Conviene que CFE informe sobre el estado actual de estos modelos y su capacidad para utilizarlos como herramienta efectiva de planificación financiera.

Por lo que se refiere a LFC, aparentemente no cuenta con un modelo de proyecciones financieras. Es importante que LFC desarrolle un modelo de proyecciones financieras, para facilitar el estudio sistemático de temas financieros del organismo.

##### Cálculo de los ingresos requeridos

Antes de la nacionalización de la industria en 1960 cada empresa eléctrica tenía sus propias tarifas eléctricas. Entre 1960 y 1962 se llevó a cabo un proceso de unificación de las tarifas al nivel nacional; tras la unificación de las tarifas, la política tarifaria se estableció calculando los ingresos requeridos por CFE y aplicando las tarifas resultantes a las empresas privadas en proceso de incorporación a la CFE.

Actualmente hay una diferencia importante de costos entre CFE y LFC, los costos de esta última no se consideran apropiados para definir el nivel de las tarifas. Para establecer el nivel de las tarifas objetivo se toman como base los ingresos

requeridos por CFE. Los ingresos requeridos por CFE son los que se obtienen de las proyecciones financieras del organismo, cuando se toman en consideración los costos justificados de acuerdo con los criterios señalados en este capítulo, e incorporando los estándares de eficiencia aprobados por el regulador.

A LFC se le aplican las mismas tarifas objetivo definidas para CFE. El déficit en flujo que, como resultado, se presenta en LFC es cubierto con transferencias del gobierno federal. Se recomienda conservar esta política; lo que implica que los ingresos requeridos calculados para LFC solo se utilizan para determinar el déficit adicional, debido al exceso de costos de LFC en comparación con CFE.

### Análisis de sensibilidad

El método de trabajo no debe concluir con una proyección financiera puntual. El futuro de la industria eléctrica encierra muchas fuentes de incertidumbre y es importante desarrollar una estrategia financiera robusta.

Por ello, se requiere preparar un conjunto de proyecciones financieras con varios propósitos:

- Probar las implicaciones de diversas medidas de política financiera con el fin de identificar y aplicar la estrategia óptima
- Medir el impacto de cambios en variables inciertas, como son: los precios de los combustibles, el tipo de cambio, las tasas de interés, etc.
- Simular la aplicación de programas de productividad y medir sus impactos en los costos de suministro y en los ingresos requeridos
- Examinar diversos escenarios de ajustes a las tarifas vigentes para acercarlas a las tarifas objetivo, acotando los subsidios en monto, duración y destino.

Por lo tanto, del examen del conjunto de proyecciones financieras de CFE se tendrán los elementos necesarios para determinar:

- Las metas de productividad
- los ingresos requeridos
- las tarifas objetivo
- los ajustes a las tarifas vigentes y los montos de los subsidios

### Recomendaciones

- 1) Desarrollar una estrategia financiera sustentable para la industria eléctrica, cuyos elementos centrales comprenden: el establecimiento de lineamientos de una política financiera de largo plazo; la racionalización de los subsidios; incrementos en productividad; la aplicación del régimen fiscal del ISR; una estrategia para alcanzar y mantener la estructura de capital óptima; la valuación adecuada de los activos; y la capitalización del pasivo laboral. Esto se debe hacer cuidando los flujos netos para la Tesorería de la Federación.

- 2) Diseñar e implantar un plan financiero con programas y metas específicos para:
  - Racionalizar los subsidios
  - Aumentar la productividad
  - Sostener un nivel de inversión óptimo
  
- 3) Establecer Convenios de Desempeño entre los órganos de gobierno y los organismos, de acuerdo con los cuales:
  - El gobierno incrementa las tarifas y capitaliza el fondo de pensiones,
  - El Consejo de Administración aprueba las inversiones óptimas y deja al organismo retener recursos suficientes para mantener una estructura de capital óptima,
  - CFE y LFC ejecutan los programas de productividad y alcanzan las metas convenidas.

#### **4.4 Determinación de las tarifas objetivo**

##### **4.4.1 Asignación de la brecha de ingresos**

El concepto de asignar la brecha de ingresos en proporción a lo que genera cada clase de usuarios mediante las tarifas teóricas corresponde al método de equidad que se ha empleado antes en México. De acuerdo con este criterio todas las tarifas teóricas se ajustan en la misma proporción para alcanzar las tarifas objetivo, las cuales generan los ingresos requeridos.

También se ha discutido, aunque no se ha aplicado, el método de Ramsey, o económico, que asigna la brecha de ingresos a cada tarifa en proporción inversa a su elasticidad precio de la demanda. La ventaja fundamental del método de Ramsey es que favorece la competitividad de las actividades comerciables, particularmente aquellas que son intensivas en el uso de energía. Con este procedimiento se obtiene el beneficio social óptimo; sin embargo para la aplicación del método de Ramsey se presentan varios obstáculos:

1º) No se cuenta con estimaciones confiables de las elasticidades de la demanda para cada tarifa. Mientras no se disponga de elasticidades confiables no se puede esperar que el método conduzca a la eficiencia económica buscada.

2º) El método entraña la necesidad de comunicar al público una política que para la mayoría de los usuarios parecerá injusta.

3º) El análisis completo de la elasticidad precio de la demanda de energía eléctrica implica estudiar también las elasticidades de sustitución entre electricidad y otros energéticos. En diversas aplicaciones, destacadamente en procesos térmicos, las posibilidades de sustitución entre energéticos son amplias.

Considero que mientras no se cuente con buenas estimaciones de elasticidades de demanda y estudios detallados de perfiles de carga por clase de usuario, no se dispone de elementos adecuados para aplicar el método de Ramsey. Por ahora, recomiendo que se siga aplicando el criterio de equidad, para calcular las tarifas objetivo.

#### 4.4.2 Cálculo de las tarifas objetivo

Una vez asignada la brecha de ingresos a las clases de usuarios se procede a ajustar el nivel de las tarifas teóricas en proporción a la brecha de ingresos asignada. Las nuevas tarifas, que mantienen la estructura de las tarifas teóricas y que, en conjunto, generan los ingresos requeridos, son las tarifas objetivo.

Ya definidas las tarifas objetivo, la política de ajustes a las tarifas vigentes tendrá como propósito el que, eventualmente, cada clase de usuarios esté pagando su tarifa objetivo.

Cuando esto es posible, las tarifas objetivo se aplican de inmediato; en cambio, cuando la distancia entre las tarifas vigentes y las objetivo es demasiado grande, se establecen programas de aproximaciones sucesivas para eventualmente alcanzar las tarifas objetivo.

#### 4.4.3 Medición y cálculo de los subsidios

Tradicionalmente se han utilizado los costos contables como la base para calcular los subsidios canalizados a los usuarios del servicio eléctrico. No obstante, debido a que el nivel de costos contables de LFC es excesivo, las tarifas para todo el país se determinan mediante estudios referidos a los costos marginales y los ingresos requeridos de CFE.

En los cuadros siguientes se muestra el valor de los subsidios reportados anualmente por SHCP al Congreso:

**Subsidios totales a usuarios del servicio eléctrico (millones de pesos constantes de 2006)**

Sector <sup>1</sup>	2002	2003	2004	2005	2006
Residencial	43,882	51,865	58,260	63,369	63,971
Comercial	4,844	4,649	5,557	5,476	5,720
Servicios Públicos	1,254	1,961	2,630	2,887	2,987
Agricultura	7,029	7,818	7,897	9,211	8,043
General, Media tension	13,304	14,193	13,377	12,478	14,322
General, Alta tension	4,362	4,995	4,170	4,213	1,014
<b>Total</b>	<b>74,675</b>	<b>85,482</b>	<b>91,891</b>	<b>97,633</b>	<b>96,057</b>

<sup>1</sup> los subsidios a clientes de LFC se calcularon como los costos de LFC menos los productos de LFC

Fuente: preparado por J L Aburto con información de SHCP

En el cuadro anterior los subsidios se calculan como la diferencia entre los costos contables y los productos generados por cada tarifa. Para el cálculo se utilizan los costos contables de cada organismo.

Otra forma de medir los subsidios de LFC es restando a los costos contables de CFE para cada tarifa, los productos generados por cada tarifa en LFC. De esta forma queda separado el “sobrecosto” de LFC del cálculo de los subsidios. En el grupo técnico de análisis de tarifas se utiliza a menudo esta definición. El cuadro siguiente muestra los subsidios calculados con este procedimiento.

**Subsidios totales a usuarios del servicio eléctrico (millones de pesos constantes de 2006)**

Sector <sup>1</sup>	2002	2003	2004	2005	2006
Residencial	36,951	46,517	50,616	55,623	54,906
Comercial	0	39	97	0	0
Servicios Públicos	610	1,377	1,986	2,128	1,901
Agricultura	6,952	7,772	7,828	9,131	7,927
General, Media tension	6,023	8,783	7,331	7,326	8,759
General, Alta tension	3,077	4,059	3,157	3,336	0
<b>Total</b>	<b>53,613</b>	<b>68,547</b>	<b>71,015</b>	<b>77,543</b>	<b>73,493</b>

<sup>1</sup> los subsidios de LFC se calcularon como los costos de CFE menos los productos de LFC

Fuente: preparado por J L Aburto con información de SHCP

Las diferencias entre los dos cuadros miden el exceso en los costos contables de LFC. Los subsidios crecieron en términos reales hasta 2005 y muestran una pequeña disminución en 2006. La eliminación de los subsidios en alta tensión puede atribuirse al impacto de la fórmula de ajuste automático. En particular los subsidios otorgados por conducto de CFE alcanzaron los 62,657 millones de pesos.

La implantación de una política de racionalización de subsidios debe conducir a la pronta eliminación de estos para los servicios públicos y para servicios generales en media tensión. Para los sectores residencial y agrícola se requiere instrumentar programas de correcciones graduales a las tarifas, acompañadas de otros mecanismos de ayuda directa a los grupos de usuarios que lo requieran.

**Medición de los subsidios por medio de las tarifas objetivo**

Por otra parte, es importante reconocer que en la medida que los ingresos requeridos difieren de los costos contables, la forma correcta de medir los subsidios es como la diferencia entre los ingresos producidos por las tarifas vigentes y los ingresos generados con las tarifas objetivo.

En cuanto se disponga de un método completo aprobado para la determinación de los ingresos requeridos, se recomienda modificar la forma de medir los subsidios. Se recomienda utilizar las tarifas objetivo de CFE para el año en curso, como base

para calcular los subsidios efectivamente otorgados. Ello implica desechar el MAC como instrumento para el cálculo de los subsidios. Por ejemplo, los subsidios residenciales de verano deberán reflejar los costos de capacidad asignables a estas clases de usuarios, particularmente en el noroeste del país.

En el caso de LFC, recomiendo que los subsidios se definan contra las tarifas objetivo de CFE. El “subsidio adicional” equivale a la porción de costos incurridos por LFC que el regulador no reconoce y que deben cubrir los accionistas. En la práctica, esto es similar a la transferencia que anualmente hace el gobierno federal a LFC para cubrir su déficit en flujo de efectivo.

Por otra parte, los subsidios se gestaron hace casi 40 años y han evolucionado negativamente desde entonces, arraigándose en la sociedad y en los grupos de interés. Los subsidios se han convertido en un problema no solamente social sino político. Las soluciones tendrán que ser de largo plazo.

Es necesario llevar a cabo estudios y encuestas a usuarios residenciales y de bombeo agrícola, para extraer información sobre los costos y la asignación de beneficios, que permita fundamentar debidamente ante la sociedad y los diversos actores políticos, correcciones a las tarifas correspondientes.

#### **4.4.4 Mecanismos de ajuste automático a las tarifas**

Periódicamente se realizan revisiones integrales a las tarifas eléctricas de cualquier empresa eléctrica. Normalmente estas revisiones siguen procedimientos detallados y complejos que conduce el regulador de acuerdo con reglas precisas, previamente establecidas en algún ordenamiento normativo.

Los plazos entre dos revisiones integrales de tarifas suelen ser de varios años. Por lo tanto, entre una y otra revisión, generalmente se aplican ajustes automáticos a las tarifas, casi siempre vinculados a la inflación.

En México, en 1996 se estableció la fórmula de ajuste automático (FAA) con la finalidad de resolver el problema crónico de los 25 años anteriores, de retraso en los ajustes a las tarifas con el consecuente deterioro financiero de los suministradores.

#### **La estructura de la fórmula vigente<sup>24</sup>**

La fórmula vigente distingue dos componentes uno para combustibles y otro para todos los demás elementos del costo de suministro. Es importante separar los

---

<sup>24</sup> Esta sección se preparó antes de que el gobierno decidiera modificar la fórmula de ajuste automático a partir de enero de 2008, y de que se dieran a conocer los términos de la nueva fórmula

combustibles ya que sus precios, a diferencia de la mayoría de los precios de bienes y servicios, se caracterizan por variaciones severas y volatilidad.

Una crítica a la fórmula vigente es que produce variaciones erráticas. Es necesario subrayar que cualquier fórmula que se base en los costos de los combustibles va a conducir a ajustes con variaciones erráticas, tanto negativas como positivas.

En un contexto más amplio, la volatilidad del precio de la energía eléctrica es una constante en mercados competitivos de energía, ya que en ellos el precio spot es el instrumento para: (1) reconocer las variaciones súbitas en los costos de los combustibles y (2) informar sobre las condiciones de la oferta disponible en relación con la demanda. En un mercado eléctrico, cuando la demanda aumenta desproporcionadamente o disminuye la oferta, digamos en días de calor extremo o cuando se presentan fallas importantes en elementos del sistema - plantas generadoras o líneas de transmisión -, se manifiestan incrementos súbitos del precio spot en el mercado eléctrico, los cuales pueden llegar a multiplicarse por 10 en unas cuantas horas. La señal que envía el precio obliga a los consumidores a tomar medidas para racionar su consumo; esto a su vez contribuye a restablecer un nivel razonable de precio. Es decir, el mecanismo de precio funciona adecuadamente, pero ello implica que los usuarios están expuestos a volatilidad severa.

En conclusión, lo importante no es evitar las variaciones en el precio de la energía eléctrica (cuando se trata de usuarios grandes), sino asegurarse que dichas variaciones reflejen adecuadamente las condiciones de oferta y demanda en el mercado, y que no sean causadas por abuso de poder de mercado por parte de generadores dominantes.

En 1996, se rechazó la idea de utilizar la evolución de los costos reales de CFE para ajustar los componentes de costo distintos a los combustibles; en su lugar, se decidió utilizar índices generales de inflación (un promedio ponderado de varios índices asociados al Índice Nacional de Precios Productor). Esta decisión se justificó con el fin de evitar que las potenciales ineficiencias en que pudiera incurrir la CFE, se reflejaran en los costos de la energía.

### El funcionamiento de la FAA

Parece haber consenso en que la fórmula funcionó de manera adecuada entre 1996 y 2000; sin embargo, la evidencia sugiere que, al cabo de 11 años de aplicación, y debido a fenómenos específicos en los componentes que la integran, la FAA ha llevado a aumentos superiores a los razonables por diversos motivos:

- La eficiencia media del parque generador está implícita en los coeficientes alfa. Al no haber sido actualizada la fórmula en 2001 y 2006, no ha captado los incrementos en eficiencia debidos a la incorporación de los ciclos combinados modernos, que se tuvo a partir de la entrada en operación de la central Samalayuca II en el año 1998. Por cierto, esta planta, a diferencia de las que le

siguieron, fue financiada mediante la modalidad de construir – arrendar – transferir.

Cabe resaltar que, de acuerdo con último POISE<sup>25</sup>, la eficiencia media del parque generador aumentó de poco más de 35% en 2001 a casi 39% en 2004, declinó ligeramente en 2005 y estaría arriba de 39% en 2006.

- Los productores independientes cobran energía (o el servicio de maquila de gas de CFE) y los financiamientos asociados a sus inversiones y costos fijos de mantenimiento. La fórmula no reconoce estos componentes financieros.
- La eficiencia media del parque generador está implícita en la fórmula; pero esta no incluye las mayores eficiencias de los ciclos combinados modernos.
- Los precios de los combustibles han aumentado mucho en este siglo. Este ha sido un cambio estructural y no de coyuntura. Este fenómeno ha tenido impacto sobre todos los sectores productivos y sobre la inflación general, en todo el mundo. Aunque el impacto ha sido mayor en aquellos países que, como México, han dependido principalmente del gas natural para la expansión de la industria eléctrica.
- Los aumentos en los precios de los metales, también han sido muy elevados en años recientes; su ponderador en la fórmula probablemente es superior a la incidencia real en los costos de CFE.

Se puede concluir que:

1º) La fórmula está siendo mal utilizada, no fue actualizada como y cuando debería; no es congruente con la estructura actual de costos de la CFE, y,

2º) La estructura de la FAA funcionó bien mientras los precios relativos de los insumos de la industria eléctrica mantenían un grado razonable de estabilidad. Sin embargo, en los últimos años este mecanismo ha fallado debido a su obsolescencia, agravada por las alteraciones desproporcionadas en los precios de algunos de sus componentes básicos (los combustibles y los metales, probablemente sobre representados); y a cambios en parámetros fundamentales del sistema eléctrico, concretamente la mayor eficiencia térmica media del parque generador.

Por lo tanto, es válido suponer que los usuarios sujetos a la FAA probablemente están pagando precios de la energía superiores a los razonables. Ante todo, se concluye que es evidente la necesidad de examinar y actualizar la fórmula.

#### Acciones adoptadas recientemente

---

<sup>25</sup> “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016”, CFE, 2007, página 3-36



En junio de 2007 el gobierno tomó la decisión de suavizar el impacto del índice de precios productor (por ejemplo, en tarifas de Alta Tensión el incremento se bajó de 3.6%, que daba la fórmula anterior, a 2.2%). El 4 de junio la SHCP publicó en el DOF el Acuerdo que modifica la FAA de la siguiente forma: “en adelante, para calcular los índices de las 3 divisiones del IPP que integran la fórmula se tomarán los promedios móviles de 4 meses de dichos índices; con 2 meses de rezago debido a la disponibilidad de la información”.

## Conclusiones

Es importante insistir, la fórmula de ajuste automático no tiene vinculación con ninguna metodología para el diseño de las tarifas eléctricas. La fórmula es un instrumento que se aplica con la finalidad de evitar los retrasos crónicos en los ajustes a las tarifas por incrementos en los costos de suministro.

Los aumentos a los precios de los bienes y servicios públicos siempre han sido conflictivos; los gobiernos nunca encuentran el momento apropiado para incrementar estos precios por el alto costo político que ello entraña. Esto es particularmente cierto en el caso de las tarifas eléctricas.

La fórmula de ajuste automático a las tarifas eléctricas resolvió esos problemas, que llevaron a los organismos a situación de quiebra técnica en la década de los ochenta. La FAA ha probado ser el mecanismo adecuado para mantener actualizadas las tarifas eléctricas.

No obstante, es evidente la necesidad actual de corregir la fórmula. Esto se puede hacer de dos maneras:

1º) Actualización de la fórmula vigente mediante el examen de los componentes de la fórmula (actualización de los ponderadores de los elementos) y la revisión o modificación de los índices de precios que se aplican.

2º) Rediseño completo de la fórmula. Dentro de este grupo de opciones, se encuentra la de diseñar una nueva fórmula basada en la estructura de los costos de suministro.

Como antecedente, la CFE tiene amplia experiencia utilizando este tipo de mecanismos de ajuste de precio. Después de la devaluación de la moneda, en 1976, CFE diseñó y aplicó FAA basadas en las estructuras de los costos de sus proveedores de equipos y materiales, las cuales se ajustaban mediante el uso de índices generales de variaciones en los precios de los insumos. Estos mecanismos estuvieron vigentes durante los períodos de alta inflación en el país, entre 1978 y principios de los noventa, hasta que la entonces Secretaría de la Contraloría, reglamentó procedimientos diferentes.

A continuación se examina la estructura de costos de la CFE.

En 2006, el Costo de suministro de CFE alcanzó los 258,036 millones de pesos, distribuidos como se indica en el cuadro siguiente:

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
COSTO DE SUMINISTRO POR CONCEPTO, AÑO 2006**

CONCEPTO DE COSTO	miles de pesos
SERVICIOS PERSONALES	21,347,564
ENERGETICOS Y FUERZA COMPRADA	113,362,931
MANTENIMIENTO Y SERV PERSONALES	9,214,211
MATERIALES DE MANTTO Y CONSUMO	5,991,469
IMPUESTOS Y DERECHOS	2,956,874
OTROS GASTOS	2,395,058
<b>SUMA DE GASTOS DE EXPLOTACION</b>	<b>155,268,107</b>
DEPRECIACION	22,008,065
INDIRECTOS DE OFICINAS NACIONALES	4,598,308
APROVECHAMIENTO	50,582,193
COSTO FINANCIERO	3,544,291
COSTOS DE OBLIGACIONES LABORALES	22,035,498
<b>SUMA DE OTROS COSTOS</b>	<b>102,768,355</b>
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>258,036,462</b>

Fuente: CFE, Dirección de finanzas: Estados Financieros a Precios Corrientes y Constantes, diciembre 2006

Agrupando rubros por conceptos generales se obtiene el mismo resultado desglosando solamente cuatro clases de conceptos de gasto.

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
COSTO DE SUMINISTRO POR CONCEPTO, AÑO 2006**

CONCEPTOS DE COSTO AGRUPADOS	miles de pesos
Servicios Personales	47,981,370
Energía	113,362,931
Recursos Materiales	39,608,803
Indirectos (impuestos, intereses, dividendos)	57,083,358
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>258,036,462</b>

Elaboración: J L Aburto

El cuadro anterior se puede expresar en porcentaje:

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD**  
**ESTRUCTURA DEL COSTO DE SUMINISTRO POR CONCEPTO**  
**AÑO 2006**

CONCEPTOS DE COSTO AGRUPADOS	%
Servicios Personales	18.6%
Energía	43.9%
Recursos Materiales	15.4%
Indirectos (impuestos, intereses, dividendos)	22.1%
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>100.0%</b>

Elaboración: J L Aburto con datos de CFE

La FAA podría adoptar la estructura de los costos de suministro como ponderadores y elegir índices generales aplicables a cada uno de los 4 grupos de conceptos.

Estas cifras se refieren al costo total de suministro. De adoptarse este modelo de fórmula de ajuste automático será necesario establecer estructuras de costo por nivel de tensión y excluyendo los costos no reconocidos por la regulación, para que los ponderadores de las fórmulas reflejen de manera adecuada tales estructuras. Habría, como ahora, fórmulas para alta, media y baja tensiones.

#### Recomendaciones

- 1) Redefinir la fórmula de ajuste automático para que su estructura sea compatible con los costos de suministro de CFE,
- 2) Agrupar los conceptos en 4 grandes rubros: servicios personales, energía, recursos materiales e indirectos,
- 3) Desarrollar, como ahora, fórmulas apropiadas para alta, media y baja tensiones,
- 4) Definir ponderadores y seleccionar índices de precios generales para cada componente,
- 5) Para el rubro de energía se recomienda:
  1. Incluir de manera explícita en la fórmula (numerador y denominador) componentes para: generación no fósil, generación fósil, electricidad comprada, y combustibles para maquila,
  2. Actualizar la eficiencia térmica media de la generación fósil,
  3. Reemplazar los índices atados a precios específicos de compraventa de combustibles de CFE por índices generales.
- 6) Revisar la fórmula y la estructura de las tarifas en plazos menores (por ejemplo cada año o cada dos años),
- 7) Normar lo decidido.

Con esto termina propiamente dicho el método para la determinación de las tarifas. En el capítulo 5 se presentan recomendaciones de política para acercar las tarifas vigentes a las tarifas objetivo.

## 5. Recomendaciones de política para acercar las tarifas vigentes a las tarifas objetivo

En la sección 4.2.7 se llegó a una clasificación normativa de las tarifas eléctricas, la cual se reproduce en el cuadro siguiente:

**Tarifas conceptuales por nivel de tensión y factor de utilización**

nivel	corta	media	larga
transmisión		HT	HTL
subtransmisión		HS	HSL
distribución alta	HMC	HM AM	
distribución baja	HBC 2 HRC 1	AB HB HR	

Fuente: J L Aburto

### 5.1 Implicaciones de la aplicación de un sistema conceptual de tarifas objetivo

A continuación se examinan las implicaciones de carácter general que tendría la adopción de la clasificación de las tarifas mostrada en el cuadro anterior. Sería necesario:

- Definir las clases de usuarios por niveles de tensión y por regiones, estableciendo períodos estacionales, diarios y horarios para cada una.
- Para cada nivel de tensión y región, segmentar la tarifa horaria básica de acuerdo con la utilización de la potencia máxima en tantas opciones como se justifiquen: corta, media y larga utilización.
- Aplicar las tarifas horarias a más usuarios, hasta alcanzar a todos aquellos para quienes el beneficio de la tarifa horaria exceda el costo del medidor. Conforme se extienda la aplicación de las tarifas horarias a un número mayor de usuarios será necesario ofrecer más opciones de utilización de la potencia.
- Reclasificar a los usuarios de las tarifas de alumbrado público (5 y 5A) de acuerdo con la tensión de suministro. Las actuales tarifas serían sustituidas por la AB (alumbrado en baja tensión) y la AM (alumbrado en media tensión).

Es importante que estas tarifas sean regionales, ya que en algunas regiones, particularmente del noroeste, deberían ser estacionales, sin cargos implícitos de horas de punta.

- Eliminar las tarifas: 6, 7, el grupo 9, y OM, una vez que todos sus usuarios hubiesen migrado a las tarifas horarias correspondientes HMC, HM, HML; HBC y HB. Los usuarios mayores de tarifas 2 y 3 también pasarían a las tarifas horarias de baja tensión. Los usuarios con consumos muy bajos, para quienes no se justifique la tarifa horaria permanecerían en la nueva tarifa 2, ordinaria de baja tensión, diseñada con base en la tarifa objetivo correspondiente.
- Eliminar las tarifas residenciales vigentes 1A a 1F y en su lugar desarrollar dos o más versiones de tarifas para uso residencial, en función de los niveles de consumo. Para usuarios con consumos elevados habría opciones de tarifa horaria HR (horaria residencial de media utilización con uso de aire acondicionado) y HRC (horaria residencial de corta utilización). Se mantendría la tarifa 1 (ordinaria) para usuarios residenciales con niveles de consumo medios y bajos; esta tarifa sería subdividida en dos o más clases de usuarios por nivel de consumo, si fuera conveniente, para administrar la política de subsidios y para dar señales eficientes de precio a los consumos marginales de tantos usuarios como resultara práctico.

La implantación de algunas de las medidas anteriores sería gradual, para alcanzar resultados plenos en el largo plazo.

## **5.2 Recomendaciones de carácter general sobre las tarifas existentes**

Varias medidas señaladas a continuación son de corto plazo, para aplicarse como paso inicial en la transición hacia las tarifas objetivo.

- En media y baja tensiones los sistemas eléctricos regionales son independientes; los costos de distribución son regionales; si las diferencias son significativas, se justifica el establecimiento de tarifas regionales
- En regiones con marcada estacionalidad como son BC, BCS y el Noroeste, se recomienda que todas las tarifas sean estacionales de manera que reflejen los costos marginales de verano.
- Efectuar todos los aumentos de nivel, correcciones estructurales y reclasificaciones de usuarios que sean posibles, acercándose a las tarifas objetivo.
- Conviene que una vez revisada y actualizada la cláusula de ajuste automático mensual se haga extensiva a todas las tarifas.

- Las tarifas de alta tensión están estrechamente vinculadas a otras cuestiones (viabilidad de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración, pagos a los productores independientes, cargos de porteo a usuarios privados, tarifas de la red de transmisión a los distribuidores) por ello es importante mantenerlas actualizadas, en niveles y con estructuras eficientes.
- La aplicación de tarifas horarias de media tensión a un mayor número de usuarios es un proyecto de alta rentabilidad. Se recomienda continuar incorporando gradualmente a todos los usuarios con demandas superiores a los 25 kW.
- Las diferencias relativas de costos marginales de suministro son mayores entre la media y la baja tensiones. Es prioritario segmentar a todos los usuarios de media tensión en tarifas específicas (las tarifas 5, 5A, 6, 7, 9CU y 9N se subdividirían en tarifas de media y de baja tensión).
- No se justifica la existencia de una tarifa específica para bombeo de aguas potables y negras. Se recomienda eliminar la tarifa 6; los usuarios serían incorporados a tarifas de uso general: 2, 3 y OM.
- La discriminación entre tarifas de alumbrado público por tamaño de la localidad no tiene justificación técnica. Se recomienda eliminar la distinción entre tarifas 5 y 5A, pero reconocer en las tarifas de alumbrado las diferencias de tensión de suministro y las curvas de carga regionales.
- Tarifas de uso general en baja tensión (2 y 3). Conviene revisar sus estructuras y eliminar los subsidios cruzados de carácter regional y estacional.
- Deben establecerse políticas de largo plazo para reducir los subsidios a las tarifas residenciales y de riego agrícola. Los subsidios que se decida mantener conviene sustituirlos mediante ayudas directas en programas como Oportunidades y otros de ayuda directa al campo.
- Las tarifas para riego agrícola (9, 9M, 9CU y 9N) tienen niveles demasiado bajos. Es necesario reducir significativamente los subsidios por la vía de las tarifas, o eliminarlos, antes de que otras soluciones (tarifas horarias y estacionales, control de demanda máxima, reclasificación en tarifas de uso general) sean aplicables. Conviene transferir los subsidios a programas específicos de apoyo al sector agrícola, eliminando los subsidios por la vía de las tarifas eléctricas.
- Las tarifas residenciales tienen un problema mayor de nivel y otro de complejidad. Los subsidios vigentes son excesivos, alcanzan a prácticamente la totalidad de los consumidores. Es necesario que el gobierno determine criterios de mediano plazo para la asignación de

subsidios a grupos de bajos ingresos e implante una estrategia de racionalización gradual de subsidios.

- Los subsidios residenciales al uso del aire acondicionado son problemas de naturaleza local específica. La solución también debe darse al nivel local. Se recomienda que la administración y el financiamiento de estos subsidios sean transferidas a los gobiernos locales y estatales.
- Para que la señal de precio igual a costo marginal sea percibida por un porcentaje elevado de usuarios residenciales se requiere discriminar entre niveles de consumo, como actualmente distinguen los cargos de consumo bajo e intermedio en las tarifas 1 a 1F. Sería necesario establecer varias modalidades de facturación basadas en umbrales de consumo. El paso de un umbral a otro sería por el registro del consumo promedio de los últimos doce meses como actualmente ocurre con la entrada a la tarifa DAC.

### **5.3 Extender la aplicación de las tarifas horarias de Media Tensión**

La aplicación de las tarifas horarias ha tenido grandes beneficios para el país. Algunos especialistas reconocen que la crisis de energía eléctrica de los años 2000-2001 en California se pudo haber evitado de haber contado con un sistema de tarifas eléctricas horarias similar al de México.

Como consecuencia de las tarifas horarias se reducen las inversiones necesarias en la industria eléctrica y se hace un mejor aprovechamiento de las instalaciones. A su vez, los usuarios, reciben señales eficientes de precios que les permiten, de acuerdo con la flexibilidad de sus procesos, optimizar su uso horario de la energía eléctrica. Quienes tienen la flexibilidad y son más sofisticados en su administración, logran beneficios cuantiosos, con reducciones en sus facturas que superan un 30%.

En México las tarifas horarias se ofrecieron inicialmente en 1988, con carácter optativo. En 1991 se establecieron tarifas horarias obligatorias para todos los usuarios de alta tensión y para aquellos de media tensión con demandas máximas medidas superiores a los 1,000 kW. Posteriormente, en etapas sucesivas, se amplió el alcance de las tarifas horarias de media tensión hasta cubrir en el año 2000 a todos los usuarios con demandas superiores a los 100 kW.

Los avances en tecnología de medición de consumos eléctricos hacen rentable la aplicación de tarifas horarias para usuarios cada vez menores. Esta es una de las medidas más beneficiosas y se recomienda ampliar su aplicación a más usuarios.

Los factores de carga de los usuarios están correlacionados con sus demandas máximas; conforme se reducen sus potencias demandadas, bajan también sus factores de carga. Es decir, entre menores los consumos de energía de los usuarios, más pequeñas tienden a ser sus potencias demandadas y más bajos

sus factores de carga. La tarifa general de media tensión, HM, no satisface cabalmente las necesidades de estos usuarios.

Por lo tanto, se requiere diseñar una tarifa de media tensión, específica para usuarios de media tensión con factores de carga medios a bajos; una tarifa HMC.

La tarifa horaria de media tensión para corta utilización actualmente se aplica solamente en las divisiones Baja California y Noroeste, que comprenden los estados de: BC, BCS, Sonora y Sinaloa. Esta experiencia facilitará diseño de la tarifa HMC para otras regiones.

Al comparar las tarifas HM y HMC vigentes en julio de 2007 en el Area Noroeste, se pueda establecer que para factores de carga inferiores a aproximadamente 0.31 la tarifa HMC es ventajosa para el usuario. Esta versión de la tarifa de media tensión refleja mejor los costos de usuarios de corta utilización y les ofrece una versión atractiva de tarifa.

A continuación se examina la distribución de usuarios de la tarifa OM por intervalos definidos de acuerdo con sus demandas máximas medidas. Los datos corresponden al año 2000, pero sirven para ilustrar el tipo de programa plurianual que se recomienda implantar para la incorporación de usuarios de media tensión a las tarifas horarias.

**CFE**  
**Histograma de la Tarifa OM**  
**1er semestre 2000**

<b>demanda máxima medida (kW)</b>	<b># de usuarios</b>	<b>% de usuarios</b>
> 90	9,054	10.6%
80 - 90	2,091	2.4%
70 - 80	2,682	3.1%
60 - 70	3,471	4.0%
50 - 60	4,542	5.3%
40 - 50	6,623	7.7%
30 - 40	9,731	11.3%
20 - 30	14,183	16.5%
10 - 20	17,752	20.7%
0 - 10	15,639	18.2%
<b>Total</b>	<b>85,768</b>	<b>100.0%</b>

Elaborado por J L Aburto con información de CFE

Hay que tomar en cuenta que, debido a la normatividad compleja, cada vez que se inicia este programa los suministradores pierden casi un año en el proceso de



compra de medidores nuevos. La implantación misma del programa implica, además, dar entrenamiento al personal de CFE y preparar campañas de orientación para los nuevos usuarios en el uso de las tarifas horarias y en el aprovechamiento de sus beneficios potenciales. Por tal motivo se recomienda establecer un programa de incorporación de usuarios con varios años de duración.

Cabe aclarar que en 2006 el sector eléctrico contaba con 150,126 usuarios en tarifa OM, lo que implica una tasa de crecimiento medio anual cercana al 10%. Suponiendo que se conserva constante la distribución de usuarios por intervalo de demanda máxima medida y que los usuarios crecen a las tasas anuales indicadas en el siguiente cuadro, el programa de incorporación de usuarios a tarifas horarias HM y HMC podría ser similar al ejemplo que sigue:

**Programa de Incorporación de usuarios  
de OM a Tarifas HM y HMC  
(ejemplo ilustrativo)**

año	demanda máxima a incorporar kW	tasa anual de crecimiento del # de usuarios	# de usuarios por incorporar a HM y HMC
2007	-	9.0%	0
2008	> 95	8.5%	9,371
2009	> 90	8.0%	10,121
2010	> 70	7.5%	11,471
2011	> 60	7.0%	8,926
2012	> 50	6.5%	12,439
<b>suma</b>	<b>&gt; 50</b>		<b>52,329</b>

Elaborado por J L Aburto

### Recomendaciones

Concretamente se recomienda:

1. Diseñar tarifas HMC para todas las áreas del país
2. Aprobar un programa plurianual de incorporación de usuarios de media tensión a las tarifas HM y HMC,

### **5.4 Subsidios a los usuarios del servicio eléctrico**

Los subsidios a las tarifas eléctricas son el problema principal de la industria eléctrica de México. Los subsidios inducen en los usuarios decisiones ineficientes de inversión y de consumo, incrementan la demanda y con ello las necesidades de

inversión en la industria, lesionan las finanzas públicas y las de los suministradores, son instrumentos ineficientes para apoyar a quienes lo requieren, su aplicación es regresiva.

De acuerdo con el POISE<sup>26</sup> entre 2008 y 2016 CFE requiere invertir en promedio, 55.2 miles de millones de pesos anuales, para satisfacer la demanda creciente. Esta inversión sería canalizada a su expansión y modernización. Estos montos son inferiores a los 62,657 millones de pesos otorgados en subsidios, por conducto de CFE, en el año 2006.

Existen subsidios cruzados que afectan a todas las tarifas no horarias; adicionalmente, las tarifas subsidiadas se pueden clasificar en grupos.

- (1) subsidios regionales y estacionales cruzados
- (2) tarifas de usos generales en media tensión (OM, HM, HMC)
- (3) tarifas de servicios públicos (5, 5A y 6)
- (4) tarifas para riego agrícola (9 y 9M)
- (5) tarifas para servicio residencial (1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E)

#### Subsidios regionales y estacionales cruzados.

Como resultado de un nuevo estudio de costos marginales deben identificarse las diferencias regionales y estacionales relevantes, e incorporarse a todas las tarifas ordinarias de media y baja tensiones, tanto las de uso general como las de usos especiales.

Con ello será posible eliminar los subsidios cruzados de carácter geográfico y estacional que subsisten.

Además, es importante realizar campañas de estudio de las curvas de carga de usuarios de tarifas de media y baja tensiones, mediante muestreos apropiados que permitan medir adecuadamente las participaciones en punta de los distintos tipos de usuarios. Con ello será posible mejorar el diseño de las tarifas objetivo en medias y bajas tensiones. Ignorar estos problemas conduce a mantener subsidios cruzados entre clases de usuarios.

#### Tarifas de usos generales en media tensión

Las estadísticas de subsidios reportados por SHCP, presentadas en el capítulo 4 de este documento, muestran la existencia de subsidios en estas tarifas. Un nuevo estudio de costos marginales y el cálculo de las tarifas objetivo para media tensión permitirán identificar los subsidios y corregir estas tarifas para eliminarlos. Como se señaló en la sección 5.3 conviene ampliar el ámbito de aplicación de las tarifas horarias hasta alcanzar a todos los usuarios de medias tensiones.

---

<sup>26</sup> POISE 2007-2016, pág 5-1

### Tarifas de servicios públicos.

Las tres tarifas vigentes: 5, 5A y 6, proporcionan servicios en media y baja tensiones. En bajas tensiones se concentra la mayor parte de los subsidios; la mayoría de ellos no son considerables, por lo que su eliminación se podría hacer rápidamente.

Los clientes son fundamentalmente gobiernos locales y cooperativas; por ello, de considerarse necesario, la eliminación de estos subsidios debía ir acompañada de medidas fiscales concretas de reasignación de ingresos de la federación a los municipios.

En particular se recomienda la desaparición de la tarifa de bombeo de aguas potables y negras (tarifa 6), y la segmentación de usuarios de los servicios tanto de bombeo como de alumbrado en tarifas separadas para media y para baja tensión.

Las tarifas de alumbrado público deben redefinirse, clasificando a los usuarios por nivel de tensión e incorporándolos a las nuevas tarifas AM y AB, basadas en tarifas objetivo.

### Tarifas para riego agrícola.

Los ciclos agrícolas cambian significativamente dependiendo de la región de que se trate. Por ello, y porque también hay diferencias importantes en las curvas de carga de distintas partes del país, se recomienda regionalizar estas tarifas.

Para resolver el problema de estos subsidios se requiere implantar programas de corrección de largo plazo. En el pasado se aplicaron incrementos mensuales superiores a la inflación (de 3% nominal) durante varios años seguidos, con lo que se lograron avances significativos. La relación precio / costo<sup>27</sup> del KWh vendido al sector agrícola pasó de 18% en 1989 a 66% en 1993. En 1994 se suspendió el programa de ajustes y la relación precio / costo ha seguido una tendencia decreciente desde entonces.

Se recomienda volver a esta estrategia de ajustes mensuales superiores a la inflación, complementados por incrementos mayores una vez al año. Estos últimos conviene sean aplicados en el último trimestre, cuando los consumos de energía eléctrica para fines agrícolas disminuyen sensiblemente.

Adicionalmente, por medio de convenios específicos con la SAGAR se recomienda aplicar medidas paralelas de aumentos a los precios de los básicos y apoyos al campo, con incrementos puntuales a las tarifas. Como solución definitiva conviene proporcionar apoyos directos a los agricultores que lo

---

<sup>27</sup> Esta relación precio / costo se refiere al cociente del precio medio de venta entre el costo contable medio; tal como se utiliza para el cálculo de los subsidios.

justifiquen (medidas de política agrícola), a cambio de la eliminación de los subsidios a las tarifas de riego agrícola.

Se recomienda reunir información estadística desglosando los subsidios agrícolas por regiones geográficas y por meses del año. Se requiere llevar a cabo un estudio que identifique claramente la distribución de los subsidios al riego agrícola y los destinatarios, y que permita fundamentar una política para racionalizar estos subsidios y reemplazarlos por mecanismos directos de apoyo, eficaces y eficientes.

## **5.5 Las tarifas residenciales**

### Comparación internacional

Para poner en perspectiva los precios de la electricidad al sector residencial conviene iniciar con una comparación internacional de los precios medios.

El cuadro siguiente muestra precios medios de la electricidad para servicio residencial en diversos países. Son datos del primer trimestre de 2006, recopilados por el Organismo Internacional de Energía.

Para el conjunto de países que cubre el Organismo los precios medios fluctúan entre 6.9 y 29.4 centavos de dólar de EUA por kWh. En particular los datos de México son valores promedio de 2006, y se presentan 3 cifras:

- el precio promedio de las 7 tarifas básicas 1 a 1F, de 9 centavos, que figura entre los precios medios más bajos del cuadro.
- el promedio de las 8 tarifas residenciales, que le sube 1 centavo de dólar al precio medio antes calculado, y
- el precio medio de las tarifas DAC, que es mayor a 25 centavos de dólar y solamente inferior al registrado para Dinamarca.

Es evidente que las tarifas 1 a 1F son, en promedio, demasiado bajas, y que la DAC es excesiva. Ambas señales de precio son ineficientes y el precio de la DAC tiene además un costo político elevado.

## Precios Medios de la Energía Eléctrica para Usuarios Residenciales, en 2006

País	dólares EUA / kWh
Taiwan	0.0690
Noruega	0.0856
Corea	0.0894
<b>México, tarifas 1</b>	<b>0.0902 **</b>
Estados Unidos	0.0961
Australia	0.0985 *
<b>México, todas</b>	<b>0.1010 **</b>
Grecia	0.1138 *
República Checa	0.1161
Turquía	0.1194
Finlandia	0.1200
Polonia	0.1250
Hungría	0.1266
Suiza	0.1276
República Eslovaca	0.1295 *
Nueva Zelanda	0.1337
Francia	0.1365
España	0.1535 *
Reino Unido	0.1580
Austria	0.1613
Portugal	0.1764
Irlanda	0.1842
Luxemburgo	0.1866 *
Japón	0.1963 *
Alemania	0.1975 *
Italia	0.1995 *
Holanda	0.2443
<b>México, DAC</b>	<b>0.2518 **</b>
Dinamarca	0.2935

Fuente: IEA, Key World Energy Statistics 2006; México, tarifas 1 y DAC, cálculo basado en CFE, página web datos del 1er trimestre 2006; incluyen impuestos excepto EUA  
(\* ) Último dato disponible; (\*\*) promedio de 2006

### Antecedentes sobre las tarifas residenciales

Al nacionalizar la industria eléctrica en 1960 estaban electrificadas aproximadamente la tercera parte de las viviendas del país (actualmente lo están cerca del 96%). En 1962 se estableció la tarifa (1) de aplicación nacional, sin subsidios, que estuvo vigente hasta 1973.

Los subsidios a los usuarios residenciales del servicio eléctrico fueron otorgados originalmente con base en dos criterios distintos

- 1<sup>o</sup>) En 1973 se mantuvo la tarifa nacional, pero se introdujo un subsidio a los primeros 100 kWh de consumo mensual. El criterio fue el de promover la electrificación mediante una ayuda a los usuarios con consumos más

bajos que son, con alta correlación, los de bajos ingresos. En ese año el consumo medio nacional era de 75 kWh mensuales, de manera que el subsidio alcanzaba el consumo íntegro del 60% de los usuarios, aproximadamente.

- 2º) En 1975 se estableció una nueva tarifa (1A) para las zonas cálidas. Con esta tarifa toda la energía consumida durante los cuatro meses más cálidos del año, se pagaba al precio del primer bloque de la tarifa 1, que es igual al 44% del precio no subsidiado.

Desde hace más de 30 años subsisten, y se han ampliado, los subsidios a los bajos consumos que se otorgan en el ámbito nacional, y los subsidios a las zonas cálidas en época de verano.

Los dos tipos de subsidios son de naturaleza distinta, y sus soluciones también son distintas. Por ello, es importante identificar y medir por separado los dos tipos de subsidios.

Existe una fuerte correlación entre el ingreso de las familias y su consumo eléctrico. Por ello, y con base en la premisa de que la población que consume poca electricidad tiene ingresos bajos, se otorgan los subsidios del primer tipo. No obstante, su monto y alcance son excesivos.

Los subsidios a los bajos consumos han aumentado de 100 kWh mensuales a un rango que va de 140 kWh mensuales, en la tarifa 1, a 200 kWh mensuales en la tarifa 1F; además, se han reducido los cargos como proporción del costo marginal.

El primer tipo de subsidios, de aplicación general al nivel nacional, corresponde a la estructura de la tarifa 1. Las otras tarifas residenciales, con estacionalidad, subsidian consumos adicionales durante la época de verano, la cual se ha ampliado a 6 meses del año.

El mecanismo de asignación de los subsidios de verano es deficiente, discriminatorio y controvertible, y los subsidios excesivos. A lo largo de más de 30 años se han ido añadiendo modalidades de tarifas que incrementan los niveles de consumo subsidiados y se han redefinido los criterios de ingreso de las localidades a dichas modalidades de tarifas, ampliando siempre el alcance de los subsidios otorgados.

Las zonas cálidas se han ido clasificando en categorías de acuerdo con la intensidad del calor. Actualmente se aplican 6 distintas tarifas durante seis meses de temporada cálida, con consumos subsidiados que van desde 150 kWh mensuales en la tarifa 1A, hasta 2,500 kWh mensuales en tarifa 1F; los precios de los intervalos alcanzan entre 22% y 53% del costo marginal de suministro<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> Valores estimados

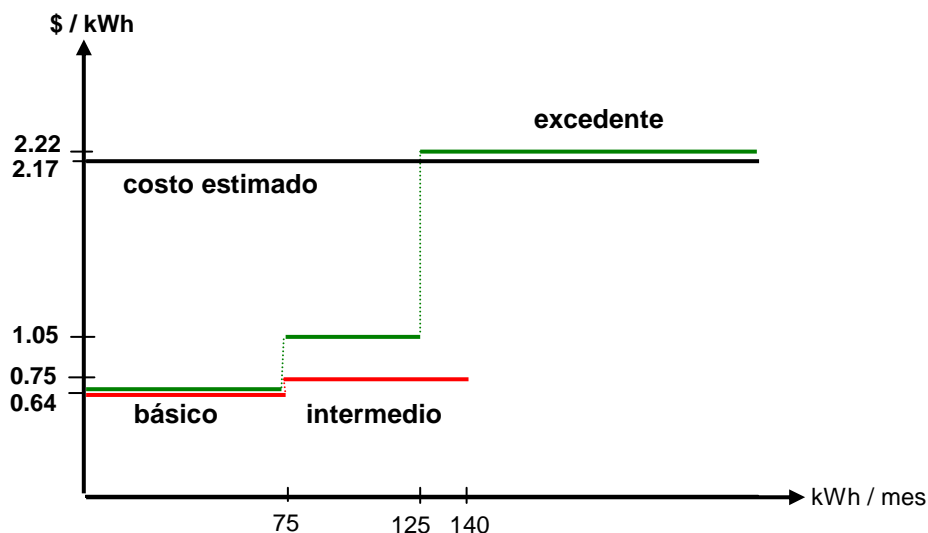
## Estructura de las tarifas

Las siete tarifas residenciales básicas (1 a 1F) tienen una misma estructura fundamental, generalmente con tres niveles de precios para otros tantos intervalos de consumos.

Cada tarifa incluye dos formas de facturación, que corresponden a consumos bajos y consumos elevados. Los usuarios están divididos en dos grupos por medio de un umbral de consumo medio anual, que cambia para cada una de las siete tarifas.

Existen además tarifas para usuarios con muy altos consumos. Son las tarifas llamadas Domésticas de alto consumo (DAC) que se definieron por regiones, con base en los niveles de los costos marginales. Estas tarifas incluyen solamente al 2% de los usuarios residenciales en todo el país, aunque en la tarifa 1 la cifra es más cercana al 4%.

La gráfica siguiente ilustra la estructura de la tarifa 1, la cual es análoga a las de las otras seis tarifas básicas.



**estructura de la tarifa 1 (datos de diciembre de 2007)**

preparado por J L Aburto; costo medio estimado

Para consumos bajos (en color rojo) existen dos escalones de facturación, aplicables a los consumos básico e intermedio, cuyos cargos son aproximadamente iguales al 29% y 35% del costo de suministro, respectivamente.

Para consumos elevados el consumo se divide en tres intervalos, llamados básico, intermedio y excedente (en color verde). Los cargos equivalen aproximadamente

al 29%, 48% y 100% del costo de suministro. Además, hay un cargo mínimo de 25 kWh mensuales que equivale a un 26% del costo fijo de suministro<sup>29</sup>.

Los datos que se mencionan a continuación son estimaciones propias; dan una idea aproximada de la distribución de los usuarios en la tarifa 1 y del porcentaje de costo que pagan.

- El umbral de 75 kWh mensuales comprende al 40% de los usuarios; el de 140 kWh mensuales alcanza al 76%. Este 76% de usuarios son facturados con la modalidad de consumo bajo y pagan en torno al 30% del costo de suministro (color rojo en la gráfica anterior).
- Un 20% más de usuarios son facturados con la modalidad de consumo elevado (color verde en la gráfica) y solamente a partir de los 126 kWh mensuales de consumo empiezan a pagar un costo similar al costo de suministro. En promedio, este grupo de usuarios consumen entre 140 y 250 kWh mensuales.
- Tampoco está incluido en la gráfica el 4% de los usuarios con los consumos más altos, superiores a los 250 kWh mensuales. Estos usuarios están incorporados a otra tarifa, la DAC (Doméstica de alto consumo), que tiene un solo cargo de energía, aproximadamente 20% superior al costo de suministro para cualquier nivel de consumo.

Las estructuras y distribuciones de usuarios son similares para las otras tarifas residenciales aunque los umbrales de consumo para pasar de un escalón a otro y de una modalidad de facturación a otra, son mayores. Por lo tanto, son tarifas con subsidios más elevados.

Las tarifas eléctricas no se determinan solamente con base en diferencias de temperatura, sino también con base en consideraciones políticas; con el paso del tiempo se han creado nuevas clasificaciones tarifarias por presiones políticas. Además, existe una presión constante por reclasificar localidades en tarifas preferentes. La magnitud creciente de los subsidios en función de la temperatura genera incentivos para que cada vez más regiones apelen a las tarifas preferenciales con mayores subsidios.

### Las tarifas Domésticas de Alto Consumo (DAC)

#### Antecedentes

Antes de 2002 todas las tarifas para servicio residencial tenían estructuras consistentes en un cargo fijo y escalones crecientes de precio. En febrero de ese año se establecieron las tarifas DAC con precios elevados desde el primer kWh de

---

<sup>29</sup> El cargo mínimo no se muestra en la gráfica



consumo, con el fin de evitar que los usuarios de muy altos consumos recibieran los subsidios inherentes a las tarifas diseñadas mediante escalones.

Se decidió que las tarifas DAC fuesen regionales, es decir, que se aplicaran 6 distintas tarifas para otras tantas regiones en que se dividió el país.

En principio, dentro de cada región ya existían 6 tarifas (1 a 1E) con distintos cargos e intervalos de escalones. Todas excepto la tarifa 1 distinguen las estaciones de verano y fuera de verano, ampliando los intervalos de los escalones y disminuyendo los cargos durante el verano, para incrementar los subsidios a los consumos de verano. La asignación de los usuarios a alguna de estas 6 tarifas básicas en función de la temperatura media de verano en su localidad.

Con las nuevas tarifas fue necesario combinar las tarifas regionales DAC con las 6 tarifas básicas, por localidad. El criterio fue definir intervalos de consumo mensual promedio (promedios anuales) de las tarifas básicas a partir de los cuales los usuarios pasarían a la tarifa DAC correspondiente a su región. Estos consumos mensuales promedio se definieron de manera que el 5% de los usuarios con los mayores consumos de cada tarifa básica fuesen incorporados a tarifas DAC. El cambio significó aumentos elevados en las facturas de los usuarios que ingresaron a las tarifas DAC.

Las tarifas DAC son demasiado elevadas; por ejemplo, en julio de 2007 el cargo de energía para el Area Central fue de \$2.566; añadiendo el IVA el costo para el usuario fue de \$2.951.

Ante las múltiples reclamaciones que ocasionaron las tarifas DAC, particularmente en zonas cálidas, antes de la entrada del verano, en el mes de abril de 2002, se estableció la tarifa 1F para poblaciones con temperaturas medias durante el verano, superiores a los 33°C.

Por otra parte, desde 2002 varias localidades han sido reclasificadas a tarifas básicas con mayores intervalos de consumo subsidiados. Además, algunos usuarios con muy elevados consumos optaron por instalar su propio transformador y pasar a la tarifa horaria HM de media tensión.

### Un balance de los impactos de las tarifas DAC

El nuevo sistema de tarifas es extremadamente complejo. Los usuarios son facturados de 42 formas distintas (7 tarifas básicas en combinación con 6 tarifas regionales).

Las tarifas DAC han dado lugar a presiones – exitosas – para que más de la mitad de los usuarios afectados hayan encontrado formas de escapar de los precios tan elevados: establecimiento de la nueva tarifa (1F), más subsidiada que las anteriores; reclasificación de la localidad (lo que representa subsidios adicionales para todos los usuarios, incluyendo los que ya pagaban precios muy bajos);

transformación a tarifa de media tensión. Finalmente, otro grupo de usuarios ha reducido sus consumos para volver a las tarifas básicas. El resultado de todo esto es que, de acuerdo con las estadísticas oficiales, desde 2004 solo poco más del 2% de los usuarios residenciales permanece en tarifas DAC<sup>30</sup>.

En conclusión, el fin que se buscaba de eliminar los subsidios a un 5% de los usuarios ha sido infructuoso. El balance es negativo.

Adicionalmente, las tarifas DAC tienen desventajas económicas y políticas. La señal de precio es inadecuada y propicia una asignación ineficiente de recursos; los usuarios afectados reclaman los pagos excesivos y movilizan la opinión pública en contra de las tarifas, propagando la noción de que estas son excesivas para todos los usuarios.

En respuesta a esta situación, recientemente la SHCP elaboró una propuesta consistente en:

- *Reducir los cargos de la DAC en 20% (con lo cual se estima que será igual al costo marginal) y*
- *Reducir los intervalos de consumo máximo para otras tarifas, de forma que el 5% de los usuarios de cada tarifa quede incorporado a la tarifa DAC*

A julio de 2007, en el Área Central, el precio de la DAC sin IVA es 2.566 pesos por kWh (o 24 centavos de dólar por kWh). Partiendo de la estimación de la SHCP de que al reducirlo en 20% el cargo se estará igualando al costo marginal; ello implica un costo marginal para servicio residencial de 20 centavos de dólar por kWh. Este valor es elevado, se recomienda examinarlo.

Al final de esta sección se presenta un resumen de recomendaciones sobre las tarifas residenciales.

### Subsidios a las tarifas residenciales

El diseño actual del subsidio a las tarifas eléctricas residenciales presenta los siguientes problemas:

- Es generalizado. El subsidio eléctrico residencial beneficia al 98% de los usuarios.
- Es regresivo. A mayor consumo, mayor subsidio; se estima que los deciles 7 a 9 de ingreso concentran la mayor parte de los subsidios. Además, los estados con veranos más cálidos tienen consumos eléctricos por vivienda más elevados, pagan menores tarifas durante

---

<sup>30</sup> En 2004 se tenían en el sector eléctrico 24.6 millones de usuarios residenciales, de los cuales solamente 552 mil estaban en tarifas DAC (cálculos a partir de la página web de CFE)

el verano, y reciben más subsidios. Los usuarios de los estados más pobres, en el sur del país, reciben menos subsidios.

- Es creciente. En general los recursos federales canalizados a los subsidios a las tarifas residenciales aumentan cada año en términos reales en virtud del crecimiento del número de usuarios, el consumo incremental por usuario, y la reclasificación de localidades a tarifas con subsidios cada vez mayores.
- Incentiva decisiones ineficientes de consumo y de inversión en los usuarios; e implica inversiones adicionales en oferta de electricidad.
- Es una pesada carga para las finanzas públicas, los subsidios a la electricidad para servicio residencial constituyen el programa de apoyos más importante del gobierno federal; su monto, cercano a los 55 mil millones de pesos en 2006 (ver sección 4.4.3) es muy superior al del programa Oportunidades.
- El monto excesivo de los subsidios impacta negativamente la calidad y eficiencia en el servicio, pues las inversiones que se financian con recursos fiscales (redes de distribución y mantenimientos en general) no son suficientemente fondeados.
- Desplaza recursos que podrían canalizarse a programas meritorios de bienestar social, como educación, salud y nutrición.

### Subsidio de verano

El subsidio al aire acondicionado residencial es probablemente la distorsión más nociva y potencialmente la de mayor impacto negativo sobre el bienestar social agregado de la población. Los precios se reducen cuando los costos de suministro aumentan y el subsidio se canaliza principalmente a los estratos de mayores ingresos.

Estos subsidios son los más politizados. En el norte del país han fracasado numerosos intentos por limitar o reducir los subsidios al aire acondicionado; con el paso de los años estos subsidios han aumentado en magnitud y alcance.

El resultado no es satisfactorio; la mayor parte de la población beneficiada con estos subsidios está insatisfecha porque en general las temporadas de calor no coinciden con las de la aplicación de las tarifas de verano. En esencia cada localidad tiene un clima único; se trata de un problema local, por lo tanto las soluciones también deben ser locales.

Algunas localidades presentan temperaturas superiores a los 25 grados centígrados durante 10 meses del año, mientras que otras localidades rebasan los umbrales correspondientes a sus tarifas sólo durante tres o cuatro meses al año.

Los usuarios reclaman mayores subsidios basados en este problema y en otras variables que afectan la sensación de calor como son el grado de humedad o la ausencia de vientos. En cambio, las tarifas eléctricas de verano se aplican de manera indiscriminada a todas las regiones calurosas durante los 6 meses consecutivos más calurosos del año.

El subsidio de verano se otorga incrementando el tamaño de los dos primeros bloques de consumo por kWh.

Los precios de verano inducen decisiones ineficientes sobre la inversión y el consumo. Los usuarios adquieren sistemas de aire acondicionado ineficientes y los utilizan más tiempo y a temperaturas más bajas.

En 2005 los subsidios de verano tuvieron un costo cercano a los 6 mil millones de pesos. Sin embargo, esta cifra está basada en los costos contables, tal y como los reporta la SHCP en sus informes al Congreso. La medida correcta de los subsidios de verano implica el uso de los costos marginales estacionalizados y asignados a cada clase de usuario de acuerdo con su patrón de uso, por lo cual el costo real de estos subsidios es mucho mayor. El consumo medio de los usuarios de tarifas 1A a 1F aumentó 48% en promedio en la temporada de verano, en relación con la de invierno.

subsidios de verano a usuarios de las tarifas residenciales, año 2005

tarifa	número de usuarios	consumo medio kWh / mes-usuario		incremento en el consumo de verano	subsidio millones de pesos		subsidio de verano millones de pesos	subsidio de verano pesos / usuario
		invierno	verano		invierno	verano		
<b>1A</b>	1,448,366	102	114	11.4%	1,216	1,355	138	96
<b>1B</b>	3,122,992	122	146	19.8%	2,820	3,378	558	179
<b>1C</b>	3,729,855	161	215	33.1%	3,940	5,245	1,305	350
<b>1D</b>	790,325	170	252	48.1%	1,018	1,508	490	620
<b>1E</b>	964,945	204	364	78.6%	1,530	2,778	1,248	1,293
<b>1F</b>	750,744	229	572	149.7%	1,342	3,351	2,008	2,675
<b>suma</b>	<b>10,807,227</b>	<b>152</b>	<b>224</b>	<b>47.0%</b>	<b>11,867</b>	<b>17,615</b>	<b>5,748</b>	<b>532</b>

preparado por J L Aburto

usuarios y consumos de la página web de CFE; subsidios estimados

Para ese año el consumo medio de invierno en la tarifas para zonas cálidas fue de 152 kWh mensuales, pero aumentó 47%, a 224 kWh, durante el verano. Sin embargo, los aumentos en los consumos medios durante el verano muestran diferencias muy importantes entre tarifas de acuerdo con el nivel que alcanzan los consumos subsidiados. El cuadro anterior muestra que en tarifa 1A los usuarios incrementaron su consumo solamente en 11.4%; en 19.8% los de tarifa 1B, 33.1% en tarifa 1C; 48.1% en tarifa 1D; 78.6% en 1E y en 150% en 1F. La elasticidad precio de la demanda es evidente.

Un análisis similar, desglosando cada tarifa por deciles de consumo demostraría que los incrementos en los consumos aumentan sensiblemente con el nivel de consumo, especialmente para las tarifas 1D a 1F.

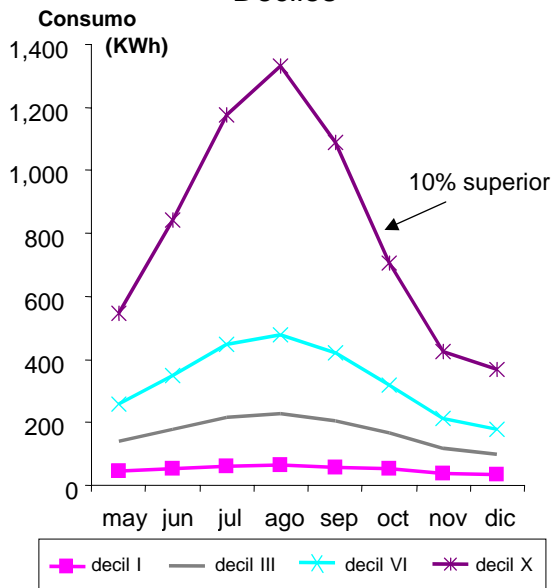
Mis estimaciones de los subsidios de verano por usuario en el año 2005 aparecen en la última columna del cuadro anterior. Estos fueron de aproximadamente 100 pesos para usuarios de tarifa 1A y menos de 200 en tarifa 1B; después aumentan rápidamente hasta alcanzar cerca de 1,300 pesos en tarifa 1E y 2,700 en 1F.

Estos subsidios son perfectamente identificables y cuantificables al nivel de cada entidad federativa, de cada localidad y de cada usuario, (basta con hacer explícita en cada recibo la diferencia entre la facturación con tarifa 1 y con la tarifa de aplicación local), lo que facilita su administración.

### Patrones de consumo por usuario y mes

Debido a las condiciones climáticas en México el crecimiento en el uso de sistemas de aire acondicionado es enorme. Existe una demanda potencial demasiado grande para incrementar su uso, el cual está limitado solamente por los niveles de ingreso disponible de las familias.

Tarifas 1E y F Consumo por Usuario  
Deciles



- El consumo de los usuarios mayores (deciles 6-10) se encuentra excesivamente concentrado en el verano, puesto que emplean sistemas de aire acondicionado.
- Con las tarifas eléctricas más baratas en verano, los usuarios de tarifa 1E y 1F pueden consumir electricidad subsidiada hasta por 2,500 kWh/mes, lo que basta para mantener un sistema de aire acondicionado central.

(gráfica ilustrativa)

Existe en México un enorme potencial de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el sector residencial. El consumo promedio nacional por vivienda es entre la mitad y la tercera parte del prevaleciente en países latinoamericanos con ingreso per cápita similar e incluso inferior al nuestro.

En todos los países los incrementos en el nivel de ingreso van acompañados de un acelerado proceso de equipamiento de los hogares. Diversos aparatos y equipos eléctricos van aumentando su penetración con lo cual se incrementan notablemente los consumos de electricidad de los usuarios.

El clima de México es, en casi todo el país, propicio para el uso de aires acondicionados. Por ello, cuando se han presentado períodos de aumento en el ingreso per cápita, se han observado incrementos en el equipamiento general de los hogares, y de aires acondicionados en particular. Las nuevas generaciones habituadas al uso de los aires acondicionados ya no pueden prescindir de ellos, los consideran indispensables.

Al paso de los años las curvas de carga horaria van evolucionando de manera que las demandas máximas en los sistemas eléctricos coinciden con el uso de los aires acondicionados. Esta situación se presentó en Baja California (norte) desde la década de los setenta, en Sonora-Sinaloa durante los ochenta y en BCS y partes del noreste (Nuevo León, Tamaulipas y parte de Coahuila) en años recientes.

En el largo plazo el país en su conjunto experimentará curvas de carga horarias con demandas máximas vinculadas al uso de aires acondicionados. La política de precios de la electricidad influirá definitivamente en el ritmo de evolución de estas curvas de carga y en la determinación de los patrones de uso de la energía eléctrica de los usuarios.

Se requiere llevar a cabo un estudio detallado de la distribución de los subsidios por estratos de consumo y, más importante, por estratos de ingreso. La encuesta de ingreso gasto (ENIGH) que lleva a cabo periódicamente el INEGI puede aprovecharse para diseñar una muestra específica con significación estadística en las variables relevantes para la política de subsidios de la industria eléctrica: por decil de ingreso, al nivel de cada tarifa, de cada estado, por tamaño de la vivienda. Además, se debe asegurar que los encuestados muestren sus recibos para registrar el consumo, el período de consumo y los cargos vigentes en las tarifas. Se requieren varias observaciones en el año para captar los cambios estacionales en los consumos.

### Propuesta

Las distorsiones de las actuales tarifas residenciales son tres:

1. el subsidio generalizado a la tarifa 1
2. los subsidios de verano en las tarifas 1A a 1F
3. el cobro excesivo en las tarifas DAC

La solución de largo plazo incluye los elementos siguientes:

1. ejecución de programas de productividad en CFE y LFC, a varios años, que eleven su eficiencia y disminuyan los ingresos requeridos. Las tarifas objetivo serán decrecientes en términos reales.
2. medidas de política financiera y fiscal por parte del gobierno para reestructurar financieramente a los organismos y reducir sus costos de suministro.
3. racionalización gradual de los subsidios generales a la tarifa 1 y su reemplazo por medidas de ayuda directas a los usuarios de bajos ingresos, por medio del programa Oportunidades.
4. eliminación de los subsidios de verano o su traslado a los gobiernos estatales y locales para su administración y financiamiento.
5. reducción de las tarifas DAC para llevarlas al nivel de las tarifas objetivo. También se requiere reducir el último cargo de cada tarifa para que no exceda el nivel de la tarifa objetivo.

### Tarifas objetivo

1. CFE y LFC conectan a los usuarios a través de instalaciones de una, dos y tres fases. Dado el estado actual de la tecnología, un usuario con una sola fase no puede instalar un sistema de aire acondicionado central.
2. La distinción por número de fases proporciona un medio útil para segmentar la base de usuarios residenciales; los usuarios con mayores ingresos se encuentran mayoritariamente incluidos en el segmento de tres fases.
3. La tarifa objetivo es la que produce los ingresos necesarios por CFE para mantener una condición financiera sana, que le permita ampliar la capacidad de suministro de acuerdo con el crecimiento de la demanda. La tarifa objetivo presenta las siguientes características:
  - Está basada en los ingresos requeridos.
  - Está diseñada de acuerdo con la estructura de los costos marginales.
  - Incluye un cargo fijo mensual en tres niveles, de acuerdo con el número de fases conectadas (de una a tres), y un cargo por kWh definido para cada región.
  - Si la diferencia estacional en el costo marginal lo justifica el cargo por energía varía durante los meses del año.
  - Como mínimo se requieren tres tarifas objetivo, una para cada sistema eléctrico: BC, BCS, SIN.

## Mecanismo alternativo para el control de la evolución de los subsidios a las tarifas eléctricas.

En 2004 la consultora Pace Global propuso la definición ex-ante del subsidio para cada usuario, aunque no explica el mecanismo a seguir. El concepto es valioso, puede conducir, cuando menos, a la estabilización de los subsidios en sus niveles actuales. Una posibilidad es calcular para cada usuario el nivel del subsidio otorgado durante el último año e informarle que ese será el monto máximo que le será subsidiado en los siguientes doce meses. Sería preciso orientar bimestralmente a cada usuario sobre su patrón de consumo y el uso del subsidio.

## Estrategia recomendada para las tarifas residenciales

La tarifa 1 fue diseñada para otorgar subsidios a los bajos consumos de electricidad y se estableció al nivel nacional; por ello, su financiamiento corresponde a la federación. Este subsidio debe racionalizarse, reduciendo su alcance en población beneficiada y su magnitud.

Cuando se afecta a las clases medias y bajas de la población los cambios abruptos a las tarifas no tienen viabilidad política; por lo tanto, se recomienda volver a la estrategia de incrementos mensuales acumulativos superiores a la inflación, sostenidos durante varios años, mientras se alcanzan los niveles de las tarifas objetivo.

La estrategia recomendada consta de dos elementos básicos:

1. La aplicación de ajustes mensuales por inflación a los precios de los consumos básicos para mantener su nivel real,
2. Para los precios de los consumos intermedios, la aplicación sostenida de incrementos mensuales superiores a la inflación, hasta igualarlos con los niveles de las tarifas objetivo.

Por ejemplo, si se supone una inflación anual de 4%, los ajustes a los precios de los consumos intermedios podrían ser de 1.2% mensual. Esto daría incrementos nominales anuales acumulados de 15.68%, o crecimientos reales de casi 11%.

Por el lado de costos las medidas de política financiera y fiscal podrían incluir: revalorización de los activos (en particular, se podría aplicar una pérdida contable al valor de los activos en distribución, en baja tensión, como medio para reducir, por una sola vez, los costos de suministro en baja tensión); menores tasas de depreciación; capitalización de los pasivos laborales; incorporación al régimen del ISR y otras que podrían dar por resultado una reducción de costos de entre 15% y 20%.

Además, se implantarían los programas de productividad con reducciones de costos, supongamos, del 1% anual.



Por ejemplo, para la tarifa 1, suponiendo una reducción de costos de 15% en 2008 por cambios en la política financiera, aunado a los programas de productividad y los aumentos de 1.2% mensual al cargo del consumo intermedio (1.046 \$/kWh en diciembre de 2007), este llegaría a 1.951 \$/kWh en diciembre de 2013 (en moneda de diciembre de 2007), un nivel igual al del costo esperado.

En paralelo, para los consumos básicos los subsidios se habrían transferido a medidas de ayuda directa mediante Oportunidades. Al momento de hacer la transferencia, los cargos para consumos básicos serían eliminados.

### Los subsidios de verano

En lugar de mantener un mecanismo nacional centralizado para la definición de estos subsidios se propone desconcentrar el problema, de modo que sean los gobiernos estatales y locales quienes, de acuerdo con las prioridades de cada localidad y con sus recursos disponibles, determinen montos, niveles y temporadas de aplicación de los subsidios.

Se recomienda la celebración de convenios de participación fiscal entre la federación y los gobiernos estatales y locales, mediante los cuales se traslade a estos últimos la responsabilidad de administrar y financiar estos subsidios. Las prioridades de cada gobierno y de cada comunidad se verán reflejadas en la evolución de estos subsidios.

Una vez celebrados los convenios todos los usuarios serán facturados con las tarifas residenciales basadas en las tarifas objetivo, y con los ajustes mensuales antes descritos.

### [Resumen de recomendaciones para las tarifas residenciales](#)<sup>31</sup>

Con base en los resultados del próximo estudio integral de tarifas eléctricas se recomienda:

1. Aplicación de un conjunto de medidas de política financiera y fiscal para corregir distorsiones acumuladas en los organismos y aumentar su competitividad.
2. Aplicación de programas de productividad de largo plazo que reduzcan los costos reales de los organismos.
3. Reducir las tarifas DAC para igualarlas a las tarifas objetivo.
4. Reducir los últimos cargos de las tarifas 1 a 1F, aplicables a los consumos excedentes, para igualarlos a las tarifas objetivo.
5. Establecer una gama amplia de opciones de tarifas residenciales especiales y mecanismos complementarios:

---

<sup>31</sup> Obviamente las recomendaciones 1 y 2 son de carácter general y tendrían impactos sobre todos los usuarios del servicio eléctrico

- Tarifas horarias 1H y 1HC, iguales a las tarifas objetivo, para usuarios con consumos muy elevados.
  - Tarifas binarias basadas en tarifas objetivo, para usuarios con consumos altos.
  - Traslado a los estados de los subsidios de temporada de verano.
  - Ajustes mensuales superiores a la inflación a los cargos por consumos intermedios, sostenidos durante varios años hasta alcanzar el nivel de las tarifas objetivo
6. Ayudas directas a la población pobre mediante programas de bienestar social tales como Oportunidades. El traslado de los subsidios al programa Oportunidades debe hacerse al mismo tiempo que se eleven los cargos correspondientes a los consumos básicos, en la proporción que financie el fondo transferido.

### Otras recomendaciones

Los incrementos a las tarifas implican para CFE y LFC, y sus trabajadores: conflictos sociales en ocasiones con violencia, incumplimientos en los pagos de los usuarios, más trabajo y ningún beneficio. Por lo tanto CFE y LFC tienen todos los incentivos para promover los subsidios y evitar los aumentos a las tarifas.

Deben generarse incentivos a los trabajadores para que aumenten la productividad y se interesen por reducir los subsidios a las tarifas eléctricas. Hay que transformar a los organismos de adversarios a colaboradores de las correcciones necesarias a las tarifas.

## **6. La tarea pendiente para los próximos años**

### **6.1 Necesidades en materia de tarifas eléctricas**

Es aceptado por todas las partes involucradas: autoridades, suministradores, consumidores, grupos de opinión, que las tarifas vigentes no son adecuadas. En particular, se considera que la fórmula de ajuste automático ha elevado el nivel de las tarifas a las que se aplica (las tarifas de usos generales y la DAC residencial) por encima de los costos de suministro, lo cual incide negativamente sobre el nivel de competitividad del país. Esta situación se presenta en un contexto en que la demanda de energía ha crecido menos de lo esperado y se han acumulado márgenes de reserva de capacidad superiores a los requeridos.

Las presiones son tales que el gobierno ha tomado varias decisiones específicas para reducir cargos a las tarifas de usos generales a partir del primero de enero de 2008, y para dar incentivos de precio a los incrementos en los consumos de los usuarios.

Con estas medidas de coyuntura se atienden las demandas más apremiantes de los grandes usuarios y algunas de ellas se hacen extensivas a grupos de usuarios medianos y pequeños de los sectores productivos. Sin embargo, hay muchas otras tareas pendientes por resolver en relación con las tarifas y los subsidios.

La última revisión integral al sistema de tarifas eléctricas se llevó a cabo en 1996; los niveles y estructuras de las tarifas para usos generales están obsoletos. Por otra parte, subsisten tarifas para usos especiales que no se justifican, varias de las cuales se aplican a usuarios de tensiones media y baja; adicionalmente, los subsidios a las tarifas residenciales y de riego agrícola han seguido incrementándose, alcanzan a prácticamente todos los usuarios de estos sectores, son regresivos y constituyen una pesada carga para las finanzas públicas. Es necesario realizar un nuevo estudio integral, a la brevedad, que actualice el sistema de tarifas completo y marque pautas para correcciones graduales en aquellas tarifas en las que las desviaciones son enormes.

Sin embargo, como se ha descrito a lo largo de este documento, quedan pendientes por resolver muchos detalles técnicos, estudios pendientes de desarrollar sobre temas específicos, criterios de política por examinar y sobre los cuales se requieren decisiones. Evidentemente, la actualización del sistema de tarifas no puede esperar a que se resuelvan todos estos temas.

Por consiguiente, se recomienda trabajar sobre dos trayectorias paralelas. La primera es la realización de un estudio integral de tarifas eléctricas con el fin de actualizarlas. La segunda es la elaboración de un plan de trabajo de más de un año de duración, cuyo objetivo sea:

- depurar la metodología para la fijación de las tarifas,
- identificar los criterios de política que deben ser revisados,
- documentar detalladamente todo el proceso,

- estandarizar las bases de datos y normar su estructura y sus patrones de calidad y definir los procedimientos para mantenerlas actualizadas,
- identificar, programar y realizar las investigaciones necesarias sobre temas específicos.

A continuación se presenta un resumen de los puntos anteriores, según han sido identificados a lo largo de este documento.

### Metodología para la fijación de las tarifas eléctricas

México cuenta con un método sofisticado para la fijación de tarifas eléctricas. El método de costos marginales fue diseñado para una industria con la estructura de empresa pública, tiene congruencia conceptual, es integral, las tarifas resultantes satisfacen criterios económicos y financieros. Por otra parte, la aplicación del método tiene serias limitaciones principalmente relacionadas con falta de información sobre temas específicos, la cual se resuelve mediante estimaciones; deficiencias en el manejo de la contabilidad y temas pendientes de resolver, en particular sobre criterios de política financiera.

El uso que se ha hecho de la metodología para la fijación de las tarifas eléctricas fue adecuado en la década de los noventa, pero hace más de 10 años que la metodología no se aplica de manera integral. El resultado es un sistema de tarifas obsoleto. Este comentario se refiere a las tarifas de usos generales en alta y media tensión. El resto de las tarifas han sido inadecuadas desde que fueron implantadas tras la nacionalización de la industria eléctrica; estas tarifas nunca se han definido por medio de la metodología de costos marginales.

Mientras no cambien las bases jurídicas que determinan la organización de la industria eléctrica de México el sistema actual para la fijación de tarifas eléctricas es, en lo general, el adecuado. Los esfuerzos próximos deben ir encaminados a resolver las deficiencias de información y de criterios, para mejorar los resultados y para ampliar la aplicación de la metodología a otras clases de usuarios.

### Estudios y decisiones requeridos en relación con la aplicación de la metodología de fijación de las tarifas eléctricas

A lo largo del capítulo 4 se identificaron una serie de elementos que requieren adecuaciones para que la aplicación de la metodología de fijación de las tarifas eléctricas sea robusta y alcance los objetivos de eficiencia y eficacia económica y financiera. Los trabajos necesarios se resumen a continuación.

### Normas técnicas

Es requisito indispensable para realizar un estudio integral de tarifas eléctricas que los datos utilizados sean compatibles en todos los modelos y procesos del diseño y cálculo de tarifas eléctricas; solo así los resultados serán congruentes. Además, los valores seleccionados para variables volátiles como los combustibles, deben ser

robustos. Se deben fijar criterios que aseguren estas propiedades de los datos y las variables de diseño. Los criterios deben fijarse mediante el establecimiento de normas sobre la definición y medición de las variables clave que conforman los estudios de tarifas; el propósito es asegurar que los resultados sean congruentes y, en lo posible, robustos.

Ejemplos de variables clave:

- Tasa de descuento, que sea compatible con la tasa fijada para el para el aprovechamiento
- Margen de reserva, valor de la falla y probabilidad de pérdida de carga
- Costos y parámetros establecidos en el COPAR

Esta cuestión es aplicable a todos los elementos del estudio de tarifas. En un sentido más general, se recomienda establecer normas técnicas para determinar metodologías, procesos, documentación, parámetros de diseño, y otros elementos relevantes para la fijación de las tarifas eléctricas.

### Estudios y proyectos por realizar

Siguiendo la guía de conceptos que comprende la metodología descrita en el capítulo 4 para la fijación de las tarifas, a continuación se presenta un resumen de los estudios especiales que se requiere realizar.

#### 1. cálculo de los costos marginales de capacidad y energía

##### 1.1 metodología de tarificación por medio de costos marginales

Los modelos de optimización de CFE, con excepción del DEEM, fueron diseñados y desarrollados para fines de planificación de los sistemas eléctricos; algunos tienen más de 3 décadas. Conviene revisar los modelos de CFE desde la perspectiva de su funcionalidad específica para el cálculo de costos marginales<sup>32</sup> y de su posible obsolescencia y, en caso necesario, elaborar las recomendaciones pertinentes para actualizarlos o reemplazarlos, a fin de asegurar que los modelos disponibles sean adecuados para el cálculo de los costos marginales de cada uno de los tres sistemas eléctricos que integran el sector eléctrico nacional (SIN, BC, BCS).

##### 1.2 costos marginales de capacidad de generación y transmisión

Es importante que CFE aclare si está en disponibilidad de producir corridas del EXPANDIN para fines de planificación y de cálculo de costos marginales de transmisión, o si existe algún impedimento para ello.

---

<sup>32</sup> Se trata de modelos complejos diseñados para fines de planificación; sus requerimientos de información y sus estructuras complejas hacen laborioso su uso. Podría convenir desarrollar versiones simplificadas de estos modelos, orientadas específicamente al cálculo de los costos marginales

### 1.3 costos marginales de capacidad de distribución

El método empleado por Sigla es compatible con los criterios de cálculo de los costos marginales de largo plazo. Por lo tanto es recomendable profundizar en este estudio u otro equivalente, aplicándolo a cada una de las divisiones de distribución de CFE y las subdivisiones de LFC con varios propósitos:

- calcular los costos marginales de largo plazo de capacidad de distribución,
- sistematizar la identificación de proyectos de inversión, y
- apoyar la realización de estudios de eficiencia comparada entre todas las distribuidoras en el país. Estos estudios, a su vez, se requieren para estructurar programas de productividad en distribución.

### 1.4 Costos marginales de energía

Los costos de los combustibles colocados en planta varían mucho entre regiones, particularmente para el gas natural y el carbón. Recomiendo que en el COPAR se hagan explícitos estos costos (promedios), para cada nodo comprendido en los modelos EXPANDIN, SIPO y DEEM. Los costos de fletes de los combustibles pueden ser un factor relevante para sustentar la decisión de mantener o revisar la regionalización de las tarifas.

## 2. Diseño de tarifas basadas en costos marginales

### 2.1 Segmentaciones de los costos marginales

CFE y LFC deben informar si cuentan con medidores horarios en todos los puntos relevantes de entrega de energía entre generación y cada una de las etapas de niveles de tensión (transmisión, subtransmisión, distribución alta y distribución baja), de lo contrario deben programar la instalación de los medidores relevantes, para examinar las curvas de carga que permitan desarrollar y aplicar tarifas por etapas del proceso productivo.

Las diferencias entre tarifas regionales deben actualizarse a partir de los resultados de un nuevo estudio de costos marginales y, si se consideran lo suficientemente pequeñas, eliminarse.

En particular, conviene revisar los costos del área Central; se trata de una región importadora de energía a la cual hay que transportar ya sea los combustibles para generación o la energía eléctrica generada en otras regiones. Además, en esta Área los ciclos combinados sufren degradaciones significativas en su capacidad por la altura sobre el nivel del mar. Conceptualmente, los costos de la energía en esta región Central son superiores a los de otras.

El Área Noroeste también debe ser revisada debido a su marcada estacionalidad; los costos de capacidad de las redes de subtransmisión y distribución deben

asignarse a los meses de verano únicamente y, este hecho, reflejarse en las tarifas regionales para esta Área. Se recomienda precisar cuáles diferencias de costo son relevantes y reflejarlas en las tarifas.

### 2.3 Curvas de carga de los usuarios del servicio eléctrico

Realización de estudios detallados de los perfiles de carga por clases de usuarios. La falta de información sobre clases de usuarios con tarifas no horarias es una limitante para:

- clasificar adecuadamente las clases de usuarios,
- asignar correctamente los costos comunes o conjuntos a las distintas clases de usuarios,
- diseñar tarifas horarias para las clases de usuarios que no cuentan con esa opción,
- llevar a cabo estudios prospectivos de evolución de las curvas de carga agregadas en los sistemas eléctricos,
- estudiar impactos potenciales sobre las curvas de carga, derivados de la aplicación de nuevas modalidades de tarifas

### 2.4 Determinación de las clases de usuarios

Estudios para diseñar tarifas horarias de media tensión para corta, media y larga utilidades.

### 2.7 Diseño de las tarifas nuevas

Diseño de tarifas teóricas de referencia para baja tensión basadas en costos marginales, en modalidades de corta y media utilización.

## 3. Cálculo de los ingresos requeridos

### 3.1 Definición de la base de costos contables

Establecimiento de un sistema de cuentas regulatorias estandarizadas. Se cuenta con el sistema desarrollado por CFE y LFC en 1998 bajo la coordinación de NERA que se puede tomar como punto de partida.

Identificación y separación de los conceptos de ingreso y gasto que no contribuyen a la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Identificación y tratamiento de los conceptos de costo que se considere que no deben formar parte – total o parcialmente – del cálculo de los costos marginales o del ingreso requerido. Durante los estudios desarrollados por el GIT entre 2005 y 2006, los participantes no pudieron ponerse de acuerdo sobre el tratamiento que debe darse a cuatro conceptos de costo: las pensiones, las pérdidas no técnicas en redes de distribución, los costos de conexión y las aportaciones de los usuarios. En las secciones 4.3.1 y 4.3.3 de este documento se proponen soluciones a estos

asuntos. De no resultar aceptables estas propuestas, será necesario realizar los estudios necesarios para llegar a decisiones al respecto.

### 3.2 Definición de criterios de política financiera y fiscal

Revisar la definición del concepto de aprovechamiento, así como su tasa y la tasa de descuento para que estas sean compatibles.

Estudio para revisar el régimen fiscal de los organismos.

Estudio para actualizar el valor de los activos de CFE y LFC, y sus tasas de depreciación.

Revisión de la estructura de capital.

Estudio para resolver el problema de financiamiento de las reservas para jubilaciones en ambos organismos.

### 3.3 Establecimiento de estándares de eficiencia

Realizar estudios de eficiencia en cada uno de los organismos, incluyendo temas específicos tales como: pérdidas en redes de distribución, crecimiento del personal, disponibilidad de las unidades generadoras, etc.

Elaboración de convenios de desempeño entre los órganos de gobierno y los organismos, con programas de productividad y metas explícitas para cada tema cubierto. Los resultados serían incorporados a las proyecciones financieras de cada organismo.

Condiciones fundamentales de los convenios de desempeño podrían ser:

- El gobierno incrementa las tarifas y capitaliza el fondo de pensiones,
- El órgano de gobierno aprueba las inversiones óptimas y deja al organismo retener recursos suficientes para mantener una estructura de capital óptima,
- CFE y LFC ejecutan los programas de productividad y alcanzan las metas convenidas.

Aplicar el sistema de regulación por incentivos, conocida como el método INPC – X. Las tarifas basadas en ingresos requeridos transmiten a los usuarios los incrementos en eficiencia. En el caso de las tarifas deficitarias los avances en eficiencia permiten reducir los niveles de los subsidios.

### 3.4 Elaboración de proyecciones financieras

Estudios y elaboración de proyecciones financieras basadas en el nuevo sistema de cuentas regulatorias estandarizadas, incorporando los criterios de política financiera adoptados y los resultados de los estudios arriba señalados, así como el criterio de



regulación por incentivos.

Desarrollo de proyecciones financieras para cada segmento de la industria: generación, transmisión, distribución, para facilitar los estudios de política económica y financiera y el establecimiento de programas de productividad.

Desarrollo de un modelo de proyecciones financieras para LFC.

#### 4. Las tarifas objetivo

##### 4.2 Cálculo de las tarifas objetivo

Diseño de tarifas objetivo de referencia para baja tensión basadas en costos marginales, en modalidades de corta y media utilización.

Estudio de medidores disponibles en el mercado y diseño de tarifas horarias para usuarios de baja tensión, para los niveles de consumo que resulten rentables.

##### 4.3 medición y cálculo de los subsidios

Estudios y encuestas a usuarios residenciales y de bombeo agrícola, para extraer información sobre los costos y la asignación de beneficios, que permita fundamentar debidamente ante la sociedad y los diversos actores políticos un programa de racionalización de los subsidios, e implementarlo.

El capítulo 5 contiene recomendaciones sobre tarifas para acercarlas a las tarifas objetivo y sobre subsidios, para racionalizarlos.

## **6.2 Resultados de los trabajos recientes sobre tarifas**

La última revisión integral que se hizo a las tarifas eléctricas, en su estructura y nivel, ocurrió en 1996. Los estudios debieron repetirse, íntegramente, en 2001 y en 2006. La omisión de estas revisiones implica que las estructuras de las tarifas actuales y sus niveles, son inadecuados

Por otra parte, en los últimos 10 años se han llevado a cabo varios estudios de tarifas.

1º) En 1998-9, como parte de los estudios de apoyo a la propuesta de reforma de la industria eléctrica, la consultora NERA realizó un estudio parcial de tarifas enfocado a examinar el problema de los subsidios en el sector residencial y a proponer medidas para reducirlos, incluyendo la formulación de nuevas tarifas basadas en costos marginales. Adicionalmente, NERA ayudó a CFE y LFC a diseñar un sistema de cuentas regulatorias estandarizadas, para el registro de sus costos contables.

2°) En 2004 el Grupo Interinstitucional de Tarifas (GT), por conducto de la CRE, licitó un estudio integral de tarifas con la finalidad de actualizarlas. El estudio fue realizado por un grupo de firmas consultoras encabezado por Pace Global.

3°) Entre 2005 y 2006, el GT actualizó el estudio de Pace Global con la misma finalidad.

Conviene reflexionar porqué ninguno de estos estudios se tradujo en hechos concretos para actualizar las tarifas.

El estudio de NERA concluía con un plan de acción a largo plazo para reducir gradualmente los subsidios a los usuarios residenciales. En el año 2000 este plan fue presentado por SENER al equipo de transición de la futura administración y quedó en sus manos la decisión sobre implantar las propuestas. La falta de resultados puede atribuirse al cambio de administración.

El estudio de Pace no resultó convincente para los miembros del GT. Entre las causas mencionadas para explicar esta situación destacan las restricciones en la normatividad, que dificultan la evaluación y selección de los consultores, y que orillaron a realizar un estudio con presupuesto bajo en un plazo insuficiente (9 meses). Por su parte, el consultor consideró que no recibió información suficiente por parte de CFE para desarrollar debidamente sus trabajos.

El estudio dejó diversas dudas, por lo que el GT decidió no aplicar las recomendaciones de Pace y, en su lugar, entre 2005 y 2006 se abocó a actualizar el estudio; repitiendo la metodología en algunos casos y modificándola en otros, con el fin de resolver los aspectos que el GT consideró cuestionables.

Al final, los miembros del GT no lograron ponerse de acuerdo en el tratamiento correcto para el manejo de algunos conceptos de gasto, por lo que la actualización del estudio quedó inconclusa. Durante 2007, en parte debido al cambio de administración y de funcionarios, las actividades del GT han sido irregulares; solamente se han atendido temas específicos para atender problemas prioritarios con las tarifas, pero no se ha iniciado un estudio general.

### **6.3 Diagnóstico de las actividades relacionadas con las tarifas eléctricas**

Un examen de porqué los estudios de tarifas no han concluido con éxito y sus resultados no han sido implantados lleva a la identificación de las causas siguientes:

- El proceso de diseño de tarifas es complejo, laborioso y pluridisciplinario.
- Cada una de las dependencias y la CRE tienen ciertas atribuciones en materia de tarifas eléctricas, pero estas están diseminadas en varias

disposiciones jurídicas. El alcance de dichas atribuciones es impreciso; su cobertura es incompleta y algunas atribuciones tienen traslapes entre instituciones.

- Estas dos cuestiones: la complejidad de los procesos involucrados y la dispersión de la autoridad dieron lugar, hace varias décadas, al establecimiento de un grupo técnico – el Grupo Interinstitucional de Tarifas Eléctricas (GT), conformado por las instituciones siguientes: SHCP, SENER, SE, CRE, CFE y LFC. Sin embargo, el GT no tiene autoridad formal; no existe en el marco jurídico; tampoco están normados su funcionamiento ni el proceso para la toma de decisiones. Su efectividad ha sido azarosa; ha dependido de circunstancias favorables en su conducción, y del interés eventual de los funcionarios de quienes dependen los técnicos que participan en el GT.
- La asimetría en la información es extrema. CFE posee los modelos matemáticos, las bases de datos, el conocimiento de los procedimientos. En cambio entre las autoridades el acceso a los modelos es nulo, la información es limitada y el conocimiento insuficiente.
- La coordinación interna del grupo de trabajo de CFE ha perdido efectividad. Las áreas contable, financiera, de economía, de planificación de sistemas eléctricos, y comercial, no siempre trabajan con las mismas hipótesis ni proporcionan resultados con oportunidad.
- En las dependencias y en la CRE los grupos de trabajo en materia de tarifas eléctricas son inadecuados en recursos humanos y su conocimiento del conjunto de temas es insuficiente. Además, en las Secretarías y en la CRE, la alta rotación del personal contribuye a la destrucción de la memoria institucional. Como resultado, la capacidad de interlocución y de supervisión del proceso de diseño de las tarifas, por parte de las autoridades, es muy limitado.
- Las restricciones normativas orillan a la realización de licitaciones que no son conducentes a la selección óptima de consultores, ni al establecimiento de mecanismos de supervisión adecuadamente coordinados por los miembros del GT. Además, la normatividad tampoco propicia la definición de plazos suficientes para realizar estudios complejos, como los que se requieren para abordar adecuadamente diversos temas sobre tarifas eléctricas.

Cada uno de estos problemas requiere atención y solución, con el fin de diseñar y establecer un proceso eficiente, eficaz y transparente para el diseño, la fijación y la revisión de las tarifas eléctricas.

Concretamente se recomienda:

1. Revisar el marco jurídico con énfasis en la determinación de ámbitos de autoridad y responsabilidad precisos y completos. Con reglamentos y normas que especifiquen criterios, métodos, parámetros de diseño, estándares de calidad de la información, alcance de los resultados; periodicidad de las revisiones y procedimientos de transferencia de información por parte de CFE a las autoridades competentes.
2. El establecimiento formal del Grupo Interinstitucional de Tarifas Eléctricas con atribuciones y responsabilidades explícitas.
3. La documentación detallada y completa por parte de CFE del proceso para el diseño de las tarifas eléctricas.
4. La transferencia de modelos, bases de datos y resultados por parte de CFE a la autoridad competente.
5. La coordinación adecuada y el reforzamiento del grupo interno de CFE que participa en cada una de las etapas de los estudios de tarifas, para que la realización de dichos estudios proceda con oportunidad y calidad.
6. Una vez asignados los ámbitos de autoridad en el marco jurídico, se requiere que cada institución establezca dentro de su organización el grupo técnico que estará a cargo de la materia de tarifas eléctricas. Los recursos humanos deberán tener la formación pluridisciplinaria requerida para comprender los detalles de la metodología y estar en posición de conducir y supervisar los trabajos en su ámbito de competencia. En conjunto, para realizar estudios integrales de tarifas se requiere la conformación de equipos de trabajo compuestos de las siguientes disciplinas: economía, ingeniería eléctrica, contabilidad, finanzas y matemáticas aplicadas.
7. La licitación de estudios especializados y de trabajos de apoyo de consultorías externas requiere normas distintas a las actuales. Es indispensable seleccionar consultores calificados, establecer plazos suficientes y tener un margen de flexibilidad en los alcances. Se recomienda que, para estos fines, la SFP autorice las normas que utilizan instituciones internacionales, tales como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo; las cuales incluyen el registro de consultores calificados con eficacia comprobada, para facilitar su contratación periódica de acuerdo a las necesidades recurrentes sobre tarifas eléctricas. Asimismo, estas prácticas internacionales facilitan la preselección de firmas experimentadas y la calificación de ofertas dando peso principalmente a la experiencia de los técnicos que participarían en los estudios.

## 6.4 Examen del marco jurídico para tarifas eléctricas<sup>33</sup>

Desde la perspectiva de la política de precios, el tema de tarifas eléctricas comprende dos elementos, las tarifas propiamente dichas y los subsidios. Ambos conceptos, tarifas y subsidios, se examinan a continuación en relación con el marco jurídico vigente.

### Tarifas eléctricas

El marco jurídico establece criterios explícitos para la fijación de las tarifas eléctricas y atribuciones a las dependencias y órganos facultados para fijarlas. Estos criterios y atribuciones están definidos principalmente en la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), en la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (LCRE) y en el Reglamento de la Ley Federal de Empresas Paraestatales (RLFEP).

Aquí se presenta una síntesis de los elementos fundamentales del marco jurídico.

### Criterios para la determinación de las tarifas

- a) *Se fijarán las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a **cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público**, y el **racional consumo de energía**. (Art. 31 de la LSPEE)*
- b) *Los precios y tarifas se fijarán conforme a los criterios de **eficiencia económica** y **saneamiento financiero**. (Art. 26 del RLFEP)*
- c) *Para aquellos bienes o servicios que no sean susceptibles de comercializarse en el mercado internacional, los precios y tarifas se fijarán considerando el costo de producción que se derive de una **valuación de los insumos** a su costo real de oportunidad. El costo real de oportunidad será el **precio en el mercado internacional** cuando los Insumos sean susceptibles de comercializarse en el mismo, y el precio en el mercado nacional, para los que no lo sean (Art. 26 de la RLFEP)*
- d) *Se podrán establecer **precios diferenciales** en la venta de los bienes o servicios, sólo cuando dichos precios respondan a estrategias de comercialización y se otorguen de manera general. (Art. 26 de la RLFEP)*
- e) *Se podrán fijar **tarifas especiales en horas de demanda máxima, demanda mínima o una combinación de ambas**. (Art. 31 de la LSPEE)*

---

<sup>33</sup> En esta sección se presenta una síntesis de los preceptos jurídicos aplicables a las tarifas eléctricas. En el anexo, al final del documento, se reproducen los artículos y fracciones pertinentes de los ordenamientos jurídicos.

En conclusión los criterios fundamentales para la fijación de las tarifas son dos (señalados ambos en los incisos a y b):

- eficiencia económica - que es equivalente al racional consumo de energía - y se consigue por medio de precios basados en costos marginales.
- salud financiera; entendida como la obtención de los ingresos requeridos para cubrir las necesidades financieras de operación e inversión, y para mantener una estructura de capital sana.

La incorporación de las tarifas horarias en 1988, de manera optativa, y a partir de 1991, con carácter de obligatorias para los usuarios grandes, tuvo como propósito satisfacer el criterio de eficiencia económica, que antes no era tomado en cuenta. Conceptualmente, el sistema de tarifas implantado a partir de 1991, y descrito en el capítulo 4 de este documento, cumple con ambos criterios, el económico y el financiero, establecidos en el marco legal.

Los otros tres criterios mencionados en incisos anteriores se refieren a conceptos específicos complementarios, necesarios para la aplicación de los dos criterios fundamentales, como se explica a continuación:

- c) Debido a que la electricidad es un servicio no comerciable<sup>34</sup> este inciso se refiere a la valuación de insumos básicos a costo alternativo. En la industria eléctrica este concepto es particularmente relevante para la valuación de los combustibles e, implícitamente, para asignar valor al agua utilizada en las plantas hidroeléctricas. En otra época también lo fue para la valuación del tipo de cambio.
- d) Este criterio sienta las bases para definir clases de usuarios homogéneas en cuanto a las condiciones técnicas de suministro de energía y los patrones de consumo de energía.
- e) Este criterio fue específicamente añadido a la LSPEE en 1991 para dar sustento jurídico a las nuevas tarifas horarias.

#### Atribuciones en materia de tarifas eléctricas

Las leyes también señalan las atribuciones que corresponden a distintas instituciones:

- a) La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías de Energía y de Economía y a propuesta de la Comisión Federal*

---

<sup>34</sup> En rigor se puede comercializar la energía eléctrica de manera limitada en la frontera de Baja California. También hay intercambios limitados de energía en otras fronteras, pero en circunstancias especiales: con instalaciones dedicadas (con Guatemala) o con tecnologías avanzadas (con Texas).

*de Electricidad, fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, ... (Art. 31 de la LSPEE)*

- b) Para el cumplimiento de su objeto la CRE tendrá las atribuciones siguientes:*
- I. Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica;*
  - II. ...*
  - III. Verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquella que resulte de menor costo para las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público y ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el sistema eléctrico nacional;*
  - IV. Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público;*
  - V. Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica;...*

*(Art. 3 de la LCRE)*

- c) La Junta de Gobierno deberá:*

*VII. Acordar las propuestas de ajuste a las tarifas, que deberán formularse de acuerdo con el estado patrimonial y financiero del organismo;*

*VIII. Aprobar, en su caso, la propuesta de reestructuración tarifaria;...*

*(Art. 12 de la LSPEE)*

- d) Los órganos de gobierno de las entidades podrán modificar los precios y tarifas de cada uno de los bienes y servicios (Art. 26 del RLFEF)*

En síntesis, las autoridades que participan en la fijación de las tarifas son las Secretarías de Hacienda y Crédito Público, de Energía y de Economía, y la Comisión Reguladora de Energía. También participa la CFE en forma directa y por conducto de su órgano de gobierno.

Sin embargo, el hecho de que las atribuciones de las cuatro autoridades estén diseminadas en tres leyes diferentes complica la definición precisa de sus ámbitos de competencia. La responsabilidad de fijar las tarifas es de la SHCP pero no de manera autónoma; participan SENER, SE y CRE, pero el alcance de esa participación no está definido (incisos a y b).

Una excepción a lo anterior es que la fijación de precios o tarifas para ciertas operaciones de compraventa son responsabilidad de la CRE (inciso b):

- la compra de energía por parte de CFE y LFC
- los servicios de transmisión, distribución y entrega de energía. Se ha interpretado que estos servicios se refieren al porteo de energía - generada por particulares y destinada a ellos mismos - por medio de las redes de servicio público.

En particular, la compraventa de energía entre CFE y LFC parece quedar comprendida en las atribuciones tanto de SHCP como de la CRE.

Por otra parte, a CFE le corresponde proponer los ajustes y reestructuraciones a las tarifas, una vez que sean aprobados por su Junta de Gobierno (incisos a y c). En este caso el órgano de gobierno actúa como parte del organismo, vigilando sus intereses.

El inciso (d), a nivel reglamentario, da a los órganos de gobierno, tanto de CFE como de LFC, la atribución para modificar las tarifas. Esta disposición, sin embargo, está subordinada a lo prescrito al nivel legal. El principio contenido en el inciso (d) entraña conflicto de interés, ya que el órgano de gobierno tiene como función primordial cuidar los intereses del organismo y supervisar su conducción; si, además, fijara las tarifas sería juez y parte.

## **6.5 Examen del marco jurídico para subsidios a los usuarios del servicio eléctrico**

Los criterios y atribuciones en materia de subsidios se determinan en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH)<sup>35</sup>.

### Criterios para la determinación de los subsidios (Artículo 75 de la LFPRH)

***Los subsidios deberán sujetarse a los criterios de objetividad, equidad, transparencia, publicidad, selectividad y temporalidad, para lo cual las dependencias y entidades que los otorguen deberán:***

***I. Identificar con precisión a la **población objetivo**, tanto por grupo específico como por región del país, entidad federativa y municipio;***

***II. En su caso, **prever montos máximos por beneficiario y por porcentaje del costo total del programa.*****

***En los programas de beneficio directo a individuos o grupos sociales, los montos y porcentajes **se establecerán con base en criterios redistributivos** que deberán privilegiar a la población de menos ingresos y procurar la equidad entre regiones y entidades federativas, sin demérito de la eficiencia en el logro de los objetivos;***

***III. Procurar que el mecanismo de distribución, operación y administración otorgue acceso equitativo a todos los grupos sociales y géneros;***

***IV. **Garantizar que los recursos se canalicen exclusivamente a la población objetivo** y asegurar que el mecanismo de distribución, operación y administración facilite la obtención de información y la evaluación de los beneficios económicos y sociales de su asignación y aplicación; así como evitar que se destinen recursos a una administración costosa y excesiva;***

---

<sup>35</sup> La LFPRH se refiere a todo tipo de subsidios, no solamente aquellos destinados a los usuarios del servicio eléctrico



V. Incorporar **mecanismos periódicos de seguimiento, supervisión y evaluación** que permitan ajustar las modalidades de su operación o decidir sobre su cancelación;

...

VIII. Prever la **temporalidad** en su otorgamiento;

IX. Procurar **que sea el medio más eficaz y eficiente** para alcanzar los objetivos y metas que se pretenden, y

X. **Reportar su ejercicio en los informes trimestrales**, detallando los elementos a que se refieren las fracciones I a IX de este artículo, incluyendo el importe de los recursos.

...

En síntesis, los criterios fundamentales para la determinación de los subsidios son:

- que se establezcan con criterios redistributivos
- que sean canalizados a la población objetivo
- que sean temporales
- que sean eficaces y eficientes

Otros aspectos relevantes son: prever su monto total y por grupos beneficiados, establecer mecanismos de seguimiento y evaluación, y reportar su ejercicio en informes trimestrales.

La mayor parte de las tarifas están subsidiadas, pero en varias de ellas esto es resultado de no haber efectuado una revisión integral a las tarifas desde 1996, y no una política predeterminada.

En años recientes los aumentos en los costos de los combustibles han ocasionado que aquellas tarifas que no se ajustan mensualmente por medio de la fórmula de ajuste automático queden rezagadas, lo que ha dado lugar a subsidios crecientes en ellas. En estos casos, los subsidios aumentan en proporción con los consumos; la aplicación de los subsidios es regresiva.

Varias tarifas ordinarias (desde la 1 hasta la 9) tienen estructuras antiguas, basadas en criterios contables o en políticas explícitas de aplicación de los subsidios. Las estructuras de estas tarifas incluyen la presencia de subsidios cruzados, que han permanecido durante largos períodos. En muchos casos la asignación de estos subsidios es azarosa.

Las tarifas residenciales (excepto la DAC) y las de riego agrícola (grupo 9), concentran los mayores subsidios.

Los subsidios a las tarifas 9 son regresivos, aumentan con el consumo y, particularmente los de las modalidades más recientemente establecidas, (tarifas 9CU y 9N) se otorgan indiscriminadamente a todos los usuarios. Adicionalmente, estas dos tarifas no distinguen la tensión de suministro.

Las siete tarifas residenciales básicas (1 a 1F) tienen estructuras crecientes, pero los subsidios se otorgan a todos los usuarios de acuerdo con su nivel de consumo. Solamente un pequeño porcentaje de los usuarios con mayores niveles consumo, pagan, en el margen, un precio superior al costo de suministro, con lo cual reducen un poco el monto del subsidio recibido. Los subsidios residenciales benefician al 98% de los usuarios; lo cual es excesivo para cualquier definición de población objetivo. Los deciles 6 al 9 de usuarios, clasificados por nivel de consumo, son los que reciben los mayores subsidios. Adicionalmente, las tarifas 1A a 1F subsidian más aun los consumos durante los 6 meses más cálidos del año; es decir, los subsidios otorgados para cada nivel de consumo aumentan cuando los costos marginales son mayores en todo el norte del país, región en la que se otorgan los subsidios mayores.

Los subsidios a las tarifas eléctricas no son eficaces ni eficientes. Tampoco son temporales; los de riego agrícola existen desde la nacionalización de la industria eléctrica. Los subsidios a usuarios residenciales se introdujeron, acotados a consumos bajos y medios, en 1973; los subsidios al consumo de verano se establecieron a partir de 1974 y desde entonces han aumentado exponencialmente hasta alcanzar niveles extremos (tarifas 1E y 1F).

En conclusión los criterios establecidos en la Ley para la determinación de los subsidios son adecuados. Sin embargo, los subsidios a los usuarios del servicio eléctrico no cumplen con ninguno de los criterios legales.

#### Atribuciones en materia de subsidios (Artículo 74 de la LFPRH)

*El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría, autorizará la ministración de los subsidios y transferencias que con cargo a los presupuestos de las dependencias y, en su caso de las entidades, se aprueben en el Presupuesto de Egresos. La Secretaría podrá reducir, suspender o terminar la ministración de subsidios y transferencias cuando las dependencias y entidades no cumplan lo establecido en esta Ley, informando a la Cámara de Diputados y tomando en cuenta la opinión de la misma en el destino de los recursos correspondientes.*

...

La aprobación de los subsidios es responsabilidad de la Cámara de Diputados y su administración es responsabilidad de SHCP, quien los propone cada año al formular el PEF.

#### Conclusiones y recomendaciones

Las prescripciones del marco jurídico en materia de subsidios son adecuadas; lo que se requiere es cumplir con la Ley.

Los subsidios por medio de las tarifas eléctricas no cumplen ningún criterio social, ni son un instrumento eficiente y eficaz de redistribución. Se recomienda implantar mecanismos alternos de beneficio directo a la población objetivo, como es el caso

del programa Oportunidades. Conforme estos mecanismos se vayan aplicando será posible eliminar los subsidios a las tarifas eléctricas.

## **6.6 El papel que les corresponde al gobierno, al regulador, a los órganos de gobierno, a los suministradores**

La misión o responsabilidad primaria en materia de la industria eléctrica, para cada participante en el tema de tarifas eléctricas es el siguiente:

SHCP: el desempeño financiero de las inversiones, las operaciones y el endeudamiento del organismo; los impactos inflacionarios, los impactos en las finanzas públicas (tarifas y subsidios).

SENER: la política sectorial de electricidad y de energía, la competitividad de la industria eléctrica; la participación del capital privado en el ámbito permitido por el marco jurídico.

SE: la competitividad del aparato productivo y, en este contexto, la competitividad de las tarifas eléctricas.

CRE: la relación entre suministradores y los particulares que participan en algún ámbito de la industria eléctrica, en la oferta y en la demanda (consumidores); la regulación de las tarifas eléctricas.

Los órganos de gobierno: la conducción estratégica y la supervisión del organismo y de su administración, en representación de los accionistas; el desempeño general del organismo, su eficiencia, el establecimiento de metas y la vigilancia de su cumplimiento; el cuidado de la salud financiera del organismo.

El hecho de que las dependencias encargadas de la política de gobierno en el ámbito de la industria eléctrica participen también en los órganos de gobierno de los organismos suministradores, suscita un conflicto de interés. Las tres dependencias con atribuciones en materia de tarifas eléctricas son las responsables de las políticas de finanzas, de energía y de economía, respectivamente. Los órganos de gobierno son responsables de la conducción y supervisión de los organismos. Es evidente que en muchos temas y circunstancias hay espacios para que se presenten objetivos e intereses divergentes entre las responsabilidades de las dependencias y las de los organismos. Como mínimo, se requiere mantener separadas las funciones de gobierno y las de supervisión de los organismos, y con clara conciencia del papel que las dependencias desempeñan en cada ámbito.

La determinación de los subsidios a los usuarios de energía eléctrica es un tema de política social y de finanzas públicas, que en el poder ejecutivo corresponde al ámbito de la SHCP y la SDS. Las tarifas deben fijarse sin tomar en cuenta los

subsidios, y estos añadirse posteriormente, y compensarse mediante flujos de la Federación a los organismos, para no afectar sus finanzas.

En cambio, la fijación de las tarifas eléctricas, tal y como se describió en el capítulo 4, debe seguir una metodología técnica, con el concurso de disciplinas variadas. La tarifa es solo una: la tarifa objetivo, las desviaciones son o subsidios o impuestos adicionales.

En cuestión de tarifas eléctricas la SHCP tiene interés en los temas relacionados con la contabilidad y las finanzas, y responsabilidad en la determinación de varios de los criterios y parámetros que afectan a las tarifas (la tasa de rentabilidad del aprovechamiento, la tasa de descuento usada en las evaluaciones económicas, la política fiscal, el financiamiento de las pensiones y otros).

La SENER es responsable de la política de energía y de la seguridad del suministro, que incluye la definición de criterios y parámetros que afectan a las tarifas (política de combustibles, planes de expansión, evolución de la demanda, competitividad de la industria eléctrica, márgenes de reserva, estándares de confiabilidad y calidad, y otros).

La SE es responsable de vigilar y promover la competitividad del aparato productivo y, en ese contexto, se preocupa por la competitividad de las tarifas.

La CRE es el regulador. La función primaria del regulador es la de fijar los precios de los servicios públicos que son regulados por carecer de condiciones de competencia, independientemente de cual sea el origen de la falta de competencia (institucional o técnico).

El órgano de gobierno es responsable de la eficiencia y la salud financiera del organismo; se preocupa por obtener los ingresos requeridos para su sano desarrollo, pero también de la eficiencia del organismo. Su interés es el opuesto al de la SE; esta debe buscar los niveles mínimos de precios de la energía eléctrica, mientras que el órgano de gobierno debería preocuparse por elevarlos. En este punto SHCP comparte el interés por precios altos para reducir subsidios y cuidar las finanzas públicas, pero le preocupan los efectos inflacionarios. SENER comparte los intereses del órgano de gobierno.

La CFE es la responsable de proponer revisiones a las tarifas eléctricas ya que cuenta con la información detallada para realizar los estudios correspondientes y sustentar los aumentos a las tarifas.

## Conclusiones

La falta de claridad en el alcance de las responsabilidades de las instituciones participantes es uno de los factores que han dificultado el logro de resultados en los estudios realizados durante los últimos años. Estos temas técnicos, complejos, no se pueden resolver por votación, como en algún momento se pretendió en el

seno del GT. Es indispensable que el nuevo marco jurídico asigne atribuciones y responsabilidades con límites claros para los participantes.

En otros países es práctica común que las empresas de servicios públicos formulan sus propuestas de revisiones a sus precios y tarifas y las presentan a los reguladores, quienes las revisan y aprueban. Los procedimientos para ello están regulados.

Se puede concluir que:

1°) La regulación y las normas deben establecer el método para la fijación de las tarifas eléctricas.

2°) Debe distinguirse el método para la fijación de las tarifas de la determinación de los criterios y parámetros técnicos que intervienen en el método. El método tiende a ser permanente, mientras no se modifiquen las condiciones fundamentales de la industria eléctrica, especialmente lo que se refiere a su organización básica.

3°) Los criterios son revisables en función de la política financiera de la industria eléctrica ya que hay varios temas pendientes de resolver en este campo (el aprovechamiento, el régimen fiscal, el financiamiento de las pensiones, el valor de los activos, la estructura de capital).

4°) Los parámetros técnicos son también motivo de revisión permanente, en función de la evolución de los sistemas eléctricos.

5°) La eficiencia de los organismos y su impacto en las tarifas eléctricas es tema fundamental y motivo de análisis permanente; por parte del órgano de gobierno en cuanto al establecimiento de programas de productividad con metas concretas, y por parte del regulador en cuanto a la aplicación de un sistema de regulación por incentivos, por medio de las tarifas.

### Recomendaciones

Con base en el análisis anterior se recomienda revisar el marco jurídico para:

1°) Establecer formalmente el Grupo Interinstitucional de Tarifas Eléctricas (GT), integrado por SHCP, SENER, SE, CRE, CFE y LFC; y

2°) asignar las atribuciones siguientes:

CFE.- La preparación de propuestas para la fijación de las tarifas eléctricas y para la determinación de los subsidios y su presentación a la CRE.

Los órganos de gobierno de CFE y LFC.- La negociación con los organismos de convenios de desempeño, incluyendo programas de productividad y metas

concretas. La determinación de políticas de inversión y financiamiento para los organismos y la aprobación de los programas de inversiones y presupuestos anuales.

CRE.- La preparación de propuestas de métodos, criterios y parámetros técnicos que intervienen en la fijación de las tarifas, para su presentación al GT. La revisión y aprobación de las propuestas de tarifas presentadas por CFE; en el entendido de que las tarifas objetivo no incluyen ningún subsidio, y que estos se fijan separadamente, a posteriori. La preparación de propuestas de subsidios, para su presentación al GT.

GT.- La revisión periódica y aprobación de los métodos, criterios y parámetros técnicos que intervienen en la fijación de las tarifas. La discusión y el examen de propuestas de subsidios presentadas por la CRE.

SHCP.- La documentación de las propuestas de subsidios para su incorporación al proyecto de PEF. La determinación de parámetros económicos y financieros de aplicación general para las empresas públicas. En los próximos años será fundamental la participación de la SHCP en la corrección de criterios de política financiera y fiscal que afectan a los organismos y que tienen impactos sobre las tarifas eléctricas.

SENER.- La determinación de la política de combustibles y la promoción del avance tecnológico en energía. La aprobación de criterios técnicos que intervienen en la planificación de los sistemas eléctricos y en el cálculo de las tarifas basadas en costos marginales.

3º) Plasmar en ordenamientos jurídicos (leyes, reglamentos y normas) los criterios y métodos para la fijación de las tarifas y los subsidios; la periodicidad de las revisiones, con previsión de alguna revisión extraordinaria en circunstancias especiales; los mecanismos de funcionamiento y toma de decisiones por parte del GT; las responsabilidades de los organismos en cuanto a la transferencia de modelos y de información a la CRE y, en lo que corresponda, a otras autoridades, así como de la calidad de dicha información.

4º) Definir las tareas del GT y de las instituciones que lo integran, correspondientes al período de transición, durante el cual se establecerían en cada institución los grupos responsables de las tareas relacionadas con las tarifas; se ejecutarían los estudios necesarios para consolidar la metodología de tarifas; se implantarían los criterios de política económica y financiera requeridos, y se haría la transferencia ordenada de aquellas funciones que serán asimiladas por algunas instituciones.

En particular, inicialmente la responsabilidad de documentar el método detallado para la fijación de las tarifas sería responsabilidad de CFE y, una vez consolidada la transferencia de funciones a la CRE, esta sería responsable de mantener actualizados los documentos de regulación de las tarifas eléctricas.

## **6.7 Fortalecimiento institucional**

Es evidente que todas las instituciones participantes necesitan un reforzamiento institucional para cumplir con las atribuciones y responsabilidades que se recomiendan en la sección anterior.

El método para la fijación de las tarifas eléctricas es uno de los procesos más complejos en la industria eléctrica porque involucra la realización de estudios diversos, laboriosos, que requieren el manejo de gran cantidad de información, siempre manteniendo la congruencia entre las hipótesis de trabajo de los distintos estudios. Para aplicar el proceso y para revisarlo se requiere la participación de especialistas experimentados en disciplinas diversas, principalmente en las ramas de la economía, las finanzas, la contabilidad, los sistemas eléctricos y las matemáticas aplicadas.

Con el esquema propuesto es necesario formar este grupo completo en la CRE y reforzar al existente en CFE. En ambos casos, se requiere una coordinación interna de dichos grupos para asegurar la oportunidad y la calidad de los trabajos. Sería deseable que el grupo de la CRE contara con un mínimo de 6 elementos calificados, uno para cada una de las disciplinas antes descritas y un jefe del grupo, encargado de su coordinación.

En la etapa inicial la CFE apoyaría la capacitación del grupo de tarifas eléctricas que se estableciera en la CRE y facilitaría la transferencia de bases de datos, modelos, e información general.

**Anexo 1**  
**El marco jurídico para tarifas eléctricas**  
**Extractos de disposiciones jurídicas en la materia**

**Tarifas eléctricas**

La política de tarifas eléctricas está definida principalmente en la Ley Federal de Empresas Paraestatales (LFEP) y en la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).

**Reglamento de la Ley Federal de Empresas Paraestatales**

**Artículo 26**

Sin perjuicio de las atribuciones que conforme a la ley correspondan a las autoridades competentes, los precios y tarifas de las entidades, se fijarán conforme a los criterios de eficiencia económica y saneamiento financiero. Al afecto:

I. Los Precios y tarifas de los bienes y servicios susceptibles de comercializarse internacionalmente, se fijarán considerando los prevalecientes en el mercado internacional de estos productos;

II. Para aquellos bienes o servicios que no sean susceptibles de comercializarse en el mercado internacional, los precios y tarifas se fijarán considerando el costo de producción que se derive de una valuación de los insumos a su costo real de oportunidad. El costo real de oportunidad será el precio en el mercado internacional cuando los Insumos sean susceptibles de comercializarse en el mismo, y el precio en el mercado nacional, para los que no lo sean, y

III. Se podrán establecer precios diferenciales en la venta de los bienes o servicios, sólo cuando dichos precios respondan a estrategias de comercialización y se otorguen de manera general.

Los órganos de gobierno de las entidades podrán modificar los precios y tarifas de cada uno de los bienes y servicios, de conformidad con los criterios establecidos en este artículo, informando de ello a la coordinadora de sector y a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con un mínimo de cinco días hábiles de anticipación.

**Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)**

**Artículo 12**

La Junta de Gobierno deberá:

VII. Acordar las propuestas de ajuste a las tarifas, que deberán formularse de acuerdo con el estado patrimonial y financiero del organismo;

VIII. Aprobar, en su caso, la propuesta de reestructuración tarifaria;...



### **Artículo 31**

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías de Energía y de Economía y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía.

Asimismo, a través del procedimiento señalado, la SHCP podrá fijar tarifas especiales en horas de demanda máxima, demanda mínima o una combinación de ambas.

### **Ley de la CRE**

#### **Artículo 3**

Para el cumplimiento de su objeto la Comisión tendrá las atribuciones siguientes:

- VI. Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica;
- VII. ...
- VIII. Verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquella que resulte de menor costo para las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público y ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el sistema eléctrico nacional;
- IX. Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público;
- X. Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica;
- XI. Opinar, a solicitud de la SENER, sobre la formulación y seguimiento del programa sectorial en materia de energía, sobre las necesidades de crecimiento o sustitución de capacidad de generación del sistema eléctrico nacional; sobre la conveniencia de que CFE ejecute los proyectos o que los particulares sean convocados para suministrar la energía eléctrica y, en su caso, sobre los términos y condiciones de las convocatorias y bases de licitación correspondientes.

### **Subsidios**

#### **Ley Federal de Empresas Paraestatales**

#### **Artículo 52**

“Por lo que toca a la percepción de subsidios y transferencias, los recibirá de la Tesorería de la Federación en los términos que se fijan en los presupuestos de egresos anuales de la Federación y del Departamento del Distrito Federal,

debiendo manejarlos y administrarlos por sus propios órganos y sujetarse a los controles e informes respectivos de conformidad con la legislación aplicable.”

## **Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)**

### **Artículo 46**

La CFE estará obligada al pago de un aprovechamiento al Gobierno Federal por los activos que utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica.

El aprovechamiento a que se refiere este artículo se determinará anualmente en función de la tasa de rentabilidad establecida para el ejercicio correspondiente a las entidades paraestatales. Dicha tasa se aplicará al valor del activo fijo neto en operación del ejercicio inmediato anterior reportado en los estados financieros dictaminados de la entidad y presentados ante la Secretaría de la Función Pública. [Contra el aprovechamiento a que se refiere este artículo se podrán bonificar los subsidios que el Gobierno Federal otorga a través de la CFE a los usuarios del servicio eléctrico.](#)

...

Los montos que se deriven del pago del aprovechamiento mencionado se destinarán para complementar las aportaciones patrimoniales que efectúa el Gobierno federal a la CFE para inversión en nuevas obras de infraestructura eléctrica hasta el monto asignado para tal efecto, conforme al PEF y se aplicarán de acuerdo con los preceptos y lineamientos autorizados.

## **Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria**

### **Artículo 26**

Los anteproyectos de las entidades comprenderán un flujo de efectivo que deberá contener:

- I. La previsión de sus ingresos, incluyendo en su caso el endeudamiento neto, los subsidios y las transferencias, la disponibilidad inicial y la disponibilidad final;
- II. ...

### **Artículo 28**

El proyecto de Presupuesto de Egresos se presentará y aprobará, cuando menos, conforme a las siguientes clasificaciones:

- I. La administrativa, la cual agrupa a las previsiones de gasto conforme a los ejecutores de gasto; mostrará el gasto neto total en términos de ramos y entidades con sus correspondientes unidades responsables;
- II. La funcional y programática, la cual agrupa a las previsiones de gasto con base en las actividades que por disposición legal le corresponden a los ejecutores de gasto y de acuerdo con los resultados que se proponen alcanzar, en términos de funciones, programas, proyectos, actividades, indicadores, objetivos y metas.

Permitirá conocer y evaluar la productividad y los resultados del gasto público en cada una de las etapas del proceso presupuestario.

Asimismo se incluirá en el proyecto de Presupuesto de Egresos una clasificación que presente los distintos programas con su respectiva asignación, que conformará el gasto programático, así como el gasto que se considerará gasto no programático, los cuales sumarán el gasto neto total;

III. La económica, la cual agrupa a las previsiones de gasto en función de su naturaleza económica y objeto, en erogaciones corrientes, inversión física, inversión financiera, otras erogaciones de capital, subsidios, transferencias, ayudas, participaciones y aportaciones federales, y ...

#### **Artículo 74**

El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría, autorizará la ministración de los subsidios y transferencias que con cargo a los presupuestos de las dependencias y, en su caso de las entidades, se aprueben en el Presupuesto de Egresos. La Secretaría podrá reducir, suspender o terminar la ministración de subsidios y transferencias cuando las dependencias y entidades no cumplan lo establecido en esta Ley, informando a la Cámara de Diputados y tomando en cuenta la opinión de la misma en el destino de los recursos correspondientes.

Los titulares de las dependencias y entidades, con cargo a cuyos presupuestos se autorice la ministración de subsidios y transferencias, serán responsables, en el ámbito de sus competencias, de que éstos se otorguen y ejerzan conforme a las disposiciones generales aplicables.

Las dependencias podrán suspender las ministraciones de recursos a los órganos administrativos desconcentrados o a las entidades, cuando éstos no cumplan con las disposiciones generales aplicables. Las dependencias que suspendan la ministración de recursos deberán informarlo a la Secretaría.

#### **Artículo 75**

Los subsidios deberán sujetarse a los criterios de objetividad, equidad, transparencia, publicidad, selectividad y temporalidad, para lo cual las dependencias y entidades que los otorguen deberán:

I. Identificar con precisión a la población objetivo, tanto por grupo específico como por región del país, entidad federativa y municipio;

II. En su caso, prever montos máximos por beneficiario y por porcentaje del costo total del programa.

En los programas de beneficio directo a individuos o grupos sociales, los montos y porcentajes se establecerán con base en criterios redistributivos que deberán privilegiar a la población de menos ingresos y procurar la equidad entre regiones y entidades federativas, sin demérito de la eficiencia en el logro de los objetivos;

III. Procurar que el mecanismo de distribución, operación y administración otorgue acceso equitativo a todos los grupos sociales y géneros;

IV. Garantizar que los recursos se canalicen exclusivamente a la población objetivo y asegurar que el mecanismo de distribución, operación y administración facilite la obtención de información y la evaluación de los beneficios económicos y sociales de su asignación y aplicación; así como evitar que se destinen recursos a una administración costosa y excesiva;

V. Incorporar mecanismos periódicos de seguimiento, supervisión y evaluación que permitan ajustar las modalidades de su operación o decidir sobre su cancelación;

VI. En su caso, buscar fuentes alternativas de ingresos para lograr una mayor autosuficiencia y una disminución o cancelación de los apoyos con cargo a recursos presupuestarios;

VII. Asegurar la coordinación de acciones entre dependencias y entidades, para evitar duplicación en el ejercicio de los recursos y reducir gastos administrativos;

VIII. Prever la temporalidad en su otorgamiento;

IX. Procurar que sea el medio más eficaz y eficiente para alcanzar los objetivos y metas que se pretenden, y

X. Reportar su ejercicio en los informes trimestrales, detallando los elementos a que se refieren las fracciones I a IX de este artículo, incluyendo el importe de los recursos.

Las transferencias destinadas a cubrir el déficit de operación y los gastos de administración asociados con el otorgamiento de subsidios de las entidades y órganos administrativos desconcentrados serán otorgadas de forma excepcional y temporal, siempre que se justifique ante la Secretaría su beneficio económico y social. Estas transferencias se sujetarán a lo establecido en las fracciones V, VI y VIII a X de este artículo.

## **Anexo 2**

### **Glosario de definiciones**

Se presenta a continuación un resumen de algunas de las definiciones de conceptos utilizados en este documento.

**Brecha de ingresos.-** es la diferencia entre los ingresos que generan las tarifas teóricas y las tarifas objetivo

**CMCP.-** costo marginal de corto plazo. Corresponde a un período durante el cual al menos uno de los insumos del proceso de producción permanece sin cambios. Generalmente este concepto se le aplica al capital, es decir, a las instalaciones físicas en operación, que determinan la capacidad de producción.

**CME.-** costo marginal de energía, es el costo que tiene, en cada momento, la generación de un kWh adicional; también se aplica al ahorro que representa, en cada momento, la generación de un kWh menos.

**CMLP.-** costo marginal de largo plazo. Corresponde a un período durante el cual todos los insumos del proceso de producción pueden variar. En particular, se considera que en el largo plazo se puede modificar la capacidad de producción.

**COPAR.-** Costos y Parámetros de Referencia. Publicación anual de CFE que sirve de guía para la evaluación de proyectos de generación y transmisión. Esta publicación es fundamental para el manejo sistemático y coherente de datos y parámetros en los modelos de planificación y costos marginales de la CFE.

**Factor de actualización.-** factor por el que se debe multiplicar la inversión en un proyecto para tomar en cuenta el plazo de ejecución del proyecto y el cronograma de inversiones, con el fin de medir el valor de la inversión al momento de la entrada en operación del proyecto.

**GT.-** Grupo Interinstitucional de Análisis de Tarifas Eléctricas del Gobierno Federal.

**IR.-** ingresos requeridos. Son los ingresos que requiere un organismo para preservar su salud financiera. Corresponde al nivel de ingresos que deben generar las tarifas objetivo.

**MR.-** margen de reserva. Es la relación entre la capacidad instalada de generación en un sistema eléctrico y la demanda máxima coincidente que debe atender, menos la unidad. Se mide en porcentaje. El criterio para definir el margen de reserva de diseño está relacionado con el valor de la energía no suministrada.

**NERA.-** National Economic Research Associates

**PISE.-** programa de inversiones del sector eléctrico

POISE.- programa de obras e inversiones del sector eléctrico. Es uno de los productos finales del ciclo de planificación anual que lleva a cabo la CFE. Comprende proyecciones a 10 años.

POSE.- programa de obras del sector eléctrico

Pace.- Pace Global Energy Services

PPC.- Probabilidad de pérdida de carga. Es factor de diseño fundamental para los modelos de confiabilidad. (LOLP por sus siglas en inglés).

Tarifas objetivo.- tarifas que respetan la estructura de las tarifas teóricas, cuyo nivel ha sido ajustado para que en conjunto produzcan los ingresos requeridos

Tarifas teóricas.- tarifas cuyas estructuras y niveles están diseñadas de acuerdo con los costos marginales de largo plazo actuales

Tasa de descuento.- es la tasa utilizada en evaluaciones económicas para expresar en valor constante flujos de capital que cubren varios períodos. Se utiliza principalmente en el sector público por lo que conviene que su valor sea igual al costo alternativo del capital para el gobierno, tomando en cuenta la tasa de riesgo del proyecto considerado

SIN.- Sistema Interconectado Nacional. Comprende todo el territorio nacional, con excepción de la península de Baja California y algunas zonas rurales eléctricamente aisladas del sistema eléctrico.

Valor de la energía no suministrada.- es el valor asignado a la energía que no se suministra por falla o insuficiencia de oferta en los sistemas eléctricos (VOLL por sus siglas en inglés).