

**REVISION DE LOS ESTUDIOS DE PACE GLOBAL
Y DEL GRUPO DE TARIFAS
(REALIZADOS ENTRE 2004 Y 2006)**

Trabajo presentado a la

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

**CRE07 TAREA # 2
José Luis Aburto
Octubre de 2007**

Este documento constituye el informe de la segunda fase del trabajo que me fue encargado por la Comisión reguladora de Energía en relación con las tarifas eléctricas. En su desarrollo conté con el apoyo de técnicos especialistas de la Comisión Reguladora de Energía y de la Secretaría de Energía. La responsabilidad del contenido del documento es únicamente mía.

1. Antecedentes y propósito de este trabajo

En el año 2004 el **Grupo Interinstitucional de Análisis de Tarifas Eléctricas del Gobierno Federal (referido aquí como el GT)**, por conducto de la CRE, licitó la realización de un estudio de tarifas eléctricas con el fin de que un consultor independiente revisara varios aspectos de la metodología de diseño de tarifas eléctricas en México, emitiera opiniones y atendiera conceptos insuficientemente desarrollados.

El contrato fue asignado a un grupo de empresas consultoras lideradas por **Pace Global Energy Systems (aquí referido como Pace)**. El estudio estuvo integrado por 4 temas:

- (1) Costos marginales
- (2) Estudio de eficiencia comparada en Distribución
- (3) Cálculo del ingreso requerido y asignación de la brecha de ingresos a las distintas clases de usuarios
- (4) Implantación de tarifas en tiempo real

En su informe Pace anota que tuvo varias limitaciones en la información disponible durante la realización de su estudio, las cuales le impidieron llevar a cabo, a cabalidad, estudios de diseño de tarifas eléctricas, por lo que recomienda la realización de varios estudios adicionales sobre temas específicos.

El estudio de tarifas llevado a cabo por Pace fue concluido en diciembre de 2004. Posteriormente, el GT examinó detalladamente el estudio; de manera unánime encontró satisfactorios los resultados de las Tareas 2 y 4; no así en lo referente a las Tareas 1 y 3, sobre las cuales se observaron algunas deficiencias en la información utilizada; además algunos miembros del GT tuvieron dudas con respecto a la claridad y propiedad de algunos de los procedimientos empleados y, consecuentemente, respecto a ciertos de los resultados y recomendaciones alcanzados por el consultor.

Entre 2005 y 2006, el GT llevó a cabo una actualización de las Tareas 1 y 3 del estudio de Pace, con el fin de aprovechar aquellos aspectos que encontraron razonables y examinar los que, en opinión del GT, deberían someterse a procedimientos adicionales o diferentes.

El GT alcanzó consensos en varias cuestiones con lo cual avanzó en incorporar a sus trabajos varios elementos aportados por el estudio de Pace. El GT también

logró ciertos acuerdos para no utilizar algunas recomendaciones de Pace, por considerarlas menos apropiadas para México. No obstante, al final de los trabajos, en noviembre de 2006, subsistieron algunas diferencias de opinión entre algunos miembros del GT, particularmente en lo referente a la incorporación o exclusión de algunos conceptos de costo en el cálculo de los costos marginales y de los ingresos requeridos.

El trabajo que aquí se presenta tiene por finalidad identificar y analizar los resultados de Las tareas 1 y 3 del estudio realizado por Pace en 2004 y su actualización por parte del Grupo de Trabajo:

- (i) **Tarea 1.** Revisión y actualización de costos marginales de largo plazo y diseño de tarifas óptimas para todos los niveles de tensión;
- (ii) **Tarea 3.** Determinación del ingreso requerido y su asignación, considerando: los niveles de eficiencia vigentes en el sector eléctrico mexicano y los niveles de eficiencia deseados determinados con base en los resultados obtenidos con motivo de la realización de los trabajos señalados en la Tarea 2.

El capítulo 2 de este documento contiene el examen del estudio de Pace. Le sigue la revisión del trabajo de actualización realizado por el Grupo de Tarifas, en el capítulo 3. En el capítulo 4 se comenta el sistema de cuentas regulatorias y se examinan varios conceptos de costo que resultaron de particular interés para el Grupo de tarifas. El documento concluye con un resumen de conclusiones y recomendaciones en el capítulo 5 y una reflexión final en el 6.

2. Descripción y examen del estudio de PACE

Como antes se mencionó, el estudio de Pace comprende 4 temas, de los cuales aquí se examinan solamente los dos en los que el Grupo de Tarifas tuvo algunas dudas o cuestionamientos sobre los procedimientos o los resultados del estudio.

Estos dos temas, que a continuación se examinan, son: Costos marginales y Cálculo del ingreso requerido y asignación de la brecha de ingresos a las distintas clases de usuarios.

2.1 Costos Marginales

Sobre este tema Pace realizó varias actividades, clasificadas en cuatro grupos:

- 1°) revisión de los modelos que CFE utiliza para el cálculo de los costos marginales;
- 2°) cálculo de los costos marginales para generación y transmisión;
- 3°) separadamente hizo el cálculo de los costos marginales de distribución.
- 4°) diseño de la tarifa de costo marginal

Consideraré conveniente, para cada una de estas 4 actividades, describir primero el trabajo realizado por Pace y enseguida añadir mis observaciones.

2.1.1 Los modelos de CFE

El estudio de Pace

Los modelos de CFE

Pace indica que CFE utiliza 5 modelos para el cálculo de los costos marginales: WASP, EXPANDIN, SIPO, DEEM y MEXICO y describe sus propósitos. Cabe aclarar que estos modelos se refieren al par generación-transmisión únicamente. En sus conclusiones sobre esta sección Pace indica que *“encontró que los modelos utilizados por CFE son suficientes en la mayoría de los aspectos.”*

Por otra parte, Pace destaca dos problemas:

La representación de la demanda

A Pace le preocupa cómo se representa la demanda; indica que la representación en bloques o escalones no provee un nivel suficientemente detallado para un estudio de costos marginales; por lo que, en su lugar, recomienda una representación cronológica de la demanda por hora.

Los costos marginales de distribución

Pace señala además que CFE no cuenta con modelos para calcular los costos marginales de distribución, por lo cual Pace utilizó un modelo independiente, propiedad de SIGLA, uno de los miembros del equipo de Pace.

Comentarios al estudio de Pace

Los modelos de CFE

Es relevante anotar que, con la posible excepción del DEEM, el cual no conozco, los modelos de CFE fueron diseñados para fines de planificación conjunta del sistema generación-transmisión y, si bien, coincido con la opinión de Pace en que *“son suficientes en la mayoría de los aspectos”*; se debe subrayar que no son herramientas expresamente diseñadas para conducir estudios de tarifas. Más adelante se comenta el uso que Pace les dio a estos modelos.

Cuando el Grupo de Tarifas realice 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, elaborar las recomendaciones pertinentes para asegurar que los modelos disponibles sean adecuados para cada uno de los tres sistemas eléctricos que integran el sector eléctrico nacional (SIN, BC, BCS).

La representación de la demanda

La representación detallada de la demanda es relevante tanto para fines de planificación como de cálculo de los costos marginales. No obstante, el nivel de desagregación recomendable para cada fin es distinto. 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, con la desagregación regional requerida para llevar a cabo los estudios de planificación y de costos marginales.

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 actual de las tarifas eléctricas. No obstante, las variaciones estacional, diaria y horaria de la demanda, esta última particularmente en horas de punta, son relevantes para los estudios de tarifas.

En conclusión, puede considerarse que aunque la representación de la curva agregada de carga que utiliza CFE en sus modelos sea adecuada para fines de planificación es insuficiente para fines de cálculo de costos marginales. Para estos

finés, coincido con Pace en la conveniencia de representar la demanda horaria en las horas de punta. Para otros períodos horarios habría que ponderar las ventajas de una representación desagregada de la demanda con los costos de manejar modelos más complejos. Para los períodos intermedio y base, es posible que dicha ponderación indique que el uso actual de bloques es suficiente.

Por otra parte, la vulnerabilidad mayor de CFE 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 que CFE cuente con estudios prospectivos de las curvas de carga, que examinen y modelen los cambios previstos en ellas.

Adicionalmente, se requiere información confiable, sobre curvas de carga y elasticidades de demanda por clase de usuarios, desagregada al nivel de cada tarifa existente o por establecerse.

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

Los costos marginales de distribución

Es correcta la observación de Pace, en el sentido de que CFE no cuenta con un modelo para el cálculo de los costos marginales de distribución. Más adelante se examina el trabajo que Pace realizó sobre este tema.

2.1.2 Cálculo de los costos marginales de energía

El estudio de Pace

En esta parte de su estudio Pace utilizó el modelo DEEM de CFE, es decir, aceptó plenamente la metodología y los instrumentos de CFE. En la corrida del DEEM se usó la proyección de los precios de combustibles del COPAR-2003 de CFE.

Pace indica que *“los costos marginales de energía son en general consistentes con las expectativas”*. Además, señala que *“las únicas inconsistencias que encontramos son la falta de una representación cronológica de la demanda y la dependencia de los modelos de CFE en los valores de pérdida de carga”*

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 CFE conduce al valor mínimo de la suma de los costos de inversión, operación y mantenimiento, y falla.

Inicialmente Pace indica que el valor de la energía no suministrada empleado por CFE es un problema potencial por su importancia en los modelos de CFE¹; además señala que, en realidad, ese valor varía entre clases de consumidores, entre horas y días y de acuerdo con la duración de la falla. No obstante, más adelante Pace afirma que el costo considerado por CFE, de 1.50 US\$/kWh, es razonable².

Comentarios al estudio de Pace

En realidad la metodología seguida por CFE para el cálculo de los costos marginales de energía incluye un paso adicional a los señalados por Pace. Utilizando como entrada los resultados 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.

Tuve acceso a las salidas del modelo DEEM correspondientes a los costos marginales de energía. La corrida del DEEM es la que empleó Pace en su estudio y comprende los años 2003 a 2012. Para cada año el modelo indica costos marginales de energía mensuales para 32 nodos y para cada uno de los cinco escalones de demanda. Esto es, un total de 1,920 datos por año.

Lamentablemente, Pace no tomó en cuenta que el sistema eléctrico muestra un elevado grado de inadaptación en los años 2005 y 2006. Por este motivo, los costos marginales de energía para estos años sufren variaciones severas que los vuelven inaplicables en la práctica. Pace toma nota de esta situación, pero decide utilizar los resultados en las etapas posteriores de su estudio, tal y como se derivan del modelo DEEM. En realidad la inadaptación del sistema eléctrico implica que los resultados así obtenidos son nugatorios.

En resumen, para calcular los costos marginales de energía Pace utilizó la metodología de CFE y esta es la que deberá ser revisada con mayor detalle.

2.1.3 Cálculo de los costos marginales para generación y transmisión

El estudio de Pace

Costos marginales de capacidad de generación

Pace revisó el modelo WASP (que comprende los años 2002 a 2021) que utiliza CFE y concluyó que *“un mejor método para calcular los costos de generación*

¹ Informe de Pace, tarea 1, página I-15

² Informe de Pace, tarea 1, página I-16

sería identificar los costos que son evitables si los consumidores respondieran a dichas tarifas alterando sus patrones de demanda”.

Pace definió el costo marginal de largo plazo (CMLP) como el cambio en el costo de inversión en generación debido a un cambio en el factor de carga del sistema manteniendo constante el consumo de energía. CFE preparó para Pace dos corridas optativas del modelo WASP para compararlas con el caso base³. En ambas corridas Pace definió cambios en el factor de carga del sistema, manteniendo constante la energía suministrada. Y dice: *“Esta metodología permitió cuantificar el impacto de los costos eludibles en la capacidad adicional de generación que resultarían por cambios en los patrones de consumo”.*

Pace indica que casi todos los cambios en los programas de generación corresponden a ciclos combinados, con algunas unidades turbogas hacia los años finales de la proyección. En la primera corrida adicional del WASP el factor de carga del sistema se redujo en 5%, con lo cual aumenta la demanda máxima de capacidad de generación, lo que a su vez conduce a anticipar la inversión en ciclos combinados adicionales durante varios años de la proyección. En la segunda corrida adicional del WASP el factor de carga del sistema aumentó en 3% con lo cual se redujo la demanda máxima de capacidad, lo que lleva a diferir algunos proyectos de generación mediante ciclos combinados.

Posteriormente Pace dividió el cambio en inversión en el horizonte de proyección entre el cambio en capacidad instalada. Esto lo hizo para cada año de la proyección y después calculó el promedio de los valores obtenidos, en dólares por kW. No obstante anotan que los resultados del WASP engloban costos de inversión, operación y falla. Por lo tanto, toman del COPAR⁴ los costos unitarios del ciclo combinado, para inversión y para operación y mantenimiento, con el fin de obtener resultados comparables con los del WASP. Los resultados de las dos corridas optativas del WASP son prácticamente iguales a los del COPAR.

Pace también analiza la información sobre ciclos combinados que contiene el COPAR. Los comentarios relevantes de Pace son:

- la tasa de descuento podría bajar de 12% a 10%
- la vida económica podría bajar de 30 a 25 años
- los costos de instalación son 8% más elevados que los considerados por Pace. Esto representa 6% de impacto en el costo nivelado de generación
- los costos de operación y mantenimiento son elevados, 49% superiores a los considerados por Pace. Esto representa 7% de impacto en el costo nivelado de generación

³ Se denomina caso base al que contiene el programa de generación identificado como óptimo

⁴ “Costos y Parámetros de referencia par la formulación de proyectos de inversión”, publicación anual de CFE, que proporciona el detalle de los parámetros económicos y los componentes de costos de las distintas tecnologías de generación y transmisión que utiliza CFE

Costos marginales de capacidad de transmisión

En cuanto a la transmisión Pace menciona que *“solicitó, más no recibió, la corrida del caso base del modelo Expandin”* y que se les *“notificó que dicha corrida no está disponible”*. Y concluye: *“Por lo tanto, Pace tuvo que desarrollar enfoques alternativos y menos satisfactorios para calcular los costos marginales de transmisión”*.

En estas circunstancias Pace siguió dos caminos para estimar los costos marginales de capacidad de transmisión.

Primer método

Pace utilizó primero una corrida del modelo DEEM, elaborada por CFE, que establece el plan óptimo de operación del sistema eléctrico y calcula los costos marginales de energía. Pace toma la matriz que contiene los beneficios de transmisión estimados por el DEEM para cada mes del año 2004, suma los beneficios anuales e indica que dicha matriz *“se define (sic) como los ahorros en el costo de despacho atribuibles a la línea de transmisión”*. *“Pace utilizó el resultado métrico de DEEM como medida del costo marginal de transmisión”*. Los resultados que reporta Pace están expresados en unidades monetarias por MW de demanda.

Pace no estimó los costos marginales de transmisión para los sistemas BC y BCS; simplemente reportó datos proporcionados por CFE.

Segundo método

Como segundo método Pace utilizó los costos unitarios de proyectos contenidos en el COPAR de Transmisión de CFE y los aplicó a las obras de transmisión y transformación programadas en el POISE (Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico) 2003-2012 elaborado por CFE.

Pace tomó el detalle del programa de obras de transmisión de CFE (POSE de transmisión) y aplicó los calendarios de inversión para cada tipo de obra, que incluye el COPAR. Después, asignó las obras a las regiones que integran el SIN, para calcular costos regionales de transmisión; tratándose de enlaces que unen dos regiones, la asignación se hizo aplicando el costo del enlace a la región con el costo de generación más elevado. Reconoce Pace que el método seguido no toma en cuenta beneficios indirectos, ya que un enlace entre dos áreas puede tener por beneficiaria a una tercera área⁵.

⁵ Tal sería el caso del Area Central, cuyo suministro a menudo implica la construcción de obras en y entre las Areas Oriental y Occidental

Comentarios al estudio de Pace

Costos marginales de capacidad de generación

La CFE calcula costos marginales de largo plazo aunque no, como Pace sugiere, mediante el modelo WASP aislado, sino mediante una serie de estudios complementarios que comprenden las funciones de generación y transmisión. En todo sistema eléctrico hay interdependencias estrechas entre plantas y líneas; 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.

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:

- Primero utiliza el modelo WASP para obtener un primer programa de generación óptimo, sin red de transmisión.
- 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 esta red 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 con el criterio 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 a cambios en la red de transmisión definida por el EXPANDIN.
- Posteriormente se vuelven a correr los modelos WASP y EXPANDIN, incorporando las modificaciones señaladas por los modelos eléctricos.

El análisis de Pace sobre costos marginales de capacidad de generación concluye que los resultados de las corridas del WASP coinciden con los datos del COPAR para los ciclos combinados. Esto no debe sorprender; el ejercicio está diseñado para dar siempre el mismo resultado: CFE utiliza los resultados del COPAR para alimentarlos a los modelos de planificación. En la medida que la expansión se realiza mediante la tecnología de ciclo combinado, el costo marginal derivado del WASP siempre será igual al costo unitario del ciclo combinado en el COPAR.

La definición de costo marginal elegida por Pace es heterodoxa. El CMLP de Capacidad se obtiene dividiendo inversión no entre la capacidad de la planta marginal, sino entre el incremento en la demanda de capacidad (incremento en kW de carga).

Por otra parte, la noción de modificar el factor de carga del sistema sin cambiar la energía demandada es una abstracción que parece corresponder a la respuesta a un cambio brusco en la señal de precios, es decir, en el nivel y/o la estructura de las tarifas. Por ejemplo, se alcanzarían los efectos predeterminados por Pace en la primera corrida adicional si se reduce el precio de la energía de punta al mismo tiempo que se aumentan los precios de otros períodos horarios, y si dichos cambios se hacen en proporción tal que las elasticidades de la demanda de cada período horario compensen el incremento de demanda en la punta con las reducciones de demanda en otros períodos, de manera que no cambie el volumen total de la energía demandada.

Adicionalmente, cuando el POISE se construye a partir de una solución de esquina, como se ha venido haciendo en México desde mediados de los noventa, una sola tecnología, en este caso el ciclo combinado, es elegida para realizar la expansión del sistema eléctrico a largo plazo. En estas circunstancias es evidente que el CMLP de capacidad de generación es el costo de la tecnología elegida (ajustado por parámetros de margen de reserva y otros aplicables)⁶.

En la tercera fase de este estudio se comentarán distintos criterios para el cálculo de los costos marginales de capacidad de generación y se presentarán recomendaciones. No obstante, conviene aclarar que en México, desde 1991, se utiliza el procedimiento recomendado por Electricité de France según el cual el costo marginal de largo plazo de capacidad de generación se define como el cociente del valor presente del programa de inversiones más los costos fijos de operación y mantenimiento, dividido entre el valor presente de la demanda incremental, en un horizonte de varios años en que el sistema eléctrico se considera adaptado.

Más adelante se verá que este fue precisamente el método elegido por Pace para calcular el costo marginal de capacidad en distribución.

Costos marginales de capacidad de transmisión

Primer método

Por lo que se refiere al primer método empleado por Pace, mi capacidad para emitir una opinión está limitada por el hecho de que no conozco el modelo DEEM.

⁶ Cuestión aparte es opinar sobre la bondad, o falta de ella, de una política de expansión de la capacidad de generación basada en una sola tecnología y un solo energético

Una breve nota descriptiva de CFE⁷ indica que entre los resultados que proporciona este modelo se encuentran los beneficios marginales de cada enlace, a los cuales seguramente se refiere Pace. Lo que no es necesariamente cierto es que los beneficios anuales de cada enlace sean iguales a los costos marginales de transmisión, pero no estoy en posibilidad de afirmarlo ni negarlo.

La igualdad anterior se podría dar en ausencia de indivisibilidades, sin embargo, las líneas de alta tensión en la red troncal se construyen para servir las necesidades 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. Además, 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. Existen indivisibilidades y economías de escala en proyectos óptimos. En conclusión, en general para el año inicial de entrada en operación los costos marginales de las obras de transmisión, como los de generación, no coinciden con sus beneficios marginales.

Finalmente, los resultados proporcionados por Pace para los sistemas BC y BCS no son comparables con los del SIN; la relación entre valores de unos y otros es de varios órdenes de magnitud⁸

En principio, el primer método utilizado por Pace para estimar los costos marginales de capacidad de transmisión no parece estar sustentado en conceptos económicos apropiados para el cálculo de los costos marginales. Este método y sus resultados no fueron utilizados por Pace en el resto de su estudio.

Segundo método

En estudios previos de tarifas CFE ha utilizado los resultados del modelo EXPANDIN, para calcular el CMLP de Capacidad correspondiente a la Transmisión. En realidad 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 demanda incremental atendida. Nótese, nuevamente, la coincidencia de este método con el empleado por Pace para el cálculo de los costos marginales de capacidad de distribución.

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 óptimo de expansión (esto constituye el POSE). El programa óptimo de inversiones (PISE) se deriva del

⁷ CFE, "Modelo de despacho estocástico multinodal. DEEM", marzo de 2004

⁸ Ver Tabla I-11, página I-43, del Informe de la tarea 1 de Pace

POSE y consiste en cuantificar (mediante la aplicación de los cronogramas de obra e inversión de cada proyecto, contenidos en el COPAR) la suma de las inversiones anuales correspondientes a todos los proyectos incluidos en el POSE.

Por lo tanto, suponiendo que CFE hizo bien su trabajo, Pace pudo limitarse simplemente a dividir el PISE de Transmisión elaborado por CFE entre el incremento en la demanda de capacidad de Transmisión en el período correspondiente, considerando un sistema eléctrico adaptado. El paso adicional hubiese sido contar con la información de CFE al nivel regional.

Conviene subrayar que los resultados de un estudio como el realizado por Pace podrían ser adecuados en la medida que el sistema eléctrico se encontrara adaptado durante el período considerado. Sin embargo, este no fue el caso, ya que Pace encontró la persistencia de fallas en el sistema eléctrico desde finales de 2005 y durante 2006. Ante estas circunstancias, los resultados de esta actividad no son adecuados para el diseño de tarifas. Aun así, Pace los utiliza más adelante para diseñar tarifas y para calcular ingresos generados con tarifas basadas en costos marginales. Sin embargo, al final, al momento de comparar estos resultados con los ingresos requeridos (derivados de proyecciones financieras) indica que los resultados de los años 2005 y 2006 no son apropiados para tal comparación y, en cambio utiliza los del año 2007, cuando el sistema eléctrico había alcanzado la adaptación.

2.1.4 Cálculo de los costos marginales de distribución.

El estudio de Pace⁹

Como antes se señaló, CFE no posee un modelo para el cálculo de los costos marginales de distribución. Por este motivo, Pace utilizó un modelo de su propiedad para calcular estos costos.

Para calcular el CMLP de Capacidad de Distribución, Pace determina, en primer lugar, el valor neto de reposición de una red óptima de distribución. Concretamente, Pace calculó los costos incrementales de inversión y de operación y mantenimiento requeridos para atender el crecimiento de la demanda durante un período de 5 años. El sistema eléctrico se considera adaptado al principio y al final del período comprendido.

El CMLP mismo se calcula como el cociente del costo óptimo de inversión, operación y mantenimiento entre el incremento de la demanda atendida en las redes de distribución, en esos 5 años.

⁹ Esta parte del estudio fue realizada por SIGLA, empresa consultora miembro del equipo coordinado por Pace

Los costos incrementales de inversión se definen como la diferencia entre el valor nuevo de reposición (VNR) de la red de distribución adaptada a la demanda del año final (año 5) y la red adaptada a la demanda del año inicial (año 0). El VNR es el costo de reponer las instalaciones existentes a valores de mercado.

Pace 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 medida por la relación: longitud de las líneas de media tensión / kW.

Para el estudio en México, Pace ordenó las 13 divisiones de CFE y las 5 secciones de LFC de acuerdo con su dispersión de carga y seleccionó a 4 de ellas para estudiarlas detalladamente. Pace indica 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.

Los costos de operación y mantenimiento de distribución se obtuvieron de la Tarea 2 de Pace, relativa al estudio de eficiencia en distribución.

Comentarios al estudio de Pace

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 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.

El método empleado por Pace es compatible con los criterios de cálculo de los costos marginales de largo plazo. El modelo de Pace para el cálculo de las inversiones necesarias y de los costos marginales de largo plazo de capacidad de distribución es superior al método que utiliza CFE. Esta porción del estudio de Pace es una aportación positiva para los estudios de inversión y de tarifas eléctricas en México.

Se recomienda la aplicación del modelo de Pace 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, que se detallan en el capítulo 4.

2.1.5 Diseño de la tarifa de costo marginal

El estudio de Pace

Cálculo de las tarifas basadas en costos marginales

Costos de capacidad

El método empleado para asignar costos marginales a las distintas clases de usuarios está basado en prácticas de criterios contables, de uso común en los EUA:

- Ponderan los costos de capacidad de generación y transmisión por la demanda coincidente de punta de cada clase de usuarios
- Ponderan los costos de capacidad de distribución por la demanda no coincidente de punta de cada clase de usuarios

Costos de energía

1°) Estaciones.- Pace examinó datos reales de los costos marginales de energía, a nivel mensual, reportados por el CENACE para los años 2001 a 2003. De aquí concluyó que se distinguen 3 estaciones: invierno (enero-marzo), verano (abril-septiembre) y otoño (octubre-diciembre).

2°) Períodos horarios.- Pace utilizó la salida del modelo DEEM para transformar costos marginales de energía (CME) en tarifas. Tomó el primer escalón de demanda como período de punta, el segundo escalón como período intermedio y los 3 últimos como período base. Así definió períodos horarios comunes a todas las tarifas: punta = días hábiles de 19 a 22 horas; intermedio = días hábiles de 12 a 18 horas; base = todas las demás horas.

3°) Regiones.- En seguida Pace pondera los CME regionales que obtuvo del DEEM (no queda clara la forma precisa en que se efectuó esta ponderación), para generar costos marginales de energía a nivel nacional.

4°) Resultados.- Por último, Pace presenta pronósticos de costos marginales de energía aplicables a cada tarifa existente (desde las residenciales hasta las de muy alta tensión) para los años de 2005 a 2009. Pace indica que para efectuar los cálculos (se entiende que por nivel de tensión) utilizó los factores de pérdidas técnicas que CFE indica en su modelo de asignación de costos, para el año 2003. Los costos por tarifa se presentan desglosados para cada estación y cada período horario que Pace definió.

5°) Costos adicionales por congestión en transmisión.- Pace define estos costos al nivel de las 9 regiones que maneja el CENACE. En los años en que hay inversión en transmisión en una región, Pace calcula el costo adicional por transmisión como el cociente de la inversión en la región entre la demanda de punta. Para este fin Pace define demanda de punta como la energía del período. Este costo adicional por congestión en transmisión lo suma al CME previamente calculado.

Pace no explica el fundamento de esta operación. No obstante, más adelante indica que las inversiones se basaron *“en estimados subjetivos del valor que los proyectos específicos de transmisión proveen a las regiones del sistema eléctrico mexicano. Dados los dramáticos resultados... Pace no utilizó estos cargos adicionales en análisis posteriores”*.

Cálculo de los ingresos con tarifas a costo marginal

Pace construye fórmulas para estimar los ingresos que genera cada tarifa basada en costos marginales. El período de análisis va de 2005 a 2009.

De manera estándar se suman costos de capacidad, ponderando los de generación y transmisión por la demanda coincidente en punta de cada clase de usuarios, y el de distribución por la demanda no coincidente. A lo anterior se suman los costos de energía, considerando precios y energías correspondientes a cada estación y cada período horario. Pace utiliza datos del POISE de CFE para derivar factores de proyección para los años 2006 a 2009.

A las tarifas resultantes Pace las denomina tarifas idealizadas, e indica que sirven 3 propósitos: compararlas con las tarifas existentes, establecer el nivel de ingresos que generan, y medir los subsidios existentes.

Pace destaca las limitaciones en la información disponible, en particular en lo referente a la participación en punta y a los consumos de energía por período horario, para las clases de usuarios que no tienen tarifas horaria. Por lo tanto, *“el estudio fue conducido a nivel global del sistema. La tarifa a costo marginal fue aplicada a las cargas anuales por clase.”*

En cuanto al manejo de los períodos horarios Pace señala: *“Las cargas de las clases no horarias fueron asignadas al período de punta, intermedio y base, tal y como se define con este estudio, utilizando factores que el Equipo Pace Global estimó con su mejor juicio...”*. Y añade: *“Consecuentemente, los ingresos*

resultantes y lo cálculos de los subsidios cruzados deben ser interpretados cuidadosamente...”.

Resultados:

Los ingresos que generan las tarifas basadas en costos marginales aumentan 29% en 2006 y disminuyen 38% en 2007 respecto al año anterior, inclusive son 21% menores a los de 2005.

La relación entre ingresos con tarifas vigentes e ingresos con tarifas a costo marginal pasa de 0.77 en 2005 a 0.62 en 2006 y se eleva a 1.05 en 2007. De acuerdo con la interpretación que Pace hace de estos resultados, a partir de 2007 solamente las tarifas residenciales, agrícolas y la de bombeo de aguas potables mantienen subsidios; el resto presentan superávit.

Comentarios al estudio de Pace

Cálculo de las tarifas basadas en costos marginales

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.

Las prácticas de costos contables que Pace sigue para asignar los costos de capacidad (de generación, transmisión y distribución) a las distintas clases de usuarios siguen esa tradición. Sin embargo, los criterios contables no son compatibles con los criterios económicos utilizados en México para el diseño de las tarifas teóricas o tarifas basadas en costos marginales.

El modelo DEEM aparentemente es adecuado para calcular costos marginales de corto plazo de energía; sin embargo, la aplicación que Pace hace de los resultados del DEEM no es adecuada:

- Pace no explica su decisión de “construir” una sola región para todo el país. Sus resultados son cuestionables al nivel del Sistema Interconectado Nacional; para los sistemas BC y BCS son inapropiados.
- Su selección de 3 estaciones en el año no parece corresponder a la información del DEEM, ni a la del CENACE, que Pace cita como fuente. En la página III-28 del informe de la tarea 1 de Pace se muestra la gráfica que condensa los precios promedio reales del CENACE para los meses de 2001 a 2003. El comportamiento de los precios mensuales es radicalmente distinto en los tres años; no se distingue ningún patrón estacional. Por otra parte, los resultados del DEEM entre los años 2007 a 2012 – para los

cuales el sistema eléctrico se considera básicamente adaptado – tampoco muestran ningún patrón de estacionalidad. En un sistema como el Mexicano, en el que la variable crítica de planificación es la capacidad, la estacionalidad es mejor establecida con base en diferencias persistentes entre demandas máximas mensuales, y no entre energías.

- Pace no explica cómo eligió los períodos horarios que utiliza. Estos períodos se asemejan a los períodos vigentes en México para la mayoría de las regiones y, aparentemente, son solamente una simplificación de los mismos para facilitar su análisis.
- Pace añade a los CME, costos adicionales por congestión en transmisión pero tras evaluar su impacto decide no utilizarlos. Pace no explica en que criterio se fundamentan estos costos adicionales; aparentemente se trata de convertir costos de capacidad en cargos de energía para dar mayor peso a la señal de corto plazo, como se suele hacer con otros componentes del costo.

Independientemente de las observaciones anteriores, hay otra cuestión de mayor importancia en relación con los costos marginales de energía estimados por Pace. Para llevar a cabo un estudio de CMLP una hipótesis fundamental es la existencia de condiciones de adaptabilidad en el sistema eléctrico, en cuyo caso los CMCP coinciden con los CMLP. El trabajo de Pace muestra claramente la inadaptación del sistema eléctrico durante 2005 y 2006. Por lo tanto, se utilizó la herramienta aparentemente adecuada, pero sin la existencia de las condiciones adecuadas para llevar a cabo el estudio de costos marginales de energía. En el estudio de Pace los Costos Marginales de energía del año 2005 caen casi al 50% de 2006 a 2007. Estos resultados no son apropiados para basar en ellos el diseño de las tarifas eléctricas.

Pace utiliza estos resultados de CME en las siguientes fases de su estudio, con lo cual el problema mencionado subsiste.

Cálculo de los ingresos con tarifas a costo marginal

Pace no comenta el procedimiento seguido por CFE para calcular tarifas a costo marginal; en su lugar desarrolla su propio método el cual, si bien sigue un procedimiento estándar consistente en asignar los diversos componentes de los costos marginales a las clases de usuarios, utiliza factores de asignación estimados por el propio Pace. Estas estimaciones contienen limitantes, no solamente las propias de la información disponible en CFE, como es destacadamente el caso de la falta de curvas de carga por clase de usuario, para las clases que corresponden a tarifas no horarias, sino también el uso de factores derivados de la práctica contable. No se indica porque no se utilizaron los factores de asignación que usa CFE u otros análogos.

Estas limitaciones quedan incorporadas en los resultados que Pace obtiene. Como antes se señaló, Pace mismo indica que “...los ingresos resultantes y lo cálculos de los subsidios cruzados deben ser interpretados cuidadosamente...”.

Las fluctuaciones severas que muestran los ingresos generados por las tarifas basadas en costos marginales diseñadas por Pace, son producto de la inadaptación del sistema eléctrico en 2005 y 2006. A partir de 2007 el sistema eléctrico está adaptado y los ingresos tienen un comportamiento normal.

Por otra parte, los resultados de 2007 a 2009, en que los ingresos generados por las tarifas vigentes exceden a los ingresos que se derivan de las tarifas a costo marginal sugiere que estas tarifas basadas en costos marginales, estimadas por Pace, son demasiado bajas.

Esta parte del trabajo de Pace no es convincente.

2.2 Cálculo del ingreso requerido y asignación de la brecha de ingresos a las distintas clases de usuarios

El documento de Pace contiene los temas siguientes:

1. revisión de los modelos de diseño de las tarifas existentes
2. ingresos requeridos calculados mediante distintos métodos
3. evaluación de tarifas actuales, incluyendo la asignación de la brecha de ingresos

así como otros temas específicos, insertados entre los anteriores. A continuación se examinan estos temas.

2.2.1 Revisión de los modelos de diseño de las tarifas existentes, y temas complementarios

El estudio de Pace

Modelos de proyecciones financieras

Pace indica que solamente recibió 3 cuadros de proyección financiera de CFE (Estado de resultados, balance y cambios en posición financiera) y uno de LFC (estado de resultados). Pace considera que la información recibida es insuficiente para evaluar los modelos y su uso.

Modelos de costos de servicio

Pace revisó los modelos que utiliza CFE para esta parte de los estudios de tarifas, la cual comprende: costos por función (generación, transmisión, distribución, comercialización), datos de usuarios (número, ventas de energía, ingresos), el modelo de asignación de costos, MAC, (que transforma costos por función en costos por clase de usuario).

A partir de aquí, Pace presenta un análisis detallado de cuatro métodos contables para efectuar la asignación de costos por funciones a las distintas clases de usuarios. Posteriormente elige las combinaciones de métodos que considera más adecuadas y lleva a cabo la asignación de costos por clases de usuarios; la compara con la obtenida por CFE y recomienda adoptar el método seguido por Pace.

Al final del ejercicio Pace puntualiza que CFE utiliza el MAC únicamente para calcular los subsidios que recibe cada clase de usuarios.

Aprovechamiento y rentabilidad

Pace indica, correctamente, que el Aprovechamiento se define sobre el valor total del activo fijo neto en operación, por lo cual duplica la rentabilidad sobre aquellos conceptos que se refieren a activos pagados con capital ajeno, es decir, con deuda. En particular menciona entre estos: arrendamientos capitalizables, Pidiregas y deuda documentada. Pace propone que la definición del Aprovechamiento se revise para evitar dichas duplicaciones.

En relación con la tasa de 9% empleada para definir el Aprovechamiento, Pace indica que no cuenta con información de cómo la define la SHCP.

Pace anota que las tasas de depreciación utilizadas por CFE son bajas en comparación con las utilizadas en EUA. Indica, acertadamente, que esto desincentiva el reemplazo de los activos e impacta en un mayor Aprovechamiento.

Pace recomienda que se separe el Aprovechamiento en dos componentes, la rentabilidad al capital del Estado (el dividendo) y los impuestos. Indica que esto permitirá comparar a CFE con otros generadores públicos y privados.

Subsidios

Pace recomienda que los subsidios se midan comparando los ingresos con las tarifas vigentes, con los que se obtendrían de aplicar tarifas iguales a los costos marginales. Esto, dicen, con el fin de guardar congruencia con la filosofía de diseño tarifario.

Pace hace una recomendación valiosa para el manejo de los subsidios; no la describe en detalle pero se pueden inferir los elementos básicos de su propuesta. Pace propone estimar ex-ante los subsidios para el año siguiente; definirlos como un monto anual fijo e incluir los montos mensuales estimados en cada recibo; se entiende que el usuario pagaría la tarifa a costo, reduciendo el monto del subsidio previamente definido. Entonces el usuario tendría incentivos para ahorrar energía. Si su consumo excede el patrón estimado (se supone que podría ser el consumo mensual del año anterior) tendría que pagar una cantidad mayor a la estimada, y viceversa.

Catálogo de cuentas regulatorias

Pace revisó el estudio realizado por NERA para la CRE en el año 1999, que incluye el establecimiento de un catálogo de cuentas regulatorias para CFE y LFC. Pace encuentra adecuado el trabajo de NERA y solamente señala algunos puntos que considera merecen mayor definición. Pace propone que este sistema de cuentas regulatorias sea implantado en CFE y LFC.

Comentarios al estudio de Pace

Modelos de proyecciones financieras

Estos modelos fueron desarrollados en el área de programación de CFE, por un grupo pluridisciplinario encabezado por este Consultor, entre los años 1977 y 1978; posteriormente se diseñaron versiones más sofisticadas de los mismos modelos, y versiones simplificadas para su uso en computadoras personales. Durante muchos años los modelos se utilizaron como un 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 pasaron 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 actual para utilizarlos como herramienta efectiva de planificación, de manera coordinada con los modelos de costos marginales.

Por lo que se refiere a LFC, aparentemente no cuenta con un modelo de proyecciones financieras. El cuadro de estados de resultados preparado para Pace posiblemente fue un esfuerzo aislado, elaborado a partir de los estados financieros. Es importante que LFC desarrolle un modelo de proyecciones financieras, para facilitar el estudio sistemático de temas financieros del organismo.

Modelos de costos de servicio

Es correcta la afirmación de Pace, el Modelo de Asignación de Costos (MAC) por clase de usuario es un modelo contable que CFE utiliza únicamente para calcular los subsidios que reciben los usuarios de cada clase. CFE debe preparar un

informe anual para la Cuenta Pública que indica el monto de los subsidios, desglosado por grupos de usuarios.

El MAC es un modelo de costos contables, es decir históricos, que se utiliza en CFE desde hace muchas décadas. Estuvo vigente como herramienta para el diseño de las tarifas hasta el año 1988, cuando comenzaron a diseñarse tarifas económicas, basadas en costos marginales.

Desde entonces el MAC se utiliza solamente para calcular los subsidios que recibe cada clase de usuarios. Los criterios de detalle que Pace propone para modificar la asignación de costos entre clases de usuarios siguen criterios contables, sin valor para el diseño de las tarifas¹⁰. Más adelante recomiendo dejar de usar el MAC para el cálculo de los subsidios.

De mayor relevancia es la asignación de la brecha de ingresos entre las distintas clases de usuarios. Este tema se cubre más adelante.

Aprovechamiento y rentabilidad

Los comentarios de Pace sobre la base de cálculo del Aprovechamiento son adecuados. Otra forma de enunciar lo mismo es que 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).

La propuesta de Pace de distinguir entre dividendo e impuestos es acertada. 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. Tomando en cuenta esta situación, en el capítulo 4 de este documento incluyo una propuesta sobre el manejo del Aprovechamiento.

A lo dicho por Pace sobre el tema de la depreciación se puede añadir que una depreciación baja reduce el ingreso requerido y, por lo tanto, el monto de los subsidios.

Subsidios

Si definimos los ingresos requeridos como los necesarios para mantener la salud financiera de la empresa regulada no tiene sentido la propuesta de Pace, de medir los subsidios contra costo marginal. El subsidio es la diferencia entre los ingresos captados y los ingresos requeridos. La forma correcta de medir los subsidios es como la diferencia entre los ingresos producidos por las tarifas vigentes menos los

¹⁰ Más adelante se verá que Pace no aplica esta propuesta y, en cambio, asigna costos a las clases de usuarios en proporción a su participación en los ingresos que se generan con tarifas basadas en costos marginales

ingresos generados con las tarifas objetivo (que se definen más adelante y que, en conjunto, producen los ingresos requeridos).

Por otra parte, la propuesta sobre la definición ex-ante del subsidio para cada usuario es una de las mejores aportaciones del trabajo de Pace. Su adopción podría conducir a, cuando menos, la estabilización de los subsidios en sus niveles actuales.

Catálogo de cuentas regulatorias

Coincido con Pace en la importancia de implantar este sistema en CFE y LFC. En el capítulo 4 incluyo una propuesta sobre este tema.

2.2.2 Ingresos requeridos

El estudio de Pace

Pace siguió 3 procedimientos diferentes para realizar cálculos y proyecciones de los ingresos requeridos:

- (1°) Con base en costos reales (contables) y proyectados, mediante el uso de proyecciones financieras de CFE y LFC, en las cuales excluyó algunas partidas de costos. Al resultado le llama (IR).
- (2°) A partir del primer método, Pace calculó ingresos requeridos después de aplicar metas de productividad, basadas en los resultados de su estudio de productividad comparada (Tarea 2 del estudio de Pace). Al resultado le denominan ingresos requeridos eficientes (IRE).
- (3°) Ingresos requeridos con tarifas a costo marginal, basados en sus estudios de costos marginales, incorporando los objetivos de productividad. Al resultado Pace le llama IRCMP (ingresos requeridos a costo marginal, con productividad).

Como parte de su metodología Pace suma los ingresos calculados para CFE y para LFC, en cada uno de los 3 procedimientos.

Otras consideraciones:

IR. De los costos reales Pace excluye los costos de las pensiones y el costo financiero de la CFE; este último por considerar que se duplica con el Aprovechamiento.

IRE. En el segundo método, Pace resta los ahorros en costos por mayor productividad y también resta los costos indirectos de oficinas nacionales de CFE. Estos últimos, por considerar que una empresa eficiente no tiene dichos costos.

El cuadro anexo está tomado del estudio de Pace, en él se resumen los resultados de los 3 métodos empleados por Pace para el cálculo de los ingresos requeridos.

Tabla 41: Comparación de Ingresos Requeridos

Millones de Pesos del 2003						
	2005	2006	2007	2008	2009	Promedio
IR con base en CA (IRCA)	186,849	194,716	203,532	212,927	222,477	204,100
Ingresos con base en CM y Productividad (IRCMP)	248,805	368,387	214,767	220,579	227,328	255,973
IR Eficiente (IRE)	176,248	182,532	190,134	198,167	206,926	190,801
Normalizados a CA						
IRCMP entre IRCA	1.33	1.89	1.06	1.04	1.02	1.25
IRE entre IRCA	0.94	0.94	0.93	0.93	0.93	0.93

Fuente: Equipo Pace Global

Pace recomienda no utilizar los IRCMP (ingresos requeridos basados en tarifas a costos marginales) como base para definir los ingresos requeridos, debido a que esto *“puede resultar perjudicial para la situación financiera del sector eléctrico.”*. En cambio, recomienda utilizar los IRE (ingresos requeridos eficientes basados en costos contables) como la definición adecuada de ingresos requeridos para México¹¹.

No obstante, a continuación Pace indica que utilizará los ingresos requeridos, obtenidos mediante el método de los costos marginales (IRCMP), para asignar los ingresos requeridos adicionales, a las diversas clases de usuarios. Se entiende que se refieren a la brecha de ingresos.

Pace distribuyó los IRE entre clases de usuarios aplicando la estructura de los Costos Marginales que previamente calculó (ver la sección 2.1.4 de este documento) y los comparó con las tarifas vigentes para definir los ajustes que sería necesario aplicar a estas en cada año (2005-2009).

Comentarios al estudio de Pace

El hecho de sumar los costos de CFE y LFC en cada uno de sus ejercicios de la Tarea 3 implica que los resultados de Pace sobre costos marginales son diferentes a los que antes presentó en la Tarea 1, en la cual los cálculos se hicieron para CFE, considerando a LFC como un usuario.

Pace calcula los IR con base en costos marginales al nivel nacional, por lo cual aplican los resultados a todas las regiones del país. Suponiendo que los métodos seguidos para el cálculo de los IR fueran correctos, los resultados serían cercanos

¹¹ Página III-81 del estudio de Pace, 2004

a los del SIN, pero de ninguna forma podrían aplicarse a los sistemas BC y BCS, cuyas características son bien diferentes (por ejemplo, para el cálculo de los IR en la función de generación, se utiliza el ciclo combinado a gas como planta marginal; pero la región de BCS no cuenta con acceso al gas natural).

La exclusión de determinados conceptos de costo del cálculo de los IR es un tema que preocupa y ocupa al GT en sus trabajos realizados entre 2005 y 2006. Por lo tanto, considero preferible diferir mis comentarios sobre este tema, para tratarlos en detalle en el capítulo 4.

Al comparar los métodos basados en costos contables y proyecciones financieras (cuadro 41 del estudio de Pace) llama la atención que su proporción se mantiene prácticamente igual a lo largo de los 5 años de proyección (2005 a 2009). Esto indica que las metas de productividad se alcanzan en el primer año (2005) y no hay avances posteriores. El resultado es inverosímil; muchos proyectos de productividad requieren la ejecución de proyectos de inversión, por ejemplo los relacionados con la reducción de pérdidas en redes de distribución, y no pueden alcanzarse súbitamente, su logro está condicionado a la capacidad de ejecución de proyectos y a los plazos de maduración de estos.

No utilizar el método de costos marginales para definir los ingresos requeridos es una decisión acertada de Pace; posteriormente los utiliza para asignar los ingresos adicionales a las diversas clases de usuarios. Esta decisión se comenta más adelante, en la sección 2.2.3.

Los resultados sobre ingresos requeridos que aquí se reseñan no son útiles para el diseño de una política de tarifas eléctricas

2.2.3 Evaluación de las tarifas vigentes

El estudio de Pace

Bajo este encabezado Pace analiza una gran variedad de temas:

Subsidios cruzados

Pace describe el sistema de tarifas vigentes en México, después retoma sus tarifas a costo marginal diseñadas al final de la tarea 1 y las compara con las tarifas vigentes para volver a señalar que su relación es una medida de los subsidios cruzados¹².

Ajuste mensual

¹² Pace repite aquí los resultados reseñados en la sección 2.1.4 de este documento

Pace señala que las tarifas que no están sujetas a la fórmula de ajuste mensual automático (FAA) se van retrasando en comparación con la evolución de los costos por lo cual los subsidios a estas tarifas van en aumento. Pace propone aplicar la FAA a toda las tarifas.

Destaca Pace que *“hay un enorme subsidio relacionado con el aire acondicionado residencial.”*

Ingresos requeridos y asignación de la brecha de ingresos

Pace calcula la participación de cada clase de usuarios en la generación de ingresos de las tarifas basadas en costos marginales. Esta estructura la utilizará para calcular los ingresos requeridos por cada tarifa.

Pace toma las proyecciones financieras (estados de resultados) de CFE y LFC como base para iniciar el cálculo de los ingresos requeridos. A continuación, reduce estos ingresos aplicando primero los aumentos de productividad calculados en la Tarea 2 del estudio de Pace. Después, resta algunos conceptos de costo de CFE: costos de conexión e indirectos de oficinas nacionales. Las reducciones las asigna Pace a cada tarifa en proporción a su participación en la generación de los ingresos requeridos. Al resultado obtenido le denomina ingresos requeridos eficientes.

El procedimiento que sigue Pace se pierde en varios pasos, en distintas secciones de su documento. El cuadro siguiente es una recapitulación de los pasos que siguió Pace.

Procedimiento seguido por Pace para calcular los ingresos requeridos por clase de usuario

paso	proceso	producto	procedimiento	desagregación
1	cálculo de las tarifas basadas en costos marginales	TCM	agregación de costos marginales y asignación por clase de usuario	por clase de usuario
2	cálculo de los ingresos que generan las TCM	ITCM	aplicación de las TCM a las ventas	por clase de usuario
3	cálculo de la estructura, en %, de los ITCM	% ITCM	aritmética	por clase de usuario
4	cálculo de los ingresos requeridos	IR	proyecciones financieras	CFE y LFC
5	cálculo de los IR eficientes	IRE	aplicación de los resultados de productividad y deducción de algunos conceptos de gasto	CFE y LFC
6	asignación de los IRE por clase de usuario	IRE	aplicación de la estructura en (3)	por clase de usuario

preparado por J L. Aburto

Tarifas objetivo

Reconociendo las distorsiones que contienen sus tarifas basadas en costos marginales, calculadas para los años de 2005 y 2006, Pace recomienda usar los resultados del año 2007 para definir la política de tarifas. Se entiende que se refiere tanto a la estructura como al nivel de las tarifas. A estas tarifas, basadas en costos marginales, y al nivel que alcanzan en 2007, Pace les denomina tarifas objetivo.

Regiones tarifarias

En cuanto a la definición de las regiones tarifarias, Pace reitera que no tuvo acceso a la información completa que le permitiera juzgar si las regiones actuales se justifican. Pace recomienda que se revise la pertinencia de las regiones actuales y, de no confirmarse su necesidad se piense en reducirlas, inclusive a establecer una sola tarifa nacional para cada clase de usuario.

Recomendaciones sobre las tarifas existentes

Pace recomienda que:

- Las tarifas horarias sean rediseñadas para reflejar las tarifas objetivo definidas por Pace. En esto Pace incluye sus definiciones de períodos estacionales y horarios.
- Las tarifas no horarias sean rediseñadas para incluir 2 escalones de energía y, en los casos de tarifas especiales que lo ameriten, tengan también un cargo fijo y/o un cargo por demanda. El concepto central es que el segundo escalón de energía sea definido de manera que en él se concentre la mayor parte del consumo; el precio de este escalón deberá ser *“igual al cargo por energía de las tarifas objetivo durante la punta por estación”*. Los precios del primer escalón y, en su caso, de los demás cargos, serán fijados de tal forma que cada tarifa recupere el ingreso requerido que le corresponde. De esta forma, la señal marginal de la tarifa será un precio eficiente.
- La tarifa 7, de uso temporal, no tenga cargo por demanda, solamente por energía.
- Las tarifas para riego agrícola se reduzcan a solamente dos: las de baja (9) y media (9M) tensiones.
- Las tarifas residenciales se reduzcan a solamente dos: la tarifa 1 para consumos bajos y medios y la DAC para consumos elevados. El umbral de consumo para ingresar a la DAC sería uniforme en todo el país.
- Se defina *“con mayor claridad la política social del gobierno a los subsidios”*. Pace *“recomienda que los subsidios sean administrados directamente por una entidad gubernamental no asociada al sector eléctrico”*.
- Se desarrolle *“un plan para reducir de manera paulatina los elevados niveles de subsidios en las tarifas...”*

- Pace insiste en la necesidad de efectuar un estudio de caracterización de cargas por clases de usuarios, para las tarifas no horarias, que permita fundamentar adecuadamente el diseño de las nuevas tarifas no horarias.

Comentarios al estudio de Pace

Subsidios cruzados

El uso de las tarifas basadas en costos marginales para medir subsidios cruzados es inadecuado. La comparación debe hacerse entre tarifas vigentes y tarifas objetivo. (En el Anexo se presenta la definición de tarifas objetivo).

Subsidio al aire acondicionado

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.

Ingresos requeridos y asignación de la brecha de ingresos

Señala Pace que los costos de conexión están incluidos en el rubro de productos ajenos a la explotación, lo que sugiere que Pace se refiere a las aportaciones que hacen los usuarios nuevos o en expansión para sus instalaciones particulares de conexión a los sistemas eléctricos de CFE o LFC. Si esta interpretación es correcta, entonces la exclusión de este concepto de costo es adecuada. En la sección 4.5 se amplía este tema, que también trata el Grupo de Tarifas.

Casi todas las mejoras de productividad identificadas por Pace corresponden a las funciones de distribución y comercialización. La incidencia de estas funciones en la estructura de costos es elevada para las tarifas de baja tensión, intermedia para las de media y para las de alta tensión es insignificante. Por lo tanto, la asignación de las reducciones por productividad a cada tarifa en proporción a su participación en la generación de los ingresos requeridos es inadecuada.

El concepto de asignar la brecha de ingresos en proporción a lo que genera cada tarifa basada en costos marginales corresponde al método de equidad que se ha empleado antes en México. De acuerdo con el lenguaje utilizado en nuestro país, las tarifas teóricas se ajustan todas en la misma proporción para definir 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. Con este procedimiento se obtiene el beneficio social óptimo; sin embargo se presentan dos problemas:

- 1°) la estimación confiable de las elasticidades de demanda para cada tarifa.
- 2°) la comunicación de una política que a la mayoría de los usuarios les parecerá injusta.

Otra ventaja del método de Ramsey es que favorece la competitividad de las actividades comerciables, particularmente aquellas que son intensivas en el uso de energía.

Corresponde al gobierno decidir si se inclina por aplicar el criterio de eficiencia económica o el de equidad.

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.

Tarifas objetivo

Hay una confusión en el uso de los términos que hace Pace. A las tarifas basadas en costos marginales primero les llama idealizadas y después tarifas objetivo. Pace primero reconoce que, en general, estas tarifas generan ingresos que pueden ser deficitarios para la empresa eléctrica, pero después dice que la política y los ajustes a las tarifas vigentes deben hacerse con base en estas tarifas que llama objetivo. Los conceptos son contradictorios.

Las tarifas basadas en costos marginales sirven para definir la estructura de las tarifas y se denominan tarifas teóricas. Se llama tarifas objetivo a aquellas que, respetando la estructura de las tarifas teóricas, son ajustadas en su nivel de manera que generen los ingresos requeridos. Las tarifas que Pace llama tarifas objetivo solamente satisfacen la primera condición.

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; al mismo tiempo, se iniciaron inversiones en la red troncal de transmisión, orientadas a consolidar un sistema interconectado 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.

Hay una diferencia importante de costos entre CFE y LFC, los costos de esta última nunca han sido considerados para definir el nivel de las tarifas. Se toman como base los ingresos requeridos por CFE y a LFC se le aplican las mismas tarifas. El déficit en flujo que siempre presenta LFC es cubierto con transferencias del gobierno federal. Se recomienda conservar esta política; lo que implica que el cálculo de los ingresos requeridos por LFC solo sirve para determinar ese déficit adicional.

Medición de los subsidios

Este tema no es tratado por Pace en esta parte de su estudio, pero requiere el comentario siguiente: ya mencioné que el subsidio es la diferencia entre el ingreso que se genera con la tarifa vigente y el que se obtiene con la tarifa objetivo.

Esto implica la necesidad de definir la tarifa objetivo para cada clase de usuario; cosa que aparentemente no se ha hecho desde hace muchos años. Implica también el abandonar el modelo de asignación de costos (MAC) para el fin de calcular los subsidios. La importancia de este cambio será mayor cuando se disponga de buenos perfiles de carga para cada clase de usuario; entonces las tarifas teóricas, y las objetivo, serán robustas para todas las clases de usuarios.

En el caso de LFC, mi recomendación es que los subsidios a los usuarios 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.

Regiones tarifarias

La regionalización de las tarifas va perdiendo relevancia conforme un sistema eléctrico se vuelve más mallado y aumentan las densidades de los centros de generación y de carga. Ya recomendé, en la primera fase de este trabajo, que se estudie y, en su caso, se revise la regionalización de las tarifas. No obstante, la tarifa nacional no es solución, los sistemas BC y BCS tienen características propias bien diferenciadas del SIN y deben mantener tarifas adecuadas para cada uno de ellos. Para la áreas del SIN se requiere tomar decisiones de regionalización a partir de los estudios actualizados de costos regionales.

Recomendaciones sobre las tarifas existentes

- Es correcto el criterio de que las tarifas horarias sean rediseñadas para que sus estructuras reflejen las tarifas basadas en costos marginales actuales. Sin embargo, se requiere realizar un nuevo estudio de tarifas que defina las tarifas teóricas actualizadas y basar en ellas la revisión de las estructuras de las tarifas horarias.
- Es correcto el criterio de Pace de procurar que todas las tarifas no horarias den una señal de precio igual a costo marginal para los consumos marginales de la mayor parte de los usuarios. Como complemento, y de acuerdo por lo señalado por Pace, los demás cargos serán fijados de tal forma que cada tarifa objetivo recupere el ingreso requerido que le corresponde.

- No obstante, la aplicación del criterio anterior implica que el número de tarifas a definir será función de las agrupaciones que se hagan de clases de usuarios con patrones de consumo similares. El criterio básico para aplicar con eficiencia la discriminación en precio, para beneficio de todos los consumidores, es identificar grupos de usuarios con distintas elasticidades de demanda y fijar políticas de precio apropiadas para cada grupo.
- Coincido con Pace en que los usuarios de tarifa 7 no deben pagar cargo por demanda.
- Debe establecerse una política de largo plazo para reducir los subsidios a las tarifas residenciales y de riego agrícola. También conviene examinar la sustitución de los subsidios por la vía de las tarifas mediante ayudas directas en programas como Oportunidades y otros de ayuda directa al campo.
- Las tarifas residenciales deben revisarse y establecerse una política de largo plazo para ellas. Conviene desarrollar e implantar la definición ex-ante del subsidio por usuario. Es importante eliminar los subsidios de verano o transferir la administración y el financiamiento de estos a los gobiernos estatales y locales.
- Para que la señal marginal de precio sea viable para la mayor parte de los usuarios residenciales probablemente se requiere discriminar entre niveles de consumo, como actualmente distinguen los cargos para consumos bajo e intermedio en las tarifas 1 a 1F. Tal vez se requiera establecer varias tarifas basadas en umbrales de consumo. El paso de una tarifa a otra sería por el registro de los últimos doce meses de consumo como actualmente ocurre con la entrada a la tarifa DAC.
- En las regiones aisladas con marcada estacionalidad como, BC y BCS, se justifica el establecimiento de tarifas estacionales para niveles de tensión medios y bajos, incluyendo las residenciales, que reflejen los costos marginales de verano. Posiblemente lo mismo aplique al área Noroeste.
- Pace tiene razón en la prioridad que debe darse a la realización de un estudio de caracterización de cargas por clases de usuarios que utilizan tarifas no horarias; esto permita fundamentar adecuadamente el diseño de las nuevas tarifas no horarias. A esto hay que añadir estudios detallados de elasticidad precio de la demanda para grupos relevantes de usuarios.

3. Descripción y examen del trabajo de actualización realizado por el Grupo de Tarifas (GT)

Este capítulo se basa en el análisis del documento “Actualización de Resultados del Estudio para evaluar el estado y proporcionar elementos de prospectiva en el diseño de tarifas de energía eléctrica en el Sector Eléctrico Mexicano”, de fecha noviembre de 2006.

El GT indica que sus trabajos realizados entre 2005 y 2006 no constituyen un estudio completo de tarifas; su propósito fue meramente el de actualizar el estudio efectuado por Pace en 2004, en lo correspondiente a las Tareas 1 y 3.

El documento del GT comprende 5 actividades, las cuales se describen a continuación, en las secciones 3.2 a 3.6.

3.1 Actualización de la base de información utilizada para el cálculo de los costos marginales

El GT informa que el estudio de Pace se realizó *“...utilizando proyecciones para los años de 2003 y 2004, en las que se contemplaba para esos años un crecimiento elevado de la demanda de energía eléctrica, que dejaba al sector eléctrico nacional con un estrecho margen de capacidad...”*. Y añade: *“Sin embargo, la demanda eléctrica en dichos años creció a un ritmo moderado, lo que modificó radicalmente la situación del servicio eléctrico, pues al cierre de 2004 se encontraba operando con un amplio margen de reserva de capacidad...”*.

Para concluir: *“En virtud de este cambio de circunstancias,...el grupo de trabajo que supervisó la realización del Estudio consideró necesario actualizar los resultados obtenidos por el Consultor ...”*.

Además, el documento del GT explica que el grupo se abocó a actualizar y completar la información utilizada en las Tareas 1 y 3 del Estudio de Pace; pero no fue necesario actualizar las Tareas 2 y 4, ya que sus resultados no se afectaban por el cambio de circunstancias mencionado.

El GT señala que Pace utilizó como base los resultados operativos de 2002 y proyecciones para los años 2003 a 2009. La actualización del GT partió de los resultados operativos de 2003 y las proyecciones para 2004-2013. Cabe subrayar que el GT informa que durante el año 2003 ocurrió el cambio radical en la demanda, a que hace referencia.

3.2 Actualización de los costos marginales

3.2.1 Costos Marginales de Corto Plazo (CMCP) de Energía

El GT utilizó el modelo DEEM de CFE para calcular los costos marginales de corto plazo (CMCP) de energía; en esto siguió la misma metodología empleada por Pace.

Apunta el GT que un problema importante fue la falta de congruencia en la información utilizada por Pace. En particular, indica que los escenarios de precios de los combustibles usados en el DEEM son los del POISE 2003-2012, y que estos son diferentes a los precios de los combustibles vigentes en 2003, mismos que el propio Pace utilizó en las proyecciones financieras y en los cálculos basados en las tarifas vigentes. Ello implica que los costos marginales de energía así obtenidos no son comparables con los cálculos de ingreso requerido ni de ingresos generados con tarifas vigentes que, en la Tarea 3, efectuó Pace.

El GT aplicó, en todos los elementos de su estudio, precios de los combustibles vigentes en enero de 2005. Sin embargo, a posteriori se observó que, en particular, los precios de los combustibles vigentes en enero de 2005 fueron anormalmente elevados.

Advierte el GT que los CM de energía presentados por Pace son elevados para 2006 lo que evidenciaba la presencia de elevados costos de falla en ese período; sin embargo, después de la expansión en la capacidad de generación y transmisión, a partir de 2007 los CM de energía se estabilizan. Por otra parte, los resultados obtenidos por el GT son estables para todo el horizonte, lo que refleja una condición de equilibrio en el sistema eléctrico.

Comentarios al trabajo del GT

Se puede concluir que, en la medida que el modelo DEEM sea adecuado para medir los costos marginales de energía, la metodología empleada por el GT es correcta.

Por otra parte, la decisión del GT de utilizar datos compatibles en todos los modelos y procesos del diseño y cálculo de tarifas eléctricas es acertada ya que es requisito necesario para que los resultados sean congruentes. Sin embargo, la decisión no resultó robusta en cuanto a la materialización de los niveles de precios de los combustibles.

La tercera fase del estudio que aquí se presenta tendrá como propósito emitir recomendaciones para la realización de los estudios de tarifas. Conviene adelantar que una de ellas será el establecimiento de normas sobre la definición y medición de las variables clave que conforman los estudios de tarifas, para asegurar que los resultados sean congruentes y, en lo posible, robustos.

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 una variable fundamental que sustente la decisión de mantener o revisar la regionalización de las tarifas.

3.2.2 Costos Marginales de Largo Plazo (CMLP) de Capacidad de Generación

El GT siguió el mismo procedimiento de Pace, solamente actualizado con datos del COPAR de Generación de 2004, pero evitando los pasos relativos al uso del modelo WASP.

Los comentarios sobre la metodología seguida por el GT se presentan al final de la sección 3.3, en la que me refiero de manera conjunta al cálculo de los costos marginales de capacidad de largo plazo, para las 3 funciones: generación, transmisión y distribución.

3.2.3 CMLP de Capacidad de Transmisión

El GT utilizó el POISE de Transmisión 2004-2013 para calcular este costo marginal. Calculó el cociente de las inversiones programadas entre los incrementos de demanda proyectados durante un período de 6 años. Al final añadió costos de operación y mantenimiento, tomados del COPAR.

3.2.4 CMLP de Capacidad de Distribución

La actualización del GT básicamente reprodujo el estudio de Pace, excepto por la introducción de algunos conceptos de costo que, indica, fueron omitidos por Pace. Específicamente el GT añadió los costos de las subestaciones AT/MT, algunos equipos no eléctricos, e impuestos¹³.

Comentarios al trabajo del GT (incluye observaciones al trabajo de Pace)

Costo marginal de capacidad largo plazo

Están de acuerdo Pace y el GT en la conveniencia de definir los costos marginales de capacidad utilizando criterios de largo plazo. Sin embargo, el estudio de Pace utiliza dos definiciones distintas para calcular los costos marginales de capacidad.

Generación

Para la función de generación Pace utiliza una definición particular de CMLP que se usa en algunos estados de los EUA. Esta definición consiste en considerar el impacto de una unidad adicional de demanda que obliga a ampliar la capacidad instalada o, alternativamente, considera el impacto de una unidad menos de demanda, que permite diferir la ampliación de la capacidad instalada. Sin embargo, debido a que la capacidad se amplía en cantidades indivisibles que exceden a una unidad de demanda, quienes utilizan esta metodología evitan el

¹³ Anexo 4 del documento del Grupo de Trabajo

problema de las indivisibilidades calculando el costo unitario de la capacidad adicional o diferida, es decir, definen el costo marginal de largo plazo como el costo de inversión, anticipada o diferida, en pesos por kW de demanda.

Esta definición de costo marginal de largo plazo es una abstracción, ya que, además del problema de indivisibilidades antes señalado, se presenta otro problema, de tiempo.

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. Ciertamente, estos pronósticos pueden basarse en una política de tarifas explícita que considere alteraciones en comparación con la demanda que sería prevista bajo condiciones de precios constantes. Esto permitiría pronosticar demandas mayores o menores. No obstante, las decisiones de inversión siempre se tomarán con varios años de antelación.

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 espacio: 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.

En conclusión, la definición adecuada de costo marginal de largo plazo es la que examina un sistema eléctrico adaptado en un plazo de varios años y considera el cociente del valor presente del programa de inversiones en generación más los costos fijos de operación y mantenimiento dividido entre el valor presente del incremento de demanda, en ese período. Esta definición es particularmente pertinente para sistemas eléctricos atendidos por empresas integradas.

Esta definición no fue utilizada ni por Pace ni por el GT. La justificación es que durante los años en que se efectuaron ambos trabajos (2004 a 2006) las ampliaciones a la capacidad de generación se dieron predominantemente por medio de ciclos combinados a gas natural. Si suponemos que en un programa de expansión plurianual toda la capacidad nueva consiste de una sola tecnología, entonces el costo unitario de esta tecnología es igual al costo marginal de largo plazo calculado a partir del programa de inversiones correspondiente. Esta situación es aproximadamente la que prevaleció en México en esos años.

Vale puntualizar que esta estrategia de expansión ha sido ampliamente 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 de carbón (que es la tecnología de mínimo costo en el 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; además de los costos de transporte de los combustibles hasta distintos nodos de la red eléctrica.

Por lo tanto, en condiciones generales, con una estrategia de expansión diversificada, la metodología seguida por Pace y por el GT para calcular el CMLP de capacidad de generación no es la adecuada. Se recomienda calcular este costo como el cociente del valor presente de un programa de inversiones en generación aplicable a un sistema eléctrico adaptado, sobre un período de varios años, más los costos fijos de operación y mantenimiento, dividido entre la demanda incremental en ese mismo período. Esto se puede lograr mediante el uso de los modelos WASP y EXPANDIN, u otros equivalentes.

Otros detalles sobre generación

Un detalle de forma: es confuso el uso que el GT hace del término “intereses durante la construcción” para referirse al factor de actualización del valor de la inversión al momento de su entrada en operación. Sugiero se utilice el concepto económico ya que se trata de una evaluación económica.

Los factores de corrección por altitud y temperatura son elevados. Conviene que CFE haga explícitos en el COPAR estos factores (promedios), para los distintos nodos considerados en el modelo Expandin.

De acuerdo con la observación que sobre este tema hace Pace, conviene revisar los montos de los costos de operación y mantenimiento de los ciclos combinados que utiliza CFE, los cuales les parecen excesivos.

Los factores de margen de reserva deben revisarse periódicamente para mantenerlos adecuados a las condiciones de los sistemas eléctricos. Actualmente CFE utiliza 23% en sus evaluaciones económicas de proyectos en el SIN.

Transmisión

Pace hace repetidas referencias a que no contó con la corrida del modelo Expandin y, en consecuencia, tuvo que adoptar un procedimiento menos adecuado. Esto sugiere que Pace parece estar de acuerdo en que la definición correcta de costo marginal de largo plazo para la capacidad de transmisión es la de dividir el valor presente de un programa de inversiones a varios años entre el valor presente de la demanda incremental en el sistema de transmisión. Esto es, de manera aproximada, lo que Pace hizo, utilizando para ello el POISE y el COPAR de CFE. Además, esta fue la metodología que utilizó para la distribución.

Sin embargo, Pace omite hacer explícita la condición de adaptabilidad del sistema eléctrico. Además, omitió calcular los CMLP para los sistemas BC y BCS.

El GT repitió el mismo procedimiento seguido por Pace utilizando para ello un plazo de 6 años. El GT incluye resultados separados para el SIN (sin regionalizarlo), para BC y BCS.

Conviene que durante la próxima actualización del estudio de tarifas se haga uso cabal de los modelos WASP y EXPANDIN para asegurar que el cálculo de los costos marginales de capacidad de transmisión es correcto.

Distribución

En este caso Pace definió el costo marginal de largo plazo 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 justamente la definición utilizada en México desde el año 1991 para las tres funciones.

El GT actualizó el estudio de Pace, usando la misma metodología. En los resultados que alcanzó el GT 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 que el GT revise estos datos y los justifique.

La metodología aportada por Pace es adecuada y su adopción por parte del GT es una contribución a los estudios de tarifas en México.

Conviene que el estudio de cuatro divisiones de distribución realizado por Pace se actualice, haciéndolo extensivo a cada una de las divisiones de CFE y a las de LFC. Este tipo de estudios ayuda no solamente a mejorar el diseño de tarifas; su aplicación a todas las distribuidoras serviría de base para estructurar programas y metas de productividad en las divisiones de CFE y LFC.

Tasa de descuento

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.

En la fase 1 de este trabajo presenté un análisis sobre el aprovechamiento, cuyos resultados se resumen a continuación:

La definición apropiada del Aprovechamiento es como una tasa de rentabilidad al capital propio o patrimonio, no al activo. Por otra parte, en su origen, en 1986, se pensó que el Aprovechamiento debería, simultáneamente, hacer las veces de un dividendo y un impuesto. Este concepto se examina a continuación, a partir de datos del balance de CFE, al cierre de los años 2005 y 2006:

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	
Rentabilidad al Patrimonio			16.4%	

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

AFNO = Activo Fijo neto en Operación

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 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.

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.

Así, el Aprovechamiento de 9% equivale a una rentabilidad bruta de 16.4% sobre el Patrimonio. 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%.

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, posiblemente una tasa de rentabilidad neta de 10% sobre el capital propio invertido en CFE sea adecuada.

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.

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. Volveré sobre este tema en la tercera fase de este trabajo.

3.3 Determinación de los perfiles de carga por clase de usuario

Pace advierte que la información sobre caracterización de la carga es adecuada para clases de usuarios con tarifas horarias, a nivel regional, pero insuficiente e inadecuada para las clases de usuarios con tarifas no horarias. En particular, por falta de información, fue necesario agregar todas las tarifas residenciales en una sola clase. También fue necesario trabajar con estimaciones nacionales para todas las clases de usuarios con tarifas no horarias.

El GT describe el trabajo de Pace sobre este tema pero no indica qué actividades realizó.

Comentarios

Desde 1991 Electricité de France alertó sobre la necesidad de elaborar estudios detallados de perfiles de carga de 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 ellas,
- 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

Coincidió con EdF y con Pace en que el GT debe dar prioridad a la realización de estudios detallados de los perfiles de carga por clases de usuarios.

3.4 Actualización de los ingresos con tarifas a costo marginal

El GT indica que calculó los ingresos que generan las tarifas basadas en costos marginales siguiendo un procedimiento similar al de Pace, pero la presentación en su documento es escueta. No incluye el proceso detallado que siguió para asignar costos marginales a clases de usuarios.

Para definir las tarifas a costo marginal primero se agrupan los costos marginales previamente definidos y se desagregan en varios pasos hasta llegar a las clases de usuarios individuales.

CFE cuenta con procedimientos que permiten efectuar una desagregación regional de los costos marginales y diseñar tarifas para 9 regiones. No obstante, el GT adoptó la agregación de datos del SIN en un solo nodo, como antes hizo Pace. Esta decisión parece basarse en el hecho de que no se dispuso de la corrida del modelo Expandin para regionalizar los costos marginales de capacidad de transmisión y, por lo tanto, la regionalización de otros componentes de costo marginal dejaría trunco los resultados regionales obtenidos, por ejemplo, con el modelo DEEM para energía. Sin embargo, a diferencia de Pace, el GT sí separó los costos correspondientes a los sistemas BC y BCS.

Como resultado final, el GT presenta ingresos totales generados por tarifas basadas en costos marginales para los años 2005 a 2010; pero no da ninguna desagregación por clases de usuarios.

Para concluir, el documento del GT informa que *“el cálculo de los costos marginales se realizó bajo un procedimiento semejante al empleado por el Consultor (Pace), en el que no se incluyen los costos asociados a las pérdidas no técnicas, los costos laborales, los gastos indirectos y los costos de conexión.”* También dice que *“resulta fundamental la definición del tratamiento específico que se debe aplicar a cada uno de estos conceptos”*.

Comentarios al trabajo del GT

El método a seguir para determinar las tarifas basadas en costos marginales (las tarifas teóricas) consta de varios pasos.

En primer lugar se toman todos los componentes de los Costos Marginales y se asignan a las distintas categorías de niveles de tensión, tiempo y espacio, relevantes para las clases y estructuras de tarifas consideradas.

El cálculo de los costos marginales de capacidad totales, por nivel de tensión, se realiza asignando a cada nivel de tensión los costos marginales de capacidad aplicables (generación, transmisión, subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria). Además, se añaden los costos fijos de operación y mantenimiento y los factores de pérdidas de demanda (kW) que corresponden a cada nivel. Los resultados se expresan en pesos / kW-año.

Para calcular los costos de energía por nivel de tensión se utilizan los factores de usos propios (en las plantas generadoras) y los factores de pérdidas de energía (kWh) en redes correspondientes a cada nivel de tensión. Estos costos también se desglosan por períodos horarios: punta, intermedio y base. Los resultados se expresan en pesos / kWh.

El siguiente paso es el de asignar a cada clase de usuarios los costos marginales de capacidad y energía que le corresponden. El proceso es directo para los niveles de muy alta tensión y alta tensión; CFE cuenta con reglas de asignación, desarrolladas por EdF, basadas en factores de carga de diseño y coeficientes de distribución de cargos de demanda y energía por período horario para cada clase de usuarios. En particular, estos factores distinguen clases de usuarios con distintos niveles de utilización de la energía (distintos factores de carga), lo que da lugar a las tarifas horarias denominadas de larga, media y corta utilización. El mismo procedimiento se aplica a las clases de usuarios de tarifas horarias de media tensión.

En relación con el procedimiento anterior, el GT no informa cuando se revisaron o actualizaron los factores de diseño de las tarifas horarias basadas en costos marginales. Se recomienda precisar cuando ocurrió esto y, si es conveniente, elaborar los estudios de actualización correspondientes.

Para asignar costos marginales a clases de usuarios en tarifas no horarias debería usarse información contenida en la curva de carga de las distintas clases de usuarios. Dadas las limitaciones de la información disponible, conviene que CFE indique el procedimiento que siguió.

Con el procedimiento seguido por el GT se está perdiendo la información regional del SIN. La correspondiente a energía está disponible en los resultados del modelo DEEM; la de capacidad debe obtenerse mediante el modelo EXPANDIN (generación y transmisión) y los resultados de la metodología aportada por Pace (distribución). Es importante que el próximo estudio de tarifas utilice la información regional, para confirmar o actualizar los criterios de regionalización de las tarifas eléctricas.

3.5 Actualización de las proyecciones de ingresos requeridos

Ingresos requeridos

El GT actualizó los IR a partir de nuevas proyecciones financieras, basadas en datos contables de 2004. En estas proyecciones, el GT Incluyó costos financieros de CFE y obligaciones laborales de CFE y LFC, “...en virtud de que estos conceptos forman parte de los costos reales de los organismos”. Indica el GT que la proyección financiera de CFE no incluye gastos ajenos a la explotación, en particular el rubro de costos de conexión.

Aclara el GT que las hipótesis de trabajo de estas proyecciones son las mismas que antes emplearon para el cálculo de ingresos con tarifas basadas en costos marginales, con lo cual los resultados de ambas proyecciones son comparables. Esto, en contraste con el estudio de Pace en el que había desalineamiento entre unas y otras, por diferencias en las hipótesis de demandas, combustibles e inversiones.

Igual que hizo Pace, el GT sumó los IR de CFE y LFC basados en costos contables. En el cálculo del IR de CFE se excluyeron los gastos ajenos a la explotación, pero no se detalla lo que estos comprenden. En el cálculo de los IR para LFC se excluye la compra de energía a CFE, con el fin de sumar los ingresos requeridos por ambos organismos.

Los ingresos requeridos son aproximadamente 30% superiores a los que generan las tarifas a costo marginal.

El GT no logró un consenso sobre cuál es el tratamiento apropiado sobre los conceptos de costo antes aludidos:

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

Ingresos requeridos eficientes

Como siguiente paso, el GT intentó calcular los Ingresos Requeridos Eficientes, mismos que se obtendrían al incorporar (partiendo de la base de costos contables) tres tipos de impactos:

- los incrementos en eficiencia
- la reducción de las pérdidas no técnicas
- el ajuste al valor del aprovechamiento

El GT examinó la información disponible y concluyó que “...no se cuenta con los elementos suficientes que permitan determinar con precisión los efectos de las medidas de eficiencia y reducción de costos arriba mencionadas.” Por lo tanto, el GT no presenta un cálculo de los IRE.

Además, el GT considera necesario analizar más a fondo las reducciones a costos de operación (productividad) y el ajuste al aprovechamiento.

Comentarios al trabajo del GT

Lo elevado de la brecha de ingresos se debe, por una parte, a la exclusión que se hizo de varios conceptos de gasto al calcular ingresos con tarifas a costo marginal y, por otra, a que el cálculo de los ingresos requeridos incluyó los estimados para LFC, lo cual incluye niveles de costo muy altos. Como ya se señaló, los costos de LFC no son apropiados para la determinación de las tarifas objetivo.

Uno de los encargos que aquí se atienden, en el capítulo 4, es el de emitir recomendaciones sobre el manejo de los conceptos de costo sobre los que el GT no obtuvo consensos. Ahí mismo se tratan los temas relativos a productividad y aprovechamiento.

3.6 Recomendaciones del GT

El GT recomienda:

1. Revisar los criterios de diseño de las tarifas horarias, con atención a: regiones y niveles de tensión; períodos horario-estacionales; distribución de costos de capacidad entre los cargos de demanda y energía
2. Actualizar estructuras de tarifas horarias con base en los costos marginales CM y los resultados del punto 1
3. Actualizar los modelos de asignación de costos contables

Considera el GT que estos estudios se pueden realizar con la información disponible. Añade que para concluir con la actualización del estudio de Pace se requiere atender los puntos pendientes para revisar la determinación de los IRE.

Además, existen temas pendientes de desarrollar, para lo cual el GT considera que se requiere que personal independiente, bajo la coordinación y supervisión del GT, realice estudios específicos de dos tipos:

1. Estudios relacionados con la contabilidad
 - **Cuentas tarifarias.**- sistema de cuentas para efectos tarifarios; separando activos que no contribuyen a la prestación del servicio público de energía eléctrica.
 - **Pasivo laboral:** analizar su composición, estudiar procedimientos de cálculo y registro, teniendo en cuenta la legislación vigente y comparando impactos con otros sectores de la economía nacional. Determinar el impacto que el pasivo laboral debe tener en las tarifas, en el contexto de una operación eficiente.

- **Gastos indirectos de oficinas nacionales:** analizar las funciones y actividades de las distintas áreas; evaluar su funcionalidad y desempeño.
- **Aprovechamiento:** incluir únicamente activos pagados con recursos públicos (patrimonio); analizar el valor de los activos y las tasas de depreciación; evaluar el posible establecimiento de un aprovechamiento en LFC; precisar las modificaciones necesarias al marco jurídico.

2. Estudios relacionados con eficiencia y productividad

- **Costos de operación:** Reducción de costos en las áreas de distribución de CFE y LFC; determinar las áreas de oportunidad y establecer programas viables
- **Pérdidas técnicas y no técnicas:** realizar un estudio para cada organismo; estimar los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas en los distintos segmentos de operación y por nivel de tensión; y establecer programas viables
- **Perfiles de carga:** caracterización de perfiles de clases de usuarios de tarifas no horarias para mejor asignar los costos entre las distintas clases de usuarios.

No tengo comentarios sobre esta sección. En el capítulo 5 presento un resumen de conclusiones y recomendaciones.

4. Sistema de Cuentas Regulatorias y examen de diversos conceptos de costo

4.1 Introducción

Antes de entrar en materia, conviene comentar el procedimiento a seguir para la determinación de la base de costos para el cálculo de las tarifas.

Los temas que se tratan a continuación forman parte del proceso central de la función regulatoria, sobre la cual hay poca tradición y experiencia en México. Las 3 primeras secciones están basadas en la obra de Charles F. Phillips Jr., *The Regulation of Public Utilities*, tercera edición, 1993.

Sistema de cuentas regulatorias estandarizadas

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 se lleva a cabo para fines contables y fiscales. No obstante, hay diferencias entre esas aplicaciones y la contabilidad requerida para fines de tarificación de una empresa regulada.

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, lo que ocurrió en 1887¹⁴. Al nivel federal, el primer sistema de cuentas uniformes para empresas eléctricas lo estableció NARUC (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, con el afán de uniformar criterios entre estados.

Esta historia sugiere que el establecimiento de un sistema de regulación es un proceso dinámico y prolongado. México está en posición de avanzar aprisa en este empeño, gracias a las experiencias de otros países y al régimen federal

¹⁴ Phillips Jr., Charles F., *The Regulation of Public Utilities*, Third Edition, 1993, p. 219

vigente, pero la consolidación de una cultura de regulación, asimilada por todos los interesados, llevará varios años en el mejor de los casos.

Para comenzar con este empeño se cuenta con el sistema de cuentas regulatorias estandarizadas diseñado por un grupo de trabajo de CFE y LFC, dirigido por NERA, en 1998. Recomiendo que este sistema se tome como punto de partida.

Conviene reiterar 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 aquella.

2°) El segundo paso consiste en **separar los ingresos y egresos que no forman parte de la actividad regulada.**

En esta etapa se eliminan de la contabilidad regulatoria los ingresos y gastos ajenos al servicio público de energía eléctrica. El sistema de cuentas regulatorias estandarizadas es elemento fundamental para posibilitar esta tarea.

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 debe ser incorporado en el cálculo de las tarifas. A su vez, la empresa regulada tiene la facultad de rebatir la decisión del regulador.

Para eliminar algún concepto de gasto de la base para el cálculo de las tarifas, 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.

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).

En países con tradición regulatoria las diferencias de opinión a menudo se resuelven mediante negociaciones, antes de acudir a una instancia judicial.

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.

4°) En cuarto lugar, está el concepto de **regulación con productividad**.

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 se requiera llevar a cabo estudios para formular un plan integral de productividad con metas a varios años.

Por lo tanto, el regulador y la empresa establecen programas para aumentar la eficiencia hasta alcanzar un estándar adecuado, con plazos compatibles con las inversiones necesarias para alcanzar las mejoras 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, y lo puede hacer de dos maneras:

1.- La regulación por incentivos: conocida como el método IPR – X. 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 (IPR) y asimila la diferencia mediante incrementos en su productividad (englobados en X). 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 y la empresa tiene incentivos para superar las metas establecidas.

En México ambos métodos pueden utilizarse en paralelo, de la manera siguiente. Toca a los consejos de administración de los organismos de estado realizar su conducción estratégica y supervisarlos en su eficiencia y en sus resultados. Se recomienda que un programa de productividad forme parte de un contrato de desempeño entre el consejo de administración y el organismo. El regulador puede tomar en cuenta las metas establecidas en el contrato de desempeño, como una guía para la fijación de los ajustes a las tarifas objetivo.

Los avances en productividad se traducen en tarifas objetivo más bajas. En consecuencia, los incrementos en productividad se canalizan directamente a las tarifas que se encuentran en un nivel adecuado. En el caso de tarifas deficitarias la mayor productividad reduce los niveles de los subsidios

Los cuatro conceptos de gasto

A continuación se examina el tratamiento de los cuatro conceptos de costo que el GT decidió excluir del cálculo del costo marginal. Pero antes, conviene poner en perspectiva la magnitud de cada uno de estos conceptos de costo pues, el esfuerzo por mejorar su manejo debe ser conmensurable con la magnitud del problema.

El GT estimó para el año 2005, los montos siguientes (medidos en miles de millones de pesos de diciembre de 2004) para 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

En las secciones siguientes se examina cada una.

4.2 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 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, incluida en el gasto corriente, es la que en rigor corresponde pagar a los usuarios actuales del servicio eléctrico.

Consistente con los conceptos anteriores, la solución que propongo es a largo plazo, separando los compromisos históricos de los futuros, y consiste de los elementos siguientes:

1°) Iniciar un nuevo régimen de pensiones con una reserva fondeada para los trabajadores nuevos. 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 también de los costos marginales.

2°) El gobierno, en representación de los dueños de los organismos, establecería 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 (suponiendo que la definición del aprovechamiento se corrige para aplicarse solamente sobre el patrimonio). Los intereses devengados por el cuasicapital forman parte del cálculo de los ingresos requeridos, pero no participan en el cálculo de los costos marginales.

Los arreglos anteriores podrían formalizarse mediante convenios 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 (¿exentos del IETU?) los convenios con los sindicatos deberían incluir una cláusula en la cual se estableciera que la PTU sería destinada al pago de la capitalización del nuevo fondo de pensiones y al pago de los intereses del cuasicapital.

4.3 Costos asociados a las pérdidas no técnicas

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:

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Pérdidas en transmisión (%)						
CFE	2.33	2.36	2.24	2.19	2.14	1.96
LFC	4.11	2.47	2.69	2.80	2.96	2.86
Pérdidas en distribución (%)						
CFE	10.95	11.14	10.60	11.01	11.22	11.62
LFC	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. Por otra parte, una condición para aproximarse a la eficiencia en pérdidas totales, es la reducción de las pérdidas no técnicas hasta un nivel tal que resulten insignificantes y, su impacto en el gasto, despreciable.

En años recientes, y como resultado de un ambicioso programa de inversiones financiado mediante el esquema Pidiregas, las pérdidas en redes de transmisión han caído en porcentaje, en ambos organismos. 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 geográficas y de carga de CFE probablemente se ubica en torno a 8%. En estas condiciones las pérdidas no técnicas son insignificantes.

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.

En LFC las pérdidas de distribución son extremadamente altas. Son superiores a 30% en 2005 y a 32% en 2006. Para 2007 la Ley de Presupuesto Federal instruye a LFC a presentar una estrategia para reducir las pérdidas. En la fase 1 de este trabajo presenté un resumen de las metas del programa de LFC y mencioné que son modestas. Sin embargo, el problema de las pérdidas técnicas 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.

LFC informa que las pérdidas no técnicas en distribución alcanzan el 18.6% en 2006; más de la mitad del total. Estas pérdidas constituyen el componente más importante del problema. El problema es más de carácter social que técnico. Su

solución requiere revertir una cultura de uso ilícito de la energía, así como la implantación de controles efectivos y penas disuasivas, con el apoyo de otras instancias externas a los organismos suministradores.

Recomendaciones

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

Los programas de reducción de pérdidas debían formar parte de los programas generales de productividad que se comentaron en la sección 4.1

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 estas últimas 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.

4.4 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. En el caso de CFE esto comprende 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 requeridos¹⁵; (además de las actividades de operación propias de cualquier empresa eléctrica). Estas funciones extraordinarias las realiza CFE por medio de la Subdirección de Programación y la Dirección de Proyectos de Inversión Financiada, respectivamente.

Además,

¹⁵ Artículos 3 y 7 de la LSPEE

3°) Las funciones que la normatividad le impone a la CFE. Una parte significativa de las tareas que CFE realiza en sus oficinas nacionales se refiere a responder cuestionamientos y a seguir trámites establecidos por 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 de Trabajo 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.

Como parte del programa de productividad antes propuesto, que formaría parte fundamental del convenio de desempeño entre consejo de administración y organismo, se debe 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, sin ahorro neto. 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.

4.5 Costos de conexión

En circunstancias ordinarias de nuevos servicios en zonas con infraestructura disponible, los costos de conexión los absorben los suministradores (acometida y medidor), y el usuario solamente paga un depósito de garantía.

Para otras circunstancias, 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, 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, y en ocasiones las aportaciones exceden la participación estricta de un usuario, en cuyo caso dicho excedente se le compensa posteriormente ya sea mediante energía eléctrica o con un reembolso por parte de CFE.

En las cuentas regulatorias estandarizadas estos activos financiados mediante aportaciones de los usuarios 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.

Los costos de conexión que cubre CFE si forman parte de los ingresos requeridos.

5. Resumen de conclusiones y recomendaciones

El estudio de Pace

Recomiendo la aplicación del modelo de SIGLA a cada una de las divisiones de distribución de CFE y las de LFC con varios propósitos:

- sistematizar la identificación de proyectos de inversión,
- calcular los costos marginales de largo plazo de capacidad de distribución,
- realizar estudios de eficiencia comparada entre todas las distribuidoras en el país,
- estructurar programas de productividad en distribución y establecer metas anuales de productividad para cada distribuidora.

Recomiendo desarrollar e implantar la propuesta sobre la definición ex-ante del subsidio para cada usuario. Se pueden inferir los elementos básicos de la propuesta: estimar ex-ante los subsidios para el año siguiente; definirlos como un monto anual fijo e incluir los montos mensuales estimados en cada recibo. Se entiende que la factura indicaría el costo total del servicio; a este monto se le restaría el monto del subsidio previamente definido; y el usuario pagaría la diferencia. El usuario tendría incentivos para ahorrar energía. Si su consumo excede el patrón estimado (podría ser el consumo mensual del año anterior) tendría que pagar una cantidad mayor a la estimada, y viceversa. La adopción de esta propuesta podría conducir a, cuando menos, la estabilización de los subsidios en sus niveles actuales.

De acuerdo con las propuestas de Pace (2004) y de NERA (1998-9), se recomienda, rediseñar las tarifas no horarias procurando que la mayor parte de los usuarios reciban una señal de precio marginal en sus consumos marginales.

Estudios sobre usuarios

Coincido con EdF (1991) y con Pace (2004) en que el GT debe dar prioridad a la realización de estudios detallados de los perfiles de carga por clases de usuarios; incluyendo estudios prospectivos de las curvas de carga

Se requiere información confiable, sobre curvas de carga y elasticidades de demanda por clase de usuarios, desagregada al nivel de cada tarifa existente o por establecerse. Debido a su impacto en los subsidios, estos estudios son particularmente importantes para cada una de las tarifas residenciales (1A a IF y DAC) que comprenden usos de aire acondicionado.

Esta información permitirá:

- 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 ellas,
- 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.

Metodología para el diseño de las tarifas eléctricas

Recomiendo mantener los principios fundamentales del diseño de tarifas adoptados en México en 1991, bajo la guía de Electricité de France y Endesa de Chile. Estos principios consisten en:

- 1°) Cálculo de los costos marginales de largo plazo.
- 2°) Diseño de estructuras de las tarifas con base en los costos marginales de largo plazo (tarifas teóricas) y con factores de diseño.
- 3°) Cálculo de los ingresos requeridos por CFE, con base en sus proyecciones financieras.
- 4°) Asignación de la brecha de ingresos y ajuste de nivel a las tarifas teóricas para que generen los ingresos requeridos (tarifas objetivo).
- 5°) Ajustes a las tarifas vigentes para que sean iguales, o se acerquen gradualmente, a las tarifas objetivo.

Se recomienda que CFE prepare un documento detallado que, de manera integral, describa los pasos que se siguen para la realización de un estudio de tarifas completo. El documento debe incluir la descripción de cada modelo utilizado, indicando cada uno de sus datos de entrada y de sus resultados de salida; cada uno de sus parámetros e hipótesis; y el detalle de los procesos seguidos para el manejo de la información.

Pace no pudo disponer de una corrida del modelo EXPANDIN, aparentemente porque el modelo no estaba adecuadamente calibrado en esa época. También escuché dudas de la SENER sobre la funcionalidad de los módulos de los modelos de proyecciones financieras en 2005. Es importante que CFE informe cuál es el estado que guarda cada uno de los modelos utilizados en los estudios de tarifas eléctricas y sobre su capacidad actual para utilizarlos como herramienta efectiva de planificación.

Las recomendaciones específicas están organizadas de acuerdo con los títulos anteriores.

Cálculo de los costos marginales de largo plazo.

Conviene que durante la próxima actualización del estudio de tarifas se haga uso cabal de los modelos WASP y EXPANDIN para asegurar que el cálculo de los costos marginales de capacidad de transmisión es correcto. Con el procedimiento seguido por el GT en 2006 se perdió la información regional del SIN. La correspondiente a energía está disponible en los resultados del modelo DEEM; la de capacidad debe obtenerse mediante el modelo EXPANDIN (generación y transmisión) y los resultados de la metodología aportada por Pace (distribución). Es importante que el próximo estudio de tarifas utilice la información regional, para confirmar o actualizar los criterios de regionalización de las tarifas eléctricas.

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.

Los costos de los combustibles colocados en planta varían mucho entre regiones, particularmente para el gas natural el combustóleo 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 una variable fundamental que sustente la decisión de mantener o revisar la regionalización de las tarifas.

Coincido con Pace en la conveniencia de representar cada hora la demanda en las horas de punta. Para otros períodos horarios habría que ponderar las ventajas de una representación desagregada de la demanda con los costos de manejar modelos más complejos.

Se recomienda 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 del dinero para el gobierno, incluyendo una prima de riesgo. Este parámetro debe revisarse periódicamente en función de las condiciones en los mercados de capital y el riesgo país.

En relación con los ciclos combinados, de acuerdo con la observación hecha por Pace, conviene revisar los montos de los costos de operación y mantenimiento. Además, los factores de corrección por altitud y temperatura son significativos y muy variables; se recomienda que CFE haga explícitos en el COPAR estos factores (promedios), para los distintos nodos considerados en el modelo Expandin.

Diseño de estructuras de las tarifas con base en los costos marginales de largo plazo (tarifas teóricas)

Se recomienda que CFE presente detalladamente al GT el procedimiento de asignación de costos marginales a cada clase de usuarios.

Se recomienda precisar cuándo se revisaron o actualizaron los factores de diseño de las tarifas horarias basadas en costos marginales y, si es conveniente, elaborar los estudios de actualización correspondientes.

Calculo de los ingresos requeridos

Se recomienda conservar la política de calcular los ingresos requeridos por CFE y usarlos como base para definir el nivel requerido de las tarifas, es decir, para calcular los ingresos que, en conjunto, deben generar las tarifas objetivo. A LFC se le aplican las mismas tarifas objetivo y el cálculo de sus ingresos requeridos permite medir el déficit adicional que se financia con transferencias del gobierno federal.

Coincido con el GT en la importancia de establecer un sistema de cuentas regulatorias estandarizadas. Recomiendo tomar como punto de partida el sistema diseñado por un grupo de trabajo de CFE y LFC, dirigido por NERA en 1998-9.

Es importante que LFC desarrolle un modelo de proyecciones financieras, para facilitar el estudio sistemático de temas financieros del organismo.

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 distintas modalidades de generadores privados.

Para proyectar los ingresos requeridos se recomienda aplicar el método de regulación por incentivos, que incorpora mejoras en productividad.

Asignación de la brecha de ingresos y ajuste de nivel a las tarifas teóricas para que generen los ingresos requeridos (tarifas objetivo).

Mencioné dos métodos para asignar la brecha de ingresos: (1) en proporción a los ingresos que genera cada tarifa basada en costos marginales (método de equidad) que se ha empleado antes en México y (2) método de Ramsey; en proporción inversa a la elasticidad precio de la demanda de cada clase de usuarios. Con este procedimiento se obtiene el beneficio social óptimo.

Corresponde al gobierno decidir si se aplica el criterio de eficiencia económica o el de equidad. No obstante, mientras no se cuente con buenos estudios de elasticidades precio de la demanda es preferible mantener el principio de equidad. Además, el método de Ramsey implica la necesidad de comunicar una política que a la mayoría de los usuarios le parecerá injusta.

Ajustes a las tarifas vigentes para que sean iguales, o se acerquen gradualmente, a las tarifas objetivo.

Tarifas horarias.

- Deben mantener estructuras que reflejen los costos marginales actuales. Se requiere realizar un nuevo estudio de tarifas que defina las tarifas teóricas actualizadas y basar en ellas la revisión de las estructuras de las tarifas horarias.
- Se recomienda ampliar su aplicación a nuevas clases de usuarios; para ello se deben diseñar opciones de tarifas de corta utilización.

Tarifas no horarias.

- Conviene que den una señal de precio igual a costo marginal para los consumos marginales de la mayor parte de los usuarios. Los demás cargos serán fijados de tal forma que cada tarifa objetivo recupere el ingreso requerido que le corresponde.

Tarifas regionales y estacionales.

- Como mínimo, en las áreas BC y BCS se requiere mantener tarifas específicas para esas áreas. Por su marcada estacionalidad se recomienda establecer tarifas estacionales para niveles de tensión medios y bajos, incluyendo las residenciales, que reflejen los costos marginales de verano.
- Los resultados de estudios de costos marginales serán la base para mantener o revisar las tarifas regionales y estacionales en el SIN.

Subsidios.

- Debe establecerse una política de largo plazo para reducir los subsidios a las tarifas residenciales y de riego agrícola. Los ajustes mensuales sostenidos, ligeramente superiores a la inflación, han mostrado ser la técnica más exitosa.
- Subsidios de verano.- Es importante eliminar los subsidios de verano a las tarifas residenciales o transferir su administración y el financiamiento a los gobiernos estatales y locales.
- Se recomienda desarrollar el concepto de la definición ex-ante del subsidio y su aplicación mensual para dar incentivos al ahorro de energía.
- También conviene examinar la sustitución de los subsidios por la vía de las tarifas mediante ayudas directas en programas como Oportunidades y otros de ayuda directa al campo.

Tarifas residenciales.

- Para que la señal marginal de precio sea viable para la mayor parte de los usuarios residenciales se requiere discriminar entre niveles de consumo, (como actualmente distinguen los cargos para consumos bajo e intermedio en las tarifas 1 a 1F). Conviene establecer varias tarifas basadas en umbrales de consumo; el paso de una tarifa a otra sería por el registro de los últimos doce meses de consumo como actualmente ocurre con la entrada a la tarifa DAC.
- Se recomienda ofrecer una tarifa horaria 1H.

Tarifas de servicios.

- Las tarifas de alumbrado público actuales no tienen sustento económico. Se recomienda establecer tarifas 5 y 5M para baja y media tensiones, respectivamente.
- La tarifa de bombeo (tarifa 6) debe eliminarse y sus usuarios incorporarse a tarifas de usos generales.
- Tarifa de uso temporal (tarifa 7). Coincidió con Pace en que los usuarios de no deben pagar cargo por demanda.

Tarifas para riego agrícola.

- Las tarifas 9 y 9M sirven para separar a los usuarios por nivel de tensión. Se requieren estudios regionales específicos de perfiles de carga para decidir la conveniencia de nuevas modalidades de tarifas regionales y/o estacionales. Las tarifas 9CU y 9N deben justificarse con criterios económicos o eliminarse.

Otros temas de interés para el GT

Costos de pensiones

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

1º) Iniciar un nuevo régimen de pensiones con una reserva fondeada para los trabajadores nuevos. 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.

2º) El gobierno, en representación de los dueños de los organismos, establecería 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 (suponiendo que la definición del aprovechamiento se corrige para aplicarse

solamente sobre el patrimonio). Los intereses devengados por el cuasicapital forman parte del cálculo de los ingresos requeridos, pero no participan en el cálculo de los costos marginales.

Los arreglos anteriores podrían formalizarse mediante convenios 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 los convenios con los sindicatos deberían incluir una cláusula en la cual se estableciera que la PTU sería destinada a la capitalización del nuevo fondo de pensiones y al pago de los intereses del cuasicapital.

Pérdidas

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

Los programas de reducción de pérdidas debían formar parte de los programas generales de productividad.

Costos de oficinas nacionales

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

Costos de conexión

Conviene 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.

Los costos de conexión que cubre CFE si forman parte de los ingresos requeridos.

6. Reflexión final

- El diseño de las tarifas eléctricas debe sustentarse en criterios claros, congruentes y eficaces. Se recomienda, en todos los aspectos del proceso de diseño de tarifas en que esto sea posible, continuar utilizando criterios económicos, porque estos conducen a una situación de bienestar social máximo¹⁶.
- La calidad del diseño de las tarifas depende de la información disponible y de los modelos matemáticos que se tengan para procesarla. En México se cuenta con sistemas sofisticados de información y para su procesamiento, pero se requiere avanzar mucho en conseguir información adicional, particularmente en relación con los usuarios y en el perfeccionamiento de los modelos y el procesamiento de la información.
- Los subsidios no deben estar en la mente de los analistas responsables del diseño de las tarifas; los subsidios vienen después. Las desviaciones a las tarifas objetivo deben derivarse de políticas sociales explícitas y manejarse separadamente. Conviene que en el vocabulario de uso general las tarifas objetivo sean “las tarifas” y los subsidios queden identificados por separado.
- No existe una política de tarifas apropiada que sea universal ni permanente. La política debe adecuarse a la tecnología, al marco jurídico y al marco institucional. Se puede actuar sobre los marcos jurídico e institucional; la tecnología evoluciona sin pedir permiso y sus cambios modifican estructuras de oferta y de demanda. La política debe mantenerse actualizada y adecuarse a las circunstancias cambiantes.
- Mientras subsista el modelo de industria eléctrica actual, y mientras México no cuente con una mejor alternativa, el método en vigor para la determinación y el diseño de las tarifas es el que considero adecuado. Es claro, coherente, compatible con nuestro marco jurídico e institucional.
- Pero el diseño de tarifas necesita actualizarse de manera permanente y las bases de información y procedimientos ser sometidos a una constante búsqueda de mejoras.
- En la tercera fase de este estudio haré recomendaciones para actualizar el diseño de las tarifas y para aplicar ajustes a las tarifas en vigor. Asimismo, presentaré propuestas para mejorar el proceso de diseño de las tarifas.

¹⁶ Con todas las limitaciones que implican la información imperfecta y lo imperfecto de los mercados en la economía

ANEXO 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 refiere 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 formulación y evaluación de proyectos de generación y transmisión. Esta publicación es fundamental para el manejo sistemático y coherente de datos y parámetros en los estudios 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 su plazo de ejecución y su 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, en conjunto, deben generar las tarifas objetivo.

MR.- margen de reserva. Es el cociente 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.

PISE.- programa de inversiones del sector eléctrico

POISE.- programa de obras e inversiones del sector eléctrico. Es el producto final más importante del ciclo de planificación anual que lleva a cabo la CFE. Comprende proyecciones a 10 años.

POSE.- programa de obras del sector eléctrico

PPC.- Probabilidad de pérdida de carga. Es factor de diseño fundamental para los modelos de confiabilidad. (LOLP 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 diseñados en función de los costos marginales de largo plazo

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 en inglés).