

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

EVALUACION DEL DESEMPEÑO
DEL SECTOR ELETRICO COLOMBIANO

TOMO 1

1970 / 90

9323

1791

República de Colombia

**EVALUACION DEL DESEMPEÑO
DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
1970-1990**

Seminario

**MARCO CONCEPTUAL, ALCANCE Y RESTRICCIONES
DE LA APLICACION DE COSTOS MARGINALES
EN EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO**

Santa Marta, marzo 13 al 15 de 1991

Centro de Convenciones Hotel Santamar

35-068

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO
DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

BANCO MUNDIAL
FEN
EPM

35-068

333,79,375
AR 666
EJ.1

195
231-233
232

MARCO CONCEPTUAL, ALCANCE Y RESTRICCIONES
DE LA APLICACION DE COSTOS MARGINALES
EN EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

**MARCO CONCEPTUAL, ALCANCE Y RESTRICCIONES
DE LA APLICACION DE COSTOS MARGINALES
EN EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO***

**BENJAMIN ARBOLEDA VILLA
Jefe Sección Estudios Tarifarios
Interconexión Eléctrica S.A.**

MARZO DE 1991

* Las ideas acá expuestas son de responsabilidad absoluta del autor.

1. INTRODUCCION

Dos decisiones recientes del Gobierno Nacional, la fijación de tarifas eléctricas en valores próximos a los costos incrementales de largo plazo y la iniciación de un proceso de internacionalización gradual de la economía, han llevado a las empresas del sector eléctrico, a empresarios e industriales, y a la opinión pública en general, a hacer, de los costos de suministro de energía un tema obligado de discusión.

Por la orientación que van tomando los debates se observa que hay un grado alto de incomprensión de las bases conceptuales y metodológicas del cálculo de costos marginales, de su alcance y de sus limitaciones.

Es, pues, pertinente, hacer una exposición tan detallada y completa como sea posible de los elementos que entran en juego en la definición de una metodología de cálculo de costos marginales, de las premisas económicas que la sustentan, de las aproximaciones obligadas por las limitaciones de información, de su estado actual de desarrollo y de sus perspectivas de evolución.

No menos importante será referirse a las bondades y limitaciones de una política de precios basada en costos marginales.

2. OBJETIVOS

Nos proponemos exponer los elementos teóricos en que se apoya la política tarifaria del sector eléctrico colombiano, basada en costos marginales de producción y distribución de energía.

transformación de un monopolio estatal en monopolio privado.

Los monopolios estatales, cuando su privatización no se justifica, deben ser administrados en una forma eficiente. Esta es la palabra clave: eficiencia. ¿Y qué mejor manera de ajustarse a patrones de eficiencia que administrando la empresa estatal como se haría si estuviera inmersa en un mercado competitivo? Sus precios estarían basados en unos costos marginales que corresponderían a planes de mínimo costo.

¿Dónde podrá ser más eficaz el Estado: en el manejo eficiente de monopolios estatales, o en el control efectivo de monopolios privados? La definición de una política de privatización debe empezar dándole una respuesta a esta pregunta.

Las empresas del sector eléctrico constituyen uno de esos monopolios denominados naturales. Sólo un proveedor puede suministrar el servicio en un lugar determinado. Aunque esto no es estrictamente cierto para empresas generadoras, la magnitud de las inversiones y las características del mercado les da también el carácter de monopolios.

Para el sector eléctrico - en cuanto monopolio estatal, y dentro de una perspectiva de apertura - el objetivo supremo es la administración de todas sus empresas según criterios de eficiencia económica. Para ello, las políticas que deben seguirse son las que corresponderían, en las empresas del sector, a un mercado competitivo: sus tarifas, basadas en sus costos marginales; su expansión, la de mínimo costo (o, en

términos más amplios, la de máximo beneficio social neto).

Mirando las cosas desde el lado del consumidor nos encontramos con que un sector amplio de la población carece de los recursos económicos suficientes para cubrir el costo del servicio de energía. Su capacidad de pago lo excluye de un bien de primera necesidad. Para evitar esta exclusión, socialmente indeseable, habrá que subsidiar a los sectores más necesitados de la población. Con este propósito, la empresa estatal, sin renunciar a los costos marginales como referencia tarifaria, debe diseñar políticas de subsidios cuyos efectos financieros pueda controlar. Esas políticas contemplarán la posibilidad de cruce de subsidios entre grupos de consumidores.

De la magnitud de los subsidios dependerá la viabilidad de una política de autosuficiencia financiera en las diferentes empresas del sector. No es, pues, la autosuficiencia, un punto de partida en la definición de pautas de gestión para el sector eléctrico. De una política de precios basada en costos marginales, acompañada de un esquema de subsidios dependiente de la capacidad de pago de la población, se podrá determinar si la autosuficiencia financiera es una meta alcanzable. De no serlo, el Estado sabrá cuál es el costo social del suministro de electricidad a los consumidores que no tienen con qué pagarla.

4. EL COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LARGO PLAZO (CIPLP)

Cuando se examinan la oferta y la demanda de energía eléctrica, el costo marginal es un concepto que tiene sentido en un tiempo y en un lugar determinados. Para empezar, el suministro de electricidad consta de dos servicios claramente diferenciados: capacidad (potencia) y consumo (energía). Una cosa es la capacidad de las "máquinas" (generadores, líneas, subestaciones, etc.) necesarias para la generación y transmisión de la energía; otra, el "combustible" (carbón, gas, agua, etc.) que se utiliza en su producción. Hay, pues, costos marginales de energía y costos marginales de potencia.

En el tiempo, tenemos costos marginales de corto y largo plazo. Los de corto plazo no contemplan incrementos en la capacidad de las "máquinas", son costos básicamente de combustible; los de largo plazo incluyen costos de inversión en nueva capacidad.

En un sistema hidrotérmico como el colombiano, las condiciones hidrológicas determinan variaciones estacionales en los costos. Son más altos los costos en el verano que en el invierno.

La demanda de energía y potencia tiene variaciones durante el día que dependen de las necesidades de los diferentes tipos de consumidores: residenciales, comerciales, industriales. El resultado es una curva diaria de carga con unos picos en los cuales el costo de suministro es más alto por la necesidad de utilizar recursos más costosos. Además, son estos picos los que condicionan los requerimientos de capacidad en el

sistema.

Los consumidores se conectan a los diferentes niveles de tensión que ofrece el sistema. Los costos marginales, por supuesto, son más bajos en los niveles altos de tensión, y más altos en los niveles bajos.

Las exigencias que los consumidores le hacen al sistema de suministro dependen de sus patrones de consumo (curvas de carga) y del nivel a que se conectan. De ahí que sea tan importante analizar las curvas de carga de los diferentes tipos de consumidor para mejorar la asignación de los costos del sistema a sus usuarios.

Según nuestras premisas de eficiencia económica, deberíamos calcular costos marginales sobre planes óptimos de expansión. Infortunadamente, la complejidad de los sistemas de transmisión y distribución de energía ha impedido el desarrollo de modelos explícitos de optimización. Aunque a nivel de generación disponemos de metodologías para determinar planes de mínimo costo, los parámetros de costo utilizados (de combustibles y de racionamiento) nos impiden afirmar que los planes resultantes sean, en sentido estricto, óptimos. En todo caso, son criterios de mínimo costo los que guían las inversiones tanto en generación como en transmisión y distribución.

Una aproximación aceptable al costo marginal estricto la constituye el costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP). Este no es más que la relación, en un horizonte de planeación, entre los costos necesarios para atender una demanda y la demanda misma. Es un costo unitario asociado a una demanda proyectada. En el

costo incremental se promedian las variaciones entre el corto y el largo plazo y los efectos resultantes del carácter puntual y discreto de las inversiones (indivisibilidades).

Para que los costos incrementales sean una señal de eficiencia, los planes de inversión deben corresponder a la demanda proyectada. En la práctica, entonces, en lugar de costos marginales asociados a planes óptimos, calculamos costos incrementales promedio correspondientes a planes ajustados a la demanda, elaborados según criterios de mínimo costo.

Nos interesa el costo incremental en cuanto señal de eficiencia económica. Por eso no podemos perder de vista las condiciones bajo las cuales operaría el sistema eléctrico si se desarrolliera en un mercado competitivo.

5. COSTOS DE GENERACION E INTERCONEXION

Para la elaboración de planes de expansión en generación, el sector eléctrico posee metodologías de optimización y simulación con las cuales puede, para unos niveles de confiabilidad y costos de racionamiento dados, determinar programas de generación e interconexión de mínimo costo. Estos programas están conformados por un conjunto de proyectos de generación y por las líneas de conexión y de refuerzo que sean necesarias para transportar toda la energía generada en el sistema.

Con los cronogramas estimados de inversión de los proyectos que conforman el plan óptimo se configura el

plan de inversiones necesario para atender la demanda de energía y potencia en el horizonte de planeación. En estos cronogramas no se incluyen gastos financieros por cuanto lo que queremos calcular son costos económicos, esto es, costos que incluyen el costo de oportunidad del capital.

Las proyecciones de demanda, de otra parte, se obtienen con un modelo econométrico que permite hacer estimativos regionales y sectoriales de consumo de energía. Con proyecciones de pérdidas y de factores de carga se estiman demandas esperadas de energía y potencia en el largo plazo.

Para que el costo incremental sea una señal de lo que realmente cuesta el suministro de la energía y la potencia al nivel de interconexión, debe asegurarse que existe equilibrio entre oferta y demanda en el horizonte seleccionado. Los desequilibrios temporales, producto de la indivisibilidad de las inversiones, son suavizados al calcular un costo promedio en el largo plazo.

En la última evaluación de costos realizada en el sector (1990), la fecha inicial del horizonte de cálculo del costo de generación e interconexión hubo que desplazarla hasta 1997, cuando se estimaba la entrada en operación de Urrá I. Con esta escogencia del punto de partida se quiso evitar la distorsión que en la señal de costo introduciría un proyecto que, como el de Guavio, claramente no hace parte de una secuencia óptima de expansión. En términos de eficiencia económica, una secuencia no óptima no puede ser la base para el cálculo del costo marginal.

En lugar de costos marginales estrictos de energía y potencia - para los cuales habría que optimizar y simular la operación del sistema nacional en el horizonte de planeación - se calculan, a nivel de generación e interconexión, costos incrementales promedio de largo plazo. En un sistema como el colombiano, donde el pico se cubre con generación hidráulica, no tiene sentido utilizar referencias térmicas (turbinas de gas, por ejemplo) para estimar costos marginales de capacidad.

Se ha escogido, para calcular los costos incrementales a nivel de interconexión, un procedimiento que constituye una buena aproximación. Consiste en asignar las inversiones en proyectos de generación y líneas y subestaciones de interconexión a los servicios de energía y potencia y calcular, con estas asignaciones, un costo incremental de energía y uno de potencia.

En proyectos hidráulicos, la inversión en capacidad por encima de la requerida para entregar la energía firme, se asigna al servicio de potencia. El resto de las inversiones se asigna al servicio de energía. El procedimiento detallado incluye otros elementos, pero esto es esencialmente lo que se hace.

Las inversiones en proyectos térmicos, en un sistema hidrotérmico que se expande por necesidades de energía, no se asignan en su totalidad, como es el caso en sistemas térmicos, al servicio de potencia. La ubicación de la energía de estos proyectos en la curva de carga del sistema y sus factores de utilización servirán de guía para asignar sus inversiones a los servicios de energía y potencia.

Las líneas de interconexión no se diseñan para transportar únicamente la energía firme de los proyectos. Ellas están dimensionadas en función de las cantidades de energía que deben ser entregadas en las horas pico. Las inversiones, por lo tanto, deben ser distribuidas entre los servicios de energía y potencia.

El factor de utilización de las líneas es una buena referencia para la asignación de estas inversiones a los servicios de energía y potencia.

En proyectos hidráulicos de propósito múltiple, únicamente las inversiones asociadas a la producción de electricidad deben ser tenidas en cuenta en el cálculo del costo incremental. Incluir la totalidad de las inversiones del proyecto da lugar a una sobreestimación en el costo que distorsiona la señal de eficiencia.

El plan óptimo de expansión en generación corresponde a un nivel de confiabilidad dado. La señal de costo, en consecuencia, corresponderá a ese nivel de confiabilidad. Niveles de confiabilidad más altos, tendrán costos mayores.

Además de los costos de inversión, los costos incrementales incluyen gastos de combustible, administración, operación y mantenimiento.

La demanda incremental, en el plan de expansión vigente, será atendida con energía hidráulica. Esto significa que en términos estrictamente marginales la señal de costo no debe incluir costos de combustible. Sin embargo, el sistema de generación tiene un contenido térmico cuyos costos de combustible deben ser

recuperados en alguna forma. Es por esto que al costo incremental de energía se adiciona un costo unitario de combustible obtenido de una simulación del sistema en el horizonte de la expansión.

Con respecto a los gastos AOM (Administración, Operación y Mantenimiento), es práctica corriente hacer estimativos de gastos por unidad de capacidad y por kilómetro de línea, con base en información contable. De todas maneras, los gastos AOM son una parte pequeña del costo de generación e interconexión.

Mientras los planes de expansión en generación sean elaborados para atender una demanda nacional a mínimo costo, el costo marginal a nivel de interconexión debe ser único. No tiene sentido hablar de costos regionales de generación si no están asociados a planes regionales óptimos.

6. COSTOS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

En el Sector Eléctrico Colombiano, además del de interconexión (220-500 kV), se han definido cuatro niveles de tensión para el cálculo de costos incrementales promedio de largo plazo:

| | |
|------------------------------|------------------------|
| Transmisión..... | entre 62 y 115 kV. |
| Subtransmisión..... | entre 30 y 62 kV. |
| Distribución primaria..... | entre 1 y 30 kV. |
| Distribución secundaria..... | menos de 1,000 voltios |

Los planes de expansión en transmisión y distribución, lo mismo que las inversiones requeridas, son realizados

por empresas regionales para sus áreas de influencia (departamentos, municipios). Cada empresa elabora sus planes con el objetivo de atender su propia demanda. Son planes con una cobertura regional o local.

Para el cálculo de costos incrementales por niveles de tensión hay que determinar, en horizontes de planeación, las demandas a ser atendidas y las inversiones necesarias para satisfacerlas.

Las proyecciones agregadas de demanda para cada una de las empresas distribuidoras se obtienen a partir de los resultados del modelo econométrico que da origen a los estimativos de demanda para todo el país. A partir de estas demandas agregadas, el ideal sería disponer de modelos de desagregación para elaborar proyecciones por nivel de tensión en cada empresa del sistema interconectado. Las empresas, en general, no disponen de modelos desarrollados para este propósito.

En el cálculo de costos incrementales, se ha recurrido a diferentes formas de aproximación para determinar factores de distribución de la demanda en los niveles de tensión establecidos. En este campo - el de las proyecciones de demanda por niveles de tensión - tenemos, en el sector eléctrico, mucho camino por recorrer.

Los programas de inversión por nivel de tensión deben corresponder a planes óptimos de cubrimiento de la demanda. Sin embargo, la complejidad del problema de la transmisión y distribución de electricidad hace muy difícil el desarrollo de modelos cuantitativos para determinar planes óptimos. Ante una limitación como

ésta, se trabaja, como en cualquier actividad productiva de similar complejidad, con criterios de optimización parcial, que no son otra cosa que procedimientos de minimización parcial de costos. En la escogencia de los diferentes componentes del sistema se busca minimizar costos o maximizar relaciones beneficio/costo. El mercado, en el sector privado, se encarga de retribuir a los más eficientes; en el sector público, será el control de gestión el que induzca la eficiencia en las inversiones de las empresas estatales.

Por lo menos, cabe esperar que el programa de inversiones haya sido dimensionado para cubrir la demanda proyectada. El equilibrio entre la oferta y la demanda en el horizonte de planeación debe ser establecido con el máximo de precisión posible. Es la primera garantía de eficiencia en la señal de costo.

Al elaborar los programas de inversión es posible que los horizontes para los diferentes niveles de tensión sean distintos. Los planes de expansión en distribución se definen para períodos más cortos que los de transmisión, por ejemplo. De otra parte, las aproximaciones derivadas de la indivisibilidad de las inversiones son mayores para los niveles más altos de tensión. Una obra de transmisión, para citar un caso, puede tener capacidad sobrante por varios años. Lo importante aquí es ser cuidadosos con la definición de los puntos de corte al comienzo y al final del horizonte de planeación. Debemos asegurarnos de que la demanda incremental definida sea la que corresponda al plan trazado de inversiones.

No todas las inversiones se hacen para atender los incrementos en la demanda; dicho de otra manera, no todas están dedicadas únicamente a la expansión del sistema.

Un programa de inversiones a un nivel de tensión cualquiera puede dividirse en tres partes: una, asociada a la demanda actual (remodelación, por ejemplo); otra, al cubrimiento de los incrementos de demanda (expansión); una tercera, asociada a la demanda total (también expansión). De las inversiones asociadas a la demanda actual, algunas servirán para mejorar la calidad del servicio; esto las hará, en una fracción difícil de precisar, asociables a la demanda total. Un programa de remodelación de redes puede mejorar la confiabilidad del servicio y aun aumentar la capacidad de transmisión o distribución.

Para el cálculo del costo incremental promedio tomamos las inversiones que corresponden a la demanda incremental. De las que están asociadas a la demanda total se toma la proporción que correspondería al incremento de demanda. El costo incremental resultante de la relación entre estas inversiones y la demanda incremental es una señal de costo marginal. Una tarifa basada en el costo incremental servirá para recuperar todas las inversiones asociadas a la demanda total, no únicamente las correspondientes a la expansión. Las inversiones en remodelación, por ejemplo, se recuperan con una tarifa basada en el costo incremental, no con base en los costos mismos de la remodelación. Lo importante aquí es la señal de eficiencia inherente al costo incremental. Las consecuencias financieras del manejo de estas señales las discutiremos más adelante.

La señal de costo de que estamos hablando debe ser calculada con base en las inversiones de expansión que se han de recuperar vía tarifas. Las que son cubiertas directamente por los usuarios no pueden ser incluidas en el cálculo del costo incremental. Acometidas, medidores, transformadores de usuarios industriales, entre otros, son ejemplos de inversiones que no pueden tenerse en cuenta al calcular costos incrementales porque los paga directamente el usuario.

Algunas inversiones están relacionadas con el número de suscriptores, no con los incrementos en la demanda. Son los denominados costos de clientela. A estas inversiones debería asociarse un cargo fijo, que con el costo incremental correspondiente a la demanda, constituirían la señal de costo completa para el diseño de una estructura tarifaria. En Colombia, el cargo fijo lo utilizamos para cruzar subsidios entre consumidores residenciales. Como esto no es técnicamente lo más indicado, sería saludable hacer una evaluación de la distorsión que esta práctica introduce. En nuestro cálculo de costos, estas inversiones -cuando no se cobran directamente al usuario- se suman a las asociadas con la demanda incremental.

Las inversiones que algunas empresas realizan para llevar el servicio de energía a sectores de la población de bajos recursos no deben incluirse en el cálculo de costos. Casi siempre son gastos que regularmente deberían ser cubiertos por el usuario. No tienen nada que ver con la demanda incremental. Se trata claramente de un subsidio que las empresas otorgan a usuarios de bajos recursos. Si estas inversiones se incluyen en el cálculo del costo, lo que

se hace es distorsionar la señal al incluir un subsidio que no tiene relación alguna con la demanda.

En los niveles de transmisión y distribución, el problema de la asignación de las inversiones a los servicios de energía y potencia no existe, en términos prácticos. Todas las inversiones, desde un punto de vista estrictamente marginal, deben ser asignadas al servicio de capacidad. Para aclarar esto, imaginemos por un momento un sistema de transmisión en equilibrio oferta-demanda; esto es, un sistema cuyas capacidades de líneas y subestaciones son las justas para atender la demanda en la hora pico. Supongamos que se presenta un incremento de demanda en el sistema, ya sea porque un usuario nuevo se conecta o porque uno de los consumidores habituales aumenta su consumo. Si el incremento se presenta fuera del pico, el sistema puede cubrirlo sin necesidad de incrementar su capacidad; no requiere de nuevas inversiones para atender esa demanda adicional. Habrá que aumentar la capacidad del sistema de transmisión únicamente si el incremento se presenta en las horas pico; y las inversiones se harán para aumentar la capacidad del sistema, no para mejorar las condiciones de suministro de energía. Podría darse el caso de líneas de refuerzo - la excepción, en sistemas bien dimensionados- cuya función fuera transportar energía entre puntos del sistema para mejorar la confiabilidad del suministro; las inversiones en tales líneas se asignarían, probablemente, al servicio de energía. Otras inversiones que se distribuirían entre los servicios de energía y potencia serían las acometidas para suscriptores nuevos. Sin embargo, éstas no plantean problemas de asignación puesto que son cubiertas directamente por los usuarios.

En consecuencia, las inversiones en transmisión y distribución pueden asignarse, sin error apreciable, al servicio de potencia.

Además de las inversiones, el costo incremental promedio por nivel de tensión incluye gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM). Con base en registros contables se hacen estimativos globales de estos gastos; para su desagregación por niveles de tensión no existen procedimientos definidos. Sería importante unificar criterios de distribución por niveles y establecer índices razonables de gasto que puedan utilizarse como referencia.

7. AJUSTES POR PERDIDAS FISICAS

Una vez obtenidos los costos incrementales para cada uno de los niveles de tensión del sistema se procede a su acumulación de arriba hacia abajo para que el costo asociado a un punto cualquiera sea la suma de los costos necesarios para suministrar el servicio en ese punto. En este proceso de acumulación se incluyen también las pérdidas físicas de energía y potencia en cada nivel de tensión.

Las pérdidas físicas que actualmente se emplean en la evaluación de costos corresponden a estimativos de las empresas distribuidoras en diferentes épocas. La calidad de estos estimativos es muy desigual. En todos los casos, son pérdidas estimadas del sistema en operación. Nada se dice sobre la optimalidad de tales índices de pérdidas.

La señal de costos debe corresponder, también aquí, a patrones de eficiencia en índices de pérdidas físicas por nivel de tensión. Como aproximación, más que índices actuales, deberíamos utilizar metas establecidas en programas de reducción de pérdidas. Estas metas, para ser utilizables, deben desagregarse por niveles de tensión.

Las pérdidas negras, por supuesto, no pueden incluirse en el cálculo de un costo marginal. Ellas no son un costo inherente al suministro de energía; son una expresión del grado de eficiencia administrativa de las empresas distribuidoras. Si pudiera hablarse siquiera, de un nivel por debajo del cual fuera imposible reducir este tipo de pérdidas, cabría pensar en la posibilidad de incluir, en el cálculo de costos, ese nivel mínimo de pérdidas negras. En otras condiciones, el reconocimiento de estas pérdidas en la estructura de costos sería un incentivo a la ineficiencia.

Anotemos, de pasada, que las inversiones en programas de reducción de pérdidas no están relacionadas con la demanda incremental. No deben figurar, por lo tanto, en el cálculo de los costos incrementales. Estas inversiones deben justificarse por sí mismas con los beneficios resultantes de la reducción que se logre.

8. TARIFAS BASADAS EN UNA ESTRUCTURA DE COSTOS INCREMENTALES

Al acumular los costos de energía y potencia en los diferentes niveles de tensión del sistema se obtiene una estructura de costos incrementales que nos indica cuánto cuesta suministrar la energía y la potencia en

cualquier punto de conexión del consumidor.

Dada la diversidad de costos de transmisión y distribución entre empresas, fundamentalmente por diferencias en la composición de los mercados, en lugar de una estructura nacional, calculamos estructuras regionales de costos, promediando, para un mercado regional determinado, los costos incrementales de las empresas que lo atienden.

Como los costos incrementales calculados son una señal de eficiencia económica, las tarifas de suministro deben corresponder a tales costos para que la señal, vía precios, sirva de guía en el mercado. Habrá pues, en el mejor de los casos, una estructura tarifaria calcada de la estructura de costos. Cada tarifa, en teoría, debe corresponder a un costo previamente calculado. El análisis que se haga de las curvas de carga de los consumidores debe servir para redefinir las estructuras de costos y tarifas en función de las señales que queramos enviar. Al final del proceso tendremos una estructura tarifaria en la cual cada tarifa corresponde a uno de los costos de la estructura de costos.

Una estructura tarifaria así definida presenta dos propiedades muy importantes. Es neutra, esto es, proveedor y consumidor son indiferentes al punto de conexión porque el cobro, en cualquier punto, es el que corresponde al costo de suministro. En segundo lugar, es eficiente: Al consumidor le señala la mejor manera de utilizar la energía y la potencia y el nivel al cual se debe conectar al sistema, al indicarle, en la estructura tarifaria, los costos absolutos y relativos

de prestación del servicio; al proveedor le da indicaciones acerca de la dirección que debe seguir la expansión del sistema y de la orientación que debe darle a las campañas de uso racional de energía.

9. LIMITACIONES EN LA POLITICA TARIFARIA

La ecuación $\text{tarifa} = \text{costo marginal}$ no se puede aplicar sin una evaluación previa. De esa evaluación surgen limitaciones que obligan a modificar la estructura tarifaria estrictamente basada en los costos incrementales.

Tres tipos de restricciones son de particular importancia: financieras, sociales, operativas.

Un chequeo financiero es necesario para determinar cuál es el efecto sobre los ingresos de cada empresa, resultante de la aplicación de las tarifas correspondientes a los costos incrementales. Estos ingresos, o la rentabilidad resultante, se pueden comparar con patrones de referencia. A priori, no se puede afirmar que unas tarifas iguales a los costos incrementales garanticen una situación financiera equilibrada. Los costos incrementales, por definición, están asociados a la demanda incremental, no a la demanda total. Las tarifas, por su parte, se aplican a la demanda total. Si los costos marginales son crecientes, como puede ser el caso a nivel de generación, una tarifa igual al costo marginal produciría ingresos extraordinarios (un excedente, con respecto a ingresos económicos normales); si son decrecientes, los ingresos podrían ser insuficientes.

En cualquier caso, las modificaciones requeridas en los niveles tarifarios para ajustarse a unas condiciones financieras dadas deben hacerse respetando los precios relativos correspondientes a la estructura de costos con el fin de preservar, en la medida de lo posible, la neutralidad y la eficiencia de las tarifas.

Si hay un desfase significativo entre las tarifas vigentes y las sugeridas por la estructura de costos se debe diseñar un esquema de transición para llevar las primeras, en un período razonable, a los costos de referencia. En ese período de transición los ajustes deben hacerse teniendo en cuenta no solamente los rezagos o sobreprecios de las tarifas sino también sus valores relativos.

El que amplios sectores de la población no estén en capacidad de pagar los costos del suministro de la energía es una realidad que el Estado difícilmente puede desconocer. Para esos sectores de bajos recursos deben establecerse unos niveles tarifarios en función de su capacidad de pago. El resultado será una política de subsidios explícitos que no necesariamente deben correr por cuenta de las empresas distribuidoras. Es al Gobierno Nacional a quien corresponde trazar los lineamientos de esa política de subsidios. Aunque es posible cruzar subsidios entre grupos de la población, habrá que evaluar hasta dónde los sectores más pudientes están en capacidad de pagar los sobreprecios requeridos para compensar los subsidios concedidos a los más pobres. Sobreprecios a los sectores productivos no son aconsejables en un proceso de internacionalización de la economía.

En todo caso, los subsidios que se concedan no deben distorsionar la señal de eficiencia que se espera de las tarifas. Por eso, debe seleccionarse muy bien la población objeto del subsidio y aplicarse únicamente a consumos necesarios para la subsistencia.

Dentro de las restricciones de tipo operativo queremos centrar nuestra atención en las relacionadas con los procedimientos y equipos de medición.

En Colombia, un porcentaje muy alto de suscriptores carece de contador. Hay empresas con un 40 y hasta un 50% de usuarios sin medición. Una medida elemental para racionalizar el uso de la electricidad es la de colocarle un contador a cada usuario.

El diseño de una estructura tarifaria estrechamente relacionada con los tipos de costo que diferentes clases de suscriptores ocasionan al sistema debe ir acompañado de sistemas de medición que permitan diferenciar la diversidad de cargos contemplados en la estructura tarifaria.

La complejidad del esquema de medición dependerá de la magnitud de los consumos. En el sector residencial, por ejemplo, difícilmente se justifica, desde el punto de vista del costo, una medición distinta a la de la energía consumida. En el otro extremo, la medición para los grandes consumidores debe ser muy completa: consumos de energía y demandas de capacidad en punta y fuera de punta, consumos de energía reactiva.

En el país, estamos en capacidad de medir únicamente el consumo de energía y la demanda máxima en el periodo de

facturación. Algunas empresas pueden medir demanda horaria y consumos en punta y fuera de punta. Hay empresas, como la Empresa de Energía de Bogotá, sin medición de demanda; en su lugar, se mide el consumo en tres períodos del día; infortunadamente, no existe una estructura de costos que justifique esta tarifa triple de energía.

Nuestra estructura tarifaria es, en resumen, por restricciones de medición: monomía (sólo energía) en los sectores residencial, comercial, oficial y pequeña industria; binomía simple (energía, demanda máxima) en el sector industrial. En algunas empresas, la tarifa es binomía doble (consumo en punta y fuera de punta, demanda en punta).

Son, pues, las limitaciones en la medición las que mayores restricciones imponen a la aplicación de una política tarifaria que sea un buen reflejo de los costos de prestación del servicio.

Con todas las restricciones enumeradas llegamos, al final, a una estructura de costos que comprende, básicamente, un costo de energía y un costo de demanda en las horas pico del sistema, para cada nivel de tensión.

La estructura tarifaria debe corresponder a esta estructura de costos. Las tarifas dobles de energía (punta, fuera de punta) deben definirse en función del costo de energía, después de una evaluación de los efectos tanto sobre proveedores como sobre consumidores. En todo caso, sería preferible disponer, en la estructura de costos, de un costo de energía en

punta y otro fuera de punta. La demanda máxima, de otra parte, debe medirse en las horas pico del sistema nacional para que corresponda a la estructura de costos. Si se factura la demanda máxima sin atender a la hora en que se presenta, se está cobrando un sobreprecio a los usuarios con demanda máxima por fuera de las horas pico del sistema. El caso del Valle del Cauca, cuyo periodo de punta no coincide con el del sistema nacional, amerita un examen detenido para determinar la responsabilidad de los consumidores en el pico nacional y en el del sistema de distribución del Valle.

Con respecto al cargo por demanda, tal vez la tarifa no deba aplicarse a la demanda máxima en cada periodo de facturación sino a la medición máxima en un periodo más largo, por ejemplo un año, debido a la naturaleza misma, en términos de inversión, del servicio de potencia.

Una última observación. La tarifa de potencia asociada a la demanda máxima en las horas pico del sistema puede favorecer, más allá de la equidad, a consumidores con demanda máxima por fuera de la punta del sistema. Primero, disfrutan de la utilización sin costo de una potencia que no es cobrada porque sólo hay tarifa de potencia en las horas pico; segundo, pueden estar empleando sin costo, elementos del sistema de transmisión cuya utilización máxima no necesariamente coincide con la punta del sistema.

No es, pues, automático, el paso de los costos a las tarifas.

10. TARIFAS ECONOMICAS v.s. TARIFAS FINANCIERAS

Cada que se cuestionan los costos marginales como referencia para la definición de tarifas en el sector eléctrico, uno de los puntos obligados de controversia es el relacionado con la racionalidad de una política tarifaria basada en la situación financiera del proveedor. Las denominadas tarifas financieras.

Una primera objeción se plantea a las tarifas financieras: incentivan la ineficiencia, al dar por descontada la supervivencia de la empresa sin importar sus condiciones económicas de operación. Es, ciertamente, la objeción fundamental.

En términos de política tarifaria hay otra objeción importante. Detrás de unas tarifas financieras no hay propiamente una estructura tarifaria, o lo que es lo mismo, una política de precios relativos. Desde una perspectiva financiera interesa la tarifa media, no la estructura tarifaria que da lugar a ella. Las señales de eficiencia desaparecen tras el objetivo de generar los fondos necesarios para el equilibrio financiero. Tenemos ejemplos, en nuestro medio, de grandes distorsiones tarifarias producidas por el afán de generar los recursos necesarios para cumplir con compromisos financieros adquiridos.

De lo anterior no se desprende que una estructura tarifaria basada en costos económicos no pueda ser evaluada en términos financieros. Para cualquier política tarifaria que se quiera implantar en una empresa es necesario determinar la manera como afecta sus ingresos. Dependiendo de la relación entre los costos medios y los costos incrementales, la situación

financiera resultante puede ser de déficit o superávit. Sin embargo, a diferencia de las tarifas financieras, las basadas en costos económicos pueden ser ajustadas respetando la estructura. El mantener los precios relativos es importante, ya lo hemos dicho, en términos de eficiencia.

11. OTROS ASPECTOS BASICOS QUE DEBEN ANALIZARSE

Algunos temas quedan para discusión posterior:

- . Costos de clientela y cargos fijos.
- . Costos y tarifas de conexión.
- . Cargos mínimos (consumos presuntivos).
- . Costos y tarifas de energía y potencia reactivas.
- . Otras metodologías de costos marginales.
- . Costo de oportunidad del capital (tasa de descuento).
- . Cálculo de costos a precios de eficiencia (precios sombra).
- . Indices de escalación de costos y tarifas (indexación).

Esperamos que se presente la ocasión propicia para seguir profundizando en estos temas.

35-068

195

AUTOR

Arboleda Villa, Benjamín

TITULO

Marco conceptual, alcances y restricciones de la aplicación de costos marginales.

FECHA

PRESTADO A:

17-2-95 Juan Pablo Restrepo

20-2-95 Ocuveito

35-068

195

Marco conceptual, alcance y restricciones de la aplicación de costos marginales en el sector eléctrico colombiano/Benjamin Arboleda Villa

333.79323 A666m Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

PRESTADO A

FECHA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01003895
BIBLIOTECA