



ARTÍCULOS

Aspectos económicos de las tarifas eléctricas. Aplicación al caso de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba

Carlos Alberto Givogri

Revista de Economía y Estadística, Tercera Época, Vol. 12, No. 1-2 (1968): 1º y 2º Trimestre, pp. 7-36.

<http://revistas.unc.edu.ar/index.php/REyE/article/view/3636>



La Revista de Economía y Estadística, se edita desde el año 1939. Es una publicación semestral del Instituto de Economía y Finanzas (IEF), Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Córdoba, Av. Valparaíso s/n, Ciudad Universitaria. X5000HRV, Córdoba, Argentina.

Teléfono: 00 - 54 - 351 - 4437300 interno 253.

Contacto: rev_eco_estad@eco.unc.edu.ar

Dirección web <http://revistas.unc.edu.ar/index.php/REyE/index>

Cómo citar este documento:

Givogri, C. (1968). Aspectos económicos de las tarifas eléctricas. Aplicación al caso de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba. *Revista de Economía y Estadística*, Tercera Época, Vol. 12, No. 1-2: 1º y 2º Trimestre, pp. 7-36.

Disponible en: <http://revistas.unc.edu.ar/index.php/REyE/article/view/3636>

El Portal de Revistas de la Universidad Nacional de Córdoba es un espacio destinado a la difusión de las investigaciones realizadas por los miembros de la Universidad y a los contenidos académicos y culturales desarrollados en las revistas electrónicas de la Universidad Nacional de Córdoba. Considerando que la Ciencia es un recurso público, es que la Universidad ofrece a toda la comunidad, el acceso libre de su producción científica, académica y cultural.

<http://revistas.unc.edu.ar/index.php/index>

ARTICULOS

ASPECTOS ECONOMICOS DE LAS TARIFAS ELECTRICAS *

APLICACION AL CASO DE LA EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA **

CARLOS A. GIVOGRI
Instituto de Economía y Finanzas

INTRODUCCIÓN

1. El presente trabajo tiene la finalidad de analizar ciertos criterios que pese a ocupar una posición destacada desde larga data en el contexto del análisis económico, solamente en fecha reciente han comenzado a tenerse en cuenta a los fines prácticos de la fijación del precio de la electricidad. La literatura económica sobre el tema, que ya ofrecía un cuerpo teórico de solidez indiscutible, se ha enriquecido en los últimos años con una corriente de contribuciones que abundan en la justificación y discusión de muchos de los aspectos del tema, especialmente en lo que se refiere a las posibilidades prácticas de aplicación.

Siguiendo esta corriente, trataremos de ensayar una crítica de las tarifas de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba¹ a la luz de los principios económicos más importantes que, a nuestro juicio,

* Serie de Investigaciones del Instituto de Economía y Finanzas Nº 8.

** El autor desea expresar su reconocimiento por la colaboración recibida de los funcionarios de esta Empresa, quienes han suministrado valiosa información básica y sugerencias sobre distintos aspectos relacionados con el trabajo.

¹ Empresa pública (en adelante EPEC), que atiende la generación, transmisión y distribución de electricidad en la Provincia de Córdoba. Su magnitud puede medirse en los siguientes porcentajes que expresan su participación en los totales de Córdoba para 1965: a) generación: 48 % y b) comercialización: 78 %.

juegan en el problema. Además, y con el objeto de aclarar debidamente los puntos básicos de dicho análisis crítico, hemos comenzado con una apreciación de los principales aspectos teóricos, tratando, más que de realizar un estudio detallado de cada uno, de ofrecer las principales conclusiones y referencias a la bibliografía disponible.

Dos cuestiones aclaratorias sirven para completar esta breve introducción. Primera, el trabajo no pretende analizar todos los aspectos económicos de una tarifa de electricidad; por el contrario, su objetivo en este campo es más modesto y se limita exclusivamente a algunos principios económicos que se relacionan con el efecto de las tarifas sobre la asignación y mejor utilización de los recursos en la industria eléctrica. Pese a esta limitación, creemos que la importancia de los aspectos que se tratan supera en mucho a la de los que se omiten.

Segunda, los principios económicos que aplicaremos a los precios de la electricidad, no son de aplicación privativa a empresas dedicadas a esta actividad económica. Por el contrario, su validez se extiende a otras empresas y constituye la base de su política de precios. Así, el análisis es válido para otros servicios públicos, siempre que muestren similares características a las de la industria eléctrica.

EL CONTEXTO TEÓRICO DEL PROBLEMA

2. La producción de electricidad² requiere una elevada proporción de costos fijos con relación a los variables. De esta característica puede inferirse la importancia que asume el primer tipo de costos, directamente vinculado con los recursos o factores específicos invertidos en la actividad, y la consiguiente necesidad de una política eficiente de asignación de recursos en la industria de la electricidad.

Una adecuada política de inversiones y el posterior uso eficiente de esas inversiones cobra relevancia fundamental y no puede quedar divorciada de la política de precios en la industria, vale decir, que lejos de ser ambas independientes deben necesariamente com-

² En este trabajo se incluyen dentro del concepto de producción tres etapas técnicamente diferentes: generación, transmisión y distribución de la electricidad.

plementarse en vistas a un objetivo común: economizar los recursos a invertir y lograr el mejor aprovechamiento posible de ellos.

La demanda³ por el servicio eléctrico se caracteriza por su naturaleza periódica, pudiendo ser denominada "demanda cambiante". Es un hecho conocido y explicable que la demanda de electricidad fluctúa con bastante amplitud, tanto a distintas horas de un mismo día como a las mismas horas en diferentes días del año. Sobre ello inciden factores horarios y estacionales que afectan la conducta de los consumidores.

Lo más importante de las dos características que hemos señalado es que ambas, actuando conjuntamente, provocan un verdadero efecto acumulativo sobre el problema de la capacidad instalada en la industria eléctrica: elevada necesidad de capacidad y bajo coeficiente de aprovechamiento, o, por lo menos, uso esporádico de aquélla.

Planteadas así las cosas resulta más evidente la necesidad de hallar una complementación entre la política de inversiones y la política de precios y de reconocer a esta última sus posibilidades para economizar el empleo de recursos en la industria de la electricidad.

3. Es obvio que las empresas de electricidad deben mantener una capacidad instalada que les permita atender la carga máxima del sistema⁴. Por consecuencia existen dos situaciones totalmente diferenciadas para el productor: 1) los momentos de picos máximos caracterizados por el uso pleno de las instalaciones de que dispone para prestar el servicio, y 2) los momentos de demandas fuera de ese pico, situación que se caracteriza por una mayor o menor medida de desperdicio de la capacidad instalada.

Es dable observar que de acuerdo a las características que se refirieron en el apartado 2, esta subutilización de la capacidad se

³ La demanda de electricidad es un concepto de naturaleza instantánea y que mide la potencia (kW) requerida en cada instante del tiempo. La curva que muestra estos valores para las distintas horas del día se denomina "curva o diagrama de carga". Adicionando las demandas requeridas durante un período finito (hora) pasamos al concepto de consumo, cuyos valores se miden en términos de unidades de energía (kWh).

⁴ Se considera capacidad instalada la efectivamente disponible menos el margen de seguridad que deben mantener los productores de electricidad.

debe a la naturaleza cambiante de la demanda, mientras que la cuantía es una función directa de la relación de factores fijos necesaria para la producción de la electricidad.

Más adelante volveremos a referirnos a estas características del aprovisionamiento eléctrico. Por ahora agregaremos que las diferencias entre el costo de la electricidad entregada en el pico de carga y la que se despacha fuera de los picos hacen de la energía eléctrica un típico producto diferenciado. Esta diferenciación entre la electricidad de los momentos de pico y de fuera de pico puede extenderse aun a cada instante del tiempo, ya que al variar en cada uno la demanda se presentan distintos aprovechamientos de la capacidad. Teóricamente se podrían encontrar 8760 productos diferenciados en un año, dados por el número de horas de generación de la energía.

Aquí es donde resulta de aplicación el caso de la producción conjunta, caracterizado por el problema de la asignación de los costos fijos entre los diferentes productos elaborados. Un criterio aplicable a la solución de tal problema es el principio marginalista, que adoptaremos en este trabajo.

4. En adición a las dos características que se han presentado existe otro factor que distingue la producción de electricidad: las empresas de electricidad constituyen ejemplos prácticos del denominado "monopolio natural", cuyos efectos se notan tanto en los precios del servicio como en los niveles de producción.

En la situación más redituable (provechosa) para la empresa, los precios se elevan por sobre los costos marginales, lo que significa que el monopolista percibe por el servicio de electricidad a cualquier hora del día un importe superior al costo social de producirlo.

Los niveles de producción resultan inferiores con relación a los que prevalecerían para dichos precios en una situación de competencia perfecta⁵. Este último aspecto es un índice muy claro de que la asignación de recursos en el sector estará distorsionada con una cantidad relativamente inferior de productores en comparación con otros sectores donde priven condiciones de competencia.

⁵ Nos estamos refiriendo a una comparación hipotética ya que la competencia está excluida como punto de comparación por la existencia de un monopolio natural.

El contralor o la acción directa del Estado sobre el nivel y la estructura de los precios de la electricidad son muy importantes en un mercado monopolizado y deben llenar en alguna medida el vacío dejado por la inexistencia de condiciones competitivas. De esta forma, el control o fijación directa de precios por el poder público tienen un efecto sustitutivo de la competencia (2; pág. 1).

5. Como todo precio, el de la electricidad debe estar dirigido a cumplir finalidades predeterminadas. Es obvio que desde el punto de vista del empresario individual el precio cobrado debe permitirle recuperar sus costos y obtener una ganancia⁶. Además, solamente cuando se dan en el mercado condiciones de la competencia perfecta⁷ coinciden la motivación individual del empresario con los intereses colectivos de la sociedad. De ahí surge que la adopción de los criterios convencionales de monopolista (precio > ingreso marginal) en la fijación del precio de la electricidad lleva a situaciones que distan de ser óptimas desde el punto de vista de la sociedad⁸.

Ante esta evidencia se puede argüir que el cobro del costo estricto, incluyendo dentro de éste un beneficio razonable, es un criterio justo que actúa en favor de la solución del problema de interés colectivo de optimización del uso de los recursos destinados a la producción de electricidad.

Siguiendo estos lineamientos ha sido común en la política de precios fijar tarifas que cubran estrictamente los costos de prestación del servicio, o sea que permitan recaudar ingresos suficientes para solventar exclusivamente los costos de producción. Pero, si la política de precios en la industria eléctrica tiene como única finalidad esta "restricción presupuestaria", nos encontraremos nomás en la situación de un monopolista que percibe "beneficios norma-

⁶ Esta afirmación es válida independientemente del objetivo que persiga el empresario.

⁷ Las condiciones de competencia perfecta deben presentarse en todos los mercados, no solamente en el de la electricidad.

⁸ Nos estamos refiriendo a una situación de comparación de eficiencias entre monopolio y competencia perfecta, con el enfoque tradicional de la economía del bienestar.

les", sin evitar las conocidas desventajas del monopolio: precios que exceden el costo marginal y subutilización de la capacidad, esta última debida no solamente a la naturaleza cambiante de la curva de demanda, sino y principalmente originada por la pendiente negativa de la curva de demanda⁹. Como consecuencia, seguirán dándose situaciones alejadas del óptimo con inadecuada cantidad de recursos asignados a la producción de electricidad y subutilización de ellos.

En definitiva, el criterio de "restricción presupuestaria" es de naturaleza exclusivamente contable, sin efectos económicos correctivos sobre la situación de monopolio, ya sea atemperando o moderando las distorsiones en los precios y en los niveles de producción que caracterizan este tipo de mercado.

6. Hasta aquí hemos justificado la importancia de una política de precios de la electricidad que persiga finalidades específicas, la más importante de las cuales se relaciona con la asignación y uso de los recursos en la industria eléctrica. Además, hemos expresado que ciertos criterios convencionales, que generalmente subyacen tras los sistemas tarifarios, como el de la "restricción presupuestaria", no reconocen finalidad económica alguna.

De allí que la corriente de literatura que mencionamos al comienzo buscara fundamentar y aplicar a las tarifas eléctricas criterios económicos de origen marginalista, fijando los precios del servicio al nivel de los costos marginales, cumpliendo con una condición que garantiza la optimización.

Las corrientes de pensamiento marginalista en torno a las tarifas eléctricas no son nuevas¹⁰, aunque su auge en las aplicaciones prácticas sólo reconoce experiencias recientes, extendiéndose de Europa continental a Inglaterra y Estados Unidos. Boiteux y otros economis-

⁹ En el análisis económico la explicación de la subutilización de capacidad surge de un gráfico con una curva de costos medios totales de forma U y una curva de demanda de pendiente negativa. La tangencia de ambas sólo puede darse en la rama descendente de la primera, o sea, a un nivel de utilización de la capacidad inferior al óptimo, que es el de menor costo medio total.

¹⁰ El trabajo pionero es debido a H. Hotelling (5).

tas de Electricité de France ¹¹ son reconocidos como los precursores de aplicaciones prácticas del principio.

Los esfuerzos de los economistas de esta empresa condujeron a la puesta en práctica de una tarifa que frecuentemente se cita como ejemplo en su género, la "tarifa verde". Si bien su fundamentación se basa en la condición marginalista, no constituye una aplicación pura del principio del precio = costo marginal y difiere en detalles para obviar algunos obstáculos prácticos que ofrece la aplicación completa de una política marginalista ¹².

Como está fuera de los objetivos de este trabajo, no entraremos a analizar las posibilidades teóricas y prácticas de aplicación de un sistema tarifario basado en el costo marginal. Vickrey (11) ha puesto en evidencia algunos obstáculos a estas posibilidades y ha señalado que si la producción de electricidad se caracteriza por economías de escala (costos marginales inferiores a los medios), el principio tarifario precio = costo marginal no permitirá recuperar los costos y la empresa incurrirá en pérdidas. Kolsen (6) ha reinterpretado el principio marginal siguiendo a Little en el sentido que en este caso debe existir solamente una relación fija entre el costo marginal y el precio para todos los productos sustitutos cercanos.

7. Analicemos ahora las características principales de los costos marginales de la producción de electricidad, para lo que nos basaremos en la naturaleza diferenciada de la electricidad como producto y por razones de simplicidad supondremos que esta diferenciación se da entre la electricidad que se suministra en el momento del pico y la que se entrega fuera de éste.

El consumo de un kWh fuera del momento de pico máximo del sistema puede ser atendido por el productor de electricidad con las facilidades de que dispone, requiriendo mayores costos únicamente en la medida de los gastos directos de naturaleza variable que entran en su proceso productivo. Así, en el caso de generación tér-

¹¹ El grupo de estos economistas incluye además de Boiteux a Massé, Dessus y Stasi. Sus obras han sido compendiadas en inglés por J. R. Nelson (8).

¹² J. R. Nelson (9) ofrece un preciso resumen de la modificación de la "tarifa verde" con relación al principio puro del costo marginal.

mica; la producción adicional se reflejaría casi exclusivamente en costos adicionales de combustibles y lubricantes y en alguna medida de mano de obra. Si la generación fuese hidráulica, el costo marginal sería prácticamente inexistente. Estos costos de naturaleza variable se agrupan dentro de los llamados costos de energía. Lo que es evidente y surge como corolario de lo anterior es que este servicio es atendido con la capacidad disponible, por lo que toda demanda adicional fuera del pico debe ser vista como una forma de aprovechar la instalación ya existente o, lo que es lo mismo, disminuir la subutilización de los equipos.

Una demanda adicional en el momento del pico provoca efectos distintos sobre el costo. En este caso, además de los costos variables cuya explicación es completamente similar a la anterior, aparecen los costos fijos¹³ que nacen de la necesidad de aumentar la capacidad para atender el nuevo nivel de la demanda. Nos enfrentaremos con lo que se denomina "costo de demanda" y que está constituido por los costos fijos tradicionales. En definitiva, en el caso de aumentos de carga en el pico aparecen dos tipos de costo: de demanda y de energía.

Los precios de la electricidad que responden a concepciones marginalistas reconocen estas diferencias de costos marginales entre los momentos del pico y los que quedan fuera de él. Consiguientemente, la electricidad resultará sustancialmente más cara en las horas de pico que fuera de ellas. La causa de esto es que en los instantes de máxima demanda el costo de proveer el servicio para la sociedad está determinado principalmente por el incremento de las instalaciones que se requieren para ese fin. Por el contrario, las facilidades permanecen parcialmente ociosas fuera de las horas de pico y el productor incurre en un costo mucho más reducido.

¹³ El lector familiarizado con la denominación costo marginal de la teoría económica notará la diferencia entre el concepto convencional y el que surge de considerar los costos fijos. A este concepto de costo marginal a los costos fijos habría que denominarlos a "largo plazo", por oposición al costo marginal convencional que es un costo eminentemente a "corto plazo".

En resumen, diremos que las tarifas determinadas en base al costo marginal son tarifas discriminatorias¹⁴, toda vez que los costos marginales acusan diferencias muy grandes según la hora en que se presente la demanda de electricidad. Sin embargo, esta discriminación hace posible el cumplimiento de la condición que garantiza una óptima asignación de recursos en el sector, a la vez que alienta los consumos de los valles y penaliza fuertemente, y por ende racional, el uso de las instalaciones en los picos (criterio de la "responsabilidad del pico").

8. Los efectos económicos que pueden esperarse de la aplicación de un sistema tarifario basado en el costo marginal han sido utilizados por Shepherd (10) para presentar una clasificación muy ilustrativa, desde el punto de vista estrictamente económico, de las tarifas eléctricas.

Tomando como base las tarifas-costo marginal, dicho autor define las siguientes categorías: 1) tarifas-costo marginal; 2) tarifas marginalistas; 3) tarifas no marginalistas y 4) tarifas antimarginalistas. Las tarifas-costo marginal ya han sido explicadas y reflejan las responsabilidades del pico, más precios basados en el costo marginal a corto plazo para el resto de la producción.

Las tarifas marginalistas buscan alentar los consumos fuera de los picos, pero no cobran precios suficientemente altos en los picos como para forzar a economizar electricidad a los consumidores y con ello disminuir la necesidad de capacidad instalada.

Las tarifas no marginalistas no tienen en cuenta las diferencias de costos de producción de la electricidad en los distintos momentos de acuerdo con la naturaleza de la curva de carga.

Por último, las tarifas antimarginalistas establecen diferenciales de precio que van en contra de las diferencias de los costos; en esta

¹⁴ Existen otros tipos posibles de tarifas discriminatorias. Por la frecuencia con que se ha abogado por su empleo, debe mencionarse la basada en el "valor del servicio", que discrimina de acuerdo a los precios que estarían dispuestos a pagar los distintos usuarios, que a su vez dependen de su respectiva capacidad de pago. Es evidente que este criterio actúa en favor de una redistribución del ingreso, pero que va en contra de un uso racional de los recursos en la industria eléctrica.

categoría entraría cualquier tipo de tarifa discriminatoria distinta de las basadas en el costo marginal.

9. Corresponde ahora comentar algunos tipos de tarifa, actualmente muy usados, que tratan de individualizar los costos de demanda. Estos sistemas tarifarios se denominan bipartitas por contener dos tipos perfectamente diferenciables de cargos por electricidad: cargos por demanda y cargos por energía. Es obvio que estos sistemas requieren la medición o, por lo menos, estimación de la demanda de cada cliente y de su consumo. Las dificultades y costos para la medición de la demanda han hecho que por lo general este tipo de tarifa se aplique únicamente a los grandes consumidores.

Dentro de las tarifas bipartitas existen diferentes clases, cuya mención no creemos necesaria en este trabajo¹⁵. Por el contrario, consideramos más importante referirnos brevemente al problema de cómo establecen estas tarifas los costos por demanda.

Aquí aparecen los problemas de la producción conjunta mencionados en el punto 3: los costos fijos se originan simultáneamente para las "diferentes" electricidades, vale decir, un kW de capacidad sirve tanto para atender la demanda del pico como la del resto del tiempo; la cuestión consiste en su asignación entre los consumidores. De las diferentes soluciones, nosotros creemos suficiente contrastar sólo dos de ellas, que por otra parte son extremas.

En primer lugar está el método de "demanda máxima" o de "demanda no coincidente", donde los costos fijos se distribuyen proporcionalmente entre los clientes de acuerdo con la demanda máxima que hayan registrado en el período (u otro anterior que se tome como base). Es decir, no se tiene en cuenta si esa demanda máxima se produce en el momento del pico del sistema y de ahí que un cliente cuya demanda máxima coincide con el momento de pico general pague una proporción idéntica a la de otro cliente con la misma demanda pero correspondiente a un momento alejado del pico.

En segundo lugar puede encontrarse el método de "responsabilidad en el pico". Su característica fundamental es que se cargan

¹⁵ El lector reconocerá en este punto a las tarifas Hopkinson y Wright, entre las más usadas. El tema está desarrollado entre otros, por D. J. Bolton (1).

los costos fijos únicamente a los clientes que demandan (y en proporción a esa demanda) en el momento del pico.

Es conveniente tener presente los fundamentos implícitos en estos dos métodos de distribución de los costos fijos. El de "demanda máxima" supone que todos los clientes son responsables del tamaño de la planta en proporción a sus demandas máximas no coincidentes. En cambio, el método de responsabilidad en el pico se basa en el principio que "el tamaño de la planta queda determinado por el pico anual, que contribuyen a formar aquellos clientes que requieren el servicio en ese momento" (2; pág. 160).

A esta altura se advertirá que el último método es consistente con el criterio sobre el que se basa la tarifa-costo marginal. De esta forma, si a cada kW de demanda en el momento de pico se le fija un precio basado en el costo marginal "a largo plazo", se recuperarán los costos totales de capacidad, siempre que los costos marginales de esta categoría no sean menores que los costos fijos.

Sobre esta última eventualidad es sumamente interesante repetir el razonamiento de los economistas de Electricité de France. En primer lugar, la recuperación del total de los costos fijos es posible porque existen fuertes razones para suponer que los costos marginales no serán inferiores a los medios, entre las que pueden citarse por ejemplo: a) que se cobra el costo de operación de la planta menos eficiente, lo cual deja un excedente de costos variables para cubrir los costos fijos, b) los costos fijos de las plantas instaladas hace algún tiempo vienen dados en precios históricos inferiores a los de las plantas más recientes. Segundo, en el caso de que se dé nomás una situación de costos marginales inferiores a los medios se puede admitir un recargo sobre los primeros siguiendo el criterio de Little (7, Cap. XI) para su fijación.

10. Un sistema tarifario discriminatorio en favor de los aumentos de demanda fuera del pico y de su racionamiento durante éste, puede conducir a un pico cambiante o a modificaciones sustanciales en el trazado de la curva de carga que enfrenta el productor de electricidad. Esto es muy factible en algunas zonas de las curvas de carga, especialmente vecinas al antiguo pico. Ser consecuentes con

la política de fijación de precios sobre la base de los costos marginales, significaría que hay que discriminar en forma inversa a los cambios en los picos, pero existen razones que hacen desaconsejable este temperamento de cambios frecuentes de tarifas.

La forma de evitar picos cambiantes ha sido contemplado con un criterio muy práctico por los economistas de Electricité de France al extender el concepto de pico de carga e incluir dentro de éste toda demanda elevada que en los diagramas de carga generalmente rodea al pico propiamente dicho. En otras palabras, los costos de demanda se fijan para toda la energía suministrada en la "región" del pico y donde se supone que, por efecto de las tarifas, se provocará un achatamiento o "meseta". Idéntico criterio se aplica a las tarifas de fuera de los picos.

Dos consecuencias surgen de este nuevo temperamento: a) se modifica el sistema de responsabilidad en el pico, ampliando los consumos que deben hacerse cargo de los costos fijos, y b) se modifica el sistema de distribución de los costos fijos, ya que al ampliarse el período de carga máxima no resultan proporcionales a la demanda sino más bien a los consumos del período. Por ende, desaparece la necesidad de las tarifas bipartitas, simplificándose los cuadros tarifarios y reflejando los costos fijos en el cargo por energía a los clientes que consumen durante las horas de cargas altas¹⁶.

LAS TARIFAS DE EPEC

11. El sistema tarifario de EPEC ha venido experimentando una serie de ajustes periódicos que se pueden agrupar en dos categorías: a) los que han implicado una simple adecuación de los cargos a las variaciones en los costos originados por el permanente aumento de los precios de los insumos de bienes y factores, y b) aquéllos que han

¹⁶ No obstante, se justifica mantener los cargos por demanda en el caso que los picos de una parte del sistema no coincidan con el de éste. Aquí la demanda máxima de los clientes del sub-sistema debe ser considerada para cobrarles, en base a ella, un cargo por "demanda", a través del cual se recuperen los costos fijos de las inversiones en transformadores y redes "semi-individuales". Sin embargo, existe diferencia de este cargo por demanda con el que tradicionalmente se considera en las tarifas "a la Hopkinson".

respondido al deseo de adaptar el sistema tarifario a concepciones más modernas.

El análisis se limitará a las tarifas que entraron en vigencia en abril de 1967, aunque se efectuarán algunas consideraciones sobre la evolución desde 1958 de las mismas en lo que hace a los cambios mencionados en b). Además, las tarifas analizadas corresponden únicamente al sistema interconectado. Razones de índole práctica, de las que no es ajena la importancia de esta parte del sistema en el conjunto, han incidido en esta elección. No obstante, como los sistemas tarifarios no difieren en su estructura, se pueden extender con facilidad algunas de las conclusiones a los servicios no interconectados.

12. Las características del régimen tarifario de EPEC aparecen en el Cuadro 1, que resume convenientemente los cargos por suministro de electricidad.

Se nota que los cargos varían según la "categoría del servicio", o sea Residencial, General, Gobierno, Alumbrado Público, Cooperativas y Grandes Consumos y dentro de estos dos últimos tipos, conforme al voltaje de recepción de la corriente.

Estos cargos son de tres clases distintas: a) *cargo fijo mensual*, que alcanza a los servicios Residencial, General y Gobierno, es independiente del consumo o de la demanda máxima y busca recuperar los denominados "costos de cliente" (incluye rubros tales como medición, lecturas, etc.); b) *cargo por demanda*, que alcanza a los Grandes Consumos¹⁷ depende, como su nombre lo indica, de los kW de demanda de potencia máxima autorizada (para medirla se vienen instalando medidores adecuados) busca recuperar los costos fijos; y c) *cargo por energía*, que alcanza a todos los consumidores, es proporcional a la energía consumida y en el caso de los servicios Residencial, General, Cooperativas, Gobierno y Alumbrado, persigue tanto la recuperación de los costos fijos como de los variables, mientras que en el caso de los Grandes Consumos busca recuperar principalmente los costos variables.

¹⁷ La denominación "Consumos" para esta categoría en las tarifas de EPEC es incorrecta ya que la calificación de un cliente dentro de esta categoría depende de su *demanda* y no del consumo.

CUADRO 1. — TARIFAS VIGENTES EN EPEC, 1967 *

Categoría del Servicio	C a r g o s		
	Demanda (\$/kW)	Fijo (\$/mes)	Energía (\$/kWh)
1 — Residencial	—	150.00	11.00
2 — General ** (hasta 40 kW de demanda máxima)	—	300.00	16.90
3 — Grandes Consumos *** (más de 40 kW de demanda máxima)			
a. De 40 a 1.200 kW, Tensión 220/380 V	670.00		11.60
b. De 40 a 1.200 kW, Tensión 13.200 V	620.00		9.40
c. De 1.200 kW a 5.000 kW, Tensión 13.200 V o más	590.00		8.60
d. De 5.000 kW a 10.000 kW, Tensión 13.200 V o más	560.00		7.40
e. De 10.000 kW a 15.000 kW, Tensión 13.200/33.000 V	560.00		6.10
f. De 15.000 kW a 20.000 kW, Tensión 13.200/33.000 V	520.00		5.70
g. De 10.000 kW o más, Tensión 66.000/132.000 V	470.00		5.00
4 — Cooperativas de Electricidad Tensión 13.200/33.000) V ****			9.00
5 — Gobierno y Otros Usuarios Especiales	—	150.00	13.50
6 — Alumbrado Público y Servicio de Agua	—		13.50

* Corresponden al sistema interconectado y excluyen recargos de origen impositivo.

** Incluye a todos los servicios que no corresponden al resto de las categorías.

*** Hay bonificación especial para los consumos nocturnos.

**** Hay bonificación especial para servicios en tensiones mayores.

Por último, para los Grandes Consumos existe una bonificación especial cuando se realiza en horario nocturno (23 horas a, 7 horas), la cual se aplica únicamente sobre el cargo por energía.

Como ya se adelantó, esta estructura tarifaria responde a una evolución operada en los últimos años. La bonificación por servicio nocturno, con ligeras modificaciones, data de 1958. Los cargos por demanda tienen su origen en 1962, y los denominados escalones por recepción de energía en distintos voltajes aparecen también en forma incipiente en 1962, mejorándose recién en 1967.

13. Un análisis directo de la estructura de tarifas vigente quedaría oscurecido por la variedad de cargos (fijo mensual, demanda y energía) del actual sistema.

A fin de hacer comparables las tarifas para cada categoría de servicio, se ha preparado el Cuadro 2, que presenta la misma información sobre bases homogéneas. Para ello tomaron únicamente los suministros de idéntico voltaje (220 V)¹⁸, se unificaron el cargo fijo mensual y el cargo por demanda con el cargo por energía, y se expresaron en importes unitarios por kWh consumido. En el caso del cargo fijo mensual se utilizaron los promedios de consumo de cada categoría de servicio y en el de los cargos por demanda de los Grandes Consumos se adoptó el supuesto de factores de utilización de 0.3 y 0.4 por parte de los clientes, ofreciendo de esta manera dos alternativas¹⁹.

CUADRO 2. — TARIFAS EQUIVALENTES DE EPEC

<i>Categoría del Servicio</i>	<i>\$/kWh</i>
Residencial	12.97
General	18.69
Grandes Consumos	
a) De 40 a 1.200 kW	
1. Factor de utilización 0,3	14.90
2. Factor de utilización 0,4	13.99
Gobierno y Otros Usuarios Especiales	15.47
Alumbrado Público y Servicio de Agua	13.50

Usando esta forma de presentación se advierte inmediatamente que existe una marcada gama de precios de la energía eléctrica según la categoría del servicio. Un ordenamiento de mayor a menor del precio permite presentar el siguiente rango: 1º General; 2º Gobierno; 3º Grandes Consumos; 4º Alumbrado Público y 5º Residen-

¹⁸ Únicos comparables de acuerdo a la información que se dispuso.

¹⁹ Se empleó la siguiente definición de factor de utilización:

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Consumo mensual (kWh)}}{\text{Demanda máxima (kW)} \times 720 \text{ h}}$$

cial. La primera conclusión es que el criterio discriminatorio por categorías en algunos casos es fuertemente diferencial. Por ejemplo, para el servicio General (aplicable a la industria y al comercio con demanda hasta 40 kW) rige una tarifa superior en un 44,1% a la vigente para la categoría Residencial.

La segunda conclusión es que la tarifa para los Grandes Consumos, como consecuencia de los cargos por demanda y un cargo uniforme por kWh consumido, es también discriminatoria al disminuir el precio promedio por kWh consumido con el aumento del factor de utilización de la demanda máxima del cliente.

La tercera conclusión es que las tarifas para los mismos Grandes Consumos son discriminatorias al favorecer el consumo nocturno para demandas máximas dadas²⁰.

Por último, en las categorías de servicio con cargo mensual fijo se presenta otra discriminación de precio: los clientes pagan una tarifa decreciente por kWh a medida que aumenta su consumo de energía.

En consecuencia, existen evidencias que las tarifas de EPEC son discriminatorias en varios sentidos. Para valorar el sistema tarifario en su conjunto es menester analizar previamente las características de la demanda de energía que enfrenta EPEC, como asimismo algunos aspectos de la estructura de costos que originan los tipos de generación que usa.

14. Los diagramas o curvas de carga de EPEC difieren, como es de prever, entre invierno y verano. No se dispuso de todos los diagramas diarios de carga de EPEC correspondientes a un lapso suficientemente representativo que permitiera definir en un calendario anual estos dos períodos. Ante esta circunstancia se ha optado por aceptar como una buena aproximación para el sistema de EPEC, la clasificación que efectuó Guadagni (3; pág. 18) para el sistema del Gran Buenos Aires: invierno, desde la tercera semana de mayo hasta la primera semana de octubre y verano, al resto del año. En el Gráfico 3 (Anexo) pueden apreciarse los diagramas de carga de EPEC

²⁰ Esta salvedad se debe al hecho ya mencionado de que la bonificación se aplica sobre el cargo por kWh consumido.

correspondientes a dos días típicos de cada una de estas estaciones en el año 1965.

Las curvas de carga que enfrenta el sistema interconectado de EPEC ofrecen un característico pico de "iluminación", es decir, una punta del diagrama en el momento de encendido durante las primeras horas de la noche. Esta pauta particular del consumo de energía se da tanto en invierno como en verano, aunque el máximo "maximorum" corresponde al invierno y en éste, la diferencia entre el pico máximo y el siguiente (correspondiente a las horas intermedias de la mañana) es mucho más marcada que en verano. Los factores de carga mensuales correspondientes a los años 1965 y 1966, que se muestran en el Gráfico 1, ponen en evidencia ambas características. Yendo ahora al estudio de los factores que están detrás de la estructura de costos del servicio eléctrico, es menester estudiar la evolución de los factores de carga anuales desde 1957 hasta 1967; existen dos formas de cuantificarlos: primero, la convencionalmente usada para, este fin y ya utilizada para preparar el Gráfico 2; segundo, la más burda pero igualmente interesante de relacionar la demanda máxima diurna con la demanda máxima maximorum (nocturna). Los resultados aparecen en el Cuadro 3, donde se han señalado con asteriscos los años en que se produjeron modificaciones importantes en las tarifas.

De paso y sin pretensión de extraer conclusiones definitivas en este aspecto, pues puede aducirse que el factor de carga es función de una serie de variables, se puede expresar que los cambios tarifarios no han servido hasta ahora para aumentar el factor de carga.

Por el contrario, el factor ha desmejorado con relación, por ejemplo, a 1951 y las desmejoras se han producido generalmente al año siguiente del cambio de tarifas. La relación entre las demandas máximas diurnas y nocturnas ha experimentado un deterioro aún más notable que el anterior.

Como un método alternativo de medir la utilización de la capacidad de generación del sistema y extender el análisis a los meses de invierno y verano, se pueden calcular las relaciones entre la de-

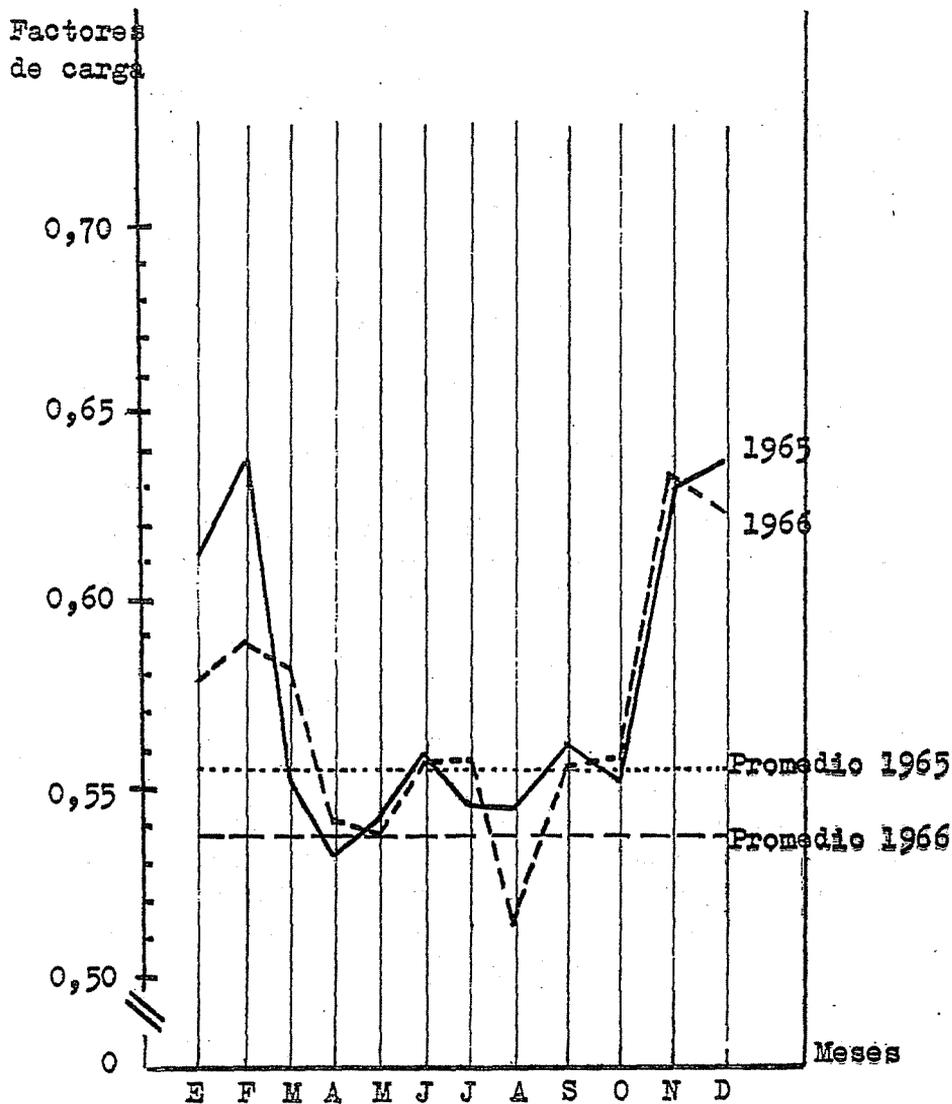
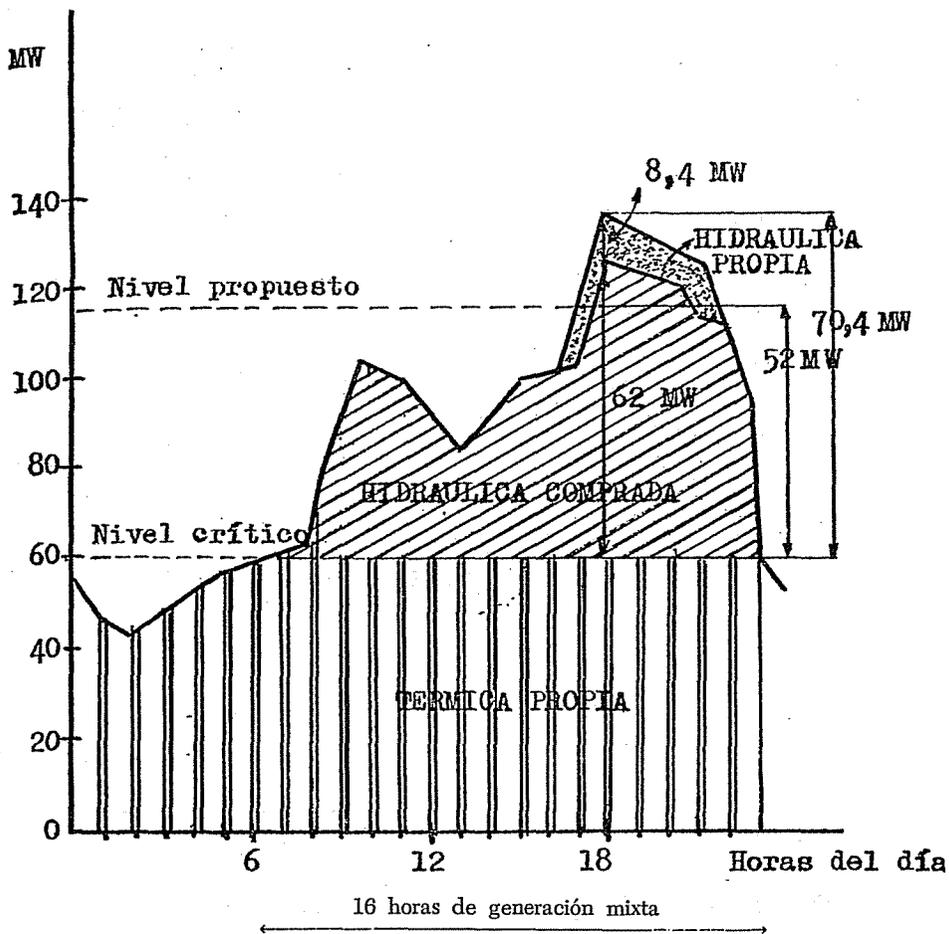


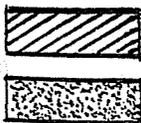
GRAFICO 1. — EPEC. Factores de carga mensuales del sistema interconectado: 1965/1966.

ASPECTOS ECONOMICOS DE LA TARIFAS ELECTRICAS

GRAFICO 2. — EPEC. Diagrama de carga tentativo con distribución óptima de la energía por origen de generación *



* Preparado en base a información correspondiente a 1965 (La curva de carga corresponde al 8/7/6).



manda mínima y máxima correspondiente a ambas estaciones. Los resultados se presentan en el Cuadro 4.

CUADRO 3. — FACTORES DE CARGA DE EPEC, 1957 - 1966

Año	Factor de Carga	D. M.	D*
		D. M.	N
1957	0,53		0,94
1958**	0,52		0,84
1959	0,42		0,88
1960	0,52		0,96
1961	0,57		0,89
1962**	0,57		0,88
1963	0,54		0,81
1964	0,53		0,82
1965	0,55		0,86
1966	0,54		0,79

* Calculada para días típicos y promediada.

** Años en los que se modificó la estructura tarifaria.

CUADRO 4. — RELACIONES ENTRE DEMANDAS MINIMAS Y MAXIMAS *

Año	Verano	Invierno
1962	0,45	0,34
1963	0,46	0,33
1964	0,44	0,30
1965	0,36	0,16

* Corresponden a curvas de carga de días típicos de cada estación.

De esta información pueden inferirse tres características importantes: 1) Los bajos valores absolutos del factor de carga; 2) El constante deterioro en los años analizados de la relación demanda mínima/demanda máxima, que es perfectamente compatible con la evolución del factor de carga en esos años (salvo para 1965) y se explica por un desplazamiento hacia arriba de los picos máximos²¹; 3) La marcada diferencia de dicha relación entre verano e invierno.

²¹ Esta afirmación surge de los datos que sirvieron para preparar el Cuadro 4.

15. La generación de la energía que comercializa EPEC proviene de distintas plantas térmicas e hidráulicas. La mayor parte de la energía de origen hidráulico la produce Agua y Energía Eléctrica de la Nación, a quien EPEC compra para comercializarla. La energía de origen hidráulico restante y la de origen térmico son producidas por EPEC mismo.

Además, existe otro aspecto destacable: las fuentes hidráulicas ofrecen un aprovisionamiento limitado, pues se trata de represas cuya capacidad depende del régimen de lluvias y éste es estacional²², y por otro lado no es posible prever ampliaciones importantes de la capacidad hidroeléctrica por las limitaciones de la cuenca.

Si la cantidad de kWh de energía de origen hidráulico es limitada, su distribución a lo largo del período anual que transcurre desde una estación de lluvias a otra puede determinarse en términos de kWh diarios con relativa facilidad.

El problema consiste en la elección de las horas del día a las cuales debe asignarse la disponibilidad de energía de origen hidráulico. No cabe duda que de acuerdo a las características de la demanda que aprovisiona EPEC, la generación hidráulica debe usarse para cubrir los picos de las curvas de carga²³. De esta forma se logra una apreciable economía que no se alcanzaría si esos kWh se distribuyeran, p. ej., de manera uniforme a lo largo de las 24 horas del día. La razón es que al concentrarse en las horas del pico se reduce al máximo la necesidad de capacidad térmica instalada y se obtiene un notable aplanamiento de la curva de carga y el mejor aprovechamiento de aquélla.

Lo dicho puede instrumentarse operativamente de la manera siguiente: Conocidas las curvas de carga típicas del sistema, la capacidad de generación hidráulica y las posibilidades de aprovechamiento de las fuentes, se calcula un promedio diario de generación hidráulica, se lleva a la curva de carga y por diferencia se fija *un nivel crítico de demanda* que puede atenderse con la misma. Auto-

²² Para facilitar el análisis excluimos la posibilidad de presas de propósitos múltiples.

²³ Habberger y Andreatta (4) llegan a idéntica conclusión en un estudio realizado para la India.

máticamente, el resto (base del diagrama) corresponde producirlo con generación térmica.

A título de ejemplo se ha preparado el Gráfico 2 donde se determinó dicho nivel crítico de la demanda. La zona punteada corresponde a los consumos a atender con generación hidráulica propia y la rayada, la parte atendida con energía hidráulica comprada (puntas de las curvas de carga); la cuadriculada muestra los que se atenderían con generación térmica (base de la carga).

Varias cuestiones de interés surgen de este gráfico. La primera y más importante, la curva de carga que enfrenta la generación térmica, se caracteriza por un pico de forma de meseta ("plateau"), que corre a lo largo de 16 horas (7 de la mañana a 23 de la noche) y coincide con aquel nivel crítico de la demanda.

Segunda, la parte de carga atendida por la generación hidráulica soporta todos los picos de la curva de carga, no quedando ninguno fuera de ella.

Tercera, cualquier desplazamiento hacia arriba de la punta máxima del diagrama obliga a desplazar también hacia arriba el nivel crítico de la demanda, ampliando con ello la zona atendida por la generación térmica. Nótese, sin embargo, que ello no debería modificar la forma de "plateau" de la curva de carga de la generación térmica ya que si ésta tuviera a su vez una punta, por pequeña que fuera, requeriría un exceso de capacidad instalada desaprovechada. Consiguientemente, el "modus operandi" del sistema consiste en asignar la generación hidráulica a la zona de las puntas de modo de dejar una base "plateau" que sería el techo de la generación térmica.

Cuarta, la distribución de la generación hidráulica propia y comprada debe practicarse siguiendo un criterio operativo ligeramente distinto. Esto se debe a que la tarifa que Agua y Energía Eléctrica de la Nación cobra a EPEC contiene un cargo por energía y un cargo por demanda, conviniéndole por consiguiente a EPEC mejorar el factor de utilización de la energía que adquiere y reducir la demanda máxima que corresponde al momento del pico máximo maximorum.

De allí que para reducir la punta a satisfacer con energía hidráulica comprada convenga emplear la generación hidráulica propia en los momentos del pico máximo maximorum. En el gráfico se la ha ubicado "coronando" el pico y de manera tal que satisfaga las dos restricciones a que está sometida: 1) demanda máxima instantánea correspondiente a una potencia instalada de 8.460 kW y 2) alrededor de 54.000 kWh diarios de suministro²⁴, determinados por el volumen de la cuenca.

Por último, no está de más repetir que un análisis más perfecto de la distribución de cargas entre los distintos tipos de generación exige el uso de métodos más precisos que el gráfico utilizado, lo que es factible y se hubiera justificado de contar con suficiente información sobre los diagramas diarios de carga, capacidad de embalse y régimen de lluvias, etc. El análisis gráfico presentado es más bien a título ejemplificativo y resulta suficiente para extraer lineamientos generales que permitan valorar las actuales tarifas eléctricas cobradas por EPEC.

16. La fijación de tarifas discriminatorias basadas en los costos marginales presenta sus complicaciones cuando la producción de energía se origina en plantas o grupos generadores con diferentes costos operativos o cuando la ampliación de potencia que requiere una demanda incrementada puede ser atendida con plantas adicionales de costo distinto.

La respuesta dada a este problema por los sostenedores del principio del costo marginal es simple. En un momento dado, el costo marginal a corto plazo que debe servir de base para fijar el precio de la electricidad despachada es el de la planta menos eficiente que debe entrar en operación a ese nivel de demanda (consecuentemente el costo marginal más alto). A largo plazo el costo marginal relevante se compone de dos partes: 1) el costo de construcción

²⁴ El sistema tarifario que aplica Agua y Energía de la Nación, puede significar que el costo de la energía hidráulica que usa EPEC exceda el de la térmica. Como no hemos contado con información suficiente para determinar este hecho, no lo hemos tenido en cuenta.

de la planta más eficiente y 2) el costo de operación de la planta menos eficiente en uso.

Aplicando este principio al caso de EPEC, limitándonos a la diferenciación de plantas entre térmicas e hidráulicas y bajo el supuesto de costos marginales a corto plazo constantes²⁵, podemos afirmar que los costos marginales que interesan para la fijación de tarifas son los de la producción térmica. Como la curva de carga tiene una forma especial de "plateau", la tarifa debería cobrar el costo marginal a corto plazo más el costo marginal a largo plazo para la energía suministrada durante las dieciséis horas del día que abarca el mismo. Al resto de la energía suministrada (en el diagrama contenido en el Gráfico 3), la correspondiente al período de 23 horas a 7 de la mañana, sólo debería cobrarse los costos variables (costo marginal a corto plazo). Este sería un primer tipo de diferenciación de precios de la electricidad con sentido económico, esto es, destinado a la optimización del uso de los recursos empleados en el sector.

Un segundo tipo de diferenciación aceptable sería el que distinguiera entre la energía suministrada en invierno y verano. Partiendo de la base que el pico máximo está desplazado hacia arriba en invierno y que es necesario penar los consumos durante estas horas, correspondería aplicar una tarifa ligeramente más alta para los consumos durante el "plateau" de invierno.

El tercer tipo de diferenciación conveniente debería tener en cuenta las características del costo unitario de la energía adquirida por EPEC a Agua y Energía, que ya dijimos es decreciente al aumentarse el factor de utilización²⁶. Es así como convendría penar de alguna forma los consumos entre las 17 y las 22, por ejemplo, y por lo menos durante el invierno. En el Gráfico 2 hemos supuesto como ejemplo la disminución de la demanda máxima de carga a

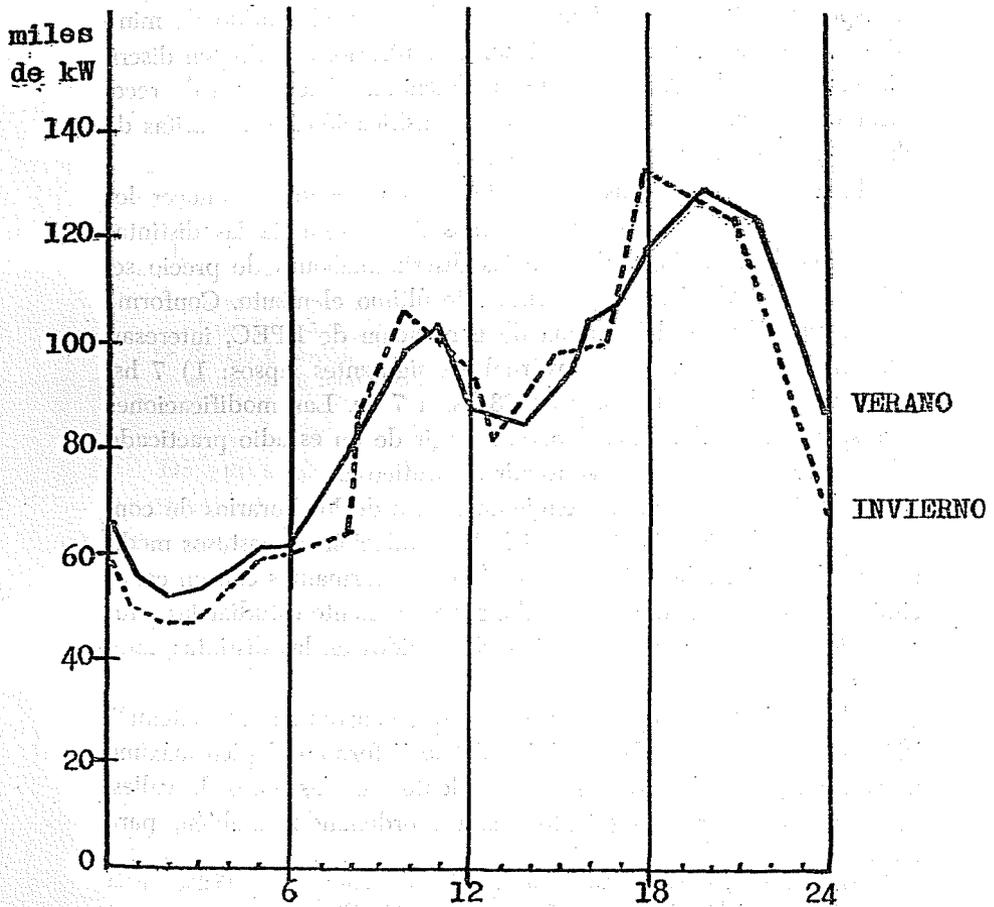
²⁵ Una investigación aún incompleta de los costos de producción de las plantas productoras de EPEC, cifraría las diferencias máximas entre los costos marginales de operación de las mismas en alrededor de \$ 2/kWh.

²⁶ La optimización del uso de los recursos totales invertidos en la electricidad sólo ocurrirá si las tarifas de AEE son marginales. Aquí, éstas se toman como dato.

ASPECTOS ECONOMICOS DE LA TARIFAS ELECTRICAS

solicitar a Agua y Energía de 62 MW a 52 MW, lo que tomando la cantidad promedio de kW adquiridos, significaría una economía de alrededor de \$ 0,80 por kWh.

ANEXO GRAFICO 3.— EPEC: Diagramas típicos del sistema interconectado. Invierno y Verano de 1965^o



^o Días 15 de marzo y 8 de julio.

Hemos dejado para el cuarto lugar otra diferenciación que ya viene aplicándose en las tarifas de EPEC, los denominados escalones por recepción de la energía a mayores voltajes, que se basan también en el principio del costo marginal, en este caso el de transmisión y distribución.

17. El análisis efectuado nos ha permitido afirmar que las tarifas de EPEC son discriminatorias. Resta por lo tanto analizar si se puede esperar que estas discriminaciones obren en el sentido de minimizar el uso de los recursos, o si por el contrario, constituyen discriminaciones que lo ignoran o aun lo fomentan. El lector ha de reconocer la relación de estas ideas con la clasificación de las tarifas de Shepherd mencionadas en la sección 8.

Para llegar a conclusiones válidas sería necesario conocer los horarios y temporadas de los consumos de energía de las distintas categorías de servicio, dado que las discriminaciones de precio seguidas por EPEC tienen en cuenta este último elemento. Conforme a las características del sistema de generación de EPEC, interesan solamente en la temporada invernal los siguientes lapsos: 1) 7 hs. a 23 hs.; 2) 8 hs. a 17 hs. y 3) 23 hs. a 7 hs. Las modificaciones correspondientes al verano deberían surgir de un estudio practicado sobre las bases seguidas al construir el Gráfico 2.

Es evidente que un conocimiento exacto de los horarios de consumo para todos los clientes exigiría la instalación de costosos medidores diferenciales horarios²⁷. Pero si nos conformamos con un conocimiento no tan exacto, aproximado, sería suficiente estudiar las pautas típicas de consumo de los clientes incluidos en las distintas categorías de servicio²⁸.

Llamando P a los consumos básicos que ocurren en el "plateau", PH a los que, estando dentro del "plateau" forman el pico máximo maximorum y V a los consumos coincidentes con las horas de valles, podemos construir el siguiente cuadro, ordenando también, para

²⁷ Sin embargo, como el 0.5 % de los clientes consumen el 35.2% de la energía vendida, este tipo de medición ofrecería ventajas innegables.

²⁸ Descartamos los consumos de los grandes clientes que tienen lugar entre las 23 y las 7 hs. para los cuales EPEC ya tiene creado un sistema de medición.

finés comparativos, las tarifas según el rango que se determinó en el Cuadro 2.

CUADRO 5. — RANGO DE TARIFA Y HORARIO DE CONSUMO POR CATEGORIA DE SERVICIO *

Categoría del Servicio	Horario del Servicio	Rango de Tarifa
General	P**	1º
Gobierno y Otros Usuarios Especiales	P	2º
Grandes Consumos		
a) Turnos diurnos	P	3º
Alumbrado Público y Servicio de Agua	V	4º
Residencial	PH	5º
Grandes Consumos		
b) Turnos nocturnos	V	6º

* En el caso que los consumos abarcaran más de un horario se le asignó al predominante.

** Siendo imposible discriminar entre las categorías Comercial e Industrial se asignó la totalidad al horario del consumo industrial.

De aquí surge que las discriminaciones de precios que contienen las actuales tarifas de EPEC las convierten en tarifas antimarginalistas, salvo las existentes para los servicios nocturnos a grandes consumidores²⁹ y la facturación según escalones por voltaje de recepción.

La aplicación de un criterio de tarificación en base al costo marginal exigiría una discriminación de precios muy distinta de la que se practica. Las tarifas discriminatorias de EPEC significan una fuerte penalidad para las categorías General, y dentro de éstas, especialmente a la de los clientes industriales, Gobierno y Otros Usuarios Especiales y Grandes Consumos, cuyos consumos básicos tienen lu-

²⁹ Sin embargo no coincidimos en que la bonificación sea sobre el cargo por energía —que supuestamente refleja costos variables invariantes en el día y la noche—, debiendo en cambio hacerse sobre el cargo por demanda, pues estos consumos economizan costos fijos por el aprovechamiento de capacidad ociosa.

gar durante las horas del "plateau" y para la de Alumbrado Público y Servicio de Agua con consumo en los valles. En cambio, resultan demasiado bajas para el servicio Residencial, que consume básicamente en el "plateau" pero es responsable del pico máximo.

17. Hay otros aspectos del sistema tarifario de EPEC que merecen consideración. Uno de ellos son los cargos por demanda, recientemente incorporados al régimen de tarifas. El segundo, la agrupación dentro del servicio General de consumidores comerciales e industriales.

Comenzando por este último aspecto, la agregación en una sola categoría a los efectos tarifarios lleva a la consiguiente pérdida de individualización de grupos que tienen distintas pautas de consumo horario.

Con respecto a los cargos por demanda, creemos que constituyen una evolución innecesaria además de implicar un costo adicional de medición de la demanda de potencia máxima. En efecto, existen razones suficientes para descartar la necesidad de medición de las demandas máximas "no coincidentes" de los grandes clientes sujetos a este régimen. Entre ellas pueden mencionarse: a) la responsabilidad del pico se distribuye entre estos clientes en proporción a los kWh consumidos ya que el máximo de carga para el sistema tiene la forma de "plateau"; b) la naturaleza aleatoria del "factor de diversidad"³⁰ para el conjunto permite la asignación de los costos fijos entre los consumidores en base a la energía que consumen (kWh); y, c) la existencia de picos no coincidentes en partes del sistema y de cargas por demanda para recuperar los costos fijos de las redes "semi-individuales" (ver sección 10 más arriba) está en contraposición con la particular característica de "plateau" de todo el sistema.

Por último, quedaría el problema que se denominó de los "picos cambiantes". Tampoco éste es un riesgo en el caso de EPEC dada la naturaleza de la curva de carga, con un techo extendido a lo largo de 16 horas diarias.

³⁰ Se entiende por factor de diversidad la relación entre la demanda de potencia máxima de los consumidores y la demanda real que enfrenta la central.

CONCLUSIONES

18. A modo de conclusión deseamos recalcar que las ideas que se presentan en este trabajo son sólo lineamientos muy generales basados en el análisis económico que no deben descuidarse en la fijación de una política tarifaria para los servicios públicos de electricidad. Estos lineamientos descansan sobre el principio del costo marginal, que en el caso de la producción de energía eléctrica exige un tratamiento diferencial para los distintos horarios diarios de consumo y diferentes épocas del año.

EPEC satisface la demanda de electricidad con un sistema mixto de generación hidráulica y térmica. Una combinación adecuada de ambas fuentes permite la aplicación de una tarifa basada en el costo marginal de la generación térmica, debido a la forma "plateau" que asume el diagrama de carga para ésta.

Un juicio sintético del Sistema Tarifario de EPEC conduce a que, salvo dos excepciones menores, las diferenciaciones de precio por categorías del servicio, lo convierten en un típico caso de tarifas anti-marginalistas. En efecto, los cargos son mucho más elevados para las categorías que consumen fuera del pico máximo maximorum y relativamente bajos para la categoría que consume básicamente en el pico. La actual tarifa pena los consumos producidos en momentos de capacidad ociosa y alienta los de los picos, y provoca la distorsión del mecanismo de asignación de recursos.

Además, la coexistencia de cargos por demanda y por energía en algunos tipos de servicio conduce a una tarifa decreciente por kWh con el aumento de los consumos, sin interesar el horario de éstos. Ello es evidentemente contrario al principio del costo marginal, que diferencia los consumos según la hora o época y no por cliente.

Como recomendación nos permitimos sugerir que es necesario practicar en las tarifas de esta empresa de servicio público, innovaciones fundamentales que respondan a los criterios económicos adecuados. Los beneficios que se pueden esperar de una política de tarifas acorde ha de reflejarse en una mejor utilización y un menor crecimiento de la capacidad instalada, y en una economía de los

recursos empleados en la generación, transmisión y distribución de la electricidad.

REFERENCIAS

1. BOLTON, D. J.: *Costos y Tarifas en el Suministro de Electricidad*, José Montesó. Editor, Barcelona-Buenos Aires, 1944.
2. GARFIELD, P. J. y LOVEJOY, W. F.: *Public Utility Economics*, Prentice-Hall Inc., New Jersey, 1964.
3. GUADAGNI, Alieto: "Problemas Económicos del sistema eléctrico del Gran Buenos Aires", trabajo presentado a la III Reunión de Centros de Investigación Económica. Tucumán, julio de 1967.
4. HARBERGER, A. y ANDREATTA, N.: "A note on the Economic Principles of Electricity Pricing", *Applied Economic Papers*, Vol. 3, Nº 1, March 1963.
5. HOTELLING, H.: "The General Welfare in relation to problems of Taxation & Railway & Utility Rates", *Econometrica*, 1942.
6. KOLSEN, H. M.: "The Economics of Electricity Pricing in the New South Wales", *The Economic Record*, December 1966.
7. LITTLE, I. M. D.: *A Critique of Welfare Economics*. Oxford University Press. 1950.
8. NELSON, James R.: *Marginal Cost Pricing in Practice*. Prentice Hall Inc., New Jersey, 1964.
9. NELSON, James R.: "Practical Application of Marginal Analysis in the Public Utility Field". *American Economic Review*, May 1963.
10. SHEPHERD, W. G.: "Marginal Cost Pricing in American Utilities", *The Southern Economic Journal*, July 1966.
11. VICKREY, W. S.: "Some objections to Marginal Cost Pricing", *Journal of Political Economy*, 1948.