

Precios de la Electricidad: Un Debate Teórico Para los Países en Vías de Desarrollo

Miguel Breceda Lapeyre•

Quizás con la excepción del petróleo, la electricidad aparece como el tema de estudio más importante del vasto campo de la Economía de la Energía.

La energía eléctrica es, en efecto, una de las formas de energía más importantes y más dinámica, tanto por el crecimiento absoluto de su utilización tradicional como por su característica de adaptabilidad para diversos usos.

Según algunas estimaciones del Banco Mundial, la capacidad de producción eléctrica instalada en los Países en Vías de Desarrollo (PVD) deberá duplicarse de aquí al año 1990, hecho que representará 40 millones de dólares de inversión anual, en promedio.¹

En casi todos los PVD se asiste a un crecimiento del sector eléctrico el cual requiere de estudios prospectivos minuciosos en los terrenos económicos, políticos, sociales, ambientales, entre otros.

En consecuencia, parece necesario iniciar el estudio y la comprensión de los elementos que intervienen en la llamada *estructura de la demanda eléctrica*.

Estos elementos o "herramientas" que modifican la demanda se clasifican, *grosso modo*, en herramientas *duras* y *suaves* de la gestión de la demanda.

• Investigador del Área Economía de la Energía y Petróleo del IIEC de la UNAM.
¹ Munasinghe and Wardford, *Electricity Pricing, Theory and Case Studies*, World Bank, Johns Hopkins, University Press, U.S.A. 1982, p. 5.

Entre las herramientas duras más evidentes, para modificar la demanda eléctrica, se encuentran los cortes de corriente o el control directo de las cargas de fluido eléctrico por parte de la empresa productora de electricidad.

En las herramientas suaves, la difusión tiene una alta prioridad, ya que a través de ella se dan a conocer los incentivos fiscales o impuestos al consumo, los cuales permiten regular la demanda e incidir en la política de precios.

Una correcta combinación de los dos tipos de herramientas puede lograr una adecuada gestión de la demanda ya que las herramientas duras tienen efectos en el corto plazo, mientras que las suaves son más efectivas en el largo plazo.²

Con este trabajo, se inicia el estudio de la política de precios de la electricidad en México, tomando en cuenta, como se dice en las líneas anteriores que el estudio de esta herramienta "suave" no es más que un elemento de la llamada "gestión de la demanda".

La política de precios de la electricidad es, también, un subconjunto importante de la política de precios de la energía y constituye, en consecuencia, un elemento importante en la planeación energética de un país. Por diversas razones, entre las herramientas (duras y suaves) mencionadas, la de la política de precios es la que más desarrollo ha tenido, baste percatarse del enorme cúmulo de contribuciones teóricas que, sobre los precios de la electricidad, se realizan desde hace 40 años.³

Sin embargo, hasta hace relativamente poco, una teoría específica o las adaptaciones de una teoría general de los precios de la electricidad para los PVD ha empezado a avanzar.

Algunos organismos internacionales de financiamiento como el Banco Mundial (BM) o el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) promueven, desde hace varios años, una teoría o reglas para determinar una política de precios de la electricidad *ad hoc* para los PVD.

Los enfoques de estos organismos se fundan en los desarrollos de la teoría neoclásica sobre el tema de los precios de un bien comerciable en diversas situaciones de mercado (competencia pura y perfecta, monopolio, oligopolio, etcétera), y en un estudio específico de la electricidad como un bien un tanto diferente.

² *Idem.* p. 7.

³ Por ejemplo, en un breve artículo de 15 páginas aproximadamente, titulado *Principles of Electricity Pricing* de M. Munasinghe, el autor utiliza 57 referencias diferentes.

Por diversas razones, que se esbozarán más adelante, el mercado de la electricidad muestra cierta tendencia a conformar una estructura monopólica y, de hecho, en la mayoría de los PVD, estos mercados funcionan como monopolios públicos.

Sin embargo, la experiencia de los monopolios públicos de las empresas eléctricas aparentemente no se inicia en esos países, sino en Europa y particularmente en Francia.

La experiencia francesa en materia de administración, investigación y, sobre todo en materia de precios de la electricidad no es desdeñable. A través de los años se ha consolidado una "Escuela Francesa" en esta última materia y sus aportaciones prácticas y teóricas sobre la gestión de un monopolio público de la electricidad deben tomarse en cuenta.

En gran parte de este trabajo se recurre a lo que se considera una conjunción afortunada entre los desarrollos de la teoría neoclásica sobre los precios de la electricidad propuesta por el BM o el BID y la experiencia de esta "Escuela Francesa" en materia de gestión de un monopolio público de la electricidad.

Asimismo, se intenta hacer una síntesis de las ideas más importantes avanzadas por las dos fuentes mencionadas.

El trabajo constituye, como ya se apuntó, el primer paso necesario, desde un punto de vista teórico, para presentar los elementos fundamentales que deberán tomarse en cuenta o que deben ser conocidos por los planificadores de las empresas nacionales de electricidad para diseñar una política de precios adecuada para los países en desarrollo.

Con base en los planteamientos elementales que aquí se esbozarán se puede iniciar la discusión sistemática sobre el tema específico de la tarificación eléctrica en los PVD, o en particular en México, cuya empresa eléctrica, constituida como monopolio público desde hace casi 30 años, no ha acertado a conciliar un funcionamiento *adecuado* con los requerimientos macroeconómicos que le ha impuesto el Estado a través de sus distintos gobiernos.

En México se observa que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) enfrenta, desde hace varios años, un deterioro creciente de su situación financiera que pueden detener sus planes de expansión en relación con una demanda en aumento y otra demanda rezagada.

Estos hechos obligan a una seria reflexión sobre el funcionamiento pasado y sobre el futuro de la empresa eléctrica mexicana.⁴

Un aspecto importante de este financiamiento lo constituye, ciertamente, su política de precios, la cual en tiempos recientes es cada vez más criticada, aún desde las esferas del gobierno que es el agente que determina, desde fuera de la CFE, dicha política.⁵

Si se pretende arribar a nuevas formas de tarificación eléctrica parece necesario conocer los desarrollos teóricos surgidos de las prácticas a la que se hizo alusión. No se trata, empero, de hacer transposiciones mecánicas de teorías o métodos foráneos, sino de fijar un cuadro de reflexión basado en experiencias más o menos probadas con cierto éxito.

El trabajo o proyecto amplio propone una suerte de método analógico que consiste en presentar, por una parte, la síntesis neoclásica sobre los precios de electricidad con alusiones puntuales a los PVD y, por otra parte, la práctica particular de una política de precios. Específicamente, el presente artículo presenta la síntesis neoclásica mencionada. La confrontación entre la teoría y la práctica, por ejemplo en el caso de México, es tema de una investigación mucho más extensa que rebasa los propósitos de esta publicación.

1.1 Especificidad de la electricidad

La teoría neoclásica de la producción toma generalmente como ejemplo bienes que presentan condiciones de fabricación y de almacenamiento idealizadas.

Es evidente que toda teoría requiere un espíritu de simplificación. Desde hace muchos años se sabe que la producción de un bien necesita tres insumos: materias primas, capital y trabajo. Tómese, por ejemplo, un pan o un par de zapatos, simplificado groseramente, estos productos se fabrican, en efecto, mediante el uso de estos tres insumos. Sin embargo, una vez fabricados y dispuestos para realizar-

se en un mercado, sus características de demanda y oferta son harto diferentes si se considera su grado de "almacenabilidad", por ejemplo. La electricidad es producida también a partir de estos insumos, pero resulta claro que se trata de un bien diferente de los ejemplos señalados.

En contraste con otros bienes de mercado, la electricidad tiene la desventaja de no poderse almacenar, "no es almacenable al menos en cantidades importantes y en condiciones económicas interesantes".⁶ Sin embargo, la electricidad tiene desde su punto de vista energético la gran ventaja de la flexibilidad en el nivel de la utilización final⁷ que le permite satisfacer, cada vez más, un mayor número de necesidades energéticas. Su demanda crece casi de manera exponencial en todo el mundo.

Para satisfacer esta demanda el sistema de producción eléctrica reviste varias características técnicas y económicas que lo distinguen de un sistema básico de producción. En primer lugar, la producción, o la oferta, tiene que satisfacer en el momento requerido una demanda fluctuante.

Los equipos de producción deben poseer capacidades de modulación para satisfacer tal demanda en sus "picos". Es necesario entonces, "prever un parque de centrales cuya capacidad de producción corresponda a la demanda de punta".⁸

Dicho parque de centrales puede ser, a su vez, muy diverso en su naturaleza (tipo de energía primaria utilizada para generar electricidad) como en su estructura de costos de funcionamiento (costos fijos y costos variables).⁹

En general, el productor de electricidad tiene que encargarse, también, de su transporte y su distribución para asegurar una adecuada interconexión entre el conjunto de medios de producción y los lugares de consumo.

Otra característica relevante del sistema de producción eléctrico es el tiempo necesario para la construcción de las centrales. La puesta en marcha de los medios de producción de la electricidad puede llevarse un periodo relativamente largo. Aún cuando la decisión de

⁶ D. Fouquet, *Economie de l'Electricité*, Copia Xerográfica del IIEDE, Universidad de Grenoble, Francia. Noviembre de 1984, p. 2.

⁷ Véase J. Percebois, *Dossier Méthodologique*, Copia Xerográfica del IIEJE, Universidad de Grenoble, Francia, 1985-1986, pp. 143-144.

⁸ J. Percebois, *Ibid.*

⁹ D. Fouquet, *Op. cit.* pp. 2 y 3.

⁴ Al respecto, numerosas fuentes periodísticas han hecho alusión al serio problema de financiamiento que afronta la CFE.

⁵ Desde los inicios del reciente periodo presidencial de Miguel de la Madrid Hurtado (1982-1988) se habló de la necesidad de modificar la política de precios de venta de la Electricidad.

invertir en alguna planta eléctrica se tome y se lleve a cabo, el tiempo de construcción puede ser de 2 a 7 años en las mejores condiciones y depende del tipo de planta. La central nuclear de Laguna Verde que empezó a ser construida en 1975 aún no se pone en marcha, por ejemplo (febrero de 1989).

Las inversiones en el sistema eléctrico son materia de estudios muy delicados ya que son de gran magnitud y representan decisiones trascendentes para el conjunto de la sociedad que las emprende. La rentabilidad de estas inversiones se determina normalmente con las técnicas usuales del análisis costo-beneficio, pero factores "extraeconómicos" deben tomarse en cuenta: como la localización geográfica de las plantas y la elección de combustibles o la adopción de tecnologías nacionales por ejemplo. Los gastos de inversión tienen necesariamente un impacto en los costos de producción de la electricidad. La expansión de la oferta requiere un cuidadoso examen de éstos.

Las características de un bien como la electricidad, así como sus condiciones particulares de transporte y distribución determinan casi de manera natural el carácter centralizado de su producción.

Si bien es cierto que en algunos países, la sustitución de la electricidad por otras formas de energía ha sido posible en algunos casos (calefacción, cocción de alimentos, por ejemplo), la electricidad no es sustituible en sus usos específicos. De hecho, como ya se señaló, son otras formas de energía las que han sido sustituidas por la electricidad debido a su gran flexibilidad. Contrariamente a otros bienes, el utilizador de electricidad no puede dirigirse más que a una sola empresa para "comprar" sus kilowatts-hora. Toda una serie de factores han hecho que el mercado eléctrico se haya estructurado como un mercado con un solo vendedor, es decir, como un monopolio.

I.2 Factores que determinan el monopolio en el sistema eléctrico

Para la teoría neoclásica, todo alejamiento de un mercado de competencia pura y perfecta, en el cual el llamado óptimo de Pareto, ha sido alcanzado, constituye una patología que puede ser corregida mediante diversas medidas.

La aparición de los monopolios que, como ya se mencionó, es considerada como ineluctable aún por la teoría neoclásica, ha sido aceptada. Incluso esta propia teoría ha desarrollado todo un aparato,

especialmente en los años 20 y 50, por la llamada Escuela de Cambridge, para estudiar las situaciones de mercado en Monopolio.

Sin embargo, en la mayor parte del mundo capitalista, el Monopolio sigue considerándose básicamente como una distorsión del mercado ideal. Esta distorsión, se arguye, es claramente visible porque el monopolista no ajusta los precios de venta al costo marginal de un bien, apropiándose de un excedente que, en rigor, debería repartirse equitativamente entre los consumidores.

Para tal efecto, ya desde el siglo pasado en Estados Unidos se legisla para castigar las prácticas monopólicas (el Sherman Act de 1890) y, a principios de este siglo se legisla nuevamente para prevenir la existencia de tales prácticas (Clayton Antitrust Law, 1914).

En Francia se permite la existencia del monopolio pero, al menos en el caso de la industria eléctrica se le nacionaliza y se establece un precio de venta de la electricidad igual a su costo marginal de producción en un esfuerzo por contribuir a la maximización del bienestar colectivo.

En los albores de la industria eléctrica, los precios de la electricidad se fundaban en la competencia, hecho que conducía naturalmente a una tarificación basada en el *uso*. Este tipo de tarificación aseguraba, en general, una gran prosperidad a las pequeñas empresas eléctricas pero, eventualmente, conduce hacia una cierta discriminación entre los clientes.¹⁰

Con el crecimiento natural de la demanda eléctrica y los efectos perturbadores que esta tarificación basada en el *uso* causaba, la concentración de la producción eléctrica pareció cada vez más necesaria. En palabras de un especialista francés: "fue sumamente juicioso asegurar la interconexión de las redes y asegurar el desarrollo de la producción por aquéllas unidades hidráulicas o térmicas más eficientes".¹¹

El peso de las inversiones y la gestión del sistema eléctrico justifican generalmente la "centralización de la producción" que es una forma eufemística para hablar de un monopolio, el cual adecuadamente administrado permite mejorar y extender sensiblemente el servicio eléctrico y beneficiarse de economías de escala importantes. Es, por tanto, toda una serie de factores históricos, económicos y

¹⁰ W. Varoux "Tarification de l'Electricité", (en) *Revista de Energía*, No. 370, enero de 1985, pp. 12-14.

¹¹ *Ibid.*, p. 12.

técnicos la que determina que la empresa eléctrica se constituya como monopolio público.

1.3 La gestión del parque eléctrico

De una forma u otra, casi todos los países, y en particular los PVD, han establecido monopolios en el sector energético. La literatura sobre la gestión óptima de las empresas públicas es abundante, sin embargo, en el caso específico de las empresas públicas de la energía en los PVD apenas se empieza a desarrollar una cierta teoría.

La lógica de una empresa pública no puede ser la misma que la de una empresa privada. En particular, los monopolios públicos del sector energético deben procurar que sus objetivos hayan sido fijados por las agencias nacionales de planeación energética y deben guardar relación con los objetivos nacionales fundamentales.

El verdadero reto para la empresa pública consiste en satisfacer simultáneamente los requerimientos de racionalidad económica y los lineamientos impuestos desde el exterior. Por ejemplo, los monopolios públicos de la energía en México y en particular la empresa estatal de la electricidad nunca ha podido conciliar estos dos elementos.

Una teoría neoclásica de la producción sugiere una metodología adecuada para determinar una gestión óptima de la empresa. Esta metodología se ha robustecido enormemente con el auxilio de las técnicas de la Investigación de Operaciones.

Existe una motivación diferente en las cuestiones que asaltan a un empresario según sea de una empresa privada o pública. Se trata pues, de ¿maximizar ganancias o minimizar costos? Y la cuestión no es retórica.

De acuerdo con un especialista de la empresa Electricité de France (EDF),¹² los administradores de la empresa eléctrica deben minimizar una función de costo total que contiene tres elementos:

$$\text{Costo Total} = \text{Costo de Explotación} + \text{Costo de Inversión} + \text{Costo de Falla}$$

¹² L. Monnier, "Tarification de l'Electricité: nouveau débat" (en) *Les Prix de l'Energie*, Cuadernos del ISMEA, Serie EN, Núm. 1 p. 2056.

Añade este autor: "En el corto plazo, la gestión óptima de un sistema conduce a la puesta en servicio de las diferentes centrales ordenadas según los costos de explotación creciente. El costo de la última central será llamado el costo marginal del conjunto del sistema".¹³

En el largo plazo, la empresa debe efectuar la adaptación dinámica de su parque de centrales con la finalidad de resolver dos problemas principales: la adaptación del volumen (¿qué capacidad desarrollar?) y la determinación de la estructura (¿qué medios de producción elegir?).¹⁴

Para resolver el primer problema los empresarios eléctricos recurren —en teoría— a la minimización de la función de costo total. Y la decisión sobre los medios de producción debería, también en teoría, resolverse con criterios de rentabilidad. En el marco de este trabajo no se pueden discutir las distintas modalidades que puede tomar la gestión de la empresa eléctrica. Diversos estudios, realizados principalmente en los países industrializados, han logrado establecer una serie de reglas de gestión para la empresa eléctrica. Destaca entre éstas el caso de la empresa francesa EDF que puede considerarse, en cierto modo, como una empresa exitosa (aunque tal vez la más endeudada), a juzgar por el precio de sus Kw/h (el más bajo de Europa) y por sus programas de expansión de la oferta, los cuales (criticables o no) son los únicos en el viejo continente que han sido cumplidos y hasta rebasados. EDF ha recorrido un largo camino para establecer el principio fundamental de su funcionamiento: vender la electricidad a un precio igual a su costo marginal de producción.

A pesar de la larga experiencia y dificultades para la aplicación puntual de este principio y la evidencia de su racionalidad desde el punto de vista técnico, señalada una y otra vez en la abundante literatura sobre el tema, el precio de venta de un Kw/h puede no establecerse igual a su costo marginal sino, como sugieren algunos estudios igual a su costo medio.

Sin embargo, cabe señalar que el principio de la fijación del precio del Kw/h igual a su costo marginal es cada vez más aceptado. Pero la instrumentación de este principio depende de las posibilidades reales de llevar a cabo toda una serie de medidas que permitan dilucidar el verdadero costo de producción de la electricidad.

¹³ *Ibid.*

¹⁴ *Ibid.*

El principio de la gestión de la empresa eléctrica, basado en la noción de precio de venta = costo marginal es, para muchos estudiosos, incontrovertible; su aplicación cabal, empero, es sumamente difícil.

I.4 El equilibrio financiero de una empresa eléctrica

El problema de los compromisos presupuestarios de la empresa eléctrica es uno de los más difíciles de tratar, especialmente porque el funcionamiento real de una empresa determinada depende de las condiciones locales específicas. Sobre este terreno, la teoría termina por abordar tantas modificaciones como situaciones diferentes presentadas por la empresa y se puede decir que no existe más que una práctica resultante de experiencias particulares. Específicamente en los PVD, como ya se ha mencionado, las empresas eléctricas nacionales se enfrentan de manera permanente a la necesidad de conciliar las exigencias macro-económicas del Estado y el equilibrio financiero a nivel micro-económico. Este equilibrio financiero, o equilibrio presupuestario, está naturalmente en relación directa con la política de precios de la empresa. A lo largo de este trabajo se citan básicamente las ventajas de un precio de venta del Kw establecido en relación directa al costo marginal de su producción.

Vale señalar, sin embargo que existe un buen número de opiniones calificadas que demuestran que la venta al costo marginal no proporciona los ingresos suficientes para cubrir los costos de un sector tal como el de la electricidad, que presenta rendimientos de escala crecientes (sobre todo en el transporte y la distribución)¹⁵ al respecto, algunas teorías han avanzado, al poner en duda la llamada gestión a costo marginal "para la empresa pública, y demostrando que, forzosamente en el caso de rendimientos crecientes, lo más interesante puede ser la "gestión a costo medio".¹⁶

A pesar de todas las ventajas que presenta la "gestión a costo marginal", excepto con respecto al equilibrio presupuestario, surge

¹⁵ Michel Francony *et. al.*, *Principes de Tarification de l'Electricité en France* (en) P. D4060-3.

¹⁶ No se abordará aquí ese tema. Sin embargo, se puede encontrar un artículo al respecto, aunque un poco complicado desde el punto de vista matemático en: Xavier Freixas et Jean Jacques Laffont "Tarification au coût marginal ou équilibre budgétaire?" (en) *Annales de l'INSEE*, Núm. 53, p. 63.

la pregunta o cuestión de si existe una política de financiamiento (autofinanciamiento o empréstito) "realmente aplicable" que permita satisfacer los ingresos a costo marginal.¹⁷

El productor de la electricidad está confrontado, esencialmente, con el problema de satisfacer una demanda al menor costo actualizado. Resulta conveniente recordar cuáles son sus costos, gastos —G— y sus ingresos —Y—; se adoptarán las siguientes definiciones admitidas por los ingenieros economistas de la EDF.

Para los gastos, dos términos:

$$G = \left\{ \begin{array}{l} 1) \text{ Los gastos de explotación, incluyendo el combustible.} \\ 2) \text{ Los gastos de inversión y de renovación, por una parte; y de desarrollo de capacidades nuevas para satisfacer la demanda si ésta está en crecimiento, por otra parte.} \end{array} \right.$$

Dos términos para los ingresos derivados de una tarificación basada en el costo marginal:

$$Y = \left\{ \begin{array}{l} 1) \text{ Los gastos de explotación ponderados con un coeficiente de rendimiento de escala.} \\ 2) \text{ La remuneración de las capacidades de producción, de transporte y de distribución igual al producto de la reserva del capital en volumen, ponderado por el coeficiente de escala y por el costo unitario de anticipación. (El "costo de anticipación" según EDF es un costo atribuido a los gastos de modificación de capacidad de producción).} \end{array} \right.$$

La diferencia entre G e Y está en relación directa con la política financiera seguida por la empresa. También, su política de endeudamiento hace intervenir la tasa de interés del mercado.

¹⁷ Francony *et al.*, *Op. cit.*, p. 12.

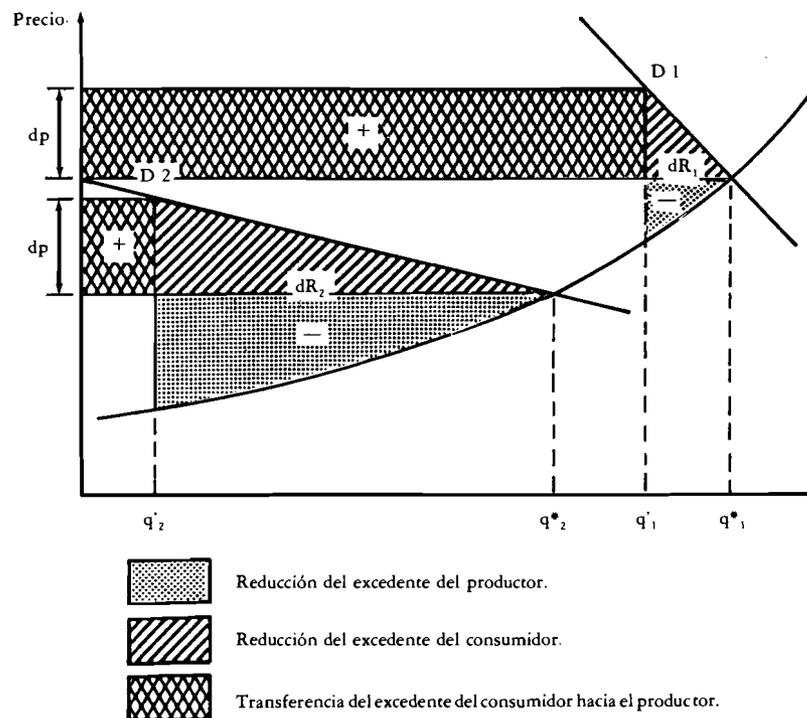
A fin de responder a la cuestión sobre la existencia de una "política realmente aplicable" expuesta anteriormente, "está claro que la respuesta depende de los valores respectivos del coeficiente de rendimiento de escala; de la tasa de crecimiento de la demanda; de la tasa de actualización y de la tasa de interés".¹⁸ Según la EDF una situación en la que las amplitudes de estos parámetros se compensan de manera adecuada puede existir y, de hecho, la venta a costo marginal se practicaba hasta 1974 en Francia, sin muchas "correcciones" (éstas son actualmente llamadas "peajes"). Para resumir esta noción, se discutirá brevemente el sentido de estas "correcciones", cuya finalidad consiste en ajustar los precios de venta de la electricidad para reforzar los efectos de la gestión a costo marginal.

Desde el año de 1956, el señor Boiteux de la EDF propone en un artículo¹⁹ esta noción de "peajes". La regla de Boiteux-Ramsay dice que la diferencia relativa entre el precio que debe pagar un cliente y el costo marginal debe ser razonablemente reducida para no ocasionar una modificación sensible en el comportamiento del cliente, es decir, inversamente proporcional a la elasticidad precio de la demanda de ese cliente".²⁰

Este ajuste que, para Munasinghe, se revela el más satisfactorio desde el punto de vista de la optimización de la economía, es conocido en la literatura del BM y el BID como la regla de la elasticidad inversa de Baumol-Bradford. Albouy, del BID, resume este ajuste de la manera siguiente: la diferencia entre los precios y los costos marginales debe ser inversamente proporcional a la elasticidad-precio de cada demanda.²¹ Esta regla posee una explicación intuitiva que se puede apreciar en la figura A-1.

Suponiendo que el precio de un Kw/h sobrepasa el costo marginal para dos consumidores con una demanda D1 y D2 respectivamente. Suponiendo entonces $dp > 0$ y la demanda inelástica D1; el consumo y el bienestar son ligeramente modificados y, naturalmente una parte del excedente del consumidor es transferida al productor. Al contrario, el mismo dp y la curva D2 (que presenta una mayor elasticidad) se traducen por una reducción importante de la demanda

Figura A-1
LA REGLA DE LA ELASTICIDAD INVERSA



y el bienestar. La reducción del excedente ($dR-dB$) del consumidor es aún más importante para el mismo objetivo financiero (dp). Por lo tanto, es preferible que la diferencia entre precio y costo marginal sea más importante para el consumidor con una elasticidad menor.

Estas "correcciones" pueden parecer difíciles de aplicar en la práctica. Es evidente que para utilizarlas, resulta necesario estudiar con detalle las elasticidades-precios de la demanda eléctrica para diversos grupos de consumidores.

Existen otros tipos de ajustes necesarios para la aplicación cabal de la gestión al costo marginal de la empresa eléctrica. Quizás el más

¹⁸ *Ibid.*
¹⁹ M. Boiteux, "Sur de la question des monopoles publics astreints a l'équilibre budgétaire" (en *Econometric USA*), enero de 1956, citado en Francony et al, *op. cit.*, p. 12.
²⁰ *Ibid.*
²¹ Yves Albouy *Marginal cost analysis and pricing of water and electricity power* IBD, Washington 1983, p. 19.

habitual o el más practicado que, además puede constituir (según opiniones calificadas) la solución más eficaz al problema financiero, consiste en apoyarse en los subsidios gubernamentales y en los impuestos para responder a las necesidades financieras de la empresa eléctrica.²²

La gestión al costo marginal continuará siendo una forma de gestión hacia donde se debe tender, según EDF y los organismos internacionales a los que se hace referencia. En términos generales son los principios del costo marginal los que permiten adaptar mejor las especificidades de la electricidad, y asegurar el equilibrio financiero de la empresa.

A continuación nos referiremos a los diversos aspectos del *costo marginal de la electricidad*; desde su determinación hasta las modalidades de venta del Kw/h, es decir a la *tarificación*.

II.1 El costo marginal de la electricidad

Antes de entablar una discusión sobre la fijación de un precio justo de la electricidad recordaremos brevemente los principios de fijación de los precios de un bien comerciable que sugiere la teoría neoclásica. Esta teoría "centra todo su análisis sobre el principio de la asignación óptima de recursos".²³ Esta hipotética e ideal "asignación óptima" proviene del equilibrio de un mercado donde se alcanza un óptimo de Pareto. Para entender este óptimo, recordemos que es "suficiente" que exista un mercado de competencia pura y perfecta que presenta las siguientes cuatro características fundamentales: atomicidad, fluidez, homogeneidad del producto y transparencia.²⁴ En un mercado como éste, el precio de venta de un bien producido es igual a su costo marginal y la misma lógica se aplica a los factores de producción. Este precio está determinado de manera exógena y ningún agente del mercado, comprador o vendedor, ejerce influencia sobre su nivel.

En una situación de monopolio que, según los términos mismos de la teoría neoclásica es ineluctable (por ejemplo en la teoría del monopolio natural), el precio de venta de un bien no es igual a su

²² Munasinghe, *Electricity Pricing*, Op. cit. p. 74.

²³ J. Percebois, *Dossier Méthodologique* (copia mimeográfica) IIEJE, 1977.

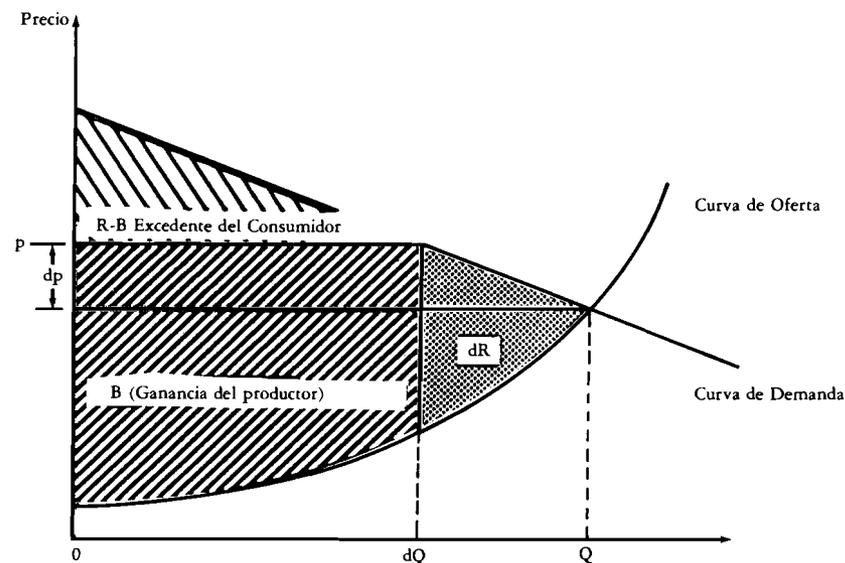
²⁴ Robert Goffin, *Analyse micro-économique*, Dallaz, París, 1985, pp. 139-140.

costo marginal de producción: el objetivo del monopolista —maximizar su ganancia— lo conduce a maximizar su excedente en detrimento de aquel del consumidor.²⁵

La figura A-2 ilustra el razonamiento anterior. Supongamos que $dR = \sum p_i dQ_i$ representa la variación del valor excedente, siendo la diferencia entre el valor de la producción (dQ_i positivos) y el de los insumos (dQ_i negativos). Este excedente no coincide con el excedente del productor, $B = \sum P_i Q_i$, y, por lo tanto, $dB = \sum P_i dQ_i + \sum Q_i dP_i = dR + \sum Q_i dP_i$.

Figura A-2

EL EXCEDENTE DEL PRODUCTOR Y DEL CONSUMIDOR



El segundo término de esta expresión representa la variación del excedente del consumidor, es decir, la variación entre la curva

²⁵ Percebois, Op. cit., p. 3.

de la demanda y la recta horizontal del precio. El máximo de bienestar ($dR = 0$) es alcanzado cuando el precio es igual al costo marginal, pero este punto representa la ganancia máxima del productor ($dB = 0$) solamente si el precio de venta es fijo ($dP = 0$).

Normalmente el vendedor monopolista modifica el precio, siendo $dP \neq 0$, y sólo la intervención del Estado puede transferir una parte de la ganancia del monopolio hacia el consumidor. Este mecanismo es automático cuando al monopolista se le obliga a ajustar su precio de venta sobre su costo marginal. Entonces el monopolio "puro" se convierte en monopolio "público". La teoría neoclásica propone entonces que, tanto en un mercado de competencia pura y perfecta como en un mercado de monopolio (modificado), el precio de venta de un bien debe corresponder a su costo marginal. Este resultado es crucial para el análisis siguiente y constituye el principio básico de la tarificación al costo marginal de la electricidad.

Diferentes "costos" de la electricidad

Aún a pesar de las características especiales —antes señaladas— que reviste la electricidad como bien comerciable, su costo marginal de producción se establece de forma análoga a la de cualquier otro bien.

La empresa eléctrica produce un bien llamado Kw cuyo costo marginal de producción se define como el costo económico en que incurre la empresa si aumenta su oferta en un Kw/h o el ahorro asociado con un decremento equivalente en la producción. Introduciendo una noción un tanto más "social" algunos economistas e ingenieros de EDF definen el costo marginal como "el costo que hace soportar a la colectividad el usuario que decide consumir una unidad suplementaria de este bien".²⁶

La teoría neoclásica ha establecido una diferencia entre los costos de corto y largo plazo, la cual resulta de suma importancia, en particular para la industria eléctrica. Los electricistas enfatizan esta diferencia entre el costo marginal a corto plazo (CMCP) y el costo marginal a largo plazo (CMLP). Así, el CMCP, de un bien (adicional o suplementario) es el suplemento o aumento del costo de producción, de transporte y de distribución que resulta de la dotación de este

²⁶ Michel Francony *et. al.*, *Principes de Tarification de l'Electricité en France* (en) P. D4060-3.

bien, sin que se modifiquen, —valga la redundancia— las condiciones generales de producción, transporte y distribución.

El CMLP de un bien (suplementario) es el aumento del costo de producción, de transporte y de distribución que resulta de este bien suplementario, para un año dado, cuando esta demanda es suficientemente prolongada en el tiempo para que el productor pueda modificar sus capacidades.²⁷

El costo marginal de un Kw/h está compuesto de costos diversos, los cuales son definidos según convenga al planificador. Por ejemplo, el costo por modificar las capacidades se llama, en ocasiones, "costo de anticipación" (*coût d'anticipation*) por EDF.

En general el costo marginal podría desagregarse de múltiples maneras, según el caso. Para un análisis detallado, muchos tipos de costos se pueden establecer según se quieran especificar los costos en cada etapa de producción.

Para Munasinghe, del BM, los costos marginales de la electricidad se pueden agrupar en tres grandes categorías: costos de capacidad, costos de energía y costos de consumidor. Los costos marginales de capacidad son básicamente los costos de inversión en los instrumentos de generación, transmisión y distribución asociados con la producción adicional de kilowatts. Los costos marginales de energía son aquellos debidos al costo del combustible y al costo de operación para generar kilowatts adicionales. A estos costos se les podría añadir, asimismo, costos de mantenimiento. Finalmente, los costos marginales del consumidor consisten en los incrementos en costos directamente atribuibles al consumidor, típicamente costos de conexión, medición y facturación.²⁸

Antes de concluir esta brevísima discusión sobre los costos, conviene retomar los conceptos de CMCP y CMLP y señalar un importante resultado que liga a ambos.

Supongamos que el $CMCP > CMLP$, el productor tiene entonces interés en desarrollar su parque y la demanda es, por tanto, satisfecha disminuyendo el costo total. Si, al contrario $CMCP < CMLP$, el productor habría podido dispensarse de hacer ciertas inversiones y satisfacer de este modo la demanda a menor costo.

²⁷ *Ibid.*, p. 4.

²⁸ M. Munasinghe, "Principles et Modern Electricity Pricing", in *Proceedings of the IEEB*, Vol. 69 Núm. 3, marzo, 1981, p. 337.

En fin, si $CMLP = CMCP$, el costo no disminuye si el productor modifica su parque. Este último permite satisfacer la demanda a menor costo. En este caso se dice que el parque es *óptimo*. En suma, "para un parque de producción, y de redes de transporte y distribución óptimos, los costos marginales a corto y a largo plazo de todo artículo, son iguales".²⁹

Es necesario remarcar, como lo hacen muchos autores, que el $CMCP$ no es el costo marginal del presente y que el $CMLP$, el costo marginal para el futuro; tanto el $CMLP$ como el $CMCP$ hacen referencia a dos nociones de costos relativos a la misma época: la correspondiente a un artículo suplementario.

II.2 Fijación del precio de la electricidad

Como se anotó en la introducción a este artículo, existe una conjunción afortunada entre la metodología francesa de fijación de precios para la electricidad a través de la óptica de un monopolio público y la metodología que se desprende de la escuela neoclásica y que se sugiere por algunos organismos internacionales como el BID o el BM. Ambas metodologías coinciden en que el precio de venta de la electricidad debe ser igual a su costo marginal. Este sencillo postulado, sin embargo, conduce por lo menos a dos problemas: primero al de su aceptación y después al de su instrumentación.

Aún con todo el peso de la ya larga aplicación de este postulado en Francia y la *evidencia* de su racionalidad, desde el punto de vista teórico reseñado una y otra vez en la abundante literatura sobre el tema, el precio de venta de un kilowatt puede no establecerse como igual a su costo marginal. (Como ya se refirió antes: dicho precio podría, por ejemplo, fijarse igual al costo medio).

Cabe mencionar, sin embargo, que el postulado de costo marginal igual al precio es cada día más aceptado y que su implantación depende de las posibilidades reales de llevar a cabo una serie de medidas que permitan primero establecer el verdadero costo marginal de la electricidad.

²⁹ Michel Francony, *Op. cit.*, p. 5.

Como sugiere el BM, la primera etapa de fijación del precio de la electricidad consiste en establecer un precio que satisfaga los objetivos de eficiencia económica. Este es un *precio de oferta* que se determina por el productor, quien se basa en criterios técnico-económicos para trazar una curva de oferta. Esta curva debe ser el $CMLP$ para la empresa eléctrica, el cual es relativamente sencillo de determinar pues los costos de producción, incluyendo las consideraciones financieras, están generalmente bien definidos. Dado que la electricidad es una forma de energía "no comerciable", su costo marginal es un costo de oportunidad de los insumos más (a veces) un costo de uso, según señala Munasinghe.³⁰

Así, el $CMLP$ constituye una típica curva de oferta de pendiente creciente que señala el precio de venta que el productor está dispuesto a aceptar, según los distintos niveles de producción.

Las prácticas monopólicas, economías externas y deseconomías, las intervenciones en el mercado a través de los impuestos, subsidios, etcétera, causan tales distorsiones en los precios de mercado de los bienes, que los fuerzan a alejarse de sus verdaderos costos de oportunidad o "shadow prices", o en nuestro idioma "precios-sombra".

Los precios-sombra en lugar de los precios de mercado

La curva $CMLP$ calculada a partir de los precios de mercado, debe modificarse con el uso del precio-sombra de los ingresos y los costos de inversión del sector eléctrico. *Los precios-sombra deben utilizarse en vez de los precios de mercado (costos financieros), para representar los verdaderos costos económicos de oportunidad de los recursos.*³¹ Esta afirmación es crucial en los planteamientos del BM y casi todos sus proyectos de financiamiento del sector energético en los PVD incluyen las consideraciones sobre *shadow-pricing*.³²

La consideración de los precios-sombra conduce, esquemáticamente, a un desplazamiento de la curva de oferta o curva de $CMLP$ debido al ajuste entre el $CMLP$ a precios de mercado y el $CMLP$ a

³⁰ Munasinghe, "An integrated Framework for Energy Pricing in Developing Countries" en *The Energy Journal*, Vol. 1, No. 3, julio, 1980, p. 9.

³¹ *Ibid* p. 7.

³² La literatura sobre los "shadow prices" es muy vasta. No se puede profundizar al respecto en este trabajo. Sin embargo, existe una muy buena síntesis elemental publicada por el Banco Mundial: *Shadow Pricing and Power Tariff Policy*, Staff working paper, Núm. 286, junio, 1978).

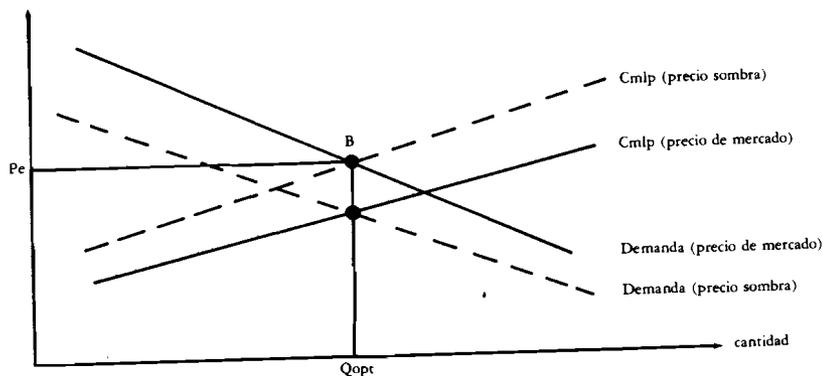
precios-sombra. De esta manera, se puede hablar de dos curvas de oferta de electricidad: una —convencional— definida por los precios de mercado de los insumos; y otra definida por los precios-sombra. Estas curvas son paralelas y la distancia entre ellas es un número positivo que en la teoría de los precios-sombra es llamado "factor de conversión".³³

En la ausencia de las distorsiones de mercado señaladas, la razón entre estas dos curvas de oferta sería igual a 1. Es decir:

$CMLP(\text{precio de mercado}) = b \text{ CMLP}(\text{Shadow})$, donde b es el llamado "factor de conversión". Se supone generalmente que $0 < b < 1$. La figura A-3 ilustra esta reflexión.

Figura A-3

EL COSTO MARGINAL A LARGO PLAZO-CMLP -
PRECIO DE MERCADO Y PRECIO SOMBRA



Para resumir, se puede decir que la primera etapa de fijación del precio de la electricidad consiste en establecer la curva del CMLP —que es en realidad la curva de la oferta— y ponderarla con el factor de conversión que surge del análisis de costos económicos de oportunidad o precios-sombra. Teóricamente, una vez alcanzada esta etapa, un precio de la electricidad que es congruente con el objetivo de

³³ Véanse Munasinghe, "An Integrated", pp. 6 y 7, *Op. Cit.*, y *Electricity Pricing, Theory and Case studies*, Johns Hopkins, University Press, Estados Unidos, 1982, pp. 42-52.

eficiencia económica ha sido determinado, por supuesto, desde la óptica del productor o del lado de la oferta. A este precio podríamos llamarle *precio óptimo*.

Ajustes al precio óptimo

La lección más elemental de economía muestra que la intersección de las curvas de oferta y demanda determina el precio y cantidad óptima. Ya establecida la oferta —en la sección anterior— sólo queda por determinar una curva de demanda. Esta demanda —definida muy elementalmente— no es más que la usual relación entre el precio que el consumidor está dispuesto a pagar por una determinada cantidad de Kw.

Como ya se infirió antes, la demanda de electricidad tiene una serie de características que hacen difícil su representación. Sin embargo, para mantenerse dentro de un marco teórico elemental, se supone que el Kw tiene una curva de demanda semejante a la de cualquier otro bien.

Cabe hacer notar, empero, que el método clásico de fijar precios, según las intersecciones de las curvas de oferta y demanda para el caso de la electricidad, es sumamente artificial y, en realidad, refleja una verdadera idealización. Aún con este enfoque elemental reseñado, el enfoque de la demanda de electricidad es sumamente peculiar, pues nótese que se están fijando precios con base en la demanda posible y no en la demanda real.

El precio óptimo o precio justo ya se ha establecido con el CMLP ("estricto" como lo llama Munasinghe) en la sección precedente. La primera etapa de una política de precios ha sido alcanzada. Este precio tendrá que modificarse para enfrentar las restricciones económicas, políticas, sociales y financieras que marca la situación particular de cada país.

Estas restricciones, que obligan a desviarse del CMLP estricto, pueden clasificarse en dos categorías: aquéllas que pueden analizarse básicamente dentro de un marco económico y las restricciones de tipo socio-político o financiero para las cuales un análisis económico riguroso es difícil de aplicar.

Las primeras, de naturaleza económica han sido abordadas a través de cierta metodología que se conoce con el nombre en inglés de *Second best* y a través de precios subvencionados ("*life line*") para consumidores de bajos ingresos. En teoría, su supone que este tipo de restricciones pueden ser analizadas, midiendo la magnitud de des-

viaciones del CMLP *estricto* usando un modelo de precios apropiado y un sistema explícito de precios-sombra en vez de precios de mercado.³⁴ Una distorsión de tipo económico consiste en una desviación —necesaria— del CMLP estricto del CMLP a precios de mercado. Estas distorsiones se deben a que otros posibles sustitutos de electricidad no se venden a su CMLP.

El teorema general del *Second best* enuncia que si el precio de un combustible no se establece igual a su CMLP, entonces el precio eficiente de un sustituto cercano de este combustible se aleja, también, de su CMLP.³⁵

El argumento del *Second best* dice que si algún sustituto cercano de la electricidad como el gas natural o el petróleo no se vende a su CMLP estricto, y si alguno de éstos —de improviso— se vende a su CMLP, entonces se provoca que menos de esta energía (la que se está vendiendo a su CMLP) sea consumida. Fenómeno que no ocurriría si todas las fuentes energéticas se vendieran a su "verdadero" CMLP. Esta situación lleva a una ineficiente asignación de recursos, salvo si en una situación dinámica la otra energía puede eventualmente venderse a su verdadero CMLP.³⁶

Todos los ajustes a las distorsiones que obligan a discrepancias entre precio de venta y CMLP estricto se fundan en un adecuado estudio y aplicación de la teoría de los precios-sombra. Como señalan Chicchetti y Reinbergs: "muy pocos saben que el BM practica regularmente estos ajustes (a través de los precios-sombra) en sus estudios de diseño de precios de la energía para los países en desarrollo".³⁷

La decisión del *Second best* es particular para cada país o cada contexto. En la vida real, las desviaciones entre precio y CMLP estricto de la electricidad son un hecho; el problema consiste en fijar criterios o establecer realmente cuánto difieren. La medida de la desviación del CMLP estricto está determinada por la magnitud deseada de subsidios a otros combustibles sustitutos de la electricidad y el grado mismo de sustituibilidad de estos combustibles.³⁸

³⁴ Munasinghe, "Principles...", *Op. cit.*, p. 339.

³⁵ Munasinghe, "An integrated...", *Op. cit.*, p. 10 (El menciona al autor Winch, D. M. de *Analytical Welfare Economics* Penguin Books, England, 1971, como una fuente detallada para la teoría del *Second best*.)

³⁶ O. Chicchetti, V. M. Reinbergs, "Electricity and natural Gas Rate issues" (en) *Annual Review of Energy*, 1979, p. 256.

³⁷ *Ibid.*, p. 257.

³⁸ Munasinghe, "Proceedings...", *Op. cit.* p. 340.

La consideración de las desigualdades de los ingresos

Otra de las restricciones económicas que obliga a las desviaciones del CMLP estricto y que puede ser abordada *teóricamente* es la que se refiere a la desigualdad de los ingresos del consumidor. Esta restricción es de particular relevancia en los PVD, donde la distribución del ingreso es sumamente injusta y donde aún subsisten modos de producción primitivos de economías naturales en las que prácticamente no existen intercambios monetarizados de mercado. Dado que casi todas las empresas de electricidad —sobre todo en estos países— son monopolios públicos, pueden —como sugiere la teoría— actuar como monopolios discriminantes y establecer precios preferenciales para los consumidores de bajos ingresos. De esta manera, muchos argumentos se han avanzado para fijar precios subsidiados de la electricidad para consumidores de bajos ingresos que, naturalmente, consumen poca electricidad.

A partir de estos razonamientos, se ha derivado un sencillo modelo de "bloque social" o tarifas "*life line*" para los consumidores de bajos ingresos, como una forma redistributiva del ingreso. Cabe señalar, sin embargo, que los argumentos que proponen los subsidios al consumo energético como un elemento de la política redistributiva, pueden ser criticables por diversas razones.

En la práctica, consumidores de no bajos sino altos ingresos se pueden beneficiar de los precios subsidiados. Como finalmente, se trata de precios artificialmente bajos, se puede desalentar la conservación y pueden desarrollarse patrones de despilfarro. En una vena más política, se puede recordar que la gente pobre es pobre porque no tiene dinero, no porque no tiene energía. La solución al problema del subconsumo energético de los consumidores de bajos ingresos consiste, precisamente, en mejorar sus ingresos. Esta mejoría sólo se produce si se emprenden políticas redistributivas globales que realmente modifiquen las estructuras de distribución del ingreso. En las condiciones actuales de muchos PVD, sólo una verdadera política fiscal progresiva permitiría, a la larga, el acceso al consumo de energía de los sectores pobres.

En la siguiente sección se incluyen algunos modelos sencillos de los ajustes que —desde un marco estrictamente económico— se pueden hacer al CMLP. Antes, sin embargo, conviene discutir rápidamente las otras restricciones —no económicas— que obligan a

desviaciones del CMLP estricto. Si se recuerda, éstas son de carácter socio-político o financiero.

La electrificación de zonas rurales y sus consiguientes costos y precios no puede, en general, obedecer a una racionalidad económica inmediata. Igualmente, subsidiar los precios de la electricidad para algunos proyectos industriales autóctonos puede resultar una medida adecuada en muchos países en los que se desee proteger la industria nacional.

En los PVD, el desarrollo regional que implica, entre otras cosas, la dotación de servicios de infraestructura como vías de comunicación, agua, drenaje y *electricidad*, puede frenar el alarmante éxodo rural. En este contexto, no es posible cobrar a los beneficiarios los altos costos unitarios de las obras.

II.3 Algunos modelos para el sector eléctrico

En esta sección se presentan algunos modelos simples que resumen, en cierto modo, muchas nociones que hasta aquí se han expuesto. Es bien sabido que la modelización de diversos aspectos del sector eléctrico puede alcanzar niveles muy sofisticados desde el punto de vista matemático.

En congruencia con el resto del presente trabajo, aquí solo se expondrán algunos modelos sencillos que Munasinghe y otros especialistas del BM o del BID proponen en múltiples publicaciones desde finales de la década de 1970.

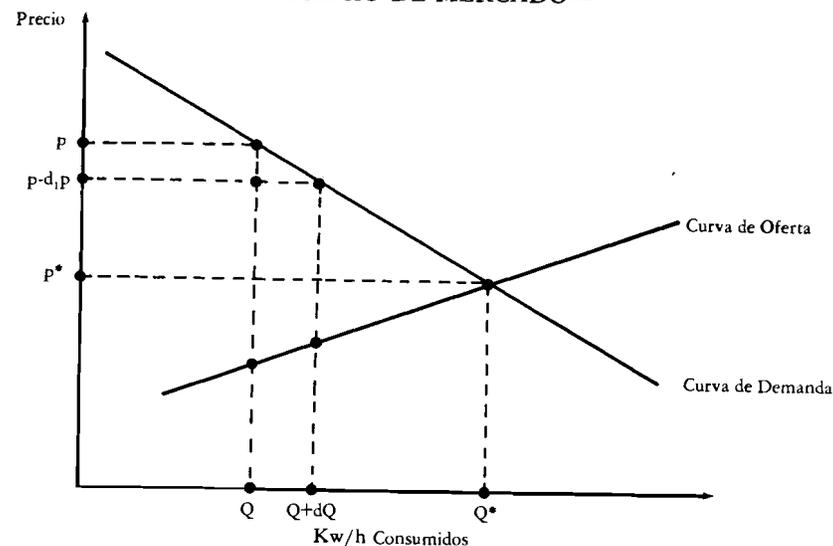
La presentación de estos modelos es necesariamente esquemática y la fuente precisa de donde se toman será mencionada para el caso de que se quieran estudiar con más detalle.

A. Oferta, demanda y precio óptimo

En la figura A-4 se muestran las curvas de oferta y demanda de electricidad, determinadas a precios de mercado. Empezando con una combinación inicial (p, Q), consideremos el efecto que una mínima reducción de precio dp y el consecuente incremento en la demanda dQ tienen en el beneficio social del consumo de electricidad. (El análisis gráfico es el mismo que en la figura A-2).

FIGURA A-4

OFERTA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD —PRECIO DE MERCADO—



Sea este beneficio NB ("Net Benefit", para mantener la notación de *Munasinghe*), y Q la cantidad de electricidad, el cambio en el beneficio es:

$dNB = Wc (pdQ) + ap (CmdQ) - bc (Qdp - pdQ)$ Donde Wc : es un peso social que se le asigna a cada unidad marginal de consumo de un individuo (i) en la economía. La sociedad que desea aumentar consumo de los "pobres" le otorga un mayor peso social a éstos, es decir, W (menor ingreso) $>$ W (Mayor ingreso).

ap : es el "factor de conversión eléctrica" que transforma el C_m (a precios de mercado) en un verdadero precio-sombra (en páginas anteriores a este factor se le llamó b).

bc : es el costo social marginal de los recursos económicos utilizados (o costo-sombra para la economía) cuando, al disminuir su gasto en electricidad, el individuo aumenta su consumo de otros bienes y servicios en una unidad.

C_m : es el costo marginal de la electricidad

$$\text{Por lo tanto, } \frac{dNB}{dp} = Q (W_c - bc) + ebc - eap \frac{CMLP}{P}$$

donde: $e = \left(\frac{dQ}{Q} \frac{P}{dp} \right)$ es la elasticidad-precio de la demanda.

La llamada *primera condición* necesaria para maximizar la función NB.

$$\frac{dNB}{dp} = 0 \Rightarrow p^* = \frac{ap \text{ CMLP}}{bc + \frac{W_c - bc}{e}} \quad (A.1)$$

La ecuación (A.1) establece la relación entre el precio óptimo y el C_m debidamente ponderado por factores que toman en cuenta las distorsiones del mercado y la desigual distribución del ingreso. A partir de esta ecuación se deducen algunos resultados que ya se mencionaron antes.

i) Caso clásico: competencia pura y perfecta.
 $W_c = ap = bc = 1$ y, por supuesto $e = 1$
 $p^* = CMLP$

ii) Caso de precios eficientes: suponiendo que los efectos de transferencia de ingreso se ignoran, porque el beneficio social marginal del consumo es igual al costo social marginal para la economía que provee de este consumo, es decir:

$$W_c = bc \Rightarrow p^* = ap \frac{C_m}{bc} = \frac{CMLP}{bc}$$

p^* representa pues, el precio óptimo de la electricidad cuando se utilizan precios-*sombra* que permiten una óptima asignación de recursos y cuando se ignoran las consideraciones sobre la distribución del ingreso en el conjunto de la economía.

iii) Caso general: en éste se consideran las desigualdades en el ingreso y se establece:

$$p^* = \frac{e \text{ CMLP}}{W_c}; \text{ si } e = 1 \text{ } P_s^* = \frac{CMLP}{W_c}$$

Aquí p_s^* representa el precio de la electricidad para el consumidor de bajos ingresos que tiene un peso social W_c . Supongamos, por ejemplo, que el nivel de ingreso-consumo de un cierto grupo de consumidores (c) de bajos ingresos es de la mitad del nivel mínimo de ingreso-consumo establecido en cierto país (nivel \bar{c}).

Una expresión simple para el peso social W_c , de estos consumidores sería:

$$W_c = \frac{c}{\bar{c}} = \frac{2}{1}$$

el precio de la electricidad para estos consumidores debería ser entonces,

$$P_s^* = \frac{CMLP}{2} \quad (P_s = \text{Precio "social"})^{39}$$

B. Modelo de precios subsidiados para consumidores de bajos ingresos ("social block" o "life line tariffs")

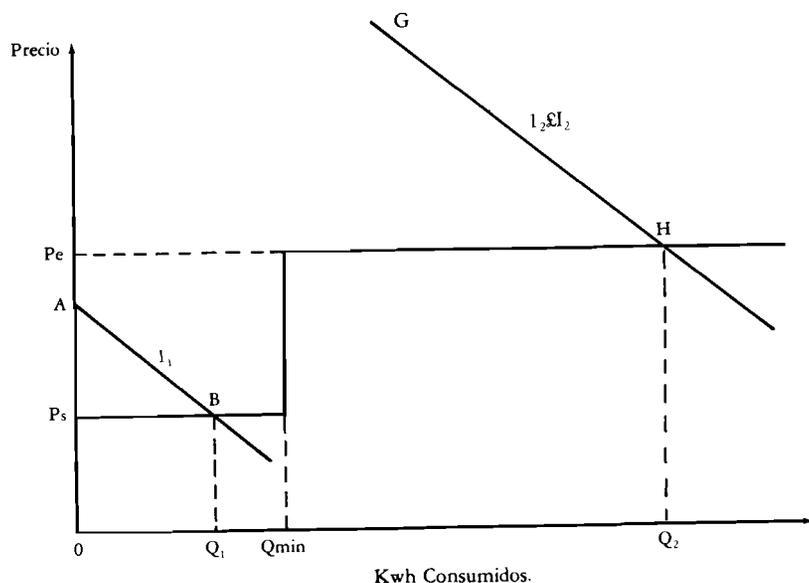
Como se mencionó en la sección anterior, los criterios de redistribución del ingreso, sobre todo aplicados a los PVD han motivado la creación de este modelo el cual, en cierto modo, sólo es un corolario del inciso iii) del modelo A.

³⁹ Este modelo está presentado en todos los trabajos de Munasinghe que versan sobre los precios de la electricidad. Para estudiar con mayor detalle se puede ubicar en "Electricity Pricing", *Op. cit.*, pp. 69-72 y en "An Integrated...", *Op. cit.*, pp. 27-30. Una presentación más sintetizada y más reciente es incluida por Yves Albovy del Banco Mundial en "Marginal Cost Analysis..." *Op. cit.*, pp. 21-23.

Con la ayuda de la figura A-5 se ilustra cómo se pueden establecer dos precios para la elasticidad según dos distintos niveles de ingreso. Las curvas AB y GH son, respectivamente, la de demanda y la de consumidores domésticos de bajos ingresos (I_1) e ingresos promedio (I_2).

FIGURA A-5

PRECIOS SUBSIDIADOS DE ELECTRICIDAD



La implantación de esta tarifa de bloc creciente que consiste en un p_s^* (social) seguido de un $p_e = \text{CMLP}$ permite recuperar la ganancia del consumidor (ponderado por $W_c > 1$) de bajos ingresos, pero no se afecta el patrón óptimo de consumo del consumidor promedio.

El problema de este modelo, en la práctica, consistiría en identificar Q_{\min} , que debe fijarse de acuerdo con criterios de identificación de los grupos de bajos ingresos y su correspondiente nivel mínimo de consumo.

De este sencillo modelo y del Modelo A precedente se puede establecer:

$$p^* = (\text{CMLP estricto}) \left(\frac{\text{ingreso del consumidor pobre}}{\text{ingreso del nivel crítico social-socialmente aceptado}} \right)^{40}$$

C. Modelo para ajustar los efectos dinámicos debidos a las modificaciones de la demanda.

Los cambios en la demanda, generalmente positivos que aumentan la demanda, requieren de ajustes dinámicos que se logran mediante un proceso iterativo. La figura A-6 ilustra este razonamiento.

Partiendo de una situación de equilibrio (Q_c, P_c), la demanda se desplaza de PD_0 a PD_1 sin que esta nueva curva pueda localizarse con precisión, y por lo tanto será difícil de ubicar el punto K. (El exceso en la demanda es GK). Como la curva de oferta está bien definida, pues se trata del CMLP estricto, nos podemos mover a lo largo de ella hasta que percibamos que la demanda se ha satisfecho.

El primer paso consiste, entonces, en aumentar la oferta de Q_0 a Q_1 al precio p_1 y, como se observa un exceso en la demanda MN, se deducen nuevos incrementos para P y Q hasta llegar a (P_1, Q_1).

La idea principal de este modelo consiste en desarrollar un proceso iterativo de ajuste de la oferta teniendo como eje el CMLP estricto.⁴¹ Además de estos modelos elementales reseñados, las publicaciones sobre los precios de la electricidad del BM generalmente incluyen otros tres que no se discutirán aquí.

Estos modelos se refieren al "modelo de costo y producción considerando las indivisibilidades del capital", "modelo de precio de la electricidad según pico o fuera de pico", y "la asignación de costos de capacidad y de energía entre los consumidores de horas-pico y los consumidores fuera de horas-pico".⁴²

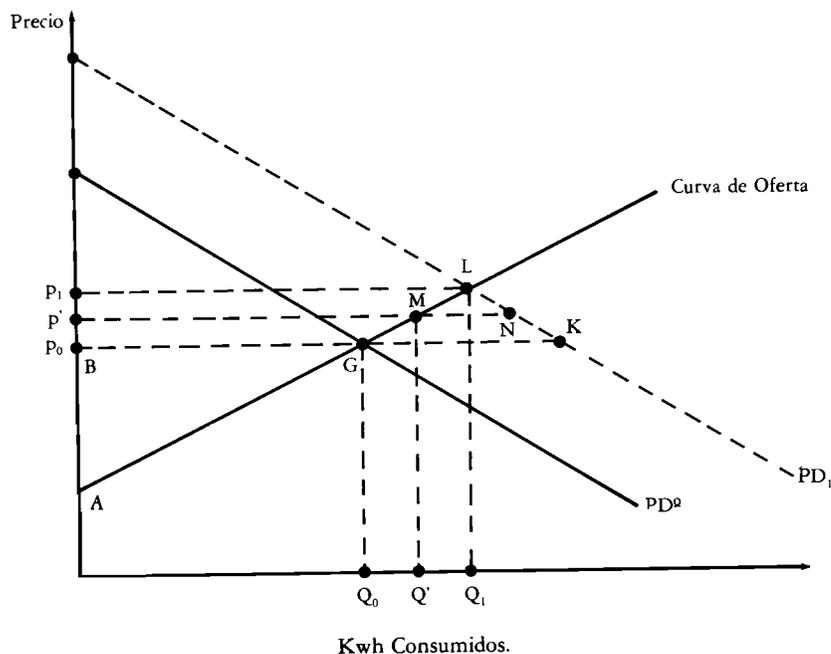
⁴⁰ Para detalles de este modelo, véase Munasinghe, "Principles of Electricity...", *Op. cit.*, p. 340.

⁴¹ Véase Munasinghe, "An Integrated...", *Op. cit.*, p. 14.

⁴² En casi todas las publicaciones de Munasinghe que han sido citadas en este trabajo, se puede encontrar una exposición detallada de estos modelos.

FIGURA A-6

AJUSTE DINAMICO DE LAS MODIFICACIONES DE LA DEMANDA



II.4 La Tarificación de la electricidad

En páginas anteriores se intentó evitar el uso de la palabra *tarifa*, ya que se quiere remarcar la diferencia entre precio y tarifa.

Todo el análisis previo se centró en demostrar la plausibilidad de fijar un precio de venta del Kw/h igual al CMLP de su producción. La traducción de este principio a una realidad específica, constituye la tarea de la tarificación la cual "por naturaleza representa el lazo de unión entre la demanda y la producción".⁴³ La tarificación se refiere a las formas de pago que el productor diseña para cobrar el bien que

⁴³ L. Monnier, *La tarification de l'Electricité en France*, Económica, París, 1983, p. 29.

vende y puede no estar sustentada en ningún principio económico, por ejemplo "electricidad para todos". Se puede dar el caso de que aún aceptándose el principio de que el precio de venta de un Kw/h debería ser igual a su costo marginal de producción, éste en realidad se cobre a un precio superior para recuperar costos hundidos" (pérdidas de la empresa eléctrica).

También se puede hablar de una tarifa única, la cual podría aplicarse a todo consumidor de cierto tipo. Por ejemplo, cobrar una cuota única al consumidor doméstico, independientemente de su consumo. Es evidente que se pueden diseñar miles de esquemas de tarificación según cada realidad y cada objetivo de política económica. Independientemente, la idea de utilizar las tarifas eléctricas como instrumentos de política económica es muy debatible.

Parafraseando a Monnier, la aplicación de ciertos principios económicos (que pueden ser los principios marginalistas) a la tarificación eléctrica puede desembocar en una aritmética concreta muy elaborada.⁴⁴

Así, por ejemplo, en Francia la aplicación del principio marginalista a la tarificación ha conducido a la instauración de más de cien precios por Kw/h... sin tomar en cuenta las disparidades regionales existentes en la Alta Tensión.⁴⁵

En Estados Unidos se tienen estructuras tarifarias eléctricas tan variadas como las distintas y numerosas compañías eléctricas que operan en todo el territorio, aunque casi todas utilizan principios marginalistas para justificar sus tarifas.⁴⁶

Sería casi imposible diseñar una estructura tarifaria universal. Se puede, sin embargo, señalar las reglas de racionalidad económica en las que podría fundarse, así como establecer algunos lineamientos generales que las tarifas eléctricas deben seguir.

Sobre las reglas de racionalidad económica ya se habló extensamente, ahora se intentarán señalar algunos lineamientos que, según diversas fuentes citadas a lo largo del trabajo, deben estar presentes en el diseño de una estructura tarifaria *ad doc*.

⁴⁴ *Ibid.*, p. 49.

⁴⁵ *Ibid.*

⁴⁶ Existen algunos ejemplos concretos relacionados con las tarifas de este país en la obra de Ferdinand S. Banks, "La fijación de precios de la Electricidad" (en *Cuadernos sobre prospectiva energética*, No. 66, El Colegio de México, julio de 1985).

Estructura de base de las tarifas

Todo precio o tarifa de electricidad contiene, para cada cliente una "estructura binomial que traduce la dualidad técnica del servicio otorgado a cada usuario".⁴⁷ Esta dualidad consiste básicamente en el consumo de energía en Kw/h y en la potencia que se requiere. Dicho de otro modo la dualidad consiste en la potencia suscrita y el uso de esta potencia para un cliente dado.

Las llamadas tarifas binomiales surgen precisamente de esta dualidad. Estas tarifas tienen la intención de señalar al consumidor cuánto "cuesta" su patrón de consumo, mostrándole el precio del Kw/h en función de dos variables: su potencia suscrita P y su energía consumida C.

La factura del cliente es entonces $T(C, P) = \alpha P + \beta C$, donde α llamada tasa de prima fija, se aplica a la potencia suscrita P y β llamada precio proporcional, se aplica a la energía consumida C.⁴⁸

En teoría, podría diseñarse una tarifa separada para cada cliente, pero en la práctica la complejidad de esta tarifa se ve limitada por las dificultades de medición, los problemas de facturación. Un principio incuestionable de tarificación es aquel de la "transparencia" de las facturas eléctricas que se le presentan al consumidor y se refiere a la claridad con la que la llamada señal tarifaria es emitida para que el consumidor pueda reaccionar en el sentido deseado por el productor. (Se supone que la empresa pública tiene motivaciones sanas).

Otro principio deseable de tarificación sería el de la penalización al despilfarro o incentivación a la conservación, principio que es difícil de instrumentar en la práctica.

La tarificación en bloc

Para el BM, las tarifas de dos blocs que consiste en un bloc social subvencionado, seguido por otro "normalmente" facturado, sería una tarifa adecuada en la mayor parte de los casos para los PVD (recuérdese el modelo B de la sección sobre Modelos, en páginas anteriores).

Un gran número de blocs de consumo tendería a complicar las facturas y posiblemente confundiría a los consumidores según este

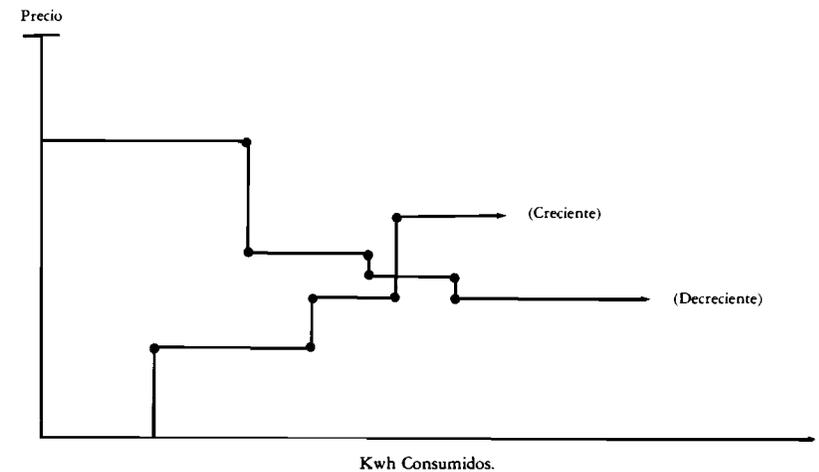
⁴⁷ Monnier, "La tarificación..." *Op. cit.*, p. 49.

⁴⁸ Véase Francony et al., *Op. cit.*, p. 11.

mismo organismo. En la figura A-7 se ilustran las llamadas tarifas de bloc (crecientes y decrecientes). Las tarifas de blocs crecientes son en cierto modo una sofisticación del modelo de precios subvencionados presentados en la página 110.

FIGURA A-7

TARIFICACION EN BLOQUE CRECIENTE Y DECRECIENTE



Bien diseñada, la tarificación de bloc creciente podría resultar sumamente adecuada en los PVD. Sobre todo si se pudieran instaurar precios de Kw/h por encima del CMLP a consumidores de altos ingresos.

La tarificación de bloc decreciente ha sido históricamente la más utilizada y aún se utiliza en muchos países, especialmente para los consumidores domésticos y consumidores menores a los que se les mide solamente su consumo, generalmente mensual, de Kw/h.

La lógica de esta forma de tarificación es la siguiente:

- a) La empresa recupera algunos de los costos fijos del consumidor a través de un precio elevado en el primer bloc —aunque su consumo sea bajo—;

- b) este primer bloc corresponde al costo elevado de satisfacer la demanda de punta;
- c) los blocs siguientes —consumo fuera de punta— pueden venderse a un precio *relativamente* menor.

Se supone que con esta tarificación la empresa fomenta el consumo creciente, el cual se puede traducir en economías de escala en la producción. Con esta tarificación se puede practicar también, una discriminación de precios para extraer un ingreso máximo de consumidores que consumen poca electricidad y que observan elasticidades-precio de la demanda relativamente bajas.

Sin embargo la tarificación de bloc decreciente presenta varios defectos. Uno de los más importantes es que si alguno de los blocs significa un precio de Kw/h menor al CMLP estricto, una señal equívoca se le emite al consumidor y se puede generar un consumo innecesario y un despilfarro.

En realidad, esta tarificación es "altamente regresiva"⁴⁹ pues penaliza a los consumidores de bajos ingresos que en general, consumen poca electricidad y terminan pagando en promedio, precios más altos por Kw/h.

Las estructuras tarifarias pueden variar de región en un mismo país dependiendo de las condiciones específicas de la producción, transporte y distribución. Los avances tecnológicos en la rama electrónica permitirán desarrollar aparatos de medición —cada vez más baratos— que podrán medir el consumo según la hora del día o incluso regular el suministro eléctrico de tal manera que se puedan aplicar tarifas más detalladas.

Principios aplicables de la tarificación para los PVD

En los PVD el problema de la tarificación de la electricidad es sumamente complejo y está mucho más "politizada" su solución. En estos países se pueden aceptar los dos principios que sostiene la política tarifaria de la EDF: igualdad en el trato y eficacia económica.

Pero la "igualdad en el trato" es difícil de adaptar a sociedades en las que la distribución del ingreso es sumamente inequitativa. Aún con los ajustes que sugiere la teoría, la tarificación concreta o realmente

⁴⁹ Munasinghe, "Electricity Pricings...", *Op. cit.*, pp. 84-85.

aplicable, puede violar los principios de racionalidad económica desde el punto de vista microeconómico, exclusivamente.

Cuando el consumidor se enfrenta con diferentes opciones de tarificación, resulta conveniente que se establezcan las reglas del juego entre él y el productor. Una política tarifaria debería en rigor hacer alusión explícita a los siguientes puntos:

- 1) Política concerniente a la conexión al servicio.
- 2) Determinación de la potencia suscrita.
- 3) Determinación de los límites de demanda según las distintas tarifas por periodo.
- 4) Multas cuando se exceda la demanda.
- 5) Compensaciones en caso de fallas.
- 6) Duración de los contratos y previsiones para su revisión.

Esta lista no es, por supuesto, exhaustiva y se puede enriquecer con otros puntos específicos según el caso. Cada uno de ellos, empero, debe ser objeto de serios estudios.

La tarificación a costo marginal puede resultar difícil de aplicar rigurosamente, sin embargo; su racionalidad económica es difícilmente discutible. La conjunción afortunada entre dos prácticas: la de la EDF y la sugerida por el BM o el BID, a la que se hace alusión en la introducción de este trabajo, es difícil de debatir y, como se infirió, todo estudio para diseñar una nueva forma de tarificación o de gestión de la empresa eléctrica en los PVD debe indefectiblemente hacer uso de toda esa experiencia acumulada.

BIBLIOGRAFIA

- Albouy, Ives. *Marginal Cost Analysis and Pricing of Water and Electric Power*, IDB, Washington, 1983.
- Angelier, J.P. "Le secteur de l'Energie au Mexique" (en) *Problèmes d'Amérique Latine*, LII, No. 4523-45-4, Juillet 1979, Paris.
- Apenplan, Séminaire, *Electricity Pricing in Flatlands*. (Mimeo) Bangladesh, 1985.

- Banks, Ferdinand, S. "La fijación de precios de la electricidad" (en) *Cuadernos Sobre Prospectiva Energética*, No. 66, julio 1985, Colegio de México, México.
- Banque Mondiale. *Shadow Pricing and Power Tariff Policy* (Staff Working Paper Núm. 286), Washington, June, 1978.
- Chiccheti, O, et Reinbergs. "Electricity and Natural Gas Rate issues" (en) *Annual Review of Energy*, 1979.
- Enciclopedia de México. "Electricidad", (en) *Todo México*, Enciclopedia de México, México, 1985.
- Fouquet D. *Economie de l'Electricité*, Polycopie de l'IEJE, Grenoble, France, novembre, 1984.
- Francony, Michei, et. al. "Principes de tarification de l'Electricité en France".
- Freixas, Xavier, et Laffont J.J. "Tarification au cout marginal ou équilibre budgétaire" (en) *Annales de l'INSEE* No. 53, Paris.
- Goffin, Robert, *Analyse Microéconomique*, Dalloz, Paris, 1985.
- Monnier, L. *La tarification del l'Electricité en France*, Económica, París 1983. "Tarification de l'Electricité: nouveau début" (en) *Les Prix de l'Energie*, cahiers de l'ISMEA, Série (en) Núm. 1, 1984.
- Munasinghe, M. "An Integrated Framework for Energy Pricing in Developing Countries" (en) *The Energy Journal*, Vol. 1, number 3, July 1980.
- "Principles of Modern Electricity Pricing" (en) *Proceedings of the IEEE*, Vol. 69, Núm. 3, March 1981.
- Munasinghe, M., et Warford. *Electricity Pricing, Theory and Case Studies*, World Bank, Johns Hopking University Press, USA, 1985.
- Percebois, Jacques. *Dossier Méthodologique*, Polycopie de l'IEJE, Grenoble, France, 1985-1986.
- Poder Ejecutivo Federal. *Programa Nacional de Energéticos (PRO-NE)*, SEMIP, México, ago. 1984.

- Semip. *Energéticos (Boletín Informativo del Sector Energético)*, 1977-1982.
- Varoquax, W. "Tarification de l'Electricité" (en) *Revue de l'Energie*, No. 370, janvier 1985.