

# CÁLCULO DEL PRECIO ÓPTIMO DE ELECTRICIDAD PARA LA TARIFA DE SERVICIOS EN MÉXICO

Víctor Delgado, Gerardo Gutiérrez y Silvia Núñez<sup>1</sup>

## CALCULATION OF THE OPTIMAL PRICE OF ELECTRICITY FOR THE SERVICES TARIFF IN MEXICO

### Abstract

The aim of this work is to calculate the optimal price of electricity for the services tariff for the public sector in Mexico. A function of supply of these services in Mexico is estimated, considering the concept of the Marginal Long Term Cost, from the marginal theory. A description of the electricity sector in Mexico is also presented. The main result is that the theoretical prices predicted by the model differ little from those observed. Municipalities have saved at least 818 million pesos against those estimated by our model, for the period January 2002 to July 2014; however, this corresponds to 0.5% of the budget for this particular service. Likewise, spending in this area in aggregate remains above (or below) the estimated for long periods. This presses municipal budgets in the short term, but summed up, they have benefited from the pricing policy followed by the Ministry of Finance and Public Credit when considering the time lapse as a whole.

**Keywords:** *Electrical rate, electrical industry, power resources, energy policy.*

### Resumen

El objetivo del presente trabajo es calcular el precio óptimo de la electricidad para la tarifa de servicios en México, la cual aplica para el pago de servicios de alumbrado por el sector público. Se estima la función de oferta de estos servicios en el país, considerando el concepto del Costo Marginal de Largo Plazo derivado de la teoría marginalista. Se presenta también una descripción del sector eléctrico en México. El principal resultado encontrado es que los precios teóricos pronosticados por el modelo no difieren mucho de los observados. Los municipios han ahorrado al menos 818 millones de pesos contra lo estimado por nuestro modelo para el periodo de enero de 2002 a julio de 2014, lo cual corresponde a menos del 0.5% de lo gastado en este rubro. Aún y cuando el gasto es relativamente volátil en el corto plazo, éste se mantiene por encima (o por debajo) del estimado por periodos prolongados. Esto presiona las finanzas municipales en el corto plazo aunque éstas se han visto beneficiadas por la política de precios seguida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) al considerar el periodo completo.

**Palabras clave:** *Tarifa eléctrica, industria eléctrica, recursos energéticos, política energética.*

<sup>1</sup> Agradecemos a Natalia Etienne, del área de deuda pública de Fitch Ratings México, que a invitación del profesor José Salazar, nos compartió el tema de investigación que motiva este estudio. Los puntos de vista expresados en este documento corresponden únicamente a los autores y no necesariamente reflejan las ideas del ITESM, ni de Revista Estudiantil de Economía.

## INTRODUCCIÓN

Siguiendo los principios del marginalismo se derivan los comportamientos de individuos y firmas, los cuales llevan a decisiones óptimas. El agregado de individuos y firmas se analiza en forma de mercados cuyos resultados surgen en forma de equilibrios. La importancia de un equilibrio, como el equilibrio socialmente óptimo, radica en que desviaciones del precio eficiente de un bien o servicio causan pérdidas para la población, las empresas y, además, el sector público. La desviación se presenta cuando la valoración de dicho bien o servicio, difiere de su precio y puede existir de dos maneras: un beneficio marginal por encima del costo marginal, que induce a utilidad no reportada por un menor consumo; o bien, un nivel de consumo tal que el costo exceda a la utilidad reportada. Ambas situaciones se traducen en carga muerta para la sociedad (Hotelling, 1938).

La investigación se centra en el mercado de energía eléctrica en México, donde la autoridad municipal es la encargada de proveer alumbrado y otros bienes de carácter público que requieren de electricidad, y carece de control sobre estos rubros presupuestales (Fitch, 2014). De hecho, este gasto presiona las finanzas públicas de los municipios y su capacidad de pago en general. Considerando esto y la reciente reforma energética promulgada en México, la presente investigación busca estimar la función de oferta de electricidad en México y definir un precio óptimo para la tarifa de servicios públicos. Si bien la reforma no contempla una metodología específica para definir los precios de la energía eléctrica, se estimará la oferta de electricidad en México para evaluar las desviaciones del precio eficiente y la presión que ésta ejerce en las finanzas públicas municipales.

La optimalidad de la tarifa, para propósito de este estudio, se basa en un criterio de eficiencia al solamente determinar las desviaciones a partir de una curva de costos marginales de largo plazo. El establecimiento del precio bajo este objetivo tendería a maximizar los beneficios netos del consumo de energía eléctrica de la sociedad (Munasinghe y Warford, 1982). Cabe mencionar, que nuestro criterio de tarifa óptima no toma en cuenta ciertos principios de justicia y equidad, como la protección de ciertos consumidores ante la volatilidad de los precios, la provisión del servicio a quienes no pueden pagarlo, además de otros objetivos que pueda llegar a tomar el gobierno respecto a la recaudación de ingresos o impulsos a diferentes sectores que se dan en forma de subsidios.

Las reformas en el sector eléctrico crecieron en popularidad entre países en desarrollo durante la década de los noventa, cuando se comenzó a considerar a la electricidad como cualquier otro bien comerciable en un mercado (Pollitt, 2008). Surgió la interrogante entre los gobiernos sobre cuál sería un precio que balanceara eficiencia y equidad para este mercado, principalmente en la transición desde el antiguo régimen comunista. En 1992, Argentina fue uno de los primeros países en llevar a cabo una reforma en el sector eléctrico, la cual se considera como una de las más exitosas (Pollitt, 2008). La apertura del ramo eléctrico al sector privado y las políticas públicas conducidas en paralelo, resultaron atractivas para inversionistas extranjeros, mantuvieron precios bajos para la electricidad, aumentaron la eficiencia de la mano de obra, creció la cobertura geográfica

del mismo y aumentó la calidad de la oferta. Aunque los beneficios fueron amplios, se vieron mermados por la crisis argentina de 2002 y no han sido recuperados posteriormente. Tomando el caso argentino como referencia, puede observarse la relevancia de esta reforma estructural para México en materia de inversión, empleo y productividad.

Este trabajo contribuye a la literatura al ser el primero en conocimiento de los autores que estima la diferencia entre el precio que enfrenta el sector público y el precio eficiente que habría de enfrentar. La presente investigación se organiza de la siguiente manera. Primero se describe la estructura sectorial de la industria eléctrica y se aborda brevemente la reforma promulgada para este sector. Posteriormente se presenta el marco teórico bajo el cual se llevará a cabo el análisis que permita obtener el precio óptimo en el mercado de la electricidad, para servicios públicos; dentro de esa sección se describirán cuestiones técnicas concernientes a dicho mercado. Después, se presenta la revisión de literatura sobre el cálculo de tarifas óptimas para la energía eléctrica, para posteriormente describir la metodología utilizada. El principal resultado encontrado es que los precios teóricos pronosticados por el modelo no difieren mucho de los observados. Los municipios han ahorrado al menos 818 millones de pesos contra lo estimado por nuestro modelo para el periodo de enero de 2002 a julio de 2014. De igual modo, el gasto en este rubro, de manera agregada, se mantiene por encima o por debajo del estimado por periodos prolongados. Esto presiona las finanzas municipales en el corto plazo, aunque en agregado, éstas se han visto beneficiadas por la política de precios seguida por la SHCP.

### **El sector eléctrico en México**

El sector eléctrico incluye las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y control operativo de la energía eléctrica. En México existen tanto actores públicos como privados que se dedican al suministro de energía eléctrica a los diversos usuarios (SENER, 2013). La Ley del Sector Eléctrico pretende generar una nueva reconfiguración en el sector, en un periodo de no más de dos años una vez que fue publicado el Decreto de Reforma Energética (DOF, 2014), ya que además, se va a establecer la apertura de la generación eléctrica y el comercio a entidades privadas, cuando previamente era una actividad limitada a organismos paraestatales.

La cantidad consumida de energía eléctrica se determina a partir del origen y el destino de la electricidad generada. El proceso inicia con la generación, la cual es llevada a cabo por empresas paraestatales y productores independientes, para después distribuirse a los usuarios del servicio. Los usuarios se organizan en cinco sectores tarifarios según el uso de la energía y treinta y dos tarifas al considerar características más específicas. Esta clasificación permite asignar un precio específico a cada entidad pública o privada que califica en cada tarifa. El cuadro 1 resume las características de cada sector tarifario para el periodo comprendido de enero de 2002 a julio del 2014. El foco de este trabajo es el sector tarifario de servicios, pues en él se incluyen las tarifas 5 y 5A, que corresponden al alumbrado público. De hecho, la tarifa de servicios se definió en 2002 como la tarifa vigente base multiplicada por un factor de 2.5 y es aplicada para organismos y entidades gubernamentales (Martínez, 2009). Éstas se detallan en el cuadro 2.

Esta estructura tarifaria implica un precio unitario constante para cada tarifa (en pesos por megawatt-hora), sin costo de entrada e invariable con la cantidad consumida. El precio que enfrenta cada sector es propuesto por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y ratificado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP); cada precio se ajusta mensualmente según la canasta de combustibles y el INPC. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) será la entidad facultada para proponer los precios de cada tarifa, los cuales se verán reflejados por primera vez en los ingresos fiscales de 2015.

El sector tarifario de servicios enfrenta la segunda tarifa más alta, sólo después del sector comercial. Particularmente, las tarifas de alumbrado público (que explican más del 80% de los usuarios y del 60% del consumo de este sector tarifario) son las que presionan al alza el precio del grupo (40-50%) arriba del precio que enfrentan las facilidades de bombeo de agua. Hacer un comparativo internacional de las tarifas de servicios públicos resulta complicado debido a que no existen datos específicos para esta tarifa. Sin embargo, la tendencia histórica de las tarifas industrial y residencial, se han mantenido por encima del promedio de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), lo que sugiere que el precio de electricidad en México ha sido un factor que ha restado competitividad a la economía mexicana (CIDAC, 2013). Pero es importante mencionar que en los dos últimos años, esta tendencia se ha revertido, pues la última información disponible, muestra que ambas tarifas se encuentran por debajo del promedio del mismo grupo de países (IEA, 2015).

Cuadro 1. Descriptivos del mercado de electricidad en México. Media de los datos mensuales de enero 2002 a julio 2014.

Sector Tarifario	Precio Medio (\$/MWh)	Usuarios	Ventas internas (MWh)
Total	0.121	31.536 (100)	15.196 (100)
Residencial	0.103	27.805 (88.17)	3.857 (25.38)
Servicios	0.173	.166 (0.53)	.606 (3.99)
Comercial	0.234	6.571 (20.82)	1.106 (7.28)
Agrícola	0.046	.113 (0.36)	.729 (4.80)
Industrial	0.117	.211 (0.67)	8.896 (58.54)
Empresa mediana	0.128	.210 (0.67)	5.594 (36.82)
Gran industria	0.097	.0007 (0.0024)	3.301 (21.72)

Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética (SENER, 2014).

Notas: \$/MWh se refiere a pesos por mega watt hora, MWh a mega watts hora. Usuarios y Ventas internas se encuentran en millones.

Porcentajes en paréntesis.

Cuadro 2. Descriptivos del mercado de electricidad en México para las tarifas del sector Servicios.

Sector Tarifario	Precio Medio (\$/MWh)	Usuarios	Ventas internas (MWh)
Servicios	0.173	166.40 (100)	606.75 (100)
5 Alumbrado público (D.F., Mty. y Gdl.)	0.227	.958 (5.76)	.85 (14.02)
5A Alumbrado público (Resto del país)	0.187	125.82 (75.62)	294.54 (48.54)
6 Bombeo de aguas de servicio público	0.135	.309 (18.62)	227.17 (37.44)

Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética (SENER, 2014).

Notas: \$/MWh se refiere a pesos por mega watt hora, MWh a mega watts hora. Usuarios y ventas internas en miles de unidades. El cuadro reporta los datos mensuales de enero 2002 a julio 2014. Porcentajes en paréntesis.

Si bien los ingresos por alumbrado público no representan una proporción importante de los ingresos de la CFE (5.4% del total de los ingresos por ventas del periodo 2007-2014) (CFE, 2014), sí representan una parte relevante del gasto ejercido por los municipios y presenta crecimientos anuales volátiles y significativos, lo cual ha elevado los niveles de deuda que tienen los municipios (Fitch 2014). Este endeudamiento representa un financiamiento implícito de las empresas eléctricas estatales al estado. A nivel municipio, los adeudos a la CFE casi duplicaron el monto de los adeudos estatales en 2010 (\$319.9 millones de pesos (MDP) contra \$697.8); por otro lado, los adeudos de los municipios para Luz y Fuerza alcanzaron los \$500 MDP en 2005 (Martínez, 2009). Considerando esto, el análisis se llevará a cabo sobre la tarifa de electricidad óptima para los servicios públicos, cuyo pago es responsabilidad de los municipios.

Las disparidades en las tarifas son consecuencia del sistema subsidiario del sector electricidad en México (SENER, 2013). El Centro de Investigación para el Desarrollo A.C. calculó que tan sólo en 2013, el subsidio eléctrico a consumidores directos fue de 85,770 MDP, cifra mayor a la otorgada al Seguro Popular (66,792 MDP), al programa Oportunidades (65,591 MDP) y al subsidio productivo Procampo (18,250 MDP), (CIDAC, 2015). Por lo general, la Secretaría de Energía reconoce que este subsidio favorece a los consumidores, y éste envía señales equivocadas en el uso eficiente de la energía. Lo anterior llega a generar sobredemanda en el sector, lo cual aumenta los costos

generales, contribuyendo a una mayor emisión de contaminantes y gases invernadero; además de estimular comportamientos indeseables, como el uso excesivo de aparatos ineficientes o el desarrollo de mercados ilícitos (SENER, 2013), aun ajustando por inflación y variaciones de los precios de los combustibles. Esta sobredemanda afecta a los municipios, quienes deben proveer los servicios públicos independientemente de sus precios y no pueden entonces racionar su consumo.

### **La reforma energética y la industria eléctrica**

La reforma energética busca la transformación y modernización de este sector de la economía mexicana. Secundaria a esta reforma, se promulgó en agosto de 2014 la Ley de la Industria Eléctrica, la cual ratifica los principios establecidos en el artículo 28 de la Constitución Mexicana al establecer que las actividades de transmisión y distribución de energía son áreas estratégicas para el suministro de energía eléctrica, que seguirán en control del Estado (DOF, 2014). Por otra parte, las actividades de generación y comercialización podrán realizarse bajo un régimen de libre competencia. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) contará con las competencias para determinar aspectos técnicos de estas últimas dos áreas.

La experiencia internacional muestra que es recomendable separar los procesos con tendencia a ser un monopolio natural (transmisión y distribución), de los que pueden ser actividades competitivas (generación y operación del sistema) (Jamash, 2006). La experiencia de países en desarrollo sugiere que una reforma que promueva la competencia en este mercado considera que el libre acceso de las empresas implica que éstas deben absorber el riesgo, lo cual no necesariamente resultaría atractivo. Aun cuando la competencia es deseable, Hoggan (1993) mostró que resulta eficiente establecer un coordinador que pueda distribuir los derechos de transmisión en el sistema, lo cual justifica, en nuestro contexto, la necesidad de un organismo regulador como la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Este organismo estará facultado para determinar las tarifas de los servicios de transmisión, distribución y operación de suministradores de servicios básicos, así como de la operación del Centro Nacional de Energía y de otros servicios relacionados. La reforma energética indica que debe hacerlo obteniendo el ingreso necesario para cubrir sus costos de manera eficiente. La intención de este artículo es presentar un marco de análisis a la CRE para fijar las tarifas de manera eficiente al sector tarifario de servicios a través de la teoría marginalista, que es la sugerida por el Banco Mundial (1993).

Aunque en la legislación aprobada no hay una ley que obligue a la modificación de los subsidios, el nuevo diseño del mercado eléctrico forzará un cambio en el esquema en el cual se otorgan (CIDAC, 2015, p. 28). Dentro del análisis de otros países que han implementado reformas a sus esquemas tarifarios, se ha observado que la gradualidad en la remoción de los subsidios es mucho más sencilla que incrementos abruptos en el precio (FMI, 2013). En el caso particular de la tarifa de servicios públicos, debido a que los clientes son fundamentalmente gobiernos locales y cooperativas, la eliminación de esos subsidios deberá ir acompañada de medidas fiscales concretas de reasignación de ingresos de la federación a los municipios (Aburto, 2007, 115).

## MARCO TEÓRICO

Calcular la tarifa óptima en el mercado de la electricidad se vuelve complejo al considerar las técnicas que impiden su almacenamiento, lo cual dificulta la determinación del precio que debería enfrentar el consumidor. Un enfoque ampliamente abordado en la literatura es el que considera el Costo Marginal de Largo Plazo, el cual ha sido utilizado por el Banco Mundial y otras instituciones (World Bank, 1993). Una de sus ventajas es que permite transmitir los costos económicos reales a los consumidores, de tal manera que oferta y demanda coincidan en términos de eficiencia económica (IMCO, 2006). En este caso de mercados competitivos, el precio iguala al costo marginal bajo el supuesto de que existan suficientes productores y consumidores. En este caso, los precios competitivos deben basarse en el costo de producir el último kilowatt/hora de este servicio (EIA, 1997), y las tarifas eléctricas se establecen de esta manera.

Retomando un poco de la literatura clásica, David Ricardo (1817) discute en su obra los principios del valor previamente estipulados por Adam Smith, y concluye que el valor de cambio proviene de la escasez, la cantidad de trabajo requerido y el capital. Finalmente, el valor de un bien toma en cuenta los costos del capital y la contribución que éste tiene en proporción con el trabajo empleado. Posteriormente, el costo marginal de largo plazo es un concepto que surge y se incluye en la teoría marginalista de la producción, desarrollada en el siglo XIX por Alfred Marshall. Bajo ella se describen las decisiones de consumo y producción de los agentes económicos (Nicholson & Snyder, 2011). Para el caso de la producción, la teoría de la firma explica cómo una empresa toma decisiones que sean minimizadoras de costos, además de explicar cómo varían éstos al cambiar la producción (Pindyck & Rubinfeld, 2005).

Según esta teoría, las decisiones de producción de una firma pueden ser entendidas en tres partes:

1. Tecnología de producción. Se refiere a la manera práctica en que los insumos son convertidos en producto. Los insumos, también conocidos como factores de producción, incluyen cualquier cosa que la empresa utilice para el proceso productivo. Pueden dividirse en categorías: mano de obra, materiales y capital; dentro de estos tres, se obtienen divisiones más específicas. La teoría supone que la producción está definida por una función que muestra el nivel de producto que se puede obtener para diferentes combinaciones de insumos. (Pindyck & Rubinfeld, 2005).
2. Restricciones de costos. El costo económico es el precio de los insumos que utilice para producir una firma. Estos se dividen en fijos y variables. Los primeros se refieren a aquellos que no pueden evitarse aunque cambie la producción, mientras que los segundos se refieren a aquellos que cambian con ella. Otra distinción importante para la toma de decisiones de las empresas resaltada en esta teoría es la de costos marginales y costos promedio. El costo marginal representa el incremento en los costos que resulta de producir una unidad adicional de la producción (Pindyck & Rubinfeld, 2005). Por otra parte, el costo medio es el costo total dividido entre la cantidad producida. Éste de igual modo se divide en fijo y variable, y atiende a la distinción previamente hecha.
3. Decisiones de insumos. Una vez considerados los precios de los insumos y la tecnología disponible, se debe decidir cuánto de los insumos utilizar en la producción. La

decisión óptima de insumos que realizará la empresa es aquella que minimiza los costos totales para obtener cierto nivel de producción (Nicholson & Snyder, 2011).

Tras tomar estas decisiones, cada productor define una curva de oferta individual, la cual al agregarse establece la oferta de mercado. Considerando que los municipios no tienen una función de demanda, sino que consumen siguiendo sus necesidades de corto plazo sin una restricción presupuestaria particular, el precio óptimo sería definido únicamente por el costo marginal, el cual se representa en la función de oferta. Esta función establece un precio óptimo para cada cantidad producida, por lo que esta investigación estimará la función de oferta inversa.

### El Modelo

Análiticamente se supone que hay un mercado de electricidad, con un productor y un consumidor. Para éste, sea  $p$  el precio de la electricidad,  $q$  la cantidad de electricidad y  $\bar{w}$  el vector de precio de los insumos para producir la electricidad. Entonces, para este mercado  $q^S(\bar{w})$  denotaría la cantidad que se oferta y  $q^D = \bar{q}^D$  la demanda de electricidad del consumidor, la cual consideraremos fija, o bien que es independiente del precio de dicho servicio.

Si suponemos que el mercado está en equilibrio, la cantidad de electricidad producida abastece la demanda de electricidad. Se podría decir, en otras palabras, que el consumidor escoge *ex ante* el nivel de electricidad deseable; y que el productor establece como objetivo producir *ex post* dicha cantidad. Esto se puede visualizar como:

$$q^S(\bar{w}) = \bar{q}^D \quad (1)$$

El problema del productor se plantea como un problema de minimización de costos para alcanzar cierto nivel de producción, esto es:

$$\text{Min}_{x \in \mathbb{R}^n_+} \bar{w} \cdot \bar{x} : f(\bar{x}) = y = \bar{q}^D \quad (2)$$

Donde  $\bar{w}$  es un vector de precios de insumos ( $\bar{w} \gg 0$ ),  $\bar{x}$  el vector de insumos ( $\bar{x} \gg 0$ ) y  $\bar{w} \cdot \bar{x}$  la función de gasto. Por otro lado,  $y = f(x) = \bar{q}^D$  es la restricción, y representa el nivel de producción (consumo) deseable, la cual que se alcanza a través de una tecnología particular  $f(\bar{x})$ .

En cuanto a  $f(\bar{x})$ , se define tal que,  $f: \mathbb{R}^n_+ \rightarrow \mathbb{R}_+$ ,  $f(0) = 0$ , continua, estrictamente creciente, y estrictamente cóncava (por ende estrictamente cuasi-cóncava); con el propósito de garantizar que la solución interior existe, y que además se resume con una función de costos de largo plazo,

$$c(\bar{w}, \bar{q}^D) = \text{Min}_{x \in \mathbb{R}^n_+} \bar{w} \cdot \bar{x} : f(\bar{x}) = y = \bar{q}^D \quad (3)$$

Los costos se representan como una función  $c(w, \bar{q}^D)$ , la cual depende del precio de los insumos y de la cantidad producida. Los supuestos garantizan ciertas propiedades en nuestra función de costos, entre las cuales se puede mencionar que es creciente tanto en la cantidad producida como en los precios de los insumos. Esto último resulta útil para proponer una forma funcional adecuada para estimar empíricamente.

Por otro lado, asumiremos que no hay un poder de mercado, entonces el precio óptimo ( $p^*$ ) del servicio sería igual al costo de la última unidad de electricidad producida. La ecuación (4) refleja la condición para el precio óptimo de electricidad, la cual se puede considerar como una curva de oferta inversa.

$$p^* = \frac{\partial c(\bar{w}, \bar{q}^D)}{\partial \bar{q}^D} \quad (4)$$

Este último resultado puede ser similar a decir que el productor maximiza los beneficios dado que es un tomador de precios. En nuestro caso, se supone que el productor conoce el nivel de producción (cierto nivel de electricidad que se debe proveer al municipio), se llega a dicho nivel de manera eficiente y por ende se maximiza el beneficio. Por último, una tarifa ( $T$ ) que se desvíe del precio óptimo resulta en pérdidas tanto como para el productor ( $T - p^* < 0$ ), o bien para el consumidor ( $T - p^* > 0$ ).

La condición de precio óptimo de la ecuación (4) permite plantear la forma funcional que se propone en la sección de metodología. Cabe mencionar que debido a los supuestos, dicha forma funcional no describe en su totalidad o de manera realista la estructura de este mercado; sin embargo, con las limitaciones que se presentan, ésta puede ser considerada como una aproximación razonable.

La siguiente sección discute cómo se ha aplicado la teoría para estimar el equilibrio en el mercado de electricidad tanto en México como en otros países. Además, se describen algunas aproximaciones metodológicas que se han hecho, y cómo éstas influyen en las decisiones de la presente investigación.

## REVISIÓN DE LITERATURA

La literatura que ha estudiado el mercado de electricidad se ha centrado en estudios de demanda. En menor medida se encuentran análisis del equilibrio de dicho mercado, en los que se estiman simultáneamente con la función de oferta. En México la tarifa del servicio público cubre las funciones de alumbrado y bombeo de aguas y existe independientemente del precio, por lo que éstos son estables en el tiempo al compararse con otros sectores tarifarios. Esta misma situación justifica la no estimación de una función de demanda, pues existirá una cantidad que no está en función del precio, sino de las decisiones gubernamentales. Además, esta tarifa que en otros países se llama de alumbrado público, se justifica porque se trata de un servicio con un patrón de consumo bien definido, y en muchos casos no se mide el consumo, pues resulta más costosa la medición debido a lo disperso de las cargas en las zonas urbanas y suburbanas, que la

estimación de los consumos mediante censos de carga (Aburto, 2007). En nuestro caso, la cantidad demandada será un punto particular de la función de oferta.

Para fines de este estudio, se supone que las empresas paraestatales son maximizadoras de beneficio, pues este comportamiento resultará en una oferta eficiente; esto se deriva implícitamente de la misión de la CFE, que establece que se debe proveer de energía al país de manera competitiva (CFE 2012). No obstante, Brown (2011) identifica algunas particularidades en este mercado: la demanda fluctúa de manera cíclica y aleatoria y, al no poder almacenarse, la producción debe hacerse de manera instantánea. Por esto, el tamaño del mercado varía en el tiempo de manera instantánea. Además, la baja elasticidad de la oferta en el corto plazo implica que los precios sean volátiles, derivado de que la ampliación de la capacidad productiva implica inversiones de mediano-largo plazo; es por esto que un esquema tarifario que contemple los costos marginales de largo plazo es óptimo, pues incluye las variaciones en el capital o las decisiones de inversión en el costo marginal, o precio. Aunado a esto, la necesidad de una oferta continua crea situaciones en las que emergen problemas de coordinación, pues difícilmente puede asignarse la producción eficiente de electricidad que será consumida (recordemos que la electricidad no se almacena). Esto tiene como consecuencia la necesidad de establecer capacidad ociosa para cubrir los puntos de demanda pico sin elevar los precios de manera importante, aunque se subutiliza en temporadas bajas.

### **Características de la electricidad y procesos de producción**

La producción de electricidad se divide en cuatro fases: 1) *generación*, 2) *transmisión y distribución*, 3) *comercialización* y 4) *operación del sistema*. El proceso de generación parte del uso de algún combustible o fuente alterna de energía para transformarlo en electricidad. Los costos aquí dependen de los precios de dicho combustible, las necesidades de capital y los costos operativos. La transmisión implica el transporte de la electricidad a través de una red eléctrica hacia ciertos nodos, la cual puede considerarse un monopolio natural. La distribución es la entrega final desde estos nodos hasta los consumidores de alto y bajo voltaje; estos procesos son intensivos en capital. La comercialización es la venta de la energía eléctrica al consumidor y coordina a agentes productores, reduce los costos de transacción y alinea a los diversos actores para garantizar un flujo continuo y eficiente (Brown, 2011; Beamon, 1998; Hoggan, 1993).

En cuanto al análisis empírico del mercado de electricidad se encuentran dos trabajos relevantes para el presente estudio. El primero de ellos es el de Fezzi y Bunn (2010), quienes encuentran el equilibrio en el mercado inglés. Dichos autores caracterizan la demanda de electricidad como inelástica en el corto plazo, y esa misma caracterización será utilizada en el presente análisis. Para la oferta agregada utilizan los costos marginales de diferentes plantas eléctricas, los cuales fluctúan según los precios de los combustibles, la capacidad de producción de las plantas y el sistema de operaciones de las mismas, lo cual se puede retomar para la estrategia de estimación. Aunque este estudio estima un modelo de corrección de errores y, de hecho, encuentran cointegración en las variables utilizadas, consideramos que este enfoque no es el más adecuado para la intención de este trabajo, pues el objetivo es únicamente estimar una función de oferta, y

no un sistema de ecuaciones. Sin embargo, si se encuentra cointegración en las variables de estudio, puede utilizarse como marco alternativo para comparar resultados.

El segundo trabajo lo realizaron Mateos, Rodríguez y Rossi (1999), quienes estudian el caso argentino. Utilizan un sistema de ecuaciones de oferta y demanda, pues su objetivo es encontrar simultáneamente el precio y la cantidad que equilibran el mercado y por esta razón, utilizan el método de mínimos cuadrados en dos etapas. Aunque nuestro objetivo no es el mismo, consideramos que las variables utilizadas y la forma funcional de la función de oferta nos permitirán evaluar el mercado mexicano, pues su estudio lo realizaron antes de que se produjeran transformaciones importantes en el sector, tal como sucederá en el país.

En lo que se refiere a México, Hartley y Martínez (2002) documentan el equilibrio en la oferta y demanda de electricidad, tanto a nivel agregado, como para regiones específicas del país. El modelo que utilizan para estimar la oferta refleja los costos marginales de producción de electricidad e incluye los efectos a largo plazo de la inversión y el crecimiento de la demanda en el sistema de costos promedio. Dicho modelo toma en cuenta los costos de generación de electricidad, las pérdidas de transmisión, así como las restricciones de disponibilidad y de reservas. Concluyen que existen diferencias entre los precios y costos marginales de la electricidad en México, tanto regionales como temporales y proponen la entrada de otras empresas públicas, y fijación de precios por un sistema de subastas. Este trabajo es el único encontrado para México en el que se documentan los precios de equilibrio del mercado de electricidad; sin embargo, como se mencionó, analizan todo el sistema eléctrico mexicano, lo que incluye todas las tarifas y partes del proceso productivo, mientras que la presente investigación se centra únicamente en un tipo de tarifa de electricidad.

Otro estudio del mercado mexicano es el realizado por Martínez (2009), quien analiza las fuentes de distorsiones y sobrecostos de las empresas públicas oferentes de electricidad. Concluye que éstas se originan principalmente por pérdidas de energía y combustibles, así como la deuda incurrida para operar (principalmente pasivos laborales). En total, dichas distorsiones pueden representar hasta un 10.5% de los costos totales de la CFE y de Luz y Fuerza del Centro (cuando existía). Concluye también que en las empresas públicas eléctricas existe un sistema de subsidios cruzados que genera incentivos perversos en su operación. Los resultados de Martínez serán tomados en cuenta en la discusión y conclusiones de nuestro estudio.

Además, Torres (2010) realizó un análisis sobre la tarifa doméstica en la Zona Metropolitana de Monterrey, con el fin de encontrar la elasticidad precio de la electricidad por nivel de ingreso, y también analizar la existencia de subsidios del esquema de tarifas que enfrentan los hogares de la región. Si bien, el presente trabajo tiene como objetivo el análisis de la tarifa de servicios públicos, es importante en el aspecto metodológico, pues también utiliza el análisis de series de tiempo para determinar las relaciones entre ingreso, gasto y el precio de la electricidad por deciles de ingreso.

Sobre los aspectos de políticas de regulación, la CRE licitó un par de investigaciones con el fin de contar con mejores elementos de decisión y así diseñar la política tarifaria existente. De este grupo de trabajos, destaca el realizado por Aburto (2007), quien además de hacer una detallada descripción de la evolución de la estructura tarifaria en México, utiliza diversas metodologías (contable, económica y financiera) y concluye que las tarifas en general, deben ajustarse para reflejar los costos económicos. En particular, para la tarifa de servicios públicos sugiere que se clasifiquen los usuarios por nivel de tensión.

En el aspecto metodológico, Galicia y Flores (2012) proponen una función de producción translogarítmica para caracterizar la industria eléctrica de México. Los autores no hacen un análisis empírico, únicamente plantean la especificación teórica del modelo. Si bien, esta función presenta algunas ventajas sobre otras, particularmente por no imponer una restricción a priori entre las posibilidades de sustitución entre los insumos (Christensen, Jorgenson & Lau, 1971), y que dicha forma funcional ha sido utilizada para estimar el grado de economías de escala en la generación de electricidad en Estados Unidos (Christensen & Greene, 1976), no se utilizará esa especificación por las limitantes empíricas que ella conlleva, tanto en la colección de datos y el método de estimación, además que no es el objetivo del trabajo estimar la cantidad mediante la cual se tienen economías de escala en el mercado mexicano, ni el grado de sustitución entre los insumos. Es un tema importante e interesante, pero se encuentra fuera de los alcances de la presente investigación.

Hasta donde llegó nuestra revisión bibliográfica, no encontramos ningún artículo donde se reporten estimaciones de la demanda, ni de la oferta de electricidad para servicios públicos en México, ni que tenga como objetivo encontrar el precio óptimo de electricidad para estos servicios; por lo tanto, la presente investigación pretende contribuir a empezar a llenar ese vacío existente en la literatura sobre el mercado de la electricidad mexicana. A continuación, se presentará la metodología que utilizaremos para estimar la tarifa óptima de servicios públicos eléctricos. Se describen y justifican el modelo a estimar, así como las variables incluidas en él.

## METODOLOGÍA

Se plantea la estimación de una curva de oferta inversa, donde las variables independientes se toman de la literatura revisada. El cuadro 3 resume las variables a incluir en el análisis. Una vez especificado, se procede a formular el modelo econométrico para estimar la tarifa óptima de electricidad. El cuadro no incluye la descripción de las variables que se proponen en este artículo, las cuales son el índice de precios al productor de combustibles como el carbón, combustóleo, y el gas natural; los cuales se obtuvieron del Instituto Nacional de Estadística y Geografía. También se usa la longitud mensual (en kilómetros) de las líneas de transmisión 400KV y menores a 230KV, estas obtenidas del Sistema de Información Energética.

Siguiendo a Fezzi y Bunn (2010), el 90% del costo marginal de corto plazo de producir electricidad se compone de insumos, de los cuales el gas natural es el más relevante. Para el caso mexicano, este es el principal combustible para la generación de electricidad (Martínez, 2009) y a medida que el precio del gas aumenta, la generación se vuelve más costosa (Martínez et. al., 1999).

El precio del gas se incluye como un factor que afecta directamente el precio de la electricidad (implícitamente, el costo marginal). Los precios del gas se obtienen de los datos publicados por la *Energy Information Administration* de Estados Unidos, tomando en cuenta que es un *commodity* a nivel internacional que afecta las decisiones de producción. Los precios se convierten a pesos utilizando el tipo de cambio FIX publicado por el Banco de México.

La cantidad consumida refleja las asignaciones eficientes de los principales factores de producción y da una idea del tamaño del mercado de electricidad de servicios públicos en México. Se utilizan las ventas internas al sector servicios, en kilowatt-hora, publicados por el Sistema de Información Energética.

Por último, se considera la capacidad de exceso del sistema, o margen de reserva; esto es una cantidad adicional que se produce para evitar no cubrir incrementos inesperados en la demanda de electricidad. Esta variable ofrece un panorama del funcionamiento y los ajustes del mercado de electricidad que afectan directamente al precio, por ejemplo, en el caso donde cantidad consumida aumenta y crecen los precios; esto depende de la magnitud del margen de reserva (Fezzi y Bunn, 2010).

Cuadro 3. Variables empleadas en el estudio

	Precio del Gas EE.UU.	Tipo de cambio FIX	Precio Gas EE.UU. (LPGAS)	Precio Medio (LP)	Capacidad Efectiva del Sector Eléctrico (LCAP)	Ventas al sector público (I.VFN)
Descripción	Precio del gas natural en Estados Unidos utilizado para la generación de energía eléctrica	Tipo de cambio determinado por el Banco de México con base en un promedio de cotizaciones del mercado de cambios al mayorero para operaciones liquidables el segundo día hábil bancario siguiente y que son representativas en el mercado de cambios.	Multiplicación del precio del gas en E.E.U.U. por el tipo de cambio FIX	Precio medio real de energía eléctrica del sector servicios	Carga máxima que puede tomar la unidad en las condiciones que prevalecen y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes en equipos que componen a la unidad y que inhabilitan al generador para producir la potencia nominal.	Variable construida como las ventas internas reales de energía eléctrica al sector público entre el número de usuarios reportado por la Secretaría de Energía
Unidades	Dólares por miles de pies cúbicos	Dólares por MXN	MXN por miles de pies cúbicos	Centavos por kilowatts-hora	Megawatts	Megawatts-hora por usuario
Transformación	niveles	niveles	logaritmo natural	logaritmo natural	logaritmo natural	logaritmo natural
Periodicidad	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual
Muestra	Ene '02-Jul'14	Ene '02-Jul'14	Ene '02-Jul'14	Ene '02-Jul'14	Ene '02-Jul'14	Ene '02-Jul'14
Autores que la han empleado	Matcos et al. (1999); Hartley y Martínez (2002); Fezzi y Bunn (2010)	n.a.	n.a.	n.a.	Matcos et al. (1999) y Fezzi y Bunn (2010)	Matcos et al. (1999)
Fuente	Energy International Agency	Banco de México	Elaboración propia con datos de EIA y Banco de México	Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía	Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía	Elaboración propia con datos de Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía

Fuente: Elaboración propia

Para continuar con el análisis, se define entonces una forma funcional para estimar la oferta inversa de electricidad. Se decidió representarla con una función de oferta del tipo Cobb-Douglas tomando en cuenta el trabajo de Fezzi y Bunn (2010), para permitir observar las variaciones del precio respecto a las variaciones en sus determinantes. La función de la oferta inversa se define por la ecuación (5),

$$P(Q, P_{gas}, Ca) = A Q^{\beta_1} P_{gas}^{\beta_2} Ca^{\beta_3} \quad (5)$$

donde  $Q$  representa la cantidad demandada por el sector público,  $P_{gas}$  es el precio del gas y  $Ca$  es la capacidad de exceso del sistema. Dada que es una función inversa, las betas representan las elasticidades inversas de la producción, y  $A$  un factor tecnológico. Es a través de un linealización donde se puede observar la sensibilidad del precio ante cambios en los determinantes.

$$\ln(P(Q, P_{gas}, Ca)) = \ln(A) + \beta_1 \ln(Q) + \beta_2 \ln(P_{gas}) + \beta_3 \ln(Ca) \quad (6)$$

A partir de la ecuación (6) el modelo a estimar corresponde a una función de la oferta inversa, siendo ésta:

$$\ln(P_t) = \beta_0 + \beta_1 \ln(Q_t) + \beta_2 \ln(P_{gas_t}) + \beta_3 \ln(Ca_t) + \varepsilon_t \quad (7)$$

En esta última,  $P_t$  es la tarifa de electricidad,  $A$  es una constante que representa un factor tecnológico,  $P_{gas}$  el precio del gas,  $Ca$  la capacidad de exceso o margen de reserva y  $\varepsilon_t$ , el error de estimación. Es importante reconocer lo que no se incluye en el modelo, y por lo tanto forma parte del error de especificación. Entre estos se encuentran, como se ha mencionado: las pérdidas de energía, de combustibles y los pasivos laborales (Martínez, 2009). Se utiliza la forma funcional doble logarítmica al igual que en Fezzi y Bunn (2010), así los parámetros obtenidos son elasticidades. Sin embargo, es importante reconocer que al hacer esto se supone elasticidad constante de los insumos en la producción de electricidad, cuya comprobación quedará para futuros trabajos. El método de estimación bajo esta estrategia es el de mínimos cuadrados ordinarios, como fue establecido por estos autores.

Esta forma funcional cuenta con algunas ventajas. Por ejemplo, permite estimar efectos de los costos de los combustibles (en este caso el gas) y la capacidad de producción del sector a través de la estimación de las elasticidades. Además, al considerar series de tiempo, el modelo permite obtener un panorama de largo plazo, relacionando las tarifas óptimas a una curva de oferta agregada de largo plazo, y permitiendo hacer predicciones ante cambios en la cantidad demandada por el gobierno y/o cambios en la tecnología de producción.

El modelo a estimar en (7) puede presentar problemas por variables omitidas y autocorrelación. Para tratar de resolver estos problemas se propone un segundo modelo a estimar en (8), donde se agrega un vector de índices de precios al productor de combustibles que usa la CFE, los cuales son el carbón, el combustóleo y el gas natural (nacional). También se incorpora un vector de variables que se asocian a la fase de

transmisión de la electricidad, las cuales miden la longitud en kilómetros de las líneas de transmisión 400KV y menores a 230KV.

$$\ln(P_t) = \beta_0 + \beta_1 \ln(Q_t) + \beta_2 \ln(P_{gas_t}) + \beta_3 \ln(Ca_t) + \gamma' IPP_t + \delta' \ln(Tran_t) + v_t \quad (8)$$

La estrategia ocho puede ser vista como una prueba de robustez, se estima mediante una regresión Prais-Winsten y Cochrane-Orcutt, donde se utiliza un método de mínimos cuadrados generalizados para estimar los parámetros donde los errores están serialmente correlacionados.

## DATOS

Los datos correspondientes a las variables descritas en la sección inmediata anterior, fueron tomados de: El Sistema de Información Energética; la *Energy Information Administration*; la Comisión Federal de Electricidad; y el Instituto Nacional de Estadística y Geografía. A continuación, se muestran los cuadros con las estadísticas descriptivas. Las variables en el cuadro 4a se usan para la primera estrategia metodológica, plasmada en (7). En el 4b se presentan las que se proponen para evitar el problema de variables omitidas y corregir el problema de autocorrelación.

Cuadro 4a. Estadísticas descriptivas.

	Precio del Gas EE.UU. (USD/mft3)	Tipo de cambio FIX	Precio Gas EE.UU. (MXN/mft3)	Precio Medio (Servicios) (¢MXN/KWh)	Capacidad Efectiva del Sector Eléctrico (MW)	Ventas al sector público (MWh)
Media	5.91	11.77	68.66	172.62	49025.54	606756.34
Mín	2.81	9.02	26.11	114.06	39010.77	444394
Max	12.41	15.07	127.91	246.79	54260.14	1401087.27
Desviación Estándar	2.03	1.58	20.3	34.92	5695.4	113836.34

Fuente: Elaboración propia con datos de EIA, Banxico, SIE y CFE

Cuadro 4b. Estadísticas descriptivas de los datos.

	IPP Carbón	IPP combustóleo	IPP Gas Natural	Línea Transmisión 400KV (KM)	Línea Transmisión Menores a 230KV (KM)
Media	6.40	19.56	12.52	20616.67	1367.04
Min	-9.01	-47.14	-74.47	16146.66	470
Max	27.68	139.08	231.75	23640.54	6196.66
Desviación Estándar	6.19	31.06	44.11	2231.70	2011.79

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI y SIE

Notas: Las líneas de transmisión vienen indicadas en kilómetros.

## RESULTADOS

Se presentan los resultados de las estimaciones de (7) en el cuadro 4, con base en la siguiente lógica. El modelo 1 es el original, estimado por Mínimos Cuadrados Ordinarios. Esto se justifica al descartar la posibilidad de estimar una regresión espuria, pues las variables están cointegradas en el primer orden. Se observa que el coeficiente del precio del gas tiene dirección contraria a la esperada. Considerando esto y el hecho de que los datos son series de tiempo, se confirmó la existencia de problemas de autocorrelación y heteroscedasticidad en la estimación (ver anexo estadístico) y se procedió a estimar con correcciones para ambos problemas (modelos 2 y 3).

Este mismo proceso se siguió para la estimación de los modelos 4, 5 y 6, aunque dejando fuera a la variable de capacidad efectiva por dos razones. En primer lugar, la capacidad del sector eléctrico nacional está altamente correlacionada (92%) con el precio de la energía eléctrica. Además, la estimación que corrige autocorrelación (modelo 2) indica que la variable no aporta información a la estimación al ser incluida en el mismo, lo cual se valida con una prueba de ANOVA. Cabe mencionar que ante la posible presencia de multicolinealidad, se estimaron los VIF (Variance Inflation Factor) en los modelos respectivos y las variables parecen estar en un rango razonable de tolerancia (menores a 10). En el modelo 4 se observa que el coeficiente del precio del gas tiene ya el signo esperado, aunque la estimación cuenta con los mismos problemas. De nuevo, al corregir la autocorrelación, se observa que el precio del gas pierde significancia estadística, contrario a lo propuesto por Martínez (2006). Esto podría tomarse como un indicio de que los precios para la tarifa de servicios no son fijados con parámetros de eficiencia.

Considerando que los coeficientes del precio del gas y de la capacidad efectiva se vuelven no significativos, se decide estimar el modelo de manera restringida, especificando estos coeficientes como iguales a la nulidad (modelos 7, 8 y 9). Aunque la R cuadrada disminuye, los estimadores disminuyen su varianza y el modelo restringido es apoyado por una prueba de ANOVA (sustento de esto se encuentra en el anexo estadístico). Se observa también que el coeficiente para las ventas varía 3% contra el del

modelo 2 y apenas 0.44% contra el del modelo 5, lo cual refuerza el argumento de que las demás variables no aportan al modelo y retirarlas no tiene efecto alguno. La estimación de estos modelos se realizó también con variables relativas al dividir entre el número de usuarios de la tarifa de servicios, pero los resultados no se reportan al no ser significativos.

La conclusión principal de este ejercicio es que los precios que enfrenta la tarifa de servicios difieren de los precios observados en una función de oferta inversa para el mercado de electricidad en México. Para ver el efecto de esta diferencia, se compara la función de oferta según el modelo (1) con la relación precio-cantidad observada para la tarifa de servicios. Se decide utilizar el modelo 1 al ser el que metodológicamente incluye a las variables necesarias en una función de oferta, aunque su significancia estadística sea dudosa. Esta es un área de oportunidad para futuros trabajos en el campo. Se muestran los resultados de manera gráfica en el cuadro 5, donde se grafican el precio óptimo para el sector público y el que en realidad enfrentó, para cada nivel de consumo. La similitud que existe entre el estimador para el logaritmo de las ventas en los modelos 2, 5 y 8 puede tomarse como una señal de robustez para el mismo, pues en 3 especificaciones distintas varía menos del 3.3%.

Puede observarse que los precios teóricos pronosticados por el modelo no difieren mucho de los observados. De hecho, los municipios han ahorrado al menos 818 millones de pesos contra lo estimado por nuestro modelo para el periodo de enero de 2002 a julio de 2014. Si bien el precio muestra una volatilidad notoria, el gasto en este rubro, de manera agregada, se mantiene por encima o por debajo del estimado por periodos prolongados. Esto presiona las finanzas municipales en el corto plazo, aunque en agregado, estas se han visto beneficiadas por la política de precios seguida por la SHCP. De hecho, desde Julio de 2011, sólo en 5 meses se ha registrado un gasto observado mayor al estimado. Este análisis se repitió para los demás modelos, menos conservadores, encontrando ahorros más cuantiosos (aunque respaldados en menor medida por la teoría).

De los resultados del cuadro 5 se puede concluir que un incremento de un 1% de las ventas de electricidad de los servicios públicos en México, incrementa en 0.42% el precio medio de estos servicios. Por otra parte un aumento del 1% de la capacidad efectiva se refleja mediante un incremento del 1.458% el precio. El signo negativo del precio del gas puede sugerir una ligera sustitución en la demanda de los factores de producción, por ejemplo algún otro combustible que permita producir a un costo similar, 1% en incremento en el precio del gas se relaciona con una disminución del .065% del precio. Por último la mejora de un por ciento de la tecnología, medida a través de la constante del modelo, se relaciona con una disminución del 33.62% en los precios.

Para tratar de resolver el problema de autocorrelación y de variables omitidas se estiman los modelos 10-13, usando una regresión Prais-Winsten y Cochrane-Orcutt, asumiendo que los errores siguen un proceso autoregresivo de primer orden. En primera instancia el precio del gas deja de ser significativo para todos los modelos y la capacidad efectiva ahora es relevante. También se observa que el coeficiente de ventas disminuye considerablemente respecto a los modelos donde se utilizó el método de mínimos

cuadrados ordinarios, los coeficientes de esta variable tienen el signo esperado y son significativos. En los modelos 10 y 11 se agregan como variables explicativas la longitud de las líneas de transmisión para 400KV y menores a 230 KV, variables asociadas a los costos de transmisión. Sus coeficientes tienen el signo esperado y son significativos, sin embargo las líneas de transmisión 400KV tienen un mayor peso sobre el precio medio. En los modelos 12 y 13 se añaden el índice de precios al productor de distintos combustibles como aproximación al precio de los mismos; en estos modelos se observa que el índice de precios del carbón no es significativo, pero sí el del combustóleo y el del gas natural, pero con coeficientes relativamente pequeños.

Tratando de interpretar estas estimaciones se podría decir que si por un lado asociamos el precio de los insumos y la capacidad efectiva con los costos de generación, y la longitud de las líneas de transmisión con los costos de transmisión; la transmisión de la energía eléctrica tiene un mayor peso en la determinación del precio. Estos últimos no sólo se relacionan con la infraestructura requerida, sino también con las pérdidas en la que se incurre en esta fase de la producción. Además, que el índice de precios al productor del gas natural sea significativo puede indicar que para el precio de la tarifa de electricidad de servicios es más relevante el precio que prevalece en el mercado nacional.

Entre los inconvenientes que llevan nuestras estrategias de estimación hasta este punto, destaca que hemos descartado la posibilidad de que ciertas variables sean endógenas, lo cual nos lleva a un error en la especificación del mejor modelo. Por ejemplo, nuestra variable ventas como aproximación a la producción tiene un componente de demanda por parte del sector público, la cual estaría negativamente relacionada con el precio. Entonces, nuestros resultados son válidos dependiendo hasta qué punto se puede considerar que la demanda de electricidad del sector público no depende de su precio, y sí de otros factores mencionados anteriormente. La variable de capacidad efectiva también puede ser endógena, sin embargo ante la posibilidad de poder omitir esta variable, se procede a utilizar la estrategia en (8) con errores robustos y sin la variable de capacidad efectiva.

En el cuadro 8 se reportan los resultados de la regresión Prais-Winsten y Cochrane-Orcutt, usando errores robustos. Los modelos que se presentan en este cuadro se sometieron a prueba de especificación, donde se falla el intento de rechazar el supuesto de que el modelo está bien especificado. En este cuadro, nuestro modelo preferido es el 17. Se observa que los coeficientes no divergen mucho de los coeficientes correspondientes al modelo 13 en el cuadro 7, aunque ahora el índice de precio al productor del gas ahora no es significativo.

Se trató de hacer estimaciones usando una aproximación por variables instrumentales. Sin embargo, no resulta fácil encontrar un instrumento o un conjunto de instrumentos que cumplan los criterios de exclusión y de relevancia. Es decir, una variable que se relacione con la producción de electricidad y no con el precio a través del error. Creemos que escoger instrumentos no apropiados, aunque estos sean válidos estadísticamente, si bien no nos llevarían a conclusiones erróneas, éstas podrían ser imprecisas.

La principal implicación de política encontrada es que el gobierno, a través de su política de precios instrumentada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, genera ahorros a los municipios y pérdidas para este ente gubernamental. Debido a que la Comisión Federal de Electricidad es una empresa paraestatal, el resultado encontrado implica que existe una transferencia de recursos entre entidades públicas. Lo que se esperaría es que la tarifa de servicios públicos cubriera únicamente el costo marginal, mas no que hubiera una transferencia de recursos. Se espera que con la reforma energética, el esquema bajo el cual opera el mercado de electricidad en México, converja a uno de mayor competencia y con mejores tecnologías; por ende los municipios enfrentarán tarifas más accesibles, desapareciendo así este tipo de situaciones.

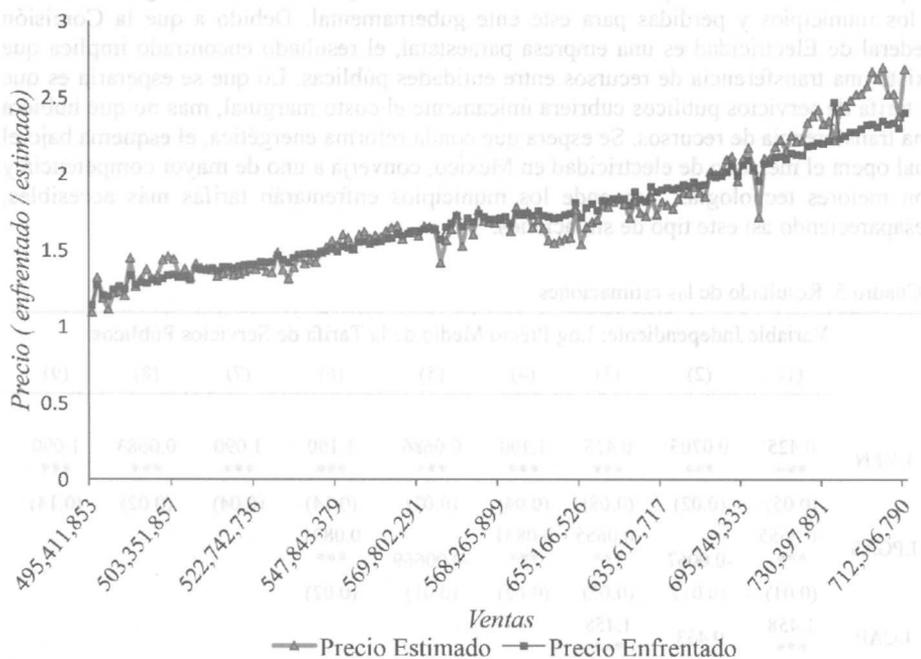
Cuadro 5. Resultado de las estimaciones

	Variable Independiente: Log Precio Medio de la Tarifa de Servicios Públicos								
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
LVEN	0.425 ***	0.0705 ***	0.425 ***	1.100 ***	0.0686 ***	1.100 ***	1.090 ***	0.0683 ***	1.090 ***
	(0.05)	(0.02)	(0.08)	(0.04)	(0.02)	(0.14)	(0.04)	(0.02)	(0.14)
LPGAS	-0.0655 ***	-0.0067	-0.0655 ***	0.0831 ***	-0.00669	0.0831 ***			
	(0.01)	(0.01)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.02)			
LCAP	1.458 ***	0.453	1.458 ***						
	(0.09)	(0.29)	(0.12)						
CONS	-33.62 ***	-8.891*	-33.62 ***	-22.04 ***	-0.845*	-22.04 ***	-21.51 ***	-0.865*	-21.51 ***
	(0.964)	(5.20)	(0.97)	(0.97)	(0.46)	(2.97)	(0.99)	(0.46)	(2.972)
N	151	151	151	151	151	151	151	151	151
R2 ajustada	0.916	NA	0.916	0.782	NA	0.782	0.766	NA	0.766
SC Residua- les	0.4249	2.9853	0.4249	1.1095	4.7171	1.1095	1.1994	4.7030	1.1994

Fuente: Elaboración propia

Notas: El cuadro 5 presenta los resultados, usando como variable independiente el Log Precio Medio de la Tarifa de Servicios Públicos. Errores estándar en paréntesis, significancia estadística: \*p<0.1, \*\* p<0.05. \*\*\* p<0.01

Cuadro 6. Oferta inversa estimada y observada de electricidad para la tarifa de servicios.



Fuente: Elaboración propia, resultado de las estimaciones hechas por los autores

Cuadro 7. Resultado de estimaciones (Prais-Winsten y Cochrane-Orcutt.)

	Variable Independiente: Log Precio Medio de la Tarifa de Servicios Públicos			
	(10)	(11)	(12)	(13)
LVEN	0.0772*** (0.0215)	0.0735*** (0.0233)	0.0744*** (0.0234)	0.0804*** (0.0231)
LPGAS	0.00506 (0.0195)	-0.0104 (0.0149)	-0.00899 (0.0151)	-0.0299 (0.0180)
LCAP	0.797** (0.317)	0.406** (0.182)	0.409** (0.182)	0.432** (0.184)
Ltran400	0.811*** (0.164)	0.914*** (0.102)	0.910*** (0.102)	0.898*** (0.103)
Ltranm230		0.0368*** (0.00506)	0.0375*** (0.00517)	0.0368*** (0.00565)
IPCarbon			-0.000275 (0.000452)	-0.000588 (0.000473)
IPComb				0.000206* (0.000109)
IPG				0.000224* (0.000134)
CONS	-23.19*** (4.629)	-17.38*** (2.399)	-17.42*** (2.400)	-17.75*** (2.436)
N	124	124	124	124
R2 ajustada	0.663	0.934	0.934	0.932

Fuente: Elaboración propia.

Notas: El cuadro 5 presenta los resultados, usando como variable independiente el Log Precio Medio de la Tarifa de Servicios Públicos. Errores estándar en paréntesis, significancia estadística: \*p<0.1, \*\* p<0.05. \*\*\* p<0.01

Cuadro 8. Resultado de estimaciones (Prais-Winsten y Cochrane-Orcutt, errores robustos)

	Variable Independiente: Log Precio Medio de la Tarifa de Servicios Públicos			
	(14)	(15)	(16)	(17)
LVEN	0.0741 (0.0485)	0.0749 (0.0233)	0.0793 (0.0480)	0.0808* (0.0479)
LPGAS	-0.00485 (0.0148)	-0.00362 (0.0149)	-0.00999 (0.0152)	-0.0237 (0.0172)
Ltran400	1.112*** (0.164)	1.110*** (0.102)	1.095*** (0.0636)	1.108*** (0.0671)
Ltranm230	0.0346** (0.00752)	0.0351*** (0.00791)	0.0383*** (0.00795)	0.0346*** (0.00565)
IPCarbon			-0.000462 (0.000452)	-0.000542 (0.000473)
IPComb				0.000204* (0.000109)
IPG				0.000210 (0.000126)
CONS	-23.19*** (4.629)	-17.38*** (2.399)	-17.42*** (2.400)	-17.75*** (2.436)
N	124	124	124	124
R2 ajustada	0.663	0.934	0.934	0.932

Fuente: Elaboración propia.

Notas: El cuadro 5 presenta los resultados, usando como variable independiente el Log Precio Medio de la Tarifa de Servicios Públicos. Errores estándar en paréntesis, significancia estadística: \* $p < 0.1$ , \*\*  $p < 0.05$ . \*\*\*  $p < 0.01$

## CONCLUSIONES

En este trabajo se estimó el precio óptimo de la electricidad para servicios públicos en México. Se utilizó el concepto de costo marginal de largo plazo, derivado de la teoría marginalista de la producción, que nos lleva a un análisis de equilibrio parcial dinámico. Las estimaciones permiten hacer dos conclusiones importantes. En primer lugar, se

prueba que la tarifa de electricidad que enfrenta el sector público está desviada del precio eficiente, pues los parámetros de la estimación de la función de oferta carecen de significancia estadística. Además, en la literatura se encuentra documentada la existencia de sobre-costos en las empresas de electricidad mexicanas, por lo que aún con un modelo estadísticamente significativo, los resultados pueden estar subestimados en un 10% (Martínez, 2009). En segundo lugar, aunque la volatilidad del precio de la energía eléctrica impacta las finanzas municipales, en el largo plazo éstas se han visto beneficiadas por la política de precios de la Secretaría de Hacienda en al menos 818 millones de pesos, de enero del 2002 a julio del 2014. Si este beneficio desaparece, la reforma energética debe ir acompañada de medidas fiscales que planeen una reasignación de recursos a los municipios.

Cabe destacar que el presente estudio tiene algunas limitaciones. En primer lugar, sería deseable ampliar el análisis a un modelo de equilibrio parcial más extenso, en el que se estime una oferta de electricidad para el mercado mexicano de manera completa. Esto como consecuencia de considerar que la producción de electricidad se lleva a cabo independientemente del tipo de consumidor final que la comprará. La estimación simultánea de la función de demanda permitirá la correcta especificación de este modelo, además de abrir un marco en el que se puede relajar el supuesto de que la demanda por electricidad del sector público es inelástica. Finalmente, una extensión interesante de la presente investigación sería incluir otras formas funcionales para la caracterización de la producción de electricidad de servicios, como una función translogarítmica para comparar los resultados obtenidos.

## REFERENCIAS

- Aburto, J. (2007). Recomendaciones de Políticas de Tarifas Eléctricas: Trabajo presentado a la Comisión Reguladora de Energía: México, Distrito Federal.
- Beamon, J. (1998). Competitive Electricity Prices: An Update. Washington, EE.UU.: US Department of Energy.
- Brown, A. (2011). Electricidad, característica y opciones de reforma para México. *Análisis Económico*, 26(61): 153-173.
- Christensen, L., Greene, W. (1976). Economies of Scale in the U.S. Electric Power Generation. *The Journal of Political Economy*, 4(1): 655-676.
- Christensen, L., Jorgenson, D. & Lau, J. (1971). Conjugate Duality and the Transcendental Logarithmic Production Function. *Review of Economics and Statistics*, 55: 28-45.

- Centro de Investigación para el Desarrollo A.C. (CIDAC). (2013). Luz a la Competitividad Nacional: Propuesta de Reforma al Sector Eléctrico Mexicano. Recuperado el 10 de mayo de 2016 de la página <http://cidac.org/luz-a-la-competitividad-nacional-propuesta-de-reforma-al-sector-electrico-2/>
- Centro de Investigación para el Desarrollo A.C. (CIDAC). (2015). Modificar los subsidios eléctricos para garantizar la eficiencia del sector, es posible. Recuperado el 10 de mayo de 2016 de la página <http://cidac.org/subsidios-electricos/>
- Comisión Federal de Electricidad. (30 de Agosto de 2012). Misión y Visión. Recuperado el 15 de Octubre de 2014 del sitio CFE: [http://www.cfe.gov.mx/ConoceCFE/1\\_AcercadeCFE/Paginas/Misionyvision.aspx](http://www.cfe.gov.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Paginas/Misionyvision.aspx)
- Comisión Federal de Electricidad (2014). Estados Financieros Auditados. Recuperado el 14 de Mayo del 2016 del sitio CFE: <http://www.cfe.gov.mx/inversionistas/InformacionFinanciera/Paginas/EstadosFinancieros.aspx>
- Diario Oficial de la Federación (2014). Ley de la Industria Eléctrica. Recuperado el 1 de Septiembre de 2014 de la página [www.dof.gob.mx](http://www.dof.gob.mx).
- Enders, W. (2008). Applied Econometric Time Series. Alabama, EE.UU.: John Wiley.
- Energy Information Administration (EIA). (1997). Electricity prices in a Competitive Environment: Marginal Cost Pricing of Generation Services and Financial Status of Electric Utilities. Washington, EE.UU.: US Department of Energy.
- Fezzi, C., & Bunn, D. (2010). Structural Analysis of Electricity Demand and Supply Interactions. Oxford Bulletin of Economics and Statistics, 72(6): 827-856.
- Fitch Ratings (2014). Proyectos de Modernización del Sistema de Alumbrado Público. Monterrey, México.: Fitch Ratings.
- Fondo Monetario Internacional (FMI). (2013). Case studies on energy subsidy reform: lessons and implications. Recuperado el 12 de mayo de 2016 de la página <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2013/012813a.pdf>
- Galicia, A., & Flores, M. (2012). Modelo alternativo para caracterizar la producción del sector eléctrico en México. Mundo Siglo XXI, 27(7): 89-97.
- Hartley, P. & Martínez, E. (2002). Electricity Demand and Supply in Mexico. Houston, EE.UU.:Mimeo, Rice University,
- Hoggan, W. (1993). A Competitive Electricity Market Model. Massachusetts, EE.UU.: Harvard University, Faculty Working Papers.

- Hotelling, H. (1938), The General Welfare in Relation to Problems of Railway and Utility Rates, *Econometrica*, 6(3): 242-69.
- Instituto Mexicano de la Competitividad (IMCO). (2006). Estudio sobre tarifas eléctricas en México. Hacia una estructura tarifaria eficiente que apoye la competitividad de la economía. Recuperado el 1 de Septiembre de 2014 de la página [http://imco.org.mx/wp-content/uploads/2006/8/tarifas\\_electricas\\_en\\_mexico\\_06.pdf](http://imco.org.mx/wp-content/uploads/2006/8/tarifas_electricas_en_mexico_06.pdf).
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). (2015). Índice de Precios al Productor [Archivo de datos]. Disponible en <http://www.inegi.org.mx>
- International Energy Agency. (2015). Key World Energy Statistics [Archivo de datos]. Disponible en <http://www.iea.org/statistics/>
- Jamasb, T. (2006). Between the state and the market: Electricity sector reform in developing countries. *Utilities Policy*, 14: 14-30.
- Martínez, E. (2009). Fuentes de sobrecostos y distorsiones en las empresas eléctricas públicas de México. *Economía Mexicana*, 19(1): 31-89.
- Mateos, F, Rodríguez, M & Rossi, M. (1999). Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas. Texto de discusión No. 12. Buenos Aires, Argentina: Universidad Argentina de la Empresa.
- Munasinghe, M. & Warford, J. (1982) *Electricity Pricing: Theory and Case Studies*. Baltimore, EE.UU. y Londres, Inglaterra.: World Bank
- Nicholson, W., & Snyder, C. (2011). *Microeconomic theory: basic principles and extensions*: Mason, EE UU. Cengage Learning.
- Pindyck, R. & Rubinfeld, D. (2005). *Microeconomics*. NJ, EE.UU: Pearson Prentice Hall.
- Pollitt, M. (2008). Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries. *Energy Economics*, 30(4): 1536-1567.
- Secretaría de Energía (SENER). (2013). *Prospectiva del sector eléctrico 2013-2017*, D.F, México.
- Sistema de Información Energética. (2016). Información Estadística [Archivo de Datos]. Disponible en <http://sie.energia.gob.mx>
- Ricardo, D. (1817). *Principios de Economía Política y Tributación*. Santa Fe de Bogotá, Colombia.: Fondo de Cultura Económica.

- Torres, J. (2010). Tarifas Eléctricas de Uso Doméstico Eficientes: Propuesta para un Esquema de Tarifas Multi-Partes. Tesis de Maestría en Economía con Orientación en Economía Industrial, Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, Nuevo León.
- World Bank. (1993). The World Bank's Role in the Electric Power Sector: Policies for effective institutional, regulatory, and financial reform. Washington, EE.UU.: World Bank.

## ANEXO

### Pruebas de raíz unitaria

Dado que los datos tienen una estructura de series de tiempo, es necesario revisar si tienen algún tipo tendencia estocástica. Para revisar este problema, se realizó la prueba de Dickey-Fuller aumentada para cada una de las series con las que se está trabajando. Los resultados de las pruebas de encuentran en el cuadro 1.

Se puede concluir que la mayoría de las series tienen raíz unitaria, o bien que están integradas orden 1. La única que tiene orden de integración 0, o bien es estacionaria, es la serie del logaritmo de las ventas por usuario. Esto impide que las series puedan estar cointegradas pues no presentan el mismo orden de integración. Las regresiones que se hagan utilizando esta variable fueron realizadas en niveles, y las otras en primeras diferencias para evitar correr relaciones espurias entre las variables.

Cuadro 1.1. Pruebas de raíz unitaria

Variable	Nivel	Primera diferencia	Orden de integración
LVEN	t = - 1.280 P = 0.638	t = -10.043 P = 0.0000	I(1)
LCAP	t = 4.328 P = 1.000	t = -10.390 P = 0.0000	I(1)
LVENU	t = - 5.969 P = 0.000	- -	I(0)
LCAPU	t = -0.426 P = 0.900	t = -11.138 P = 0.0000	I(1)
LPM	t = -0.681 P = 0.846	t = - 11.932 P = 0.0000	I(1)
LPGAS	t = -0.02 P = 0.67	t = -9.14 P = 0.00	I(1)

Fuente: Elaboración propia

### Pruebas de cointegración

Para el caso de las variables de ventas y capacidad total o agregada que presentaron tendencia estocástica al igual que los demás regresores, se procedió a revisar si estaban cointegradas para ver si existe un vector que permita una combinación lineal entre ellas (Ender, ) ; o bien, si existe una relación de largo plazo y las regresiones pueden hacerse en niveles. Se utilizó la metodología de Johansen, así como la de Granger-Engle. Los resultados de las pruebas se muestran en los cuadros 1.2.a y 1.2.b.

Cuadro 1.2.a. Prueba de Granger-Engle

	t.Stat	Granger-Engle t.stat $\alpha=10\%$
Ho: Resid = I(1)	-3.474	-3.464

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 1.2.b. Prueba de Johansen.

#### Prueba de la Traza

	Eigenvalor	Estadístico Traza	0.05 Valor Crítico	P-valor
Ho: r=0	0.202	55.834	47.856	0.0075
Ho: r=1	0.097	22.775	29.797	0.257
Ho: r=2	0.05	7.777	15.494	0.489

#### Máximo Eigen-Valor

	Eigenvalor	Estadístico Máximo Eigenvalor	0.05 Valor Crítico	P-valor
Ho: r=0	0.202	33.059	27.584	0.008
Ho: r=1	0.097	14.997	21.131	0.289
Ho: r=2	0.05	7.567	14.264	0.424

Fuente: Elaboración propia.

Ambas pruebas muestran que existe al menos un vector de cointegración, por lo que las regresiones pueden estimarse en niveles.

### Pruebas de heteroscedasticidad y relación serial

Finalmente, se realizaron las pruebas de Breusch-Pagan para ver si existía el problema de heteroscedasticidad en los modelos estimados; al igual que la de Breusch-Godfrey para checar el problema de correlación serial. Se encuentra que todos los modelos presentan

ambos problemas. (Cuadro 3). Para su corrección, se realizó lo siguiente. En el caso de la heteroscedasticidad, se estimaron los errores estándar robustos, mientras que en la correlación serial se realizó la transformación de Prais-Winsten para eliminar el problema.

Cuadro 1.3. Pruebas de heteroscedasticidad y autocorrelación.

	Breusch-Pagan (Ho: varianza constante)		Breusch-Godfrey (Ho: no correlación serial)	
	$\chi^2$	P-valor	$\chi^2$	P-valor
Modelo 1	18.60	0.000	77.252	0.000
Modelo 4	31.44	0.000	30.869	0.000
Modelo 7	164.43	0.000	22.357	0.000
Modelo 9	33.52	0.000	31.067	0.000

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, se realizaron pruebas de Chow para determinar si los coeficientes de algunos modelos eran estadísticamente iguales a cero, de manera simultánea. Esto con la finalidad de reducir el número de estimadores necesarios, y perder menos observaciones. Los resultados de dicha prueba se encuentran en el Cuadro 1.4.

Cuadro 1.4. Pruebas de Chow.

	Estadístico F	P-valor
Modelo 7	133.95	0.0000
Modelo 4	236.81	0.0000
Modelo 8	133.95	0.0000
Modelo 5	13.62	0.0003
Modelo 9	133.95	0.0000
Modelo 6	13.62	0.0003

Fuente: Elaboración propia.

Se puede concluir que el modelo (1), puede reducirse al (4) al quitarle la variable de capacidad, y este, a su vez, puede reducirse al (7), que únicamente incluye las ventas. Esta misma conclusión puede extraerse para los modelos (2) y (3), que corrigen los errores de heteroscedasticidad y autocorrelación, los cuales según las pruebas estadísticas reportadas, pueden reducirse a los modelos (5) y (8), así como (6) y (9), respectivamente.