

**Regulación y bienestar económico:
Evaluación de la regulación de servicios
públicos domiciliarios de acueducto y
electricidad en Colombia en los noventa.
El caso de Empresas Públicas de Medellín**

**Luis Vélez, Andrés Ramírez, Liz Londoño, Yudy Giraldo
y Daniel Londoño**

Lecturas de Economía, 74 (enero-junio 2011), pp. 231-270

Luis Vélez, Andrés Ramírez, Liz Londoño, Yudy Giraldo y Daniel Londoño

Regulación y bienestar económico: Evaluación de la regulación de servicios públicos domiciliarios de acueducto y electricidad en Colombia en los noventa. El caso de Empresas Públicas de Medellín

Resumen: Las reformas de los noventa introdujeron cambios institucionales y metodológicos en la regulación tarifaria para los servicios de electricidad y acueducto en Colombia. Este artículo, además de reseñar dichos cambios, evalúa el bienestar a través de un contrafactual y el cálculo de la variación equivalente. Con el contrafactual se analiza cómo hubiese sido la evolución tarifaria de no haberse presentado la reforma de los noventa, mientras que con la variación equivalente se establece el cambio del bienestar de los consumidores. Para el cálculo de la variación equivalente se estiman las elasticidades precio y gasto para dichos servicios mediante el Sistema Casi Ideal de Demanda. En general, se concluye que la regulación generó una pérdida en el bienestar de los consumidores.

Palabras clave: regulación, servicios públicos, análisis contrafactual, elasticidades, variación equivalente. Clasificación JEL: L51, L97, C1, D12.

Regulation and Welfare: Assessing the Regulation of Electricity and Water Supply Utilities in Colombia During the 1990s. The Case of Empresas Públicas de Medellín

Abstract: Public utilities reforms in the nineties introduced institutional and methodological changes in the price regulation of electricity and water supply utilities in Colombia. This paper, in addition to outlining these changes, evaluates welfare effects through a counterfactual scenario and the measurement of equivalent variation. With the counterfactual, we analyze how prices would have evolved had reforms not been made, while the equivalent variation assesses the impact of reforms on consumers' welfare. To calculate the equivalent variation, an Almost Ideal Demand System is first estimated to obtain price and expenditure elasticities. In general, we conclude that regulation led to a consumer welfare loss.

Keywords: regulation, public utilities, counterfactual analysis, elasticities, equivalent variation. JEL classification: L51, L97, C1, D12.

Régulation et bien-être économique : évaluation de la régulation des services publics d'eau et d'électricité en Colombie pendant les années 90. Le cas de Empresas Públicas de Medellín

Résumé : Les réformes des années 90 ont introduit des changements institutionnels et méthodologiques dans la régulation tarifaire des services d'électricité et d'eau en Colombie. Cet article fait un bilan de ces changements pour évaluer ensuite le bien-être à travers le calcul de deux estimateurs : le contrefactuel et la variation équivalente. Le contrefactuel aborde la question de comment aurait été l'évolution tarifaire s'il n'y aurait pas eu la réforme des années 90, tandis la variation équivalente permet d'analyser le changement sur le bien-être des consommateurs lors d'une telle réforme. Le calcul de la variation équivalente est fait à travers des élasticités prix et dépenses pour les services d'eau et d'électricité en utilisant le système quasi-Idéal de demande. Nous concluons finalement que la régulation a entraîné une perte de bien-être des consommateurs.

Mots clé : Régulation, services publics, contrefactuel, élasticités, variation équivalente. Classification JEL : L51, L97, C1, D12.

Regulación y bienestar económico: Evaluación de la regulación de servicios públicos domiciliarios de acueducto y electricidad en Colombia en los noventa. El caso de Empresas Públicas de Medellín

Luis Vélez, Andrés Ramírez, Liz Londoño, Yudy Giraldo
y Daniel Londoño*

- Introducción. –I. Regulación tarifaria antes y después de la reforma de los 90.
- II. Análisis contrafactual. –III. Análisis de bienestar económico.
- Conclusiones. – Anexos. – Bibliografía.

Primera versión recibida en noviembre de 2010; versión final aceptada en abril de 2011

Introducción

En Colombia, las reformas basadas en las Leyes 142 y 143 de 1994, introdujeron cambios institucionales y metodológicos en la regulación tarifaria. El esquema previo, basado en el suministro de dichos servicios en forma de monopolios, fue sustituido por una estructura abierta y competitiva, que permitió la participación

* *Luis Guillermo Vélez Álvarez*: Docente e Investigador, Universidad EAFIT. Grupo de Microeconomía Aplicada. Dirección electrónica: lveleza2@eafit.edu.co. Dirección postal: Carrera 49 N° 7 Sur - 50, Medellín - Colombia. *Andrés Ramírez Hassan*: Docente e Investigador, Universidad EAFIT. Grupo de Microeconomía Aplicada. Dirección electrónica: aramir21@eafit.edu.co. Dirección postal: Carrera 49 N° 7 Sur - 50, Medellín - Colombia. *Liz Jeanneth Londoño Sierra*: Docente e Investigadora, Universidad EAFIT. Grupo de Microeconomía Aplicada. Dirección electrónica: llondo11@eafit.edu.co. Dirección postal: Carrera 49 N° 7 Sur - 50, Medellín - Colombia. *Yudy Elena Giraldo Pérez*: Docente e Investigadora, Instituto Tecnológico Metropolitano. Grupo Finance. Dirección electrónica: yudygiraldo@itm.edu.co. Dirección postal: Carrera 49 N° 7 Sur - 50, Medellín - Colombia. *Daniel Londoño Cano*: Estudiante, Universidad EAFIT. Dirección electrónica: dlondoko@eafit.edu.co. Dirección postal: Universidad Eafit, carrera 49 N° 7 Sur - 50, Medellín - Colombia.

Los autores agradecen la colaboración de Empresas Públicas de Medellín por facilitar las series estadísticas necesarias para el desarrollo del presente artículo. Adicionalmente, agradecen a la Dirección de Investigación y Docencia de la Universidad EAFIT por su apoyo financiero. Es de anotar que las opiniones aquí presentadas son exclusivas de los autores y no representan el pensamiento de las instituciones facilitadoras.

del sector privado dentro del margen que le otorga la regulación específica de cada sector. No obstante, quedan inquietudes con respecto a los impactos que tuvo la reforma, ¿La regulación de servicios públicos domiciliarios ha establecido tarifas menores a las que se hubiesen obtenido en un ambiente desregulado? O por el contrario ¿Los niveles establecidos por la regulación están generando una pérdida de bienestar?

El objetivo es evaluar, a través de un contrafactual, cómo hubiese sido la evolución tarifaria de no presentarse la reforma de los 90's en los servicios de acueducto y electricidad. Así mismo, establecer si la regulación generó una mejora en el bienestar de los consumidores. Para lograr estos objetivos, en la sección uno se describe la evolución de la regulación tarifaria antes y después de la reforma, señalando aspectos tanto institucionales como técnicos; en la sección dos, mediante estimaciones econométricas se construye el contrafactual de tarifas; en la sección tres, se calcula el bienestar de los consumidores a través de la variación equivalente, y finalmente se presentan las conclusiones generales.

I. Regulación tarifaria antes y después de la reforma de los 90

A. Aspectos institucionales antes de la reforma

A principios de los años 90, la regulación de las tarifas de los servicios públicos domiciliarios estaba a cargo de la Junta Nacional de Tarifas, entidad creada en 1968 mediante el Decreto-ley 3069, expedido en el marco de la reforma administrativa adelantada por el gobierno de Carlos Lleras Restrepo. La Junta Nacional de Tarifas asumió parte de las funciones de la Superintendencia de Regulación Económica, entidad que había sido creada por el Decreto 1653 de 1960 con objeto de “estudiar y aprobar con criterio económico y técnico las tarifas y reglamentos de los servicios públicos de energía eléctrica, acueductos y alcantarillados...” y de “hacer estudios de costos de producción y fijar, de acuerdo con ellos, los precios de los de primera necesidad que por la legislación vigente debe controlar el gobierno” (Legislación económica, 1960). El control de precios de los bienes y servicios de primera necesidad fue asignado a la Superintendencia Nacional de Precios creada por el Decreto-ley 2562 de 1968.

Inicialmente, de acuerdo con el artículo 5 del Decreto 3069, las tarifas eran fijadas por las empresas. No obstante, la Junta debía aprobarlas para empezar a regir (DNP, 1986a). En 1976, el Decreto 149, que suprime la Superintendencia Nacional de Producción y Precios, fortalece la capacidad de intervención de la Junta al asignarle la función de fijar tarifas de agua, energía eléctrica, alcantarillado,

recolección domiciliaria de basuras, teléfonos urbanos, larga distancia, telégrafos y correos.

A mediados de los años ochenta, la Junta Nacional de Tarifas empieza a jugar un papel destacado con ocasión de la crisis financiera del sector eléctrico (World Bank, 1990). En 1984, bajo el gobierno de Belisario Betancur, se expide el Decreto 2545, por medio del cual se establece una estructura tarifaria unificada a nivel nacional para el servicio de energía eléctrica. Se definen las categorías de usuarios, y para el sector residencial se adopta la clasificación de estratos socio-económicos vigente hasta el presente en todos los servicios (Alzate, 2006).

En 1986, bajo el gobierno de Virgilio Barco, la Junta expide la Resolución 86, en la cual se vincularon las tarifas eléctricas de todo el país al Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP), asociado al plan de expansión en generación y transmisión vigente. Dicha norma planteaba tres objetivos principales: i) Establecer tres bloques de consumo para el sector residencial con tarifas crecientes; ii) Fijar metas, como porcentaje del CIPLP, para cada bloque de consumo y para los consumos no residenciales; y iii) Unificar el cargo fijo a nivel nacional, diferenciado por estrato, convirtiéndolo en el principal instrumento del subsidio cruzado¹. Indexa las tarifas residenciales con el salario mínimo y las no-residenciales con el índice de costos del sector eléctrico (DNP, 1986b). Con base en esta resolución marco, la Junta Nacional de Tarifas expediría las resoluciones particulares de todas las empresas de distribución de electricidad del país, unas 27. En 1990 se expiden el Decreto 1555 y la Resolución 90 que reemplazan, respectivamente, al Decreto 2545 de 1984 y a la Resolución 86 de 1986.

La Junta Nacional de Tarifas implanta la estratificación. En febrero de 1987, el gobierno expide el Decreto 394 por medio del cual se establece para todo el territorio nacional una estructura única de tarifas para los servicios de acueducto y alcantarillado. Posteriormente, la Junta expide resoluciones específicas para todos los municipios del país².

-
- 1 Las tarifas de consumo no estaban diferenciadas por estratos. En el bloque de subsistencia la meta se fijó entre 20% y 30% del CIPLP; en el de consumo básico entre 50% y 80%; en el superior y el no residencial entre 100% y 125%. Tomando como base el valor de cargo fijo (= 1) para el estrato bajo-bajo, los valores relativos para los demás estratos eran 3, 7, 14, 29 y 46.
 - 2 En 1987 la Junta Nacional de Tarifas expide 102 resoluciones específicas que cubren 255 municipios; en 1988 las cifras son 36 y 66, respectivamente; 27 y 59 en 1989; 12 y 44 en 1990; 65 y 104 en 1991; 67 y 68 en 1992 y, 1993, el año de su desaparición, 65 resoluciones para otros tantos municipios. Entre 1987 y 1993, la Junta expidió resoluciones de unificación tarifaria para 661 sistemas de acueducto y alcantarillado.

B. Aspectos institucionales después de la reforma

Las reformas introdujeron cambios institucionales, desapareció la Junta Nacional de Tarifas y se crearon tres comisiones que asumieron sus funciones de regulación tarifaria en los sectores de energía, aguas y telecomunicaciones. Las comisiones fueron creadas por el artículo 69 de la Ley 142 de 1994, se optó por un cuerpo colegiado. La Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico –CRA– adscrita al Ministerio de Desarrollo Económico quedó integrada, además de los expertos, por el Ministro de Desarrollo, el de Salud y el director del Departamento Nacional de Planeación. En la Comisión de Regulación de Energía y Gas, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, además del ministro sectorial, en ella tenían asiento el ministro de hacienda y el director del Departamento Nacional de Planeación. Finalmente, la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones quedó adscrita al ministerio sectorial y era presidida por éste. Normas posteriores han introducido cambios en el número de expertos de las comisiones y en los ministerios en ellas representados.

A las comisiones de regulación se les asignó la función básica de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no fuera de hecho posible, y de promover la competencia para que las operaciones de las empresas fuesen eficientes, produjeran servicios de calidad y que no implicaran abuso de posición dominante. La regulación de los monopolios debía hacerse en el marco del régimen tarifario establecido en el Título IV de la Ley 142.

Según lo dispuesto en el artículo 86, el régimen tarifario comprendía los siguientes aspectos:

- Reglas para establecer los casos en que las tarifas se fijarían libremente por las empresas o estarían sometidas a regulación.
- Reglas sobre prácticas tarifarias restrictivas de la libre competencia y de abuso de posición dominante.
- Régimen de subsidios que se otorgaría a los consumidores de menores ingresos.
- Reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, valores y, en general, todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas.

El artículo 88 define el marco general de la regulación tarifaria. Se establecieron tres modalidades de regulación: libertad regulada, libertad vigilada y libre fijación

de las tarifas. Las empresas pueden fijar libremente sus tarifas cuando no tengan posición dominante en el mercado, según el análisis de la respectiva comisión de regulación. En caso contrario serán sometidas a regulación, esto implica que al fijar sus tarifas deben ceñirse a las fórmulas tarifarias definidas periódicamente por la comisión de regulación sectorial.

La esencia del régimen de regulación de tarifas de la Ley 142 es la noción de fórmula tarifaria. Las comisiones de regulación no fijan las tarifas, en lugar de ello establecen las fórmulas que deben emplear las empresas para calcular sus tarifas. Aunque existen diferencias entre los sectores, la regulación mediante fórmulas comprende los siguientes aspectos:

- Definición del tipo de cargos que se trasladan al consumidor, es decir, definición de la estructura tarifaria propiamente dicha.
- La separación de procesos y actividades para cada uno de los cuales deben determinarse los costos unitarios de cuya sumatoria resulta la tarifa al consumidor final.
- La definición del tipo de costos (medios, marginales, incrementales) que pueden trasladarse a las tarifas.
- La definición de los activos reconocidos y sus formas de valoración; los gastos de administración, operación y mantenimiento; la tasa de descuento aplicable; los factores de productividad, eficiencia y calidad; y las fórmulas de indexación.

C. Regulación tarifaria del sector eléctrico antes de la reforma

El marco regulatorio de las tarifas de energía eléctrica, establecido en el Decreto 1555 y la Resolución 90 de 1990, puede resumirse en los siguientes puntos:

- Los niveles tarifarios se fijan con base en la estructura económica de costos del sector eléctrico, calculada utilizando la metodología del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo. Este es calculado por Interconexión Eléctrica S.A. y aprobado por la Junta Nacional de Tarifas.
- El Costo Incremental Promedio de Largo Plazo es el cociente entre el valor presente de los incrementos del costo total requerido para satisfacer la demanda –la suma de los costos de inversión más los gastos de administración, operación y mantenimiento de los sistemas de generación, transmisión y

distribución- y el valor presente de los correspondientes incrementos de la demanda. Los valores eran descontados a una tasa de 12% anual.

- Los consumidores o usuarios se clasifican en dos categorías: residenciales y no residenciales. Los usuarios residenciales están clasificados en seis estratos y sus consumos en cuatro categorías o bloques, a los cuales se aplican tarifas crecientes. Para los no-residenciales no existe diferenciación por bloques de consumo.
- Los rangos de consumo para el sector residencial eran los siguientes:
 - Subsistencia: hasta 200 kWh/mes
 - Básico: entre 201 y 400 kWh/mes
 - Intermedio: entre 401 y 600 kWh/mes
 - Superior: más de 600 kWh/mes
- Para las diferentes categorías de usuarios y los distintos rangos de consumo, se fijan metas tarifarias en función del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo. Para cada empresa se establece un programa de ajuste en función de los rezagos entre las tarifas vigentes y las metas establecidas.
- Los niveles tarifarios están indexados mensualmente con el índice de precios al consumidor.

La estructura tarifaria básica del sector eléctrico colombiano a principios de los 90 se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1. Estructura tarifaria del sector eléctrico. Metas tarifarias como porcentaje del Costo Incremental Largo Plazo

		Rangos de consumo			
		Subsistencia	Básico	Intermedio	Superior
Residencial	Bajo - Bajo	20	70	110	125
	Bajo - Bajo	30	70	110	125
	Medio - Bajo	40	80	110	125
	Medio - Bajo	50	80	110	125
	Medio - Alto	60	90	110	125
	Alto	70	90	110	125
No residencial		110			

Fuente: Resolución 90 de 1990 (Gaceta DNP, 1990).

D. Regulación tarifaria de energía eléctrica después de la reforma

Uno de los aspectos importantes de las reformas del sector eléctrico, fue la eliminación de la integración vertical, separando la actividad en cuatro negocios: generación, transmisión, distribución y comercialización. Esta separación se refleja en la fórmula tarifaria a la cual se trasladan los costos de cada una de ellas.

El precio de la generación (G) se determina en el Mercado de Energía Mayorista -MEM- en el que participan los generadores, los comercializadores y los usuarios no regulados, que son aquellos con una potencia mayor o igual a 0,1 MW o un consumo superior a 55 MWh/mes. Este mercado tiene dos componentes: la bolsa, donde participan generadores y comercializadores, y el mercado de contratos donde además concurren los usuarios no regulados. En la bolsa, los generadores compiten por el despacho con ofertas de precio y disponibilidad. En el mercado de contratos bilaterales se negocian libremente los precios y demás condiciones.

La transmisión es el transporte de energía a niveles de tensión superiores 220 kV. Se trata como monopolio natural y tiene una regulación de ingreso máximo. Bajo esta modalidad de regulación, los transmisores no tienen el riesgo de la demanda. El ingreso que remunera toda la red se divide entre la totalidad de la demanda nacional y de allí resulta el cargo de transmisión (T) que se traslada a la fórmula tarifaria.

La distribución, transporte de energía a niveles de tensión inferiores 200 kV, es también tratada como monopolio natural. Tiene hasta el nivel de 110 kV una regulación de ingreso máximo y a niveles inferiores se regula por cargos máximos. En este último caso los agentes distribuidores enfrentan el riesgo de la demanda, pues el cargo se determina con la demanda proyectada. El cargo total (D) que se traslada a la fórmula tarifaria resulta de la suma de los dos anteriores.

Finalmente, la comercialización, que comprende la compra de energía en el Mercado de Energía Mayorista y su venta al detal a los usuarios, así como la gestión del ciclo comercial, tiene un cargo regulado (C) en el caso de los usuarios regulados y un margen libremente fijado para los no regulados.

Además, la fórmula tarifaria incluye el componente otros en el que se recauda la remuneración del operador del sistema y los costos de restricciones. De acuerdo con lo anterior, la fórmula tarifaria es la siguiente³:

3 La fórmula tarifaria definida en la Resolución 31 de 1997 es más compleja. La expresión simple aquí adoptada basta para los propósitos de este artículo.

$$CU = \frac{G + T}{1 - Pr} + D + C + O$$

Donde:

CU: Costo Unitario de prestación del servicio, sin subsidios ni contribuciones.

G: Costo de Generación. Este componente se determina como un promedio ponderado los costos propios de compra del comercializador (*P*) y los costos promedio de todos los comercializadores del mercado (*M*).

T: Costo de Transmisión. Es un cargo único nacional, se asume que los activos de transmisión sirven a toda la demanda comercial del país en la misma proporción.

D: Costo de Distribución. Existen tantos cargos como operadores de red participan en el mercado.

C: Costo de Comercialización. Los costos de comercialización reconocidos se determinan mediante modelos de eficiencia para mercados comparables. Se calculan como un costo por usuario, que después se transforma en un costo unitario por kWh.

O: Costos de Administración del Mercado y de Restricciones.

Pr: Porcentaje de pérdidas reconocidas por la regulación a nivel de transmisión.

De acuerdo con lo expuesto, el *CU* puede variar sustancialmente tanto en su estructura como en su nivel de una empresa a otra. En general, para los usuarios de baja tensión los costos de generación y distribución representan entre un 75% y 80% del *CU*. Los otros componentes se distribuyen el porcentaje restante de forma similar. Debe anotarse, finalmente, que las fórmulas tarifarias incluyen factores de actualización por inflación.

E. Regulación tarifaria del sector de acueducto y alcantarillado antes de la reforma

En acueducto y alcantarillado el marco regulatorio de las tarifas lo constituía el Decreto 394 de 1987. Sus elementos básicos eran:

- Clasificación de los usuarios en residenciales y no residenciales. Los residenciales agrupados en seis estratos socio-económicos: bajo-bajo, bajo, medio-bajo, medio, medio-alto y alto. Los no residenciales en comercial, industrial, oficial y otros.

- Para el servicio residencial se establece cargo fijo mensual y cargo por consumo. El cargo fijo era independiente del nivel de consumo y su valor se fijaba de acuerdo con el estrato socio-económico. En el sector no residencial, el cargo fijo depende del diámetro de la acometida.
- Para el sector residencial existían tres rangos de consumo: básico, complementario y suntuario. El consumo básico oscilaba entre los 20 y 30 metros cúbicos mensuales, dependiendo del tamaño de las familias, los hábitos de consumo y las condiciones climáticas. El complementario, entre una y dos veces el básico, y el suntuario más de dos veces el básico. Las tarifas eran diferenciadas por estrato en los rangos de consumo básico y complementario.
- Las tarifas se fijaban según la estructura de costos económicos de la entidad prestadora y debían ser crecientes por rangos de consumo.
- El cobro por el servicio de alcantarillado se fijaba como un porcentaje del valor del servicio de acueducto.

A diferencia del sector eléctrico, los niveles tarifarios dependían de los costos de las empresas prestadoras, sin embargo, se había logrado la unificación de las estructuras tarifarias. La tabla 2 muestra lo que puede considerarse como una estructura tarifaria típica del sector de acueducto y alcantarillado a principios de los noventa.

F. Regulación tarifaria de acueducto y alcantarillado después de la reforma

La estructura tarifaria del sector de acueducto y alcantarillado comprende un cargo fijo y un cargo por consumo. Para los estratos uno, dos y tres existen dos bloques de consumo: el básico o subsidiado, hasta 20 M³, y el complementario, de 20 M³ en adelante. La regulación dispone la separación de los costos de acueducto y alcantarillado, y el cálculo de tarifas con base en los costos propios de cada actividad.

Las tarifas se regulan con una metodología de costos medios, ajustados por factores de eficiencia. El cargo fijo es igual al costo medio de administración (CMA); mientras que el cargo por consumo es la suma del costo medio de operación (CMO), el costo medio de inversión (CMI) y el costo medio por tasas ambientales (CMT).

Ahora bien, en la regulación de acueducto y alcantarillado es necesario distinguir dos etapas. En la primera, que va desde 1995 hasta 2004, los costos medios se calcularon con información reportada por las empresas y sin ninguna

Tabla 2. Estructura tarifaria acueducto y alcantarillado 1988. Caso Empresas Públicas de Medellín

Sector residencial				
Estrato	Cargo fijo \$/usuario	Tarifa por consumo (\$/M3)		
		Básico	Complementario	Suntuario
Bajo - Bajo	5	3	48	100
Bajo - Bajo	9	8	54	100
Medio - Bajo	18	22	65	100
Medio - Bajo	33	42	74	100
Medio - Alto	56	45	80	100
Alto	100	48	85	100

Sector industrial y comercial			
Diámetro de acometida	Cargo fijo \$/usuario	Tarifa por consumo (\$/M3)	
		1/2 pulgada	11
3/4 - 1 pulgada	37	100	
1 1/2 - 2 pulgadas	67	100	
Más de dos pulgadas	100	100	
Servicio de alcantarillado		50% del valor servido de acueducto	

Fuente: Empresas Públicas de Medellín.

clase de ajuste de eficiencia o productividad. En la práctica, los costos reportados por los prestadores se llevaron directamente a la tarifa. En la regulación vigente desde 2004, los costos medios se calcularon con base en los costos contables de 2002 y 2003, y parte de ellos se ajustaron con parámetros de eficiencia determinados por la regulación, y parte se trasladaron directamente a la tarifa. En lo que sigue se expone la regulación vigente de la cual la anterior es un caso particular.

El Costo Medio de Administración incluye los costos de comercialización o de clientela que, en principio, son independientes del nivel de consumo. Para cada servicio, el costo medio de administración se calcula así:

$$CMA = (CTA_{DEA} + ICTA)/N$$

$$CTA_{DEA} = CAP * E$$

Donde:

CMA: costo medio de administración de acueducto o alcantarillado.

CTA_{DEA}: costo total de administración ajustado.

CAP: costo total de administración propio de cada empresa.

E: factor de ajuste calculado con DEA.

N: suscriptores.

ICTA: Impuestos, contribuciones y tasas asociados a los gastos administrativos.

El costo medio de operación –CMO– tiene dos componentes: el costo medio de operación propio y comparado. El primero incluye las compras de insumos y los impuestos asociados a la operación. El segundo toma los demás costos de operación de las empresas y los ajusta por un factor de eficiencia comparativa determinado por el regulador. El costo medio de operación se calcula de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$CMO = (CTO_p + CTO_c) / V$$

$$CTO_c = CO * E$$

Donde:

CMO: costo medio de operación.

CTO_p: costo total de operación propio o particular.

CTO_c: costo total de operación comparado.

CO: costos operacionales no incluidos en el *CTO_p*.

E: factor de ajuste determinado con DEA.

V: volumen de agua en metros cúbicos.

El costo medio de inversión –CMI– se calcula con la siguiente fórmula:

$$CMI = \sum_J \frac{VPI_{RER_J} + VA_J}{VPD_J} + CMIT$$

Donde:

CMI: costo medio de inversión.

VPI: valor presente del plan de reposición, expansión y rehabilitación.

VA: valor de los activos existentes depreciados económicamente.

VPD: valor presente de la demanda.

CMIT: rentabilidad de los terrenos.

Las empresas de acueducto y alcantarillado pagan dos tasas ambientales: la tasa de uso del agua y la tasa retributiva. La primera se paga por metro cúbico de agua concedida, la segunda por metro cúbico de vertimientos. Ambas tasas se trasladan a la tarifa en el costo medio de tasas ambientales.

II. Análisis contrafactual

La reforma de los 90 introdujo cambios en la regulación tarifaria, que posteriormente se reflejaron en el valor de la tarifa promedio de los servicios de acueducto y electricidad. Estos cambios generaron bienestar para los consumidores, al incrementarse (disminuirse) las tarifas experimentaron una disminución (aumento) en el bienestar. Es por ello, que se hace necesario comparar el comportamiento de la tarifa promedio observada, y la que se hubiese presentado en ausencia de la reforma (escenario contrafactual⁴).

En la construcción del escenario contrafactual para los servicios de acueducto y electricidad, en cada uno de los estratos del sector residencial que se encuentran ubicados en el Valle de Aburrá, se realizaron doce modelos de series de tiempo con el propósito de encontrar el proceso generador de datos de las tarifas de los servicios en cuestión, antes de evidenciarse los efectos de las reformas asociadas a la Ley 142 de 1994.

La fuente de las series estadísticas es Empresas Públicas de Medellín, para el período en 1985 a 1994, con frecuencia mensual. Inicialmente, se realizaron las pruebas de raíces unitarias para la tarifa promedio de los servicios de electricidad y acueducto en los diferentes estratos socioeconómicos ubicados en el Valle de Aburrá; las pruebas son fundamentadas en el test KPSS (Kwiatkowski *et al.*, 1992) tomando en consideración los cambios estructurales evidenciados. En general, las series son integradas de orden cero, $I(0)$, salvo contadas excepciones en el servicio de acueducto (ver Anexo 1, Tabla 1A). Luego, se estimaron los modelos de series de tiempo con efectos estacionales y heterocedasticidad condicional por el método de Máxima Verosimilitud. Los modelos estimados para el servicio de acueducto se encuentran en la Tabla 3 y para el servicio de electricidad se encuentran en la Tabla 4, en general los modelos cumplen el supuesto de independencia de los residuales (ver Anexo 1, Tabla 2A), además, los parámetros son estadísticamente significativos a niveles convencionales.

4 Para un análisis detallado ver: (Miniaci *et al.*, 2007), (Branston, 2000), (Clarke *et al.*, 2002), (Saavedra, 2005) y (Shirley *et al.*, 2000).

Tabla 3. Servicio de acueducto: modelos, intervalos de predicción y serie observada.
Sector residencial (Valle de Aburrá), diciembre de 1996⁺

Modelo*	Pronóstico			Real
	Media	Máximo	Mínimo	
Acueducto				
$(1 - 0.31L^1 - 0.26L^{36})(1 - 0.16L^{12})P_{a1,t} = 56.41 + 36.42D91 + (1 - 0.13L^1 + 0.78L^{36})e_{a1,t}$ (0.91) (0.12) (0.11) (2.69) (1.92) (0.05) (0.02)	95,00	98,95	91,06	87,94
$e_{a1,t} = \sigma_{a1,t} \varepsilon_{a1,t}$ $\sigma_{a1,t}^2 = 3.92 - 0.19e_{a1,t}$ (0.85) (0.11)				
$(1 - 0.83L^1)(1 - 0.86L^{12})P_{a2,t} = 87.8 + 15.46D88 + 31.85D90 + 42.32D91 + (1 + 0.43L^6 + 0.19L^{11})(1 - 0.77L^{12})e_{a2,t}$ (0.89) (0.07) (0.07) (1.25) (4.57) (23.38) (0.07) (0.09) (0.07) (0.04)	142,58	158,32	126,85	129,22
$e_{a2,t} = \sigma_{a2,t} \varepsilon_{a2,t}$ $\sigma_{a2,t}^2 = -0.039 - 0.10e_{a2,t} + 0.23\sigma_{a2,t-1}^2 + 0.92\sigma_{a2,t-2}^2$ (0.04) (0.18) (0) (0.01) (0.01)				
$(1 - 0.25L^3)(1 + 0.56L^{12})\Delta P_{a3,t} = 0.20^* + (1 - 0.15L^8 + 0.21L^{25})(1 - 0.87L^{12})e_{a3,t}$ (0.08) (0.05) (0.10) (0.09) (0.07) (0.03)	232,15	277,71	186,59	228,59
$e_{a3,t} = \sigma_{a3,t} \varepsilon_{a3,t}$ $\sigma_{a3,t}^2 = 11.75 + 0.39e_{a3,t}^2 - 0.01e_{a3,t-1}^2$ (2.85) (0.10) (0.05) (0.05)				
$(1 - 0.25L^1 + 0.61L^{18})\Delta P_{a4,t} = 1.84^* + (1 - 0.24L^1 + 0.58L^{18} + 0.24L^{25})e_{a4,t}$ (0.09) (0.07) (0.84) (0.01) (0.06)	423,82	500,26	347,38	368,18
$e_{a4,t} = \sigma_{a4,t} \varepsilon_{a4,t}$ $\sigma_{a4,t}^2 = 21.35 + 0.58e_{a4,t}^2$ (5.46) (0.29)				
$(1 - 0.01L^1)(1 - 0.15L^2 + 0.18L^4 - 0.88L^{12})P_{a5,t} = 341.49^* + 31.50D88 + 32.29D91 + (1 - 0.83L^{12})(1 - 0.21L^8)e_{a5,t}$ (0.02) (0.05) (0.06) (407.60) (4.77) (0.07) (0.1)	463,08	538,41	387,66	523,87
$e_{a5,t} = \sigma_{a5,t} \varepsilon_{a5,t}$ $\sigma_{a5,t}^2 = 11.53 + 0.60e_{a5,t}^2$ (3.12) (0.22)				

Continúa...

Tabla 3. Continuación

Modelo*	Pronóstico			Real
	Media	Máximo	Mínimo	
<p>Acueducto</p> $(1 - \frac{1}{(0,01)} L) \Delta P_{\sigma_{6,t}} = 644,64^* + (1 + 0,20^* \frac{L^2}{(0,01)} + 0,22 \frac{L^2}{(0,09)} - 0,20 L^{12} - 0,19 L^{13} - 0,36 L^{36}) e_{\sigma_{6,t}}$ $e_{\sigma_{6,t}} = \sigma_{\sigma_{6,t}} \varepsilon_{\sigma_{6,t}}$ $\ln(\sigma_{\sigma_{6,t}}^2) = 1,84 + 0,60 \frac{e_{\sigma_{6,t-1}}}{\sigma_{\sigma_{6,t}}} + 0,45 \ln(\sigma_{\sigma_{6,t-1}}^2)$	510,49	560,14	460,84	639,53

*Desviaciones estándar entre paréntesis.

*Las variables que inician con una D en la especificación de los modelos hacen alusión a dummies en algún mes del año señalado (dos siguientes números después de la D). Además, L hace alusión al operador de rezagos.

(*) No significativo al 5%.

Fuente: Cálculos propios.

Tabla 4. Servicio de electricidad: modelos, intervalos de predicción y serie observada.
Sector residencial (Valle de Aburrá), 1996⁺

Modelo*	Pronóstico			
	Media	Máximo	Mínimo	Real
Electricidad				
$(1 - 0.85L^1 + 0.08L^7 - 0.14L^{11} + 0.16L^{26})P_{e1,t} = 19.13 - 3.71D87 - 1.10D92 + 1.53D93 + (1 - 0.14L^9)e_{e1,t}$ $e_{e1,t} = \sigma_{e1,t} \mathcal{E}_{e1,t}$	19,02	21,22	16,83	25,41
$\ln(\sigma_{e1,t}^2) = -2.09 + 1.07 \frac{e_{e1,t-1}}{\sigma_{e1,t}} + 0.45 \ln(\sigma_{e1,t-1}^2)$				
$(1 - 0.96L^1 + 0.16L^2 + 0.21L^{30})P_{e2,t} = 21.59 - 0.97D_{RAC} + e_{e2,t}$ $e_{e2,t} = \sigma_{e2,t} \mathcal{E}_{e2,t}$	21,22	22,53	19,90	29,81
$\ln(\sigma_{e2,t}^2) = -1.50 - 0.64 \frac{e_{e2,t-1}}{\sigma_{e2,t}}$				
$(1 - 0.83L^1 - 0.18L^2 + 0.07L^6)P_{e3,t} = 24.35 - 2.11D92 + (1 + 0.40L^{12} - 0.06L^{28})e_{e3,t}$ $e_{e3,t} = \sigma_{e3,t} \mathcal{E}_{e3,t}$	24,45	25,94	22,95	33,50
$\ln(\sigma_{e3,t}^2) = -5.18 - 0.36 \frac{e_{e3,t-1}}{\sigma_{e3,t}} - 1.16 \ln(\sigma_{e3,t-1}^2) - 0.65 \ln(\sigma_{e3,t-2}^2)$				
$(1 - 0.89L^1 + 0.09L^4)(1 - 0.19L^{12})P_{e4,t} = 26.19 + (1 - 0.42L^{17})e_{e4,t}$ $e_{e4,t} = \sigma_{e4,t} \mathcal{E}_{e4,t}$	25,89	29,32	22,46	67,02
$\sigma_{e4,t}^2 = 14.88 - 0.36e_{e2,t} + 0.73\sigma_{e2,t-1}^2 - 0.33\sigma_{e2,t-2}^2$				
$(1 - 0.89L^1)(1 - 0.91L^{12})P_{e5,t} = 63.13 + 14.68D90 + (1 - 0.94L^{12})e_{e5,t}$	64,76	72,04	57,48	80,39

Continúa...

Tabla 3. Continuación

Modelo*	Media	Máximo	Mínimo	Real
<p>Electricidad</p> $(1 - 0.64L^1 + 0.31L^{24})(1 - 0.26L^{12})P_{e6,t} = 72.38^{*} + 16.14D91 + (1 + 0.45L^3)e_{a,t}$ <p style="text-align: center;"> <small>(0.07) (0.08) (0.12) (47.31) (1.04) (0.11)</small> </p> $e_{e6,t} = \sigma_{e6,t} \epsilon_{e6,t}$ $\ln(\sigma_{e6,t}^2) = 1.07 - 0.44 \left \frac{e_{e6,t-1}}{\sigma_{e6,t}} \right + 0.37 \frac{e_{e6,t-1}}{\sigma_{e6,t}}$ <p style="text-align: center;"> <small>(0.34) (0.36) (0.21)</small> </p>	74,69	79,90	69,47	79,93

*Desviaciones estándar entre paréntesis.

*Las variables que inician con una *D* en la especificación de los modelos hacen alusión a *dummies* en algún mes del año señalado (dos siguientes números después de la *D*) y *D_RAC* es una dummy de racionamiento. Además, *L* hace alusión al operador de rezagos.

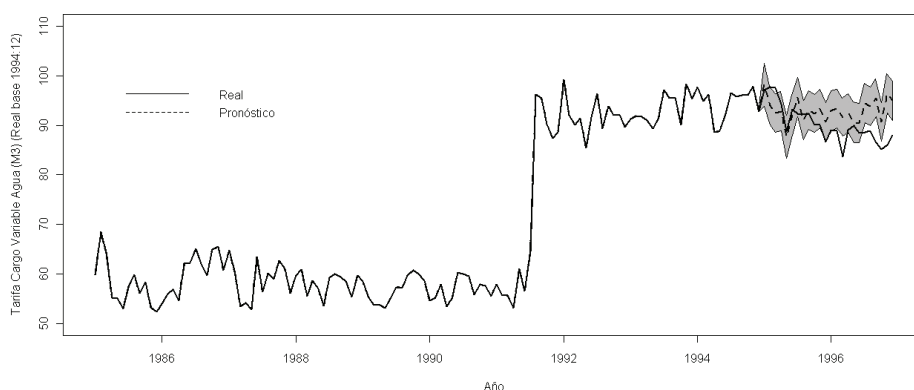
(*) No significativo al 5%.

Fuente: Cálculos propios.

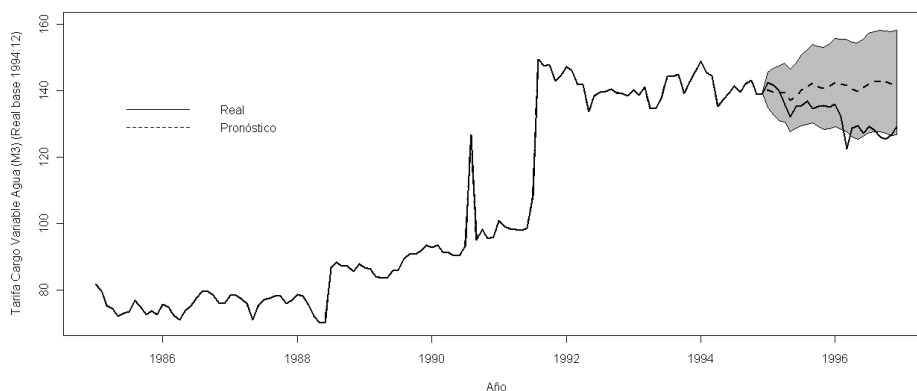
A partir de las especificaciones, se pronosticaron las tarifas medias en los seis estratos, entre enero de 1995 y diciembre de 1996. En teoría las series pronosticadas se fundamentan en el proceso generador de datos que no toma en consideración el cambio estructural asociado a las reformas tarifarias, luego éste pronóstico constituye el contrafactual que se hubiese presentado en ausencia de cambios regulatorios, *ceteris paribus*. Los Gráficos 1 y 2, muestran la comparación entre la serie real y las series pronosticadas por los modelos para el servicio de acueducto y electricidad, respectivamente. Los intervalos de predicción, al 95% de confianza, se obtienen para el mes de septiembre de 1996.

Gráfico 1. Tarifa variable media real a precios de 1994 del servicio de acueducto en el Valle de Aburrá*

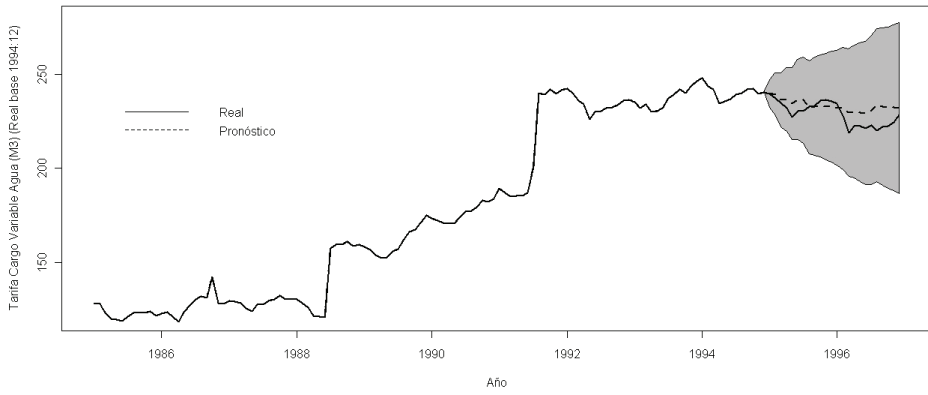
Estrato 1



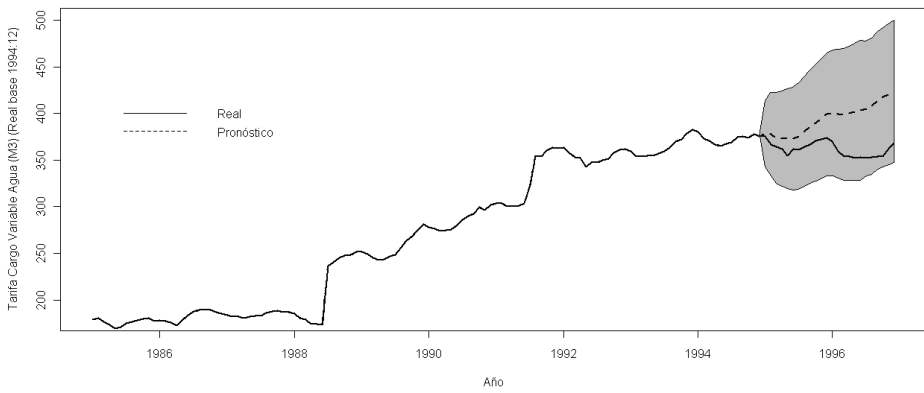
Estrato 2



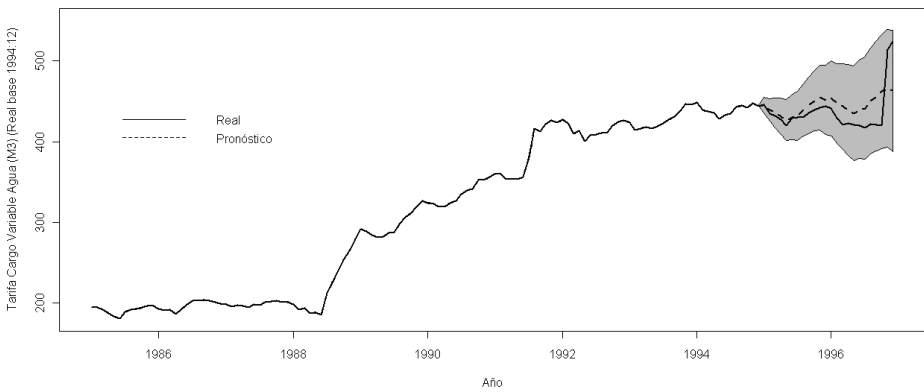
Estrato 3



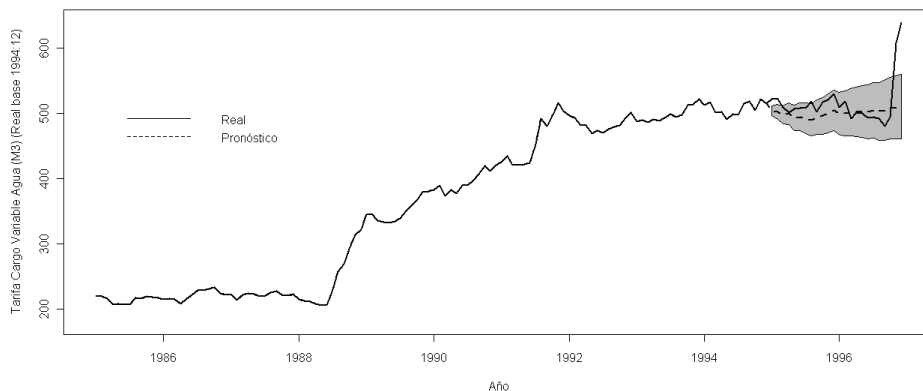
Estrato 4



Estrato 5



Estrato 6



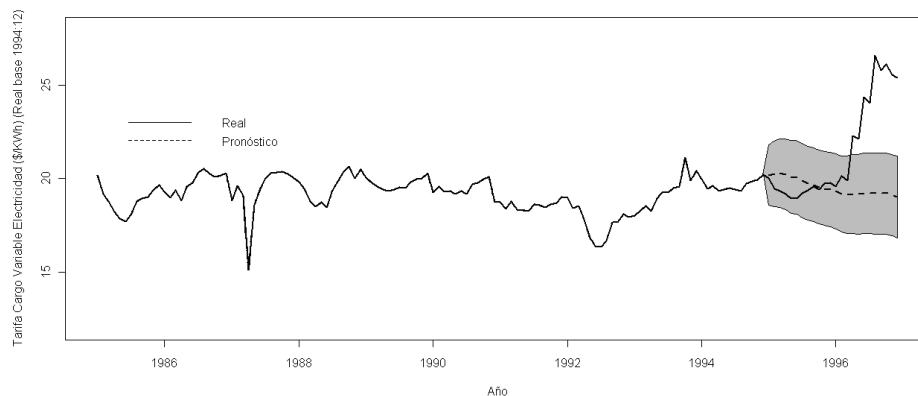
* Media e intervalo de predicción al 95% de confianza del modelo seleccionado, sector residencial para cada uno de los estratos (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1996-12.

Fuente: Cálculos propios.

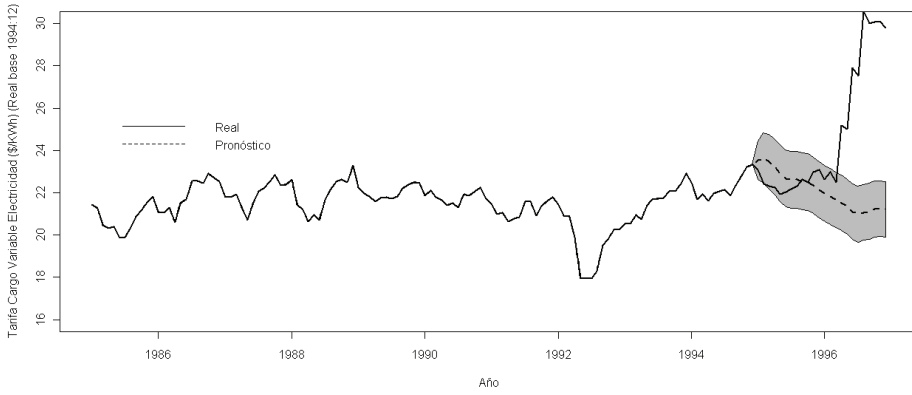
Como se observa en el Gráfico 1, las reformas tarifarias implicaron una reducción de la tarifa media para el servicio de acueducto de los estratos bajos y medios ubicados en el Valle de Aburrá, mientras que para los estratos altos se evidencia un incremento en la tarifa. Por su parte en el Gráfico 2, para el servicio de electricidad en el sector residencial se encuentra que, en general, las reformas tarifarias implicaron un incremento de la tarifa variable media real con respecto al contrafactual propuesto.

Gráfico 2. *Tarifa variable media real a precios de 1994 servicio de electricidad en el Valle de Aburrá*

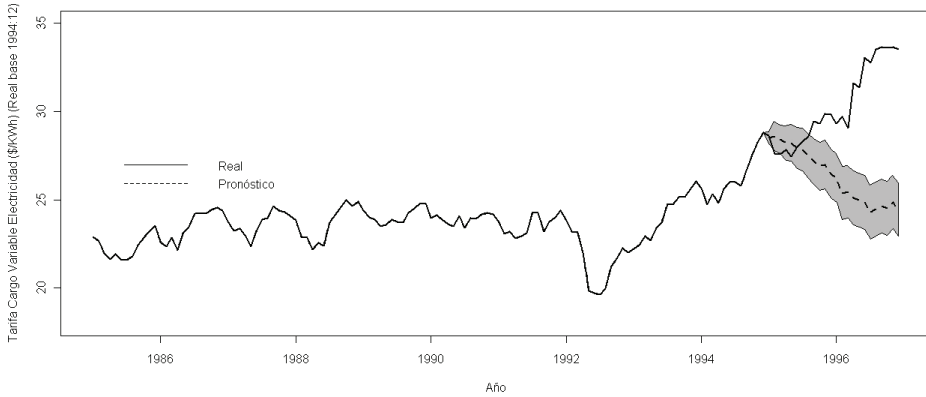
Estrato 1



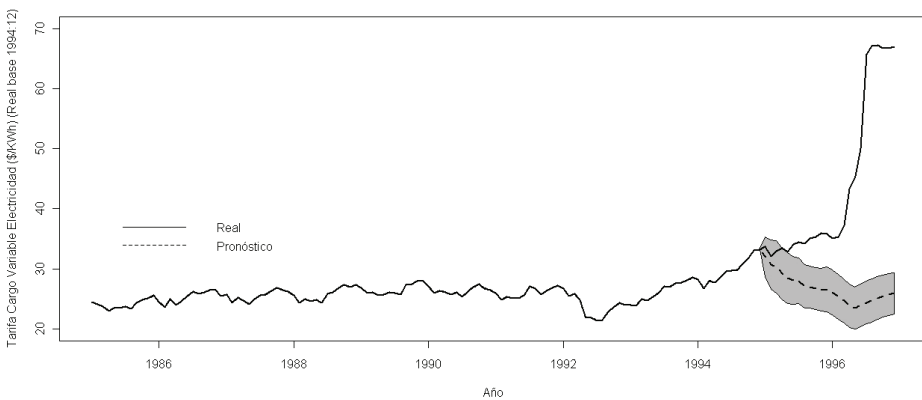
Estrato 2



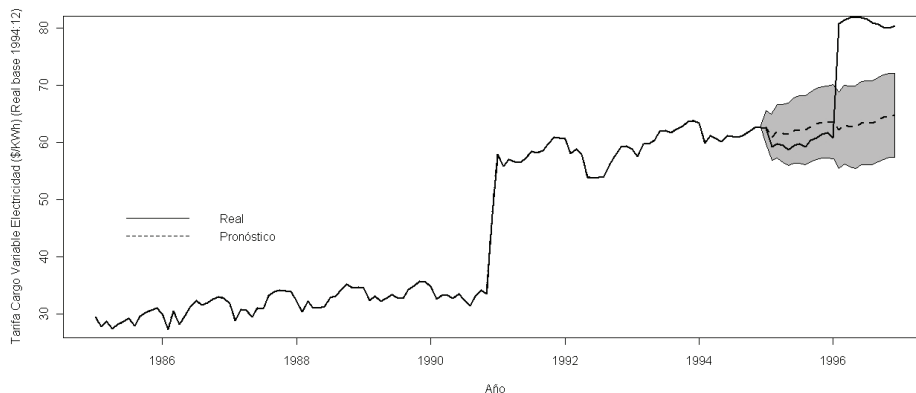
Estrato 3



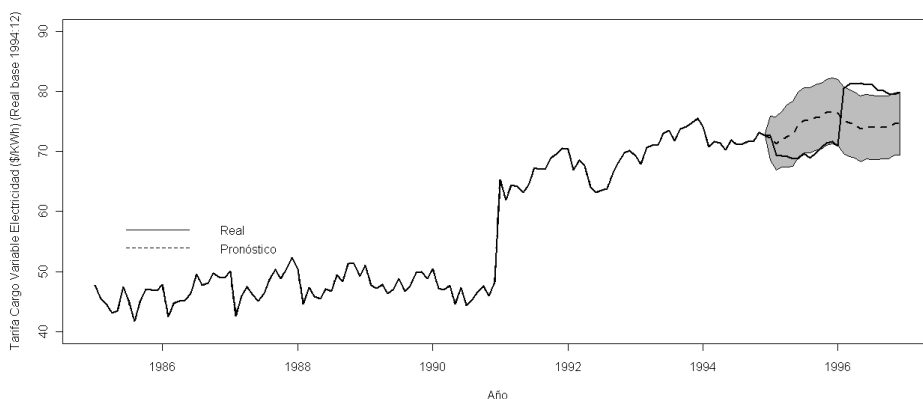
Estrato 4



Estrato 5



Estrato 6



* Media e intervalo de predicción al 95% de confianza del modelo seleccionado, sector residencial para cada uno de los estratos (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1996-12.

Fuente: Cálculos propios.

III. Análisis de bienestar económico

El análisis de bienestar es fundamental para evaluar cuál es el impacto sobre los consumidores de un cambio de política del gobierno, como por ejemplo, la variación de los precios. Por tanto, con el fin de convalidar los resultados encontrados a través del contrafactual, se calcula la variación equivalente. Para determinar esta medida, se estiman primero las elasticidades precio y gasto.

A. Elasticidades precio y gasto

El cálculo de las elasticidades se fundamenta en el Sistema Casi Ideal de Demanda (SCID) (Deaton y Mullbauer, 1980). El sistema está dado por la siguiente especificación:

$$w_{it} = \alpha_i + \sum_{j=1}^N \gamma_{ij} \ln p_{jt} + \beta_i \ln \left(\frac{X_t}{P_t} \right) + e_{it} \quad (1)$$

$$i = 1, 2, \dots, N$$

$$t = 1, 2, \dots, T$$

Donde

N : Número de bienes

T : Horizonte temporal máximo

W_{it} : Participación del gasto de bien i -ésimo en función de los precios de los diversos bienes p_{jt} y el gasto real destinado a éstos (X_t/P_t).

(e_{it}) : Perturbación estocástica ruido blanco.

El índice general de precios tiene la siguiente representación:

$$\ln P_t = \alpha_0 + \sum_{j=1}^N a_j \ln p_j + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N b_{ij} \ln p_i \ln p_j \quad (2)$$

Dada la configuración no lineal de este índice se suele reemplazar por el índice de precios de Stone:

$$\ln P_t^S = \sum_{i=1}^N w_{it} \ln P_{it} \quad (3)$$

Moschini (1995) demostró que las estimaciones de los parámetros que se obtienen a partir de la utilización del índice de Stone son sesgadas, puesto que éste no es invariante a las unidades de medida. Para solucionar este inconveniente fue necesario acudir al mecanismo de estimación por mínimos cuadrados en tres etapas; en el cual se instrumentó el índice de precios de Stone con el índice de precios de Laspeyres.

Se debe tener presente que la teoría microeconómica impone una serie de restricciones sobre los parámetros del modelo. Estas restricciones obedecen a los criterios de aditividad, homogeneidad y simetría, las cuales se muestran a continuación en su orden respectivo.

$$\sum_{i=1}^N \alpha_i = 1, \sum_{i=1}^N \gamma_{ij} = 0 \quad y \quad \sum_{i=1}^N \beta_i = 0$$

$$\sum_{j=1}^N \gamma_{ij} = 0$$

$$\gamma_{ij} = \gamma_{ji}$$

Para :

$$i = 1, 2, \dots, N$$

$$j = 1, 2, \dots, N$$

Por otra parte, la presencia de tendencias estocásticas en el análisis debe ser tratado aplicando el procedimiento de cointegración (Engle y Granger, 1987). Puesto que de lo contrario se puede incurrir en el problema de regresiones espurias. Es así que se estimó el siguiente sistema:

$$\Delta w_{it} = \sum_{j=1}^N \delta_{ij} \Delta w_{jt-1} + \sum_{j=1}^N \gamma_{ij} \ln p_{jt} + \beta_i \Delta \ln \left(\frac{X_t}{P_t} \right) + \lambda \hat{\epsilon}_{it-1} + \mu_{it} \quad (4)$$

Para :

$$i = 1, 2, \dots, N$$

$$j = 1, 2, \dots, N$$

$$t = 1, 2, \dots, T$$

Donde Δ establece las diferencias de orden uno de las respectivas variables, lo cual implica que se ha asumido que las series en consideración son integradas de orden uno, $I(1)$, lo cual se evidenció en el presente artículo (ver Anexo 1, Tabla 3A). Además, $\hat{\epsilon}_{it-1}$ son los residuos obtenidos en la estimación del sistema (1) y μ_{it} es una perturbación estocástica ruido blanco.

Por construcción, se tiene que la sumatoria de las diferencias de las participaciones es cero, lo cual implica que el modelo es singular, luego una de las columnas de la matriz de estas diferencias debe ser borrada para efectos de estimación. Además, Anderson y Blundell (1983) establecen que para obtener consistencia intertemporal es necesario que:

$$\sum_{i=1}^N \delta_{ij} = 0$$

En general, las restricciones necesarias para el SCID co-integrado, sistema (1), son las mismas que las del modelo simple.

A partir de la especificación propuesta se pueden obtener las diversas elasticidades de la demanda.

- La elasticidad gasto de la demanda

$$\eta_{it} = 1 + \frac{\beta_i}{w_{it}} \quad (5)$$

- Las elasticidades precio de la demanda marshallianas (no compensadas)

$$\varepsilon_{ijt}^M = -I_A + \frac{\gamma_{ij}}{w_{it}} - \beta_i \frac{w_{jt}}{w_{it}} \quad (6)$$

- Las elasticidades precio de la demanda hicksianas (compensadas)

$$\delta_{ijt}^H = -I_A + \frac{\gamma_{ij}}{w_{it}} + w_{jt} \quad (7)$$

Donde I_A es una función indicadora igual a 1, si $i = j$, o igual a 0, si $i \neq j$.

Para calcular las desviaciones estándar de las elasticidades se utilizó el método delta, el cual establece la varianza de funciones de parámetros a partir del valor esperado de expansiones de Taylor de primer orden (Casella y Berger, 2002).

En el ejercicio, la unidad de análisis será el hogar representativo clasificado por estrato, ubicado en el Valle de Aburrá, y se tomaron en consideración tres gastos que aparecen en la estructura de la factura de servicios públicos en la región: electricidad, acueducto y telefonía básica.

Se procedió, entonces, a realizar las pruebas de raíces unitarias en cada una de las series que entran en el análisis. La evidencia encontrada indica que las series son integradas de orden uno, $I(1)$ (ver Anexo, Tabla 3A). Bajo este contexto se estimó el Sistema Casi Ideal de Demanda con las variables en niveles, imponiendo las restricciones de índole teórico que entraña dicho modelo (ver Anexo 1, Tabla 4A). Se encontró que las series en consideración se encuentran cointegradas (ver Anexo 1, Tabla 5A), por lo tanto, las elasticidades que se obtienen a partir de dicho sistema se deben interpretar como elasticidades de largo plazo (ver Tabla 5).

Tabla 5. *Elasticidades precio, elasticidades gasto y velocidades de ajuste: servicios de acueducto y electricidad. Sector residencial (Valle de Aburrá), promedio 1985-1994*

Variable	Servicio	Estrato					
		Uno	Dos	Tres	Cuatro	Cinco	Seis
Elasticidad Precio	Acueducto	-0,098 (0,033)	-0,130 (0,019)	-0,090 (0,031)	-0,289 (0,022)	-0,326 (0,023)	-0,174 (0,034)
	Electricidad	-0,044 (0,065)*	-0,119 (0,049)	-1,064 (0,055)	-0,284 (0,049)	-0,698 (0,020)	-0,831 (0,025)
Elasticidad Gasto	Acueducto	1,031 (0,014)	0,940 (0,009)	0,988 (0,021)	0,939 (0,012)	1,051 (0,017)	0,874 (0,017)
	Electricidad	0,870 (0,008)	0,975 (0,007)	1,287 (0,017)	1,030 (0,013)	1,072 (0,011)	1,068 (0,008)
Velocidad de Ajuste	Acueducto	-0,469 (0,082)	-0,326 (0,067)	-0,063 (0,046)*	-0,245 (0,058)	-0,456 (0,100)	-0,262 (0,059)
	Electricidad	-0,326 (0,066)	-0,443 (0,077)	-0,155 (0,054)	-0,191 (0,053)	-0,278 (0,127)	-0,540 (0,135)

Desviaciones estándar entre paréntesis.

* No estadísticamente significativo al 5%.

Fuente: Cálculos propios.

En la Tabla 5 se puede observar que tanto la demanda de acueducto como de electricidad son servicios necesarios, la elasticidad precio es bastante baja y la elasticidad gasto es cercana a la unidad. Adicionalmente, se encuentra que en general las elasticidades precio son, en valor absoluto, menores en los estratos bajos que en los estratos altos.

Para determinar la dinámica de corto plazo del modelo, se procedió a estimar el sistema 4 (ver Anexo 1, Tabla 6A), se encontró que los residuales de estos modelos son estacionarios (ver Anexo 1, Tabla 7A). A partir de estos sistemas se pueden establecer las velocidades de ajuste subyacentes, las cuales indican si la dinámica de corto plazo converge a la situación de estado estacionario, es decir, a la posición de largo plazo. Las velocidades estimadas son negativas, es decir, los sistemas convergen (ver Tabla 5). Por lo tanto, la evidencia sugiere que los estratos medios presentan una menor velocidad de ajuste, particularmente, el estrato tres presenta una corrección mensual del 6,3% en el servicio de acueducto y 15,5% en el servicio de electricidad. En estratos bajos y altos las velocidades de ajuste son más elevadas, el servicio de electricidad enseña velocidades de ajuste entre el 27,8% y 54%, mientras que el de acueducto está entre 26,2% y 46,9%.

B. Variación equivalente

La variación equivalente determina el cambio en el ingreso monetario equivalente al cambio en los precios, de tal manera que el consumidor se encuentre indiferente entre pagar la cantidad de la variación equivalente o enfrentar el cambio en los precios (Mas-Collel *et al.*, 1995). Para observar de manera detallada la forma funcional de la variación equivalente y función de utilidad métrica monetaria (véase Varian, 1992; Mas-Collel *et al.*, 1995). A continuación se presenta la fórmula de la variación equivalente utilizada:

$$VE(p, p', m') = \left[m'^{1-\beta_2} + \frac{(\beta_2 - 1)}{(1 + \beta_1)} e^{\beta_0} (p'^{\beta_1+1} - p^{\beta_1+1}) \right]^{\frac{1}{1-\beta_2}} - m$$

Donde:

β_1 : es la elasticidad precio de la demanda.

β_2 : es la elasticidad ingreso (gasto) de la demanda.

A diferencia de los cálculos tradicionales de esta medida de bienestar, el análisis se realizó en un instante del tiempo, diciembre de 1996, entre la tarifa promedio observada (p') con la nueva reglamentación y la tarifa promedio pronosticada (contrafactual, p). De tal manera que ante un cambio en los precios, si la variación equivalente es positiva, los hogares mejoraron su bienestar con la presencia de la reforma, mientras que si la variación equivalente es negativa, se concluye que los hogares obtuvieron una pérdida en el bienestar.

Como puede observarse en las Tablas 6 y 7, para el servicio de energía eléctrica la presencia de la reforma les genera una pérdida de bienestar. Por su parte, en el servicio de acueducto se evidencia una mejora en el bienestar para los estratos bajos y medios, y una pérdida de bienestar en los estratos altos.

Conclusiones

Las reformas de mediados de los noventa, introdujeron cambios institucionales y metodológicos en la regulación tarifaria. En lo institucional, la transformación más significativa fue la desaparición de la Junta Nacional de Tarifas y la creación de tres comisiones que asumieron sus funciones de regulación tarifaria en los sectores de energía, acueducto y telecomunicaciones. En lo metodológico, la regulación tarifaria se estableció bajo tres modalidades: libertad regulada, libertad vigilada y libre fijación de las tarifas. La esencia del régimen de regulación de tarifas de la Ley 142 es la noción de fórmula tarifaria. Las comisiones de regulación

Tabla 6. Implicaciones de bienestar en el sector eléctrico para diciembre de 1996. Valle de Aburrá

Estrato	Ingreso promedio estimado (1994 = 100)		Consumo promedio*	Tarifa M3 pronosticada		Variación % de la tarifa	Variación equivalente
	Situación inicial	Situación final		Situación inicial	Situación final		
1	195.989,11	195.003,29	154,39	19,03	25,41	33,56	-2.228,85
2	243.426,68	241.396,28	236,31	21,22	29,81	40,49	-10.223,98
3	337.258,91	334.714,55	280,92	24,45	33,51	37,04	-31.107,89
4	691.321,92	678.585,66	309,65	25,89	67,02	158,87	-130.381,22
5	1.137.794,56	1.131.692,61	390,20	64,76	80,40	24,15	-24.179,26
6	2.365.383,02	2.361.932,17	658,09	74,69	79,93	7,02	-8.057,21

Fuente: + DANE. * EPM. Cálculos propios.

Tabla 7. Implicaciones de bienestar en el sector de acueducto para diciembre de 1996. Valle de Aburrá

Estrato	Ingreso promedio estimado (1994 = 100)		Consumo promedio*	Tarifa M3 pronosticada		Variación % de la tarifa	Variación equivalente
	Situación inicial	Situación final		Situación inicial	Situación final		
1	194.876,98	195.003,29	17,88	95,01	87,94	-7,43	13.350,37
2	241.127,76	241.396,28	20,10	142,58	129,22	-9,37	8.215,56
3	334.644,50	334.714,55	19,69	232,15	228,59	-1,53	6.321,52
4	677.425,86	678.585,66	20,85	423,82	368,18	-13,13	30.120,34
5	1.133.206,13	1.131.692,61	24,89	463,08	523,88	13,13	-170.725,35
6	2.366.752,17	2.361.932,17	37,35	510,49	639,53	25,28	-154.529,80

Fuente: + DANE. * EPM. Cálculos propios.

no fijan las tarifas, como en el régimen de control directo de precios. En lugar de ello, en el marco del régimen de libertad regulada, establecen las fórmulas que deben emplear las empresas para calcular sus tarifas.

En cuanto al análisis de bienestar se utilizaron dos metodologías, el cálculo del contrafactual y de la variación equivalente. El contrafactual estimado para los servicios de acueducto y electricidad en estratos socioeconómicos del sector residencial del Valle de Aburrá, muestra que la reforma tarifaria de los noventa generó una mejora en el bienestar de los consumidores del servicio de acueducto, en los estratos bajos y medios. Adicionalmente, el cambio regulatorio condujo a una pérdida de bienestar de los consumidores del servicio de electricidad y de los estratos altos del servicio de acueducto. Así mismo, la metodología de variación equivalente corrobora los hallazgos del contrafactual.

Anexos

Anexo 1

Tabla 1. Pruebas de raíces unitarias tarifas de los servicios de acueducto y electricidad

Serie	Valor estadístico KPSS	Valor crítico PSS (5%)
Estrato uno acueducto (p_{a1})	0,43	0,46
Estrato dos acueducto (p_{a2})	0,14	0,46
Estrato tres acueducto (p_{a3})	1,24	0,46
Diferencia estrato tres acueducto (Δp_{a3})	0,09	0,46
Estrato cuatro acueducto (p_{a4})	1,26	0,46
Diferencia estrato cuatro acueducto (Δp_{a4})	0,10	0,46
Estrato cinco acueducto (p_{a5})	0,25	0,46
Estrato seis acueducto (p_{a6})	0,14	0,15
Estrato uno electricidad (p_{e1})	0,18	0,46
Estrato dos electricidad (p_{e2})	0,13	0,46
Estrato tres electricidad (p_{e3})	0,10	0,46
Estrato cuatro electricidad (p_{e4})	0,42	0,46
Estrato cinco electricidad (p_{e5})	0,13	0,46
Estrato seis electricidad (p_{e6})	0,38	0,46

Tarifas a precios base de diciembre de 1994 en los servicios de acueducto y electricidad. Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12. Hipótesis nula estacionariedad.

Fuente: Cálculos propios.

Tabla 2. Prueba de independencia serial

Modelo acueducto (p_a)				
Estrato 1				
Rezago	Residuales		Residuales al cuadrado	
	Estadístico Q	Probabilidad	Estadístico Q	Probabilidad
7	2,78	0,24	4,82	0,08
13	4,57	0,80	11,29	0,18
Estrato 2				
7	3,54	0,17	4,53	0,10
13	5,08	0,74	10,00	0,26
Estrato 3				
7	1,77	0,41	1,37	0,50
13	4,87	0,77	2,00	0,98
Estrato 4				
7	4,49	0,10	0,33	0,84
13	10,10	0,25	0,55	1,00
Estrato 5				
7	3,76	0,05	5,28	0,02
13	8,75	0,27	10,21	0,17
Estrato 6				
7	2,74	0,43	4,06	0,25
13	5,36	0,80	6,56	0,68
Modelo electricidad (p_e)				
Estrato 1				
7	4,54	0,10	3,63	0,16
13	7,43	0,49	8,64	0,37
Estrato 2				
7	4,28	0,36	1,65	0,80
13	7,83	0,64	6,42	0,77
Estrato 3				
7	2,98	0,22	6,33	0,04
13	6,70	0,56	13,75	0,18

Continúa...

Tabla 2. Continuación

Modelo acueducto (p_a)				
Estrato 1				
Rezago	Residuales		Residuales al cuadrado	
	Estadístico Q	Probabilidad	Estadístico Q	Probabilidad
Estrato 4				
7	6,22	0,10	3,44	0,32
13	9,24	0,41	14,42	0,10
Estrato 5				
7	1,31	0,85	0,27	0,99
13	3,28	0,97	0,62	1,00
Estrato 6				
7	7,70	0,05	2,52	0,47
13	13,38	0,20	9,83	0,36

Residuales de los modelos de series de tiempo de las tarifas de los servicios de acueducto y electricidad. Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12. Hipótesis nula no autocorrelación.

Fuente: Cálculos propios.

Tabla 3. Pruebas de raíces unitarias, series Sistema Casi Ideal de Demanda

Serie	Valor estadístico	Valor crítico
	KPSS	KPSS (5%)
Estrato uno participación acueducto (w_{a1})	0,95	0,46
Diferencia estrato uno participación acueducto (Δw_{a1})	0,10	0,46
Estrato dos participación acueducto (w_{a2})	1,06	0,46
Diferencia estrato dos participación acueducto (Δw_{a2})	0,14	0,46
Estrato tres participación acueducto (w_{a3})	1,16	0,46
Diferencia estrato tres participación acueducto (Δw_{a3})	0,17	0,46
Estrato cuatro participación acueducto (w_{a4})	1,08	0,46
Diferencia estrato cuatro participación acueducto (Δw_{a4})	0,26	0,46
Estrato cinco participación acueducto (w_{a5})	0,19	0,15
Diferencia estrato cinco participación acueducto (Δw_{a5})	0,04	0,15
Estrato seis participación acueducto (w_{a6})	0,52	0,46
Diferencia estrato seis participación acueducto (Δw_{a6})	0,18	0,46

Continúa...

Tabla 3. Continuación

Serie	Valor estadístico	Valor crítico
	KPSS	KPSS (5%)
Estrato uno participación electricidad (w_{e1})	1,15	0,46
Diferencia estrato uno participación electricidad (Δw_{e1})	0,43	0,46
Estrato dos participación electricidad (w_{e2})	1,09	0,46
Diferencia estrato dos participación electricidad (Δw_{e2})	0,33	0,46
Estrato tres participación electricidad (w_{e3})	0,49	0,46
Diferencia estrato tres participación electricidad (Δw_{e3})	0,23	0,46
Estrato cuatro participación electricidad (w_{e4})	0,99	0,46
Diferencia estrato cuatro participación electricidad (Δw_{e4})	0,16	0,46
Estrato cinco participación electricidad (w_{e5})	0,16	0,15
Diferencia estrato cinco participación electricidad (Δw_{e5})	0,12	0,15
Estrato seis participación electricidad (w_{e6})	0,16	0,15
Diferencia estrato seis participación electricidad (Δw_{e6})	0,05	0,15
Estrato uno logaritmo del gasto real (LXP_1)	1,30	0,46
Diferencia estrato uno logaritmo del gasto real (ΔLXP_1)	0,11	0,46
Estrato dos logaritmo del gasto real (LXP_2)	1,30	0,46
Diferencia estrato dos logaritmo del gasto real (ΔLXP_2)	0,07	0,46
Estrato tres logaritmo del gasto real (LXP_3)	1,24	0,46
Diferencia estrato tres logaritmo del gasto real (ΔLXP_3)	0,14	0,46
Estrato cuatro logaritmo del gasto real (LXP_4)	1,29	0,46
Diferencia estrato cuatro logaritmo del gasto real (ΔLXP_4)	0,30	0,46
Estrato cinco logaritmo del gasto real (LXP_5)	0,20	0,15
Diferencia estrato cinco logaritmo del gasto real (ΔLXP_5)	0,11	0,15
Estrato seis logaritmo del gasto real (LXP_6)	1,27	0,46
Diferencia estrato uno logaritmo del gasto real (ΔLXP_6)	0,33	0,46
Estrato uno relación precio agua-telecomunicación $\ln(pa_1/pt_1)$	0,90	0,46
Diferencia estrato uno relación precio agua-telecomunicación $\Delta \ln(pa_1/pt_1)$	0,15	0,46
Estrato dos relación precio agua-telecomunicación $\ln(pa_2/pt_2)$	1,11	0,46
Diferencia estrato dos relación precio agua-telecomunicación $\Delta \ln(pa_2/pt_2)$	0,22	0,46
Estrato tres relación precio agua-telecomunicación $\ln(pa_3/pt_3)$	1,22	0,46
Diferencia estrato tres relación precio agua-telecomunicación $\Delta \ln(pa_3/pt_3)$	0,18	0,46

Continúa...

Tabla 3. *Continuación*

Serie	Valor estadístico KPSS	Valor crítico KPSS (5%)
Estrato cuatro relación precio agua-telecomunicación $Ln(pa_4/pt_4)$	1,18	0,46
Diferencia estrato cuatro relación precio agua-telecomunicación $\Delta Ln(pa_4/pt_4)$	0,12	0,46
Estrato cinco relación precio agua-telecomunicación $Ln(pa_5/pt_5)$	1,18	0,46
Diferencia estrato cinco relación precio agua-telecomunicación $\Delta Ln(pa_5/pt_5)$	0,26	0,46
Estrato seis relación precio agua-telecomunicación $Ln(pa_6/pt_6)$	1,18	0,46
Diferencia estrato seis relación precio agua-telecomunicación $\Delta Ln(pa_6/pt_6)$	0,16	0,46
Estrato uno relación precio electricidad-telecomunicación $Ln(pe_1/pt_1)$	0,78	0,46
Diferencia estrato uno relación precio electricidad-telecomunicación $\Delta Ln(pe_1/pt_1)$	0,36	0,46
Estrato dos relación precio electricidad-telecomunicación $Ln(pe_2/pt_2)$	0,49	0,46
Diferencia estrato dos relación precio electricidad-telecomunicación $\Delta Ln(pe_2/pt_2)$	0,04	0,46
Estrato tres relación precio electricidad-telecomunicación $Ln(pe_3/pt_3)$	0,54	0,46
Diferencia estrato tres relación precio electricidad-telecomunicación $\Delta Ln(pe_3/pt_3)$	0,32	0,46
Estrato cuatro relación precio electricidad-telecomunicación $Ln(pe_4/pt_4)$	0,62	0,46
Diferencia estrato cuatro relación precio electricidad-telecomunicación $\Delta Ln(pe_4/pt_4)$	0,28	0,46
Estrato cinco relación precio electricidad-telecomunicación $Ln(pe_5/pt_5)$	1,11	0,46
Diferencia estrato cinco relación precio electricidad-telecomunicación $\Delta Ln(pe_5/pt_5)$	0,14	0,46
Estrato seis relación precio electricidad-telecomunicación $Ln(pe_6/pt_6)$	1,02	0,46
Diferencia estrato seis relación precio electricidad-telecomunicación $\Delta Ln(pe_6/pt_6)$	0,17	0,46

Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12. Hipótesis nula estacionariedad.

Fuente: Cálculos propios.

Tabla 4. Sistema Casi Ideal de Demanda parámetros estimados ecuación de largo plazo

Estrato	Demanda	C	$\ln(p^a/p_t)$	$\ln(p^a/p_t)$	$\ln(X/p)$	R ²
1	Agua	-0,076 (0,011)	0,164 (0,006)	-0,135 (0,008)	0,006 (0,003)	0,93
1	Electricidad	0,741 (0,024)	-0,135 (0,008)	0,416 (0,030)	-0,06 (0,004)	0,92
2	Agua	0,008 (0,004)	0,179 (0,004)	-0,191 (0,007)	-0,012 (0,002)	0,98
2	Electricidad	0,671 (0,021)	-0,191 (0,007)	0,457 (0,026)	-0,013 (0,004)	0,95
3	Agua	-0,254 (0,017)	0,288 (0,008)	-0,268 (0,010)	-0,004 (0,007)	0,97
3	Electricidad	0,500 (0,023)	-0,268 (0,010)	-0,600 (0,029)	0,167 (0,010)	0,80
4	Agua	-0,930 (0,009)	0,220 (0,007)	-0,022 (0,008)	-0,019 (0,004)	0,98
4	Electricidad	0,772 (0,016)	-0,022 (0,008)	0,340 (0,021)	0,014 (0,006)	0,92
5	Agua	-0,148 (0,011)	0,164 (0,005)	-0,157 (0,004)	0,013 (0,004)	0,96
5	Electricidad	0,061 (0,022)	-0,157 (0,004)	0,192 (0,009)	0,041 (0,006)	0,87
6	Agua	0,054 (0,012)	0,174 (0,007)	-0,170 (0,009)	-0,027 (0,004)	0,81
6	Electricidad	0,076 (0,018)	-0,170 (0,009)	0,146 (0,016)	0,467 (0,006)	0,70

Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12. Desviación estándar entre paréntesis.

Fuente: Cálculos propios.

Tabla 5. *Prueba de cointegración de Engle y Granger*

Serie	Valor estadístico Dickey-Fuller Aumentado	Valor crítico Dickey-Fuller Aumentado (5%)
Estrato uno residuales ecuación acueducto largo plazo	-5,80	-1,94
Estrato dos residuales ecuación acueducto largo plazo	-5,43	-1,94
Estrato tres residuales ecuación acueducto largo plazo	-4,03	-1,94
Estrato cuatro residuales ecuación acueducto largo plazo	-4,75	-1,94
Estrato cinco residuales ecuación acueducto largo plazo	-6,74	-1,94
Estrato seis residuales ecuación acueducto largo plazo	-4,64	-1,94
Estrato uno residuales ecuación electricidad largo plazo	-6,01	-1,94
Estrato dos residuales ecuación electricidad largo plazo	-6,50	-1,94
Estrato tres residuales ecuación electricidad largo plazo	-3,95	-1,94
Estrato cuatro residuales ecuación electricidad largo plazo	-2,83	-1,94
Estrato cinco residuales ecuación electricidad largo plazo	-3,65	-1,94
Estrato seis residuales ecuación electricidad largo plazo	-3,76	-1,94

Residuales de los modelos de largo plazo, servicio de acueducto y servicio de electricidad. Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12. Hipótesis nula no cointegración.

Fuente: Cálculos propios.

Tabla 6. *Parámetros estimados de la ecuación de corto plazo para el servicio de acueducto y electricidad*

Estrato	Demanda	C	$\Delta \text{Ln}(p^a/pt)$	$\Delta \text{Ln}(p^e/pt)$	$\Delta \text{Ln}(X/p)$	e	R ²
1	Agua	0,001 (0,001)	-0,154 (0,014)	-0,157 (0,014)	-0,011 (0,018)	-0,469 (0,082)	0,67
1	Electricidad	0,002 (0,001)	-0,160 (0,010)	0,300 (0,030)	0,170 (0,020)	-0,032 (0,066)	0,64
2	Agua	0,001 (0,001)	0,189 (0,009)	-0,219 (0,015)	-0,043 (0,011)	-0,326 (0,068)	0,85
2	Electricidad	0,002 (0,001)	-0,219 (0,015)	0,043 (0,045)	-0,139 (0,029)	-0,443 (0,079)	0,62
3	Agua	0,002 (0,001)	0,149 (0,020)	-0,161 (0,029)	-0,100 (0,022)	-0,063 (0,046)	0,77
3	Electricidad	-0,001 (0,001)	-0,161 (0,029)	0,198 (0,065)	0,140 (0,038)	-0,155 (0,054)	0,55
4	Agua	0,001 (0,001)	0,197 (0,015)	-0,221 (0,016)	-0,044 (0,008)	-0,246 (0,059)	0,82
4	Electricidad	0,001 (0,001)	-0,2214 (0,016)	0,332 (0,031)	-0,036 (0,013)	-0,019 (0,053)	0,58
5	Agua	0,001 (0,001)	0,141 (0,018)	-0,163 (0,010)	-0,017 (0,008)	-0,456 (0,100)	0,87
5	Electricidad	0,001 (0,001)	-0,163 (0,010)	0,236 (0,018)	-0,035 (0,130)	-0,278 (0,127)	0,77
6	Agua	-0,001 (0,001)	0,133 (0,028)	-0,164 (0,018)	0,008 (0,009)	-0,262 (0,059)	0,49
6	Electricidad	0,002 (0,001)	-0,164 (0,018)	0,204 (0,034)	-0,072 (0,016)	-0,541 (0,1356)	0,11

Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12. Desviación estándar entre paréntesis.

Fuente. Cálculos propios.

Tabla 7. Prueba de cointegración de Engle y Granger

Serie	Valor estadístico Dickey-Fuller Aumentado	Valor crítico Dickey-Fuller Aumentado (5%)
Estrato uno residuales ecuación acueducto corto plazo	-11,15	-1,94
Estrato dos residuales ecuación acueducto corto plazo	-11,09	-1,94
Estrato tres residuales ecuación acueducto corto plazo	-12,15	-1,94
Estrato cuatro residuales ecuación acueducto corto plazo	-10,62	-1,94
Estrato cinco residuales ecuación acueducto corto plazo	-8,87	-1,94
Estrato seis residuales ecuación acueducto corto plazo	-9,28	-1,94
Estrato uno residuales ecuación electricidad corto plazo	-8,96	-1,94
Estrato dos residuales ecuación electricidad corto plazo	-10,63	-1,94
Estrato tres residuales ecuación electricidad corto plazo	-13,25	-1,94
Estrato cuatro residuales ecuación electricidad corto plazo	-10,56	-1,94
Estrato cinco residuales ecuación electricidad corto plazo	-9,06	-1,94
Estrato seis residuales ecuación electricidad corto plazo	-4,52	-1,94

Residuales de los modelos de corto plazo, servicio de acueducto y servicio de electricidad. Sector residencial, Valle de Aburrá, 1985-01 a 1994-12. Hipótesis nula no cointegración.

Fuente: Cálculos propios.

Bibliografía

- ANDERSON, Gordon and BLUNDELL, Richard (1983). "Estimation and Hypothesis Testing in Dynamic Singular Equations Systems", *Econometría*, Vol. 50, No. 6, (November, 1982), pp. 1559-1572.
- ALZATE, María Cristina (2006). "La estratificación socioeconómica para el cobro de los servicios públicos domiciliarios en Colombia: ¿Solidaridad o focalización?", CEPAL, *Serie Estudios y Perspectivas-Oficina en Bogotá*, No. 14, pp. 1-101.

- BRANSTON, Robert (2000). "A Counterfactual Price Analysis of Electricity Privatisation in England and Wales", *Industrial Development Policy Discussion Paper*, No. 7, pp. 1-42.
- CASELLA, George and BERGER, Roger (2002). *Statistical Inference*, Estados Unidos, Cengage Learning.
- CLARKE, George; MENARD, Claude and ZULUAGA, Ana María (2002). "Measuring the Welfare Effects of Reform: Urban Water Supply in Guinea", *World Development*, Vol. 30, No. 9, September, pp. 1517-1537.
- DEATON, Angus and MULLBAUER, John (1980). "An Almost Ideal Demand System", *The American Economic Review*, Vol. 70, No. 3. June 1980, pp. 312-326.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN -DNP- (1986a). *Las tarifas de los servicios públicos: normas y doctrinas 1986*, Bogotá, DNP.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN -DNP- (1986b). "Resoluciones del DNP y la JNT de Servicios Públicos", *Gacetas DNP*, No. 8, Noviembre de 1986, pp. 8-13.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN -DNP- (1990). "Resoluciones de la JNT de Servicios Públicos", *Gaceta DNP*, No. 50. Septiembre 12 de 1990, pp. 12-14.
- ENGLER, Robert and GRANGER, Clive (1987). "Co-integration and Error Correction: Representation, Estimation and Testing", *Econometrica*, Vol. 55, No. 2, pp. 251-276.
- KWIATKOWSKI, Denis; PHILLIPS, Peter; SCHMIDT, Peter y SHIN, Yongcheol (1992). "Testing the Null Hypothesis of Stationary against the Alternative of Unit Root", *Journal of econometrics*, Vol. 54, No. 1-3, pp. 159-178.
- LEGISLACIÓN ECONÓMICA (1960). Tomo XVII, No. 193. Bogotá: LEGIS, Agosto, pp. 166-168.
- MAS-COLELL, Andreu; WHINSTON, Michael y GREEN, Jerry (1995). *Microeconomic Theory*, Oxford, Oxford University Press.
- MINIACI, Raffaele; SCARPA, Carlo and VALBONESI, Paola (2007). "Distributional effects of price reforms in the Italian Utility Markets", *"Marco Fanno" Working Papers 0050, Dipartimento di Scienze Economiche "Marco Fanno"*, pp. 1-42.
- MOSCHINI, Giancarlo (1995). "Units of Measurement and the Stone Index in Demand System Estimation", *American Journal of Agricultural Economic*, Vol. 77, No. 1, pp. 63-68.
- SAAVEDRA, Eduardo (2005). "Marco regulatorio de los servicios básicos en Chile", *ILADES-Georgetown University Working Papers inv167*, pp. 1-27.

- SHIRLEY, Mary; COLIN Xu Lixin and ZULUAGA, Ana María (2000). “Reforming Urban Water Supply: the Case of Chile”, *Policy Research Working Paper*, No. 2294, Banco Mundial, pp. 1-72.
- VARIAN, Hal (1992). *Microeconomics Analysis*, Third Edition, International Student Edition.
- WORLD BANK (1990). *The Power Sector and the World Bank*, Report No. 8893, Colombia.