

ELASTICIDADES DE LA DEMANDA RESIDENCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
ESTRATO DOS EN EL VALLE DE ABURRÁ: UN CASO DE ESTUDIO 2003-2013

Estudiantes

NATALIA LAVERDE GAVIRIA

JUAN CAMILO RUIZ GUZMAN

Director de Trabajo de Investigación

ANDRÉS RAMÍREZ HASSAN

Fecha

MAYO 19 DE 2014

UNIVERSIDAD EAFIT
DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA Y FINANZAS
MAESTRÍA EN ECONOMÍA
MEDELLÍN
2014

Tabla de Contenido

Introducción	4
Planteamiento del problema.....	6
Objetivo principal y objetivos específicos	12
Estado del Arte.....	13
Caracterización del Mercado de Energía Mayorista en Colombia.....	13
Descripción del bien	14
Marco Conceptual.....	15
Revisión de Literatura.....	19
Presentación de la Hipótesis	22
Metodología	23
Datos	25
Origen de los datos y construcción de las series definitivas	28
Estadística Descriptiva.....	29
Estimación del Modelo	34
Pruebas de raíces unitarias	34
Prueba de Cointegración.....	35
Modelo VEC	36
Modelo 1- Sin restricciones	36
Modelo 2- Con restricciones	37
Análisis de impulso-respuesta.....	38
Elasticidad Ingreso de la Demanda	39
Estacionalidad de la Demanda.	39
Conclusiones	41
Bibliografía	42
Anexo A – Información Adicional Modelo 1	44

Anexo B – Pruebas de Residuales Modelo 2 45

Índice de Figuras y Tablas

Figuras:

FIGURA 1. PARTICIPACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS SOBRE EL PIB.	6
FIGURA 2. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO POR SECTORES 1998 – 2009.	7
FIGURA 3. CONSUMO RESIDENCIAL POR ESTRATO SOCIOECONÓMICO 1998 – 2010.	7
FIGURA 4. SERIES DE CONSUMO TOTAL, CONSUMO MEDIO, PRECIO REAL PROMEDIO Y NÚMERO DE USUARIOS PARA EL ESTRATO 2.	9
FIGURA 5. CONSUMO MEDIO RESIDENCIAL.	10
FIGURA 6. CONSUMO MEDIO RESIDENCIAL POSPAGO VS TOTAL.	10
FIGURA 7. DESTINO Y ORIGEN DE SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES 2003 - 2010.	14
FIGURA 8. CONSUMO MEDIO VALLE DE ABURRÁ 2012.	15
FIGURA 9. PROBLEMA DE MAXIMIZACIÓN DEL AGENTE.	17
FIGURA 10. SERIES DE TIEMPO EN NIVELES.	31
FIGURA 11. SERIES EN LA PRIMERA DIFERENCIA DEL LOGARITMO NATURAL.	33
FIGURA 12. IMPULSO-RESPUESTA ENTRE EL CONSUMO MEDIO Y EL PRECIO REAL DE LA ENERGÍA.	39

Tablas:

TABLA 1. REVISIÓN DE LITERATURA.	22
TABLA 2. ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA PARA VARIABLES EN NIVELES.	30
TABLA 3. ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA PARA VARIABLES EN PRIMERA DIFERENCIA.	32
TABLA 4. PRUEBAS DE RAÍCES UNITARIAS DE LAS SERIES EN LOGARITMO NATURAL.	34
TABLA 5. PRUEBAS DE RAÍCES UNITARIAS SOBRE LAS SERIES EN DIFERENCIAS.	35
TABLA 6. TEST DE COINTEGRACIÓN DE JOHANSEN.	35
TABLA 7. CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LOS REZAGOS ÓPTIMOS DE LAS VARIABLES ENDÓGENAS.	36
TABLA 8. ELASTICIDADES.	40
TABLA 9. PRUEBAS DE LOS RESIDUALES DEL MODELO 1.	44
TABLA 10. PRUEBAS DE LOS RESIDUALES DEL MODELO 2.	45

Introducción

La planeación comercial de los operadores de red y comercializadores de energía debe contemplar el comportamiento de la demanda de energía, como insumo para la compra de energía futura y las necesidades en infraestructura para atender los nuevos niveles de demanda. Este trabajo busca plantear un modelo explicativo del comportamiento de la demanda residencial del estrato dos del Valle de Aburrá, que representa el 20% de la base de clientes en Antioquia y el 13.5% de la demanda del Mercado Regulado. Los hallazgos de este trabajo servirán como insumo de las proyecciones que realice el comercializador de energía, y además servirá como base para el desarrollo futuro de modelos explicativos de los demás estratos residenciales y segmentos no residenciales.

Se presentará la incidencia de ciertas variables sobre el consumo mediante la estimación de las elasticidades de corto y largo plazo del precio, precio cruzado e ingreso; adicionalmente se evaluará la semi-elasticidad de las personas por vivienda. La metodología utilizada es un modelo de Vectores de Corrección de Errores (VEC por su acrónimo en inglés) dada la endogeneidad por construcción existente en la fórmula tarifaria del precio con la demanda de energía. El origen de la endogeneidad será tratado en mayor detalle en secciones posteriores, sin embargo esta se presenta como consecuencia de la estructura tarifaria del mercado regulado, pues algunos componentes del costo unitario por kWh son variabilizados mediante la demanda de años anteriores y adicionalmente el límite de subsidios también se determina por el consumo mensual. Se incluirá además una variable dummy que recoge el período en el cual se realizó la unificación tarifaria con la Empresa Antioqueña de Energía (EADE).

Se busca mostrar que las elasticidades de corto y largo plazo con respecto al precio sean negativas; que la elasticidad ingreso y número de personas por vivienda sean positivas. Para la elasticidad precio cruzado el signo esperado es positivo pues el gas es sustituto de la energía para temas de cocción y calentamiento.

Inicialmente se plantea el problema mostrando la importancia del sector eléctrico para Colombia y del servicio de energía eléctrica para los hogares. También se analiza el comportamiento de los últimos años del segmento y algunas señales observables en el mercado que han determinado el comportamiento de la demanda de energía. Por último se da a conocer el valor agregado entregado por este trabajo.

Luego se presenta el estado del arte de modelos estructurales explicativos para el sector de

demanda de energía, mediante una revisión de literatura dirigida a la metodología utilizada en este trabajo. Se definen y exploran las características microeconómicas de la energía, sus sustitutos, complementos y tipo de bien, fundamentando microeconómicamente las elasticidades esperadas del modelo planteado.

Posteriormente se hace una explicación sobre el procedimiento llevado a cabo para la construcción del modelo y la descripción de los datos utilizados. Inicialmente se recurre a la estadística descriptiva de las variables en el período de análisis comprendido entre el primer trimestre del 2003 y el tercer trimestre de 2013. Con lo anterior se da a conocer el comportamiento del consumo y las demás variables objeto de este trabajo, para luego proceder con la estimación del modelo de Vector de Corrección de Errores.

Finalmente se presentan las conclusiones sobre las elasticidades estimadas y el comportamiento de la demanda residencial de energía. Se hace una consideración importante sobre el efecto de los subsidios, mediante la estimación del modelo y una aproximación estática en comparación con los demás estratos del Valle de Aburrá.

Planteamiento del problema

Los servicios públicos han mostrado una tendencia creciente como participación del PIB en Colombia durante la última década. En el año 2000 este rubro era del 2,2% y para el 2009 se alcanzaron niveles del 6,1%. El servicio público de energía eléctrica ha sido el de mayor contribución sobre el total de servicios, representando el 3,7% en 2009, hecho que puede observarse en la Figura 1.

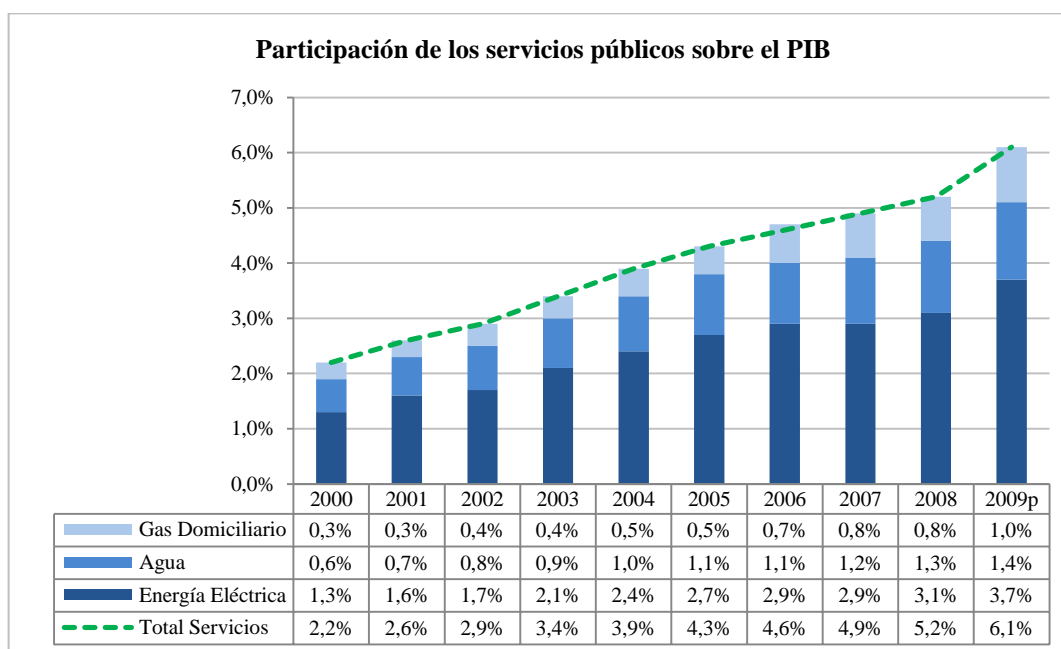


FIGURA 1. PARTICIPACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS SOBRE EL PIB.

Fuente: Informe Sectorial Sobre la Evolución de la Distribución y Comercialización de Energía en Colombia: Balance de Sucesos y Estadísticas. UPME y ASOCODIS. Datos tomados del DANE – Cuentas nacionales.

Según el Informe Sectorial Sobre la Distribución y Comercialización de Energía en Colombia presentado por la UPME¹ y ASOCODIS² en su Balance de Sucesos y Estadísticas 1998 a 2010, los usuarios residenciales han sido el grupo que ha generado mayor consumo del servicio; para el 2009 el sector residencial consumió el 41,4% del total de GWh. Entre 1998 y 2009, la demanda de

¹ La UPME es la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia, adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia; tiene como objeto hacer la planeación del desarrollo de los sectores mineros y energéticos mediante la formulación de políticas.

² La ASOCODIS es la Asociación Colombiana de Distribuidores y Comercializadores de Energía Eléctrica, una entidad sin ánimo de lucro que reúne a las principales comercializadores y distribuidores de energía eléctrica.

energía residencial creció un 32,8%, lo que equivale a un crecimiento anual del 2,6% (ver Figura 2).

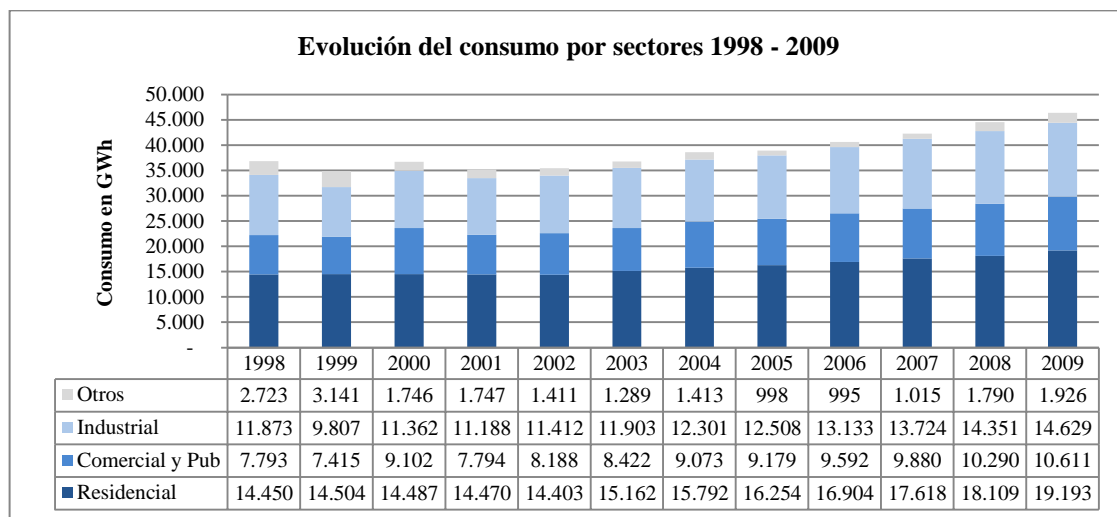


FIGURA 2. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO POR SECTORES 1998 – 2009.

Fuente: Informe Sectorial Sobre la Evolución de la Distribución y Comercialización de Energía en Colombia: Balance de Sucesos y Estadísticas. UPME y ASOCODIS. Datos UPME y SUI

Dentro de los usuarios residenciales, el 83,3% de la demanda de energía total se encuentra en los estratos uno al tres; donde el más representativo es el estrato dos (35% sobre el total de estratos).

Esto puede verse en la Figura 3.

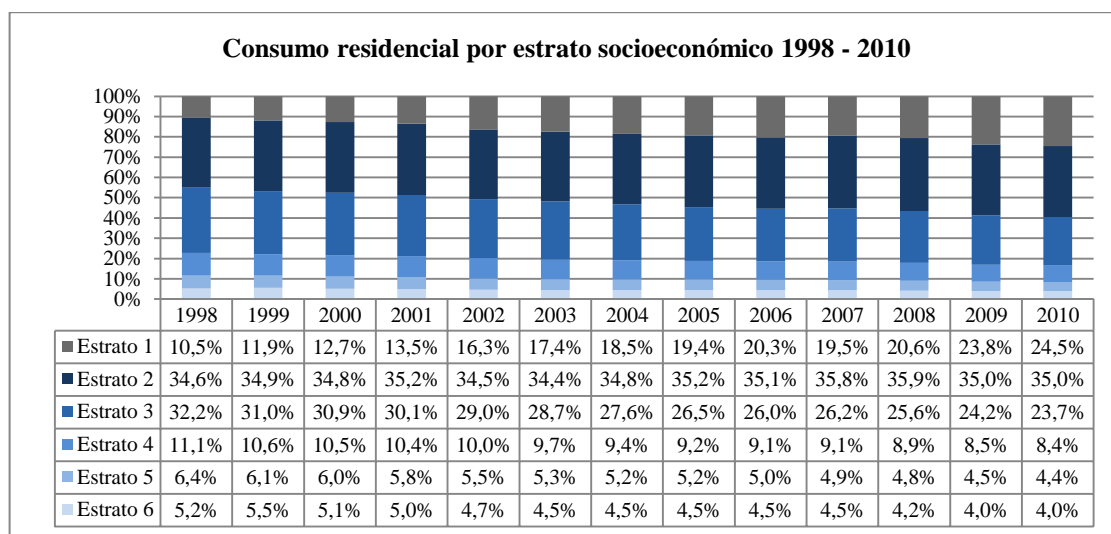


FIGURA 3. CONSUMO RESIDENCIAL POR ESTRATO SOCIOECONÓMICO 1998 – 2010.

Fuente: Informe Sectorial Sobre la Evolución de la Distribución y Comercialización de Energía en Colombia: Balance de Sucesos y Estadísticas. UPME y ASOCODIS. Datos Empresas asociadas, CREG y SUI

La energía eléctrica llega a los usuarios residenciales por medio de los comercializadores y operadores de red, que deben realizar labores de planeación comercial y técnica para garantizar el

cumplimiento del servicio. Dentro de lo que deben prever se encuentran las compras de energía futuras, los planes de expansión, mantenimiento y reposición de equipos de distribución y transmisión, y los cargos aprobados por el regulador. Adicionalmente existen planteamientos de tipo comercial que deben incorporar un horizonte de tiempo de corto, mediano y largo plazo. Estas actividades requieren un alto nivel de detalle: discriminación por estratos, niveles de tensión y agente comercializador. La labor de planeación debe estar en capacidad de explicar el comportamiento de la demanda de manera que otorgue al agente la maniobrabilidad suficiente en el corto y mediano plazo; además debe estar en capacidad de mostrar la tendencia correcta en el largo plazo (30 años) sobre la cantidad de energía demandada.

En la Figura 4 se puede observar que desde el 2003, el comportamiento del consumo medio mensual del estrato dos en el Valle de Aburrá ha sido decreciente, afectando incluso la totalidad de la demanda, pues el crecimiento de usuarios no ha compensado totalmente la disminución del consumo. El precio medio real de la energía se incrementó abruptamente entre los años 2008 y 2009, debido en especial a la unificación tarifaria de Empresas Públicas de Medellín (EPM) con la Empresa Antioqueña de Energía (EADE)³, debido a la adquisición de la segunda por parte de EPM.

³ EADE prestaba los servicios de energía eléctrica en todo el departamento de Antioquia, excepto en el Valle de Aburrá. En el 2007 fue adquirida por EPM, momento en el cual se realizó una unificación tarifaria.

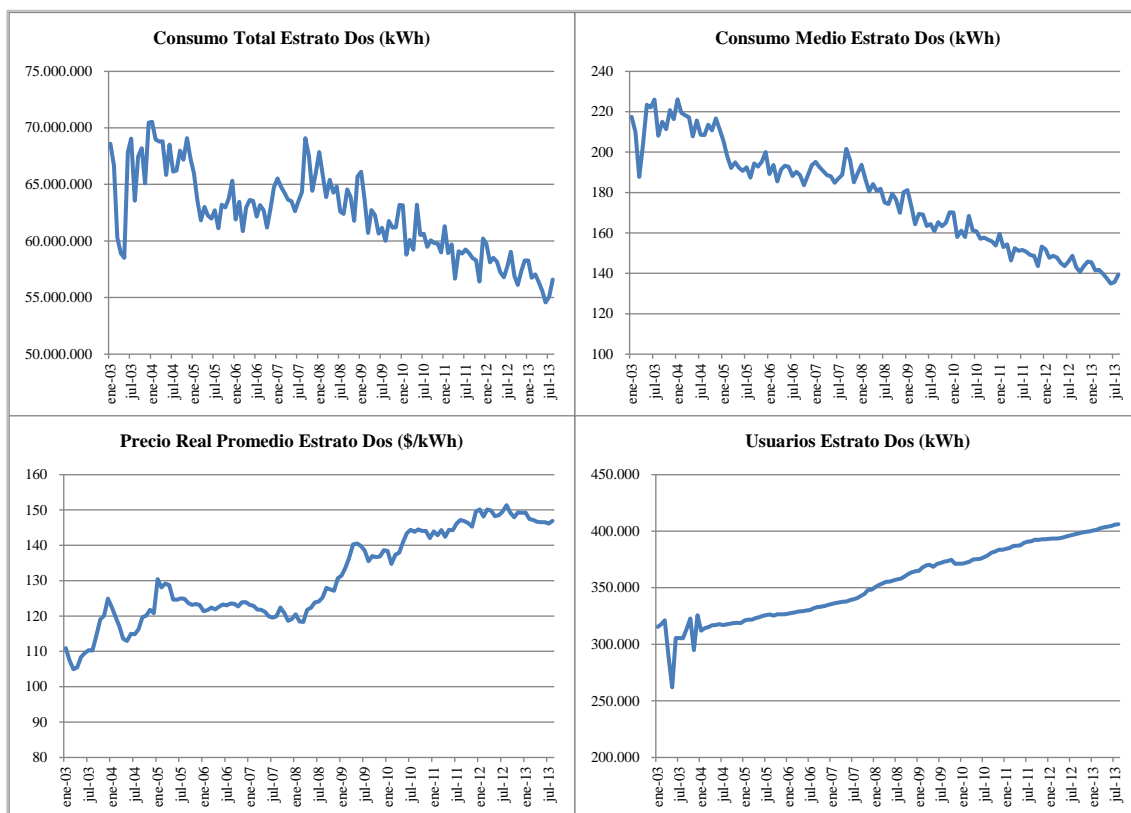


FIGURA 4. SERIES DE CONSUMO TOTAL, CONSUMO MEDIO, PRECIO REAL PROMEDIO Y NÚMERO DE USUARIOS PARA EL ESTRATO 2.

Fuente: Datos SUI, elaboración propia.

Este comportamiento no ha sido único del estrato dos. En la Figura 5 se puede apreciar cómo el consumo medio total residencial ha tenido una tendencia a la baja. Esta reducción ha sido del 30% entre el 2005 y 2013, y la disminución promedio mensual ha sido del 0.29%.

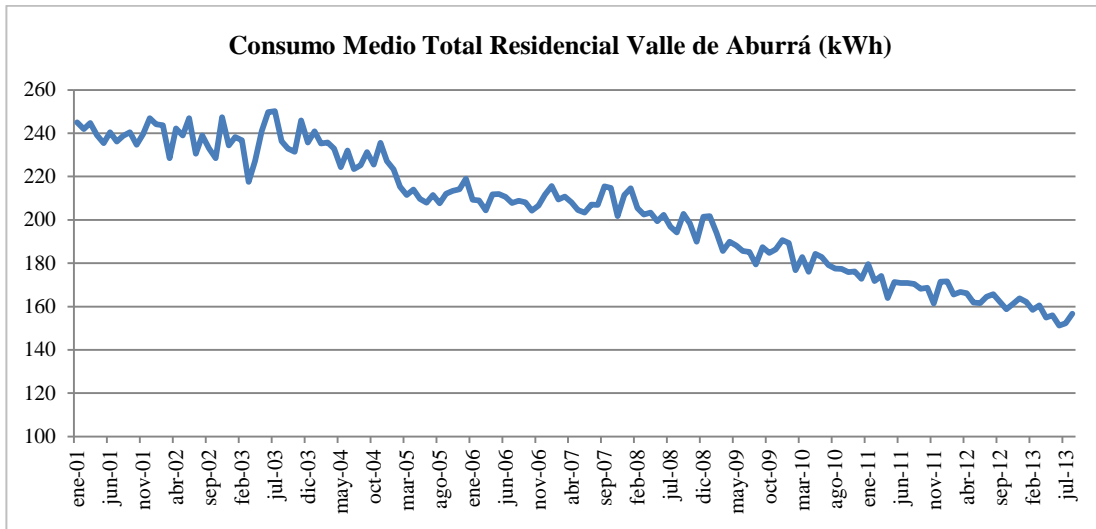


FIGURA 5. CONSUMO MEDIO RESIDENCIAL.
Fuente: Datos SUI y EPM, elaboración propia.

Uno de los principales motivos por los cuales se presentó esta disminución, es el aumento en el número de clientes en modalidad prepago, que en el estrato uno los hogares bajo este sistema de pago pasaron de ser un 3% en 2008 al 17% en 2013; y en el estrato dos eran el 2% en 2008 y para el 2013 alcanzaron el 10%. Debido a las dificultades de pago que han enfrentado ambos estratos socioeconómicos, los clientes han buscado racionar el servicio viendo disminuido el consumo medio de sus hogares. En la Figura 6 se puede observar el efecto del ingreso de estos clientes en el consumo medio residencial.

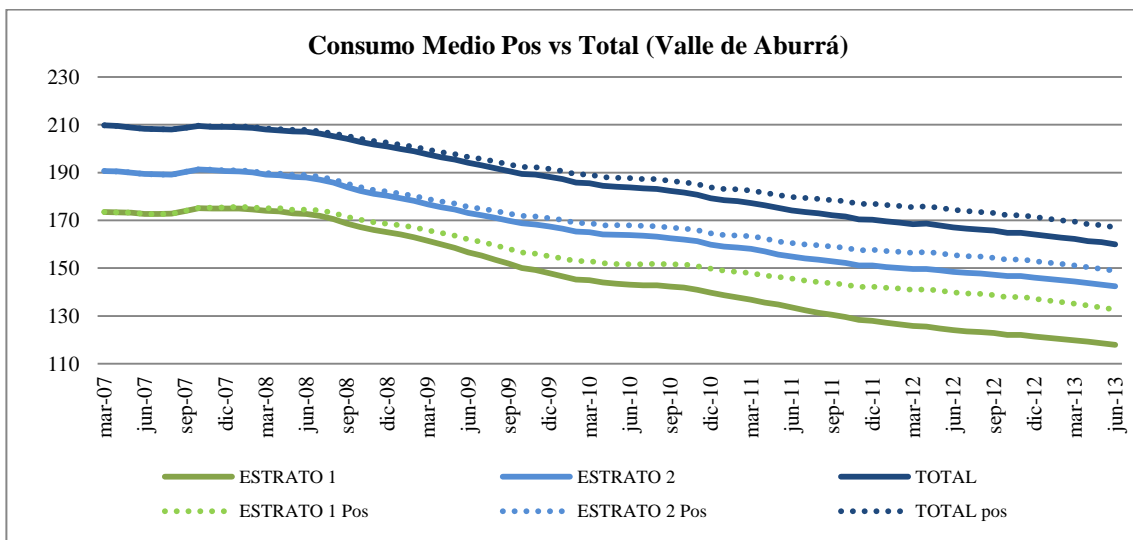


FIGURA 6. CONSUMO MEDIO RESIDENCIAL POSPAGO VS TOTAL.
Fuente: datos EPM, elaboración propia.

Aunque se tienen algunas razones para explicar el comportamiento del consumo de energía, se hace necesario este trabajo debido a la importancia de los servicios públicos como porcentaje del PIB, y a los requisitos de planeación de quienes suministran este servicio. Es pertinente comprender y ahondar en los determinantes del comportamiento de la demanda de los usuarios del servicio de energía eléctrica; y se ha elegido el estrato dos por ser el de mayor representación en el sector residencial, tanto en consumos como en clientes, a nivel nacional y en el caso específico el Valle de Aburrá

La propuesta realizada debe mostrar qué influencia tienen las siguientes variables sobre el consumo medio de los hogares del estrato dos: el ingreso medio; el número de personas por hogar; los precios de la energía; y los precios del gas domiciliario como producto sustituto. Basados en la medición de elasticidades de corto y largo plazo, los agentes podrán hacer una mejor asignación de sus recursos y comprender los efectos que la planeación de sus actividades técnicas y comerciales tendrán sobre la demanda de energía del estrato dos. Este trabajo difiere de otros realizados para el Valle de Aburrá, pues no se ha encontrado evidencia de un análisis similar que involucre la mezcla de las variables descritas.

Objetivo principal y objetivos específicos

El objetivo general de este trabajo es estimar las elasticidades de corto y largo plazo para la demanda residencial de energía de los clientes del estrato dos en el Valle de Aburrá.

A continuación se presentan los objetivos específicos:

1. Estimar la elasticidad precio de la demanda de corto y largo plazo para la demanda residencial de energía de los clientes del estrato dos en el Valle de Aburrá.
2. Estimar la elasticidad precio cruzada de la demanda (Gas natural) de corto plazo para la demanda residencial de energía de los clientes del estrato dos en el Valle de Aburrá.
3. Estimar la elasticidad ingreso de la demanda de corto plazo para la demanda residencial de energía de los clientes del estrato dos en el Valle de Aburrá.
4. Estimar la semi-elasticidad de la demanda de corto plazo para la demanda residencial de energía con respecto al número de personas por hogar de los clientes del estrato dos en el Valle de Aburrá.

Estado del Arte

Caracterización del Mercado de Energía Mayorista en Colombia

El mercado de energía eléctrica en Colombia se denomina Mercado de Energía Mayorista (MEM). Aquí participan agentes que se ocupan de cuatro actividades diferentes: la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de energía eléctrica. A partir de la Ley 143 de 1994, donde se establece el régimen para las actividades requeridas para la prestación del servicio de energía eléctrica, se eliminó la integración vertical y separación de actividades, donde las empresas dedicadas a la transmisión, no podrán ser generadoras, distribuidoras o comercializadoras. Sin embargo, una misma entidad prestadora puede realizar la generación, distribución y/o comercialización del servicio público.

La generación es la producción de energía eléctrica por medio de diferentes fuentes: hidroeléctrica, eólica, térmica o solar, entre otras. Estas plantas de generación se encuentran conectadas con el Sistema Interconectado Nacional (STN), por medio del cual se realiza el despacho de energía en todo el país. La actividad de transmisión es la encargada de transportar la energía por medio del STN hasta los sistemas de distribución regional y local.

En la medida en que la energía se va acercando a su destino final (usuario), disminuyen los requerimientos sobre el nivel de tensión. En el STN el transporte se realiza con los más altos niveles de tensión que son iguales o superiores a los 220kV. Los agentes encargados de la distribución se encargan de operar las redes de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Los STR son definidos en la regulación como el Nivel de Tensión 4 y operan a voltajes inferiores a los 220 kV y superiores o iguales a 57,5 kV; los SDL operan a tensiones inferiores a 57,5 kV e incluyen los niveles de tensión 3, 2 y 1. Estos últimos son quienes llevan la energía a las acometidas de los usuarios finales (conformadas por el equipo de medida y el último tramo de red).

Los comercializadores se ocupan de la compra y venta de energía eléctrica a través del MEM. Los clientes se dividen entre los usuarios regulados y los usuarios no regulados; los del mercado no regulado pueden negociar los precios a los cuales compran la energía y tienen una demanda superior a 0,1MW o 55MWh/mes. Los usuarios del mercado regulado no negocian el precio de compra, sino que sus tarifas son reguladas con base en la normatividad dada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Los consumidores residenciales se encuentran ubicados en el grupo de los usuarios regulados y el valor facturado se define según el estrato socioeconómico y el consumo de cada mes.

La ley establece que los estratos uno, dos y tres reciben subsidios a manera de menores tarifas y estos subsidios son compensados en parte por la contribución cobrada a los usuarios comerciales, industriales y residenciales (estratos cinco y seis). Entre el estrato uno y dos se asignan el 89% de los subsidios; el detalle se puede observar en la Figura 7.

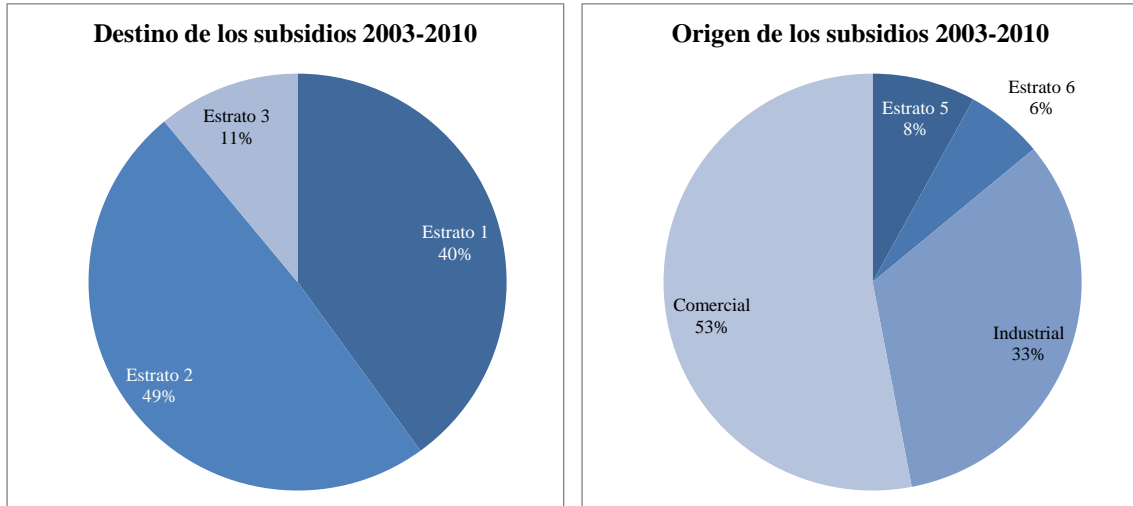


FIGURA 7. DESTINO Y ORIGEN DE SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES 2003 - 2010.

Fuente: Informe Sectorial Sobre la Evolución de la Distribución y Comercialización de Energía en Colombia: Balance de Sucesos y Estadísticas. UPME y ASOCODIS. Datos Empresas asociadas y SUI

Descripción del bien

La energía eléctrica es un bien homogéneo, pues sus características son iguales para todos los clientes y desde todos los oferentes del mercado. Es un bien que probablemente está afectado por el ingreso, hecho que se observa en los niveles de consumo medio de energía según el estrato socioeconómico. En la Figura 8 se puede ver que el estrato uno, que presenta el menor nivel de ingresos, es el que menos consume; mientras que el de mayor consumo es el estrato seis (el de mayor nivel de ingresos).

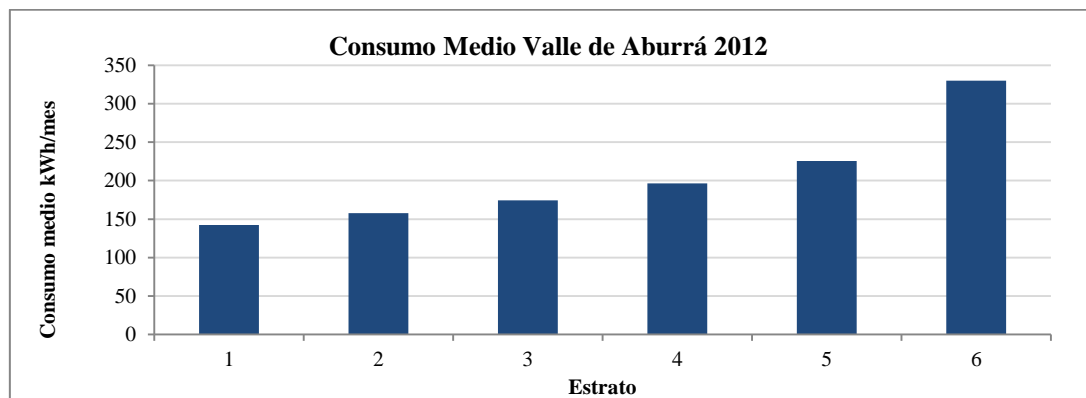


FIGURA 8. CONSUMO MEDIO VALLE DE ABURRÁ 2012.
Fuente: Datos SUI, Elaboración propia.

La demanda de energía se deriva del uso de bienes que requieran electricidad para operar. Depende especialmente del stock de equipos con características de tecnológicas durables, según Taylor (1975) y Fisher y Kaysen (1962). El conjunto de equipos está conformado por electrodomésticos en su mayoría y estos se comportan como un bien normal. A nivel residencial, el número de personas que habitan la vivienda al igual que el ingreso determinan la cantidad y nivel de equipos que son manipulados, y por tanto debería afectar el consumo de energía. En el Valle de Aburrá no se cuenta con un indicador sobre el *stock* de equipos y tecnologías durables por hogar, es por eso que se requiere buscar una variable *proxy*. Al igual que Fullerton, Juarez y Walke (2012), se utilizará el número de personas por vivienda al igual que el ingreso para emular el *stock* de equipos.

La distribución de energía no tiene productos sustitutos, pues aún no se han creado sistemas de distribución diferentes a los que se usan actualmente: postes, cables y transformadores. Sin embargo, la generación por medio de fuentes alternativas en sitio (autogeneración), podría ser considerada un sustituto absoluto, pues el usuario generaría su propia energía y se retiraría por completo del sistema. Algunos elementos que se podrían considerar como sustitutos de la energía según el uso son:

- Los combustibles fósiles como el gas natural, el gas licuado del petróleo (GLP), el carbón y la leña, son sustitutos de la energía eléctrica en procesos que requieren calentamiento. Entre otros procesos, se encuentra la cocción de alimentos, uso de calentadores de agua y el uso de calderas en varios sectores industriales.
- Los combustibles fósiles también pueden ser sustitutos en los procesos de iluminación; aunque esta situación se presenta con poca frecuencia y resulta siendo utilizada en sectores donde la distribución de energía no tiene cobertura.
- La generación de energía por medios propios, definida como autogeneración, es otra forma de sustitución. Esta se lleva a cabo por paneles solares, energía eólica o microgeneradores eléctricos de combustible fósil o microgeneradores hidráulicos. Estos no hacen parte del MEM.

Marco Conceptual

La función de demanda muestra la relación entre las cantidades consumidas ante diferentes niveles de precios. Considerando las variables que se utilizaron en la elaboración de este trabajo, la fundamentación teórica se basa en las elasticidades medidas sobre las funciones de demanda

Marshalliana. Esta se deriva de la maximización de la utilidad percibida por el consumidor, los precios de los bienes y el nivel de ingreso o restricción presupuestaria (RP).

Formalmente la situación es la siguiente: el agente elige entre el consumo de la energía eléctrica (x_e) dado un nivel de precio (p_e), y el resto de la canasta de bienes (x_c) con precio (p_c). Está sujeto a una restricción presupuestaria dado su nivel de ingresos, definida como:

$$I = p_e x_e + p_c x_c$$

El objetivo del agente será el de maximizar su utilidad U , sujeto a la restricción presupuestaria definida anteriormente. Las condiciones de primer orden estarían dadas por:

$$\begin{aligned} & \text{Max } U(x_e, x_c) \\ \text{s. a. } & I = p_e x_e + p_c x_c \end{aligned}$$

El esquema de subsidios planteado para el estrato dos, indica que para los primeros 130kWh/mes consumidos se subsidiará el 50% de la factura; para consumos superiores el hogar deberá pagar el 100% de la tarifa. Lo anterior tiene implicaciones sobre la restricción presupuestaria, pues ante incrementos en el precio, la restricción obtiene un mayor grado de inclinación. La función de precios de la energía para el estrato dos, considerando los subsidios, estaría dada por:

$$p = \begin{cases} p_e^1 = 0.5CUv & \text{si } x_e \leq 130 \text{ kWh/mes} \\ p_e^2 = CUv & \text{si } x_e > 130 \text{ kWh/mes} \end{cases}$$

Donde CUv es el precio por kWh, y $p_e^1 < p_e^2$.

Teóricamente el agente se enfrenta a dos precios diferentes para el consumo de un mismo bien. Sin embargo desde la observación y disponibilidad de información, estos precios son calculados como la razón de la facturación total con respecto al consumo total. Es decir, a nivel de información se cuenta con un precio promedio por kWh para el estrato dos definido como \bar{p}_e .

Gráficamente, el problema de maximización del consumidor se puede representar como:

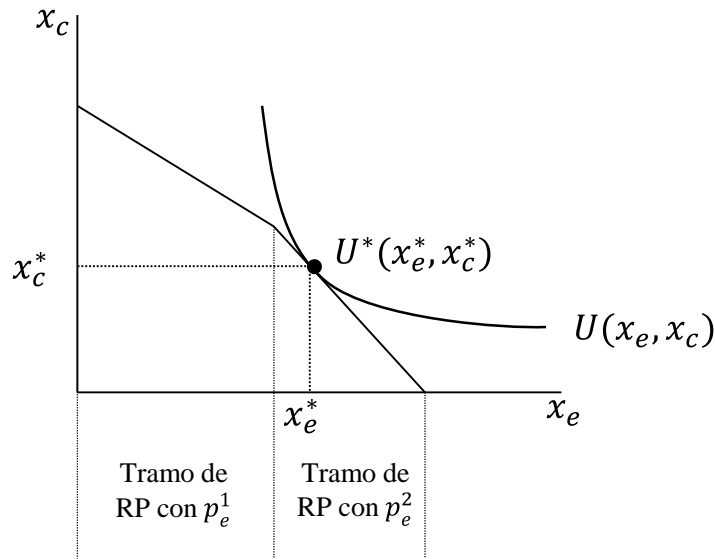


FIGURA 9. PROBLEMA DE MAXIMIZACIÓN DEL AGENTE.
Elaboración propia.

Las elasticidades se derivan de la función de demanda que se resuelve con el problema de optimización presentado. Sin embargo, la función de utilidad del agente no es observable, y es por eso que debe realizarse una construcción empírica de la función de demanda. De acuerdo a los desarrollos presentados por Hassan (2011) y Ruijs (2007), debe plantearse la función de utilidad indirecta (FUI) para así derivar la demanda Marshalliana. La FUI está definida como:

$$V(\bar{p}_e, p_c, I) = \max U(x_e, x_c), \text{ sujeto a la RP definida por } I.$$

Donde:

V es la función de utilidad indirecta en función del precio promedio de la energía (\bar{p}_e), y el agregado del precio de los demás bienes p_c y el ingreso I .

U es la utilidad percibida por el cliente, dada la optimización del consumo de la energía x_e y la canasta de los demás bienes x_c .

Ruijs (2007) recurre a la identidad de Roy para encontrar la función de demanda y cita a Hausman (1981) que resuelve la ecuación diferencial para una función de demanda lineal.

La identidad de Roy dice:

$$x(p, I) = - \frac{\partial V(p, I) / \partial p}{\partial V(p, I) / \partial I}$$

Hausman (1981) encuentra la siguiente solución para la función de demanda lineal:

$$V(p, I) = \exp(-\beta p) \left[I + \frac{1}{\beta} \left(\alpha p + \frac{\alpha}{\beta} + \gamma z' \right) \right]$$

Donde,

β es la elasticidad frente al precio.

γ es la elasticidad frente al ingreso.

α es la constante.

Es así como desde la información observada, se puede realizar la aproximación a una solución teórica. Según la metodología utilizada, el modelo VEC permite la identificación de las elasticidades de corto y largo plazo, ofreciendo información para el investigador no sólo de los efectos inmediatos ante cambios en las variables, sino que también podrá conocerse la velocidad de ajuste y su tendencia a un equilibrio en el largo plazo.

Para identificar el comportamiento de las variables propuestas, se ha definido la siguiente forma reducida para el estrato dos:

$$\ln(CMe_t) = \beta_0 + \beta_1 \ln(Pe_t) + \beta_2 \ln(Pg_t) + \beta_3 Nv_t + \beta_4 \ln(Y_t) + \beta_5 (eade_t) + \varepsilon_t$$

- CMe_t es el consumo medio de energía eléctrica del estrato dos en el tiempo t, medido en kWh.
- Pe_t es el precio real promedio de la energía eléctrica para el estrato dos en el tiempo t, medido en \$ / kWh
- Pg_t es el precio real del gas natural domiciliario para el estrato dos en el tiempo t, medido en su equivalencia a kWh. (Constante utilizada 11,63kWh/m³)
- Nv_t es el número promedio de habitantes por vivienda para el estrato dos en el tiempo t.
- Y_t es el ingreso promedio real para el estrato dos en el tiempo t.
- $eade_t$ es una variable *dummy* para representar el efecto de la unificación tarifaria con la adquisición de EADE; toma el valor de uno a partir del primer trimestre de 2008.
- ε_t es el término de error.

La presencia de logaritmos naturales indica que los parámetros estimados corresponden a elasticidades; para el número de personas por hogar estas serán semi-elasticidades. En capítulos posteriores se presentarán los resultados que darán respuesta a la interacción de estas variables.

Revisión de Literatura

Se revisaron las metodologías aplicadas en diferentes países para dar explicación al comportamiento de la demanda de energía residencial. Los estudios realizados se llevaron a cabo en países como Grecia, Australia, Turquía, Estados Unidos, Japón, Irán, Sri Lanka y Taiwán. Siguiendo la teoría microeconómica, los diferentes autores se basaron en diversos modelos para estimar las elasticidades sobre la demanda de corto y largo plazo.

En la Tabla 1 se muestra el resumen de la revisión realizada, donde se observa que en la mayoría de los casos las elasticidades de corto plazo son menores que las de largo plazo, e incluso en algunos casos estas pierden significancia en el corto plazo. Esto es coherente con la intuición, y para los países donde se pierde relevancia de algunas variables en el corto plazo, se puede entender que esto sucede como consecuencia de que la demanda se explica únicamente por el comportamiento de sus rezagos. Esto obedece a dos hechos, el rezago entre la fecha de consumo y la facturación, y segundo, la demanda de energía eléctrica es derivada y no directa, es decir, se realiza a través de la demanda que realizan los electrodomésticos.

Se observa que en todos los casos se conserva el signo esperado para cada elasticidad, sin embargo, como se mencionó anteriormente, se presentan casos en los que el corto plazo pierde significancia estadística. Según lo revisado, las variables explicativas que deben incluirse son las que contengan información de los precios de los sustitutos, el precio de la energía eléctrica, el ingreso y la temperatura. Esta última variable es relevante para aquellos países que presentan cambios de estación durante el año. Se esperaría que durante los meses de invierno y de verano se presente mayor consumo de electricidad, bien sea para los aires acondicionados o calefacciones. Sin embargo, en el Valle de Aburrá este no es el caso, por tanto se descarta esta variable dentro de este estudio. El modelo propuesto involucra las variables mencionadas anteriormente y que en la siguiente sección se presentará la información de los signos esperados.

A continuación se presentan dos casos de los estudios analizados en los que las elasticidades de corto y largo plazo difieren de lo esperado. Ambos deben ser tomados en consideración en el estudio presentado, especialmente por lo que pueden revelar sobre el comportamiento de las variables de ingreso real y precio real de la energía.

En el estudio de Silk & Joutz (1997) se encuentra que la elasticidad del precio de corto plazo es superior a la de largo plazo. Este resultado no es coherente con lo esperado, sin embargo los autores hacen nota de ello y declaran que como la diferencia es pequeña no ahondan en la situación. Desde la perspectiva de este trabajo cabría analizar este caso, pues esto podría darse ante incrementos sustanciales en la oferta o cambios regulatorios sobre las tarifas, y ambos casos se han presentado

en el Valle de Aburrá. La modificación de precios presentada entre 2008 y 2009 por la adquisición de EADE, podría distorsionar las elasticidades de corto plazo, haciendo que esta sea mayor que la de largo plazo (momento en el cual se realiza la estabilización de precios).

En la investigación del consumo residencial en Seattle realizado por Fullerton, Juárez y Walke (2012), se muestra un hallazgo interesante sobre la elasticidad ingreso entre el corto y el largo plazo. Ellos encuentran que en el largo plazo la electricidad es un bien inferior (la elasticidad de largo plazo es negativa), pues al incrementarse el ingreso real en un 1%, se lleva a una reducción del 0,29% sobre la demanda de electricidad. Los autores citan a Contreras et. Al (2009) y Roth (1981), quienes habían encontrado esta misma situación para diferentes regiones de los Estados Unidos. Según los autores el ingreso real per cápita en Seattle ha crecido de forma consistente en las últimas cuatro décadas, y ese incremento ha sido más que proporcional a la demanda de electricidad de los hogares, y es por eso que la elasticidad ingreso de largo plazo es negativa. Siendo que el objeto de análisis de este trabajo es los usuarios del estrato dos del Valle de Aburrá, es posible que esta situación no se evidencie.

Autor	Título	Año	País	Metodología	Elasticidades de corto plazo	Elasticidades de largo plazo
R. Fouquet	The impact of VAT introduction on UK residential energy demand: An investigation using the cointegration approach	1995	UK	VEC	Precio: -1,01 Ingreso: ND Cruzada: ND	Precio: -0,39 Ingreso: ND Cruzada: ND
J.I. Silk, F. L. Joutz	Short and long-run elasticities in US residential energy demand: a co-integration approach	1997	USA	Cointegration	Precio: -0,63 Ingreso: 0,39 Cruzada: 0,05	Precio: -0,48 Ingreso: 0,52 Cruzada: 0,06
P. Holtedah, F.L. Joutz	Residential electricity demand in Taiwan	2004	Taiwan	VEC	Precio: -0,15 Ingreso: 0,23 Cruzada: ND	Precio: -0,15 Ingreso: 1,04 Cruzada: ND
G. Hondroyannis	Estimating residential demand for electricity in Greece	2004	Grecia	VEC	Precio: -0,41 Ingreso: 1,56 Cruzada: ND	Precio: ND Ingreso: ND Cruzada: ND
P. K. Narayan & R. Smyth	The residential demand for electricity in Australia: an application of bounds testing approach to cointegration	2005	Australia	Autoregressive Distributive Lag (ARDL), bounds testing procedure to cointegration	Precio: -0,26 Ingreso: No significativa Cruzada: No significativa	Precio: -0,54 Ingreso: 0,32 a 0,41 Cruzada: No significativa
Erdogdu, E.	Electricity demand analysis using cointegration and ARIMA modelling: A case study of Turkey	2007	Turquía	ARIMA	Precio: -0,04 Ingreso: 0,057 Cruzada: ND	Precio: -0,297 Ingreso: 0,414 Cruzada: ND
T. Zachariadis, N. Pashourtidou	An empirical analysis of electricity consumption in Cyprus	2007	Chipre	VEC, Causality Tests and Impulse-Response Functions	Precio: ND Ingreso: ND Cruzada: ND	Precio: -0,43 Ingreso: 1,18 (usando gasto de hogares como proxy) Cruzada: ND
T. Dergiades & L. Tsoulfidis	Estimating residential demand for electricity in the United States, 1965–2006	2008	Estados Unidos	ARDL approach to cointegration	Precio: -0,4 Ingreso: 0,1 Cruzada: ND	Precio: -1,6 Ingreso: 0,3 Cruzada: 0,2
P.P.A Wasantha A., C. Wilson	Estimating short and long-term residential demand for electricity: New evidence from Sri Lanka	2009	Sri Lanka	VEC	Precio: -0,16 Ingreso: 0,32 Cruzada: 0,10	Precio: -0,62 Ingreso: 0,78 Cruzada: 0,14
T. Nakajima	The residential demand for electricity in Japan: An examination using empirical panel analysis techniques	2010	Japón	Panel unit root test, a panel cointegration test, and group-mean dynamic OLS	Precio: ND Ingreso: ND Cruzada: ND	Precio: -1,20 Ingreso: 0,6 Cruzada: ND
T. Fullerton Jr., D. Juarez, A. Walke	Residential electricity consumption in Seattle	2012	USA (Seattle)	VEC	Precio: -0,24 Ingreso: 0,26 Cruzada: ND	Precio: -0,36 Ingreso: -0,29 Cruzada: ND
E. Pourazarm, A. Cooray	Estimating and forecasting residential electricity demand in Iran	2013	Iran	Autoregressive Distributive Lag (ARDL)	Precio: -0,03 Ingreso: 0,04 (usando gasto de hogares como proxy) Cruzada: ND	Precio: -0,11 Ingreso: 0,58 (usando gasto de hogares como proxy) Cruzada: ND

ND: No disponible o no calculado dentro del estudio

TABLA 1. REVISIÓN DE LITERATURA.

Fuente: referencias bibliográficas. Elaboración propia.

Presentación de la Hipótesis

Se espera que el valor absoluto de la elasticidad precio de la demanda de largo plazo sea mayor que la de corto plazo. Esto se debe a que la renovación tecnológica se presenta en el mediano y largo plazo, y que la cultura de uso racional es apropiada por las personas de manera progresiva (no inmediata). Estas condiciones generan una inercia en los hábitos de consumo de energía, haciendo que la disminución ocurra de manera lenta. Lo anterior se acentúa en los hogares del estrato dos, debido a que pertenecen a uno de los grupos de la población con menos ingresos, y por tanto se dificulta aún más la modificación de su *stock* de equipos.

Debajo de cada estimador (β) se presenta el signo esperado:

$$\begin{array}{ccccccc} \ln(CMe_t) = \beta_0 + \beta_1 \ln(Pe_t) + \beta_2 \ln(Pg_t) + \beta_3 Nv_t + \beta_4 \ln(Y_t) + \varepsilon_t & & & & & & \\ & (-) & (+) & (+) & (+) & & \end{array}$$

- Debido a que la energía es un bien normal, se espera que la elasticidad precio de la demanda sea negativa.
- Se considera que la elasticidad precio cruzada deba ser positiva debido a la condición de sustitución entre el gas y la energía eléctrica.
- La semi-elasticidad de la demanda frente al número de personas por vivienda es positiva; en la medida en que más personas habiten el hogar, habrá mayor consumo de electricidad. Es una semi-elasticidad porque las personas se medirán con variaciones unitarias, pues no tiene mucho sentido hablar de incrementos porcentuales en el número de residentes por hogar.
- Se espera que la elasticidad ingreso de la demanda sea positiva, dado que a mayor disponibilidad de ingreso, las personas estarán más dispuestas a gastar. Este comportamiento se atribuye a los bienes necesarios, como es el caso de los servicios públicos.

Metodología

Este trabajo se realizó mediante un modelo de Vector de Corrección de Errores. Este se basa en el concepto de cointegración introducido por Granger (1981) y Engel y Granger (1987) y en los modelos de corrección de error (MCE). El concepto de cointegración reconoce la presencia de un equilibrio de largo plazo entre variables, mediante la combinación lineal de variables no estacionarias. Adicionalmente evita las regresiones espurias y permite modelar las relaciones de corto y largo plazo, que es justamente el objetivo general de este trabajo.

El modelo VEC en forma reducida es el siguiente:

$$\Gamma_0 \Delta y_t = \alpha [\beta' y_{t-1} + \theta' D_{t-1}^{co}] + \Gamma_1 \Delta y_{t-1} + \dots + \Gamma_p \Delta y_{t-p} + B_0 x_t + \dots + B_q x_{t-q} + C D_t + u_t$$

Donde:

$y_t = (y_{1t}, \dots, y_{Kt})'$	Vector de K variables endógenas (observadas).
$x_t = (x_{1t}, \dots, x_{Mt})'$	Vector de M variables exógenas (no modeladas).
D_{t-1}^{co}	Contiene los términos determinísticos incluidos en las relaciones de cointegración.
D_t	Contiene las demás variables determinísticas como es el caso de las variables estacionales.
α	Matriz de parámetros de orden $(K \times r)$ que contiene los coeficientes de velocidad de ajuste.
β	Matriz de parámetros de orden $(K \times r)$ que contiene las relaciones de cointegración.
θ	Matriz de parámetros de orden $(K \times r)$ que contiene las relaciones de cointegración con la componentes determinísticas, constante y tendencia.
Γ_p	Matriz de parámetros a estimar que corresponden a las diferencias de las variables endógenas.
B_q	Matriz de parámetros a estimar que corresponden a las variables exógenas.
u_t	Es el vector de errores del modelo cuya media debe ser cero, la varianza debe ser constante, y no debe haber correlación; es decir, se comporta como ruido blanco.

El término de corrección de error está compuesto por $\alpha\beta'Y_{t-1}$, y es el que permite la corrección de los desequilibrios de corto plazo que puedan presentar las variables endógenas. En el largo plazo,

este término debe ser cero; es decir, la combinación lineal de las variables debe ser igual a cero para que exista un equilibrio de largo plazo. En caso de que haya coeficientes cercanos a cero en el componente α , significa que la variable asociada tiene una velocidad de ajuste muy baja. Dicho de otra forma, es una variable débilmente exógena y de respuesta lenta ante desequilibrios de corto plazo.

Como se mencionó anteriormente, este tipo de modelo permite trabajar con variables no estacionarias, representando una ventaja para el investigador. Esto es posible siempre y cuando las series sean integradas, y es por eso que deben hacerse las pruebas necesarias para así recurrir a la inferencia estadística y analizar los resultados.

A continuación se describe el procedimiento realizado para estimar el modelo, y en capítulos posteriores se mostrarán los resultados y descripción de cada una de las etapas.

1. Se realizaron las pruebas de raíces unitarias sobre las series en logaritmos. Esta es una prueba necesaria para definir el orden de cointegración de las variables; en caso de mostrarse la presencia de una raíz unitaria, estas son $I(1)$ (integradas de orden uno).
2. Más adelante se hicieron las mismas pruebas sobre las series en su primera diferencia. Lo anterior se realizó con el fin de verificar que la diferenciación da como resultado series estacionarias.
3. Luego se procedió con el test de cointegración de Johansen, que indica el número de relaciones cointegrantes en las variables endógenas.
4. Se procede a estimar el modelo, dado que fue comprobado que las series se encuentran integradas en primer orden. Para ello se definieron los rezagos sobre las variables exógenas según el criterio del investigador; para el número de rezagos de las endógenas, se utilizaron los criterios de información.
5. Una vez estimado, se hacen los chequeos sobre el modelo, de manera que los residuales se comporten como ruido blanco y que no haya problemas de autocorrelación, normalidad y heterocedasticidad.
6. Luego se interpretaron las relaciones entre las variables mediante el análisis de impulso-respuesta. Este permite generar choques sobre variables, para conocer la respuesta de las demás variables; a través de este método se identificaron las elasticidades de largo plazo.
7. Las elasticidades de corto plazo con respecto a las variables exógenas corresponden a los coeficientes estimados en la matriz B .

Datos

Antes de proceder con la descripción de los datos, es importante conocer la razón por la cual se presenta endogeneidad entre el precio y el consumo de energía por motivo de la construcción de la fórmula tarifaria. La resolución CREG 097 de 2008, define la metodología de remuneración de los activos de distribución; y la resolución CREG 119/2007 establece la fórmula tarifaria y el cargo por comercialización.

La fórmula tarifaria es:

$$CU_{Total} = CU_{f_{m,j}} + (CUv * kWh)$$

Donde:

$CU_{f_{m,j}}$: corresponde al cargo fijo por la prestación del servicio y que actualmente es cero.

CUv : es el cargo variable o precio por kWh, que es donde se origina la endogeneidad por construcción de la fórmula.

$$CUv = G + T + D + Cv + PR + R$$

Donde:

G : es el costo de la generación (\$/kWh) para el mes.

T : es el costo de transmisión de la energía derivado del uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes.

D : es el costo de distribución derivado del uso de Sistemas de Distribución Local (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión para el mes.

PR : es el costo reconocido por pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión para el mes.

R : es el al costo por restricciones para el mes.

El cargo Cv corresponde al cargo variable por comercialización y representa cerca del 10% en el costo unitario por kWh; está definido como:

$$Cv_{m,i} = C_{m,t}^* + \frac{CER_{m-1,i} + CCD_{m-1,i}}{V_{m-1,i}} + CG_m$$

Donde:

$Cv_{m,i}$: Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista i , del Mercado de Comercialización j , que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, correspondiente al mes m , expresado en (\$/kWh).

- $C_{m,t}^*$: Costos variables de la actividad de comercialización, para el Mercado de Comercialización j , en el mes m , conforme se establezcan en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.
- $CER_{m-1,i}$: Costo mensual de las Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD) liquidado al Comercializador Minorista i , conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD.
- $CCD_{m-1,i}$: Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC expresados en Pesos (\$) asignados al Comercializador Minorista i , correspondientes al mes $m-1$, de acuerdo con la regulación vigente.
- CG_m : Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en Pesos (\$), que se asignen al Comercializador Minorista i , correspondientes al mes $m-1$, conforme con la regulación vigente.
- $V_{m-1,i}$: Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista i , expresadas en kWh, en el mes $m-1$.

De esta fórmula solamente $C_{m,t}^*$ es dependiente de la demanda del período anterior, así:

$$CFM = \frac{kWh_Vendidos_UR}{Total_Facturas_UR}$$

Donde:

- C_o^* : El Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura del Comercializador, determinado con base en lo dispuesto en la Resolución CREG-031 de 1997.
- CFM_{t-1} : Consumo Facturado Medio del Comercializador Minorista en el año $t-1$ de los usuarios del Mercado de Comercialización correspondiente. (Total de kWh vendidos a usuarios regulados dividido entre el total de facturas expedidas a usuarios regulados, sin considerar las debidas a errores de facturación)
- $\Delta IPSE$: Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico. Esta variación se asumirá como del 1% anual.
- IPC_{m-1} : Índice de Precios al Consumidor del mes $m-1$.
- IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el C^*0 .

Se puede observar entonces que el cargo variable de comercialización depende directamente de la demanda del año anterior, donde el estrato dos tiene una participación aproximada del 13.5%.

Para analizar la endogeneidad de la demanda y el cargo D de la tarifa, es necesario revisar la metodología establecida para el cargo de Nivel de Tensión 1. Este es el nivel de voltaje bajo y es en el que se encuentran activos todos los clientes del estrato dos:

$$CDI_{j,1} = CDIR_{j,1} * 0,9 + \frac{CAI_{j,1}}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}} * 0,1 - \frac{OI_j}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}}$$

$$CDIR_{j,1} = \frac{CDAI_{j,1,R82} * VA_{j,1,0} + CDSI_{j,1,R82} * VS_{j,1,0}}{1,1272 * (VA_{j,1,0} + VS_{j,1,0})} * \frac{IPP_0}{IPP_{dic01}}$$

$$CDM_{j,1} = \frac{AOM_{j,1,k}}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}}$$

Donde:

- $CDI_{j,1}$: Cargo Máximo por concepto de inversiones para el Nivel de Tensión 1, para el Operador de Red (OR) j.
- $CDIR_{j,1}$: Costo unitario de referencia a partir del cual se calcula el costo para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 1, aprobado por la CREG para el OR j. Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.
- $CAI_{j,1}$: Costo anual de los activos de uso en el Nivel de Tensión 1, para el OR j. OI_j : Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica. Este valor corresponde al 33% del valor de los ingresos por este concepto durante el año que finaliza en la Fecha de Corte. El valor debe ser reportado por el OR en el momento de la solicitud de aprobación de cargos. En caso de que no se reporte dicho valor, se tomará el 50% del valor más alto reportado por los OR.
- $V_{j,1}$: Ventas anuales de energía en el Nivel de Tensión 1, efectuadas por todos los Comercializadores de energía en el sistema del OR j. La información de ventas corresponde a la registrada por los Comercializadores al SUI para el año que finaliza en la Fecha de Corte.
- $VA_{j,1,0}$: Ventas anuales de energía en el Nivel de Tensión 1, facturada con el cargo para circuitos aéreos, del OR j, durante el año que finaliza en la Fecha de Corte.
- $VS_{j,1,0}$: Ventas anuales de energía en el Nivel de Tensión 1, facturada con el cargo para circuitos subterráneos, del OR j, durante el año que finaliza en la Fecha de Corte.
- $PNT_{j,nr}$: Pérdidas No Técnicas No Reconocidas al OR j, en kWh-año.
- $CDM_{j,1}$: Cargo Máximo por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) para el Nivel de Tensión 1, para el OR j.
- $AOM_{j,1,k}$: Gastos anuales de AOpM asignables al Nivel de Tensión 1, para el OR j, en el año k.
- $R82$: Con este subíndice se identifican las variables que se calcularon con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002,

- IPPdic01: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.
- IPPo: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2007.

Se observa que para el estrato dos en el Nivel de Tensión 1, todos los componentes del cargo D dependen de las ventas; este cargo representa aproximadamente un 35% de la tarifa.

Lo anterior muestra que existe endogeneidad entre la demanda y el costo unitario del kWh, debido a la construcción metodológica utilizada para definir el precio. Debido al esquema tarifario definido por la Ley, el precio real percibido por los usuarios depende del esquema de subsidios y contribuciones según el estrato. Anteriormente se realizó la descripción sobre los precios a los que se enfrenta el estrato dos en el Valle de Aburrá, y se estableció que esta había sido calculado como la razón de la facturación total con respecto al consumo total; dando como resultado un precio promedio por kWh para el estrato dos. Esta estructura de subsidios crea una endogeneidad entre el precio promedio de la energía y el consumo, debido a que el subsidio está limitado para los primeros 130 kWh del mes.

Origen de los datos y construcción de las series definitivas

Para la elaboración del modelo se utilizaron dos fuentes principales de datos: para la demanda, clientes y valores facturados de energía y gas, se acudió al Sistema Único de Información de Servicios Públicos (SIU), donde todos los prestadores de servicios públicos están obligados a reportar mensualmente sus datos comerciales. De igual manera los datos fueron comparados con la información de EPM, quien es el prestador de estos servicios en el Valle de Aburrá.

Para los ingresos promedio por hogar y número de personas por vivienda se utilizó la Encuesta Integrada de Hogares realizada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) en el período 2001-2006, y la Gran Encuesta Integrada de Hogares realizada por el DANE en los períodos 2007-2013. Debido a cambios metodológicos en la obtención de los datos correspondientes al 2013, se realizó una proyección de la información con base en el promedio móvil de las tasas de crecimiento para las series de ingresos promedio por hogar y número de personas por vivienda. Debido a que la información del DANE tiene validez trimestral, se definió trabajar con datos para esa misma frecuencia en el período comprendido entre el primer trimestre de 2003 y el tercer trimestre de 2013 (2003T1 – 2013T3).

Las series de precios de energía, precios del gas e ingresos promedio por hogar, se presentan en

unidades monetarias reales, tomando como base el primer trimestre de 2003, y utilizando la tasa de inflación mensual publicada por el Banco de la República para la ciudad de Medellín.

Los precios son calculados como la razón del valor facturado del estrato y el consumo de energía o gas respectivamente. Lo anterior da como resultado el valor promedio percibido por el cliente, que incluye el subsidio.

Adicionalmente es importante considerar que para las cinco variables definidas se utilizaron los promedios trimestrales para cada fecha del período de tiempo analizado.

Debido a que el precio del gas se entrega originalmente en pesos por metro cúbico de consumo, se realizó la conversión a su equivalente en pesos por kWh. Lo anterior se obtuvo con el factor de conversión estándar, definido como 11,63 kWh/m³ (Tablas de conversión Unión Fenosa). Realizando esa equivalencia, se puede hacer la comparación de los precios de la energía y gas basados en las mismas unidades.

Las variables de consumo, precios e ingresos se analizaron en logaritmos con el objetivo de obtener las elasticidades de corto y largo plazo; la variable de personas por vivienda se analizó en niveles con el fin de obtener una semielasticidad.

Estadística Descriptiva

Inicialmente se revisó la estadística descriptiva de las series en niveles. En la Tabla 2 se puede observar que entre el primer trimestre de 2003 y el tercer trimestre de 2013 el consumo medio trimestral del estrato dos ha sido de 177,89 kWh, con una desviación de 25,07 kWh. El precio real promedio ha sido de \$130,86/kWh, mientras que el del gas natural se ubicó en \$25,20/kWh. Además de ser más bajo el precio del gas, también es menos volátil que el de la energía; la desviación del precio del gas fue de \$2,5/kWh, cuando el de la energía estuvo en los \$12,80/kWh. Lo anterior se debe al factor climático y la necesidad de generación térmica en momentos de escasez de agua; el primero es más costoso que la fuente de generación hídrica.

El promedio de personas por hogar fue de 3,73, con ingresos reales promedio de \$888.213. La variación del ingreso es de \$95.502, con valor máximo de \$1.074.125. El estrato dos es uno de los grupos de la población con menos recursos económicos y posiblemente sea más sensible ante variaciones en el precio.

Estadístico	CMe	Pe	Pg	Y	Nv
Mean	177,8859	130,8594	25,2040	888.213,6000	3,7344
Median	182,2834	125,9954	24,9032	915.784,2000	3,6600

Maximum	221,2624	150,0312	30,0366	1.074.125,0000	4,1100
Minimum	137,4231	107,7550	20,1582	714.126,6000	3,4700
Std Dev	25,0663	12,7981	2,5095	95.502,6600	0,1866
Skewness	0,0223	0,0614	0,4249	(0,1321)	0,6877
Kurtosis	1,8063	1,7073	2,4738	1,9446	2,0981
Jarque-Bera	2,5564	3,0209	1,7899	2,1207	4,8470
Probability	0,2785	0,2208	0,4086	0,3463	0,0886
Sum	7.649,0950	5.626,9530	1.083,7710	38.193.185,0000	160,5778
Sum Sq Dev	26.389,4300	6.879,2380	264,4892	383.000.000.000,0000	1,4623
Observations	43,0000	43,0000	43,0000	43,0000	43,0000

TABLA 2. ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA PARA VARIABLES EN NIVELES.

Fuente: SIU, DANE y Banco de la República. Elaboración propia.

Nota: *CMe* es el consumo medio del estrato dos; *Pe* es el precio real de la energía en el estrato dos; *Pg* es precio real del gas medido en kWh; *Y* es el ingreso real promedio de los hogares del estrato dos; *Nv* es el número de habitantes por hogar en el estrato dos.

En la Figura 10 se puede ver la trayectoria de las variables en el período de análisis. Observando las series en niveles, se muestra que el consumo medio y el número de personas por hogar han venido decreciendo, y es posible que al tener menos personas en la vivienda se esté consumiendo menos energía. Igualmente el precio real de la energía ha aumentado en los últimos diez años, y con mayor aceleración que el ingreso real. Este puede ser otra de las causas de la reducción del consumo de electricidad por hogar.

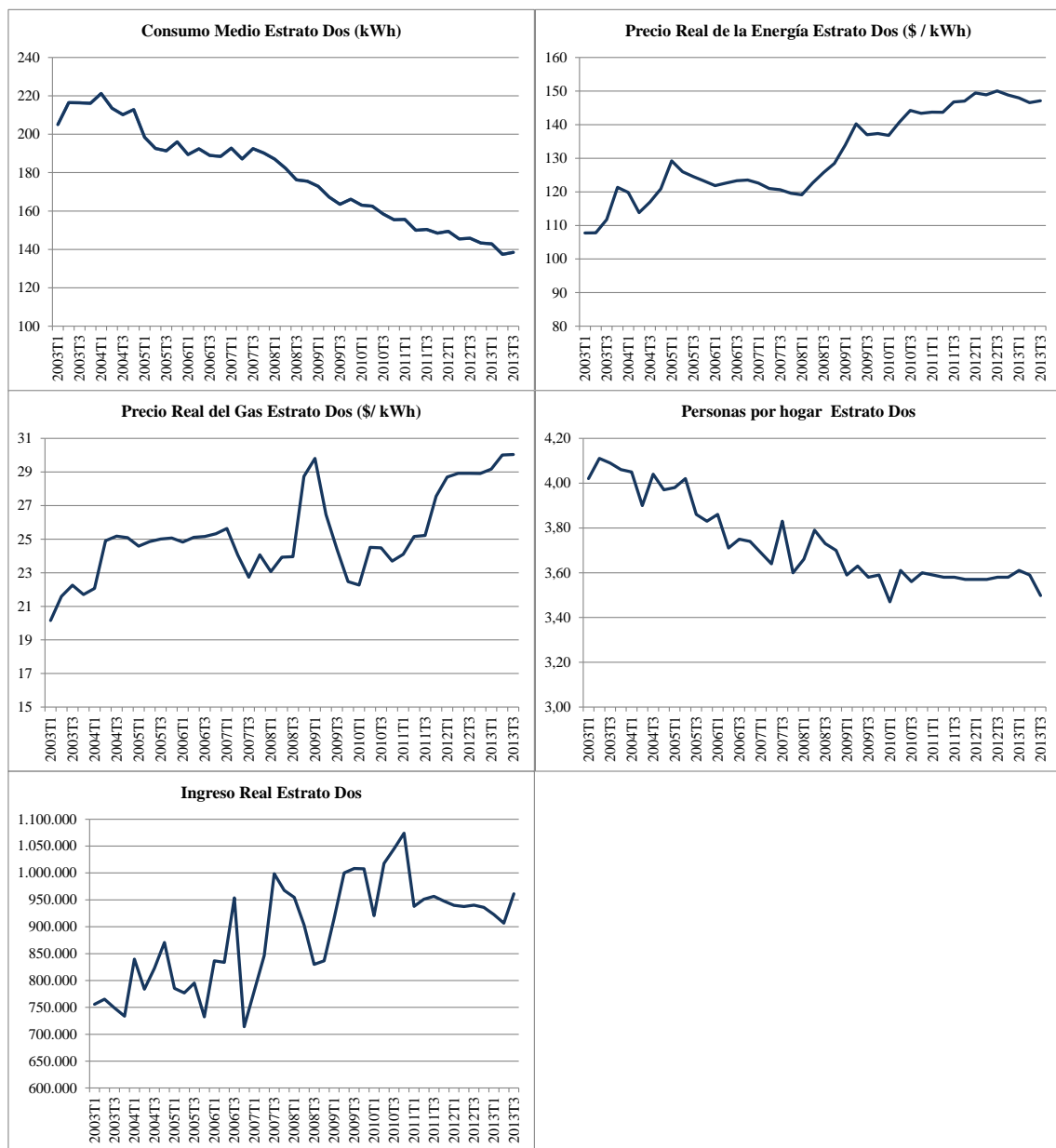


FIGURA 10. SERIES DE TIEMPO EN NIVELES.
Fuente: SIU, DANE y Banco de la República. Elaboración propia.

Con el fin de confirmar las tendencias identificadas en las series de tiempo de cada variable, se procedió a analizar la estadística descriptiva de la primera diferencia de las series en logaritmos. Se observa que en los últimos diez años el consumo medio trimestral del estrato dos ha venido decreciendo a una tasa del 1,88%, con una desviación del 2%. El precio real de la energía ha aumentado a una tasa del 0,007%, mientras que el gas ha sido un poco mayor (incremento del 0,01%). El crecimiento del ingreso real ha sido menor en comparación con los precios, pues su

variación ha sido del 0,006%. En todos los casos las tasas de cambio son muy cercanas a cero, sin embargo con el signo se puede identificar la tendencia de las variables a través del período de análisis.

Estadístico	Dif Ln CMe	Dif Ln Pe	Dif Ln Pg	Dif Ln Y	Dif Nv
Mean	-1,8786	0,0073	0,0095	0,0057	-0,0124
Median	-2,0996	0,0009	0,0063	0,0010	-0,0100
Maximum	5,3105	0,0826	0,1822	0,1655	0,1900
Mínimum	-14,4255	-0,0514	-0,1191	-0,2895	-0,2300
Std. Dev,	3,8961	0,0248	0,0535	0,0823	0,0836
Skewness	-0,4415	0,7968	0,5636	-0,8444	-0,0602
Kurtosis	4,1022	4,3272	4,9860	5,5263	3,6058
Jarque-Bera	3,4904	7,5262	9,1253	16,1594	0,6676
Probability	0,1746	0,0232	0,0104	0,0003	0,7162
Sum	-78,9028	0,3075	0,3988	0,2404	-0,5222
Sum Sq. Dev,	622,3700	0,0252	0,1173	0,2776	0,2869
Observations	42	42	42	42	42

TABLA 3. ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA PARA VARIABLES EN PRIMERA DIFERENCIA.

Fuente: SIU, DANE y Banco de la República. Elaboración propia.

Nota: Las estadísticas presentadas corresponden a las primeras diferencias de las variables en logaritmos, excepto por el caso de la variable de número de personas por vivienda. *Ln CMe* es el logaritmo natural consumo medio del estrato dos; *Ln Pe* es el logaritmo natural del precio real de la energía en el estrato dos; *Ln Pg* es el logaritmo natural del precio real del gas medido en kWh; *Ln Y* es el logaritmo natural del ingreso real promedio de los hogares del estrato dos; *Nv* es el número de habitantes por hogar en el estrato dos.

El número de personas por hogar muestra un comportamiento decreciente en 0,01 personas menos por trimestre en cada vivienda. Aunque esta variable debe analizarse como un número entero, este valor indica que cada vez hay menos personas por hogar en el estrato dos del Valle de Aburrá.

En la Figura 11 se presentan las trayectorias de las series en diferencias. Aunque la estadística descriptiva muestra una tendencia en las variaciones de las series, los cambios son muy cercanos a cero. Es posible entonces que éstas se comporten como ruido blanco, hecho que podrá verse en el capítulo siguiente.

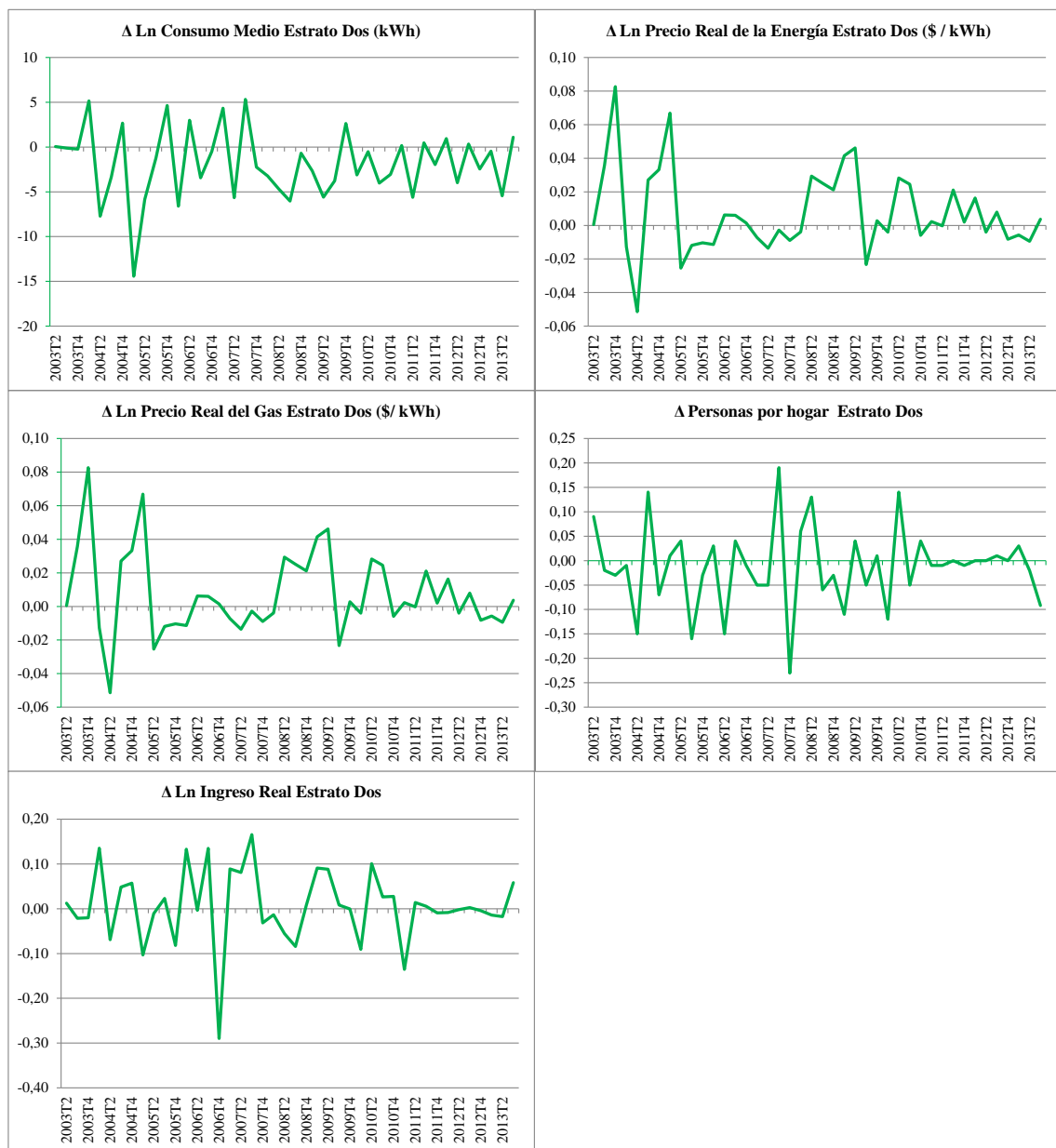


FIGURA 11. SERIES EN LA PRIMERA DIFERENCIA DEL LOGARITMO NATURAL.

Fuente: SIU, DANE y Banco de la República. Elaboración propia.

Estimación del Modelo

En el capítulo dedicado a la metodología utilizada en este trabajo, se realizó una descripción del procedimiento realizado para estimar el modelo. A continuación se presentan los resultados de cada etapa.

Pruebas de raíces unitarias

Observando la Figura 12 donde se encuentran las series analizadas, es posible sospechar que no se trata de series estacionarias; sin embargo esto se comprobó mediante las pruebas de raíces unitarias. Para el caso se recurrió a estimar tres pruebas: la prueba aumentada de Dickey-Fuller (ADF), la prueba Phillips-Perron y la de Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (KPSS). En la Tabla 4 se muestran los resultados.

Prueba		LnCMe		LnPe		LnY		Nv		Ln Pg	
		t-Stat.	Prob.*	t-Stat.	Prob.*	t-Statistic	Prob.*	t-Statistic	Prob.*	t-Stat.	Prob.*
ADF test statistic		0.3679	0.9791	-1.7610	0.3940	-2.7478	0.0747	-2.0008	0.2854	-3.1295	0.1132
Test critical values:	1% level	-3.6010		-3.6010		-3.5966		-3.6056		-4.1985	
	5% level	-2.9350		-2.9350		-2.9332		-2.9369		-3.5236	
	10% level	-2.6058		-2.6058		-2.6049		-2.6069		-3.1929	
		Adj. t-Stat	Prob.*	Adj. t-Stat	Prob.*	Adj. t-Stat	Prob.*	Adj. t-Stat	Prob.*	Adj. t-Stat	Prob.* solo
Phillips-Perron test statistic		0.6546	0.9896	-1.5688	0.4894	-2.7650	0.0720	-1.2228	0.6558	-2.1445	0.2290
Test critical values:	1% level	-3.5966		-3.5966		-3.5966		-3.5966		-3.5966	
	5% level	-2.9332		-2.9332		-2.9332		-2.9332		-2.9332	
	10% level	-2.6049		-2.6049		-2.6049		-2.6049		-2.6049	
			LM-Stat.		LM-Stat.		LM-Stat.		LM-Stat.		LM-Stat.
KPSS test statistic			0.8069		0.7690		0.7868		0.7425		0.1730
Asymptotic critical values*:	1% level		0.7390		0.7390		0.7390		0.7390		0.2160
	5% level		0.4630		0.4630		0.4630		0.4630		0.1460
	10% level		0.3470		0.3470		0.3470		0.3470		0.1190

TABLA 4. PRUEBAS DE RAÍCES UNITARIAS DE LAS SERIES EN LOGARITMO NATURAL.

Fuente: SIU, DANE y Banco de la República. Elaboración propia.

Nota: todas las pruebas se realizaron sobre las series en logaritmo natural, excepto por el caso de Nv (número de personas por hogar); esta prueba se hizo sobre la serie en niveles.

En la prueba ADF y Phillips-Perron la hipótesis nula plantea la existencia de raíz unitaria, mientras que en la KPSS, H_0 propone que las series son estacionarias, los resultados indican que todas las variables tienen raíz unitaria.

De acuerdo a la metodología planteada, se procedió a realizar las pruebas sobre las series en su primera diferencia. Los resultados se encuentran en la Tabla 5:

Prueba		$\Delta \ln CMe$		$\Delta \ln Pe$		$\Delta \ln Y$		$\Delta N2$		$\Delta \ln Pg$	
		t-Stat.	Prob.*	t-Stat.	Prob.*	t-Stat.	Prob.*	t-Stat.	Prob.*	t-Stat.	Prob.*
ADF test statistic		-3,4509	0,0010	-4,9597	0,0000	-6,1941	0,0000	-10,6119	0,0000	-5,3232	0,0000
Test critical values:	1% level	-2,6241		-2,6226		-2,6256		-2,6226		-2,6226	
	5% level	-1,9493		-1,9491		-1,9496		-1,9491		-1,9491	
	10% level	-1,6117		-1,6118		-1,6116		-1,6118		-1,6118	
		Adj. t-Stat	Prob.*	Adj. t-Stat	Prob.*	Adj. t-Stat	Prob.*	Adj. t-Stat	Prob.*	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic		-6,8047	0,0000	-4,9386	0,0000	-11,3845	0,0000	-11,0733	0,0000	-5,4393	0,0000
Test critical values:	1% level	-2,6226		-2,6226		-2,6226		-2,6226		-2,6226	
	5% level	-1,9491		-1,9491		-1,9491		-1,9491		-1,9491	
	10% level	-1,6118		-1,6118		-1,6118		-1,6118		-1,6118	
			LM-Stat.		LM-Stat.		LM-Stat.		LM-Stat.		LM-Stat.
KPSS test statistic			0,2102		0,1781		0,2170		0,0265		0,1375
Asymptotic critical values*:	1% level		0,7390		0,7390		0,7390		0,7390		0,7390
	5% level		0,4630		0,4630		0,4630		0,4630		0,4630
	10% level		0,3470		0,3470		0,3470		0,3470		0,3470

TABLA 5. PRUEBAS DE RAÍCES UNITARIAS SOBRE LAS SERIES EN DIFERENCIAS.

Fuente: SIU, DANE y Banco de la República. Elaboración propia.

Estas pruebas se plantearon sin constante y sin tendencia, y en todos los casos se observa que no hay presencia de raíz unitaria. La diferenciación de las variables da como resultado series estacionarias.

Considerando las pruebas de raíces unitarias sobre las series en niveles, se procedió plantear el modelo VEC.

El precio real del gas, el ingreso real y el número de personas por hogar se estimaron en el modelo como variables exógenas, y además se incluyó la variable *dummy* que recoge la información sobre la unificación tarifaria por la adquisición de EADE a partir del primer trimestre de 2008.

Prueba de Cointegración

La prueba de cointegración de Johansen reconoce el mínimo de relaciones cointegrantes entre las variables endógenas incluidas. Para este trabajo se realizó sobre el logaritmo natural del consumo medio y del precio real de la energía. La hipótesis nula plantea el número máximo de vectores de cointegración, y se realiza de forma secuencial hasta que se encuentra la cantidad que permite rechazar H_0 .

En la Tabla 6 se muestran los resultados, y se puede probar que hay presencia de por lo menos un vector de cointegración entre el precio real de la energía y el consumo medio. La cointegración se presenta con constante y tendencia; la prueba sugirió utilizar dos rezagos en el modelo VEC (Tabla 7).

$r0$	LR	pval	90%	95%	99%	Decisión
0	31.85	0.0066	23.32	25.73	30.67	Rechazo
1	5.39	0.5522	10.68	12.45	16.22	No Rechazo

TABLA 6. TEST DE COINTEGRACIÓN DE JOHANSEN . ELABORACIÓN PROPIA.

Criterio	Rezagos Óptimos
Akaike Info Criterion	10
Final Prediction Error	2
Hannan-Quinn Criterion	2
Schwarz Criterion	1

TABLA 7. CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LOS REZAGOS ÓPTIMOS DE LAS VARIABLES ENDÓGENAS.
Elaboración propia.

Modelo VEC

El modelo se estimó con constante y tendencia dentro del vector de corrección de error, dos rezagos en las variables endógenas y la presencia de estacionalidad. Para las variables exógenas se definió el tiempo t (sin rezagos) para encontrar la elasticidad de corto plazo. La representación matricial es la siguiente:

$$\begin{bmatrix} \Delta \text{LnCMe}_t \\ \Delta \text{LnPe}_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \end{bmatrix} \left[\begin{bmatrix} \beta_1 & \beta_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{LnCMe}_{t-1} \\ \text{LnPe}_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \beta_3 & \beta_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C \\ \text{Tend}_{t-1} \end{bmatrix} \right] + \Gamma_1 \begin{bmatrix} \Delta \text{LnCMe}_{t-1} \\ \Delta \text{LnPe}_{t-1} \end{bmatrix} \\ + \Gamma_2 \begin{bmatrix} \Delta \text{LnCMe}_{t-2} \\ \Delta \text{LnPe}_{t-2} \end{bmatrix} + B_0 \begin{bmatrix} \Delta \text{LnPg}_t \\ \Delta N_t \\ \Delta \text{LnY}_t \end{bmatrix} + C_0 \begin{bmatrix} \text{eade}_t \\ S_{1t} \\ S_{2t} \\ S_{3t} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{1t} \\ u_{2t} \end{bmatrix}$$

Modelo 1- Sin restricciones

A continuación se presentan los resultados del modelo estimado sin restricciones. La desviación estándar se muestra debajo de cada coeficiente.

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} \widehat{\Delta \ln CMe}_t \\ \widehat{\Delta \ln Pe}_t \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} -0.750 \\ (0.196) \\ 0.041 \\ (0.237) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1.000 & 0.522 \\ \dots & (0.108) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{\ln CMe}_{t-1} \\ \widehat{\ln Pe}_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -7.872 & 0.008 \\ (0.505) & (0.001) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{C} \\ \widehat{Tend}_{t-1} \end{bmatrix} \\
 &+ \begin{bmatrix} -0.011 & 0.031 \\ (0.148) & (0.108) \\ -0.153 & 0.116 \\ (0.208) & (0.152) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{\Delta \ln CMe}_{t-1} \\ \widehat{\Delta \ln Pe}_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0.317 & 0.101 \\ (0.135) & (0.103) \\ -0.266 & -0.296 \\ (0.190) & (0.144) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{\Delta \ln CMe}_{t-2} \\ \widehat{\Delta \ln Pe}_{t-2} \end{bmatrix} \\
 &+ \begin{bmatrix} 0.009 & -0.033 & 0.072 \\ (0.042) & (0.032) & (0.029) \\ 0.014 & 0.076 & -0.022 \\ (0.060) & (0.045) & (0.040) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{\Delta \ln Pg}_t \\ \widehat{\Delta N}_t \\ \widehat{\Delta \ln Y}_t \end{bmatrix} \\
 &+ \begin{bmatrix} -0.005 & -0.009 & -0.024 & -0.019 \\ (0.004) & (0.007) & (0.007) & (0.007) \\ 0.005 & 0.012 & 0.004 & 0.008 \\ (0.006) & (0.010) & (0.010) & (0.010) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{eade}_t \\ \widehat{S}_{1t} \\ \widehat{S}_{2t} \\ \widehat{S}_{3t} \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

En las pruebas realizadas sobre los residuales de este modelo, se encuentran problemas de autocorrelación. El detalle de los resultados puede observarse en el Anexo A.

Modelo 2- Con restricciones

Considerando que las pruebas sobre los residuales del Modelo 1 muestran que la inferencia estadística no puede realizarse, se procedió a estimar el mismo modelo imponiendo restricciones sobre las matrices α , B y C; en otras palabras lo que se hizo fue imponer ceros en algunos de los valores de las matrices a estimar correspondientes a los coeficientes de velocidad de ajuste del precio real de la energía, las variables exógenas y de las variables de estacionalidad.

Para definir las restricciones, se procedió a revisar la significancia estadística de los coeficientes estimados en el Modelo 1. Considerando que el objetivo de este trabajo es conocer el comportamiento del consumo medio, se definió imponer las restricciones para el precio de la energía en relación con las variables exógenas y en la matriz de velocidad de ajuste. Adicionalmente se observa que tampoco hay relevancia de las variables estacionales con el precio, y por eso también se impusieron restricciones en estos elementos de la matriz. Se evidencia también que la variable *eade* no tiene significancia en el consumo medio ni en el precio, y también ésta fue restringida para la estimación del segundo modelo. Finalmente, tampoco hay significancia estadística entre el número de personas y el precio del gas natural, por lo que también se impusieron

restricciones en estos elementos.

Por lo anterior, el modelo estimado sólo tuvo a $\Delta \text{Ln}Y_t$ (ingreso) como variable exógena y las variables determinísticas de las estacionalidades.

Esta es la forma matricial del segundo VEC, que también se calculó con tendencia e intercepto y sin rezagos en las variables exógenas.

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta \widehat{\text{Ln}CMe}_t \\ \Delta \widehat{\text{Ln}Pe}_t \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} -0.834 \\ (0.149) \\ - \\ - \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1.000 & 0.522 \\ - & (0.108) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{\text{Ln}CMe}_{t-1} \\ \widehat{\text{Ln}Pe}_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -7.872 & 0.008 \\ (0.505) & (0.001) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{C} \\ \widehat{Tend}_{t-1} \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} 0.119 & 0.005 \\ (0.116) & (0.108) \\ -0.244 & 0.134 \\ (0.144) & (0.133) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \widehat{\text{Ln}CMe}_{t-1} \\ \Delta \widehat{\text{Ln}Pe}_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0.320 & 0.136 \\ (0.108) & (0.102) \\ -0.168 & -0.281 \\ (0.147) & (0.134) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \widehat{\text{Ln}CMe}_{t-2} \\ \Delta \widehat{\text{Ln}Pe}_{t-2} \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} - & - & 0.063 \\ - & - & (0.027) \\ - & - & - \\ - & - & - \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \widehat{\text{Ln}Pg}_t \\ \Delta \widehat{N}_t \\ \Delta \widehat{\text{Ln}Y}_t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} - & -0.008 & -0.024 & -0.017 \\ - & (0.007) & (0.007) & (0.007) \\ - & - & - & - \\ - & - & - & - \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{eade}_t \\ \widehat{S}_{1t} \\ \widehat{S}_{2t} \\ \widehat{S}_{3t} \end{bmatrix} \end{aligned}$$

En el Anexo B se muestran las pruebas sobre los residuales de este modelo (Modelo 2), y se observa que se ha corregido el problema de autocorrelación de la estimación inicial.

Análisis de impulso-respuesta

En la Figura 12 se presenta la trayectoria de un impulso del precio sobre el consumo medio; esta da como resultado una elasticidad precio de la demanda de -0.561 en el largo plazo. La estimación de corto plazo indica una elasticidad (trimestral) precio de la demanda de -0.381. Estos valores de corto y largo plazo se asemejan a los de la literatura revisada, indicando que el modelo planteado coincide con investigaciones similares, y se observa que según lo esperado, las elasticidades de largo plazo son mayores a las de corto plazo.

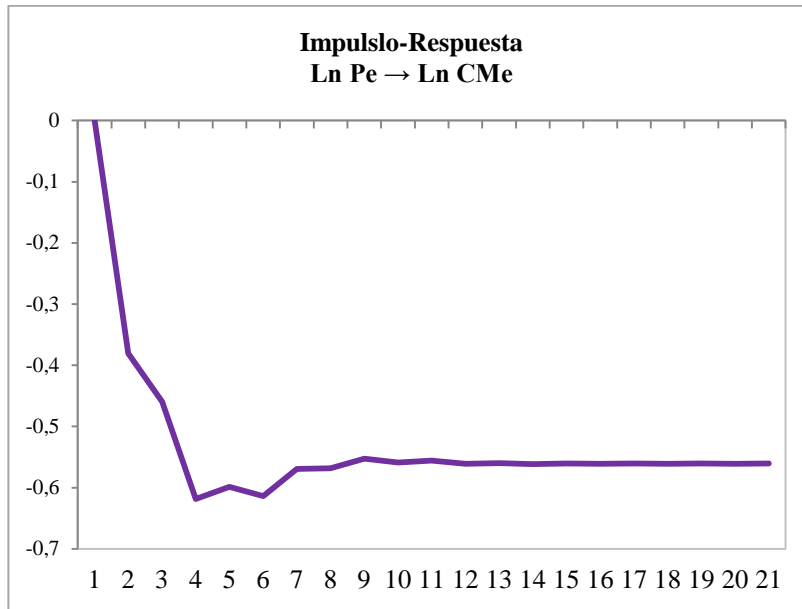


FIGURA 12. IMPULSO-RESPUESTA ENTRE EL CONSUMO MEDIO Y EL PRECIO REAL DE LA ENERGÍA.
Elaboración propia.

Elasticidad Ingreso de la Demanda

La elasticidad ingreso de la demanda de corto plazo es de 0,063. Su signo coincide con los supuestos microeconómicos del modelo, y con los resultados de los estudios revisados. Se destaca su significancia estadística, debido a que en los otros trabajos de investigación presentados, esta variable no siempre ha sido relevante en el corto plazo.

Estacionalidad de la Demanda

La estacionalidad trimestral de la demanda reflejada en los coeficientes de variables *dummy* centradas S_{1t} , S_{2t} , S_{3t} , tienen significancia estadística y se interpretan así para cada trimestre:

$$CS_{1t} = 0.75(0.008) - 0.25(-0.024) - 0.25(-0.017) = 0.00425$$

$$CS_{2t} = -0.25(0.008) + 0.75(-0.024) - 0.25(-0.017) = -0.01175$$

$$CS_{3t} = -0.25(0.008) - 0.25(-0.024) + 0.75(-0.017) = -0.00475$$

$$CS_{4t} = -0.25(0.008) - 0.25(-0.024) - 0.25(-0.017) = 0.01225$$

Estas estacionalidades muestran un menor o mayor nivel de consumo porcentual en el trimestre correspondiente. El último trimestre (S_4) es el de mayor estacionalidad positiva con un efecto del 1.225% sobre el consumo medio; mientras que el segundo trimestre del año presenta una

disminución del 1.175%. Estas estacionalidades coinciden con lo observado, y la evidencia empírica muestra que en la temporada de la celebración navideña (que sucede durante S_4) se presenta mayor consumo de energía. Los meses de abril y junio han sido por lo general los de menor consumo del sector residencial. Este dato afecta directamente a los Operadores de Red, quienes deben estimar la capacidad requerida y las compras de energía.

Dentro de los objetivos específicos también se buscaba encontrar elasticidades de corto plazo para el número de personas y el precio del gas natural; sin embargo en la estimación del Modelo 1 se mostró que estas no presentaron significancia estadística. Se sugeriría profundizar una línea de investigación que ofrezca mayor información sobre estas variables.

Para conveniencia del lector, a continuación se presenta el cuadro resumen de las elasticidades estimadas:

Elasticidad	Corto Plazo	Largo Plazo
Elasticidad precio de la demanda	-0.3810	-0.5610
Elasticidad ingreso de la demanda	0.0631	-
Elasticidad del consumo en el trimestre 1	0.0042	-
Elasticidad del consumo en el trimestre 2	-0.0118	-
Elasticidad del consumo en el trimestre 3	-0.0048	-
Elasticidad del consumo en el trimestre 4	0.0123	-

TABLA 8. ELASTICIDADES
Elaboración propia.

Conclusiones

Inicialmente se concluye que las elasticidades encontradas tanto de corto y largo plazo son coherentes con la intuición, y la teoría microeconómica en sentido y magnitud. Los valores estimados coinciden con los de los estudios revisados, que corresponden a diferentes países y continentes. Es claro entonces que la energía, como bien necesario, muestra un comportamiento similar para diferentes culturas y poblaciones a nivel global.

La elasticidad precio de la demanda de largo plazo es superior a la de corto plazo, coincidiendo con la literatura revisada; adicionalmente ambas muestran la inelasticidad de la demanda de energía ante el precio. Sin embargo, se puede afirmar que el incremento del precio real de la energía de los últimos años ha incidido en la disminución del consumo medio. Este comportamiento es importante en la planeación de las empresas en tiempos de sequías donde se presentan aumentos en el costo de la energía o ante cambios regulatorios que afecten el precio percibido por los usuarios, facilitando el cálculo del efecto a corto y largo plazo sobre la demanda.

En el corto plazo, la elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica para el estrato dos es positiva y se encuentra dentro del marco de los estudios analizados. La estacionalidad mostró el comportamiento esperado; para la etapa decembrina se incrementa el consumo y para la época de semana santa y junio se muestra una disminución. Esta información es importante en las etapas de planeación de los operadores de red, tanto para las compras de energía, como para sus presupuestos de ingresos.

Como líneas de investigaciones futuras, se propone continuar con la estimación de elasticidades de corto y largo plazo para los demás estratos del Valle de Aburrá. También sería interesante profundizar en modelos que permitan cuantificar el efecto del esquema de subsidios sobre la elasticidad del ingreso.

Bibliografía

- Athukorala, P. P. A., & Wilson, C. (2010). Estimating short and long-term residential demand for electricity: New evidence from Sri Lanka. *Energy Economics*, 32, S34-S40.
- Box, G. E. P., G. M. Jenkins, and G. C. Reinsel. *Time Series Analysis: Forecasting and Control*. 3rd ed. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1994.
- Dergiades, T. & Tsoulfidis, L. (2008). Estimating residential demand for electricity in the United States, 1965–2006. *Energy Economics*, 30(5), 2722-2730.
- Enders, W. (2002). *Applied Econometric Time Series*. Ames, IA: John Wiley & Sons, Inc.
- Engle, R.F. y Granger, C. (1987). Co-integration and Error-Correction: Representation, estimation and testing. *Econometrica*, Vol.55 (2): 251-276.
- Erdogdu, E. (2007). Electricity demand analysis using cointegration and ARIMA modeling: A case study of Turkey. *Energy policy*, 35(2), 1129-1146.
- Fisher, F. M. & Kaysen C. (1962). *A study in econometrics: The demand for electricity in the United States* (Vol. 27). North-Holland Pub. Co.
- Fouquet, R. (1995). The impact of VAT introduction on UK residential energy demand: An investigation using the cointegration approach. *Energy Economics*, 17(3), 237-247.
- Fullerton, Jr, T. M., Juarez, D. A., & Walke, A. G. (2012). Residential electricity consumption in Seattle. *Energy Economics*, 34(5), 1693-1699.
- Hamilton, J. D. (1994). *Time series analysis*.
- Holtedahl, P., & Joutz, F. L. (2004). Residential electricity demand in Taiwan. *Energy Economics*, 26(2), 201-224.
- Hondroyannis, G. (2004). Estimating residential demand for electricity in Greece. *Energy Economics*, 26(3), 319-334.
- Nakajima, T. (2010). The residential demand for electricity in Japan: an examination using empirical panel analysis techniques. *Journal of Asian Economics*, 21(4), 412-420.
- Narayan, P. K., & Smyth, R. (2005). The residential demand for electricity in Australia: an application of the bounds testing approach to cointegration. *Energy policy*, 33(4), 467-474.
- Nicholson, W. (2006) *Teoría Microeconómica: Principios básicos y ampliaciones (9ª edición)*. México: Thomson.
- Pourazarm, E., & Cooray, A. (2013). Estimating and forecasting residential electricity demand in Iran. *Economic Modeling*, 35, 546-558.

Ramírez H., A., & Zapata, E. L. (2011). Implicaciones de bienestar en el sector residencial de la unificación tarifaria en el servicio de electricidad en el departamento de Antioquia. *Ecos de Economía*, 13(28), 7-52.

República de Colombia, Ley 143 de 1994.

República de Colombia, Resolución CREG 099 de 1997.

República de Colombia, Resolución CREG 082 de 2002.

República de Colombia, Resolución CREG 097 del 2008.

Ruijs, Arjan, (2007). "Welfare and Distribution Effects of Water Pricing Policies". *Working Papers* No. 92, Fondazione Eni Enrico Mattei.

Short and long-run elasticities in US residential electricity demand: a co-integration approach. *Energy Economics*, 19(4), 493-513.

Taylor, L. D. (1975). The demand for electricity: a survey. *The Bell Journal of Economics*, 74-110.

Zachariadis, T., & Pashourtidou, N. (2007). An empirical analysis of electricity consumption in Cyprus. *Energy Economics*, 29(2), 183-198.

Anexo A – Información Adicional Modelo 1

En la Tabla 9 se presentan las pruebas de los residuales del Modelo 1, donde se observa que hay problemas de autocorrelación:

LM-TYPE TEST FOR AUTOCORRELATION with 10 lags

LM statistic:	58,2168
p-value:	0,0313
df:	40

TESTS FOR NONNORMALITY

Reference: Lütkepohl (1993)	
joint test statistic:	3,0762
p-value:	0,5452
degrees of freedom:	4
skewness only:	2,6124
p-value:	0,2708
kurtosis only:	0,4638
p-value:	0,793

ARCH-LM TEST with 16 lags

variable	teststat	p-Value(Chi ²)
u1	10,0061	0,8663
u2	20,4016	0,2027

TABLA 9. PRUEBAS DE LOS RESIDUALES DEL MODELO 1.
Elaboración propia.

Anexo B – Pruebas de Residuales Modelo 2

Las pruebas de los residuales del Modelo 2, estimado con las restricciones sobre la matriz B y la matriz C, muestran que se han corregido los problemas de autocorrelación.

En la Tabla 10 se puede observar que las hipótesis nulas de las pruebas no se rechazan:

LM-TYPE TEST FOR AUTOCORRELATION with 10 lags

LM statistic:	28,1139
p-value:	0,1067
df:	20

TESTS FOR NORMALITY

Reference: Lütkepohl (1993)	
joint test statistic:	3,6368
p-value:	0,4574
degrees of freedom:	4
skewness only:	2,4652
p-value:	0,3915
kurtosis only:	1,1715
p-value:	0,5567

ARCH-LM TEST with 16 lags

variable	teststat	p-Value(Chi ²)
u1	12,9525	0,6762
u2	21,7786	0,1505

TABLA 10. PRUEBAS DE LOS RESIDUALES DEL MODELO 2.
Elaboración propia.