



Identificación de las variables relevantes para implementar la respuesta a la demanda de energía eléctrica en Colombia

William Alberto Martínez Moreno

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión
Medellín, Colombia
2017

Identificación de las variables relevantes para implementar la respuesta a la demanda de energía eléctrica en Colombia

William Alberto Martínez Moreno

Trabajo Final de Maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en Ingeniería - Sistemas Energéticos

Director:

D.Sc. Gestión de Energía y Medio Ambiente, Sergio Botero Botero.

Codirectora:

D.Sc. Económicas y Sociales, Ángela Inés Cadena Monroy.

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión

Medellín, Colombia

2017

Dedicatoria

*Yahvé Dios, por ser mi fortaleza y mi
esperanza.*

*A mi padre José Alberto (Q.E.P.D), por ser un
hombre íntegro y digno ejemplo, y a mi madre
Carmelina por ser la mujer y el motor que me
ha brindado todo su amor, sus desvelos y sus
sacrificios.*

Agradecimientos

Agradezco a la Doctora Ángela Inés Cadena Monroy, Profesora Asociada al Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad de Los Andes y al Profesor Sergio Botero Botero, Profesor Asociado al Departamento de Ingeniería de la Organización Facultad de Minas en la Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín por dirigir este trabajo de grado, por ser mis mentores y brindarme sus conocimientos y la oportunidad de haber laborado para ellos.

A la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, por hacer parte de mi vida personal, laboral y profesional. Ser parte de esta entidad, hace que mi corazón se hinche de orgullo por servir a mi país.

Un agradecimiento muy especial al Doctor Carlos Arturo García Botero, Subdirector de Demanda de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, por apoyarme desde el inicio hasta la culminación de la maestría y por sus apreciaciones y sugerencias para la realización de este trabajo.

A mis compañeros de trabajo de la UPME, German Leonardo Camacho Ahumada e Iván Darío Gómez Reyes, Profesionales Especializados de la Subdirección de demanda, por ser unos excelentes amigos, y por sus comentarios para la realización de éste.

A mi madre Carmelina Moreno Galindo, por ser la persona que lo ha dado todo por mí, para que jamás me falte algo. Por su amor incondicional para forjarme como persona, por estar siempre en los momentos más difíciles acompañándome y apoyándome, por ser todo para mí.

Resumen

El presente trabajo pretende identificar las variables que afectan la demanda de energía eléctrica de tal manera que se puedan brindar señales al mercado eléctrico colombiano para obtener salidas más eficientes. Para comenzar se presenta un marco teórico existente del tratamiento de la demanda de energía eléctrica a nivel internacional como a nivel nacional, con énfasis en aplicaciones relacionadas con la Respuesta a la Demanda. En el capítulo 2 se presentan las correlaciones y las volatilidades asociadas a la demanda y al precio de bolsa de energía eléctrica en Colombia. En el capítulo 3 se realiza el cálculo de la elasticidad precio – demanda a nivel nacional por periodicidad mensual, diaria e intradiaria; y en el capítulo 4 se realiza el cálculo de la elasticidad facturación – consumo a nivel departamental y de ciudades capitales, de acuerdo al tipo de usuario, ubicación y estrato. Se concluye que la demanda de energía eléctrica presenta una mayor elasticidad con respecto al precio de bolsa en los periodos secos o de fenómenos climáticos severos en el corto plazo desde 1996 a 2016. Además, en el mercado regulado urbano los departamentos que se encuentran sobre el nivel del mar presentan mayores elasticidades en los estratos socioeconómicos 4 al 6; y en cuanto al mercado no regulado urbano los sectores de industria y comercio son los que presentan elasticidad.

Palabras clave: Mercado Eléctrico Colombiano, Respuesta a la Demanda, Correlaciones, Volatilidades, Elasticidad Precio – Demanda, Elasticidad Facturación – Consumo.

Abstract

This paper aims to provide signals to Colombian electricity market, in terms of how the demand for electric energy is affected according to the most prevailing variables that influence it. From the above, a theoretical framework state of the art at an international and at a local level, presents the most relevant comments on the topic of Demand Response. Chapter 2 shows correlations and volatilities associated with demand and electricity spot's market price. Chapter 3 calculates price - demand elasticity at a national level with a monthly, daily and intraday periodicity; on the other hand in chapter 4, calculation of elasticity of billing - consumption at departmental level and capital cities is done, according to the kind of user, location and socioeconomic strata. It is concluded that demand for electrical energy presents a greater elasticity with respect to spot price in dry periods or of severe climatic events in the short term from 1996 to 2016. Furthermore, in the urban regulated market, departments that are at sea level have higher elasticities in socioeconomic strata 4 to 6; and as for the unregulated urban market, industry and commerce show billing - consumption elasticity.

Keywords: Colombian Electricity Market, Demand Response, Correlations, Volatilities, Elasticity Price - Demand, Elasticity Billing - Consumption.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Abstract	X
Lista de figuras	XIV
Lista de tablas	XVI
Lista de Símbolos y Abreviaturas	XVII
Introducción	1
Justificación.....	3
Objetivos	3
Objetivo General	3
Objetivos Específicos	3
1. Marco Teórico	5
1.1 Antecedentes.....	10
1.2 Definiciones	12
1.2.1 Elasticidad precio de la demanda.....	12
1.2.2 Elasticidad cruzada de la demanda.....	12
1.2.3 Elasticidad ingreso de la demanda.....	13
1.2.4 Gestión de la demanda	15
1.2.5 Respuesta a la demanda	15
1.2.6 Volatilidad	16
1.3 Metodología para los cálculos de la elasticidad y la volatilidad	17
1.3.1 Elasticidad precio de la demanda y facturación por consumo	19
1.3.2 Volatilidad de la demanda y el precio de bolsa de la electricidad	26
2. Contexto del mercado eléctrico colombiano	27
2.1 Caracterización del mercado eléctrico colombiano	27
2.2 Variables relevantes que pudieran influir en la demanda de energía eléctrica.....	30
2.3 Riesgo e incertidumbre asociada a la Volatilidad	33
2.4 Evolución de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica.....	35

3. Resultados elasticidad precio de la demanda de la energía eléctrica del SIN ..	43
3.1 Resultados elasticidad anual	43
3.2 Resultados elasticidad mensual	46
3.3 Resultados elasticidad diaria	50
3.4 Resultados elasticidad intradiaria	53
4. Resultados de la elasticidad facturación del consumo de la energía eléctrica de Colombia	57
4.1 Resultados elasticidad – departamentos	59
4.1.1 Mercado regulado urbano	60
4.1.2 Mercado no regulado urbano	63
4.2 Resultados elasticidad – Ciudades capitales relevantes.....	66
4.2.1 Mercado regulado urbano	66
4.2.2 Mercado no regulado urbano	69
5. Conclusiones y recomendaciones	73
5.1 Conclusiones.....	73
5.2 Recomendaciones.....	75
A. Anexo: Pruebas de Raíz Unitaria, Rezagos y de Cointegración	77
Anexo A -1: Prueba de Raíz Unitaria para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Anual)	77
Anexo A -2: Prueba de Selección de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Anual).....	79
Anexo A -3: Prueba de Eliminación de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Anual)	80
Anexo A -4: Prueba de Cointegración para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Anual)	81
Anexo A -5: Prueba de Raíz Unitaria para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Mensual)	82
Anexo A -6: Prueba de Selección de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Mensual)	84
Anexo A -7: Prueba de Eliminación de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Mensual).....	86
Anexo A -8: Prueba de Cointegración para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Mensual)	88
Anexo A -9: Prueba de Raíz Unitaria para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Diaria)	89
Anexo A -10: Prueba de Selección de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Diaria)	91
Anexo A -11: Prueba de Eliminación de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Diaria)	92
Anexo A -12: Prueba de Cointegración para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Diaria)	94
B. Anexo: Resultados elasticidades precio de bolsa – demanda de energía eléctrica	95
Anexo B -1: Elasticidad de Corto Plazo del Precio de Bolsa – Demanda de Energía Eléctrica (Mensual)	95

Anexo B -2: Elasticidad de Corto Plazo del Precio de Bolsa – Demanda de Energía Eléctrica (Anual)	97
C. Anexo: Resultados elasticidades facturación por consumo – consumo total ..	99
Anexo C -1: Elasticidad Departamental de la Facturación por Consumo - Consumo Total (Mercado Regulado Urbano)	99
Anexo C -2: Elasticidad Departamental de la Facturación por Consumo - Consumo Total (Mercado No Regulado Urbano)	102
Anexo C -3: Elasticidad Capitales de la Facturación por Consumo - Consumo Total (Mercado Regulado Urbano)	104
Anexo C -4: Elasticidad Capitales de la Facturación por Consumo - Consumo Total (Mercado No Regulado Urbano).....	106
Bibliografía	109

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Revisión bibliográfica – clasificación de documentos publicados	5
Figura 1-2: Modelos constantes	21
Figura 2-1: Evolución de la capacidad efectiva neta por agentes relevantes del mercado	28
Figura 2-2: Índice Herfindahl Hirschmann (IHH) para el sector generación del mercado eléctrico colombiano	29
Figura 2-3: Correlación de la demanda de energía eléctrica con algunas variables relevantes	31
Figura 2-4: Volatilidad de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica.....	34
Figura 2-5: Evolución de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica.....	36
Figura 2-6: Detalle de la evolución de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica en períodos relevantes	38
Figura 2-7: Crecimiento histórico de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica 1996 - 2016.....	40
Figura 2-8: Correlación de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica 1996 - 2016.....	42
Figura 3-1: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (anual)	44
Figura 3-2: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (mensual).....	48
Figura 3-3: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (diaria)	50
Figura 3-4: Curva de carga horaria promedio – demanda de energía eléctrica	54
Figura 3-5: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (intradía).....	55
Figura 4-1: Clasificación de los departamentos por etapa de desarrollo	57
Figura 4-2: Crecimiento económico del PIB de los departamentos del caso de estudio .	59
Figura 4-3: Elasticidad departamental facturación por consumo - consumo total (mercado regulado urbano).....	61
Figura 4-4: Elasticidad departamental facturación por consumo - consumo total (mercado regulado urbano).....	64

Figura 4-5: Elasticidad por ciudades capitales para la facturación por consumo - consumo total (mercado regulado urbano)	68
Figura 4-6: Elasticidad por ciudades capitales para la facturación por consumo - consumo total (mercado no regulado urbano).....	71

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1: Revisión bibliográfica internacional – Algunos documentos analizados	6
Tabla 1-2: Revisión bibliográfica nacional – Algunos documentos analizados	8
Tabla 1-3: Reducción de pico potencial en EE.UU con programas de respuesta a la demanda para ISO (Operadores Independientes del Sistema) y RTO (Organizaciones Regionales de Transmisión).....	11
Tabla 1-4: Reducción de pico potencial con programas de respuesta a la demanda mercado minorista - Región NERC (2012 - 2013)	12
Tabla 1-5: Interpretaciones de los tipos de elasticidades que influyen sobre la demanda	13
Tabla 2-1: Número de agentes por actividad del mercado eléctrico colombiano.....	29
Tabla 2-2: Capacidad efectiva por tipo de generación del mercado eléctrico colombiano	30
Tabla 2-3: Participación PIB por grandes ramas de actividad económica 2011 - 2016...	33
Tabla 2-4: Crecimiento máximo promedio de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica	39
Tabla 3-1: Definiciones de las métricas	43
Tabla 3-2: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (anual)	44
Tabla 3-3: Elasticidad largo plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (anual)	45
Tabla 3-4: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (mensual).....	47
Tabla 3-5: Elasticidad largo plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (mensual).....	49
Tabla 3-6: Elasticidad largo plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (diaria)	52
Tabla 4-1: Niveles de Agregación (Dimensiones) de la Bodega	58
Tabla 4-2: Indicadores de la Bodega	58

Lista de Símbolos y Abreviaturas

Abreviaturas

Abreviatura Término

<i>CAISO</i>	California ISO
<i>CREG</i>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<i>DANE</i>	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
<i>DDV</i>	Demanda Desconectable Voluntaria
<i>DFA</i>	Dickey-Fuller Aumentada
<i>DOE</i>	Department of Energy U.S.
<i>DSC</i>	Demanda en la Subasta de Cargo por Confiabilidad
<i>EG</i>	Engle-Granger
<i>EGA</i>	Engle-Granger Aumentada
<i>EMGESA</i>	Empresa Generadora de Energía S.A. ESP.
<i>EPM</i>	Empresas Públicas de Medellín S.A. ESP.
<i>ERCOT</i>	Electric Reliability Council of Texas
<i>FERC</i>	Federal Energy Regulatory Commission
<i>IDC</i>	Índice Departamental de Competitividad
<i>IHH</i>	Índice Herfindahl Hirschmann
<i>ISO</i>	Independent System Operator
<i>ISO-NE</i>	ISO New England, Inc.
<i>MCA</i>	Modelo de Caminata Aleatoria

Abreviatura Término

<i>MCO</i>	Mínimos Cuadrados Ordinarios
<i>MISO</i>	Midcontinent Independent System Operator
<i>NERC</i>	North American Electric Reliability Corporation
<i>NYISO</i>	New York Independent System Operator
<i>PIB</i>	Producto Interno Bruto
<i>PJM</i>	PJM Interconnection LLC
<i>PP</i>	Phillips-Perron
<i>PPA</i>	Paridad del Poder Adquisitivo
<i>RD</i>	Respuesta a la Demanda
<i>RTO</i>	Regional Transmission Organization
<i>SIN</i>	Sistema Interconectado Nacional
<i>SPP</i>	Southwest Power Pool, Inc.
<i>SUI</i>	Sistema Único de Información
<i>TOU</i>	Time Of Use
<i>VEC</i>	Vectores de Corrección de Errores
<i>XM</i>	Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP.

Introducción

Ante la situación afrontada en el periodo 2015T3 a 2016T1 bajo la presencia del fenómeno atmosférico de El Niño, se estuvo cerca de un racionamiento de energía eléctrica. De hecho, las entidades responsables de la operación del sistema recomendaron comenzar con su preparación y posible ejecución. La situación fue sorteada con un llamado a ahorrar electricidad en la campaña Apagar paga, coordinada directamente desde la Presidencia de la República.

Se han realizado diversos estudios para Colombia en donde se ha evidenciado que la demanda de energía eléctrica es inelástica ante la variación en los precios de la electricidad [1], [2], [3], y [4] , siendo esta un driver esencial para la puesta en marcha de un Programa de Respuesta a la Demanda. Según el Departamento de Energía de los Estados Unidos (acrónimo en inglés DOE) [5], la respuesta a la demanda se define como: “cambios en el patrón habitual de consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios finales en respuesta a cambios en el precio de la energía en el tiempo o por pagos derivados de incentivos diseñados para inducir menor uso de electricidad en momentos de altos precios en bolsa o cuando la confiabilidad del sistema se encuentre en peligro”.

Algunos de los desarrollos regulatorios que existen en Colombia en cuanto a Respuesta a la Demanda (RD), se presentan a continuación:

Gobierno

1. Ley 1715 de 2014 [6]: Busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.
2. Decreto 2492 de 2014 [7]: Da lineamientos para la tarificación en tiempo real.
3. Proyecto de decreto del 15 de abril de 2016 [8]: Establece los lineamientos de política pública para incentivar la autogeneración a pequeña escala, la gestión de la demanda de energía eléctrica y la medición inteligente.

Ente Regulatorio

1. CREG 011 de 2015 [9]: Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica.
 - *“Artículo 1. Objeto: Mediante la presente resolución se adoptan las normas para regular el programa de Respuesta de la Demanda, RD, para el mercado diario en condición crítica. Las normas de esta resolución hacen parte integrante del Reglamento de Operación que regula el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.*
 - *Artículo 2. Ámbito de Aplicación: Esta resolución aplica a los comercializadores que representan a los usuarios interesados en participar voluntariamente en el programa de respuesta de la demanda, así como a la liquidación y recaudo de las transacciones asociadas a dicho programa, que operará dentro de la Bolsa de Energía del Mercado Mayorista”.*
2. Documento CREG – 077 del 22 de octubre de 2014 [10]:

“3.5 Participación demanda en la subasta: La participación de la Demanda en la Subasta de Cargo por Confiabilidad (DSC) sería un elemento que permitiría darle mayor elasticidad a la función de demanda planteada por la CREG, lo que ayudaría a contar con un proceso más competitivo.

 - i. Se convoca a la demanda interesada a que declare las cantidades a desconectar y el precio al que lo haría...*

3.6 Participación de la demanda en la asignación administrada: en la asignación administrada también es posible la participación de la demanda en las mismas condiciones señaladas en el numeral 3.5, con los siguientes ajustes:

 - i. La demanda desconectable tendrá la prioridad en la asignación de OEF...”*
3. Documento CREG-056 de julio de 2014 [11], incentivar la Respuesta de la Demanda, RD, bajo condiciones de escasez en el esquema de la Demanda Desconectable Voluntaria, DDV. Este programa es similar a uno de Confiabilidad.
4. Documento CREG-087 de julio de 2014 [12], Demanda Desconectable Voluntaria (DDV).

Justificación

- La vulnerabilidad energética que posee el país, se debe en gran medida a que su canasta energética está basada en el recurso hídrico.
 - Capacidad Instalada (69,71% - 11.512 MW) a 10/05/2016 Paratec XM [13].
 - Generación 2011-2015 (82,61% - 67,14%) – (48.705 GWh – 44.682 GWh) [13].
- La falta de señales de precio o de incentivos que permitan reducir la demanda de energía eléctrica en los sectores de mayor consumo.
- El consumidor regulado, solo ve un valor promedio de consumo y no conoce por falta de información entre consumir entre una hora u otra. (Cambio Apagar Paga)- Método de Fuerza Febrero – Abril 2016).
- La confiabilidad del sistema ha estado en riesgo, en cuanto a la gestión del cargo por confiabilidad. (Septiembre 2015 – Abril 2016).
- El posible desarrollo de un mercado de energía más robusto y confiable (ej. BETTA - British Electricity Trading and Transmission Arrangements-, PJM, etc.).
- El abuso en cuanto al cobro de tarifas en periodos climáticos severos y una mejor gestión en la demanda tanto de electricidad como de potencia.

Objetivos

Objetivo General

Identificar las principales variables a considerar para la implementación de un programa de Respuesta a la Demanda en el Mercado Eléctrico Colombiano.

Objetivos Específicos

- Analizar los diferentes enfoques que se han tenido en cuenta en el mundo para la implantación de programas de respuesta de la demanda.
- Caracterizar el mercado eléctrico colombiano, con el fin de identificar la viabilidad de implantación de un programa de respuesta a la demanda, y su necesidad.

- Hacer un análisis estadístico de las variables más relevantes en la demanda eléctrica en Colombia, caracterizándolo por regiones o sectores económicos.
- Estimar y analizar estadísticamente las elasticidades de facturación vs consumo de energía, caracterizándola por regiones o sectores económicos.
- Proponer un modelo de seguimiento y revisión de las variables más relevantes para la posible implantación de un programa de respuesta de la demanda.

1. Marco Teórico

Para la realización de la revisión bibliográfica internacional, se indagó a través de la base de datos bibliográfica de resúmenes y citas de artículos de revistas científicas “SCOPUS” [14], en donde se encontró que desde el año 2005 hasta 2016 (agosto) se han publicado 174 documentos, clasificados por tipo de la siguiente manera: Artículo de conferencia (90), Artículo (70), Revisión de conferencia (4), Revisión (4), Capítulo de libro (2), Artículo en prensa (2), Libro (1) y Editorial (1).

Figura 1-1: Revisión bibliográfica – clasificación de documentos publicados

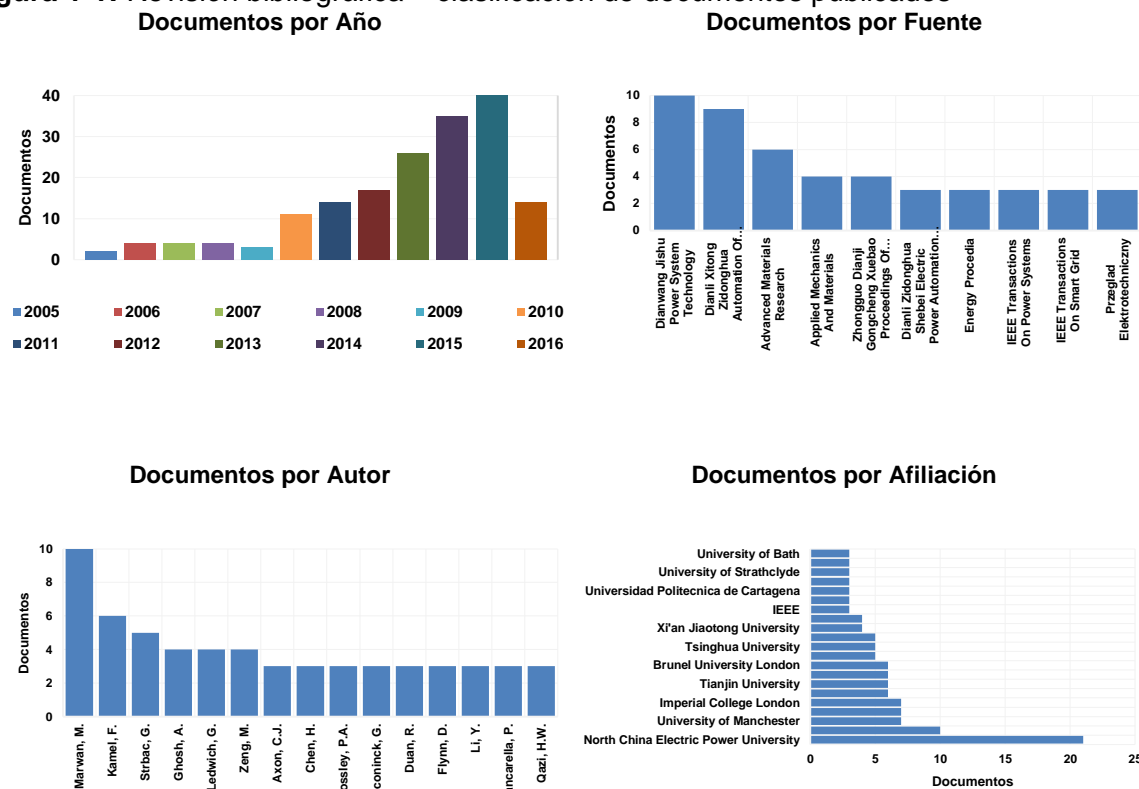
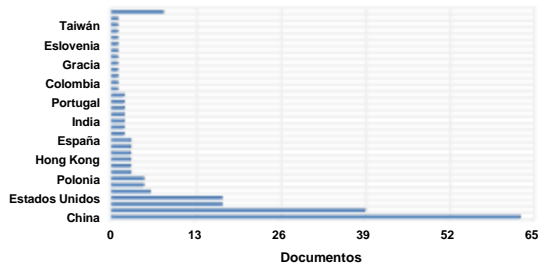
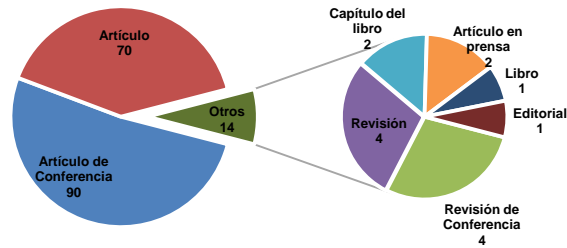


Figura 1-1: (Continuación)
Documentos por País



Documentos por Tipo



Fuente: Elaboración propia con base en [14].

Del universo de documentos que se mostraron en la Figura 1-1, se presentan a continuación en la Tabla 1-1 una muestra de éstos, que permiten evidenciar algunos avances y programas de la Respuesta a la Demanda:

Tabla 1-1: Revisión bibliográfica internacional – Algunos documentos analizados

Referencia	Tipo de documento	Año	País / región	Comentarios / Conclusiones relevantes al tema
Dong J., Xue G. and Li R. [15]	Artículo	2016	China	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La Respuesta de la Demanda de electricidad podría optimizar la interacción con los usuarios, proporciona múltiples servicios, mejora la eficiencia del uso de energía y la confiabilidad del sistema, introduce el consumo y el ajuste de las energías renovables, acelera el logro de los objetivos de ahorro de energía y la reducción de emisiones, pospone el crecimiento de la inversión en equipos, aumentar la eficiencia operativa de los equipos de red, facilitar la investigación y la utilización de las tecnologías de redes inteligentes y hace que los consumidores de electricidad entiendan el concepto de red inteligente en profundidad. ▪ Aplicar precios de la electricidad en tiempo real y la estrategia de oferta - demanda de los usuarios con elasticidad para el consumo de electricidad.

Tabla 1-1: (Continuación)

Referencia	Tipo de documento	Año	País / región	Comentarios / Conclusiones relevantes al tema
Dong J., Xue G. and Li R. [15]	Artículo	2016	China	<ul style="list-style-type: none"> La Respuesta a la demanda, anima a los usuarios a participar activamente en la operación de la red, de acuerdo a la tarifa dinámica o incentivos en cuanto al uso de la electricidad (hábitos de consumo).
Mohajeryami S., Moghaddam I., Doostan M., Vatani B. and Schwarz P. [16]	Artículo	2016	Estados Unidos	<ul style="list-style-type: none"> Los modelos actuales de Respuesta a la Demanda, se basan en muchas simplificaciones que no proporcionan la suficiente flexibilidad frente a las situaciones más complejas (por ejemplo. los clientes residenciales). El artículo propone un modelo que tiene la capacidad para incorporar la disposición de los clientes, y refleja el proceso de toma de decisiones de los individuos en la economía clásica El modelo de Respuesta a la Demanda empleado en el artículo, se basa en la elasticidad de los precios para determinar los parámetros del modelo.
Federal Energy Regulatory Commission (FERC) [17], [18], [19].	Reporte Técnico	2015 2012 2009	Estados Unidos	<ul style="list-style-type: none"> Resultados de los diferentes ISO y RTO que han alcanzado una reducción de pico potencial con Programas de Respuesta a la Demanda. Reducción de pico potencial con programas de respuesta a la demanda para el Mercado Minorista en la Región NERC
North American Electric Reliability Corporation (NERC) [20], [21].	Reporte Técnico y Base de Datos	2015 2010	Estados Unidos	<ul style="list-style-type: none"> Recopila los datos para Gestión de la Demanda y para cuantificar su influencia en la confiabilidad. Realiza un análisis que provee a la industria con una base para proyectar las contribuciones de respuesta a la demanda despachable y no despachable, apoyando proyecciones adecuadas y confiabilidad operacional.

Tabla 1-1: (Continuación)

Referencia	Tipo de documento	Año	País / región	Comentarios / Conclusiones relevantes al tema
PJM Interconnection LLC (PJM) [22], [23]	Reporte Técnico	2016	Estados Unidos	<ul style="list-style-type: none"> Resultados, estadísticas y análisis asociados a los programas de respuesta a la demanda
California ISO (CAISO) [24]	Reporte Técnico	2016	Estados Unidos	<ul style="list-style-type: none"> Resultados, estadísticas y análisis asociados a los programas de respuesta a la demanda

Fuente: Elaboración propia con base en [15] a [24].

A nivel nacional, para la revisión bibliográfica se presentan las tesis realizadas en: la Universidad Tecnológica de Pereira, Pontificia Universidad Javeriana y Universidad EAFIT. (Tabla 1-2).

Tabla 1-2: Revisión bibliográfica nacional – Algunos documentos analizados

Referencia	Tipo de documento	Año	País / región	Comentarios / Conclusiones relevantes al tema
Cardona R., Edison. [1]	Tesis de Maestría en Administración.	2013	Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Para Colombia, la incorporación del modelo que considera el Tiempo de Uso (TOU) con un buen estimativo del precio de bolsa en Tiempo Real y que incentive la participación de los usuarios en respuesta a una señal de precios, gracias a la flexibilidad de sus procesos productivos, representa grandes beneficios para todos los actores del mercado y no requiere de modificaciones a la reglamentación actual, ni inversiones en infraestructura para realizar la implementación. La incorporación de este método de respuesta de la demanda puede representar beneficios importantes, como lo muestran los casos de simulación estudiados, teniendo en cuenta que los UNR del sistema presentan un comportamiento flexible como respuesta a las variaciones en los precios del mercado de energía en el corto plazo.

Tabla 1-2: (Continuación)

Referencia	Tipo de documento	Año	País / región	Comentarios / Conclusiones relevantes al tema
Cardona R., Edison. [1]	Tesis de Maestría en Administración.	2013	Colombia	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se emplean las elasticidades de la tesis de maestría de Baratto C., Paola & Cadena, Ángela I.
Grajales E., Cristian D., Figueroa P., Luis F. [2]	Tesis de Pregrado en Ingeniería Eléctrica.	2012	Colombia	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se pudo verificar que el sistema eléctrico colombiano no responde ante variaciones en los precios y tarifas. ▪ El primer acercamiento de Respuesta en Demanda en Colombia se presenta con el nombre de Demanda Desconectable Voluntaria (DDV). ▪ La falta de una buena respuesta en demanda, siempre ha sido la principal razón para el incremento de los precios y la sobrecarga en los sistemas eléctricos. ▪ Con base en la información obtenida para 60 de los 100 mayores consumidores industriales y comerciales colombianos, para el período enero de 2005 a marzo de 2010, se ha comprobado la hipótesis de baja elasticidad de estos usuarios a los precios pactados en los contratos de largo plazo entre éstos y sus comercializadores. ▪ Se observa que la elasticidad hallada puede tener un sesgo determinado por el efecto del consumo en el período anterior, el cual explica un 39% el consumo en el período t. ▪ El coeficiente del costo de las restricciones del trimestre anterior no resulta en magnitud importante, lo cual refuerza la hipótesis de inelasticidad al precio de los usuarios no regulados, en cuanto no reaccionan al incremento observado de los precios; en este caso, representado por el costo de restricciones asignado en el trimestre anterior.

Tabla 1-2: (Continuación)

Referencia	Tipo de documento	Año	País / región	Comentarios / Conclusiones relevantes al tema
Baratto C., Paola. [4]	Tesis de Maestría en Economía	2010	Colombia	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La desconexión que existe actualmente entre el mercado minorista y mayorista de compra / venta de energía eléctrica, hacen que no sea un mercado completamente eficiente porque no permite la participación de todos los agentes de manera directa en la formación del precio. ▪ No todos los tipos de clientes pueden involucrarse en los programas de respuesta de la demanda. ▪ Las empresas comercializadores han detectado que la falta de respuesta de los clientes a los precios, es ocasionada en parte por las asimetrías de información existentes en el mercado. ▪ Es importante aclarar que para este estudio se asumieron valores de elasticidad tomados de estudios internacionales.

Fuente: Elaboración propia con base en [1] a [4].

1.1 Antecedentes

Partiendo de la premisa que la demanda de electricidad es inelástica al precio en el corto plazo, Braithwait & Eakin [25] exponen que la respuesta de los precios en el mercado minorista está ausente en gran parte, debido a que los precios en el mercado minorista por lo general no varían, ante lo cual, no existe incentivo para responder por parte de los clientes. Además, sugiere que el desafío de la respuesta a la demanda con respecto al mercado minorista es contar con estructuras de precios más dinámicas para éste mercado.

Por otra parte, Parkin [26] en la tabla 4.1 de su libro de Economía, ratifica claramente que la demanda de electricidad es inelástica. No obstante, la Comisión Federal Reguladora de Energía [17] (su acrónimo en inglés FERC) ha mostrado varios resultados de los diferentes ISO (Independent System Operator) y RTO (Regional Transmission Organization) de energía en Estados Unidos, tales como: California ISO (CAISO), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), ISO New England, Inc. (ISO-NE), Midcontinent Independent System Operator (MISO), New York Independent System Operator (NYISO), PJM Interconnection, LLC (PJM), Southwest Power Pool, Inc. (SPP), que han alcanzado una reducción de pico potencial con Programas de Respuesta a la Demanda. (Tabla 1-3)

Tabla 1-3: Reducción de pico potencial en EE.UU con programas de respuesta a la demanda para ISO (Operadores Independientes del Sistema) y RTO (Organizaciones Regionales de Transmisión)

RTO/ISO	2013		2014	
	Potential Peak Reduction (MW)	Percent of Peak Demand *	Potential Peak Reduction (MW)	Percent of Peak Demand *
California ISO (CAISO)	2,180 ¹	4.8%	2,316 ⁴	5.1%
Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)	1,950 ²	2.9%	2,100 ³⁰	3.2%
ISO New England, Inc. (ISO-NE)	2,100 ³	7.7%	2,487 ³¹	10.2%
Midcontinent Independent System Operator (MISO)	9,797 ⁴	10.2%	10,356 ³²	9.0%
New York Independent System Operator (NYISO)	1,307 ⁵	3.8%	1,211 ³³	4.1%
PJM Interconnection, LLC (PJM)	9,901 ⁶	6.3%	10,416 ³⁴	7.4%
Southwest Power Pool, Inc. (SPP)	1,563 ⁷	3.5%	48 ³⁵	0.1%
Total ISO/RTO	28,798	6.1%	28,934	6.2%

Sources:
¹ CAISO 2013 Annual Report on Market Issues & Performance
² ERCOT Quick Facts (Nov. 2013)
³ ISO-NE Demand Response Asset Enrollments (Jan. 8, 2014), p. 2.
⁴ 2013 State of the Market Report for the MISO Electricity Markets, p.72. This figure excludes 366 MW of emergency demand response that is also classified as LMR.
⁵ 2013 Annual Report on Demand Side Management programs of the New York Independent System Operator, Inc., ER01-3001, et al. (Jan. 15, 2014)
⁶ PJM 2013 Demand Response Operations Markets Activity Report, pp. 3-4 (Apr. 18, 2014). Figure represents "unique MW."
⁷ SPP Fast Facts (as of Dec. 2013)
⁸ Sources for peak demand data include: California ISO 2013 & 2014 Annual Reports on Market Issues and Performance; ERCOT 2013 & 2014 Demand and Energy Reports; ISO-NE Net Energy and Peak Load Report (Apr. 2014 & Apr. 2015); 2013 & 2014 State of the Market Reports for the MISO Electricity Markets; 2013 & 2014 State of the Market Reports for the New York ISO Markets; 2013 & 2014 PJM State of the Markets Reports, Vol. 2; SPP 2013 State of the Market Report; SPP Fast Facts (Dec. 2014).
⁹ CAISO 2014 Annual Report on Market Issues & Performance, Table 1.3, p. 32 (June 2015)
¹⁰ ERCOT Quick Facts (Dec. 2014)
¹¹ ISO-NE Demand Response Asset Enrollment, presented at Demand Resources Working Group Meeting (Jan. 7, 2015) (data as of Jan. 1, 2013), p. 2.
¹² 2014 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (June 2015)
¹³ 2014 Annual Report on Demand Side Management Programs of the New York Independent System Operator, Inc., ER01-3001 (Jan. 15, 2015), Table 1, p. 7.
¹⁴ PJM 2014 Demand Response Operations Markets Activity Report (Apr. 2015), p. 5. Figure represents "unique MW."
¹⁵ SPP Fast Facts (as of Dec. 31, 2014).
Note: Commission staff has not independently verified the accuracy of the RTO, ISO and Independent Market Monitor reports. Values from source data are rounded for publication.

Fuente: [17].

También se ha evidenciado una reducción de pico potencial con programas de respuesta a la demanda para el mercado minorista en la región que abarca la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de Norte América (su acrónimo en inglés NERC), como se puede apreciar en la Tabla 1-4.

Tabla 1-4: Reducción de pico potencial con programas de respuesta a la demanda mercado minorista - Región NERC (2012 - 2013)

NERC Region	Annual Potential Peak Reduction (MW)		Year-on-Year Change	
	2012	2013	MW	%
AK	27	27	0	0.0%
FRCC	3,306	1,924	-1,383	-41.8%
HI	42	35	-7	-16.8%
MRO	5,567	4,264	-1,303	-23.4%
NPCC	606	467	-139	-23.0%
RFC	5,836	5,362	-475	-8.1%
SERC	6,046	3,254	-2,792	-46.2%
SPP	1,333	1,594	271	20.5%
TRE	480	459	-21	-4.3%
WECC	5,260	4,681	-578	-11.2%
Unspecified	0	28	28	--
Total	28,593	27,095	-1,498	-4.9%

Source: EIA, EIA-861 Demand_Response_2013 and Utility_Data_2013 data files.
Note: Figures from source data are rounded to the nearest megawatt for publication. The percentage change is calculated based on the unrounded figures. Although some entities may operate in more than one NERC Region, EIA data have only one NERC region designation per entity. Commission staff has not independently verified the accuracy of EIA data.

NERC Region	Customer Class				
	Residential	Commercial	Industrial	Transportation	All Classes
AK	5	13	9	0	27
FRCC	817	750	357	0	1,924
HI	20	15	0	0	35
MRO	1,865	801	1,598	0	4,264
NPCC	38	256	160	13	467
RFC	1,545	684	3,133	0	5,362
SERC	1,348	818	6,095	1	8,254
SPP	213	324	1,057	0	1,594
TRE	88	341	31	0	459
WECC	1,037	1,130	2,361	154	4,681
Unspecified	28	0	0	0	28
All Regions	7,003	5,124	14,800	168	27,095

Source: EIA, EIA-861 Demand_Response_2013 and Utility_Data_2013 data files.
Note: Figures from source data are rounded to the nearest megawatt for publication. Although some entities may operate in more than one NERC Region, EIA data have only one NERC region designation per entity. Commission staff has not independently verified the accuracy of EIA data.

Fuente: [17].

1.2 Definiciones

1.2.1 Elasticidad precio de la demanda

Se cita la definición enunciada por Parkin [26]: “La elasticidad precio de la demanda es una medida, carente de unidades, de la sensibilidad de la cantidad demandada de un bien respecto al cambio en su precio cuando todas las demás variables que influyen en los planes de los compradores permanecen sin cambio”.

1.2.2 Elasticidad cruzada de la demanda

Se cita la definición enunciada por Parkin [26]: “Para medir la influencia de un cambio en el precio de un sustituto o complemento utilizamos el concepto de elasticidad cruzada de la demanda. La elasticidad cruzada de la demanda es una medida de la sensibilidad de la demanda de un bien ante el cambio de precio de un sustituto o de un complemento, cuando el resto de los factores permanece sin cambio”.

1.2.3 Elasticidad ingreso de la demanda

Se cita la definición enunciada por Parkin [26]: “La elasticidad ingreso de la demanda, es una medida de la sensibilidad de la demanda de un bien o servicio ante un cambio en el ingreso cuando los demás factores permanecen constantes”.

Tabla 1-5: Interpretaciones de los tipos de elasticidades que influyen sobre la demanda

Elasticidades precio de la demanda		
Una relación se describe como:	Cuando su magnitud es:	Lo cual significa que:
Perfectamente elástica	Infinita	El aumento más pequeño posible en el precio provoca una disminución infinitamente grande en la cantidad demandada*
Elástica	Menor que infinita, pero mayor que 1	La disminución porcentual en la cantidad demandada excede el aumento porcentual en el precio
De elasticidad unitaria	1	La disminución porcentual demandada es igual al aumento porcentual en el precio
Inelástica	Mayor que cero, pero menor que 1	La disminución porcentual en la cantidad demandadas inferior al aumento porcentual en el precio
Perfectamente inelástica	Cero	La cantidad demandada es la misma a todos los precios
Elasticidades cruzadas de la demanda		
Una relación se describe como:	Cuando su magnitud es:	Lo cual significa que:
Sustitutos perfectos	Grande	El aumento más pequeño posible en el precio de un bien ocasiona un aumento infinitamente grande en la cantidad demandada del otro bien
Sustitutos perfectos	Positivo	Si el precio de un bien aumenta, también aumenta la cantidad demandada del otro bien
Bienes no relacionados	Cero	Si el precio de un bien aumenta, la cantidad demandada del otro bien permanece constante
Complementos	Negativo	Si el precio de un bien aumenta, la cantidad demandada del otro bien disminuye

Tabla 1-5: (Continuación)

Elasticidades ingreso de la demanda		
Una relación se describe como:	Cuando su magnitud es:	Lo cual significa que:
Elástica al ingreso (bien normal)	Mayor que 1	El aumento porcentual en la cantidad demandada es mayor que el aumento porcentual en el ingreso
Inelástica al ingreso (bien normal)	Menor que 1, pero mayor que cero	El aumento porcentual en la cantidad demandada es menor que el aumento porcentual en el ingreso
De elasticidad ingreso negativa (bien inferior)	Menor que cero	Cuando aumenta el ingreso, la cantidad demandada disminuye

*En cada descripción, la dirección del cambio puede invertirse. Por ejemplo, en este caso la disminución más pequeña posible en el precio provoca un aumento infinitamente grande en la cantidad demandada.

Fuente: [26].

Dahl [27] hace un recuento desde el embargo petrolero de 1973, en donde menciona que ha habido una abundancia de estudios de energía diseñados a calcular las elasticidades de la demanda por sectores y por energéticos. Estos estudios utilizan una variedad de modelos, que han aumentado en sofisticación y calidad, los cuales poseen una variedad de diseños en el cálculo de la elasticidad. En muchas ocasiones, los datos han sido manipulados por técnicas econométricas que van desde lo simple a lo más complejo. Y sin embargo, a pesar de los intentos, parece que las elasticidades de la demanda son distintas.

Por otra parte [27], sugiere que las grandes variaciones de las elasticidades a través del tiempo y las regiones, son atribuidas a cambios demográficos, políticos y estructurales. Debido a esto, los modelos no son lo suficiente robustos para de capturar éste tipo de fenómenos. Y resalta, que las elasticidades de la demanda pueden ser calculadas empleando precios propios, precios cruzados, ingresos u otras variables relevantes.

1.2.4 Gestión de la demanda

Según la EIA [28], los programas de Gestión de la Demanda (su acrónimo en inglés DSM) consisten en las actividades de planificación, implementación y monitoreo de las empresas eléctricas, diseñadas para incentivar a los consumidores a modificar el nivel y el patrón de uso de la electricidad.

En el pasado, el objetivo principal de la mayoría de los programas de DSM era proporcionar energía rentable y recursos de capacidad para ayudar a diferir la necesidad de nuevas fuentes de energía, incluyendo instalaciones de generación, compras de energía y adiciones de capacidad de transmisión y distribución. Sin embargo, debido a los cambios que están ocurriendo dentro de la industria, las empresas eléctricas también están utilizando DSM como una forma de mejorar el servicio al cliente. La DSM se refiere sólo a las actividades de energía y forma de la carga que se realizan en respuesta a los programas administrados por las empresas de servicios públicos. No se refiere a los cambios derivados de energía y de forma de carga del funcionamiento normal del mercado o de las normas de eficiencia energética impuestas por el gobierno [28].

1.2.5 Respuesta a la demanda

Según el Departamento de Energía de los Estados Unidos (acrónimo en inglés DOE) [5], la Respuesta a la Demanda (RD) se define como: “cambios en el patrón habitual de consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios finales en respuesta a cambios en el precio de la energía en el tiempo o por pagos derivados de incentivos diseñados para inducir menor uso de electricidad en momentos de altos precios en bolsa o cuando la confiabilidad del sistema se encuentre en peligro”.

Por otra parte el DOE [29], expone que la RD ofrece una oportunidad para que los consumidores desempeñen un papel importante en el funcionamiento de la red eléctrica al reducir o cambiar su uso de electricidad durante los períodos pico en respuesta a las tarifas basadas en el tiempo u otras formas de incentivos financieros. Algunos planificadores y operadores de sistemas eléctricos están utilizando programas de RD como opciones de recursos para equilibrar la oferta y la demanda.

Dichos programas pueden reducir el costo de la electricidad en los mercados mayoristas y, a su vez, conducir a tasas menores en el mercado minorista. Los métodos para involucrar a los clientes en los esfuerzos de RD incluyen ofrecer tarifas basadas en el tiempo tales como precios de tiempo de uso, precios máximos críticos, precios máximos variables, precios en tiempo real y reducción de picos críticos. También incluye programas de control de carga directa que proporcionan a las compañías eléctricas la posibilidad de activar y desactivar los aires acondicionados y los calentadores de agua durante períodos de demanda máxima a cambio de un incentivo financiero y menores facturas de electricidad [29].

1.2.6 Volatilidad

Para tener una noción breve de volatilidad, se cita la definición enunciada por The Economic Times [30]:

“Definition of Volatility

Definition: It is a rate at which the price of a security increases or decreases for a given set of returns. Volatility is measured by calculating the standard deviation of the annualized returns over a given period of time. It shows the range to which the price of a security may increase or decrease.

Description: Volatility measures the risk of a security. It is used in option pricing formula to gauge the fluctuations in the returns of the underlying assets. Volatility indicates the pricing behavior of the security and helps estimate the fluctuations that may happen in a short period of time.

If the prices of a security fluctuate rapidly in a short time span, it is termed to have high volatility. If the prices of a security fluctuate slowly in a longer time span, it is termed to have low volatility”.

“La volatilidad se mide mediante el cálculo de la desviación estándar de los retornos anuales durante un período de tiempo determinado. Se muestra el rango en que el precio de un valor puede aumentar o disminuir.

La volatilidad mide el riesgo de un valor. Se utiliza en la fórmula de valoración de opciones para medir las fluctuaciones en los rendimientos de los activos subyacentes. La volatilidad indica la política de precios de la seguridad y ayuda a estimar las fluctuaciones que pueden ocurrir en un corto período de tiempo. Si los precios de un valor fluctúan rápidamente en un corto espacio de tiempo, se denomina a tener una alta volatilidad. Si los precios de un valor fluctúan lentamente en un período de tiempo más largo, se denomina a tener baja volatilidad”.
(Traducción propia.).

1.3 Metodología para los cálculos de la elasticidad y la volatilidad

Para contextualizar la metodología que se utilizará en este trabajo, se exponen algunas experiencias y conclusiones internacionales, en las cuales se han implementado las metodologías de regresión Log-Lineal y de Vector de Corrección del Error (VEC) para el cálculo de elasticidad de largo plazo. Las cuales ha sido una herramienta que ha permitido proponer la formulación de política energética en países como EE.UU., Grecia y Asia.

García Cerrutti [31], emplea un modelo dinámico de variables aleatorias para corregir la heteroscedasticidad y la correlación de los errores en el tiempo y el espacio, en los condados de California. Sin embargo, para llegar a este modelo se realizaron estimaciones con modelos log-lineales y modelos autorregresivos, analizando la dinámica de la demanda y el uso de datos de panel, los cuales brindaron estimaciones consistentes y eficientes de la elasticidad en las demandas de electricidad (sector residencial) y de gas natural. En donde se evidencio, que los datos de panel a nivel de los condados representan con precisión las variaciones en los precios, los ingresos y el tiempo que se producen dentro del estado.

Silk et al. [32], emplea un modelo de corrección de errores para la demanda eléctrica residencial anual de Estados Unidos, analizando las técnicas de cointegración de las variables económicas en el consumo de energía. Además, se concluyó que: a) las elasticidades a corto plazo son la mitad de las elasticidades a largo plazo, b) los cambios de política realizados durante la década de 1960, aunque no estuvieran explícitamente orientados al consumo de energía, pueden haber tenido impactos sobre la demanda similares a los contemplados en los Programas de Acción para el Cambio Climático.

Hondroyannis [33], empleó técnicas de cointegración para estimar la demanda de electricidad residencial y examinó cambios estructurales, ingresos y la sensibilidad en el precio, tanto en el corto como en el largo plazo de la demanda residencial de electricidad en Grecia, la periodicidad de los datos empleada fue mensual, para el período 1986 - 1999. Además, la demanda residencial de largo plazo de la electricidad se calculó teniendo en cuenta los cambios en las condiciones climáticas (temperatura media ponderada) y por el tamaño de la población, el cual se utilizó un análisis multivariante. La función de la demanda residencial en el largo plazo de la electricidad, es sensible a los ingresos reales, al nivel de precios y las condiciones climáticas, para lo cual se empleó la estimación del modelo de vector de corrección de errores (MCE). Se concluyó que: a) el valor de la elasticidad ingreso es igual a 1,56, mientras que el valor de la elasticidad precio es igual a -0,41, y b) la importancia de las desviaciones de corto plazo se presenta utilizando la estimación del vector modelo de corrección de errores. Tres variables se emplean para este fin: el precio real de la electricidad, el ingreso real y la temperatura media ponderada en Grecia.

Chen et al. [34], estimó la relación entre el PIB y el consumo de electricidad en 10 países asiáticos de reciente industrialización, indicando que existe una causalidad a largo plazo bidireccional entre el consumo de electricidad y el crecimiento económico y una causalidad a corto plazo uni-direccional desde el crecimiento económico hacia el consumo de electricidad. Para ello emplearon modelos de vector de corrección de errores (MCE), análisis de raíz unitaria y pruebas de cointegración. En donde se concluyó, que la relación de largo plazo indica que un suministro suficientemente grande de electricidad puede asegurar un mayor nivel de crecimiento económico.

1.3.1 Elasticidad precio de la demanda y facturación por consumo

Se presentarán posteriormente los análisis de elasticidad precio de la demanda (sensibilidad de la demanda ante las variaciones en el precio) y facturación por consumo.

1.3.1.1 Elasticidad de corto plazo - Modelo Log-Lineal

Según Greene [35], se considera el siguiente modelo conocido como el modelo de regresión exponencial:

$$Y_i = \beta_1 X_i^{\beta_2} e^{u_i} \quad 1-1$$

el cual puede ser expresado alternativamente como:

$$\ln Y_i = \ln \beta_1 + \beta_2 \ln X_i + u_i \quad 1-2$$

Donde \ln = logaritmo natural (es decir, logaritmo en base e y donde $e = 2.718$). Si se escribe como:

$$\ln Y_i = \alpha + \beta_2 \ln X_i + u_i \quad 1-3$$

donde $\alpha = \ln \beta_1$, este modelo es lineal en parámetros α y β_2 , lineal en los logaritmos de las variables X e Y puede ser estimado por regresión por Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO). Debido a esta linealidad, tales modelos se denominan modelos log-log, doble-log, o log-lineales.

Si los supuestos del modelo clásico de regresión lineal se cumplen, los parámetros pueden ser estimados por MCO considerando que:

$$Y_i^* = \alpha + \beta_2 X_i^* + u_i \quad 1-4$$

donde $Y_i^* = \ln Y_i$ y $X_i^* = \ln X_i$. Los estimadores MCO obtenidos, $\hat{\alpha}$ y $\hat{\beta}_2$, serán los mejores estimadores lineales insesgados de α y β_2 , respectivamente.

Una característica importante del modelo log-log, que lo ha hecho muy popular en el trabajo empírico, es que el coeficiente de la pendiente β_2 mide la elasticidad de Y con respecto a X , es decir, el cambio porcentual en Y ante un pequeño cambio porcentual de X dado. Así, si Y representa la cantidad demandada de un bien y X su precio unitario, β_2 mide la elasticidad-precio de la demanda, un parámetro de gran interés en economía.

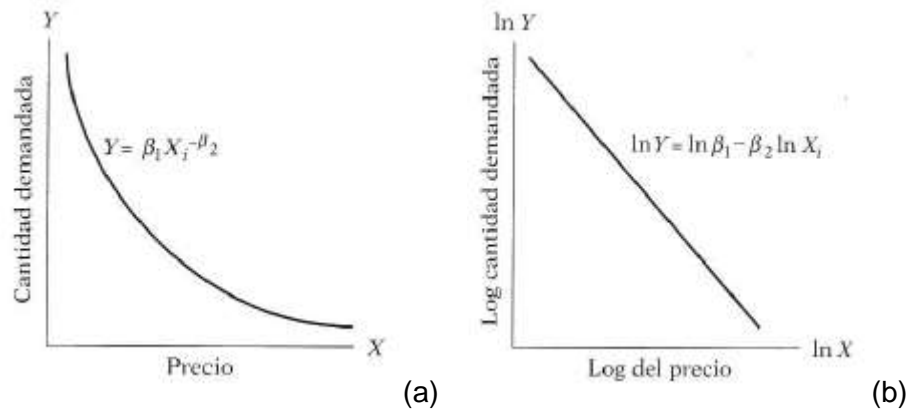
Si la relación entre la cantidad demandada y el precio es como se muestra en la Figura 1-2 (a), la transformación doble-log presentada en la Figura 1-2 (b) dará entonces la estimación de la elasticidad-precio ($-\beta_2$).

Puede observarse dos características especiales del modelo log-lineal: el modelo supone que el coeficiente de la elasticidad entre Y e X , β_2 , permanece constante a través del tiempo de aquí su nombre alternativo modelo de elasticidad constante. En otras palabras, como lo indica la Figura 1-2 (b), el cambio en $\ln Y$ por unidad de cambio en $\ln X$ (es decir, la elasticidad, β_2) permanece igual sin importar en cuál $\ln X$ medimos la elasticidad.

Otro aspecto del modelo es que a pesar de que $\hat{\alpha}$ y $\hat{\beta}_2$ son estimadores insesgados de α y β_2 , $\hat{\beta}_1$ (el parámetro del modelo original) al ser estimado como $\hat{\beta}_1 = \text{antilog}(\hat{\alpha})$ es, de por sí, un estimador sesgado. En la mayor parte de los problemas prácticos, sin embargo, el término intersección es de importancia secundaria y no es necesario preocuparse por obtener este estimador insesgado.

En el modelo de dos variables, la forma más simple de decidir si el modelo log-lineal se ajusta a los datos es graficar el diagrama de dispersión de $\ln Y_i$ frente a $\ln X_i$ y ver si las observaciones caen aproximadamente sobre una línea recta, como en la Figura 1-2 (b).

Figura 1-2: Modelos constantes



Fuente: [35].

1.3.1.2 Elasticidad de largo plazo - Modelo VEC

Un modelo de Vector de Corrección del Error (VEC) [36], [37], [38], [39], es un modelo VAR restringido (habitualmente con sólo dos variables) que tiene restricciones de cointegración incluidas en su especificación, por lo que se diseña para ser utilizado con series que no son estacionarias pero de las que se sabe que son cointegradas. Si las variables X_t e Y_t tiene el mismo orden de integración (de orden 1, habitualmente) y están cointegradas mediante la relación:

$$Y_t = \beta_1 + \beta_2 X_t + u_t \tag{1-5}$$

Entonces el modelo de corrección del error VEC es:

$$\Delta Y_t = \alpha + \delta \Delta X_t + \gamma (Y_{t-1} - \widehat{\beta}_1 - \widehat{\beta}_2 X_{t-1}) + \varepsilon_t = \alpha + \delta \Delta X_t + \gamma \widehat{\mu}_t + \varepsilon_t \tag{1-6}$$

De este modo, las variaciones Y_t (ΔY_t) dependen de las variaciones experimentales en X_t a través de $\delta \Delta_t$ y del equilibrio que se produjo en el periodo anterior

$Y_{t-1} - \widehat{\beta}_1 - \widehat{\beta}_2 X_{t-1}$ a través del término de Corrección del Error (CE):

$$CE = \gamma(Y_{t-1} - \widehat{\beta}_1 - \widehat{\beta}_2 X_{t-1}) \quad 1-7$$

Resumiendo podemos decir que si existe cointegración entre las variables de un modelo, este puede analizarse mediante un modelo de corrección del error (VEC) que representa correctamente el comportamiento dinámico de las series del modelo. Como una función lineal de los cambios en las variables explicativas y del término de corrección de error (CE). [31], [32], [33], [34].

La relación entre la cantidad demandada y el precio a partir de la ecuación 3-6, dará entonces la estimación de la elasticidad-precio $\widehat{\beta}_2$.

1.3.1.3 Prueba de raíz unitaria

De acuerdo a Gujarati [40]:

El punto de partida es el proceso (estocástico) de raíz unitaria es el Modelo de Caminata Aleatoria (MCA) como:

$$Y_t = \rho Y_{t-1} + u_t \quad -1 \leq \rho \leq 1 \quad 1-8$$

donde u_t es un término de error de ruido blanco

Sabemos que si $\rho = 1$, es decir, en el caso de la raíz unitaria, la ecuación 1-8 se convierte en un modelo de caminata aleatoria sin deriva, del cual sabemos también que es un proceso estocástico no estacionario. Por consiguiente, ¿por qué no simplemente hacer la regresión de Y_t sobre su valor rezagado (de un periodo) Y_{t-1} y se averigua si la ρ estimada es estadísticamente igual a 1? De ser así, Y_t es no estacionaria. Ésta es la idea general de la prueba de raíz unitaria para la estacionariedad

Una observación técnica: si $\rho = 1$, la ecuación 1-8 se expresa como $Y_t - Y_{t-1} = u_t$. Ahora, con el operador de rezago L , de modo que $LY_t = Y_{t-1}$, $L^2 Y_t = Y_{t-2}$, etc., la ecuación 1-8 se escribe como $(1 - L)Y_t = u_t$. El término "raíz unitaria" se refiere a la raíz del polinomio en el operador de rezago. Si se tiene $(1 - L) = 0$, $L = 1$, de ahí el nombre de raíz unitaria.

Sin embargo, no podemos estimar la ecuación 1-8 por Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) y probar la hipótesis de que $\rho = 1$ por medio de la prueba t acostumbrada, porque esa prueba tiene un sesgo muy marcado en el caso de una raíz unitaria. Por tanto, manipulamos la ecuación 1-8 de la siguiente forma: restamos Y_{t-1} de ambos miembros de la ecuación 1-8 para obtener:

$$Y_t - Y_{t-1} = \rho Y_{t-1} - Y_{t-1} + u_t = (\rho - 1)Y_{t-1} + u_t \quad 1-9$$

la cual también se expresa como:

$$\Delta Y_t = \delta Y_{t-1} + u_t \quad 1-10$$

donde $\delta = (\rho - 1)$ y Δ , como siempre, es el operador de primeras diferencias.

Por tanto, en la práctica, en vez de estimar la ecuación 1-8, calculamos la ecuación 1-10 y probamos la hipótesis (nula) de que $\delta = 0$, y la hipótesis alternativa es que $\delta < 0$ (Porque $\delta = (\rho - 1)$, por lo que la estacionariedad ρ debe ser menor que uno. Para que esto suceda, δ debe ser negativa). Si $\delta = 0$, entonces $\rho = 1$; es decir, tenemos una raíz unitaria, lo cual significa que la serie de tiempo en consideración es no estacionaria. Antes de proceder con la estimación de la ecuación 1-10 debemos observar que si $\delta = 0$, entonces la ecuación 1-10 se convertirá en:

$$\Delta Y_t = (Y_t - Y_{t-1}) = u_t \quad 1-11$$

Como u_t es un término de error de ruido blanco, entonces es estacionario, lo cual significa que las primeras diferencias de una serie de tiempo de caminata aleatoria son estacionarias, una observación que ya habíamos hecho. Ahora reconsideremos la estimación de la ecuación 1-10. Esto es muy simple: sólo hay que tomar las primeras diferencias de Y_t y hacer la regresión sobre Y_{t-1} , a fin de ver si el coeficiente estimado de la pendiente en esta regresión ($= \hat{\delta}$) es o no cero. Si es cero, concluimos que Y_t es no estacionaria; pero si es negativa, se infiere que Y_t es estacionaria.

La única interrogante es saber con qué prueba averiguar si el coeficiente estimado de Y_{t-1} en la ecuación 1-10 es o no cero. Uno estaría tentado a utilizar la prueba t usual.

Por desgracia, según la hipótesis nula de que $\delta = 0$ (es decir, $\rho = 1$), el valor t del coeficiente estimado de Y_{t-1} no sigue la distribución t ni siquiera en muestras grandes, es decir, no tiene una distribución normal asintótica.

La alternativa empleada para este trabajo final de maestría fue la prueba de raíz unitaria Phillips-Perron (PP).

1.3.1.4 Prueba Dickey-Fuller Aumentada (DFA)

De acuerdo a Gujarati [40]:

Dickey y Fuller desarrollaron una prueba cuando dicho término sí está correlacionado, la cual se conoce como prueba Dickey-Fuller Aumentada (DFA). Esta prueba implica “aumentar” las tres ecuaciones anteriores mediante la adición de los valores rezagados de la variable dependiente ΔY_t . Para un ejemplo específico, suponga que Y_t es una caminata aleatoria con deriva alrededor de una tendencia determinista:

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \beta_2 t + \delta Y_{t-1} + u_t \quad 1-12$$

La prueba DFA consiste en este caso en estimar la siguiente regresión:

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \beta_2 t + \delta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^m \alpha_i \Delta Y_{t-i} + \varepsilon_t \quad 1-13$$

donde ε_t es un término de error puro de ruido blanco y donde $\Delta Y_{t-1} = (Y_{t-1} - Y_{t-2})$, $\Delta Y_{t-2} = (Y_{t-2} - Y_{t-3})$, etc. El número de términos de diferencia rezagados que debemos incluir con frecuencia se determina de manera empírica, con la idea de incluir los términos suficientes para que el término de error en la ecuación 1-13 no esté serialmente relacionado y sea posible obtener una estimación insesgada de δ , el coeficiente de Y_{t-1} rezagado. EViews 8 tiene una opción que selecciona automáticamente la longitud del rezago con base en los criterios de información de Akaike, Schwarz y otros.

En la DFA se sigue probando $\delta = 0$, y además esta prueba sigue la misma distribución asintótica que el estadístico DF, por lo que se sirven los mismos valores críticos.

1.3.1.5 Prueba de raíz unitaria Phillips-Perron

De acuerdo a Gujarati [40]:

Un supuesto importante de la prueba Dickey-Fuller (DF) es que los términos de error u_t están idéntica e independientemente distribuidos. La prueba Dickey-Fuller Aumentada (DFA) ajusta la prueba DF a fin de tener cuidado de una posible correlación serial en los términos de error al agregar los términos de diferencia rezagados de la regresada.

Phillips y Perron utilizan métodos estadísticos no paramétricos para evitar la correlación serial en los términos de error, sin añadir términos de diferencia rezagados. Como la distribución asintótica de la prueba PP es la misma que la prueba DFA.

1.3.1.6 Cointegración

De acuerdo a Gujarati [40]:

En términos económicos, dos variables serán cointegradas si existe una relación de largo plazo, o de equilibrio, entre ambas. La teoría económica a menudo se expresa en términos de equilibrio, como la teoría monetaria cuantitativa de Fisher o la teoría de la paridad del poder adquisitivo (PPA), por mencionar algunas. Como observa Granger: “Una prueba para la cointegración puede considerarse como una preprueba para evitar las situaciones de regresiones espurias”.

En el lenguaje de la teoría de la cointegración, una regresión como en la ecuación 1-12 se conoce como regresión cointegrante, y el parámetro de pendiente β_2 como parámetro cointegrante. El concepto de cointegración puede extenderse a un modelo de regresión que contenga k regresoras, en cuyo caso se tendrán k parámetros cointegrantes.

1.3.1.7 Prueba de cointegración

De acuerdo a Gujarati [40]:

En las publicaciones especializadas se han propuesto varios métodos para probar la cointegración. Aquí consideraremos un método relativamente sencillo: la prueba de raíz unitaria DF o DFA sobre los residuos estimados a partir de la regresión cointegrante: Prueba de Engle-Granger (EG) o prueba de Engle-Granger aumentada (EGA).

Sin embargo, debe tomarse una precaución. Como la u_t estimada de la ecuación 1-12, se basa en el parámetro de cointegración estimado β_2 , los valores críticos de significancia DF y DFA no son del todo apropiados. Por consiguiente, en el contexto actual, las pruebas DF y DFA se conocen como la prueba de Engle-Granger (EG) y la prueba de Engle-Granger aumentada (EGA). Sin embargo, varios paquetes de software (Eviews 8) reportan actualmente estos valores críticos junto con otros resultados.

1.3.2 Volatilidad de la demanda y el precio de bolsa de la electricidad

En la elaboración y análisis de la volatilidad de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica, se aplicará la metodología empleada para el cálculo de un commodity financiero, mediante el cálculo de la desviación estándar. Además, se utilizará la interpretación del riesgo según los fondos de inversión [41], en los cuales utilizan las siguientes escalas:

- Si la volatilidad es menor al 2%, se dice que el riesgo es bajo.
- Si está comprendida entre el 2% y el 8%, el riesgo es medio.
- Si está comprendida entre el 8% y el 20%, el riesgo es alto.
- Si la volatilidad es mayor al 20%, el riesgo es muy alto.

2.Contexto del mercado eléctrico colombiano

2.1 Caracterización del mercado eléctrico colombiano

En Colombia la Ley 143 de 1994 [42], dispone que las empresas que se constituyan con posterioridad a 1994 con el objeto de prestar el servicio público de electricidad y que hagan parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) no podrán tener más de una de las actividades relacionadas con el mismo (Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización).

A continuación se enuncian algunos de los artículos relevantes de ésta ley:

- *“Artículo 7 – Parágrafo: La actividad de comercialización sólo puede ser desarrollada por aquellos agentes económicos que realicen algunas de las actividades de generación o distribución y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).*
- *Artículo 30. Las empresas propietarias de redes de interconexión, transmisión y distribución permitirán la conexión y acceso de las empresas eléctricas, de otros agentes generadores y de los usuarios que lo soliciten, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan.*
- *Artículo 32 - Parágrafo 3. La empresa encargada del servicio de interconexión nacional, no podrá participar en actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad”.*

Finalmente las empresas operadoras de red no pueden participar en la comercialización ni en la generación, excepto aquellas que ya estaban integradas antes de 1994.

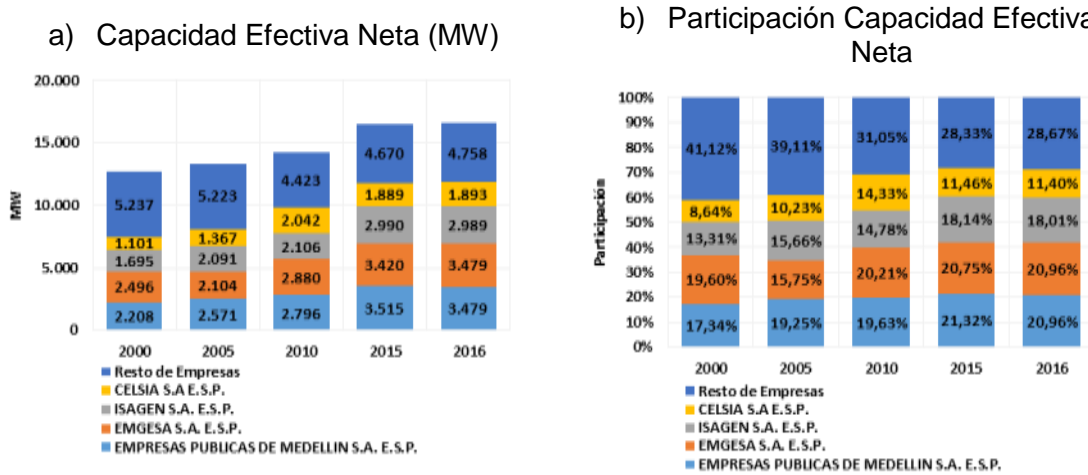
Con todos los acontecimientos que han transcurrido en el sector eléctrico relacionados con los fenómenos atmosféricos severos, las desaceleraciones económicas, los daños a la infraestructura, etc., la demanda de energía eléctrica ha sido atendida eficaz y efectivamente tanto por la generación como por la capacidad instalada con la que cuenta el país.

En el segmento de generación, el sector tiene 4 agentes líderes el resto de agentes se comportan como seguidores del mercado (ver Figura 2-1). Para validar esta apreciación, se realizó el cálculo del Índice Herfindahl Hirschmann (IHH) en el mercado eléctrico de Colombia (el cual es una medida de la concentración económica en un mercado) [43].

Existen tres tipos de concentración de mercado [44]:

- Mercados no concentrados: $IHH \leq 1.500$
- Mercados moderadamente concentrados: $1.500 < IHH < 2.500$
- Mercados altamente concentrados: $IHH \geq 2.500$

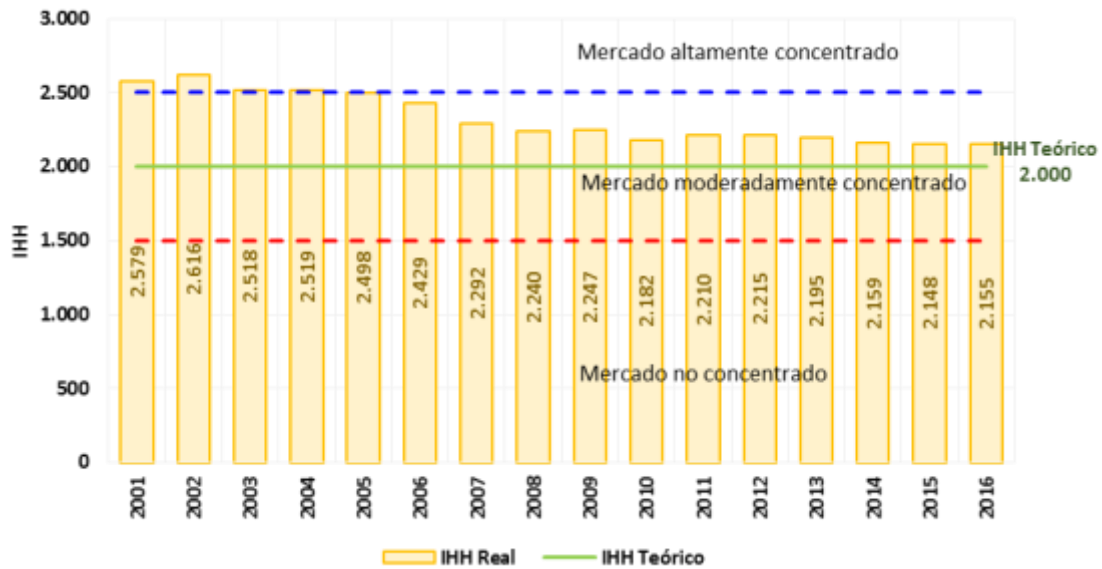
Figura 2-1: Evolución de la capacidad efectiva neta por agentes relevantes del mercado



Fuente: Elaboración propia con base en [45]

En la Figura 2-2 se muestra el IHH histórico real (4 agentes líderes y un agregado, con participaciones en el mercado cercanas) y teórico (5 agentes con igual participación en el mercado). Se concluye, que el IHH en el mercado de energía eléctrica de Colombia es un mercado moderadamente concentrado, lo cual demuestra la existencia de un “oligopolio” por parte de 4 agentes.

Figura 2-2: Índice Herfindahl Hirschmann (IHH) para el sector generación del mercado eléctrico colombiano



Fuente: Elaboración propia con base en [43], [44] y [45].

En la Tabla 2-1, se muestra el número de agentes que componen cada uno de los eslabones del mercado eléctrico colombiano.

Tabla 2-1: Número de agentes por actividad del mercado eléctrico colombiano

Actividad	Registrados
Comercialización	114
Distribución	34
Generación	72
Transporte	17

Fuente: [46].

En la Tabla 2-2, se muestra la composición de la canasta energética en cuanto a la tecnología para generar electricidad con la que cuenta el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para satisfacer la demanda eléctrica.

Tabla 2-2: Capacidad efectiva por tipo de generación del mercado eléctrico colombiano

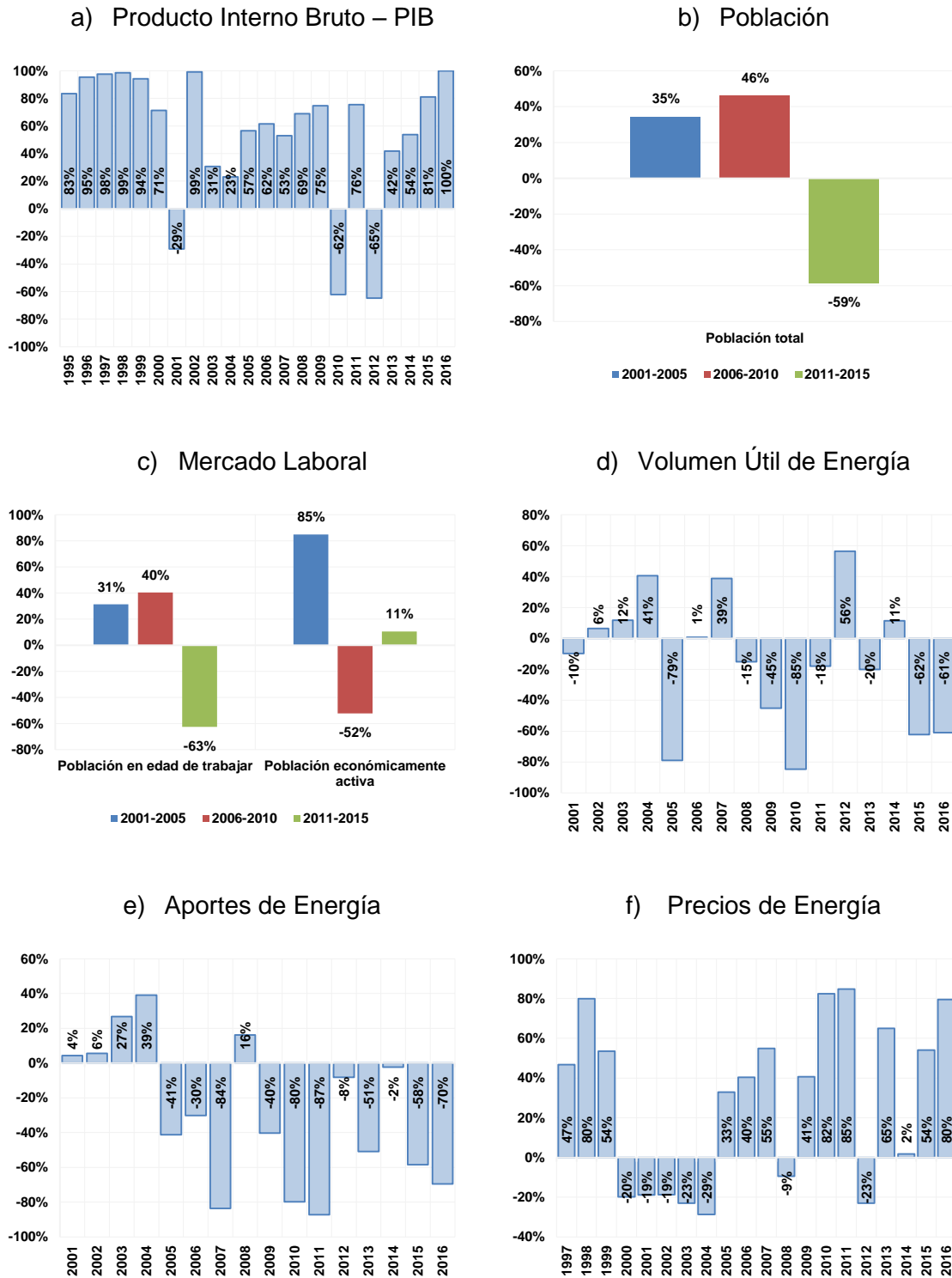
Tipo/Combustible	Capacidad/Efectiva (MW)
Despachadas Centralmente	
Hidráulica	10.983,00
Agua	10.983,00
Térmica	4.728,00
ACPM	774,00
Carbón	1.329,00
Combustóleo	187,00
Gas	2.128,00
Jet-A1	46,00
Mezcla Gas - Jet-A1	264,00
No Despachadas Centralmente	
Cogenerador	99,60
Bagazo	90,20
Carbón	9,40
Gas	0,00
Eólica	18,42
Viento	18,42
Hidráulica	628,30
Agua	628,30
Térmica	137,40
Biogás	5,55
Carbón	9,90
Gas	121,95
Total Capacidad Efectiva Neta	16.594,72

Fuente: [47].

2.2 Variables relevantes que pudieran influir en la demanda de energía eléctrica

Como se pudo apreciar en el anterior capítulo, algunos autores indican que la RD está asociada a la elasticidad precio-demanda, sin embargo se analizará inicialmente el comportamiento de algunas variables que podrían explicar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en Colombia, y así poder establecer un mecanismo que permita viabilizar la Respuesta a la Demanda (RD).

Figura 2-3: Correlación de la demanda de energía eléctrica con algunas variables relevantes



Fuente: Elaboración propia con base en: [48], [49], [50], [51], [52], [53] y [54].

De la Figura 2-3 se puede observar que el Producto Interno Bruto (PIB) posee una correlación positiva, lo que se traduce en una relación directa, ya que el crecimiento económico se encuentra atado al crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Los resultados de 2016 son parciales para el PIB, debido a que solo se encuentra publicado hasta el tercer trimestre del año 2016.

Sin embargo, para la elaboración de un análisis de elasticidad PIB-Demanda de electricidad para el caso colombiano, no sería tan detallado debido a la periodicidad con la que es reportado el PIB, y no mostraría los fenómenos o impactos asociados a un nivel de detalle mayor. Cabe resaltar que la participación del sector “Establecimientos financieros, seguros, actividades inmobiliarias y servicios a las empresas” dentro de las grandes ramas de la economía es del 22,17% en promedio durante los últimos 5 años, la cual ha ganado participación en el tiempo, y no significa que su demanda de energía eléctrica crezca atada a su crecimiento económico (ver Tabla 2-3).

Por otra parte, la correlación entre las ramas de la actividad económica con la demanda de energía eléctrica estaría asociado a los sectores de: Comercio, reparación, restaurantes y hoteles (68,09%), y Construcción (62,19%) respectivamente.

Para la variable Población y Mercado laboral, sus correlaciones no son muy significativas, mostrando además una relación inversa en el período 2011 a 2016. Siendo como posible causa, el uso y la implementación de equipamiento eficiente en los hogares, haciendo que la demanda tenga un aumento moderado, respecto al crecimiento poblacional.

En cuanto al Volumen Útil de Energía, presenta una correlación negativa en la mayoría de los años (relación inversa), mostrando un comportamiento fluctuante en el tiempo. Para los Precios de Energía, se presentan correlaciones positivas; sin embargo se debe resaltar que en los años en los que se han presentado fenómenos climáticos severos, estas correlaciones son positivas y significativas.

Tabla 2-3: Participación PIB por grandes ramas de actividad económica 2011 - 2016

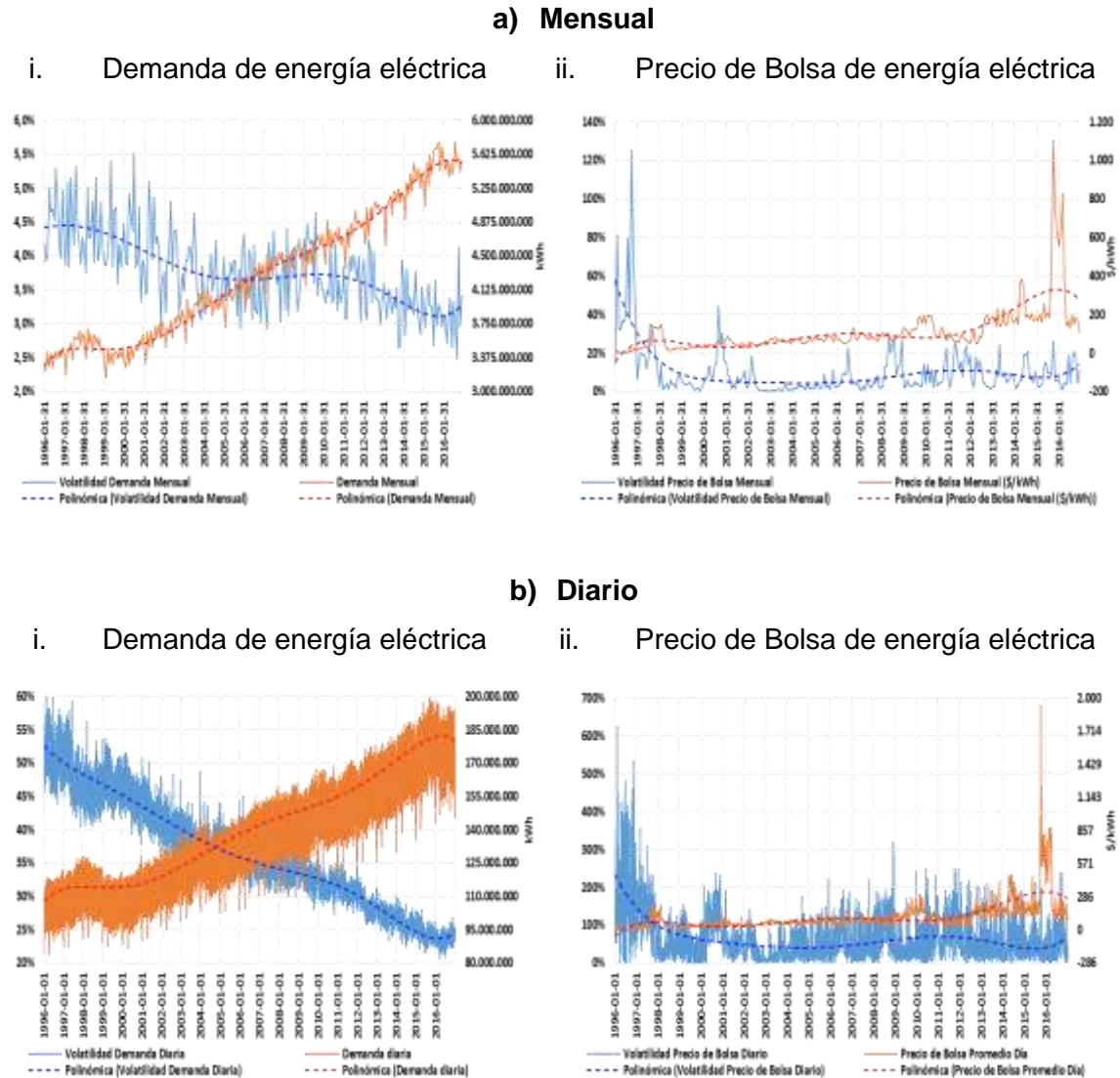
	Dic. 2011 – Sep. 2012	Dic. 2012 – Sep. 2013	Dic. 2013 – Sep. 2014	Dic. 2014 – Sep. 2015	Dic. 2015 – Sep. 2016	Promedio
Establecimientos financieros, seguros, actividades inmobiliarias y servicios a las empresas	21,81%	21,85%	22,03%	22,35%	22,81%	<u>22,17%</u>
Actividades de servicios sociales, comunales y personales	16,64%	16,95%	17,11%	17,09%	17,13%	16,99%
Comercio, reparación, Restaurantes y hoteles	13,34%	13,32%	13,33%	13,55%	13,51%	13,41%
Industrias manufactureras	13,50%	13,02%	12,54%	12,21%	12,41%	12,74%
Explotación de minas y canteras	8,51%	8,48%	8,19%	7,97%	7,42%	8,12%
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	8,18%	8,13%	8,10%	8,05%	7,90%	8,07%
Construcción	7,18%	7,41%	7,95%	8,06%	8,22%	7,76%
Agricultura, ganadería, caza, Silvicultura y pesca	6,86%	6,93%	6,90%	6,88%	6,79%	6,87%
Suministro de electricidad, gas y agua	3,97%	3,90%	3,86%	3,84%	3,80%	3,87%

Fuente: Elaboración propia con base en [48]

2.3 Riesgo e incertidumbre asociada a la Volatilidad

Habiendo expuesto la metodología en el literal 1.3.2 y basado en el análisis de la volatilidad de la demanda de energía eléctrica del departamento de Ingeniería Eléctrica e Informática de la Universidad de Toronto [55] , se presentan los resultados obtenidos desde 1996 a 2016, en periodicidad mensual y diaria, como se muestra en la Figura 2-4.

Figura 2-4: Volatilidad de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica



Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Para la demanda de energía eléctrica, se presenta un patrón estacional tanto en la serie de datos como en sus respectivas volatilidades, mostrando además un fenómeno de mayor volatilidad antes y durante la presencia de un fenómeno climático severo (fenómenos de El Niño). De manera similar, se presenta para el precio de bolsa de la energía eléctrica una volatilidad mayor en fenómenos climáticos severos.

Cabe resaltar, que la volatilidad en periodicidad mensual es menor, debido a que no alcanza a exponer los acontecimientos de forma más detallada como lo hace la volatilidad con periodicidad diaria.

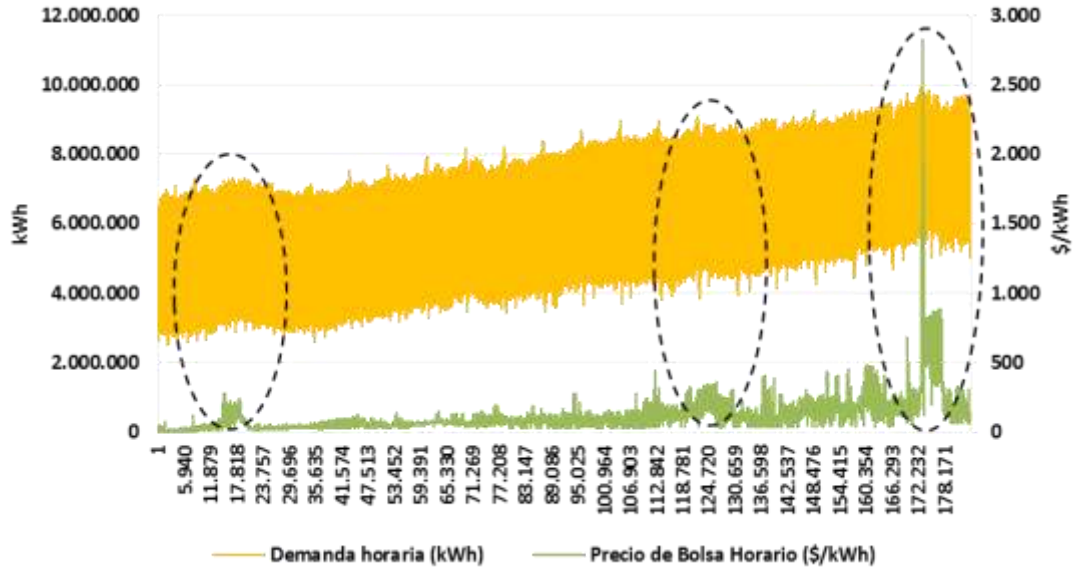
De acuerdo a la interpretación del riesgo según los fondos de inversión [41], la volatilidad de la demanda de energía eléctrica con periodicidad mensual se encuentra en un riesgo medio; esto se debe en gran medida a que el mercado de energía eléctrica es un mercado “maduro” y “robusto”, además de que posee un crecimiento vegetativo, el cual durante el tiempo se ha ido blindando ante acontecimientos climáticos, económicos, sociales, entre otros. Mientras que para la volatilidad del precio de bolsa de la energía eléctrica con periodicidad mensual se encuentra en la escala de riesgo alto, ya que los precios se ven expuestos a especulaciones, oligopolio del mercado, fenómenos climáticos, etc.

2.4 Evolución de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica

En cuanto a la relación que presenta el precio de bolsa con la demanda de energía, en períodos de fenómenos climáticos severos, como en desaceleración económica poseen una tendencia paralela entre ambas variables. Gráficamente se puede observar en la Figura 2-5 que para los períodos comprendidos desde: a) septiembre de 1997 a febrero de 1998 (fenómeno de El Niño y crisis del sudeste asiático), b) septiembre de 2009 a mayo de 2010 (fenómeno de El Niño y crisis de las hipotecas subprime), y c) septiembre de 2015 a marzo de 2016 (fenómeno de El Niño, precios del petróleo, campaña apagar paga), muestran una alta relación.

Figura 2-5: Evolución de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica

a) Horario



b) Diario

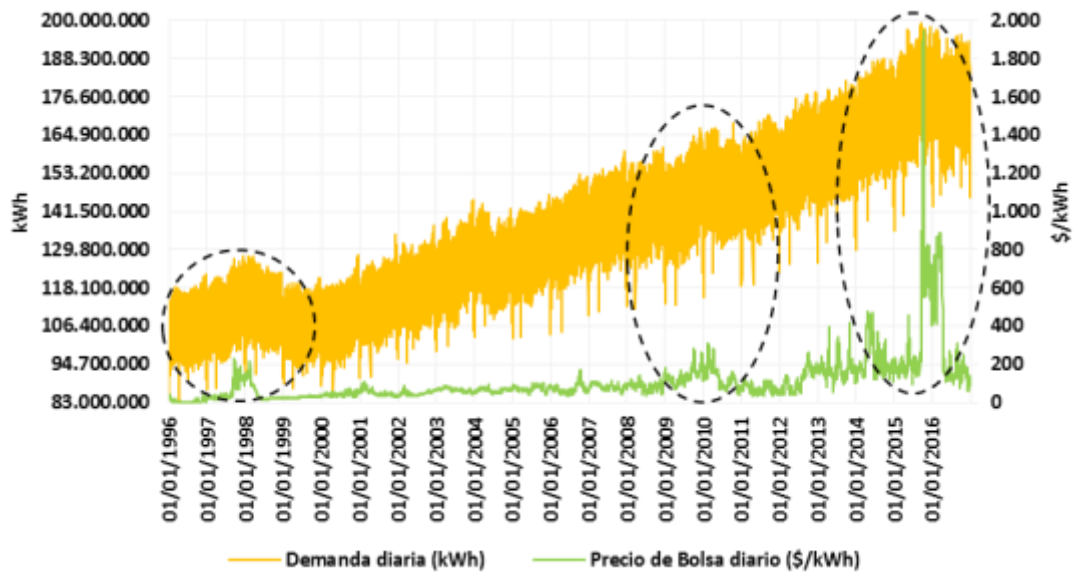
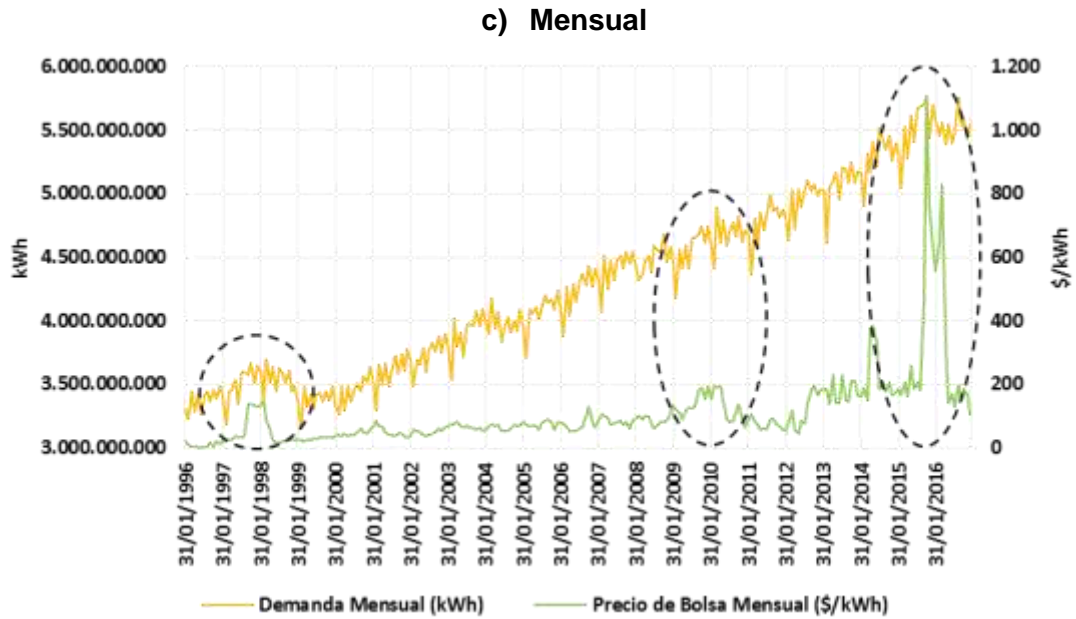


Figura 2-5: (Continuación)



Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Realizando un aumento a las partes seleccionadas de la Figura 2-5 ((b) diario), podemos observar la tendencia tan similar que poseen ambas variables, mostrando la relación tan directa del precio de bolsa sobre la demanda de energía eléctrica (ver Figura 2-6).

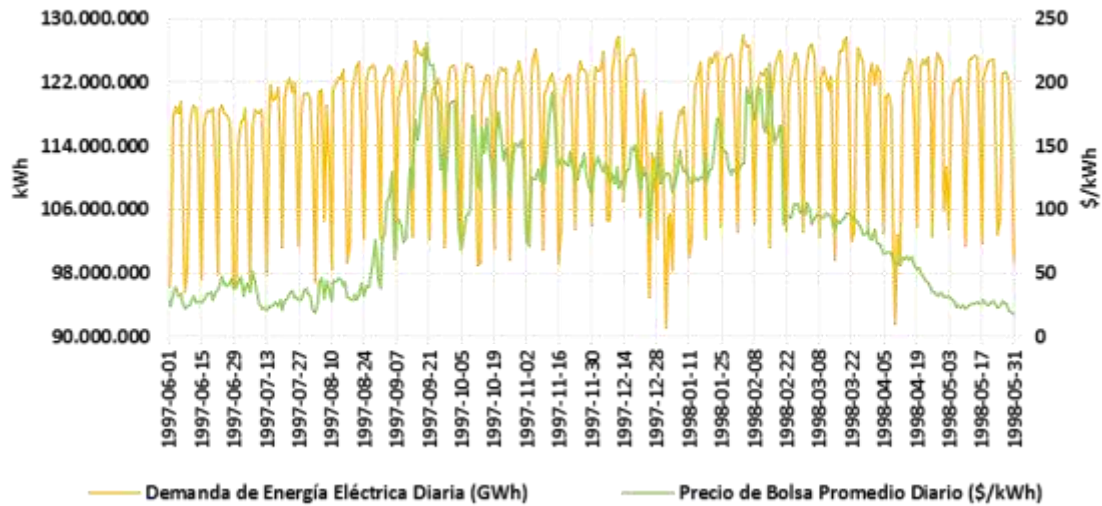
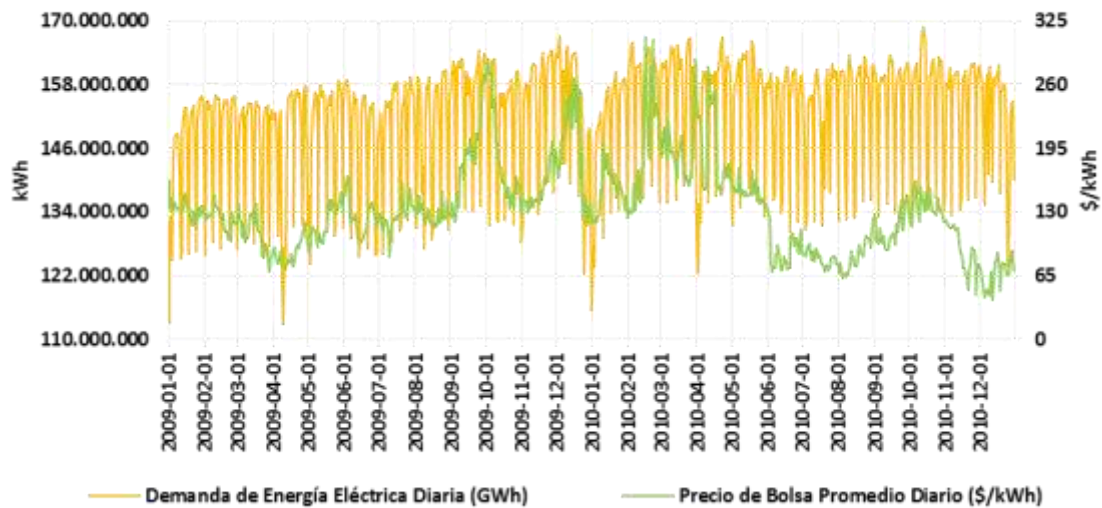
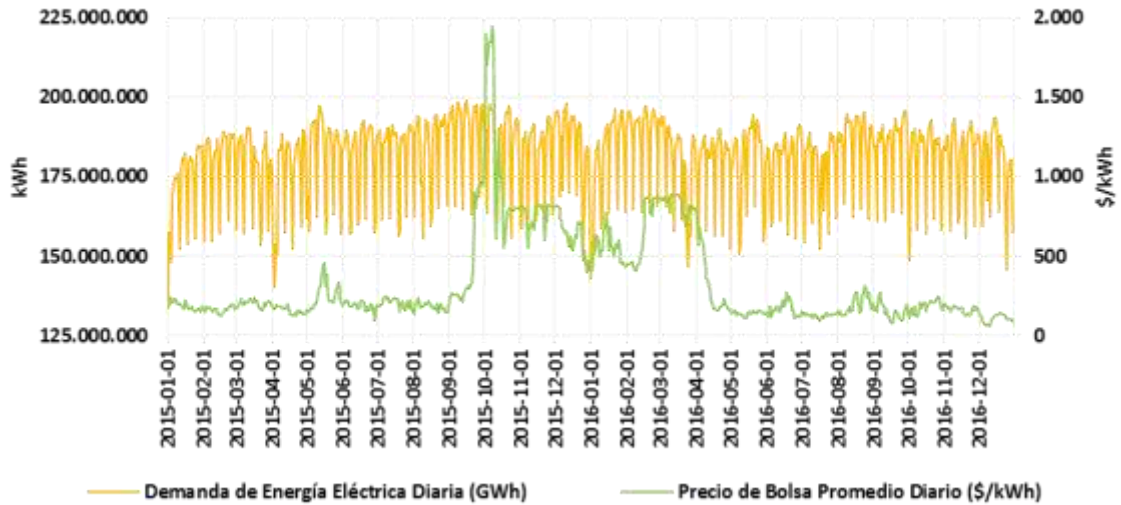
Figura 2-6: Detalle de la evolución de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica en períodos relevantes**a) Período Septiembre 1997 – Febrero 1998****b) Período Septiembre 2009 – Mayo 2010**

Figura 2-6: (Continuación)

c) Período Septiembre 2015 – Marzo 2016



Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

En la Tabla 2-4, se presentan los crecimientos máximos promedios para estos períodos a nivel horario, diario y mensual. Cabe resaltar que el crecimiento promedio durante 1996 a 2016 para la demanda de energía eléctrica fueron: a) 0,48% (Horario), b) 2,97% (Diario), y c) 2,54% (Mensual); y para el precio de bolsa de energía eléctrica fueron: a) 3,02% (Horario), b) 103,93% (Diario), y c) 80,80% (Mensual). Además, se presenta el crecimiento histórico de estas variables en la Figura 2-7.

Tabla 2-4: Crecimiento máximo promedio de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica

Período	Demanda de energía eléctrica			Precio de Bolsa de energía eléctrica		
	Horario	Diario	Mensual	Horario	Diario	Mensual
Septiembre 1997 – Febrero 1998	56,66%	31,47%	6,26%	218,12%	11.400,62%	2382,48%
Septiembre 2009 – Mayo 2010	37,84%	34,51%	7,24%	339,20%	375,38%	129,20%
Septiembre 2015 – Marzo 2016	36,16%	26,32%	8,13%	278,69%	893,49%	434,53%

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Figura 2-7: Crecimiento histórico de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica 1996 - 2016

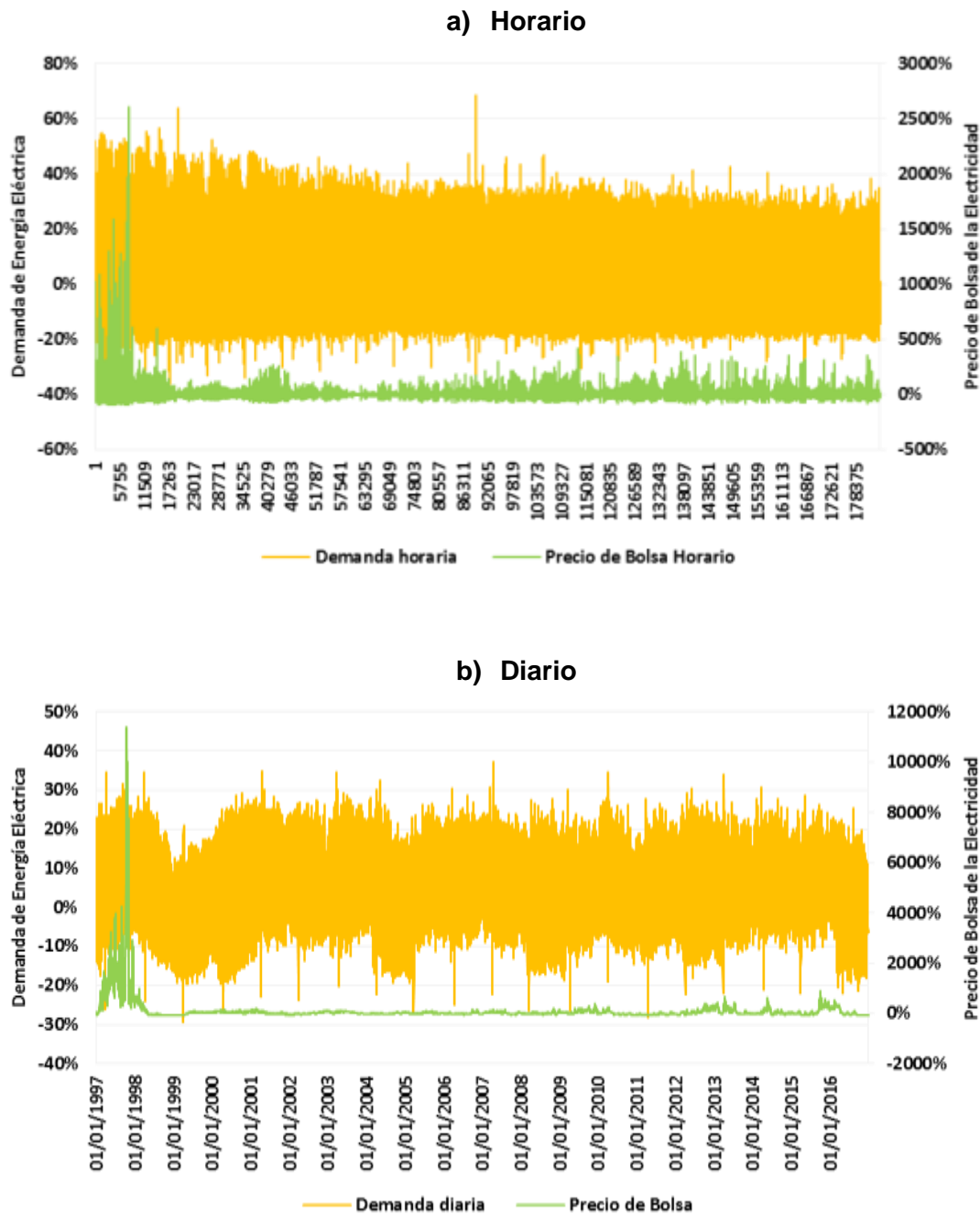
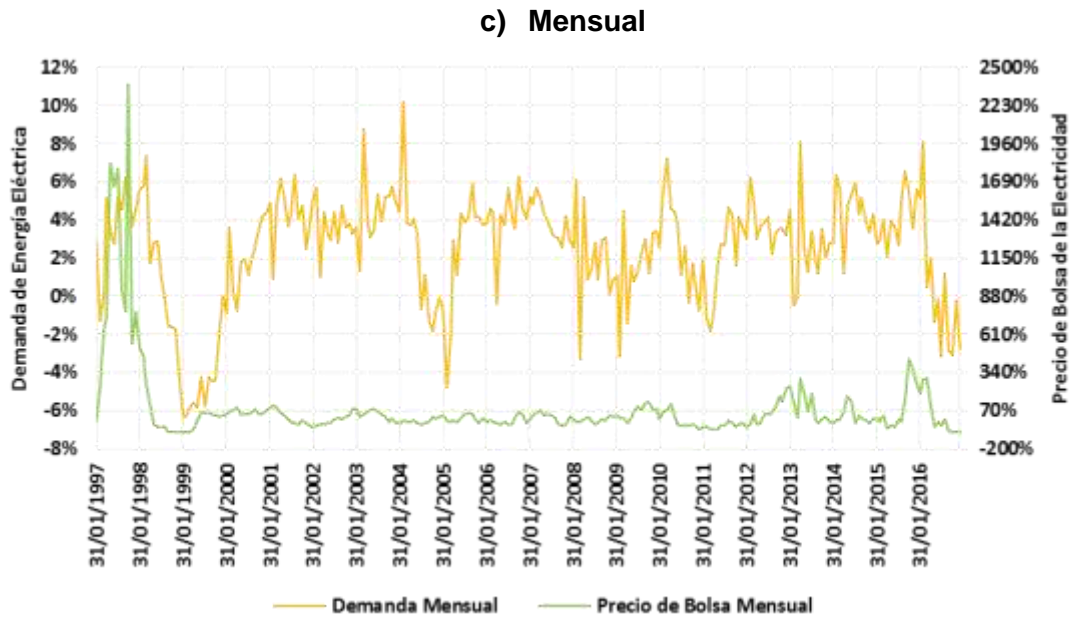
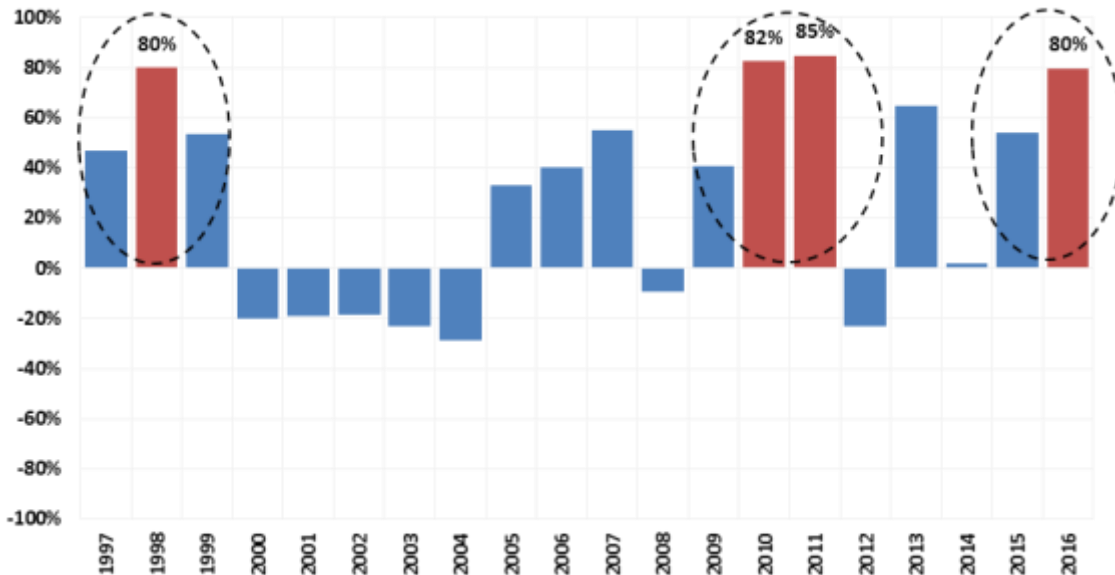


Figura 2-7: (Continuación)



Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Para corroborar su relación de crecimientos en los periodos de: a) septiembre de 1997 a febrero de 1998, b) septiembre de 2009 a mayo de 2010, y c) septiembre de 2015 a marzo de 2016, se muestra en la Figura 2-8 las correlaciones históricas más relevantes, significativas y con relación directa entre ambas variables, siendo éste el paso preliminar para realizar un análisis de elasticidad, que permita encontrar resultados que pudieran brindar las señales para implementar un programa de respuesta a la demanda.

Figura 2-8: Correlación de la demanda y el precio de bolsa de la energía eléctrica 1996 - 2016

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Este análisis permite corroborar la fuerte relación de la demanda de energía eléctrica y el precio de bolsa en los diferentes espacios de tiempo, donde se han presentado fenómenos que de alguna manera han modificado la tendencia de la demanda eléctrica. Debido especialmente al aumento de las temperaturas, reducción de las precipitaciones y esto a su vez conlleva a la reducción de los aportes hidrológicos a los embalses; alcanzado niveles muy bajos e incluso críticos del volumen útil hídrico, siendo un fenómeno inverso en los precios de generación hidráulica, debido a la valoración del recurso y al costo de oportunidad que éste presenta.

3. Resultados elasticidad precio de la demanda de la energía eléctrica del SIN

Para el análisis de la elasticidad precio de la demanda de la energía eléctrica del SIN, se enfocará a nivel agregado de Colombia, debido a operador del Sistema XM reporta sus datos de demanda y precio de bolsa de energía eléctrica a nivel nacional. En la Tabla 3-1 se presentan las variables a analizar.

Tabla 3-1: Definiciones de las métricas

Métrica	Descripción	Regla del Negocio	Unidad de medida
Precio de Bolsa Nacional (\$/kWh)	Precio de oferta de la última planta flexible para atender la demanda comercial nacional, más delta de incremento para remunerar los costos no cubiertos de las plantas térmicas en el despacho ideal.	El Precio de Bolsa en resolución distinta a la horaria se calcula como un promedio	\$/kWh
Demanda de Energía Eléctrica del SIN (kWh)	Demanda del SIN, la cual se calcula con base en la generación neta de las plantas e incluye: hidráulicas, térmicas, plantas menores, cogeneradores, demanda no atendida, limitación del suministro e importaciones.	Considera las plantas registradas ante el MEM. Generación + Demanda No Atendida + Importaciones - Exportaciones	kWh

Fuente: Elaboración propia con base en [56].

3.1 Resultados elasticidad anual

Para determinar la elasticidad anual, se empleó la metodología expuesta en el literal 1.3.1.1. Como resultado, para el método de corto plazo se exponen los valores en la Tabla 3-2, mostrando que la demanda es inelástica o relativamente inelástica en el horizonte de análisis.

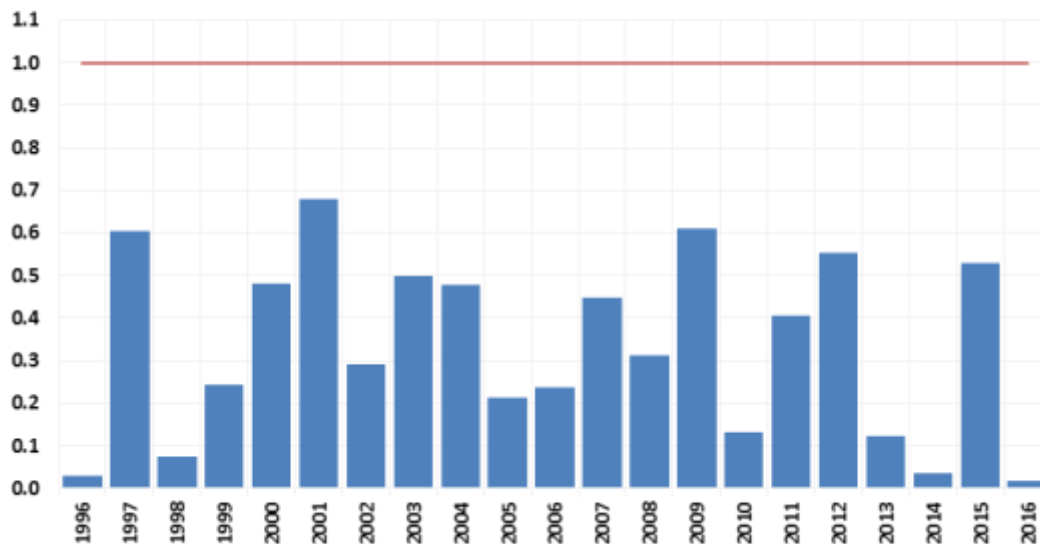
La elasticidad precio – demanda se ubica significativamente por debajo de uno, mostrando que incrementos del 1% en el precio de bolsa de la electricidad, genera en períodos secos o con fenómenos climáticos severos variaciones en la demanda de energía eléctrica mayores al 0,5% (ver Figura 3-1).

Tabla 3-2: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (anual)

Elasticidad anual precio de la demanda		Elasticidad anual precio de la demanda	
1996	0,030	2006	0,237
1997	<u>0,603</u>	2007	0,449
1998	0,075	2008	0,313
1999	0,245	2009	<u>0,611</u>
2000	0,480	2010	0,133
2001	<u>0,679</u>	2011	0,406
2002	0,290	2012	<u>0,552</u>
2003	0,500	2013	0,123
2004	0,478	2014	0,035
2005	0,213	2015	<u>0,531</u>
		2016	0,017

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Figura 3-1: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (anual)



Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Para el desarrollo de este trabajo se utilizó el software Eviews 8.0, el cual permitió calcular la elasticidad de largo plazo, que muestra el modelo VEC, y se empleó la metodología expuesta en el literal 1.3.1.2, en donde se obtuvo que (ver valores en Anexo A, numerales 1 a 4):

- a) Las variables de la demanda de energía eléctrica y el precio de bolsa poseen raíz unitaria, y se corrobora aplicando la prueba de Phillips-Perron (PP); lo cual ratifica que las series no son estacionarias.
- b) Se identificaron el número de rezagos justificado en los estadísticos de bondad de ajuste (Akaike, Schwarz y Hannan-Quinn) y se procedió a verificar si éstos rezagos eran significativos mediante el p-value, en donde mostró que en todos los casos es cero; por lo tanto el número de rezagos es 12 y son significativos (los valores de los [corchetes] deben ser menores al 5%)
- c) La prueba de cointegración se verificó mediante las tablas inferiores de Johansen (tabla Schwarz), la cual muestra un modelo con tendencia e intercepto, y su número de cointegración es 1.

Los resultados se muestran Tabla 3-3, el cual expone que la demanda es inelástica (0,27578) y menos que proporcional a un incremento el precio de bolsa.

Tabla 3-3: Elasticidad largo plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (anual)

Vector Error Correction Estimates		
Date: 02/11/17 Time: 14:15		
Sample (adjusted): 1997M02 2016M12		
Included observations: 239 after adjustments		
Standard errors in () & t-statistics in []		
Cointegrating Eq:		CointEq1
LNDEMANDA(-1)		1.000000
LNPRECIO(-1)		-0.27578
		-0.02257
		[-12.2163]
C		-20.95505
Error Correction:		D(LNDEMANDA) D(LNPRECIO)
CointEq1	-0.003181	1.00186
	-0.01566	-0.20114
	[-0.20309]	[4.98101]
.	.	.
.	.	.

Tabla 3-3: (Continuación)

Vector Error Correction Estimates
Date: 02/11/17 Time: 14:15
Sample (adjusted): 1997M02 2016M12
Included observations: 239 after adjustments
Standard errors in () & t-statistics in []

	D(LNDEMANDA)	D(LNPRECIO)
R-squared	0.832349	0.273483
Adj. R-squared	0.812672	0.188211
Sum sq. resids	0.074019	12.20439
S.E. equation	0.018642	0.239369
F-statistic	42.29998	3.207183
Log likelihood	626.4212	16.34652
Akaike AIC	-5.024445	0.080782
Schwarz SC	-4.646252	0.458975
Mean dependent	0.002047	0.006708
S.D. dependent	0.043071	0.265672
Determinant resid covariance (dof adj.)		1.87E-05
Determinant resid covariance		1.49E-05
Log likelihood		649.9573
Akaike information criterion		-4.98709
Schwarz criterion		-4.201613

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

En conclusión, tanto los resultados arrojados por los métodos de corto y de largo plazo, muestran que la elasticidad es inelástica en todo el período de 1996 a 2016, y solo se en algunos años, su elasticidad es relativamente inelástica.

3.2 Resultados elasticidad mensual

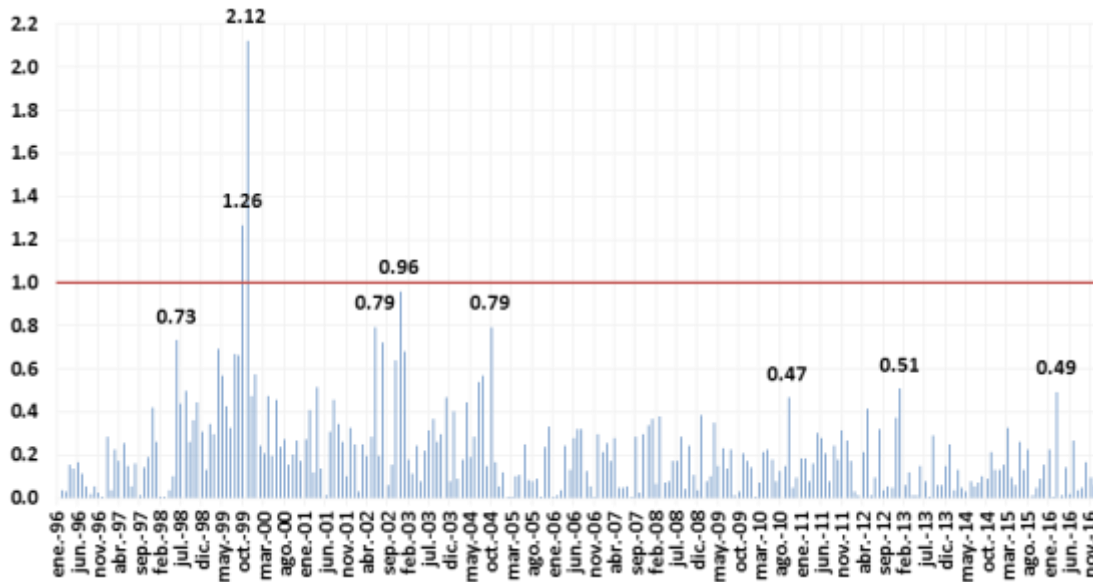
Los resultados del método de corto plazo se exponen los valores más significativos en la Tabla 3-4, mostrando que la demanda es elástica en algunos períodos y relativamente inelástica en otros. Se empleó la metodología expuesta en el literal 1.3.1.1.

Se presenta elasticidad en algunos periodos (octubre y noviembre 1999), lo cual significa que ante una variación del 1% en el precio de bolsa, la demanda de electricidad presenta variaciones más que proporcionales (ver Figura 3-2), y en otros períodos se evidencia que la demanda presenta sensibilidad ante los precios de bolsa (mayor a 0,5%).

Tabla 3-4: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (mensual)

	Elasticidad mensual
Jun-98	0,73
Abr-99	0,69
May-99	0,57
Ago-99	0,67
Sep-99	0,66
Oct-99	<u>1,26</u>
Nov-99	<u>2,12</u>
Ene-00	0,58
Abr-01	0,51
Jun-02	0,79
Ago-02	0,72
Nov-02	0,64
Dic-02	0,96
Ene-03	0,68
Jul-04	0,54
Ago-04	0,57
Oct-04	0,79
Ene-13	0,51

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Figura 3-2: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (mensual)

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Para el cálculo de la elasticidad de largo plazo, se empleó la metodología expuesta en el literal 1.3.1.2, en donde se obtuvo que (ver valores en Anexo A, numerales 5 a 8):

- Las variables de la demanda de energía eléctrica y el precio de bolsa poseen raíz unitaria, y se corrobora aplicando la prueba de Phillips-Perron (PP); lo cual ratifica que las series no son estacionarias.
- Se identificaron el número de rezagos justificado en los estadísticos de bondad de ajuste (Akaike, Schwarz y Hannan-Quinn) y se procedió a verificar si éstos rezagos eran significativos mediante el p-value, en donde mostró que en todos los casos es cero; por lo tanto el número de rezagos es 29 y son significativos (los valores de los [corchetes] deben ser menores al 5%)
- La prueba de cointegración se verificó mediante las tablas inferiores de Johansen (tabla Schwarz), la cual muestra un modelo con tendencia e intercepto, y su número de cointegración es 1.

Como resultado, la demanda es inelástica (0,002318) y menos que proporcional a un incremento el precio de bolsa (ver Tabla 3-5).

Tabla 3-5: Elasticidad largo plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (mensual)

Vector Error Correction Estimates
Date: 02/11/17 Time: 14:40
Sample (adjusted): 1/31/1996 12/31/2016
Included observations: 7641 after adjustments
Standard errors in () & t-statistics in []

Cointegrating Eq:	CointEq1	
LNDEMANDA(-1)	1	
LNPRECIO(-1)	<u>-0.002318</u>	
	-0.00546	
	[-0.42488]	
@TREND(1/01/96)	-7.18E-05	
	-2.30E-06	
	[-30.7533]	
C	-18.4614	
Error Correction:	D(LNDEMANDA)	D(LNPRECIO)
CointEq1	-0.144217	-0.050542
	-0.01541	-0.04772
	[-9.35580]	[-1.05908]
	.	.
	.	.
	.	.
R-squared	0.766932	0.172203
Adj. R-squared	0.765119	0.165761
Sum sq. resid	12.20772	117.0077
S.E. equation	0.040129	0.124235
F-statistic	422.8143	26.72954
Log likelihood	13758.91	5123.927
Akaike AIC	-3.585633	-1.325462
Schwarz SC	-3.531128	-1.270956
Mean dependent	4.12E-05	0.000236
S.D. dependent	0.0828	0.136019
Determinant resid covariance (dof adj.)		2.37E-05
Determinant resid covariance		2.34E-05
Log likelihood		19057.91
Akaike information criterion		-4.956133
Schwarz criterion		-4.844397

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

En este nivel de detalle, se pudo apreciar que en algunos intervalos de tiempo la demanda de energía eléctrica es elástica. Por un cambio del 1% en el precio de bolsa, la demanda de electricidad presenta variaciones de 1,26 y 2,12 más que proporcionales.

3.3 Resultados elasticidad diaria

Similar a los análisis anteriores, se empleó la metodología de corto plazo expuesta en el literal 1.3.1.1, en donde se muestra una elasticidad en un 50,55% del período comprendido desde 1996 a 2016, para una periodicidad diaria.

Con un incremento del 1% en el precio de bolsa, se encontraron variaciones en la demanda de energía eléctrica:

- De entre 1 a 10, equivalente al 47,67% del total de los datos analizados (ver Figura 3-3 literal a).
- De entre 11 a 100, equivalente al 2,32% del total de los datos analizados (ver Figura 3-3 literal b).
- De entre 101 a 1.000, equivalente al 0,27% del total de los datos analizados (ver Figura 3-3 literal c).
- De entre 1.001 a 10.000, equivalente al 0,07% del total de los datos analizados (ver Figura 3-3 literal d).
- De entre 10.001 a 100.000, equivalente al 0,22% del total de los datos analizados (ver Figura 3-3 literal e).

Figura 3-3: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (diaria)

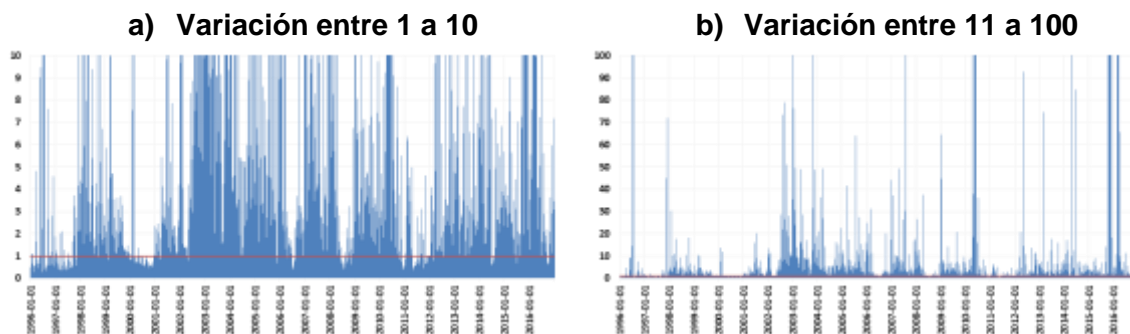
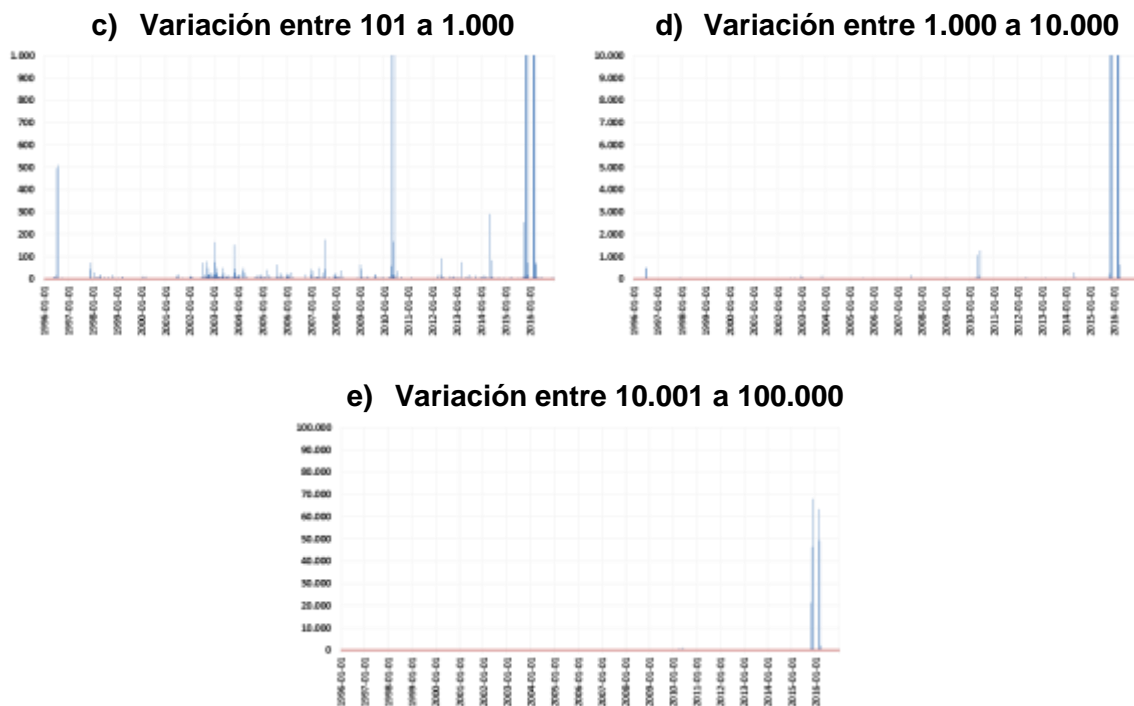


Figura 3-3: (Continuación)



Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Con lo anterior, queda demostrada la existencia de la elasticidad en el corto plazo entre el precio de bolsa y la demanda de energía eléctrica. Cabe resaltar que en la Figura 3-3 literal e), se evidencia la elasticidad presentada en el período de fenómeno de El Niño de 2015 y de la Campaña Apagar Paga de 2016, mostrando los mayores valores en elasticidad. Todo esto como consecuencia, de los precios de bolsa más altos reportados históricamente y del método de “castigar o premiar” que se efectuó, tras una situación coyuntural presentada en el sistema de generación de energía eléctrica de Colombia.

Similar a los resultados anteriores, el método de largo plazo expuesto en el literal 1.3.1.2, en donde se obtuvo que (ver valores en Anexo A, numerales 9 a 12):

- Las variables de la demanda de energía eléctrica y el precio de bolsa poseen raíz unitaria, lo cual ratifica que las series no son estacionarias.
- Se identificaron el número de rezagos justificado en los estadísticos de bondad de ajuste (Akaike, Schwarz y Hannan-Quinn) y se procedió a verificar si éstos rezagos eran significativos mediante el p-value, en donde mostró que en todos los casos es

cero; por lo tanto el número de rezagos es 24 y son significativos (los valores de los [corchetes] deben ser menores al 5%)

- c) La prueba de cointegración se verificó mediante las tablas inferiores de Johansen (tabla Schwarz), la cual muestra un modelo con tendencia e intercepto, y su número de cointegración es 1.

Se concluye, que la demanda de energía eléctrica es inelástica en todo el período de análisis. Lo cual significa que ante una variación del 1% en el precio de bolsa, la demanda de electricidad presenta variaciones menos que proporcionales (0,0036), como se muestra en la Tabla 3-6.

Tabla 3-6: Elasticidad largo plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (diaria)

Vector Error Correction Estimates		
Date: 02/11/17 Time: 15:07		
Sample (adjusted): 1/02/1996 01:00 12/31/2016 23:00		
Included observations: 184079 after adjustments		
Standard errors in () & t-statistics in []		
Cointegrating Eq:	CointEq1	
LNDEMANDA(-1)	1	
LNPRECIO(-1)	-0.0036	
	-0.00136	
	[-2.63904]	
@TREND(1/01/96 00:00)	-3.04E-06	
	-2.50E-08	
	[-119.505]	
C	-15.25851	
Error Correction:	D(LNDEMANDA)	D(LNPRECIO)
CointEq1	-0.060078	-0.019565
	-0.00073	-0.00471
	[-82.7073]	[-4.15562]
	.	.
	.	.
	.	.
C	2.99E-06	6.75E-05
	-5.30E-05	-0.00034
	[0.05647]	[0.19683]

Tabla 3-6: (Continuación)

Vector Error Correction Estimates
Date: 02/11/17 Time: 15:07
Sample (adjusted): 1/02/1996 01:00 12/31/2016 23:00
Included observations: 184079 after adjustments
Standard errors in () & t-statistics in []

	D(LNDEMANDA)	D(LNPRECIO)
R-squared	0.911574	0.34508
Adj. R-squared	0.911551	0.344906
Sum sq. resids	94.8606	3985.233
S.E. equation	0.022704	0.147158
F-statistic	38717.14	1978.892
Log likelihood	435607.7	91569.37
Akaike AIC	-4.732292	-0.994349
Schwarz SC	-4.729542	-0.991599
Mean dependent	4.59E-06	1.20E-05
S.D. dependent	0.07634	0.181816
Determinant resid covariance (dof adj.)		1.10E-05
Determinant resid covariance		1.10E-05
Log likelihood		528205.6
Akaike information criterion		-5.737782
Schwarz criterion		-5.732118

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

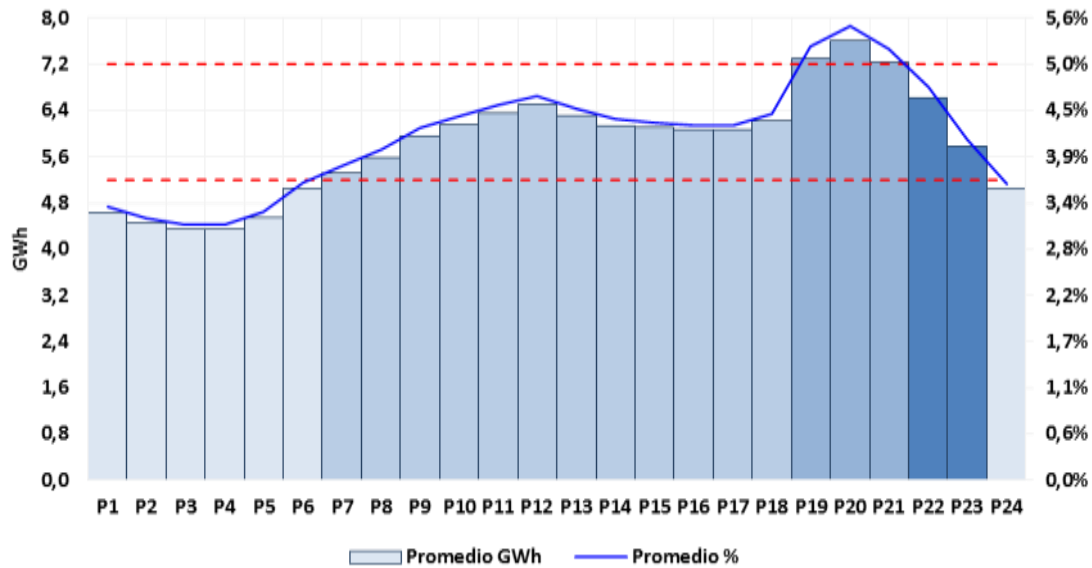
3.4 Resultados elasticidad intradiaria

Además, se realizó un análisis intradiario para observar la elasticidad por bloques de hora de acuerdo a la curva de carga de la demanda de energía eléctrica del país. Para ello, se calculó la curva de carga promedio diaria desde 1996 a 2016, empleando las bases de datos de XM ([52], [53]) y la participación hora a hora y día a día de demanda de electricidad (ver Figura 3-4).

En la Figura 3-5, se muestra las elasticidades de acuerdo al bloque de horas en las que se realizó el análisis, empleando la metodología expuesta en el literal 1.3.1.1. Mostrando en especial que de los 21 años analizados (7.671 días), sólo 1.756 días (aproximadamente 4,81 años) se presentó elasticidad precio de bolsa – demanda de energía eléctrica, en el bloque de 7:00 p.m. a 9:00 p.m., en donde la demanda y su precio son mayores.

También, se encontró que las elasticidades más representativas se presentan en los períodos secos y/o extremadamente secos (fenómeno de El Niño). Lo anterior, podría permitir trasladar parte de la demanda de las horas pico a las horas valle, y de esta manera obtener RD.

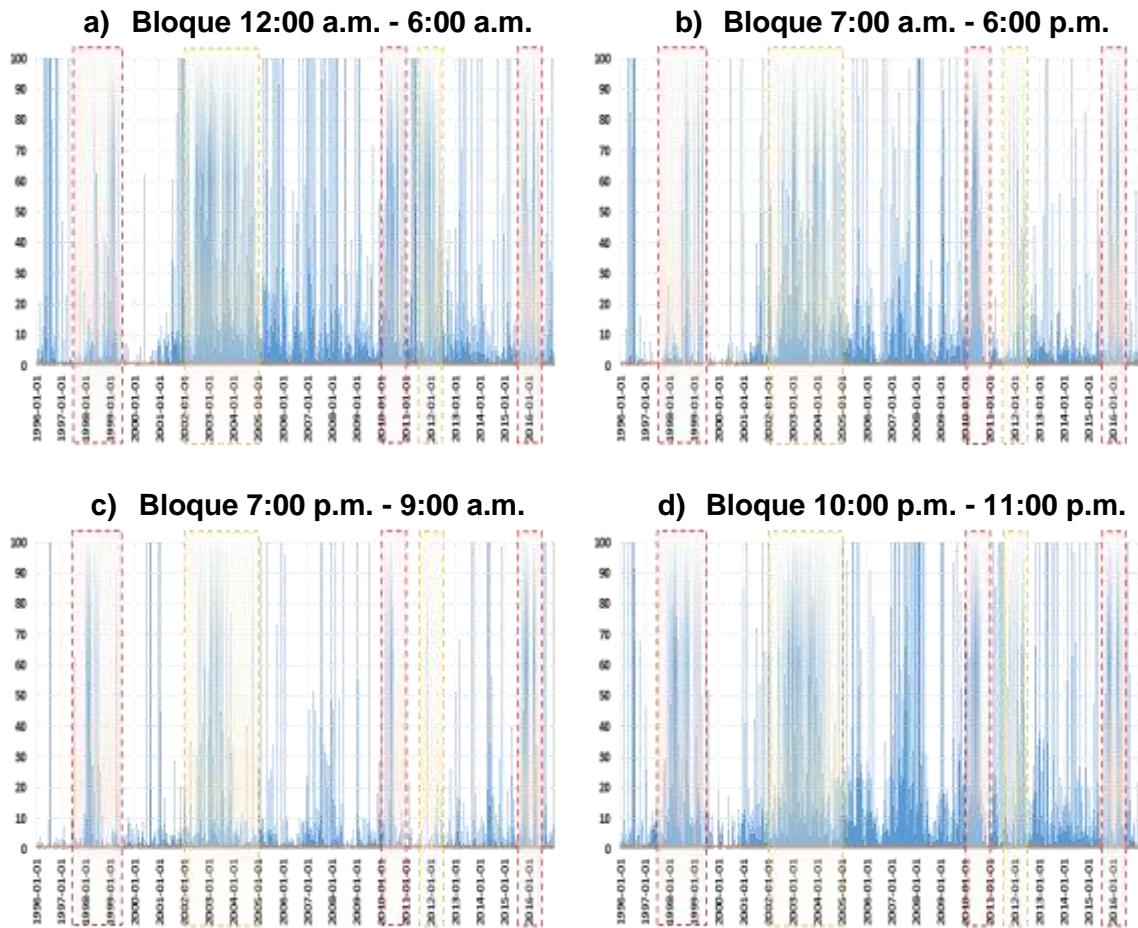
Figura 3-4: Curva de carga horaria promedio – demanda de energía eléctrica



Fuente: Elaboración propia con base en [52] y [53]

Los recuadros de color rojo representan las épocas de fenómeno de El Niño, y los recuadros de color amarillo representan algunas de las épocas de periodos secos.

Figura 3-5: Elasticidad corto plazo del precio de bolsa – demanda de energía eléctrica (intradía)



Nota: Los recuadros de color rojo representan las épocas de fenómeno de El Niño, y los recuadros de color amarillo representan las épocas de periodos secos.

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

4. Resultados de la elasticidad facturación del consumo de la energía eléctrica de Colombia

Para el análisis de la elasticidad por departamentos y por ciudades capitales, se enfocara principalmente a los departamentos más representativos según el “*Índice Departamental de Competitividad (IDC)*” para 2016, realizado por el Consejo Privado de Competitividad y la Universidad del Rosario [57] (ver Figura 4-1). Cabe señalar, que los departamentos más representativos según el IDC son aquellos que se encuentran en la etapa 4 (mayor nivel de desarrollo), y obtienen un índice agregado mayor a 0,5 y lideran los tres factores de desarrollo (condiciones básicas, eficiencia y sofisticación e innovación).

Figura 4-1: Clasificación de los departamentos por etapa de desarrollo

Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Etapa 4
Caquetá Chocó Córdoba Nariño Sucre	Cesar Casanare La Guajira Meta Putumayo	Caldas Cauca Huila Magdalena Norte de Santander Quindío Risaralda Tolima	Antioquia Atlántico Bogotá, D.C. Bolívar Boyacá Cundinamarca Santander Valle del Cauca

Fuente: [57].

Cabe resaltar, que este capítulo se enfocará hacia un análisis de la elasticidad de la facturación por consumo, debido a que no se cuenta con información pública por parte de XM para poder analizar en un nivel detalle mayor; y de esta manera observar el comportamiento y la dinámica de los departamentos y las ciudades capitales más relevantes. Esto se realiza, con el fin de poder brindar señales tanto al operador del sistema (XM), como a los operadores de red que se encuentran en los departamentos y ciudades.

De otra parte, se quiere aclarar que la diferencia entre demanda y consumo de electricidad radica en que, la primera incluye las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional (STN), mientras la segunda no las incluye. Además,

El análisis se realizará para el período de enero de 2006 a junio de 2016 para el mercado urbano, el cual concentra la mayoría de la población y de la actividad económica del país; y se utilizará las bases de datos obtenidas a través del Sistema Único de Información (SUI) [58], [59] perteneciente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por medio de su plataforma “Reporteador O3 – Bodega de datos”. Esta es una base de datos dinámica en la cual los operadores de red pueden modificar y/o actualizar sus valores en cualquier momento. En la Tabla 4-1 se estipulan los niveles de agregación que generan los reportes del SUI y en la Tabla 4-2 se presentan las variables a analizar.

Tabla 4-1: Niveles de Agregación (Dimensiones) de la Bodega

Nombre de la dimensión	Descripción
Tiempo	Periodo al que corresponde la información consultada. Se presenta a nivel mes y año.
Estrato	Estrato socioeconómico asociado al predio facturado.

Fuente: Elaboración propia con base en [59].

Tabla 4-2: Indicadores de la Bodega

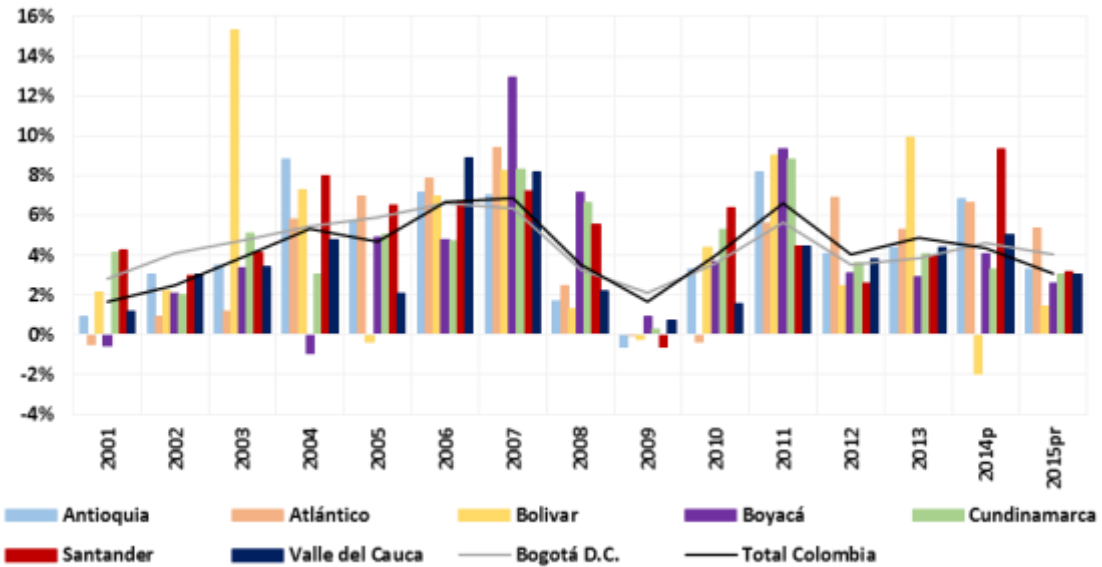
Nombre del Indicador	Definición del Indicador	Fórmula	Unidad de medida
Facturación por consumo (\$)	Corresponde al valor en pesos del consumo facturado durante el periodo reportado (no incluye subsidios ni contribuciones)	$\sum Valor_{fact. por consumo}$	Pesos (\$)
Consumo Total (kWh)	Corresponde al total de kWh de energía consumidos en el periodo reportado	$\sum Valor_{consumo}$	kWh

Fuente: Elaboración propia con base en [59].

En el transcurso del capítulo, se mostrará que el consumo de electricidad responde significativamente a una variación en la facturación por consumo en los períodos secos y extremadamente secos (fenómeno de El Niño).

En la Figura 4-2, se presentan los crecimientos económicos año a año de acuerdo con los departamentos más representativos, con el fin de tener una mirada más clara de lo acontecido en años anteriores. Esta información fue consultada del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) [60].

Figura 4-2: Crecimiento económico del PIB de los departamentos del caso de estudio



Fuente: Elaboración propia con base en [60]

4.1 Resultados elasticidad – departamentos

Para determinar la elasticidad departamental, se empleó la metodología expuesta en el literal 1.3.1.1, relacionando la facturación por consumo y el consumo total de acuerdo al tipo de mercado (regulado y no regulado) [58].

4.1.1 Mercado regulado urbano

Sector residencial:

- Los resultados de la estimación de la elasticidad, confirman que los departamentos de Bolívar y Atlántico para el año 2012 y 2016 en el sector residencial (en especial en estrato 3 al estrato 6) presentan elasticidad más que proporcional, debido al periodo seco que se presentó en 2012 y el fenómeno de El Niño de 2016.
- Para el departamento de Antioquia muestra que la demanda es inelástica, y solo se evidencia elasticidad en el año 2007 en el estrato 1 (1,0) y estrato 2 (1,1).
- El departamento de Boyacá, muestra que el consumo de energía es sensible a la facturación total para el año 2007, ya que un incremento en la facturación por consumo produce una variación proporcional en el consumo de electricidad en el estrato 5 (1,00).
- En 2016, para todos los estratos del sector residencial del departamento de Santander se presenta elasticidad facturación-consumo de electricidad a causa del fenómeno de El Niño.
- El departamento de Cundinamarca, muestra que en los últimos cinco años se presenta una menor sensibilidad del consumo ante la facturación. Además, sus comportamientos en todos los sectores están jalonados por gran la participación que ejerce Bogotá en el departamento.
- Para el Valle del Cauca, la tendencia es a ser más inelástica a través del tiempo en los estratos bajos.

Sector industrial y comercial:

- El departamento de Antioquia es relativamente inelástico, ya que presenta en promedio en los últimos años una variación del consumo de electricidad de 0,75 veces para el sector industrial y 0,59 veces para el sector comercial, respecto a un incremento del 1% en la facturación del consumo.
- Para los departamentos de Atlántico y Bolívar, se ha venido presentando una mayor variación en el consumo total de electricidad en los años de 2012, 2014 y 2016, asociado a los períodos secos y al crecimiento de la actividad económica en los sectores de: construcción, comercio, de servicios.

- El consumo de energía eléctrica en la industria se ha hecho menos sensible a los precios, con una clara tendencia descendente que se observa en los tres últimos años en el comportamiento de la elasticidad facturación total – consumo total, para los departamentos de Boyacá y Valle del Cauca. Se presenta variación más que proporcional en el año 2006, asociado en parte al crecimiento económico: a) el departamento de Boyacá en el sector de explotación de minas y canteras, y b) el departamento del Valle del Cauca en el sector de la construcción.
- El departamento de Cundinamarca presenta elasticidad en el año 2012. De manera similar que en el sector residencial, sus comportamientos en todos los sectores están jalonados por gran la participación que ejerce Bogotá en el departamento.

Sector oficial:

- En la mayoría de los departamentos se presenta una relativa inelasticidad en el período de análisis. Un incremento de 1% en la facturación de energía eléctrica, genera variaciones menos que proporcionales sobre consumo de energía eléctrica en los departamentos de: Antioquia (0,67), Atlántico (0,62), Bolívar (0,55), Boyacá (0,72), Cundinamarca (0,62) Santander (0,74) y Valle del Cauca (0,64).

En la Figura 4-3, se muestra los resultados antes mencionados.

Figura 4-3: Elasticidad departamental facturación por consumo - consumo total (mercado regulado urbano)

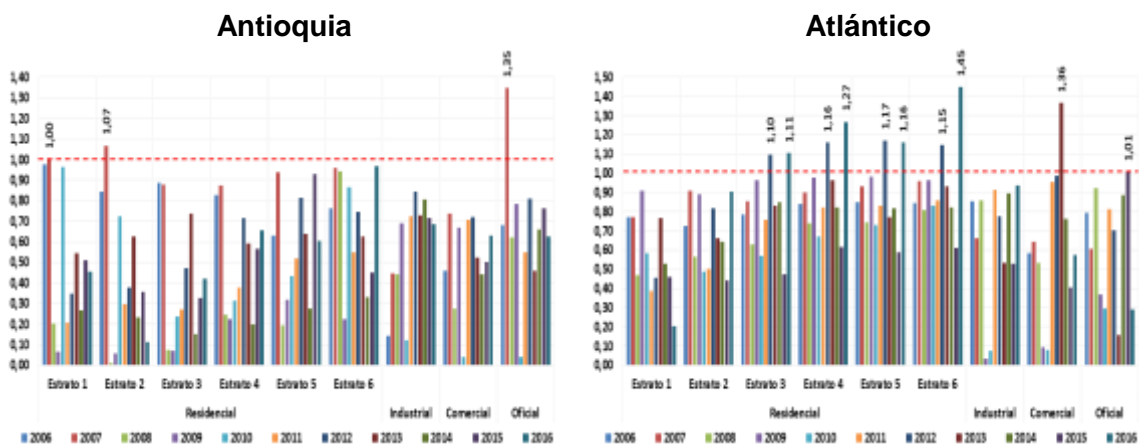
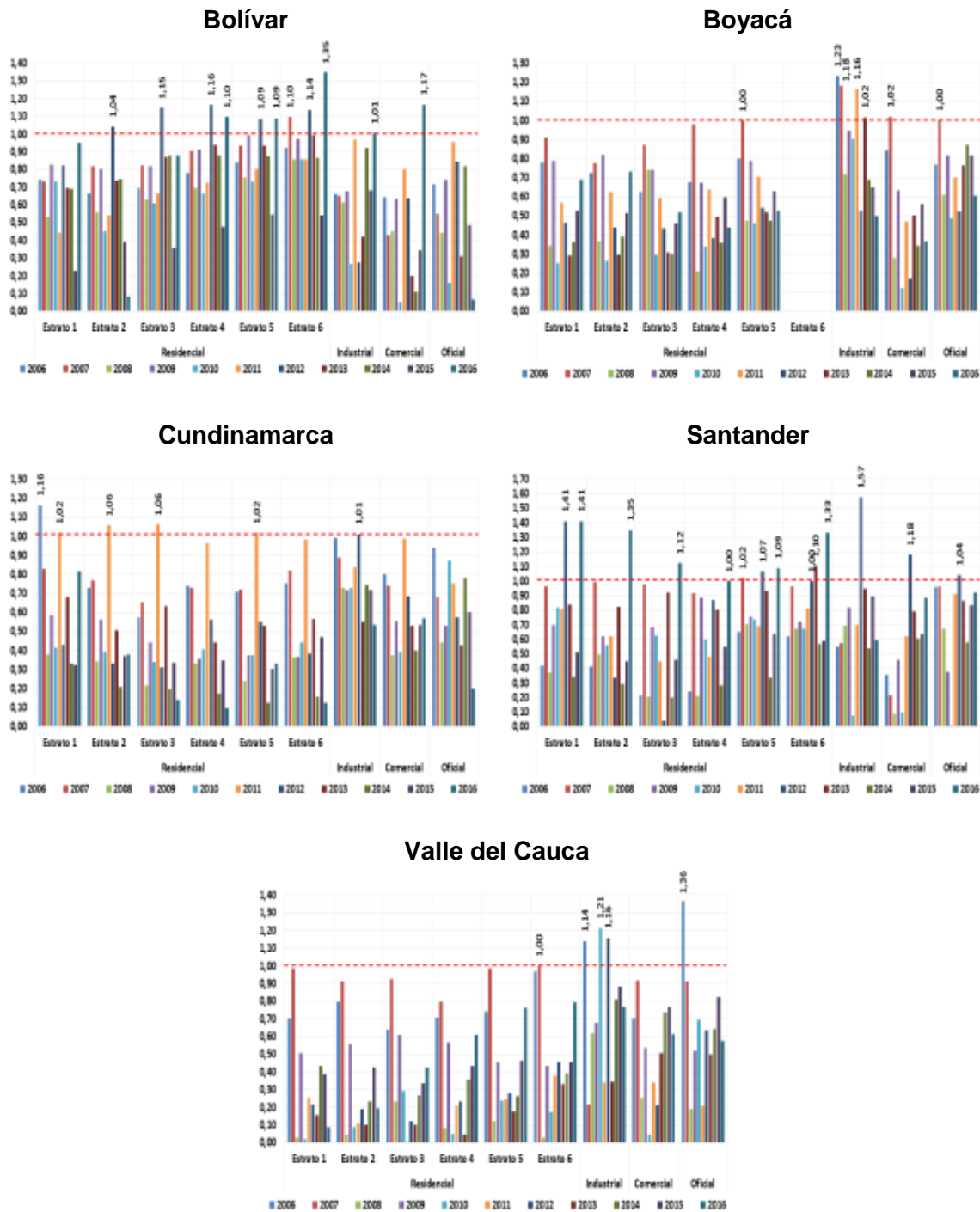


Figura 4-3: (Continuación)



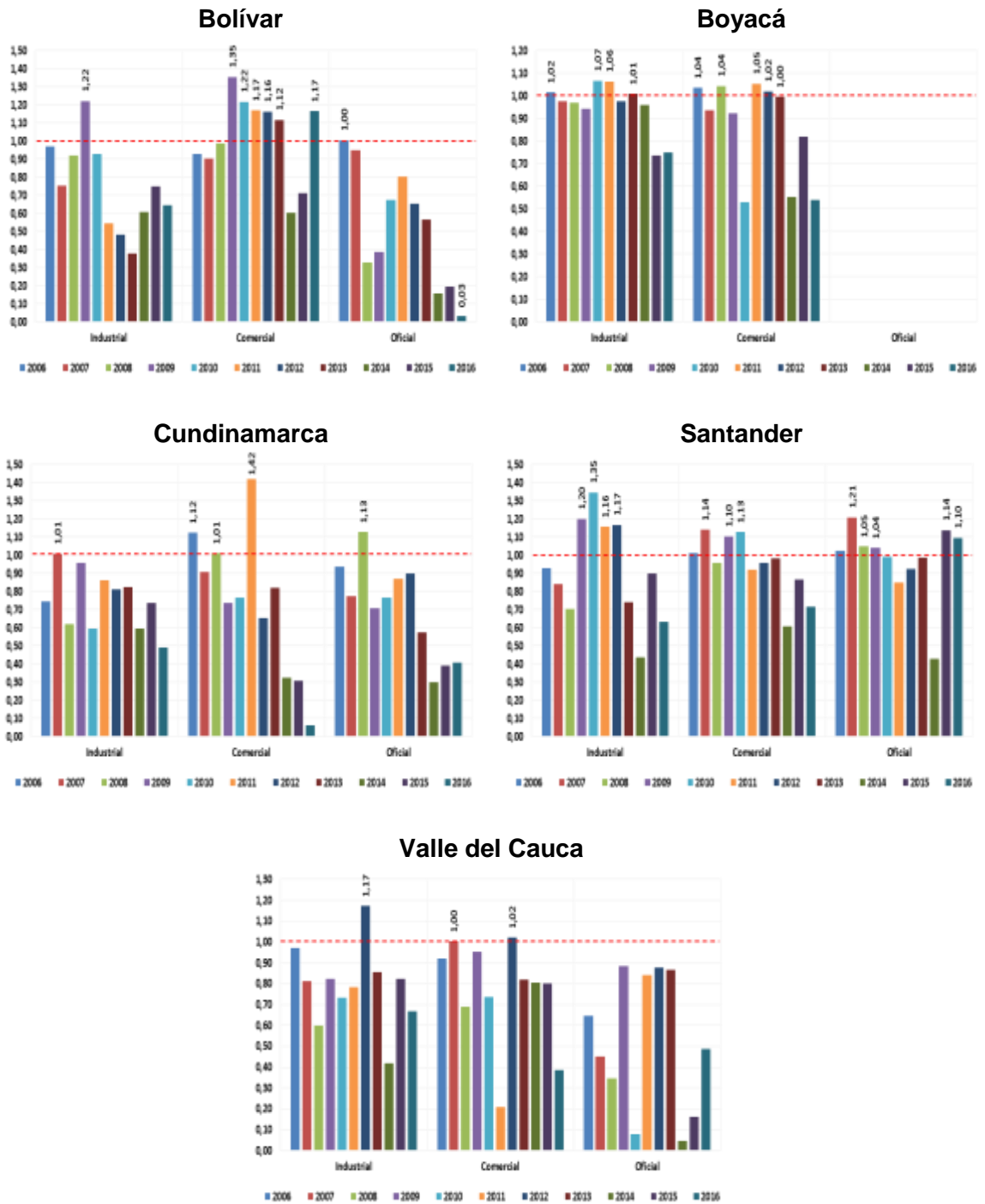
Fuente: Elaboración propia con base en [58].

4.1.2 Mercado no regulado urbano

Sector industrial:

- El departamento de Antioquia, muestra elasticidad de 1,05 y 1,37 debido al crecimiento económico de los años 2006 y 2007 y en el año 2012 donde se presentó un período seco en el país, alcanzo una elasticidad de 1,35. A partir de 2011 hasta la fecha ha disminuido la sensibilidad del consumo frente a la facturación.
- Tanto el departamento del Atlántico como el departamento Bolívar, sólo se evidencio elasticidad en 2009 a raíz del fenómeno de El Niño. De 2010 a 2016, éstos departamentos responden a una demanda inelástica, cada vez menos sensible a cambios en el precio.
- El departamento de Boyacá, muestra un comportamiento estable de relativa elasticidad durante todo el período de análisis, teniendo una variación promedio de 0,95 y alcanzando variaciones de 1,01 a 1,07 en el consumo de energía eléctrica (más que proporcional), sobre un incremento del 1% en la facturación por consumo.
- Cundinamarca presenta una relativa inelasticidad en la demanda, que se ha hecho menos sensible a la facturación por consumo de electricidad en el período de análisis. Un incremento de 1% en la facturación de energía eléctrica, genera variaciones de 0,75 en promedio sobre el consumo de energía eléctrica.
- En el departamento del Valle del Cauca, el consumo ha respondido ante un cambio en la facturación, únicamente en el año 2009 donde se presentó el Fenómeno de El Niño. Cabe resaltar que éste departamento, se ha blindado del suministro y del precio de la energía eléctrica, debido a que muchas empresas pertenecen al sector alimentos y autogeneran con sus residuos (bagazo de caña, etc.), esto hace que no se vea reflejado la situación real del sector.
- En cuanto al departamento del Santander, en los períodos secos o extremadamente secos, el consumo de energía eléctrica reacciona ante un incremento en la facturación.

Figura 4-4: (Continuación)



Fuente: Elaboración propia con base en [58].

4.2 Resultados elasticidad – Ciudades capitales relevantes

4.2.1 Mercado regulado urbano

Sector residencial:

- Los resultados de la estimación de la elasticidad, confirman que las ciudades de Barranquilla y Cartagena de Indias para el año 2012 y 2016 en el sector residencial (en especial en estrato 3 al estrato 6) presentan elasticidad más que proporcional, debido al periodo seco que se presentó en 2012 y el fenómeno de El Niño de 2016.
- Para la ciudad de Medellín, muestra que la demanda es inelástica, y solo se evidencia elasticidad en el año 2007 en el estrato 2 (1,03).
- La ciudad de Tunja, muestra que el consumo de energía es sensible a la facturación total para el año 2007, ya que un incremento en la facturación por consumo produce una variación proporcional en el consumo de electricidad en los estratos del 3 al 5. Esto como consecuencia el impacto del crecimiento económico del país entre 2006 y 2007. Por otra parte, para 2008 y 2009 el estrato 6 reporta elasticidades de 1,01 y 1,16 respectivamente.
- En 2016, para los estratos 2, 3, 5 y 6 del sector residencial de la ciudad de Bucaramanga se presenta elasticidad facturación-consumo de electricidad a causa del fenómeno de El Niño, con un valor que oscila entre 1,00 y 1,31. Además, se presenta que por un incremento del 1% en la facturación por consumo se genera variaciones de 1,03, 1,02 y 1,00 en el consumo de electricidad en los estratos 1, 2 y 3 para el año 2007.
- La capital de Colombia, muestra que en todos los estratos se presenta elasticidad facturación – consumo de electricidad solo en el año 2011. Ya que el crecimiento económico de Bogotá D.C es similar al crecimiento económico del País con una correlación del 87,30%, siendo éste un driver que jalona o desestimula el crecimiento del país, por tal razón se presentó elasticidad para el año 2011.
- Para la ciudad de Cali, la tendencia es a ser más inelástica a través del tiempo en los estratos 1, 2 y 3.

Sector industrial y comercial:

- Medellín es relativamente inelástico, ya que presenta en promedio en los últimos años una variación del consumo de electricidad de 0,77 veces para el sector industrial y 0,67 veces para el sector comercial, respecto a un incremento del 1% en la facturación del consumo.
- La ciudad de Barranquilla, se ha presentado mayor variación en el consumo total de electricidad en el año 2012, asociado a los períodos secos. Y para la ciudad de Cartagena de Indias, se ha presentado mayor variación en el consumo total de electricidad en el año 2016, asociado al fenómeno de El Niño. En ambos municipios, la elasticidad es más representativa en el sector comercial.
- El consumo de energía eléctrica en la industria se ha hecho menos sensible a la facturación, con una clara tendencia descendente que se observa en los tres últimos años en el comportamiento de la elasticidad facturación total – consumo total, para las ciudades de Tunja y Cali.
- La ciudad de Bogotá D.C., presenta elasticidad en el año 2012, primero por ser un período seco, y segundo porque su crecimiento económico se ha volcado hacia la prestación de servicios.

Sector oficial:

- En casi todas casi todas las ciudades capitales relevantes a excepción de Tunja, se presenta una relativa inelasticidad en el período de análisis. Un incremento de 1% en la facturación de energía eléctrica, genera variaciones menos que proporcionales sobre consumo de energía eléctrica. De 2011 a 2016, se presentan variaciones promedio de: 0,66 (Medellín), 0,60 (Barranquilla), 0,52 (Cartagena de Indias), 0,57 (Bogotá D.C.), 0,83 (Bucaramanga) y 0,62 (Cali).

En la Figura 4-5, se muestra los resultados antes mencionados.

Figura 4-5: Elasticidad por ciudades capitales para la facturación por consumo - consumo total (mercado regulado urbano)

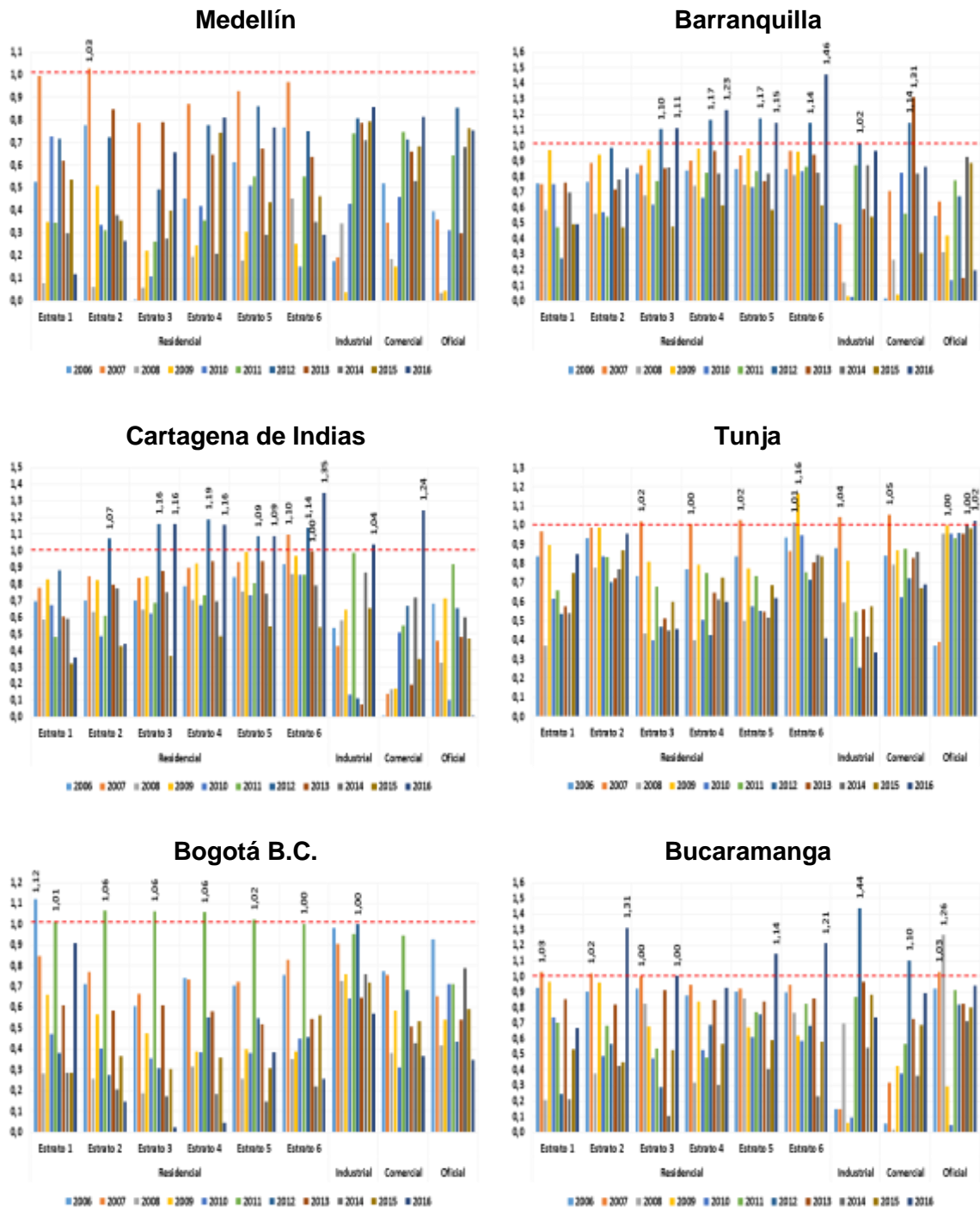
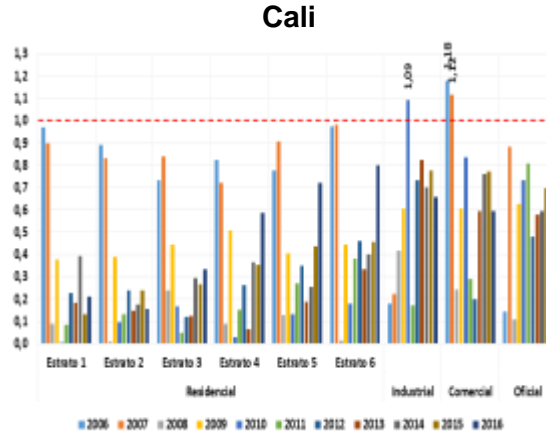


Figura 4-5: (Continuación)

Fuente: Elaboración propia con base en [58].

4.2.2 Mercado no regulado urbano

Sector industrial:

- Medellín, muestra elasticidad de 1,08 y 1,25 en los años 2009 y 2012 en donde se presentó períodos secos en el país. A partir de 2013 hasta la fecha ha disminuido la sensibilidad del consumo frente a la facturación.
- Barranquilla y Cartagena de Indias, se evidencia elasticidad entre 2009 y 2010 a raíz del fenómeno de El Niño. De 2010 a 2016, éstos departamentos responden a una demanda inelástica, cada vez menos sensible a cambios en el precio.
- Tunja, muestra elasticidad durante los primeros cuatro años del período de análisis: a) 2006 – 2008 asociado a crecimiento económico asociado a la industria manufacturera, y b) en el año 2009 como consecuencia del fenómeno de El Niño.
- Bogotá D.C., presenta una relativa inelasticidad en la demanda, que se ha hecho menos sensible a la facturación de electricidad en el período de análisis. Un incremento de 1% en la facturación de energía eléctrica, genera variaciones de 0,77 en promedio sobre el consumo de energía eléctrica.
- Para la ciudad de Cali, el consumo ha respondido ante un cambio en la facturación, en especial en el año 2012, donde se presentó en período seco. Del año 2013 en adelante, Cali se ha hecho menos sensible a la facturación del consumo de electricidad.

- En cuanto a la ciudad de Bucaramanga en el año 2009, el consumo de energía eléctrica reaccionó ante un incremento en la facturación, como consecuencia del fenómeno de El Niño.

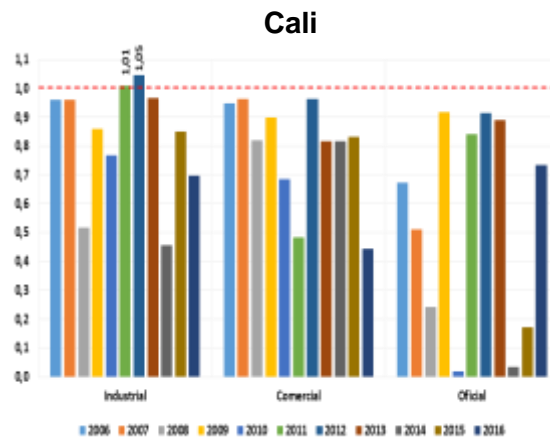
Sector comercial:

- En este sector, se presentan las mayores sensibilidades en las ciudades de Barranquilla, Cartagena de Indias y Bucaramanga, siendo éstas en donde los períodos secos o extremadamente secos, la facturación de electricidad genera notablemente variaciones más que proporcionales sobre consumo de energía eléctrica. En el período comprendido desde 2009 a 2010, se presentaron las siguientes elasticidades promedio en estos municipios: 1,06 (Barranquilla), 1,26 (Cartagena de Indias) y 1,12 (Bucaramanga).

Sector oficial:

- En este sector la gran mayoría de las capitales son inelásticas y se han hecho menos sensibles a la facturación por consumo de electricidad. Sin embargo, en Bucaramanga a lo largo del tiempo presenta elasticidad en un 82% del período de análisis. Un incremento de 1% en la facturación de energía eléctrica, genera una variación promedio de 1,10 en el consumo de electricidad, evidenciando un consumo sensible a la facturación.

En la Figura 4-6, se muestra los resultados antes mencionados.

Figura 4-6: (Continuación)

Fuente: Elaboración propia con base en [58].

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

Braithwait & Eakin [25] y Parkin [26] señalan que hay una ausencia de elasticidad o un grado significativo de sensibilidad de la demanda de energía eléctrica frente a los precios de ésta. Sin embargo los estudios de la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) [17], han mostrado resultados de los programas de respuesta a la demanda, en los cuales el precio de la energía eléctrica genera variaciones en la demanda de electricidad; no solo a nivel total del sistema, sino que en los sectores de la economía, tales como: comercial, industrial, residencial y transporte; para las distintas regiones eléctricas de Norte América.

En este trabajo, se analizó la volatilidad de la demanda de energía eléctrica y de sus precios, y se estimaron las elasticidades precio de la demanda y facturación por consumo para el corto y largo plazo. Se hizo uso de las metodologías para la calcular elasticidad mediante modelos Log-Lineal y Vector de Corrección de Errores (VEC), y el cálculo de la desviación estándar para hallar la volatilidad. Cabe resaltar, que las elasticidades estimadas varían de acuerdo con el modelo, el método de estimación, el tipo de elasticidad, y la periodicidad en la que se calcula.

Los resultados del análisis de la volatilidad a nivel mensual, mostraron que en el caso de la demanda de energía eléctrica ésta es cada vez menor, como consecuencia de: un crecimiento vegetativo de ésta, un mercado más maduro, un nivel de cobertura de electricidad que llega a su máximo, entre otros. Por otra parte, la volatilidad del precio de bolsa es muy alta, lo que se traduce en un mayor riesgo; el cual se encuentra asociado a cuestiones climáticas, económicas y sociales, tales como: fenómenos climáticos severos, costo de oportunidad, valor del recurso, crecimiento o desaceleración económica, precio de los combustibles para generación, etc.

La volatilidad de la demanda de energía eléctrica, permite observar los cambios a priori en el mercado, lo cual permitiría blindar a la demanda del aumento de los precios de bolsa (mercado spot), dando una mejor gestión de la demanda.

El primer análisis de elasticidad precio bolsa – demanda de energía eléctrica que se realizó fue a nivel mensual, el cual no mostró resultados significativos debido a que la periodicidad no captura las variaciones o fenómenos que ocurren a través del día o de los bloques de horas, en las diferentes épocas o periodos relevantes que ha afrontado el Sistema Interconectado Nacional de Colombia (SIN).

Luego se procedió a analizar con más detalle las elasticidades que pudieran generar los datos a nivel diario, mostrando correlaciones más significativas y directas entre el precio de bolsa y la demanda de energía eléctrica. Ante lo cual, se evidencio elasticidad de precio – demanda en los períodos secos o extremadamente secos (fenómeno de El Niño) y el período de la Campaña Apagar Paga de 2015 - 2016.

Para el análisis a nivel horario, se caracterizó la curva de carga del SIN, y se agrupó en bloques horas, mostrando como resultado elasticidades intradiarias precio – demanda, lo cual permitirá desplazar la curva de carga de electricidad del sistema de las horas pico a las horas valle.

En cuanto a los resultados a nivel departamental y de ciudades, se demuestra y se corrobora la existencia de elasticidad facturación por consumo – consumo total de electricidad. Para el mercado regulado de electricidad, mostró que los departamentos y las ciudades capitales asociadas a estos que se encuentran sobre el nivel del mar (Atlántico y Bolívar), se presenta una mayor elasticidad en el sector residencial en especial los estratos 4, 5 y 6 en el período 2015 - 2016 (fenómeno de El Niño y Campaña Apagar Paga). A nivel del sector industrial, se confirmó que el departamento del Valle del Cauca presenta elasticidades en el período del fenómeno de El Niño de 2009 – 2010.

De otra parte para el mercado no regulado de electricidad, el sector industrial y comercial en todos los departamentos y ciudades capitales analizadas, muestran que por un incremento de 1% en la facturación de energía eléctrica, genera variaciones más que proporcionales sobre consumo de energía eléctrica, demostrando así elasticidad en los períodos 2012 – 2014 (período seco). Además, en los en los departamentos que se encuentran sobre el nivel del mar (Atlántico y Bolívar) también se evidencio elasticidad en el período 2015 – 2016 en estos sectores.

5.2 Recomendaciones

Los resultados obtenidos a partir de este trabajo, permitirán la construcción de un programa de respuesta a la demanda que, asociado a un cambio en la tarificación en el sector regulado, permitirá un mercado spot más dinámico y eficiente.

Los cálculos realizados y encontrados de elasticidad para precio de la demanda y facturación por consumo, permitirán implementar un programa de RD con datos reales para el caso Colombiano, ya que trabajos previos como los presentados en la Tabla 1-1, han empleado valores de elasticidad teóricos o provenientes de otros países. El trabajo de Mohajeryami et al [61], sugiere un modelo económico para la respuesta a la demanda basada en los precios (TOU), el cual emplea como driver la elasticidad precio – demanda para evaluar la función de utilidad de los consumidores y el efecto de sustitución (es el efecto debido únicamente al cambio de precio relativo, controlando el cambio en el ingreso real).

Con el objetivo de darle trazabilidad y seguimiento a este trabajo, se deberá contar con una mayor calidad en las bases de datos, esto con el fin de capturar la mayor información posible del mercado y poder brindar señales más confiables.

A. Anexo: Pruebas de Raíz Unitaria, Rezagos y de Cointegración

En este anexo, se presentan los resultados de las pruebas necesarias para la obtención de la elasticidad para el mercado eléctrico colombiano de acuerdo a las bases de XM.

Anexo A -1: Prueba de Raíz Unitaria para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Anual)

Null Hypothesis: LNDEMANDA has a unit root

Exogenous: Constant

Bandwidth: 85 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel

		Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic		-2,023846909	0,276534828
	1% level	-3,456302031	
Test critical values:	5% level	-2,87285722	
	10% level	-2,572875413	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.			
Residual variance (no correction)			0,00179559
HAC corrected variance (Bartlett kernel)			0,00182217

Null Hypothesis: LNPRECIO has a unit root

Exogenous: Constant

Bandwidth: 2 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel

		Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic		-2,815812031	0,057456116
	1% level	-3,456302031	
Test critical values:	5% level	-2,87285722	
	10% level	-2,572875413	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.			
Residual variance (no correction)			0,095454677
HAC corrected variance (Bartlett kernel)			0,096213784

Anexo A -1: (Continuación)

Group unit root test: Summary

Series: LNDEMANDA, LNPRECIO

Date: 02/11/17 Time: 14:15

Sample: 1996M01 2016M12

Exogenous variables: Individual effects

Automatic selection of maximum lags

Automatic lag length selection based on SIC: 0 to 14

Newey-West automatic bandwidth selection and Bartlett kernel

Method	Statistic	Prob.**	Cross-sections	Obs
Null: Unit root (assumes common unit root process)				
Levin, Lin & Chu t*	-0,42942	0,3338	2	488
Null: Unit root (assumes individual unit root process)				
Im, Pesaran and Shin W-stat	-0,418	0,338	2	488
ADF - Fisher Chi-square	6,00984	0,1984	2	488
PP - Fisher Chi-square	8,2843	0,0817	2	502

** Probabilities for Fisher tests are computed using an asymptotic Chi-square distribution.

All other tests assume asymptotic normality.

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Anexo A -2: Prueba de Selección de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Anual)

VAR Lag Order Selection Criteria

Endogenous variables: LNDEMANDA LNPRECIO

Exogenous variables: C

Date: 02/11/17 Time: 14:15

Sample: 1996M01 2016M12

Included observations: 240

Lag	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-41,10105025	NA	0,00491	0,359175	0,388181	0,370862
1	411,9338108	894,7439	0,000116	-3,382782	-3,295766	-3,347721
2	479,8233646	132,9504	6,83E-05	-3,915195	-3,770168	-3,85676
3	493,495564	26,54685	6,31E-05	-3,995796	-3,792759	-3,913987
4	494,4631753	1,862652	6,47E-05	-3,970526	-3,709479	-3,865343
5	504,2824516	18,73845	6,16E-05	-4,01902	-3,699962	-3,890463
6	525,7245253	40,56126	5,33E-05	-4,164371	-3,787302	-4,01244
7	536,733883	20,64255	5,03E-05	-4,222782	-3,787702	-4,047477
8	554,6381213	33,27204	4,48E-05	-4,338651	-3,84556	-4,139972
9	559,8185365	9,540598	4,43E-05	-4,348488	-3,797387	-4,126434
10	566,8405393	12,81516	4,32E-05	-4,373671	-3,764559	-4,128244
11	571,9819856	9,297449	4,29E-05	-4,383183	-3,716061	-4,114382
12	625,853766	96,52027*	2,83e-05*	-4,798781*	-4,073648*	-4,506606*

* indicates lag order selected by the criterion

LR: sequential modified LR test statistic (each test at 5% level)

FPE: Final prediction error

AIC: Akaike information criterion

SC: Schwarz information criterion

HQ: Hannan-Quinn information criterion

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Anexo A -3: Prueba de Eliminación de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Anual)

VAR Lag Exclusion Wald Tests

Date: 02/11/17 Time: 14:15

Sample: 1996M01 2016M12

Included observations: 240

Chi-squared test statistics for lag exclusion:

Numbers in [] are p-values

	LNDEMANDA	LNPRECIO	Joint
Lag 1	8,634719493 [0,013335]	155,0133172 [0,000000]	166,8582032 [0,000000]
Lag 2	31,80369567 [1,24e-07]	0,294535127 [0,863063]	33,51964783 [9,35e-07]
Lag 3	8,781264384 [0,012393]	1,55014328 [0,460671]	9,332359674 [0,053308]
Lag 4	1,932577263 [0,380493]	2,03637733 [0,361249]	3,425541404 [0,489290]
Lag 5	0,400905895 [0,818360]	3,074681131 [0,214952]	3,171757845 [0,529505]
Lag 6	8,236087217 [0,016276]	0,157723996 [0,924167]	8,281026996 [0,081810]
Lag 7	1,703666657 [0,426632]	11,41881882 [0,003315]	14,46428347 [0,005952]
Lag 8	1,169500598 [0,557245]	12,10058542 [0,002357]	15,41937554 [0,003906]
Lag 9	2,30818091 [0,315344]	2,693056956 [0,260142]	5,883217242 [0,208041]
Lag 10	0,800708837 [0,670083]	5,045768443 [0,080228]	6,254649775 [0,180921]
Lag 11	7,287528762 [0,026154]	4,258729171 [0,118913]	11,3992244 [0,022425]
Lag 12	116,2378808 [0,000000]	0,191878872 [0,908519]	121,7203088 [0,000000]
df	2	2	4

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Anexo A -4: Prueba de Cointegración para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Anual)

Date: 02/11/17 Time: 14:15
 Sample: 1996M01 2016M12
 Included observations: 239
 Series: LNDEMANDA LNPRECIO
 Lags interval: 1 to 12

Selected (0.05 level*) Number of Cointegrating Relations by Model

Data Trend:	None	None	Linear	Linear	Quadratic
Test Type	No Intercept	Intercept	Intercept	Intercept	Intercept
	No Trend	No Trend	No Trend	Trend	Trend
Trace	2	2	1	2	2
Max-Eig	2	2	1	2	2

*Critical values based on MacKinnon-Haug-Michelis (1999)

Information Criteria by Rank and Model

Data Trend:	None	None	Linear	Linear	Quadratic
Rank or	No Intercept	Intercept	Intercept	Intercept	Intercept
No. of CEs	No Trend	No Trend	No Trend	Trend	Trend

Log Likelihood by Rank (rows) and Model (columns)

0	629,2308309	629,2308309	635,7391609	635,7391609	637,0795624
1	636,8507594	643,6397098	649,9572667	650,0860929	650,7993777
2	640,6900311	650,2132006	650,2132006	657,782252	657,782252

Akaike Information Criteria by Rank (rows) and Model (columns)

0	-4,863856	-4,863856	-4,901583	-4,901583	-4,896063
1	-4,894149	-4,942592	-4,98709	-4,9798	-4,977401
2	-4,892804	-4,955759	-4,955759	-5,002362*	-5,002362

Schwarz Criteria by Rank (rows) and Model (columns)

0	-4,165654	-4,165654	-4,174289	-4,174289	-4,139678
1	-4,137763	-4,17166	-4,201613*	-4,179777	-4,162832
2	-4,078235	-4,112098	-4,112098	-4,12961	-4,12961

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Anexo A -5: Prueba de Raíz Unitaria para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Mensual)

Null Hypothesis: LNDEMANDA has a unit root

Exogenous: Constant

Bandwidth: 50 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel

	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-31,69152937	2,26E-43
	1% level -3,431025491	
Test critical values:	5% level -2,861723107	
	10% level -2,566909207	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		
Residual variance (no correction)		0,006485809
HAC corrected variance (Bartlett kernel)		0,015895068

Null Hypothesis: LNPRECIO has a unit root

Exogenous: Constant

Bandwidth: 35 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel

	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-4,46586722	0,00022359
	1% level -3,431025491	
Test critical values:	5% level -2,861723107	
	10% level -2,566909207	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		
Residual variance (no correction)		0,018436604
HAC corrected variance (Bartlett kernel)		0,008861076

Anexo C -5: (Continuación)

Group unit root test: Summary
 Series: LNDEMANDA, LNPRECIO
 Date: 02/11/17 Time: 14:40
 Sample: 1/01/1996 12/31/2016
 Exogenous variables: Individual effects
 Automatic selection of maximum lags
 Automatic lag length selection based on SIC: 35
 Newey-West automatic bandwidth selection and Bartlett kernel

Method	Statistic	Prob.**	Cross-sections	Obs
Null: Unit root (assumes common unit root process)				
Levin, Lin & Chu t*	0,013566232	0,505411978	2	15270
Null: Unit root (assumes individual unit root process)				
Im, Pesaran and Shin W-stat	-1,282692172	0,099799972	2	15270
ADF - Fisher Chi-square	8,306069111	0,080988446	2	15270
PP - Fisher Chi-square	213,1997019	0	2	15340

** Probabilities for Fisher tests are computed using an asymptotic Chi-square distribution.
 All other tests assume asymptotic normality.

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

**Anexo A -6: Prueba de Selección de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica
y Precio de Bolsa (Mensual)**

VAR Lag Order Selection Criteria

Endogenous variables: LNDEMANDA LNPRECIO

Exogenous variables: C

Date: 02/11/17 Time: 14:40

Sample: 1/01/1996 00:00 12/31/2016 23:00

Included observations: 184080

Lag	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-5492,552484	NA	0,014445	1,438365	1,440182	1,438988
1	13591,95634	38154,03	9,78E-05	-3,556533	-3,551082	-3,554663
2	13699,6986	215,3435	9,52E-05	-3,583691	-3,574605	-3,580574
3	13931,25798	462,6944	8,97E-05	-3,643261	-3,630542	-3,638898
4	14034,74754	206,7353	8,74E-05	-3,669306	-3,652952	-3,663695
5	14225,68826	381,3316	8,32E-05	-3,718243	-3,698255	-3,711386
6	15238,72393	2022,624	6,39E-05	-3,982388	-3,958767	-3,974284
7	17360,93821	4236,095	3,67E-05	-4,536895	-4,509639	-4,527544
8	17867,03148	1009,934	3,22E-05	-4,668333	-4,637443	-4,657735
9	17875,59169	17,07784	3,21E-05	-4,669527	-4,635003	-4,657682
10	17887,75631	24,26238	3,21E-05	-4,671664	-4,633506	-4,658573
11	17892,2256	8,911666	3,21E-05	-4,671787	-4,629995	-4,657449
12	17910,63145	36,69124	3,20E-05	-4,675558	-4,630132	-4,659973
13	18001,62546	181,3449	3,12E-05	-4,698331	-4,649271	-4,6815
14	18251,72237	498,2952	2,93E-05	-4,762755	-4,71006	-4,744676
15	18382,11661	259,7303	2,83E-05	-4,795842	-4,739513	-4,776517
16	18384,91039	5,563422	2,83E-05	-4,795526	-4,735563	-4,774955
17	18387,21275	4,583636	2,84E-05	-4,795082	-4,731485	-4,773263
18	18388,6977	2,955507	2,84E-05	-4,794423	-4,727192	-4,771358
19	18393,91113	10,37364	2,84E-05	-4,794741	-4,723876	-4,770429
20	18432,27739	76,32073	2,81E-05	-4,803738	-4,729238	-4,778179
21	18666,36881	465,5478	2,65E-05	-4,863971	-4,785837	-4,837165
22	18810,23102	286,0297	2,55E-05	-4,900584	-4,818817	-4,872532
23	18810,72382	0,979545	2,55E-05	-4,899666	-4,814264	-4,870367
24	18814,52	7,54366	2,55E-05	-4,899613	-4,810577	-4,869067
25	18814,88449	0,724117	2,56E-05	-4,898661	-4,805991	-4,866868
26	18835,06656	40,08413	2,55E-05	-4,902897	-4,806593	-4,869858
27	18863,9829	57,41633	2,53E-05	-4,90942	-4,809482	-4,875133
28	18971,38694	213,2055	2,46E-05	-4,936489	-4,832917	-4,900956
29	19022,49631	101.4294*	2.43e-05*	-4.948821*	-4.841615*	-4.912041*
30	19025,41148	5,783791	2,43E-05	-4,948537	-4,837697	-4,910511
31	19026,57746	2,312731	2,43E-05	-4,947795	-4,833321	-4,908522

Anexo A -6: (Continuación)

VAR Lag Order Selection Criteria

Endogenous variables: LNDEMANDA LNPRECIO

Exogenous variables: C

Date: 02/11/17 Time: 14:40

Sample: 1/01/1996 00:00 12/31/2016 23:00

Included observations: 184080

Lag	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
27	18863,9829	57,41633	2,53E-05	-4,90942	-4,809482	-4,875133
28	18971,38694	213,2055	2,46E-05	-4,936489	-4,832917	-4,900956
29	19022,49631	101,4294*	2,43e-05*	-4,948821*	-4,841615*	-4,912041*
30	19025,41148	5,783791	2,43E-05	-4,948537	-4,837697	-4,910511
31	19026,57746	2,312731	2,43E-05	-4,947795	-4,833321	-4,908522

* indicates lag order selected by the criterion

LR: sequential modified LR test statistic (each test at 5% level)

FPE: Final prediction error

AIC: Akaike information criterion

SC: Schwarz information criterion

HQ: Hannan-Quinn information criterion

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

**Anexo A -7: Prueba de Eliminación de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica
y Precio de Bolsa (Mensual)**

VAR Lag Exclusion Wald Tests

Date: 02/11/17 Time: 14:40

Sample: 1/01/1996 00:00 12/31/2016 23:00

Included observations: 184080

Chi-squared test statistics for lag exclusion:

Numbers in [] are p-values

	LNDEMANDA	LNPRECIO	Joint
Lag 1	2156,290874 [0.000000]	4823,927476 [0.000000]	7004,413086 [0.000000]
Lag 2	0,330971952 [0.847482]	70,21100284 [5.55e-16]	76,01185294 [1.22e-15]
Lag 3	4,286167154 [0.117293]	2,344161325 [0.309722]	7,003120588 [0.135723]
Lag 4	8,371934724 [0.015207]	4,545002999 [0.103054]	10,78779474 [0.029055]
Lag 5	3,807713766 [0.148993]	0,698895403 [0.705077]	5,190698554 [0.268284]
Lag 6	9,946211374 [0.006922]	0,25467592 [0.880436]	10,70776337 [0.030052]
Lag 7	613,0963196 [0.000000]	90,9439754 [0.000000]	687,2803871 [0.000000]
Lag 8	86,64303715 [0.000000]	24,31774797 [5.24e-06]	109,2635365 [0.000000]
Lag 9	0,258188576 [0.878891]	26,40954923 [1.84e-06]	26,83474179 [2.15e-05]
Lag 10	1,734549401 [0.420095]	6,72810504 [0.034595]	9,39971967 [0.051849]
Lag 11	0,951725712 [0.621349]	3,231425578 [0.198749]	4,214544408 [0.377748]
Lag 12	0,157439825 [0.924299]	0,223610123 [0.894219]	0,371256648 [0.984762]
Lag 13	2,117602518 [0.346871]	7,044049503 [0.029540]	9,301892254 [0.053981]
Lag 14	106,3418777 [0.000000]	3,3251179 [0.189653]	112,4345339 [0.000000]
Lag 15	47,07589917 [5.99e-11]	2,152002068 [0.340956]	47,68740633 [1.10e-09]
Lag 16	0,241267972 [0.886358]	5,186551817 [0.074775]	6,086348536 [0.192792]
Lag 17	1,060331532 [0.588507]	0,152530226 [0.926571]	1,43012321 [0.838943]
Lag 18	0,231638996 [0.890636]	0,02119823 [0.989457]	0,284906253 [0.990768]

Anexo A -7: (Continuación)

VAR Lag Exclusion Wald Tests

Date: 02/11/17 Time: 14:40

Sample: 1/01/1996 00:00 12/31/2016 23:00

Included observations: 184080

Chi-squared test statistics for lag exclusion:

Numbers in [] are p-values

	LNDEMANDA	LNPRECIO	Joint
Lag 19	10,63242046 [0,004911]	1,352474507 [0,508527]	14,23611362 [0,006578]
Lag 20	7,762829927 [0,020622]	1,849145881 [0,396701]	8,454055443 [0,076292]
Lag 21	377,4258505 [0,000000]	41,25394852 [1,10e-09]	390,5166727 [0,000000]
Lag 22	130,3647976 [0,000000]	17,42634461 [0,000164]	140,7676448 [0,000000]
Lag 23	1,265682776 [0,531081]	1,613137582 [0,446387]	3,359417086 [0,499574]
Lag 24	3,915511987 [0,141175]	0,286342831 [0,866606]	4,240615426 [0,374420]
Lag 25	6,171361417 [0,045699]	5,691770696 [0,058083]	11,08768298 [0,025596]
Lag 26	1,890074412 [0,388665]	1,686047924 [0,430407]	3,294173029 [0,509856]
Lag 27	0,690312163 [0,708110]	1,786674623 [0,409288]	2,399618526 [0,662696]
Lag 28	288,7241523 [0,000000]	33,2888046 [5,91e-08]	312,4566363 [0,000000]
Lag 29	94,37370878 [0,000000]	17,06622085 [0,000197]	102,1785935 [0,000000]
df	2	2	4

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Anexo A -8: Prueba de Cointegración para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Mensual)

Date: 02/11/17 Time: 14:40
 Sample: 1/01/1996 00:00 12/31/2016 23:00
 Included observations: 184079
 Series: LNDEMANDA LNPRECIO
 Lags interval: 1 to 24

Selected (0.05 level*) Number of Cointegrating Relations by Model

Data Trend:	None	None	Linear	Linear	Quadratic
Test Type	No Intercept No Trend	Intercept No Trend	Intercept No Trend	Intercept Trend	Intercept Trend
Trace	0	1	1	2	2
Max-Eig	1	1	1	2	2

*Critical values based on MacKinnon-Haug-Michelis (1999)

Information Criteria by Rank and Model

Data Trend:	None	None	Linear	Linear	Quadratic
Rank or No. of CEs	No Intercept No Trend	Intercept No Trend	Intercept No Trend	Intercept Trend	Intercept Trend

Log Likelihood by Rank (rows) and Model (columns)

0	19013,23061	19013,23061	19013,60481	19013,60481	19013,66708
1	19019,03486	19026,46038	19026,83444	19057,90632	19057,96856
2	19019,33481	19028,37031	19028,37031	19070,02047	19070,02047

Akaike Information Criteria by Rank (rows) and Model (columns)

0	-4,946272	-4,946272	-4,945846	-4,945846	-4,945339
1	-4,946744	-4,948426	-4,948262	-4,956133	-4,955888
2	-4,945775	-4,947617	-4,947617	-4,957995*	-4,957995

Schwarz Criteria by Rank (rows) and Model (columns)

0	-4,840894	-4,840894	-4,838652	-4,838652	-4,836328
1	-4,837733	-4,838506	-4,837434	-4,844397*	-4,843243
2	-4,833131	-4,833155	-4,833155	-4,841717	-4,841717

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Anexo A -9: Prueba de Raíz Unitaria para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Diaria)

Null Hypothesis: LNDEMANDA has a unit root

Exogenous: Constant

Bandwidth: 580 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel

	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-159,9863263	0,0001
	1% level -3,43021726	
Test critical values:	5% level -2,861365334	
	10% level -2,566717142	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		
Residual variance (no correction)		0,005694226
HAC corrected variance (Bartlett kernel)		0,034840739

Null Hypothesis: LNPRECIO has a unit root

Exogenous: Constant

Bandwidth: 1.65e+003 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel

	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-130,9139198	0,0001
	1% level -3,43021726	
Test critical values:	5% level -2,861365334	
	10% level -2,566717142	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		
Residual variance (no correction)		0,032854133
HAC corrected variance (Bartlett kernel)		0,384214354

Anexo A -9: (Continuación)

Group unit root test: Summary
 Series: LNDEMANDA, LNPRECIO
 Date: 02/11/17 Time: 15:07
 Sample: 1/01/1996 00:00 12/31/2016 23:00
 Exogenous variables: Individual effects
 Automatic selection of maximum lags
 Automatic lag length selection based on SIC: 76 to 77
 Newey-West automatic bandwidth selection and Bartlett kernel

Method	Statistic	Prob.**	Cross-sections	Obs
Null: Unit root (assumes common unit root process)				
Levin, Lin & Chu t*	2,893124911	0,998092852	2	368053
Null: Unit root (assumes individual unit root process)				
Im, Pesaran and Shin W-stat	-12,11200421	4,56E-34	2	368053
ADF - Fisher Chi-square	158,3836138	0	2	368053
PP - Fisher Chi-square	36,84136149	1,94E-07	2	368206

** Probabilities for Fisher tests are computed using an asymptotic Chi-square distribution.
 All other tests assume asymptotic normality.

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Anexo A -10: Prueba de Selección de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Diaria)

VAR Lag Order Selection Criteria

Endogenous variables: LNDEMANDA LNPRECIO

Exogenous variables: C

Date: 02/11/17 Time: 15:07

Sample: 1/01/1996 00:00 12/31/2016 23:00

Included observations: 184080

Lag	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-232020,0961	NA	0,042644	2,520883	2,520993	2,520916
1	279637,0935	1023298	0,000164	-3,038147	-3,037818	-3,03805
2	353611,519	147944,8	7,35E-05	-3,841824	-3,841274	-3,841662
3	359978,6021	12733,68	6,86E-05	-3,910958	-3,910188	-3,910731
4	361407,3187	2857,293	6,76E-05	-3,926438	-3,925448	-3,926145
5	366025,656	9236,123	6,43E-05	-3,976572	-3,975362	-3,976214
6	367247,3322	2443,18	6,34E-05	-3,989802	-3,988372	-3,989379
7	368399,4794	2304,107	6,26E-05	-4,002276	-4,000626	-4,001789
8	368935,473	1071,888	6,23E-05	-4,008056	-4,006186	-4,007504
9	369469,4232	1067,79	6,19E-05	-4,013814	-4,011724	-4,013197
10	370041,5087	1144,04	6,15E-05	-4,019986	-4,017676	-4,019304
11	371845,9562	3608,444	6,04E-05	-4,039548	-4,037018	-4,0388
12	372882,2009	2072,208	5,97E-05	-4,050763	-4,048013	-4,049951
13	374594,6217	3424,339	5,86E-05	-4,069324	-4,066355	-4,068447
14	380079,443	10967,91	5,52E-05	-4,128873	-4,125683	-4,127931
15	385032,2378	9903,921	5,23E-05	-4,182641	-4,179231	-4,181633
16	387198,679	4332,106	5,11E-05	-4,206135	-4,202506	-4,205063
17	389555,493	4712,732	4,98E-05	-4,231698	-4,227849	-4,230561
18	395256,1176	11398,96	4,68E-05	-4,293591	-4,289522	-4,292389
19	405375,5932	20234,66	4,19E-05	-4,403494	-4,399205	-4,402227
20	413200,9367	15647,2	3,85E-05	-4,488472	-4,483962	-4,48714
21	422522,7561	18639,28	3,48E-05	-4,589708	-4,584979	-4,588311
22	429557,8674	14066,78	3,23E-05	-4,6661	-4,661151	-4,664638
23	435675,2303	12231,6	3,02E-05	-4,732521	-4,727352	-4,730994
24	453580,4252	35800,86*	2,48e-05*	-4,927015*	-4,921625*	-4,925423*

* indicates lag order selected by the criterion

LR: sequential modified LR test statistic (each test at 5% level)

FPE: Final prediction error

AIC: Akaike information criterion

SC: Schwarz information criterion

HQ: Hannan-Quinn information criterion

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Anexo A -11: Prueba de Eliminación de Rezagos para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Diaria)

VAR Lag Exclusion Wald Tests

Date: 02/11/17 Time: 15:07

Sample: 1/01/1996 00:00 12/31/2016 23:00

Included observations: 184080

Chi-squared test statistics for lag exclusion:

Numbers in [] are p-values

	LNDEMANDA	LNPRECIO	Joint
Lag 1	460179,450 [0,000000]	75153,333 [0,000000]	522076,458 [0,000000]
Lag 2	46362,484 [0,000000]	4881,473 [0,000000]	47640,815 [0,000000]
Lag 3	5663,888 [0,000000]	857,422 [0,000000]	5986,489 [0,000000]
Lag 4	1715,464 [0,000000]	36,202 [1,38e-08]	1727,182 [0,000000]
Lag 5	954,192 [0,000000]	37,099 [8,79e-09]	955,208 [0,000000]
Lag 6	919,112 [0,000000]	83,373 [0,000000]	951,780 [0,000000]
Lag 7	567,267 [0,000000]	63,169 [1,92e-14]	649,234 [0,000000]
Lag 8	89,569 [0,000000]	74,424 [1,11e-16]	187,703 [0,000000]
Lag 9	161,892 [0,000000]	38,672 [4,00e-09]	204,577 [0,000000]
Lag 10	97,140 [0,000000]	3,356 [0,186725]	101,060 [0,000000]
Lag 11	4169,716 [0,000000]	72,067 [2,22e-16]	4181,045 [0,000000]
Lag 12	21139,203 [0,000000]	797,321 [0,000000]	21156,914 [0,000000]
Lag 13	21013,752 [0,000000]	1712,179 [0,000000]	21319,898 [0,000000]
Lag 14	4932,311 [0,000000]	395,777 [0,000000]	5002,191 [0,000000]
Lag 15	75,155 [0,000000]	111,716 [0,000000]	217,457 [0,000000]
Lag 16	40,805 [1,38e-09]	106,857 [0,000000]	131,786 [0,000000]
Lag 17	147,543 [0,000000]	4,773 [0,091962]	152,903 [0,000000]
Lag 18	1023,806 [0,000000]	30,787 [2,06e-07]	1064,318 [0,000000]

Anexo A -11: (Continuación)

VAR Lag Exclusion Wald Tests
 Date: 02/11/17 Time: 15:07
 Sample: 1/01/1996 00:00 12/31/2016 23:00
 Included observations: 184080
 Chi-squared test statistics for lag exclusion:
 Numbers in [] are p-values

	LNDEMANDA	LNPRECIO	Joint
Lag 19	739,532 [0,000000]	7,625 [0,022088]	757,746 [0,000000]
Lag 20	512,179 [0,000000]	45,055 [1,65e-10]	536,895 [0,000000]
Lag 21	1555,446 [0,000000]	44,749 [1,92e-10]	1579,189 [0,000000]
Lag 22	5408,452 [0,000000]	33,388 [5,62e-08]	5461,189 [0,000000]
Lag 23	37294,674 [0,000000]	1735,933 [0,000000]	38084,972 [0,000000]
Lag 24	32154,498 [0,000000]	6009,497 [0,000000]	38469,611 [0,000000]
df	2	2	4

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Anexo A -12: Prueba de Cointegración para la Demanda de Energía Eléctrica y Precio de Bolsa (Diaria)

Date: 02/11/17 Time: 15:07
 Sample: 1/01/1996 00:00 12/31/2016 23:00
 Included observations: 184079
 Series: LNDEMANDA LNPRECIO
 Lags interval: 1 to 24

Selected (0.05 level*) Number of Cointegrating Relations by Model

Data Trend:	None	None	Linear	Linear	Quadratic
Test Type	No Intercept No Trend	Intercept No Trend	Intercept No Trend	Intercept Trend	Intercept Trend
Trace	1	2	2	2	2
Max-Eig	1	2	2	2	2

*Critical values based on MacKinnon-Haug-Michelis (1999)

Information Criteria by Rank and Model

Data Trend:	None	None	Linear	Linear	Quadratic
Rank or No. of CEs	No Intercept No Trend	Intercept No Trend	Intercept No Trend	Intercept Trend	Intercept Trend

Log Likelihood by Rank (rows) and Model (columns)

0	524836,2799	524836,2799	524836,3033	524836,3033	524836,3516
1	524850,6529	525820,8938	525820,9143	528205,583	528205,6223
2	524850,7113	525833,8782	525833,8782	528230,1873	528230,1873

Akaike Information Criteria by Rank (rows) and Model (columns)

0	-5,701251	-5,701251	-5,701229	-5,701229	-5,701208
1	-5,701364	-5,711894	-5,711884	-5,737782	-5,737772
2	-5,701321	-5,711981	-5,711981	-5,737995*	-5,737995

Schwarz Criteria by Rank (rows) and Model (columns)

0	-5,695972	-5,695972	-5,69584	-5,69584	-5,695709
1	-5,695864	-5,70634	-5,706274	-5,732118*	-5,732052
2	-5,695601	-5,706152	-5,706152	-5,732056	-5,732056

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

B. Anexo: Resultados elasticidades precio de bolsa – demanda de energía eléctrica

En este anexo, se presentan los resultados encontrados de elasticidad para el mercado eléctrico colombiano de acuerdo a las bases de XM.

Anexo B -1: Elasticidad de Corto Plazo del Precio de Bolsa – Demanda de Energía Eléctrica (Mensual)

	Elasticidad Mensual		Elasticidad Mensual		Elasticidad Mensual		Elasticidad Mensual
ene-96	0,05	ene-98	0,26	ene-00	0,58	ene-02	0,25
feb-96	0,04	feb-98	0,00	feb-00	0,24	feb-02	0,03
mar-96	0,03	mar-98	0,01	mar-00	0,21	mar-02	0,25
abr-96	0,15	abr-98	0,04	abr-00	0,47	abr-02	0,19
may-96	0,14	may-98	0,10	may-00	0,20	may-02	0,28
jun-96	0,17	jun-98	0,73	jun-00	0,45	jun-02	0,79
jul-96	0,12	jul-98	0,44	jul-00	0,24	jul-02	0,19
ago-96	0,05	ago-98	0,50	ago-00	0,27	ago-02	0,72
sep-96	0,02	sep-98	0,26	sep-00	0,15	sep-02	0,06
oct-96	0,05	oct-98	0,36	oct-00	0,20	oct-02	0,16
nov-96	0,02	nov-98	0,44	nov-00	0,27	nov-02	0,64
dic-96	0,00	dic-98	0,31	dic-00	0,17	dic-02	0,96
ene-97	0,29	ene-99	0,13	ene-01	0,27	ene-03	0,68
feb-97	0,03	feb-99	0,34	feb-01	0,41	feb-03	0,18
mar-97	0,22	mar-99	0,29	mar-01	0,12	mar-03	0,11
abr-97	0,17	abr-99	0,69	abr-01	0,51	abr-03	0,24
may-97	0,25	may-99	0,57	may-01	0,13	may-03	0,08
jun-97	0,15	jun-99	0,42	jun-01	0,01	jun-03	0,22
jul-97	0,06	jul-99	0,33	jul-01	0,31	jul-03	0,31
ago-97	0,16	ago-99	0,67	ago-01	0,46	ago-03	0,36
sep-97	0,01	sep-99	0,66	sep-01	0,34	sep-03	0,26
oct-97	0,14	oct-99	1,26	oct-01	0,26	oct-03	0,29
nov-97	0,19	nov-99	2,12	nov-01	0,10	nov-03	0,46
dic-97	0,42	dic-99	0,47	dic-01	0,32	dic-03	0,08

Anexo B -1: (Continuación)

	Elasticidad Mensual		Elasticidad Mensual		Elasticidad Mensual		Elasticidad Mensual
ene-04	0,40	ene-08	0,37	ene-12	0,17	ene-16	0,23
feb-04	0,09	feb-08	0,07	feb-12	0,03	feb-16	0,00
mar-04	0,18	mar-08	0,38	mar-12	0,01	mar-16	0,49
abr-04	0,44	abr-08	0,07	abr-12	0,21	abr-16	0,01
may-04	0,19	may-08	0,08	may-12	0,42	may-16	0,14
jun-04	0,28	jun-08	0,17	jun-12	0,01	jun-16	0,02
jul-04	0,54	jul-08	0,17	jul-12	0,09	jul-16	0,27
ago-04	0,57	ago-08	0,29	ago-12	0,32	ago-16	0,03
sep-04	0,15	sep-08	0,04	sep-12	0,04	sep-16	0,05
oct-04	0,79	oct-08	0,25	oct-12	0,05	oct-16	0,16
nov-04	0,17	nov-08	0,10	nov-12	0,05	nov-16	0,09
dic-04	0,05	dic-08	0,04	dic-12	0,37	dic-16	0,06
ene-05	0,12	ene-09	0,38	ene-13	0,51		
feb-05	0,01	feb-09	0,07	feb-13	0,06		
mar-05	0,00	mar-09	0,10	mar-13	0,12		
abr-05	0,10	abr-09	0,35	abr-13	0,01		
may-05	0,10	may-09	0,15	may-13	0,01		
jun-05	0,25	jun-09	0,23	jun-13	0,15		
jul-05	0,09	jul-09	0,14	jul-13	0,07		
ago-05	0,08	ago-09	0,23	ago-13	0,01		
sep-05	0,09	sep-09	0,01	sep-13	0,29		
oct-05	0,01	oct-09	0,03	oct-13	0,06		
nov-05	0,24	nov-09	0,21	nov-13	0,06		
dic-05	0,33	dic-09	0,17	dic-13	0,15		
ene-06	0,01	ene-10	0,14	ene-14	0,25		
feb-06	0,01	feb-10	0,00	feb-14	0,04		
mar-06	0,04	mar-10	0,07	mar-14	0,13		
abr-06	0,24	abr-10	0,21	abr-14	0,05		
may-06	0,13	may-10	0,22	may-14	0,03		
jun-06	0,28	jun-10	0,18	jun-14	0,08		
jul-06	0,32	jul-10	0,08	jul-14	0,06		
ago-06	0,32	ago-10	0,12	ago-14	0,07		
sep-06	0,13	sep-10	0,15	sep-14	0,10		
oct-06	0,05	oct-10	0,47	oct-14	0,09		
nov-06	0,00	nov-10	0,05	nov-14	0,22		
dic-06	0,29	dic-10	0,10	dic-14	0,13		
ene-07	0,22	ene-11	0,19	ene-15	0,13		
feb-07	0,26	feb-11	0,19	feb-15	0,16		
mar-07	0,17	mar-11	0,08	mar-15	0,33		
abr-07	0,28	abr-11	0,16	abr-15	0,10		
may-07	0,05	may-11	0,30	may-15	0,06		
jun-07	0,05	jun-11	0,28	jun-15	0,26		
jul-07	0,05	jul-11	0,21	jul-15	0,13		
ago-07	0,00	ago-11	0,08	ago-15	0,23		
sep-07	0,28	sep-11	0,24	sep-15	0,01		
oct-07	0,03	oct-11	0,18	oct-15	0,05		
nov-07	0,29	nov-11	0,32	nov-15	0,09		
dic-07	0,34	dic-11	0,26	dic-15	0,15		

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

Anexo B -2: Elasticidad de Corto Plazo del Precio de Bolsa – Demanda de Energía Eléctrica (Anual)

	Elasticidad Anual
1996	0,03
1997	0,60
1998	0,08
1999	0,24
2000	0,48
2001	0,68
2002	0,29
2003	0,50
2004	0,48
2005	0,21
2006	0,24
2007	0,45
2008	0,31
2009	0,61
2010	0,13
2011	0,41
2012	0,55
2013	0,12
2014	0,03
2015	0,53
2016	0,02

Fuente: Elaboración propia con base en [52], [53] y [54].

C. Anexo: Resultados elasticidades facturación por consumo – consumo total

En este anexo, se presentan los resultados encontrados de elasticidad para los departamentos como para las capitales más importantes, de acuerdo a las bases del SUI.

Anexo C -1: Elasticidad Departamental de la Facturación por Consumo - Consumo Total (Mercado Regulado Urbano)

Departamento	Año	Residencial						Industrial	Comercial	Oficial
		Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6			
Antioquia	2006	0,98	0,84	0,89	0,83	0,63	0,76	0,14	0,46	0,68
	2007	1,00	1,07	0,88	0,88	0,94	0,96	0,45	0,74	1,35
	2008	0,20	0,01	0,07	0,24	0,19	0,94	0,44	0,27	0,62
	2009	0,07	0,06	0,07	0,22	0,32	0,23	0,69	0,67	0,78
	2010	0,96	0,72	0,24	0,31	0,43	0,87	0,12	0,04	0,04
	2011	0,21	0,30	0,27	0,38	0,52	0,55	0,72	0,71	0,55
	2012	0,35	0,38	0,47	0,72	0,82	0,75	0,84	0,72	0,81
	2013	0,55	0,63	0,74	0,59	0,64	0,62	0,73	0,52	0,46
	2014	0,27	0,23	0,15	0,20	0,28	0,33	0,81	0,44	0,66
	2015	0,51	0,36	0,33	0,57	0,93	0,45	0,72	0,50	0,76
Atlántico	2006	0,77	0,73	0,79	0,84	0,85	0,85	0,86	0,58	0,80
	2007	0,77	0,91	0,85	0,90	0,93	0,96	0,66	0,64	0,61
	2008	0,47	0,57	0,63	0,74	0,74	0,81	0,86	0,53	0,92
	2009	0,91	0,89	0,97	0,98	0,98	0,96	0,03	0,09	0,37
	2010	0,58	0,49	0,57	0,67	0,73	0,83	0,08	0,08	0,30
	2011	0,39	0,50	0,76	0,82	0,83	0,86	0,91	0,96	0,81
	2012	0,46	0,82	1,10	1,16	1,17	1,15	0,78	0,99	0,70
	2013	0,77	0,66	0,83	0,96	0,77	0,93	0,53	1,36	0,16
	2014	0,53	0,64	0,85	0,82	0,82	0,82	0,89	0,76	0,89
	2015	0,46	0,44	0,48	0,62	0,59	0,61	0,53	0,41	1,01
2016	0,20	0,90	1,11	1,27	1,16	1,45	0,94	0,58	0,29	

Anexo C -1: (Continuación)

Departamento	Año	Residencial						Industrial	Comercial	Oficial
		Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6			
Bolívar	2006	0,74	0,67	0,69	0,78	0,84	0,92	0,66	0,64	0,72
	2007	0,73	0,82	0,82	0,91	0,93	1,10	0,65	0,43	0,55
	2008	0,53	0,56	0,63	0,70	0,76	0,86	0,61	0,45	0,44
	2009	0,83	0,80	0,82	0,91	0,99	0,97	0,68	0,64	0,74
	2010	0,73	0,45	0,61	0,67	0,73	0,86	0,27	0,05	0,16
	2011	0,44	0,54	0,67	0,73	0,80	0,86	0,97	0,80	0,95
	2012	0,82	1,04	1,15	1,16	1,09	1,14	0,27	0,64	0,84
	2013	0,70	0,74	0,87	0,94	0,94	1,00	0,42	0,20	0,31
	2014	0,69	0,74	0,88	0,88	0,87	0,87	0,92	0,11	0,82
	2015	0,23	0,39	0,36	0,48	0,54	0,54	0,68	0,34	0,48
	2016	0,95	0,08	0,88	1,10	1,09	1,35	1,01	1,17	0,07
Boyacá	2006	0,78	0,72	0,63	0,68	0,80	0,00	1,23	0,85	0,77
	2007	0,91	0,78	0,87	0,98	1,00	0,00	1,18	1,02	1,00
	2008	0,34	0,37	0,74	0,21	0,47	0,00	0,72	0,28	0,61
	2009	0,79	0,82	0,74	0,67	0,79	0,00	0,94	0,63	0,82
	2010	0,25	0,26	0,29	0,34	0,46	0,00	0,90	0,12	0,49
	2011	0,57	0,63	0,59	0,64	0,70	0,00	1,16	0,47	0,70
	2012	0,46	0,44	0,43	0,38	0,54	0,00	0,53	0,17	0,52
	2013	0,29	0,29	0,31	0,50	0,52	0,00	1,02	0,50	0,76
	2014	0,36	0,39	0,30	0,36	0,47	0,00	0,69	0,34	0,87
	2015	0,53	0,51	0,46	0,60	0,63	0,00	0,65	0,56	0,82
	2016	0,69	0,73	0,52	0,44	0,52	0,00	0,50	0,37	0,61
Santander	2006	0,42	0,41	0,22	0,24	0,65	0,62	0,55	0,35	0,96
	2007	0,96	0,99	0,98	0,92	1,02	0,96	0,57	0,22	0,96
	2008	0,37	0,50	0,21	0,21	0,70	0,67	0,70	0,09	0,67
	2009	0,70	0,62	0,68	0,89	0,76	0,72	0,82	0,46	0,38
	2010	0,82	0,56	0,63	0,60	0,73	0,67	0,07	0,10	0,00
	2011	0,81	0,62	0,45	0,48	0,69	0,81	0,70	0,62	0,91
	2012	1,41	0,34	0,04	0,87	1,07	1,00	1,57	1,18	1,04
	2013	0,84	0,82	0,92	0,80	0,93	1,10	0,95	0,79	0,86
	2014	0,34	0,29	0,20	0,28	0,34	0,57	0,54	0,61	0,58
	2015	0,51	0,45	0,46	0,55	0,64	0,59	0,89	0,64	0,83
	2016	1,41	1,35	1,12	1,00	1,09	1,33	0,59	0,88	0,92
Valle del Cauca	2006	0,70	0,80	0,64	0,71	0,74	0,97	1,14	0,70	1,36
	2007	0,99	0,91	0,92	0,80	0,98	1,00	0,22	0,92	0,91
	2008	0,03	0,04	0,23	0,08	0,12	0,03	0,62	0,25	0,19
	2009	0,50	0,56	0,61	0,57	0,46	0,43	0,68	0,54	0,52
	2010	0,02	0,09	0,29	0,05	0,24	0,17	1,21	0,05	0,69
	2011	0,25	0,11	0,00	0,21	0,25	0,38	0,34	0,34	0,21
	2012	0,22	0,19	0,12	0,23	0,28	0,45	1,16	0,21	0,64
	2013	0,16	0,10	0,10	0,04	0,18	0,33	0,35	0,51	0,50
	2014	0,43	0,23	0,27	0,36	0,26	0,39	0,81	0,74	0,64
	2015	0,39	0,43	0,33	0,43	0,47	0,45	0,88	0,77	0,82
	2016	0,09	0,19	0,43	0,61	0,76	0,79	0,77	0,61	0,57

Anexo C -1: (Continuación)

Departamento	Año	Residencial						Industrial	Comercial	Oficial
		Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6			
Cundinamarca	2006	1,16	0,73	0,57	0,74	0,71	0,75	0,99	0,80	0,94
	2007	0,83	0,77	0,65	0,73	0,72	0,82	0,89	0,74	0,68
	2008	0,38	0,34	0,22	0,33	0,24	0,36	0,73	0,38	0,44
	2009	0,58	0,56	0,44	0,36	0,38	0,37	0,71	0,55	0,53
	2010	0,41	0,39	0,34	0,41	0,37	0,44	0,73	0,39	0,87
	2011	1,02	1,06	1,06	0,96	1,02	0,98	0,84	0,99	0,75
	2012	0,43	0,33	0,31	0,56	0,55	0,38	1,01	0,69	0,57
	2013	0,68	0,51	0,63	0,44	0,53	0,57	0,55	0,53	0,43
	2014	0,33	0,21	0,20	0,17	0,13	0,16	0,75	0,40	0,78
	2015	0,32	0,37	0,34	0,35	0,30	0,47	0,72	0,53	0,60
	2016	0,82	0,38	0,14	0,10	0,33	0,12	0,54	0,57	0,20

Fuente: Elaboración propia con base en [58].

Anexo C -2: Elasticidad Departamental de la Facturación por Consumo - Consumo Total (Mercado No Regulado Urbano)

Departamento	Año	Industrial	Comercial	Oficial
Antioquia	2006	1,05	1,02	1,22
	2007	1,37	1,08	1,02
	2008	0,27	0,49	0,83
	2009	1,00	0,95	0,62
	2010	1,09	0,94	0,03
	2011	1,13	1,07	1,13
	2012	1,35	0,93	1,31
	2013	0,97	1,00	1,19
	2014	0,50	1,20	0,84
	2015	0,91	0,98	0,81
	2016	0,56	0,19	0,63
Atlántico	2006	0,92	0,93	0,98
	2007	0,89	1,03	0,91
	2008	0,62	0,61	0,73
	2009	1,25	1,28	0,91
	2010	0,93	1,16	0,49
	2011	1,02	1,16	0,49
	2012	0,91	1,10	0,59
	2013	0,88	0,94	0,67
	2014	0,44	0,27	0,56
	2015	0,59	0,66	0,91
	2016	0,52	1,23	1,12
Bolívar	2006	0,97	0,93	1,00
	2007	0,75	0,91	0,95
	2008	0,92	0,99	0,33
	2009	1,22	1,35	0,38
	2010	0,93	1,22	0,67
	2011	0,54	1,17	0,80
	2012	0,48	1,16	0,66
	2013	0,38	1,12	0,57
	2014	0,61	0,60	0,16
	2015	0,75	0,71	0,19
	2016	0,64	1,17	0,03
Boyacá	2006	1,02	1,04	
	2007	0,98	0,94	
	2008	0,97	1,04	
	2009	0,94	0,92	
	2010	1,07	0,53	
	2011	1,06	1,05	
	2012	0,98	1,02	
	2013	1,01	1,00	
	2014	0,96	0,55	
	2015	0,74	0,82	
	2016	0,75	0,54	

Anexo C -2: (Continuación)

Departamento	Año	Industrial	Comercial	Oficial
Santander	2006	0,93	1,01	1,03
	2007	0,84	1,14	1,21
	2008	0,70	0,96	1,05
	2009	1,20	1,10	1,04
	2010	1,35	1,13	0,99
	2011	1,16	0,92	0,85
	2012	1,17	0,96	0,92
	2013	0,74	0,98	0,99
	2014	0,44	0,61	0,43
	2015	0,90	0,87	1,14
	2016	0,63	0,72	1,10
Valle del Cauca	2006	0,97	0,92	0,65
	2007	0,81	1,00	0,45
	2008	0,60	0,69	0,34
	2009	0,82	0,95	0,88
	2010	0,73	0,74	0,08
	2011	0,78	0,21	0,84
	2012	1,17	1,02	0,88
	2013	0,86	0,82	0,87
	2014	0,42	0,80	0,05
	2015	0,82	0,80	0,16
	2016	0,67	0,39	0,49
Cundinamarca	2006	0,75	1,12	0,94
	2007	1,01	0,91	0,78
	2008	0,62	1,01	1,13
	2009	0,96	0,74	0,71
	2010	0,60	0,77	0,76
	2011	0,86	1,42	0,87
	2012	0,81	0,65	0,90
	2013	0,82	0,82	0,58
	2014	0,60	0,32	0,30
	2015	0,74	0,31	0,39
	2016	0,49	0,06	0,41

Fuente: Elaboración propia con base en [58].

Anexo C -3: Elasticidad Captales de la Facturación por Consumo - Consumo Total (Mercado Regulado Urbano)

Departamento	Año	Residencial						Industrial	Comercial	Oficial
		Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6			
Medellín	2006	0,52	0,78	0,00	0,45	0,61	0,77	0,17	0,52	0,40
	2007	0,99	1,03	0,79	0,87	0,93	0,97	0,19	0,35	0,36
	2008	0,08	0,06	0,06	0,19	0,18	0,45	0,34	0,18	0,03
	2009	0,35	0,51	0,22	0,24	0,30	0,25	0,04	0,15	0,05
	2010	0,72	0,34	0,11	0,42	0,51	0,15	0,43	0,46	0,31
	2011	0,35	0,31	0,26	0,36	0,55	0,55	0,74	0,75	0,64
	2012	0,71	0,72	0,49	0,78	0,86	0,75	0,80	0,71	0,85
	2013	0,62	0,85	0,79	0,65	0,67	0,63	0,78	0,66	0,30
	2014	0,30	0,38	0,27	0,21	0,29	0,35	0,71	0,53	0,68
	2015	0,54	0,36	0,40	0,74	0,43	0,46	0,79	0,68	0,76
	2016	0,12	0,26	0,65	0,81	0,76	0,29	0,86	0,81	0,75
Barranquilla	2006	0,75	0,77	0,82	0,84	0,85	0,85	0,50	0,02	0,55
	2007	0,75	0,89	0,87	0,90	0,93	0,96	0,49	0,71	0,64
	2008	0,58	0,56	0,68	0,74	0,74	0,81	0,12	0,27	0,31
	2009	0,97	0,94	0,97	0,98	0,98	0,96	0,03	0,04	0,42
	2010	0,75	0,57	0,62	0,66	0,73	0,83	0,03	0,83	0,13
	2011	0,47	0,54	0,77	0,82	0,83	0,86	0,87	0,56	0,78
	2012	0,27	0,98	1,10	1,17	1,17	1,14	1,02	1,14	0,67
	2013	0,76	0,72	0,85	0,97	0,77	0,94	0,59	1,31	0,15
	2014	0,69	0,78	0,86	0,82	0,82	0,82	0,87	0,82	0,92
	2015	0,49	0,47	0,48	0,61	0,59	0,62	0,54	0,31	0,89
	2016	0,49	0,85	1,11	1,23	1,15	1,46	0,96	0,86	0,19
Cartagena de Indias	2006	0,69	0,70	0,70	0,79	0,84	0,92	0,54	0,00	0,68
	2007	0,78	0,84	0,84	0,89	0,93	1,10	0,43	0,14	0,46
	2008	0,59	0,63	0,64	0,71	0,76	0,86	0,58	0,17	0,33
	2009	0,83	0,82	0,84	0,92	0,99	0,97	0,64	0,17	0,71
	2010	0,67	0,48	0,62	0,67	0,73	0,86	0,13	0,51	0,10
	2011	0,48	0,61	0,69	0,73	0,80	0,86	0,99	0,55	0,92
	2012	0,88	1,07	1,16	1,19	1,09	1,14	0,11	0,67	0,65
	2013	0,61	0,79	0,88	0,94	0,94	1,00	0,07	0,19	0,48
	2014	0,59	0,77	0,75	0,70	0,74	0,79	0,87	0,72	0,60
	2015	0,32	0,43	0,37	0,49	0,54	0,54	0,66	0,35	0,47
	2016	0,36	0,44	1,16	1,16	1,09	1,35	1,04	1,24	0,00
Tunja	2006	0,84	0,93	0,73	0,77	0,84	0,93	0,88	0,84	0,37
	2007	0,97	0,99	1,02	1,00	1,02	0,86	1,04	1,05	0,39
	2008	0,37	0,78	0,43	0,40	0,50	1,01	0,60	0,79	0,95
	2009	0,89	0,99	0,81	0,79	0,77	1,16	0,81	0,87	1,00
	2010	0,62	0,83	0,40	0,50	0,58	0,95	0,41	0,62	0,96
	2011	0,66	0,83	0,68	0,75	0,74	0,75	0,55	0,88	0,93
	2012	0,53	0,70	0,47	0,42	0,55	0,71	0,25	0,72	0,96
	2013	0,58	0,72	0,51	0,65	0,55	0,80	0,56	0,83	0,95
	2014	0,54	0,77	0,45	0,61	0,52	0,84	0,42	0,86	1,00
	2015	0,75	0,87	0,60	0,73	0,69	0,83	0,58	0,67	0,98
	2016	0,85	0,95	0,46	0,60	0,62	0,41	0,34	0,69	1,02

Anexo C -3: (Continuación)

Departamento	Año	Residencial						Industrial	Comercial	Oficial
		Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6			
Bucaramanga	2006	0,92	0,90	0,92	0,88	0,90	0,90	0,15	0,05	0,92
	2007	1,03	1,02	1,00	0,95	0,92	0,95	0,15	0,32	1,03
	2008	0,20	0,37	0,82	0,32	0,86	0,76	0,70	0,02	1,26
	2009	0,96	0,96	0,68	0,84	0,67	0,62	0,06	0,43	0,29
	2010	0,74	0,49	0,47	0,53	0,61	0,59	0,09	0,38	0,05
	2011	0,70	0,68	0,54	0,48	0,77	0,82	0,87	0,56	0,91
	2012	0,25	0,57	0,29	0,69	0,76	0,68	1,44	1,10	0,82
	2013	0,85	0,82	0,91	0,85	0,84	0,86	0,96	0,73	0,82
	2014	0,21	0,42	0,10	0,30	0,40	0,23	0,54	0,36	0,71
	2015	0,53	0,45	0,52	0,56	0,59	0,58	0,88	0,69	0,80
	2016	0,67	1,31	1,00	0,93	1,14	1,21	0,74	0,89	0,94
Cali	2006	0,97	0,89	0,73	0,82	0,78	0,98	0,18	1,18	0,14
	2007	0,90	0,83	0,84	0,72	0,91	0,98	0,22	1,12	0,88
	2008	0,09	0,01	0,24	0,09	0,13	0,01	0,42	0,24	0,11
	2009	0,38	0,39	0,45	0,51	0,41	0,44	0,61	0,61	0,63
	2010	0,00	0,10	0,17	0,03	0,13	0,18	1,09	0,84	0,73
	2011	0,08	0,13	0,05	0,15	0,27	0,38	0,17	0,29	0,81
	2012	0,23	0,24	0,12	0,26	0,35	0,46	0,73	0,20	0,48
	2013	0,18	0,15	0,12	0,06	0,19	0,33	0,82	0,60	0,58
	2014	0,39	0,18	0,30	0,37	0,26	0,40	0,70	0,76	0,59
	2015	0,13	0,24	0,26	0,36	0,44	0,46	0,78	0,77	0,70
	2016	0,21	0,16	0,34	0,59	0,72	0,80	0,66	0,60	0,54
Bogotá D.C.	2006	1,12	0,71	0,61	0,74	0,71	0,75	0,98	0,77	0,92
	2007	0,85	0,77	0,66	0,73	0,72	0,83	0,91	0,75	0,65
	2008	0,28	0,26	0,19	0,31	0,26	0,35	0,73	0,38	0,41
	2009	0,66	0,56	0,47	0,39	0,40	0,39	0,76	0,58	0,54
	2010	0,47	0,40	0,36	0,38	0,38	0,45	0,64	0,31	0,71
	2011	1,01	1,06	1,06	1,06	1,02	1,00	0,95	0,94	0,71
	2012	0,38	0,27	0,31	0,55	0,55	0,46	1,00	0,68	0,43
	2013	0,61	0,58	0,61	0,58	0,52	0,54	0,65	0,51	0,54
	2014	0,28	0,20	0,17	0,18	0,14	0,22	0,76	0,43	0,79
	2015	0,28	0,37	0,30	0,36	0,31	0,56	0,72	0,53	0,59
	2016	0,91	0,15	0,02	0,04	0,38	0,25	0,57	0,36	0,35

Fuente: Elaboración propia con base en [58].

Anexo C -4: Elasticidad Capitales de la Facturación por Consumo - Consumo Total (Mercado No Regulado Urbano)

Ciudad	Año	Industrial	Comercial	Oficial
Medellín	2006	0,92	1,04	0,95
	2007	1,13	1,15	1,01
	2008	0,29	0,41	0,55
	2009	1,08	0,83	1,24
	2010	0,82	0,56	0,12
	2011	0,80	0,69	0,49
	2012	1,25	0,78	0,89
	2013	0,76	0,79	0,82
	2014	0,62	0,61	0,82
	2015	0,58	0,46	0,75
	2016	0,24	0,17	0,62
Barranquilla	2006	0,93	0,93	0,98
	2007	0,93	1,03	0,91
	2008	0,83	0,88	0,87
	2009	1,13	1,11	1,04
	2010	0,95	1,01	0,90
	2011	1,12	0,49	0,90
	2012	1,04	0,94	0,88
	2013	0,94	0,92	0,63
	2014	0,54	0,38	0,46
	2015	0,55	0,50	0,42
	2016	0,63	1,21	0,20
Cartagena de Indias	2006	0,88	0,65	1,00
	2007	0,76	0,91	0,30
	2008	1,28	0,97	0,30
	2009	1,20	1,35	0,30
	2010	1,01	1,17	0,36
	2011	0,53	1,17	0,80
	2012	0,47	1,16	0,66
	2013	0,40	1,11	0,57
	2014	0,61	0,53	0,16
	2015	0,76	0,58	0,19
	2016	0,64	1,17	0,03
Tunja	2006	1,02	0,97	
	2007	1,11	0,30	
	2008	1,18	0,19	
	2009	1,11	0,97	
	2010	0,64	0,41	
	2011	0,53	0,41	
	2012	0,46	0,59	
	2013	0,31	1,04	
	2014	0,97	0,84	
	2015	0,05	0,03	
	2016	0,17	0,37	

Anexo C -4: (Continuación)

Ciudad	Año	Industrial	Comercial	Oficial
Bucaramanga	2006	0,99	1,20	0,92
	2007	0,97	1,21	1,17
	2008	0,70	0,96	1,05
	2009	1,35	1,13	1,00
	2010	0,82	1,11	1,24
	2011	1,08	0,78	1,20
	2012	0,93	0,99	1,24
	2013	0,66	0,89	1,07
	2014	0,50	0,34	0,99
	2015	0,90	0,59	1,19
	2016	0,55	0,70	1,10
Cali	2006	0,96	0,95	0,67
	2007	0,96	0,96	0,51
	2008	0,52	0,82	0,24
	2009	0,86	0,90	0,92
	2010	0,77	0,68	0,02
	2011	1,01	0,48	0,84
	2012	1,05	0,96	0,92
	2013	0,97	0,82	0,89
	2014	0,46	0,82	0,03
	2015	0,85	0,83	0,17
	2016	0,70	0,44	0,73
Bogotá D.C.	2006	0,69	1,13	0,98
	2007	0,98	0,97	0,77
	2008	0,79	0,98	1,05
	2009	0,92	0,81	0,73
	2010	0,63	0,78	0,78
	2011	1,00	1,19	0,83
	2012	0,91	0,51	0,90
	2013	0,90	0,75	0,59
	2014	0,56	0,39	0,21
	2015	0,61	0,51	0,32
	2016	0,52	0,08	0,02

Fuente: Elaboración propia con base en [58].

Bibliografía

- [1] E. Cardona Rendón, «Método para optimizar los costos del servicio de Energía Eléctrica de Grandes Usuarios de Colombia, incorporando flexibilidad de la demanda,» Escuela de Administración, Universidad EAFIT, Medellín, 2013.
- [2] C. D. Grajales Espinal y L. F. Figueroa Patiño, «Programas de Respuesta en Demanda y su posible impacto en el Sistema Eléctrico Colombiano,» Facultad de Ingenierías: Eléctrica, Electrónica, Física y Ciencias de la Computación, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2012.
- [3] A. Gutiérrez Gómez, «Elasticidad Precio - Demanda de los usuarios No Regulados en Colombia,» Escuela de Economía y Finanzas, Universidad EAFIT, Medellín, 2011.
- [4] P. Baratto Callejas, «Beneficios de adoptar un programa de Respuesta de la Demanda en un mercado de clientes No Regulados en Colombia,» Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, 2010.
- [5] U.S. Department of Energy, DOE., «Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them: A Report to United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy act of 2005,» U.S. Department of Energy, DOE., Washington D.C., 2006.
- [6] Congreso de la República de Colombia., «Ley 1715,» 13 Mayo 2014. [En línea]. Available: http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html. [Último acceso: 21 Septiembre 2016].
- [7] Ministerio de Minas y Energía, MINMINAS., «Decreto número 2492,» 03 Diciembre 2014. [En línea]. Available: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180//23517//36863-Decreto-2492-03Dic2014.pdf>. [Último acceso: 21 Septiembre 2016].

- [8] Ministerio de Minas y Energía, MINMINAS., «Proyecto de decreto,» [En línea]. Available:
[https://www.minminas.gov.co/documents/10180/674559/Proyecto+de+decreto+autogeneracion+a+peque%C3%B1a+escala+y+Medici%C3%B3n+Inteligente+\(15.04.2016\).pdf/d018e8a6-dfd3-45ba-af4c-d038cb86fd30](https://www.minminas.gov.co/documents/10180/674559/Proyecto+de+decreto+autogeneracion+a+peque%C3%B1a+escala+y+Medici%C3%B3n+Inteligente+(15.04.2016).pdf/d018e8a6-dfd3-45ba-af4c-d038cb86fd30). [Último acceso: 21 Septiembre 2016].
- [9] Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG., «Resolución No. 011 de 2015,» 12 Febrero 2015. [En línea]. Available:
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/84e16439657b002b05257e52005011b5?OpenDocument>. [Último acceso: 21 Septiembre 2016].
- [10] Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG., «Expansión en generación de energía eléctrica y cargo por confiabilidad. Documento CREG-077,» 22 Octubre 2014. [En línea]. Available:
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/a0bb4f2bb24f222705257d80004fa5c2/\\$FILE/D-077-14%20EXPANSI%C3%93N%20EN%20GENERACI%C3%93N%20DE%20ENERG%C3%8DA%20EL%3%89CTRICA%20Y%20CXC.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/a0bb4f2bb24f222705257d80004fa5c2/$FILE/D-077-14%20EXPANSI%C3%93N%20EN%20GENERACI%C3%93N%20DE%20ENERG%C3%8DA%20EL%3%89CTRICA%20Y%20CXC.pdf). [Último acceso: 21 Septiembre 2016].
- [11] Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG., «Respuesta de la demanda, RD, para el mercado diario en condiciones de escasez. Documento CREG-056,» 02 Julio 2014. [En línea]. Available:
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/778bd a2b0ded9d6205257d64004d4e23/\\$FILE/D-056-14%20RESPUESTA%20A%20LA%20DEMANDA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/778bd a2b0ded9d6205257d64004d4e23/$FILE/D-056-14%20RESPUESTA%20A%20LA%20DEMANDA.pdf). [Último acceso: 21 Septiembre 2016].
- [12] Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG., «Demanda Desconectable Voluntaria - DDV. Documento CREG-087,» 04 Noviembre 2008. [En línea]. Available:
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/08369d8e0ff971d00525785a007a70bd/\\$FILE/D-087-08%20DEMANDA%20DESCONECTABLE%20VOLUNTARIA%20-DDV.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/08369d8e0ff971d00525785a007a70bd/$FILE/D-087-08%20DEMANDA%20DESCONECTABLE%20VOLUNTARIA%20-DDV.pdf). [Último acceso: 21 Septiembre 2016].

- [13] Parámetros Técnicos del SIN, PARATEC XM., «Generación: Capacidad Efectiva por tipo de generación,» Centro Nacional de Despacho, CND. Expertos en Mercados, XM S.A. E.S.P., 21 Septiembre 2016. [En línea]. Available: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx>. [Último acceso: 21 Septiembre 2016].
- [14] SCOPUS., «Bibliographic database, Demand Response,» Elsevier, 21 Septiembre 2016. [En línea]. Available: <https://www.scopus.com/freelookup/form/author.uri>. [Último acceso: 21 Septiembre 2016].
- [15] J. Dong, G. Xue y R. Li, «Demand response in China: Regulations, pilot projects and recommendations – A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 13-27, Junio 2016.
- [16] S. Mohajeryami, I. Moghaddam, M. Doostan y P. Schwarz, «A novel economic model for price-based demand response,» *Electric Power Systems Research*, vol. 135, pp. 1-9, Marzo 2016.
- [17] Federal Energy Regulatory Commission, FERC., «Assessment of Demand Response and Advanced Metering. Staff Report,» Federal Energy Regulatory Commission, FERC., Diciembre 2015. [En línea]. Available: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2015/demand-response.pdf>. [Último acceso: 21 Septiembre 2016].
- [18] Federal Energy Regulatory Commission, FERC., «Assessment of Demand Response and Advanced Metering. Staff Report.,» Federal Energy Regulatory Commission, FERC., Diciembre 2012. [En línea]. Available: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-20-12-demand-response.pdf>. [Último acceso: 21 Septiembre 2016].
- [19] Federal Energy Regulatory Commission, FERC., «A National Assessment of Demand Response Potential. Staff Report.,» Federal Energy Regulatory Commission, FERC., Abril 2016. [En línea]. Available: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-09-demand-response.pdf>. [Último acceso: 21 Septiembre 2016].
- [20] North American Electric Reliability Corporation, NERC., «Demand Response Availability Data System (DADS),» North American Electric Reliability Corporation, NERC., 2010. [En línea]. Available: <http://www.nerc.com/pa/RAPA/dads/Pages/default.aspx>. [Último acceso: 09 Septiembre 2016].

-
- [21] North American Electric Reliability Corporation, NERC., «Electricity Supply & Demand (ES&D),» North American Electric Reliability Corporation, NERC., 2015. [En línea]. Available: <http://www.nerc.com/pa/RAPA/ESD/Pages/default.aspx>. [Último acceso: 09 Septiembre 2016].
- [22] PJM Interconnection LLC, PJM., «Training Material: Demand Response,» PJM Interconnection LLC, PJM., 2016. [En línea]. Available: <http://www.pjm.com/training/training-material.aspx#demandresponse>. [Último acceso: 09 Septiembre 2016].
- [23] PJM Interconnection LLC, PJM., «Demand Response,» PJM Interconnection LLC, PJM., 20 Abril 2016. [En línea]. Available: <http://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/markets-faqs/~media/BD49AF2D60314BECA9FAAB4026E12B1A.ashx>. [Último acceso: 09 Septiembre 2016].
- [24] California ISO, CAISO., «Demand Response Frequently Asked Questions,» California ISO, CAISO., 23 Febrero 2016. [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/271e/271ee8df2c760.pdf>. [Último acceso: 09 Septiembre 2016].
- [25] S. Braithwait, K. Eakin y L. R. Christensen Associates Inc., «The role of Demand Response in Electric Power Market Desing,» Edison Electric Institute., Octubre 2002. [En línea]. Available: <http://smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2011/05/Braithwait-Role-of-Demand-Response-in-Electric-Power-Market-Oct-2002.pdf>. [Último acceso: 21 Abril 2016].
- [26] M. Parkin, «Economics,» de *Economics*, Octava ed., Prentice Hall, 2007, pp. 83-97.
- [27] C. A. Dahl, «A survey of energy demand elasticities in support of the development of the NEMS,» *Munich Personal RePEc Archive*, vol. 1, n° 13962, pp. 1-137, Octubre 1993.
- [28] U.S. Energy Information Administration, EIA., «Electricity: Electric Utility Demand Side Management,» U.S. Energy Information Administration, EIA., 2001. [En línea]. Available: <http://www.eia.gov/electricity/data/eia861/dsm/>. [Último acceso: 21 Febrero 2017].

- [29] U.S. Department of Energy, DOE., «Demand Response,» U.S. Department of Energy, DOE., Julio 2011. [En línea]. Available: <https://energy.gov/oe/services/technology-development/smart-grid/demand-response>. [Último acceso: 21 Febrero 2017].
- [30] The Economic Times., «Definition of Volatility,» Bennett, Coleman & Co. Ltd., [En línea]. Available: <http://economictimes.indiatimes.com/definition/volatility>. [Último acceso: 22 Agosto 2016].
- [31] L. M. García Cerrutti, «Estimating elasticities of residential energy demand from panel county data using dynamic random variables models with heteroskedastic and correlated error terms,» *Resource and Energy Economics*, vol. 22, nº 4, pp. 355-366, Octubre 2000.
- [32] J. I. Silk y F. L. Joutz, «Short and long-run elasticities in US residential electricity demand: a co-integration approach,» *Energy Economics*, vol. 19, nº 4, pp. 493-513, Octubre 1997.
- [33] G. Hondroyannis, «Estimating residential demand for electricity in Greece,» *Energy Economics*, vol. 26, nº 3, pp. 319-334, Mayo 2004.
- [34] S.-T. Chen, H.-I. Kuo y C.-C. Chen, «The relationship between GDP and electricity consumption in 10 Asian countries,» *Energy Policy*, vol. 35, nº 4, pp. 2611-2621, Abril 2007.
- [35] W. H. Greene, «The classical multiple linear regression model. Assumptions of the classical linear regression model,» de *Econometric Analysis*, Quinta ed., New Jersey, Pearson Education, 2002, pp. 7-18.
- [36] D. N. Gujarati, «Diseño de Modelos Económicos: Especificación del modelo y prueba de diagnóstico,» de *Econometría*, Cuarta ed., México, McGraw-Hill, 2004, pp. 487-539.
- [37] D. N. Gujarati, «Modelos de Ecuaciones Simultaneas,» de *Econometría*, México, McGraw-Hill, 2004, pp. 691-704.
- [38] C. Pérez López, «Capítulo 4: Conceptos y Problemas resueltos de Econometría,» de *Problemas resueltos de econometría*, Primera ed., Madrid, Prentice Hall, 2006, p. 182.

-
- [39] H. Lütkepohl, «Part II: Cointegrated Processes,» de *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*, Segunda ed., Springer, 2005, pp. 237-350.
- [40] D. N. Gujarati y D. C. Porter, «Métodos de ecuaciones simultáneas,» de *Econometría*, México, McGraw-Hill, 2010, pp. 754-765.
- [41] Rankia S.L., «Volatilidad de un fondo de inversión,» Rankia S.L., 2003. [En línea]. Available: <https://www.rankia.com/blog/fondos-inversion-que-es/1138875-volatilidad-fondo-inversion>. [Último acceso: 22 Agosto 2016].
- [42] Congreso de la República de Colombia., «Ley 143,» 11 Julio 1994. [En línea]. Available: http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html. [Último acceso: 28 Diciembre 2016].
- [43] U.S. Department of Justice., «Herfindahl-Hirschman Index,» U.S. Department of Justice., 29 Julio 2015. [En línea]. Available: <https://www.justice.gov/atr/herfindahl-hirschman-index>. [Último acceso: 21 Febrero 2017].
- [44] U.S. Department of Justice., «Horizontal Merger Guidelines,» U.S. Department of Justice., 19 Agosto 2010. [En línea]. Available: <https://www.justice.gov/atr/horizontal-merger-guidelines-08192010#5c>. [Último acceso: 21 Febrero 2017].
- [45] Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., «Oferta: Histórico Oferta: Capacidad: Capacidad Efectiva Neta,» Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., 30 Enero 2017. [En línea]. Available: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/HistoricoOferta.aspx?RootFolder=%2Foferta%2FHistorico%20Oferta%2FCapacidad&FolderCTID=0x01200075F2CCF9F779EE4B93D2D54764CDB78A&View={9F21C71E-AD8F-4E3F-B2EA-0B38F49A9BA8}>. [Último acceso: 30 Enero 2017].
- [46] Parámetros Técnicos del SIN, PARATEC XM., «Número de agentes por actividad,» Centro Nacional de Despacho, CND. Expertos en Mercados, XM S.A. E.S.P., 09 Febrero 2017. [En línea]. Available: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/caracteristicas.aspx?q=numero>. [Último acceso: 09 Febrero 2017].

- [47] Parámetros Técnicos del SIN, PARATEC XM., «Generación: Capacidad Efectiva por tipo de generación,» Centro Nacional de Despacho, CND. Expertos en Mercados, XM S.A. E.S.P., 09 Febrero 2017. [En línea]. Available: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>. [Último acceso: 09 Febrero 2017].
- [48] Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE., «Cuentas Económicas Nacionales Trimestrales, Producto Interno Bruto - PIB,» Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE., 2016. [En línea]. Available: <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales>. [Último acceso: 07 Octubre 2016].
- [49] Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE., «Demografía y Población,» Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE., 2016. [En línea]. Available: <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/series-de-poblacion>. [Último acceso: 07 Octubre 2016].
- [50] Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE., «Mercado Laboral: Por Regiones,» Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE., 2016. [En línea]. Available: <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/mercado-laboral/por-regiones>. [Último acceso: 07 Octubre 2016].
- [51] Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., «Hidrología: Histórico hidrología: Aportes y Reservas,» Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., 2016. [En línea]. Available: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/hidrologia/Paginas/HistoricoHidrologia.aspx>. [Último acceso: 06 Febrero 2017].
- [52] Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., «Demanda de Energía Eléctrica del SIN,» Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., 2012. [En línea]. Available: <http://sv04.xm.com.co/neonweb/>. [Último acceso: 22 Enero 2017].
- [53] Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., «Histórico Demanda: Demanda Nacional: Demanda Energía SIN,» Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., 2017. [En línea]. Available: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/HistoricoDemanda.aspx>. [Último acceso: 22 Enero 2017].

-
- [54] Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., «Transacciones y Precio: Histórico Transacciones: Precios: Precio de Bolsa Nacional,» Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., 30 Enero 2017. [En línea]. Available: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Paginas/HistoricoTransacciones.aspx>. [Último acceso: 30 Enero 2017].
- [55] D. Niu, B. Li y S. Zhao, «Understanding Demand Volatility in Large VoD Systems,» University of Toronto, Electrical and Computer Engineering Department, 2011. [En línea]. Available: <http://iqua.ece.toronto.edu/papers/dniu-nosdav11.pdf>. [Último acceso: 21 Octubre 2016].
- [56] Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., «Metadata Pública,» Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP., XM., 2017. [En línea]. Available: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/Metadatapublica.aspx>. [Último acceso: 05 Mayo 2017].
- [57] Consejo Privado de Competitividad y Universidad del Rosario., «Índice Departamental de Competitividad 2016,» Consejo Privado de Competitividad y Universidad del Rosario, 2016. [En línea]. Available: http://compite.com.co/wp-content/uploads/2016/07/CPC_IDC-2016.pdf. [Último acceso: 27 Enero 2017].
- [58] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios., «Sistema Unico de Información de Servicios Públicos, SUI. Reporteador O3 – Bodega de datos,» Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios., 30 06 2016. [En línea]. Available: <http://bi.superservicios.gov.co/o3web/VistaInicialConsolidadoServicios.jsp>. [Último acceso: 21 Diciembre 2016].
- [59] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios., «Hoja de vida bodega de datos,» Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios., 2016. [En línea]. Available: http://bi.superservicios.gov.co/o3web/o3portalHelps/sui/HOJA_DE_VIDA_BODEGA_COME. [Último acceso: 32 Marzo 2016].
- [60] Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE., «Cuentas Nacionales Departamentales - PIB por departamentos / 2000 - 2015 preliminar,» Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE., 2017. [En línea]. Available: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales>. [Último acceso: 18 Febrero 2017].

-
- [61] S. Mohajeryami, I. N. Moghaddam, M. Doostan, B. Vatani y P. Schwarz, «A novel economic model for price-based demand response,» *Electric Power Systems Research*, vol. 135, pp. 1-9, 2016.