

**DETERMINANTES DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO  
DE ENERGÍA DE COLOMBIA**



**ING. CRISTHIAN CAMILO GONZALEZ GARZÓN  
ING. JAVIER ALBERTO ESPINEL BARRERO**

**PROFESOR ASESOR:  
ÁLVARO PERDOMO STRAUCH**

**ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA  
ESPECIALIZACIÓN EN ECONOMÍA PARA INGENIEROS  
BOGOTÁ, ENERO DE 2019**

## CONTENIDO

CONTENIDO.....	2
INTRODUCCIÓN.....	5
1. MARCO TEÓRICO .....	7
1.1 Determinación del precio marginal de la energía.....	7
1.1.1 Precio en bolsa .....	9
1.1.2 Precio de escasez .....	9
1.2 Mercado Eléctrico en Colombia.....	10
1.2.1 Generación.....	11
1.2.2 Transmisión.....	12
1.2.3 Distribución .....	13
1.2.4 Comercialización .....	13
1.2.5 Contratos en el mercado regulado .....	13
1.3 Mercado de Energía Mayorista.....	13
1.3.1 Bolsa de Energía.....	14
1.3.2 Participación del Estado.....	14
1.3.3 Generación por tipo de despacho.....	15
1.3.4 Costo unitario de la energía.....	17
1.3.5 Precio de la energía en Colombia .....	18
2. MARCO LEGAL.....	20
3. METODOLOGÍA.....	22
3.1 Concentración de mercado.....	23
3.2 Modelo econométrico .....	25
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES .....	29
5. BIBLIOGRAFÍA.....	31
ANEXO 1. Listado de plantas no despachadas centralmente .....	33
ANEXO 2. Descripción gráfica de las variables usadas en los modelos .....	37

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 Determinación del precio marginal de la energía.....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2 Definición gráfica de Precio de escasez.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 3. Estructura del mercado de energía colombiano.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 4. Estructura institucional del MEM.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 5. Historial de precios en el mercado mayorista de energía colombiano, 2000-2016 precios corrientes.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 6. Historial de precios en el mercado mayorista de energía colombiano, 2000-2016 precios constantes a enero 1 de 2000.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 7. Participación en el mercado por tipo de generación eléctrica, 2000-2016. ...</i>	<i>24</i>
<i>Figura 8. Valores actuales, valores ajustados y valores residuales del modelo 1.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 9. Test de normalidad de los términos de perturbación del modelo 1.....</i>	<i>28</i>

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Capacidad efectiva por tipo de generación. ....</i>	12
<i>Tabla 2. Precio de la energía por componentes. ....</i>	18
<i>Tabla 3. Estimación por mínimos cuadrados del modelo .....</i>	26

## INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico, y el mercado de la energía, tuvieron grandes cambios regulatorios y estructurales en la década de los noventa para Colombia y otros países latinoamericanos, pasando de una estructura de monopolio a una competitiva, con el fin de tener un mercado más eficiente y competitivo al incluir al sector privado. Por ejemplo, Chile fue pionera en Latinoamérica a principios de los años ochenta con el desarrollo de un sistema competitivo para la generación de energía basado en precios marginales. En 1992, Argentina privatizó el hasta entonces ineficiente sector eléctrico estatal, separándolo en compañías de generación, transmisión y distribución, e introduciendo un mercado de competencia en el sector de generación eléctrica.

En Colombia, se materializó en 1994 la reestructuración del mercado de energía eléctrica con la Ley 142 (Ley de servicios públicos domiciliarios) y la Ley 143 (Ley eléctrica). Estas leyes, además de introducir la competencia en las actividades de generación y comercialización, estipulan la desintegración vertical entre la generación y el transporte, los cuales en adelante están sometidos a la regulación, control y vigilancia por parte del Estado; además, implementan dos mercados para la prestación del servicio a los consumidores: el de los usuarios regulados y el de los no regulados.

Estas leyes permitieron la creación del Mercado de Energía Mayorista Colombiano (MEM), el cual busca la formación de precios a mínimo costo, mediante la declaración de costos y cantidades de cada generador, en el cual cada uno participa diariamente para suplir la demanda energética del día siguiente. El precio de la electricidad en este mercado se establece por subasta, y sin la intervención, pero con la regulación del Estado.

Teniendo en cuenta lo anterior nos podríamos preguntar: ¿Cuáles son los determinantes que inciden en la formación de los precios de la energía eléctrica en Colombia?

Para estudiar esta pregunta, el documento se encuentra dividido en tres secciones. En la primera sección se describirá el marco teórico y legal que cobija el sistema eléctrico colombiano, y se estudiará la composición de la matriz energética del mercado de energía colombiano, la participación del Estado como garante en este mercado y encargado de desarrollar políticas energéticas.

En la segunda sección, se desarrollará un modelo econométrico utilizando variables consideradas relevantes para estudiar el precio de la energía en Colombia, con el fin de identificar los determinantes del precio en este mercado. Finalmente, en la tercera sección se plantean las conclusiones y análisis de resultados del documento.

El valor agregado del presente trabajo consiste en hacer un análisis econométrico de las variables que inciden en el precio de la energía en el caso colombiano, reuniendo los datos históricos de cada variable provenientes de diferentes fuentes de información, desde un periodo cercano al del funcionamiento del actual mercado de energía eléctrica.

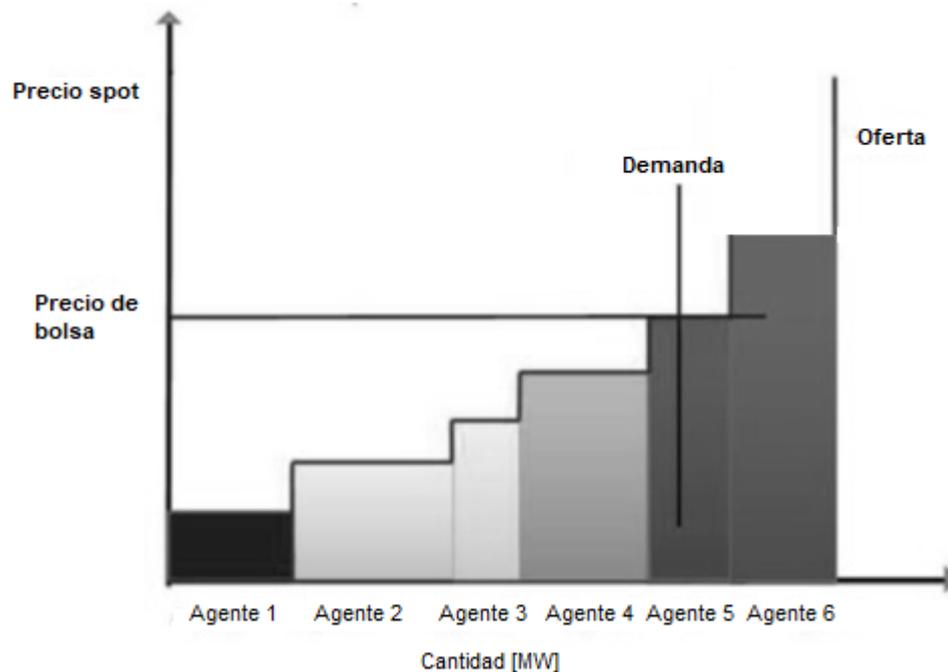
## 1. MARCO TEÓRICO

Se presenta a continuación la descripción del mercado eléctrico en Colombia y se contextualiza el mercado de energía mayorista con conceptos necesarios para entender el funcionamiento de este en Colombia.

### 1.1 Determinación del precio marginal de la energía

La Bolsa de Energía es el sistema de negociación que existe en el mercado de energía eléctrica, donde los generadores hacen sus ofertas de precio y de cantidades de energía, y simplemente se cruza con la demanda, que la representan los comercializadores, y de esa forma se determinan, el precio y la cantidad que se va a entregar a la Bolsa. <sup>1</sup>

*Figura 1. Determinación del precio marginal de la energía*  
*Fuente: García, 2014*



La Bolsa de energía funciona en el corto plazo mediante el mecanismo de precio marginal, asignando el suministro de energía entre los generadores por orden de menor a mayor costo variable. El principal objetivo de este mecanismo es minimizar el costo total de la generación necesaria para atender la demanda de energía. En este caso la demanda se considera inelástica y no tiene mayor incidencia en la formación de precios. A nivel operativo, los generadores hacen ofertas del precio al cual están dispuestos a

<sup>1</sup> “¿Cómo funciona la venta de energía de Colombia?”. Diario Económico Portafolio. Artículo, noviembre 19 de 2008.

vender su energía para cada hora del día, y el despacho de los generadores se hace por orden de mérito hasta que se logre un balance entre la cantidad demandada y ofrecida. El precio de bolsa resultante es el precio ofertado por la última unidad que salió despachada, por la unidad despachada al margen. Este precio se paga a todos los generadores exitosos.<sup>2</sup>

Las bolsas de energía (que en realidad son un mercado de corto plazo o del día siguiente) nunca alcanzan a reflejar las contingencias reales; es decir, los precios no contienen toda la información que contienen en mercados estrictamente competitivos y que guían así, el proceso de toma de decisiones de todos los agentes. Los modelos de asignación centralizada compilan información sobre la demanda total del sistema, sobre las condiciones de red, la disponibilidad y los costos de producción de cada unidad generadora. Con esta información determinan, para un período de tiempo suficientemente corto (usualmente 1 hora), cuales unidades producen y cuanto produce cada una, de forma que se minimice el costo total de atender la demanda durante este período.

Este modelo por declaración de costos (Bolsas) busca la minimización de costos para atender la demanda total de un sistema, usando el mecanismo centralizado, pero convirtiéndolo en una subasta. Se pide a cada generador que declare las cantidades y los costos de producción por unidad producida (a determinadas horas del día). En el caso de las plantas térmicas, los costos de producción están asociados a los costos del combustible y en el caso de las plantas hidráulicas, los precios deben reflejar el costo de oportunidad del agua, el cual depende específicamente de la escasez o abundancia de este recurso que posea el agente al momento de realizar la oferta.

Para ambos es permitido involucrar al momento de realizar la oferta, la percepción de riesgo que tengan en relación con la operación. Con esas declaraciones, el operador del sistema construye una curva de oferta, ordenando los recursos de manera ascendente de precios (por mérito económico). El precio correspondiente al cruce de la curva de oferta con la cantidad demandada (una línea vertical, en caso de que no haya participación activa de los consumidores) es el precio de Bolsa que se paga de manera uniforme a las cantidades producidas por período, como se muestra en la figura

---

<sup>2</sup> PEESA. Cómo se determina el precio en la bolsa de energía.

El mercado diario se celebra el día anterior al de la entrega de la energía y en él compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las horas del día siguiente. Así, en este mercado en realidad hay 24 productos diferentes energía en cada una de las 24 horas del día siguiente.

### **1.1.1 Precio en bolsa**

En condiciones normales de operación, corresponde al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad. Representa un precio único para el sistema interconectado en cada periodo horario.

En condiciones de intervención de precios de oferta, se determina de acuerdo con el procedimiento para condiciones normales de operación, pero teniendo en cuenta los precios intervenidos de oferta para las plantas de generación hidroeléctrica con embalse, definidos en el "Código de Operación".

El precio de bolsa puede ser analizado como un factor importante al momento de realizar estrategias de inversión y disminución de sus riesgos para los agentes del sector eléctrico, varios estudios como el de Bello Rodríguez y Beltrán Ahumada (2010)<sup>3</sup> hacen un análisis del precio de bolsa y de los modelos econométricos que normalmente se utilizan en el sector eléctrico.

Por otro lado, poder estimar los precios en los mercados de electricidad es fundamental para poder identificar riesgos de precios altos y bajos, que puedan afectar tanto a los consumidores como a los productores. Ivan Camilo Diez hace una proyección de los precios de la energía eléctrica aplicando el índice de Lerner.<sup>4</sup>

### **1.1.2 Precio de escasez**

La Bolsa de Energía de Colombia es administrada por la empresa XM. En esta participan generadores y comercializadores vendiendo y comprando energía a precio de bolsa. Esta entidad cuenta con un precio techo de venta de energía llamado precio de escasez, que corresponde al valor máximo que puede pagar la demanda del país por la energía.

---

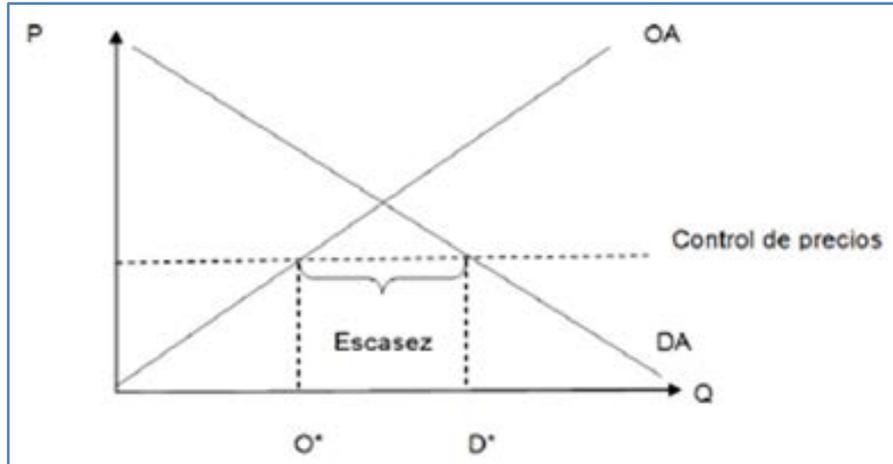
<sup>3</sup> Bello Rodríguez y Beltrán Ahumada (2010). Caracterización y pronóstico del precio spot de la energía eléctrica en Colombia

<sup>4</sup> Diez Restrepo Ivan Camilo. (2015). Proyección de precios de energía eléctrica en el mediano plazo en el mercado colombiano mediante la aplicación del índice de Lerner.

Este precio se calcula mensualmente de acuerdo con unos cálculos establecidos en la regulación que define el esquema del cargo por confiabilidad.

Figura 2. Definición gráfica de Precio de escasez

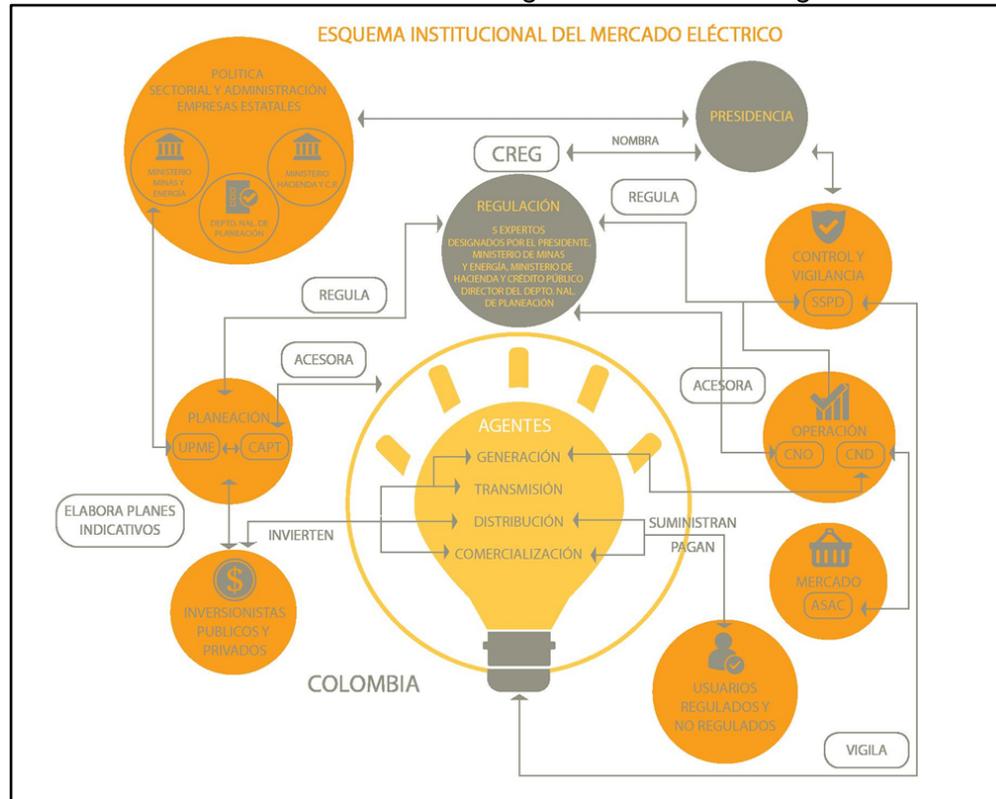
Fuente: CSMEM Fedesarrollo, 2009



## 1.2 Mercado Eléctrico en Colombia

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia al usuario final está compuesta por las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización, las cuales están regidas y supervisadas por las diferentes entidades del Estado según su actividad.

**Figura 3. Estructura del mercado de energía colombiano**  
Fuente: Asociación colombiana de generadores de energía eléctrica



### 1.2.1 Generación

Es la actividad que consiste en la producción de energía eléctrica mediante plantas generadoras, conectadas al Sistema Interconectado Nacional. El estado debe garantizar que esta actividad se desarrolle de manera competitiva evitando la concentración de poder de mercado<sup>5</sup>. La Ley 142 de 1994 define la posición dominante como la que tiene una empresa de servicios públicos respecto a sus usuarios; y la que tiene una empresa, respecto al mercado de sus servicios y de los sustitutos próximos de éste, cuando sirve al 25% o más de los usuarios que conforman el mercado.

Basada en esta definición, La CREG expidió las resoluciones 128 de 1996, 042 de 1999 y 001 de 2006 en donde estableció para la actividad de generación un límite máximo a la participación en el mercado del 25%, en términos de Capacidad Efectiva Neta de Generación.

<sup>5</sup> García J, Gaviria A y Salazar L (2011). Determinantes del precio de la energía eléctrica en el mercado no regulado en Colombia.

Actualmente, la generación de energía eléctrica en Colombia se realiza principalmente por medio de generación de tipo hidráulica, como se puede ver en la tabla 1, donde representa el 63.78%, la generación térmica representa una participación del 29.05%, y las centrales menores representan el 7.17%. Estas plantas generadoras a su vez se clasifican por el tipo de despacho de energía que hacen a la red, siendo las despachadas centralmente las que están obligadas a participar en la bolsa de energía, y las no despachadas centralmente las que no lo están.

*Tabla 1. Capacidad efectiva por tipo de generación.*

*Fuente: XM*

Tipo/Fuente de Energía	Capacidad/Efectiva (MW)	Participación (%)
<b>DESPACHADAS CENTRALMENTE</b>		
Hidráulica	10,974.00	63.78%
Térmica	4,999.00	29.05%
<b>NO DESPACHADAS CENTRALMENTE</b>		
Autogenerador	49.64	0.29%
Cogenerador	149	0.87%
Eólica	18.42	0.11%
Hidráulica	844.27	4.91%
Térmica	171.9	1.00%
<b>TOTAL CAPACIDAD EFECTIVA NETA</b>	<b>17,206.23</b>	

## 1.2.2 Transmisión

Es la actividad que se encarga del transporte de la energía en los niveles más altos de tensión de la red eléctrica a través del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Según la UPME (2004) el STN es el conjunto de líneas y subestaciones con equipos y transformadores con módulos de conexión que operan con tensiones entre 220kV y 500kV<sup>6</sup>. En el caso de la expansión del STN, ésta deberá ir conforme a lo que se estipule en el plan de expansión desarrollado por la UPME. Además de ello, se introduce un esquema competitivo donde se hace una convocatoria entre transportadores actuales y potenciales transportadores para decidir quién puede desarrollar los proyectos de expansión del STN de la manera más eficiente posible.

<sup>6</sup> García J, Gaviria A y Salazar L (2011). Determinantes del precio de la energía eléctrica en el mercado no regulado en Colombia.

### **1.2.3 Distribución**

En esta actividad se transforman los niveles de tensión de 500kV y 220kV para ser llevados al usuario final. La transmisión se realiza a través Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Locales (SDL). Estos sistemas son unos conjuntos de líneas y subestaciones que operan a niveles menores de los 220kV.

La función del estado se centra en: la regulación y vigilancia de esta actividad, procurando que el servicio se preste con calidad y a precios razonables y en el aumento de la cobertura del servicio de distribución en el país.

### **1.2.4 Comercialización**

Esta actividad consiste en la compra de la energía en el mercado mayorista para venderla a los usuarios finales. La estructura de esta actividad es competitiva. La función del Estado consiste en garantizar la no concentración de mercado, además de establecer las normas que garanticen el bienestar de los usuarios finales. Pueden identificarse dos tipos de usuario en esta actividad: los usuarios regulados y los usuarios no regulados. Los usuarios regulados no pueden contratar directamente su energía, sino que son atendidos a través de un comercializador que los representa ante el mercado. Y los usuarios no regulados pueden contratar libremente con un comercializador<sup>7</sup>.

### **1.2.5 Contratos en el mercado regulado**

Se refieren a los contratos de largo plazo que se realizan entre el generador y el comercializador. Se realizan para reducir la volatilidad que se puede generar en los precios del mercado. Estos contratos no tienen restricción de cantidad de energía o de precios.

## **1.3 Mercado de Energía Mayorista**

El Mercado de Energía Mayorista (MEM) inició operación el 20 de Julio de 1995, y fue creado por las leyes 142 y 143 de 1994, el cual le abrió la puerta a la participación privada en toda la cadena de valor: generadores, comercializadores y los grandes consumidores de energía eléctrica.

Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema

---

<sup>7</sup> García J, Gaviria A y Salazar L (2011). Determinantes del precio de la energía eléctrica en el mercado no regulado en Colombia.

interconectado para participar en el MEM. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado.

En Colombia, al ser la demanda de energía inferior a la capacidad instalada, el Centro Nacional de Despacho (CND) debe coordinar cómo se distribuirá el cubrimiento de la demanda entre los Generadores. Todos los días, el CND hace una proyección de la demanda de energía esperada para el día siguiente. A su vez, los Generadores, de acuerdo con el estado técnico de sus plantas, la disponibilidad de recursos y los costos asociados, envían una oferta en sobre cerrado a la Bolsa de Energía, especificando cantidad de energía (MW) y precio (\$/MWh) hora a hora para el día siguiente. Cuando se reciben las ofertas de todos los Generadores, el CND asigna la generación de energía comenzando con la planta de generación que ofertó al menor precio, y así hasta cubrir la demanda esperada. El precio de bolsa lo fija la última planta despachada, ya sea por mérito o por restricciones.

### **1.3.1 Bolsa de Energía**

Es el sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas del Mercado Mayorista, en donde los generadores y comercializadores ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.

### **1.3.2 Participación del Estado**

La realiza en tres instancias:

- La definición de la política energética a través del Ministerio de Minas y Energía y específicamente por la UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética).
- La tarea de regulación a cargo de la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) la cual es integrada por 8 miembros.
- La labor de vigilancia y control de la prestación de los servicios públicos domiciliarios la desempeña la Superintendencia de Servicios Públicos

Domiciliarios. El superintendente es nombrado por el presidente de la República.

**Figura 4. Estructura institucional del MEM**  
 Fuente: CREG

Política	Ministerio de Minas y Energía	
Planeación	Unidad de Planeación Minero-Energética	
Regulación	Comisión de Regulación de Energía y Gas	
Control y Vigilancia	Superintendencia de Servicios Públicos	
Operación del Sistema	CND	
Administración del Mercado	ASIC	

### 1.3.3 Generación por tipo de despacho

- Generación despachada centralmente:** Es compuesta por las plantas de generación con capacidad instalada mayor o igual a 20MW. Estas centrales eléctricas tienen acceso al despacho central y participan en el Mercado de Energía Mayorista.
- Generación no despachada centralmente:** Son las plantas de generación con capacidad instalada menor a 20MW, las cuales son llamadas plantas menores. Estas centrales eléctricas tienen la opción de tener acceso al despacho central si su capacidad instalada se encuentra entre 10MW y 20MW. Son plantas operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado.

Según el artículo 3 de la Resolución 086 de 1996 de la CREG se tiene la siguiente clasificación de las plantas menores:

- Plantas Menores con Capacidad Efectiva menor de 10MW:**  
 Estas plantas no tendrán acceso al Despacho Central y por lo tanto no participarán en el Mercado Mayorista de electricidad. La energía

generada por dichas plantas puede ser comercializada, teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

- La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes.
  - La energía generada por una Planta Menor puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG-020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.
  - La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Usuarios No Regulados, Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.
- **Plantas Menores con Capacidad Efectiva mayor o igual a 10MW y menor de 20MW:** Estas plantas podrán optar por acceder al Despacho Central, en cuyo caso participarán en el Mercado Mayorista de electricidad. De tomar esta opción, deberán cumplir con la reglamentación vigente. En caso de que estas plantas menores no se sometan al Despacho Central, la energía generada por dichas plantas puede ser comercializada, así:
- La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes.
  - La energía generada por una Planta Menor puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y

como está previsto en la Resolución CREG-020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.

- La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Usuarios No Regulados, Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

En la tabla del anexo 1 se observa el listado actual de plantas no despachadas centralmente. Como algo importante por resaltar es que hay dos centrales de generación que operan con energías renovables: la Central Jeripachi de EPM, con una capacidad de 18.42MW y que está en servicio desde abril de 2004. El otro caso es una planta de autogeneración ubicada en Yumbo de 9.8MW, la cual utiliza radiación solar. Esta planta suplente el 40% de la demanda eléctrica de la planta de bebidas de Postobón, equivalente a 6 MW y entró en operación este año. El excedente se entrega al SIN.

#### **1.3.4 Costo unitario de la energía**

Para el mercado regulado de energía en Colombia el referente de precio adecuado es el costo unitario (CU) del servicio. La estimación del CU promedio del País se hace con base en los pliegos tarifarios de doce empresas que en conjunto representan el 90% del mercado. Se toman los cargos tarifarios mensuales para obtener los cargos anuales promedio por empresa. A partir de éstos, y ponderando por la energía se obtienen el CU anual promedio discriminado en cada uno de sus componentes.

**Tabla 2. Precio de la energía por componentes.**  
 Fuente: Vélez, Luis Guillermo (2015). *El precio de la electricidad en Colombia y comparación con referentes internacionales 2012-2015*

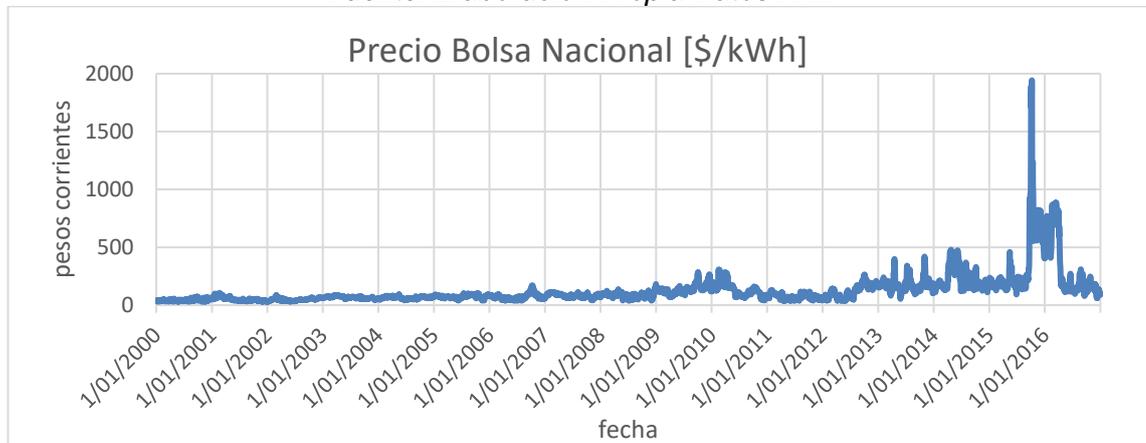
Costo Unitario para el Mercado Regulado				
\$/KWh - pesos corrientes				
Componentes	2012	2013	2014	2015
Generación	132	143	152	153
Transmisión	21	21	21	23
Distribución	129	129	135	141
Comercialización	38	39	41	42
Costos de pérdidas	25	27	28	29
Restricciones	13	4	5	2
<b>Total</b>	<b>358</b>	<b>362</b>	<b>381</b>	<b>391</b>
Participación de los componentes (%)				
Generación	36,8	39,3	39,9	39,2
Transmisión	5,9	5,8	5,5	5,9
Distribución	36,0	35,5	35,3	36,1
Comercialización	10,5	10,8	10,7	10,9
Costos de pérdidas	7,1	7,4	7,4	7,3
Restricciones	3,7	1,2	1,3	0,5
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

### 1.3.5 Precio de la energía en Colombia

La UPME (2015) muestra la tendencia creciente del precio de la energía en COP/kWh como se puede ver en la figura 5.

Figura 5. *Historial de precios en el mercado mayorista de energía colombiano, 2000-2016 precios corrientes.*

Fuente: *Elaboración Propia Datos XM.*



A continuación, se presenta el historial de precios deflactados al primero de enero del año 2000.

**Figura 6. Historial de precios en el mercado mayorista de energía colombiano, 2000-2016 precios constantes a enero 1 de 2000.**

*Fuente: Elaboración Propia Datos XM.*



En Colombia, si bien la energía de las hidroeléctricas y de las termoeléctricas a carbón es la más barata, esta solo abastece al 70% de la demanda. Para completar el restante se debe acudir al mercado spot (Bolsa de energía) donde el precio se establece de acuerdo con la oferta marginal, es decir, el valor de la última oferta del recurso despachado (el de las plantas más costosas e ineficientes) se suma al precio establecido por la bolsa, presionando al alza estos valores.

## 2. MARCO LEGAL

Mediante la Ley 142 de 1994, también llamada Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y con base en mandatos de la Constitución de 1991, se introdujo el modelo de mercados en competencia para la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, sometidos a la regulación, control y vigilancia por parte del Estado. Para el servicio de energía eléctrica en particular, con la Ley 143 de ese mismo año se estableció el esquema aplicable a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad el cual 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) como lo muestran los siguientes artículos:

*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”.*

Por otro lado, hace algún tiempo se han venido estableciendo los lineamientos para la inclusión de energías renovables a la matriz energética. Por eso, en el modelo econométrico que se desarrollará en el presente trabajo se ha decidido incluir la generación eólica como variable en la formación del precio de la energía. Por tal motivo se mencionará la regulación de este tipo de energía ya que desde 2016 ha venido

aumentado la cantidad de proyectos registrados ante la UPME<sup>8</sup> y muchos de ellos van a ser parte de la matriz energética en unos años.

El decreto 0570 del 23 de marzo de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, el cual realiza una modificación al Capítulo 8 del Título III del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015 para complementar los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica provenientes de fuentes renovables y complementarias a las actuales. Con el Decreto 0570 del 23 de marzo de 2018 se establecen objetivos para fortalecer, diversificar y complementar la matriz de generación de energía, lo que redundará en una formación eficiente de los precios y el aprovechamiento del potencial de los recursos renovables. Igualmente, se fomenta la seguridad energética regional y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que le permitirá al país cumplir con los compromisos asumidos en el COP21 para el año 2030.

Este Decreto también establece las características del mecanismo de promoción; actividades de revisión y seguimiento; plazos para determinar el traslado a los usuarios de los costos eficientes que se logren y disposiciones en torno a la integración al Sistema Interconectado Nacional de estos nuevos proyectos.

Ahora bien, en agosto de 2018, el Ministerio de Minas y Energía ha expedido las Resoluciones 40791 y 40795 de 2018. Como elemento fundamental de la expedición de estas resoluciones, se crea una subasta de energía de largo plazo que permitirá, entre otros, la mayor incorporación de energías renovables al sistema energético nacional. Esta subasta ofrecerá contratos por un período de 10 años que iniciarán sus obligaciones de entrega de energía a partir de diciembre de 2022 y, se realizará en enero de 2019 por una cantidad de 3.443 GWh-año, que equivale a aproximadamente 1.000 MW de capacidad instalada.

---

<sup>8</sup> El Registro de Proyectos de Generación es un mecanismo voluntario e informativo con el que cuenta la UPME, el cual permite identificar las mejores opciones del abastecimiento eléctrico al costo mínimo, además, este registro se utiliza para conocer las diferentes iniciativas de proyectos de generación del país, por lo que se constituye en insumo fundamental para la formulación del Plan Indicativo de Expansión de Generación, se puede ver que, a agosto de 2016, se registraron 234 proyectos, de los cuales 86 proyectos utilizarían tecnología solar y eólica. La capacidad de estos 86 proyectos representa el 24% de los 8424.08 MW.

### 3. METODOLOGÍA

En esta sección se realiza el análisis del mercado de energía eléctrica y la evaluación del comportamiento de la competencia en la generación de energía eléctrica a través de indicadores y variables presentados por el administrador del mercado de energía mayorista de Colombia (XM) en varios modelos econométricos.

Asimismo, se estudian los escenarios de participación de proyectos de energías no convencionales en la matriz energética colombiana, teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos y de terrenos.

Las variables utilizadas son:

- **Precio de Bolsa Nacional:** Es el precio de oferta de la última planta flexible para atender la demanda comercial nacional, más delta de incrementos para remunerar los costos no cubiertos de las plantas térmicas en el despacho ideal.
- **Precio promedio contrato:** Se obtiene de los contratos bilaterales entre agentes del mercado, calculado con base al valor despachado y la magnitud despachada en kWh del periodo. Es un valor indicativo.
- **Volumen útil diario:** Se define como el volumen almacenado en el embalse por encima del nivel mínimo técnico. Inició su declaración diaria por parte de los agentes hidráulicos del mercado desde julio 11 de 2004 (Acuerdo 294 del CNO – Consejo Nacional de Operación). Por tanto, los valores anteriores a esta fecha corresponden a cálculos realizados restándole a la medida métrica volumen del embalse, el parámetro volumen mínimo técnico vigente. El volumen mínimo técnico vigente se calcula como la diferencia entre las medidas (volumen) Volumen Máximo Técnico y Capacidad Útil.
- **Precio del ACPM:** Precio del ACPM pesos/galón, pesos constantes a enero 1 de 2000.
- **Precio del Carbón:** Precio del carbón pesos/kilogramo, pesos constantes a enero 1 de 2000.
- **Precio del Gas:** Precio del gas pesos/ $m^3$  pesos constantes a enero 1 de 2000.
- **Energía Despachada centralmente:** Se considera a la energía proveniente de las plantas de generación con capacidad instalada mayor o igual a 20MW. Estas

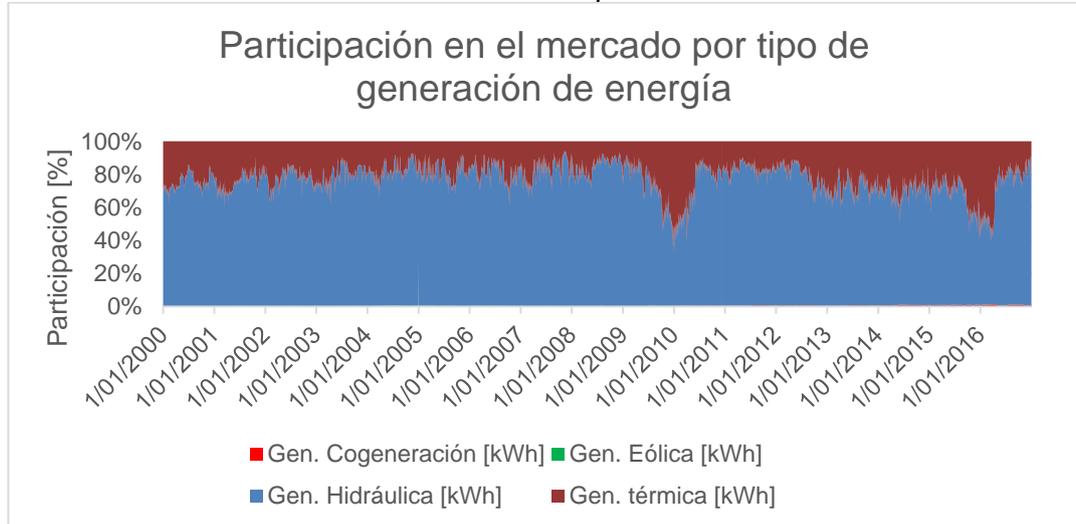
centrales eléctricas tienen acceso al despacho central y participan en el Mercado de Energía Mayorista.

- **Energía No Despachada Centralmente:** Se considera a la energía proveniente de las plantas de generación con capacidad instalada menor a 20MW. Estas centrales eléctricas tienen la opción de tener acceso al despacho central si su capacidad instalada se encuentra entre 10 MW y 20 MW
- **Generación por cogeneración:** Energía producto de cogeneración. La cogeneración es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte del proceso productivo cuya actividad principal no es la producción de energía eléctrica, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y cuya utilización se efectúa en procesos industriales o comerciales.
- **Generación Eólica:** Energía producto de energía eólica. Es obtenida a partir del aprovechamiento de las corrientes de aire (viento) que permiten el movimiento de las palas de un aerogenerador para la generación de energía eléctrica. Es un tipo de energía renovable.
- **Generación hidráulica:** Energía producto de energía hidráulica. Es producida gracias aprovechamiento de la energía cinética del agua acumulada en un embalse, para mover unas turbinas y generar energía eléctrica. Es un tipo de energía renovable.
- **Generación térmica:** Energía producto de energía térmica. Es un tipo de energía no renovable, obtenida por fuentes fósiles como los líquidos (fuel-oíl, ACPM, jet A1) que son derivados del petróleo, gas, carbón y mezcla (gas-jet A1). Estos combustibles al pasar por un proceso termoquímico y termoelectrico son convertidos a energía eléctrica.

### 3.1 Concentración de mercado

En la figura 5 se puede apreciar la concentración del mercado en cuanto al tipo de generación. En la mayor parte del periodo de estudio la energía generada proviene de generación hidráulica (cerca al 70%), el porcentaje restante (30%) es aportado casi en su totalidad por generación térmica. El aporte de la generación eólica y la cogeneración no son apreciables.

Figura 7. Participación en el mercado por tipo de generación eléctrica, 2000-2016.  
Fuente: Elaboración Propia Datos XM.



Para ser precisos, se puede analizar la concentración el mercado de energía en Colombia utilizando el índice de Herfindahl. En este caso se tomaron los valores de participación promedio del mes de diciembre de 2016, que es el último mes del periodo de estudio.

Gen. Cogeneración [kWh]	Gen. Eólica [kWh]	Gen. Hidráulica [kWh]	Gen. térmica [kWh]
0.56%	0.07%	88.79%	10.58%

Se calcula el índice a partir de la siguiente ecuación:

$$H = 10,000(0.56^2 + 0.07^2 + 88.79^2 + 10.58^2) = 7995.69$$

Teniendo en cuenta que en este índice el valor de 10,000 es el valor que representa el monopolio, o concentración total del mercado, este valor de 7995,69 significa que la matriz energética en cuanto al consumo de energía está altamente concentrada, en este caso en la generación hidráulica y térmica.

Esta concentración puede implicar que el mercado de energía puede ser sensible a diversos factores como los cambios del clima y las variaciones en el precio de los combustibles fósiles, haciendo que su confiabilidad dependa de que tan predecibles puedan ser estos factores.

### 3.2 Modelo econométrico

Para analizar el precio de la energía se construyó un modelo econométrico para el periodo contemplado desde el 1 de enero del año 2000 hasta el 31 de diciembre de 2016 con periodicidad diaria.

La variable dependiente en este caso es el Precio de bolsa nacional, que es el precio al cual se paga la energía de la última planta flexible para atender la demanda comercial nacional.

Las variables independientes que conforman el modelo se escogieron debido a que se consideran relevantes para la determinación de este precio, basados en toda la información consultada en el estado del arte y en las cifras que publica el operador del mercado; por ejemplo, se tienen en cuenta los precios de los combustibles fósiles ya que son insumo de las plantas térmicas, en consecuencia su precio debería afectar el precio final de la energía. Todos los precios están presentados en pesos constantes a enero 1 del 2000.

Las variables utilizadas en el modelo son las siguientes:

- **ACPM:** Precio del ACPM en pesos/galón pesos constantes
- **Carbón:** Precio del carbón en pesos/kilogramo pesos constantes
- **Gas:** Precio del gas pesos/ $m^3$  pesos constantes
- **Endespccen:** Energía despachada centralmente en kWh
- **Ennodespccen:** Energía no despachada centralmente en kWh
- **Gencog:** Energía producto de cogeneración en kWh
- **Geneol:** Energía producto de energía eólica en kWh
- **Genhid:** Energía producto de energía hidráulica en kWh
- **Genter:** Energía producto de energía térmica en kWh
- **Perd:** Pérdidas de energía del sistema en kWh
- **Ppromcont:** Precio promedio de contratos de energía en pesos constantes
- **Vutil:** Volumen útil de agua en los embalses en  $mm^3$

Para evaluar el modelo se utilizó un modelo log-log, garantizando la linealidad de la ecuación, este modelo es evaluado mediante el método de mínimos cuadrados ordinarios y utilizando la corrección del estimador Newey-West; que a menudo se utiliza para corregir los efectos de la correlación de los términos de error en las regresiones aplicadas a las series temporales de datos.

Tabla 3. Estimación por mínimos cuadrados del modelo

Variable	Coeficientes		
	Regresión 1	Regresión 2	Regresión 3
<b>C</b>	-13.21433 (2.010.813)	-13.81802 (2.178839)	-15.02371 (2.102752)
<b>LNACPM</b>	-0.353931*** (0.117953)	-0.383340*** (0.117183)	-0.352812*** (0.114871)
<b>LNCARBON</b>	-0.249174*** (0.047520)	-0.232333*** (0.048481)	-0.216563*** (0.048681)
<b>LNENDESPCEN</b>	3.512898*** (0.423816)	3.002849*** (0.246014)	3.000269*** (0.192414)
<b>LNENNODESPCEN</b>	-0.216718*** (0.077586)	-0.226450*** (0.076179)	-0.219770*** (0.076116)
<b>LNGAS</b>	-0.067268 (0.150167)	0.019820 (0.145313)	0.064963 (0.146829)
<b>LNGENCOG</b>	-0.088763*** (0.023669)	-0.085789*** (0.022983)	-0.076162*** (0.023165)
<b>LNGENEOL</b>	-0.011165 (0.009070)	-0.010623 (0.009072)	-0.008640 (0.009080)
<b>LNGENHID</b>	-1.959055*** (0.370113)	-1.589624*** (0.249504)	-1.585066*** (0.190303)
<b>LNGENTER</b>	-0.109469 (0.092253)	0.048911 (0.049624)	0.075963** (0.032571)
<b>LNPERD</b>	-0.227233*** (0.054807)	-0.217515*** (0.055789)	-0.218318*** (0.056298)
<b>LNRPROMCONT</b>	1.171034*** (0.100400)	1.129732*** (0.102148)	1.045593*** (0.099825)
<b>LNVUTIL</b>	-0.116590* (0.067948)	-0.089800 (0.068884)	-0.074907 (0.071037)
<b>R<sup>2</sup></b>	0.777349	0.775579	0.772870
<b>Observaciones</b>	4689	4688	6203

Errores estándar robustos entre paréntesis. Niveles de significancia: \*<0.1, \*\*<0.05, \*\*\*<0.01. **no significativo**

Los resultados del modelo se pueden apreciar en la Tabla 3. En la Figura 8 se puede observar el ajuste del modelo al precio de la energía. Como se ve en la figura, el modelo se ajusta (línea verde trata de seguir a la línea roja) en la mayor parte del periodo analizado a diferencia de los años 2015 y principios de 2016, donde el país vivió uno de los más intensos fenómenos del niño de los últimos años.

Se realizaron dos regresiones más con el fin de evitar endogeneidad<sup>9</sup> y poder evaluar posibles cambios en el precio de bolsa de la energía debido a anteriores cambios en las variables mencionadas así:

- Se rezaga un día las variables correspondientes a la generación térmica y el precio promedio de los contratos.
- Se rezaga una semana las variables correspondientes a la generación térmica y el precio promedio de los contratos.

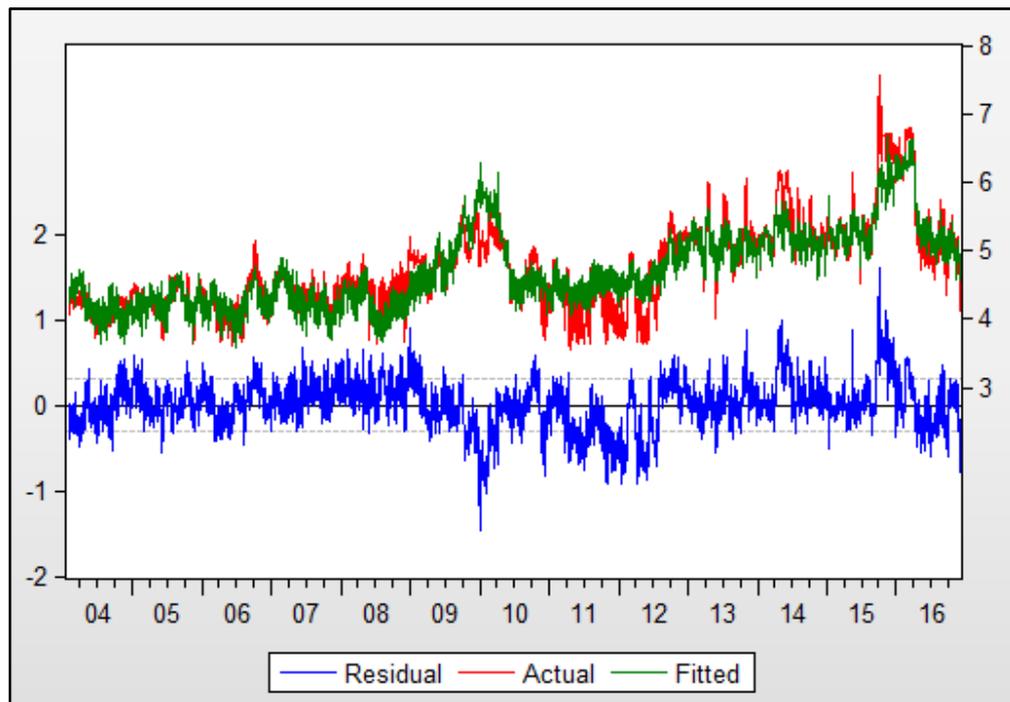


Figura 8. Valores actuales, valores ajustados y valores residuales del modelo 1

Gráficamente se aprecia una distribución normal en los residuos. No obstante, el supuesto de normalidad puede no ser tan crucial cuando se emplean muestras grandes.

<sup>9</sup> Al realizar la regresión con las variables precio promedio de contratos y generación térmica rezagadas una semana, se encuentra que ahora la generación térmica sí es significativa al 5%

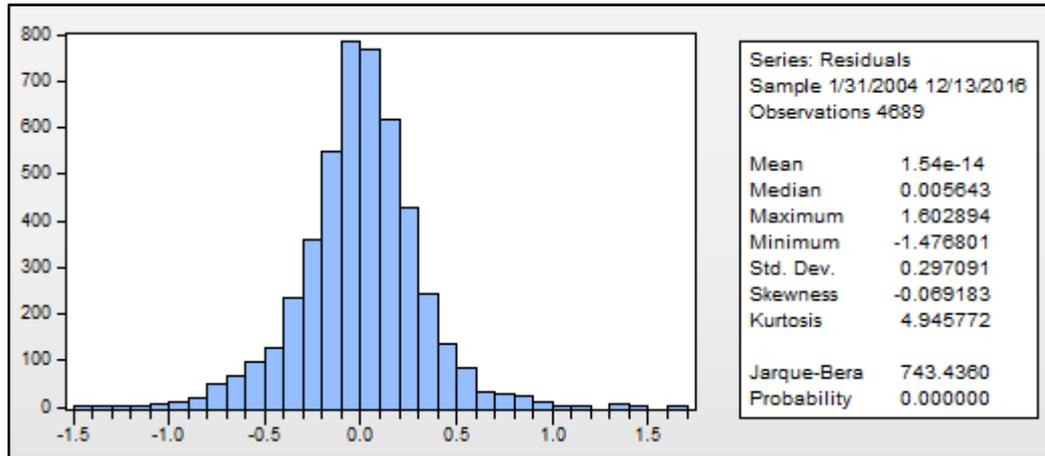


Figura 9. Test de normalidad de los términos de perturbación del modelo 1

#### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

- Analizando los resultados de las estimaciones del modelo, la significancia de la generación eólica en el precio de la energía, y en general de las energías renovables es prácticamente irrelevante. El precio de la energía se ve influenciado principalmente por variables como la generación hidráulica y el precio promedio de los contratos entre agentes del mercado.
- Se aprecia un desajuste en el modelo entre finales de 2015 y comienzos de 2016, producto del fenómeno del niño que se presentó en el país, lo cual se evidenció en la disminución del volumen de agua en los embalses, y a su vez generó un aumento bastante significativo en el precio de la energía, ya que aumentó la proporción en la generación de energía térmica, la cual tiene un precio significativamente mayor.
- El precio de los combustibles como el ACPM y carbón son variables determinantes en el precio de la energía eléctrica como se pudo observar en la tabla 3. Para reducir esta dependencia al precio de estos combustibles fósiles es necesario realizar la transición hacia energías no convencionales: el incremento en la participación de fuentes de generación de energías no convencionales en este mercado como la eólica, solar y geotérmica, crearía una presión a la baja en los precios del mercado spot, a raíz de los bajos costos de operación y la independencia del precio de los combustibles fósiles.
- Al analizar la información de la matriz energética de Colombia, se puede evidenciar que es un país con un gran potencial para producir electricidad a partir de fuentes de energía renovables, particularmente energía eólica y solar. El ingreso de estas plantas de generación con fuentes renovables permitirá diversificar la matriz energética del país y le dará mayor confiabilidad y seguridad al suministro de energía, evitando que aspectos como el fenómeno del niño afecten el precio de la energía.
- Es pertinente, una vez la generación de energía eléctrica tenga participación importante de fuentes renovables, realizar el análisis de los determinantes de precio nuevamente y analizar el efecto del ingreso de este tipo de generación en la matriz energética de Colombia.

- La legislación actual permitirá que a finales de febrero de 2019 se realice la primera subasta de generación de energía de fuentes renovables la cual espera contar con proyectos que aportarán al menos 500MW y los cuales empezarán a funcionar en 2021 continuando con la transición hacia la generación con energías renovables y reduciendo la dependencia a las centrales hidroeléctricas.

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- Bello, S. & Beltrán, R. (2010). Caracterización y pronóstico del precio spot de la energía eléctrica en Colombia.
- Caicedo, W. O. E., & Reyes, D. Q. (2015). Impactos de la reglamentación de la ley 1715 de energías renovables no convencionales en Colombia (No. 014064). UN-RCE-CID.
- Comisión Nacional de Energía (CNE). Reporte mensual ERNC octubre 2017
- Decreto 0570 de 2018 "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones".
- Díez, Ivan Camilo. (2015). Proyección de precios de energía eléctrica en el mediano plazo en el mercado colombiano mediante la aplicación del índice de Lerner.
- Furió, E. & Alonso, M. (2008). Concentración económica: algunas consideraciones sobre su naturaleza y medida. En: Revista Boletín Económico de ICE, Información Comercial Española.
- García, J. (2014). "Análisis/Plantas menores y precio 'spot' en Colombia". Diario Económico Portafolio. Artículo, enero 29 de 2014.
- García J, Gaviria A & Salazar, L. (2011). Determinantes del precio de la energía eléctrica en el mercado no regulado en Colombia. En: Revista Ciencias Estratégicas.
- Hoyos, Santiago, Franco, Carlos Jaime, & Dyner, Isaac. (2017). Integración de fuentes no convencionales de energía renovable al mercado eléctrico y su impacto sobre el precio. Ingeniería y Ciencia, 13(26), 115-146. <https://dx.doi.org/10.17230/ingciencia.13.26.5>
- IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Ley 1715 de 2014 "por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional"
- Paredes, Juan Roberto & Ramírez John J. (2017). Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia.

- Resolución número 030 de 2018 "por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional"
- SER Colombia (2017). Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana.
- SER Colombia (2017). Justificación no DAA proyectos energías renovables.
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA (2017). Informe de rendición de cuentas UPME 2016-2017
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia
- Vargas, O. R. Saavedra, M. E. Samper, S. Rivera and R. Rodriguez (2016). "Latin American Energy Markets: Investment Opportunities in Nonconventional Renewables," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 14, no. 5, pp. 38-47, Sept.-Oct. 2016. doi: 10.1109/MPE.2016.2573862
- Vélez, Luis Guillermo (2015). El precio de la electricidad en Colombia y comparación con referentes internacionales 2012-2015.
- W. Ñustes, S. Rivera (2017). "Colombia: Territorio de inversión en fuentes no convencionales de energía renovable para la generación eléctrica", En Revista Ingeniería, Investigación y Desarrollo, Volumen 17, Número 1, enero-junio 2017.

### ANEXO 1. Listado de plantas no despachadas centralmente

*Plantas no despachadas centralmente.*

*Fuente: XM. Elaboración Propia*

Tipo/Fuente de Energía	Capacidad efectiva (MW)	Factor de Conversión (MW/m3/s)-Heat Rate(MBTU/MWh)	Fecha de entrada en operación
<b>Autogenerador</b>			
<b>Biogás</b>			
Autog yaguarito	1.6	0	22/03/2016
<b>Carbón</b>			
Autog argos yumbo	9.9	0	20/03/2016
<b>Gas</b>			
Autog argos Cartagena	9.9	0	15/03/2016
Autog Coca-Cola femsa	2.44	1	25/07/2018
Autog reficar	9.9	0	26/04/2016
Autog unibol	1.1	0	20/03/2016
<b>Rad solar</b>			
Autog celsia solar yumbo	9.8	1	03/09/2017
<b>Cogenerador</b>			
<b>Bagazo</b>			
Bioenergy	19.9	0.1	22/04/2017
Central castilla 1	3	0	15/08/2004
Cogenerador manuelita 2	12	0.00001	22/06/2018
Cogenerador proenca	19.9	0	29/04/2014
Incauca 1	10	0	21/10/1998
Ingenio manuelita	3.5	0	17/03/2016
Ingenio providencia 2	19.9	0	18/05/2009
Ingenio riopaila 1	16	0	21/05/2018
Ingenio risaralda 1	15	0	15/08/2003
Ingenio san Carlos 1	2	29.26	23/07/2011
Mayagüez 1	19.9	0	17/08/2010
<b>Carbón</b>			
Cogenerador coltejer 1	9.4	0	19/12/2013
<b>Eólica</b>			
<b>Viento</b>			
Jepirachi 1 – 15	18.42	0	27/04/2004
<b>Hidráulica</b>			
<b>Agua</b>			
Agua fresca	7.29	0	10/04/2008
Alejandría	15	0	02/03/2017
Alto Tuluá	19.9	2.23	28/05/2012
Amaime	19.17	1.55	06/01/2011

Tipo/Fuente de Energía	Capacidad efectiva (MW)	Factor de Conversión (MW/m3/s)-Heat Rate(MBTU/MWh)	Fecha de entrada en operación
Amalfi	0.81	0	05/08/2007
América	0.41	0	01/01/1997
Asnazu	0.45	0	01/01/1934
Autog argos el Cairo	3.5	0	29/09/2017
Ayura	18	0	26/10/1983
Bajo Tuluá	19.9	1.65	30/01/2015
Barroso	19.9	3.2097	30/11/2012
Bayona	0.6	0	01/01/1943
Bello	0.35	0	01/01/1997
Belmonte	3.4	0	01/01/1939
Calderas	19.9	1.3143	30/06/2006
Campestre (Calarcá)	0.7	0	01/01/1956
Campestre (epm)	0.87	0	01/01/1997
Cantayus	4.32	1.433	20/05/2017
Caracolí	2.6	0	01/01/1935
Caruquia	9.5	1.53	28/01/2010
Cascada	3	0	01/01/1954
Cementos del nare	4.5	0	01/09/2004
Charquito	19.4	0	22/08/2003
Coconuco	4.5	0	27/09/2000
Coello	1.2	0.001	10/12/2016
Currucucues	1.25	0.52	18/08/2010
El bosque	2.28	0	01/01/1935
El cocuyo	0.7	0	20/05/2016
El edén	19.9	0	02/03/2017
El limonar	18	0	06/12/2003
El molino	19.9	1.0236	19/04/2017
El popal	19.9	1.442	31/03/2014
Florida	19.9	0.8333	01/01/1975
Guacaica	0.86	0	01/01/1992
Guanaquitas	9.5	1.4984	30/06/2010
Guavio menor	9.9	0	27/04/2016
Hidromontañas	19.9	3.7	14/06/2012
Insula	19	0.85	20/07/1995
Intermedia	0.96	0	01/01/1974
Inza	0.75	0	05/02/2009
Iquira i	4.32	0	01/01/1955
Iquira ii	5.4	0	01/01/1965
Juan García	4.52	0	12/09/2018
Julio bravo	1.5	0	01/01/1942
La cascada ( abejorral)	3	0	17/09/2007
La cascada (Antioquia)	2.3	0	17/07/2007
La frisolera	0.47	0.5625	29/04/2016
La herradura	19.8	0.0001	03/09/2004
La naveta	4.8	0.1529	27/11/2014
La pita	1.42	0	01/01/1965
La rebusca	0.7	1.09	24/07/2014

Tipo/Fuente de Energía	Capacidad efectiva (MW)	Factor de Conversión (MW/m3/s)-Heat Rate(MBTU/MWh)	Fecha de entrada en operación
La vuelta	11.6	0	22/11/2004
Laguneta	18	2.509	17/12/2014
Las palmas	2.8	0.15	30/08/2017
Luzma i	19.6	3.6594	07/10/2017
Luzma ii	19.6	3.6351	07/10/2017
Magallo	5.7	0	22/12/2016
Manantiales	3.15	0	01/01/1992
Mirolindo	3.75	0	03/11/2004
Mondomo	0.75	0	01/01/1958
Morro azul	19.9	0	10/09/2016
Municipal	1.4	0	01/01/1935
Nima	6.7	0	01/01/1942
Niquia	19	0	28/06/1993
Nuevo libare	5.1	0	01/01/1994
Nutibara	0.75	0	01/01/1997
Ovejas	0.82	0	01/01/1939
Pajarito	4.9	0	25/11/1999
Palmas san gil	15	0	01/01/1954
Pastales	0.7	0	18/02/2004
Patico - la cabrera	1.48	0	01/01/1930
Piedras blancas	5	0	01/01/1900
Porce iii menor	1.8	0.0001	25/04/2016
Prado iv	5	0.4904	01/03/1973
Providencia	4.9	0	30/09/2015
Puente Guillermo	1	0	01/09/2001
Remedios	0.75	0	19/09/2007
Rio abajo	0.9	0	01/01/1947
Rio bobo	4	0	01/01/1960
Rio Cali	1.8	0	01/01/1925
Rio frio i	1.67	0	01/01/1954
Rio frio ii	10	0	01/01/1996
Rio grande	0.3	0	01/12/2007
Rio mayo	19.8	1.7	20/07/1995
Rio palo	1.44	0	01/01/1960
Rio piedras	19.9	1	31/03/2000
Rio recio	0.3	0	01/11/1958
Rio sapuyes	1.65	0	01/01/1954
Riofrio (Támesis)	1.2	0	01/01/1951
Riogrande i	19	0	01/01/1956
Rionegro	10.2	0	01/01/1975
Rumor	2.5	0	01/01/1999
Sajandi	3.2	0	01/01/1995
San cancio	2	0	01/01/1929
San francisco	0.47	0	15/12/2012
San José	0.38	0.0001	16/11/2003
San José de la montaña	0.4	0	30/07/2007

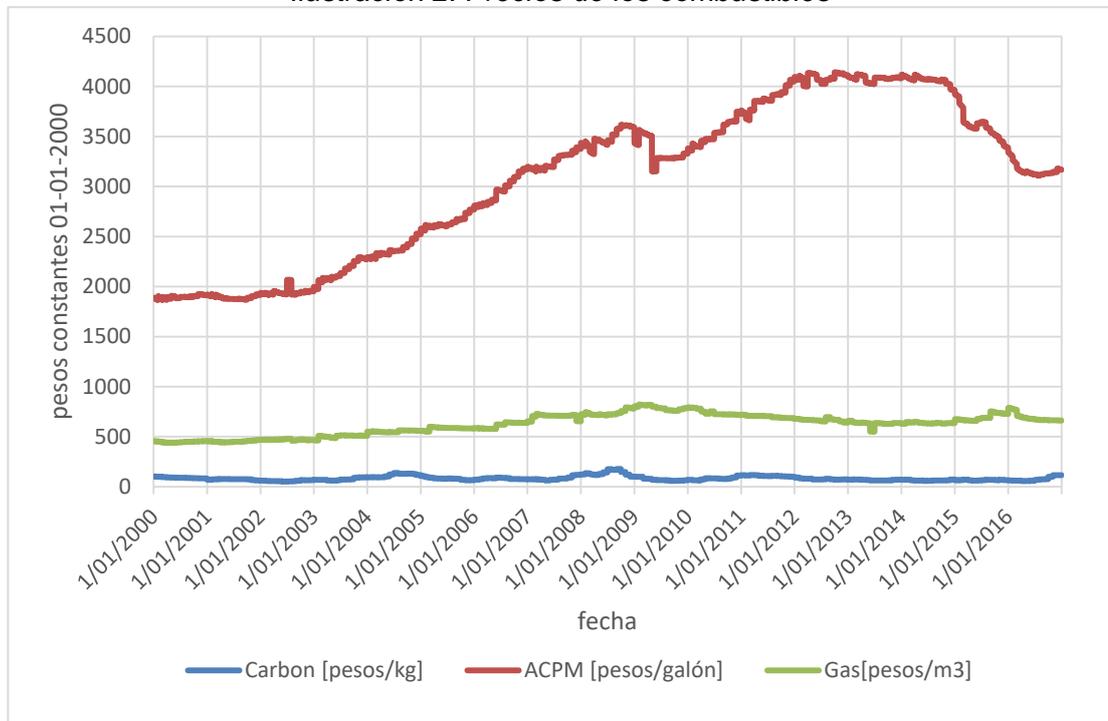
Tipo/Fuente de Energía	Capacidad efectiva (MW)	Factor de Conversión (MW/m3/s)-Heat Rate(MBTU/MWh)	Fecha de entrada en operación
San Matías	19.9	1.0237	25/04/2017
Santa Ana	8	0	09/06/2005
Santa Rita	1.3	0.675	18/08/2010
Santiago	2.8	2.8	08/01/2011
Silvia	0.38	0	01/01/1994
Sonson	18.5	0	01/06/2002
Suba	2.6	0.944	15/04/2013
Sueva 2	6	0	24/05/2002
Tequendama 1	14.2	1	28/02/2018
Tequendama 2	14.2	1	28/02/2018
Tequendama 3	14.2	1	28/02/2018
Tequendama 4	14.2	1	28/02/2018
Tunjita	19.7	2.4655	30/06/2016
Unión	0.7	0	01/01/1935
Urrao	1.03	0	30/07/2007
Usaquén	1.8	0.941	15/04/2013
Ventana a	2.5	0	01/11/1957
Ventana b	2.5	0	01/11/1957
<b>Térmica</b>			
<b>Biogás</b>			
Doña Juana	1.7	0	29/04/2016
Tequendama biogás	2.25	0	25/06/2016
<b>Carbón</b>			
Proenca ii	17	0.1	10/10/2017
<b>Gas</b>			
Cimarron	19.9	13.5	18/08/2007
El morro 1	19.9	12.4	23/05/2007
El morro 2	19.9	13.84	09/08/2007
Termobolivar 1	9.7	0	04/03/2016
Termomechero 4	19.3	0	02/02/2018
Termomechero 5	19.3	0	16/12/2017
Termomechero 6	19.3	0	02/02/2018
Termopiedras	3.75	0	30/12/1999
Termoyopal 1	19.9	12.7057	11/03/2005

## ANEXO 2. Descripción gráfica de las variables usadas en los modelos

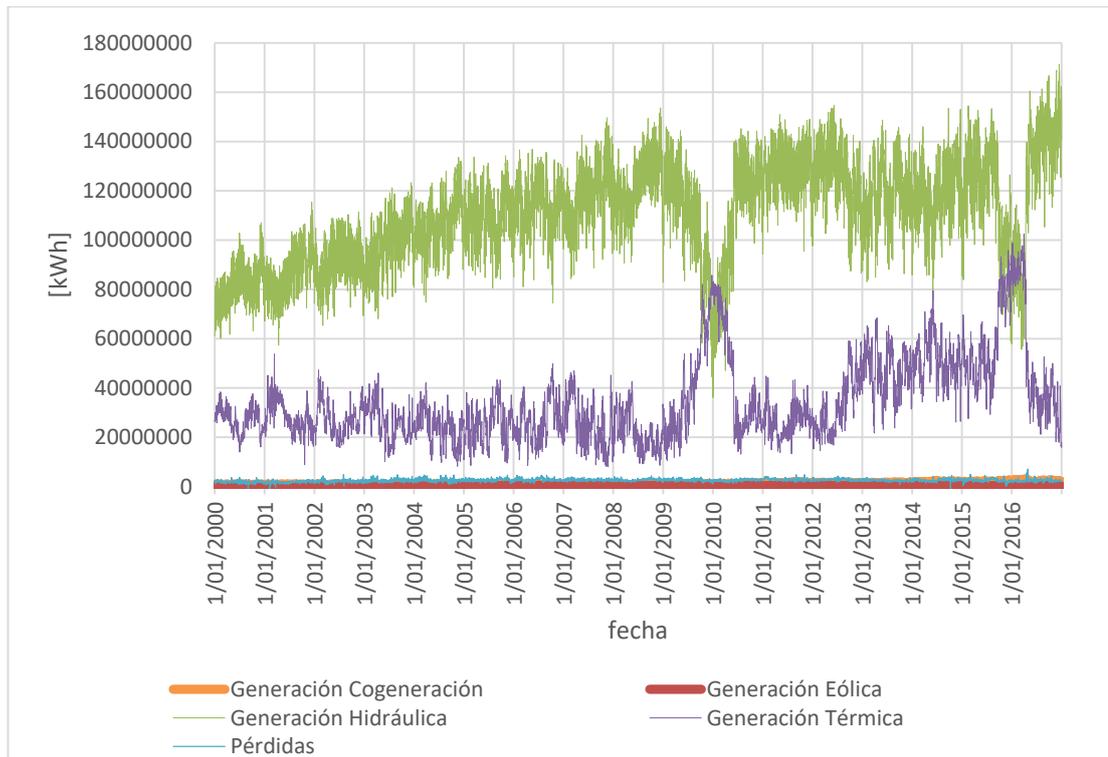
*Ilustración 1. Precio de Bolsa nacional*



*Ilustración 2. Precios de los combustibles*



*Ilustración 3. Participación en generación de energía por tipo de generación*



*Ilustración 4. Participación en generación de energía por tipo de despacho*

