



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

**Esquemas de fijación de precios para el mercado  
mayorista de electricidad colombiano bajo penetración de  
renovables**

Johandre Vargas Mejía

Tesis presentada como requisito parcial para obtener el título de:  
Magíster en Ingeniería – Sistemas Energéticos

Director (a):

Ph.D., Carlos Jaime Franco Cardona

Codirector (a):

MSc., Maritza Jiménez Zapata

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín  
Facultad de Minas  
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión  
Medellín, Colombia  
2019

## Resumen

Las nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica han tenido un gran auge en las últimas dos décadas a nivel mundial, debido a que el descenso en sus costos las hace competitivas frente a las otras tecnologías de generación y a sus bondades con respecto al medio ambiente.

En algunos mercados en los que el desarrollo de este tipo de tecnologías es mayor se ha presentado una caída en los precios, han surgido condiciones especiales tales como precios negativos y han cobrado una gran importancia los servicios auxiliares (control automático de la generación, reserva rodante o venta de energía reactiva para compensar niveles de tensión en las redes de transmisión). Esto ha hecho que los hacedores de políticas de los diferentes mercados hayan estado interesados en los efectos de la penetración masiva de energías renovables al sistema para regular de la mejor manera dicho tema.

En Colombia, desde el año 2004 se han venido instalando plantas renovables no convencionales y en los últimos años se ha visto más interés por estas, por tanto, es importante estudiar las desventajas y ventajas para el país asociadas a una matriz de este tipo. Para apoyar este tipo de estudios, en la presente tesis se plantea un modelo de simulación bajo el lenguaje de programación Python, en el que se presentan diferentes escenarios de penetración de fuentes renovables no convencionales y se evalúan esquemas de fijación de precios para el mercado mayorista colombiano.

### Palabras clave

Costo nivelado de la energía, despacho de energía, energías renovables, modelos de mercados de energía, análisis de escenarios, precios de la energía.

## **Abstract**

New technologies for electricity generation have had a great boom in the last two decades. This is due to their costs decrease, which makes them competitive compared to other generation technologies, and their environmental benefits.

The markets where this type of technology has been widely accepted, have had a fall in prices, and special conditions, such as negative prices and auxiliary services, have become very important. This has increased the policy makers interest on the effects of the massive penetration of renewable energies to the grid aiming to regulate renewables properly.

In Colombia, since 2004, non-conventional renewable plants have been installed and in recent years more interest has become, therefore, it is important to study the problems and advantages that come to the country, when the grid will have more renewables participation.

To support this type of studies, in the present thesis a simulation model is proposed, under the Python programming language, in which different scenarios of penetration of unconventional renewable sources and are proposed and differed price schemes are evaluated for the Colombian wholesale market.

### **Keywords**

Levelized Cost Of Energy, Energy Dispatch, Renewable Energies, Simulation Models, Energy Markets, Analysis of Scenarios, Energy Prices

## Tabla de contenido

Capítulo 1. Introducción .....	8
Capítulo 2. Antecedentes .....	10
2.1 Panorama de las energías renovables a nivel mundial .....	10
2.2 Panorama de las energías renovables en el mercado colombiano.....	15
2.3 Antecedentes a los esquemas de precios en los mercados eléctricos.....	22
2.4 Planteamiento del problema .....	24
2.5 Conclusiones del capítulo.....	25
Capítulo 3. Revisión literaria.....	26
3.1 Alternativas de fijación de precio para el mercado mayorista de electricidad colombiano 31	
3.2 Conclusiones del capítulo.....	35
Capítulo 4. Objetivos .....	36
4.1 Objetivo general .....	36
4.2 Objetivos específicos.....	36
Capítulo 5. Metodología .....	37
5.1 Mecanismos metodológicos para analizar esquemas de fijación de precios ante la penetración de fuentes renovables a la matriz colombiana .....	37
5.2 Análisis por escenarios.....	38
5.3 Etapas metodológicas del análisis de escenarios.....	39
Precios de oferta basados en proyecciones de la UPME.....	42
Precios de oferta basados en LCOE .....	42
Separación de mercados .....	43
5.4 Conclusiones del capítulo.....	43
Capítulo 6. Modelo de simulación.....	44
6.1 Propósito del modelo.....	44

6.2	Delimitación del modelo .....	44
6.3	Supuestos y especificaciones del modelo.....	46
6.4	Formulación y explicación del modelo .....	47
6.5	Colección de datos .....	51
6.6	Validación del modelo .....	52
6.7	Conclusiones del capítulo.....	54
Capítulo 7.	Análisis De Resultados .....	56
7.1	Esquemas y escenarios propuestos.....	56
7.2	Resultados de los escenarios con precios de oferta de la UPME.....	57
7.3	Resultados de los escenarios con precios LCOE .....	58
7.4	Resultados de los escenarios para la separación de mercados .....	60
7.5	Resultados de los escenarios solo con tecnologías renovables .....	65
7.6	Evaluación de los resultados .....	68
7.7	Conclusiones del capítulo.....	75
Capítulo 8.	Conclusiones y recomendaciones .....	77
8.1	Aportes y conclusiones específicas de la tesis .....	77
8.2	Reporte del cumplimiento de objetivos.....	78
	Objetivo 1: caracterizar esquemas de fijación del precio de generación de mercados mayoristas de electricidad .....	79
	Objetivo 2: construir un modelo de simulación que permita calcular el precio de un mercado mayorista de electricidad bajo diferentes esquemas.....	79
	Objetivo 3: proponer un conjunto de indicadores para la evaluación de esquemas de fijación de precios para el mercado mayorista de electricidad colombiano .....	79
8.3	Recomendaciones y trabajos futuros.....	80
Capítulo 9.	Anexos .....	81
Capítulo 10.	Bibliografía.....	93

## Lista de tablas

Tabla 2-1. <i>Evolución de las energías renovables en diferentes regiones del mundo</i> .....	11
Tabla 2-2. <i>Proyectos inscritos a instalar por tipo de tecnología para las FRNC hasta 2017.</i> 17	
Tabla 2-3. <i>Esquemas de precios utilizados en los mercados mayoristas</i> .....	23
Tabla 3-1. <i>Breve resumen de algunos autores que estudian el cambio de los mercados de energía ante la penetración masiva de FRNC</i> .....	27
Tabla 3-2. <i>Breve resumen de los mecanismos utilizados por algunos autores para estudiar el impacto de la penetración de FRNC a los sistemas eléctricos</i> .....	28
Tabla 3-3. <i>Esquemas para establecer el precio de energía mayorista desde el objetivo de desarrollar un sistema completamente renovable</i> .....	30
Tabla 3-4. <i>Algunos esquemas de fijación de precio sacados de la literatura aplicables al modelo colombiano</i> .....	32
Tabla 5-1. <i>Enfoques para el modelamiento de sistemas eléctricos</i> .....	37
Tabla 5-2. <i>Fases que deben cumplir para establecer un análisis por escenarios</i> .....	39
Tabla 5-3. <i>Fases para establecer los escenarios planteados en el presente trabajo</i> .....	40
Tabla 5-4. <i>Escenarios planteados para observar el comportamiento del precio de la energía del sistema</i> .....	41
Tabla 6-1. <i>Algunos trabajos que han utilizado Python para el análisis de temas en mercados de energía</i> .....	45
Tabla 6-2. <i>Comportamiento de Precio y Cantidad de la tecnología Hidráulica Embalse</i> .....	53
Tabla 7-1. <i>Indicadores de evaluación</i> .....	68
Tabla 7-2. <i>Notación utilizada para la presentación de la información</i> .....	68
Tabla 9-1. <i>Valores utilizados para establecer la ecuación de precio de la tecnología Hidráulica Embalse</i> .....	83

## Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
GEI	Gases de Efecto Invernadero
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
CERE	Costo Equivalente Real de la Energía del cargo por confiabilidad
FAZNI	Fondo a Zonas No Interconectadas
LCOE	Levelized Cost of Energy
FRNC	Fuentes Renovables No Convencionales
CxC	Cargo por Confiabilidad
EON	Energy On de Alemania
EDF	Électricité de France de Francia
NPOWER	National Power de Reino Unido
SSE	Scottish and Southern Energy de Reino Unido
CAISO	California Independent System Operator
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
SIN	Sistema Interconectado Nacional
E1, E2, E3, E4	Nomenclatura asociada a cada escenario según corresponda
WEO	World Energy Outlook
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency

## Capítulo 1. Introducción

El panorama energético mundial de esta época se ha transformado debido a la penetración de las energías renovables a los sistemas de generación de energía. Esa transición gira alrededor de tres aspectos principales, a saber, la eficiencia energética, el crecimiento de las energías renovables y la electrificación de vehículos eléctricos (IRENA, 2019).

Las principales fuentes de energías renovables son la bioenergía, la geotermia, la hidroeléctrica, la oceánica, la solar y la eólica, siendo estas dos últimas las de mayor implementación (IRENA, 2019). La capacidad de generación de las energías solar y eólica varía de acuerdo con el potencial del recurso a lo largo de las horas del día, lo que las muestra como recursos de poca confiabilidad y muy estacionarios, sin embargo, se comprobó que durante los 2018 países como Alemania, Portugal y Dinamarca pudieron funcionar completamente con energías renovables en varios días del año (IRENA, 2019).

El costo de las energías renovables se ha convertido pues en uno de los factores de mayor impacto para su penetración en los mercados de energía. En este sentido, se destaca la generación hidroeléctrica, que ha sido competitiva en costos desde hace varios años (Asoenergía, 2018), además, las tecnologías eólicas y solar de la misma manera han adquirido una ventaja competitiva en lo referente a precios gracias a los avances tecnológicos y al aumento de la inversión. Inclusive, se pronostica que para el año 2020 el costo promedio de este tipo de electricidad estará muy por debajo de los costos de electricidad a partir de combustibles fósiles en los países en los que están emergiendo las tecnologías renovables, teniendo en cuenta que en países desarrollados como Alemania ya se ha alcanzado la paridad de red (IRENA, 2019; World Energy Council, 2016).

Por otra parte, la volatilidad en la generación y los precios bajos de tecnologías renovables ha traído cambios para mercados como el de Australia y Estados Unidos; por ejemplo, en Australia la gran instalación de energía fotovoltaica ha generado un aplanamiento en la curva de carga durante el mediodía (Seel & Wiser, 2018). Por otra parte, en Texas (un estado de Estados Unidos con mucho potencial de viento) la instalación de energía eólica ha llevado a que se produzca energía gratis por las noches y una fuerte variación en los precios durante el transcurso del día dados sus costos cercanos a cero (Seel & Wiser, 2018).

Dependiendo de las características de cada mercado, los precios de la energía del sistema se ven impactados con la penetración masiva de las energías renovables (Seel, Mills, & Wiser, 2018; Zapata et al., 2018); de manera que en un mercado en el que el despacho se realice de manera marginal (como el mercado colombiano) una alta penetración de energías renovables con bajos precios produciría un desplazamiento del recurso marginal dentro de la pila de ofertas, lo que dejaría por fuera recursos más costosos que pueden sin embargo necesitarse en virtud de las fluctuaciones en el suministro de los recursos renovables (Seel et al., 2018; Zapata et al., 2018).

De allí que Colombia apueste por la transformación de su matriz energética al querer duplicar la capacidad instalada de energías renovables (Presidencia de la República, 2018). Por el momento ha puesto en marcha la Ley 1715, que trae consigo beneficios contables y fiscales para la entrada de proyectos de energías renovables al país (Ley 1715/14). Además, tiene un gran potencial para la implementación de Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC) (López, 2017). Por estas razones, es necesario identificar y evaluar los efectos que tiene la entrada masiva de tecnologías renovables en el mercado eléctrico colombiano, particularmente en la forma como se transa esta energía en el sistema y los impactos técnicos de red que pueda ocasionar la misma.

Así pues, en este trabajo se plantean diferentes estrategias de despacho para el mercado colombiano y se evalúa a través de un modelo de simulación y análisis de escenarios cómo diferentes esquemas y escenarios de penetración de FRNC pueden afectar los precios del sistema eléctrico del país. A lo largo del presente escrito se presenta una perspectiva mundial alrededor de la generación con tecnologías renovables, hasta finalizar con algunas características del mercado colombiano (Capítulo 2). Posteriormente se presenta una revisión literaria en la que se evidencia cómo algunos autores han investigado los posibles esquemas aplicables ante una alta penetración de energías renovables en los sistemas eléctricos (Capítulo 3), luego se citan los objetivos que se desean cumplir con esta tesis (Capítulo 4); en el Capítulo 5 se postulan posibles metodologías de despacho para el mercado eléctrico colombiano y algunas de ellas serán evaluadas posteriormente en el modelo de simulación planteado en el Capítulo 6, se presenta un análisis de resultados arrojados por el modelo de simulación (Capítulo 7) y finalmente las conclusiones y recomendaciones (Capítulo 8).

## Capítulo 2. Antecedentes

A diferencia de las centrales de generación térmicas, las energías renovables son consideradas como energías amigables con el medio ambiente, lo que ha llamado la atención de los países con el fin de incorporarlas en sus sistemas de generación eléctrica y así mitigar el daño ambiental al que conlleva el uso de fuentes convencionales (Barreira, Patierno, & Bautista, 2017). Sin embargo, se debe tener en cuenta que las tecnologías renovables intermitentes como la solar y la eólica presentan una menor confiabilidad en el suministro y una alta volatilidad en los precios (Hartner & Permoser, 2018).

En esta sección se brinda entonces un panorama del estado actual de las energías renovables a nivel internacional, el caso particular de Colombia y algunos posibles esquemas que se pueden utilizar en los mercados en general en pro de establecer los precios de la energía.

### 2.1 Panorama de las energías renovables a nivel mundial

Previo a la liberalización de los mercados eléctricos los gobiernos ya apoyaban los monopolios en el sector eléctrico a modo de una estrategia para mantener el control sobre el suministro de electricidad, tan necesario para garantizar el funcionamiento continuo de la industria. Con el tiempo los monopolios resultaron ser ineficientes y fue así como se abrió el mercado a la competencia, apuntando a establecer sistemas eléctricos económicamente sostenibles. Con los mercados liberalizados se pretendía que mediante la competencia las señales económicas del precio de la energía fueran lo suficientemente claras como para incentivar la inversión, sin embargo, ante la penetración de energías renovables con generación volátil y precios marginales los gobiernos han tenido que implementar nuevos mecanismos que permitan dar señales de expansión según sean las características propias de los diferentes mercados (Zapata, 2017).

Teniendo ya mercados liberalizados y varios mecanismos para establecer señales de expansión, los gobiernos hoy le están apostando a la descontaminación de su matriz energética. Es por esta razón que apoyan la generación a partir de FRNC en aras de disminuir las emisiones ligadas a la generación de energías con combustibles fósiles (Enersinc & DNP, 2017; IRENA; IEA; REN21, 2018).

La generación de electricidad a partir de plantas térmicas se considera poco amigable con el medio ambiente por la producción de emisiones de gases de efecto invernadero que conllevan, adicionalmente los combustibles fósiles son un recurso finito no renovable (Hoyos, Franco, & Dynner, 2017). En la Tabla 2-1 se puede observar la evolución que han tenido las energías renovables en diferentes regiones a nivel mundial, además, cómo todas las regiones le apuestan a un crecimiento de las FRNC y cómo Colombia aparece como un país con gran potencial.

Tabla 2-1. *Evolución de las energías renovables en diferentes regiones del mundo*

<b>Región</b>	<b>Evolución de las energías renovables</b>
<b>Asia</b>	China es líder de las energías renovables al poseer la mayor capacidad instalada de energía eólica, solar fotovoltaica (rompiendo récord con cerca del 45% de capacidad fotovoltaica en el país) y energía hidroeléctrica. En la India se tiene un cambio de capacidad instalada eólica de 25,088 [MW] en 2015 a 28,875 [MW] en 2016; para la solar fotovoltaica el cambio fue de 5,271 [MW] en 2015 a 9,658 [MW] en 2016. Otros países como Turquía e Indonesia instalaron nuevos proyectos de energía geotérmica en 2016 (IRENA; IEA; REN21, 2018).
<b>Europa</b>	La tendencia de Europa es apuntarle al crecimiento de la energía renovable, su capacidad instalada ya va en el 86%. Cerca de 2012, en Europa se vio un crecimiento rápido de la generación con fuentes renovables, concentrándose así: 30.4% en energía eólica, 4.1% en biomasa, 10.5% en energía solar y 54.1% en hidroeléctrica (que ya no tiene forma de expandirse, por el agotamiento del potencial hídrico), este comportamiento obedece a la política climática agresiva adoptada por la Unión Europea (IRENA; IEA; REN21, 2018).
<b>América del Norte</b>	Hasta el 2017 hubo varios cambios en la matriz energética, las energías renovables pasaron de un 13.7% en 2015 a un 15% en 2017, aumentando la capacidad eólica terrestre en un 3.7% y abriendo el primer parque eólico de 30 [MW], de igual manera aumentó la energía solar fotovoltaica en 4.24%. En Canadá se tiene una fuerte presencia de energía hidroeléctrica como principal y con un crecimiento de la energía eólica en los últimos años (IRENA; IEA; REN21, 2018).
<b>América Latina</b>	Para América Latina tenemos a Honduras con 9.8% de energía solar fotovoltaica, Uruguay con un suministro de 22.8% de energía eólica, Brasil en 2015 instaló 2.7 [GW], México instaló 700 [MW] de energía eólica, Uruguay instaló 300 [MW], Panamá instaló 86 [MW] entre 2015 y 2016 y Chile 1372 [MW]. Colombia tiene un gran potencial hídrico, por lo tanto, las PCH's y varias centrales con grandes embalses dominan gran parte de la matriz energética, por lo tanto, las tecnologías diferentes no representan una porción significativa de la matriz (Castro, Brandão, Hubner, Dantas, & Rosental, 2014; IRENA; IEA; REN21, 2018).
<b>África</b>	Egipto y Marruecos lideran la capacidad instalada de renovables con 3,660 [MW] y 4,443 [MW] respectivamente, seguidos de Sudáfrica junto con Etiopía que alcanzaron una capacidad instalada del 5% de su matriz energética total (IRENA; IEA; REN21, 2018).
<b>Oceanía</b>	Australia es líder en la región con 59% en capacidad hidroeléctrica y 32% en energía eólica y se observa un crecimiento rápido de la capacidad solar fotovoltaica (IRENA; IEA; REN21, 2018).
<b>Oriente Medio</b>	En esta región se están construyendo pequeños proyectos de energía solar fotovoltaica, energía solar térmica y energía eólica (IRENA; IEA; REN21, 2018).

Fuente: Castro, et al., (2014); IRENA; IEA; REN21, (2018)

De la Tabla 2-1 se infiere que la tendencia de las energías renovables va en aumento en diferentes regiones del mundo y que su capacidad instalada seguirá creciendo en los próximos años; esto indica un periodo de transición a nivel global para descarbonizar la matriz energética (Banco Mundial, 2017). Se puede también observar en la Figura 2-1 que el crecimiento en Gigavatios desde el 2007 hasta el 2017 ha sido más del doble para las FRNC y que para fuentes renovables como la hidráulica el crecimiento ha sido más lento.

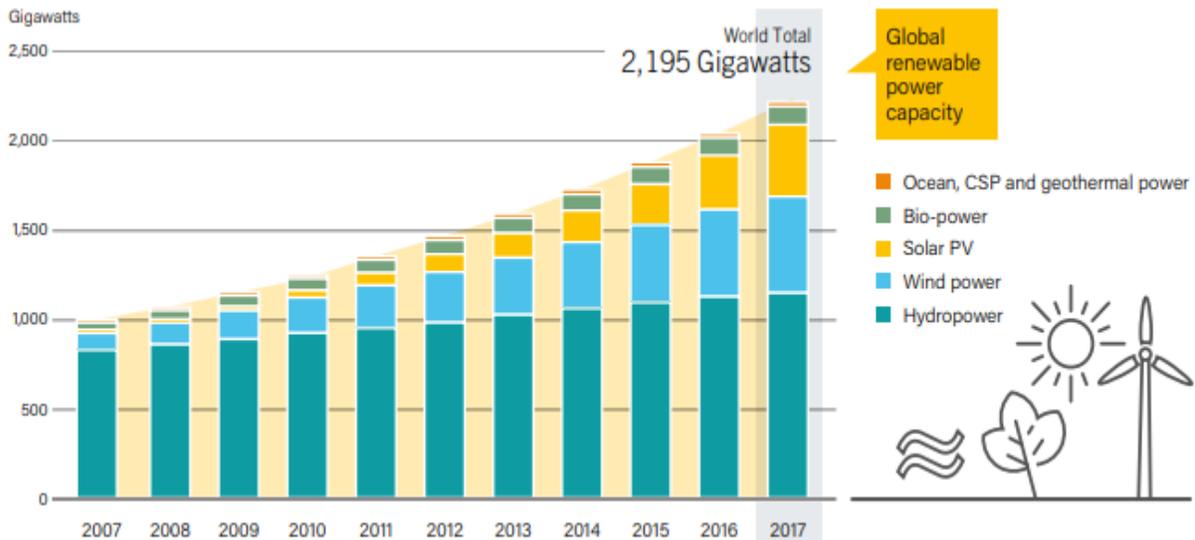


Figura 2-1. Crecimiento de las energías renovables desde 2007 a 2017

Fuente: REN21(2018)

El amplio desarrollo de las energías renovables las han inclinado a una disminución de sus costos de manera significativa (EIA, 2019); en la Figura 2-2 se observa la evolución del costo nivelado de energía (Levelized Cost of Energy) para diferentes tipos de fuentes de generación renovables no convencionales desde el 2010 al 2016. El LCOE (Levelized Cost of Energy) es una herramienta que permite llevar los costos de diferentes tecnologías a una misma unidad de comparación con el fin de facilitar la toma de decisiones de inversionistas, así como una fácil comparación entre recursos de generación de diferentes tamaños y tecnologías (Heisig & Mohr, 2016).

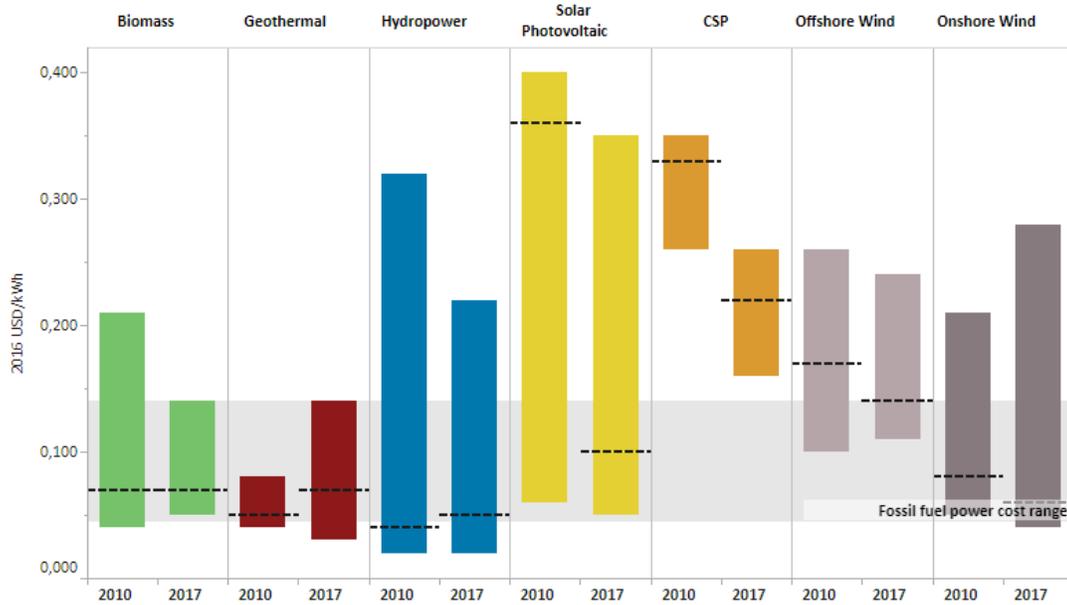


Figura 2-2. Costos nivelados de energía a nivel mundial

Fuente: IRENA (2019)

En Europa, cuando las tecnologías renovables inundan la red con sus precios marginales bajos provocan una reducción de la electricidad a partir de fuentes térmicas (estas últimas son por lo general más costosas), este panorama es poco favorable para los inversionistas de las plantas de generación térmicas que aún son recursos indispensables para la estabilidad del parque generador (Darwall, 2016).

Por su parte, EON (Energy On de Alemania), EDF (Électricité de France de Francia), NPOWER (National Power de Reino Unido), SSE (Scottish and Southern Energy de Reino Unido), British Gas (Gas Británico de Reino Unido) y Scottish Power (de Reino Unido), conocidos como los seis grandes de la electricidad por ser las empresas más representativas en suministro de energía en Europa, admiten que los precios de las energías eólica y solar han reducido la capacidad que se tenía para dar señales de inversión a partir de los precios (Darwall, 2016); estos precios de generación con recursos renovables deben entrar a competir con los recursos de generación convencionales, sin afectar la sostenibilidad del sistema, por lo menos hasta que se logre una estabilidad tanto técnica como económica.

California es otro buen ejemplo del impacto que tienen las energías renovables en el precio de la energía en el mercado *spot*. En este mercado la generación con energías renovables es alta en

periodos de baja carga, lo que ha generado precios negativos en el sistema, como sucedió en el periodo de marzo a mayo de 2017. California Independent System Operator (CAISO), administrador de la mayoría del mercado de energía de California, estima que de seguir creciendo la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica se presentaría un exceso de energía casi todos los días a mediodía (Kaufman, 2017).

Otro caso a mencionar es el de Estados Unidos, donde la generación eólica se comporta como un tomador de precios del sistema (un cambio de la empresa en su producción no afecta el precio del mercado (Keen & Standish, 2014) y su oferta es a precios muy cercanos a cero, lo que genera dos impactos importantes, esto es, (1) La reducción de los precios de todo el sistema y (2) otros generadores (generadores con energías convencionales) dejan de percibir ganancias, esto se debe a que al entrar la generación eólica a la base desplaza a otros recursos en la parte superior y obliga al sistema en general a liquidar con precios bajos (Frew et al., 2016).

En la Figura 2-3 se observa cómo se desplaza la curva de demanda por la entrada a la base de generación a partir de FRNC; este fenómeno es el que ocurriría en Colombia por funcionar con un despacho marginal, en el cual los despachos de los generadores resultan del ordenamiento de menor a mayor precio hasta cubrir la demanda de cada periodo (Jaramillo, 2017; Zapata et al., 2018).

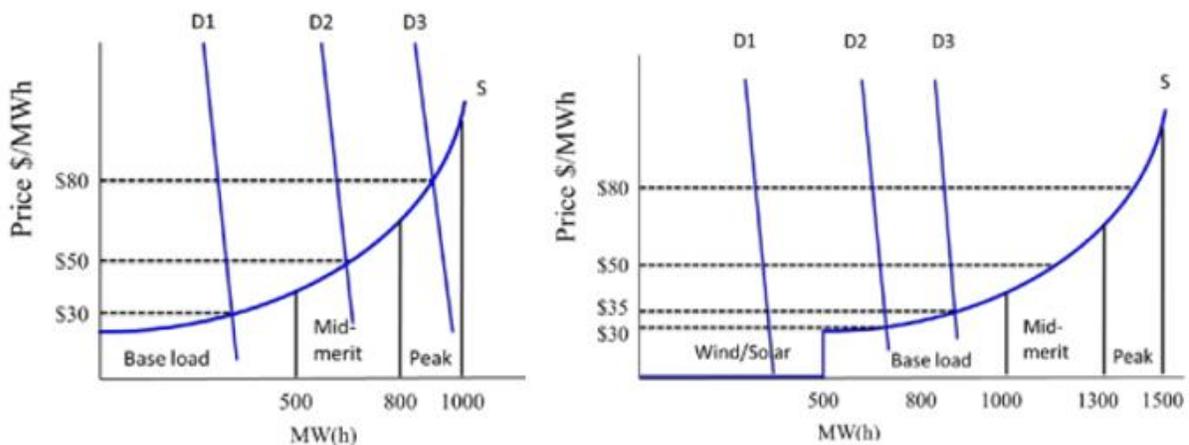


Figura 2-3. Comparación de las curvas de oferta Vs. demanda ante la entrada de recursos renovables

Fuente: Frew et al., (2016)

Ahora bien, las tecnologías renovables, dada su dependencia de factores como el sol o el viento, no son constantes en el tiempo y por ende tampoco en el suministro de generación, por ejemplo, una planta eólica no tendrá la misma cantidad de viento durante todos los periodos, lo que obliga a tener un respaldo que sea flexible y de rápida actuación ante los cambios del sistema o desvíos en los programas de generación de las plantas renovables no convencionales, para no dejar a la demanda sin energía (Timmons, Harris & Roach, 2014). Una medida para afrontar la intermitencia renovable es disponer de tecnologías de rápida respuesta como centrales hidráulicas, de gas o pequeñas centrales que esperen a entrar a cubrir la demanda de electricidad, otra alternativa es el almacenamiento durante periodos de alta generación y la gestión de la demanda para que se ajuste a la generación variable, todo lo anterior debe analizarse teniendo en cuenta que las centrales de respaldo puedan recuperar sus costos de capital y operación; de no ser así no podrían desarrollarse estas ideas (Navas, 2010).

## **2.2 Panorama de las energías renovables en el mercado colombiano**

El sistema eléctrico colombiano tiene como principal fuente de energía las centrales hidráulicas, seguido de centrales térmicas que ayudan a abastecer la demanda en condiciones de escasez (Fenómeno de El Niño) y ante restricciones de red (Cortés & Arango, 2017). En la Figura 2-4 se observa la dependencia de centrales a base de recursos hídricos, allí predomina la generación hidráulica con embalse, seguida de las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), en cambio, no se observa gran participación del resto de FRNC.

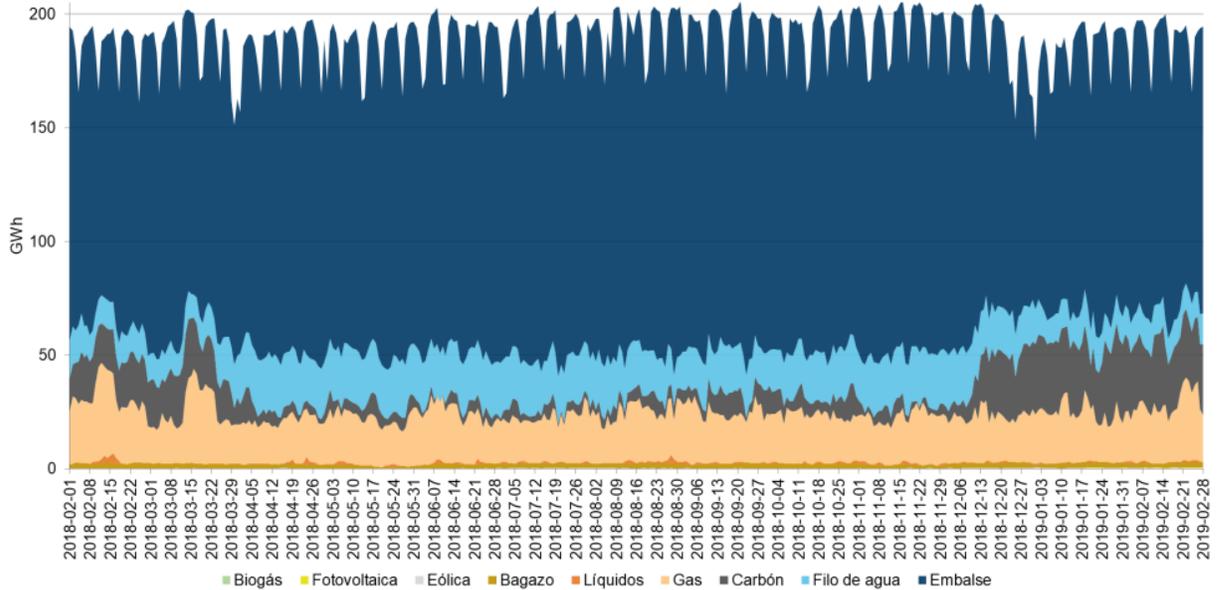


Figura 2-4. Comportamiento de la generación diaria desde febrero de 2018 a febrero de 2019

Fuente: XM (2019)

La generación a partir de FRNC no tiene una gran participación en Colombia, de hecho, la energía no convencional proviene del Parque Eólico Jepirachi, que es propiedad de Empresas Públicas de Medellín y se encuentra ubicado en la zona norte del país (XM, 2019), también de la granja solar de Celsia, llamada Yumbo Solar (XM, 2019). Asimismo, en el informe anual publicado por el administrador del mercado de energía colombiano - XM (2018) aparecen pequeñas porciones de generación a partir de fuentes solar y eólica para el 2023, como se observa en la Figura 2-5 a continuación.

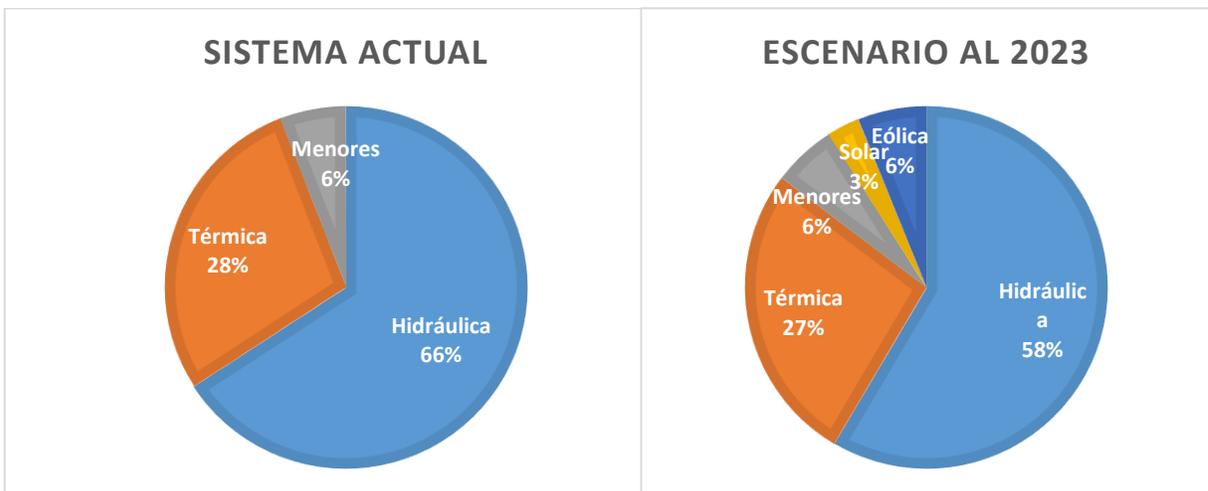


Figura 2-5. Proyección de la participación por tipo de tecnología de 2017 Vs. 2023

Fuente: (XM, 2018)

A pesar de la baja participación de la energía renovable que se observa en Colombia para el sistema actual (ver Figura 2-5), en el país se tiene un gran potencial para el crecimiento de las FRNC asociada a su ubicación geográfica, la cual permite una radiación solar promedio de 194 (W/m<sup>2</sup>) y vientos localizados en la zona de la guajira con velocidades medias del orden de 5 (m/s) en sitios como Gachaneca en el departamento de Bolívar, la isla de San Andrés y Galerazamba en Bolívar, en donde se han alcanzado los 11.9 (m/s) a 70 (m) de altura (Morales, 2018; Siabato, 2018; Ricardo & Venecia, 2011). Adicionalmente el gobierno apoya las FRNC a través de políticas fiscales (UPME, 2015). Una muestra del potencial para las FRNC se puede observar en la Tabla 2-2, en donde se evidencia una oferta de 4 (MW) en proyectos inscritos para generación con FRNC, lo que indica que existe disposición por parte de las empresas para implementar este tipo de tecnologías en Colombia.

Tabla 2-2. *Proyectos inscritos a instalar por tipo de tecnología para las FRNC hasta 2017*

Rango de Potencias (MW)	Solar (MW)	Eólico (MW)	Biomasa (MW)	Total (MW)
0 - 1	21	-	1	22
1-10	119	10	19	148
10-20	1,204	-	-	1,204
20-50	21	-	25	46
50-100	122	601	-	723
> 100	1,171	1,595	-	2,766
<b>Total</b>	<b>2,658</b>	<b>2,206</b>	<b>45</b>	<b>4,909</b>

Fuente: elaboración propia con base en Enersing &amp; DNP (2017); UPME (2016)

Sin embargo, aún existen barreras que frenan la masificación de las tecnologías de FRNC; estas son de tipo económicas y técnicas que obligan a continuar con una gran dependencia de las tecnologías de combustibles fósiles, tal es el caso de las restricciones (Enersing & DNP, 2017). Estas últimas son las limitaciones físicas y eléctricas presentadas en un mercado para el uso de los recursos competitivos; los dos tipos de restricciones considerados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), según la Resolución CREG 035 de 1999, son las restricciones eléctricas dadas por la limitación de equipamiento del SIN (protecciones eléctricas, líneas de transmisión) y las restricciones operativas asociadas a garantizar la seguridad en áreas operativas bajo criterios de

confiabilidad, calidad y estabilidad. La consideración de las restricciones es uno de los motivos por el cual el modelo de despacho colombiano tiene dos etapas (Cadavid, 2012).

Por el lado de la demanda, Colombia tiene un comportamiento inelástico dado que se considera poco sensible ante los cambios en el precio de la energía (Trespalcios, Pantoja, & Fernandez, 2017) y ha crecido desde 2001 hasta la fecha con tasas entre 1.5% y 4.1% anual (Cortés & Arango, 2017).

El sector residencial tiene una participación de aproximadamente el 40% de la demanda del país, lo que lo convierte en el mayor participante de la demanda del SIN (Jiménez, 2016). Precisamente esto lleva a darle forma a la curva de demanda mostrada en la Figura 2-6, en la que se observa que los picos se dan casi por fuera del horario típico laboral colombiano (7:00 a 16:00 horas), en el que las personas retornan a sus hogares.

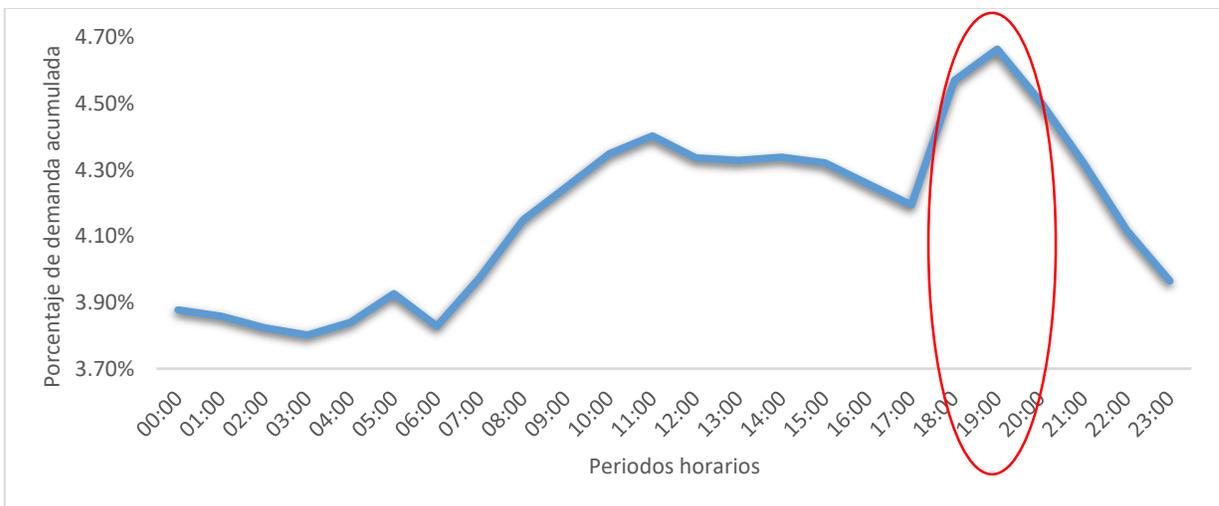


Figura 2-6. Demanda ponderada horaria en porcentaje para el periodo 2016-2017

Fuente: elaboración propia con base en XM (2018)

En cuanto a los precios, se debe tener en cuenta que en Colombia se manejan principalmente dos tipos de transacciones, que son las siguientes:

- **Los contratos bilaterales**, que funcionan principalmente como un compromiso financiero establecido de manera bilateral entre dos firmas, por lo general comercializadores y/o generadores. Estos contratos son utilizados por las firmas para evitar la exposición a la volatilidad de los precios en bolsa o mercado de corto plazo, lo que implica que todos los

contratos deben estar registrados ante el administrador del mercado para que este pueda realizar un despacho y así determinar si un agente cumplió o no con sus obligaciones, los sobrantes y los faltantes de energía con respecto a la cantidad contratada son transados en la bolsa según corresponda (CREG, 2006).

- **El mercado *spot***, en el cual la energía que sobra o hace falta para cubrir las obligaciones en los contratos pasa a ser comprada o vendida en el mercado del día anterior (mal llamado así porque los precios son conocidos solo hasta un día después de la operación (Castro, 2016)).

La formación de los precios a los cuales se tranzan las compras de energía en bolsa es mediante subastas, ordenando los precios de manera marginal y poniendo cantidades en la pila de ofertas hasta cumplir la demanda de la bolsa, así cada agente compra o vende el neto de obligaciones adquiridas – generación (XM, 2016).

En la Figura 2-7 se puede ver el comportamiento del precio *spot* y sus altos precios producidos por el fenómeno de El Niño a finales del año 2015 y primeros meses del año 2016 (XM, 2016). Así se le conoce a una condición océano-atmosférica que incide sobre las condiciones climatológicas en distintas regiones del mundo y afecta varios sectores, entre ellos el eléctrico. El fenómeno de El Niño se caracteriza por presentar largos periodos sin lluvias en algunas zonas de incidencia (Dobias, 2015).

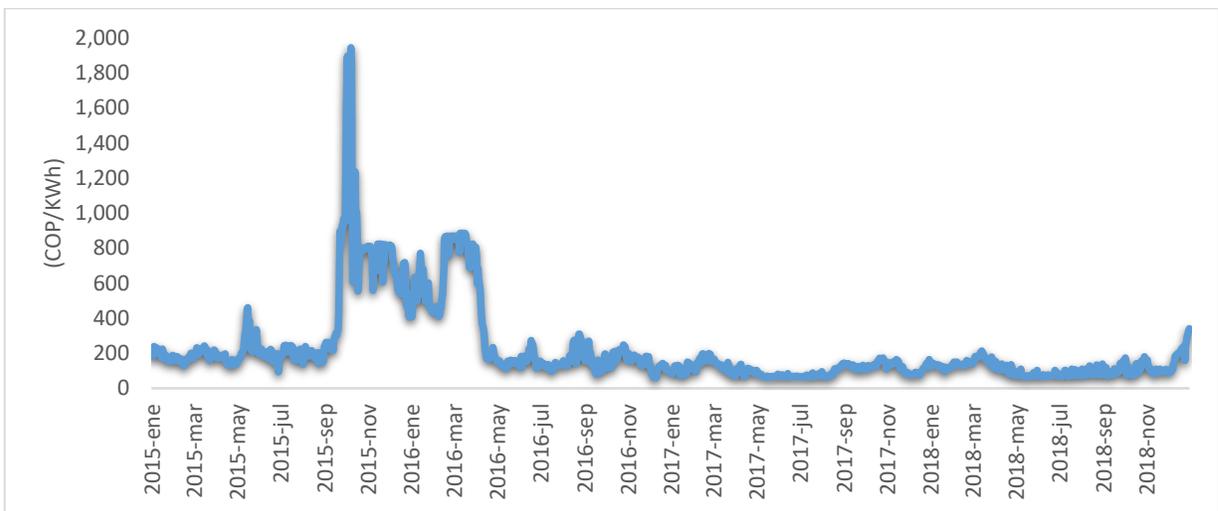


Figura 2-7. Comportamiento del precio *spot* desde enero de 2015 a diciembre de 2018

Fuente: elaboración propia con base en XM (2018)

Cabe decir que el mecanismo utilizado por el mercado colombiano con el propósito de que los generadores no ejerzan poder de mercado ante la subida de los precios está ligado a un incentivo por el que pueden optar al ofrecer disponibilidad de energía firme con cada uno de sus recursos de generación en los periodos de escasez, este es llamado Cargo por Confiabilidad (Botero, García & Velásquez, 2016).

Según XM (2019), el cargo por confiabilidad (CxC) es un esquema de remuneración que permite hacer viables los proyectos de expansión de generación necesarios para garantizar energía en el país durante los periodos críticos de abastecimiento, a través de señales de largo plazo e ingresos para los generadores. El recaudo para la remuneración del CxC se hace a través de la tarifa denominada como Costo Equivalente de la Energía (CERE) y es incluido en la base de las ofertas de los generadores ante el despacho; así, impacta directamente los precios de bolsa (Bedoya, Rodas, & García, 2017; CREG, 2006).

A continuación, se detalla la metodología con la cual se establece el precio de bolsa *spot* en el mercado de energía colombiano. El despacho económico es realizado desde el día anterior y es aquel en el que XM (administrador del mercado) da las instrucciones de cantidad de energía asignada y servicios complementarios requeridos para cada periodo a los agentes, considerando restricciones, ofertas enviadas, mantenimientos y capacidad de generación de las centrales, pronósticos de demanda, entre otras variables; lo anterior con el fin de garantizar confiabilidad y flexibilidad dentro del SIN (CREG, 2018).

Existe otro despacho que también se ejecuta desde el día anterior y se establece dentro de una capa comercial, este es utilizado para calcular un estimado del precio de bolsa y está basado en información disponible del día anterior. Estas señales del precio de bolsa se utilizan para alertar a los generadores ante posibles mecanismos de protección de la demanda como el Cargo por Confiabilidad y una coordinación entre el mercado eléctrico y el mercado de gas, este despacho se conoce como el predespacho (CREG, 2018).

Si existen variaciones entre el despacho económico y el despacho real, estas pueden ser penalizadas o no según las causales establecidas en la regulación vigente (CREG, 1995), además es posible que XM cambie el despacho económico programado y con ello dé origen a los redespachos (CREG, 2018).

Un día después de la operación del sistema se define desde la parte operativa el despacho real y desde la parte comercial el despacho ideal; este último toma las mismas ofertas del día anterior a la operación pero utiliza la disponibilidad real de las plantas, no tiene en cuenta las restricciones, sino que establece el precio de bolsa como el máximo precio de bolsa ofertado por las plantas que salieron despachadas horariamente y se le suma un delta para cubrir los costos de arranque y parada de los recursos térmicos. Este precio de bolsa establecido por el despacho ideal es utilizado para varias liquidaciones dentro de la bolsa de energía y para el mercado de contratos bilaterales (CREG, 2018).

En la Figura 2-8 se observan explícitamente las dos capas del esquema utilizado a fin de establecer el despacho del mercado de energía colombiano en los diferentes periodos temporales, tomando  $t$  como el día actual,  $t-1$  el día anterior y  $t+1$  el día siguiente con respecto al día de despacho.

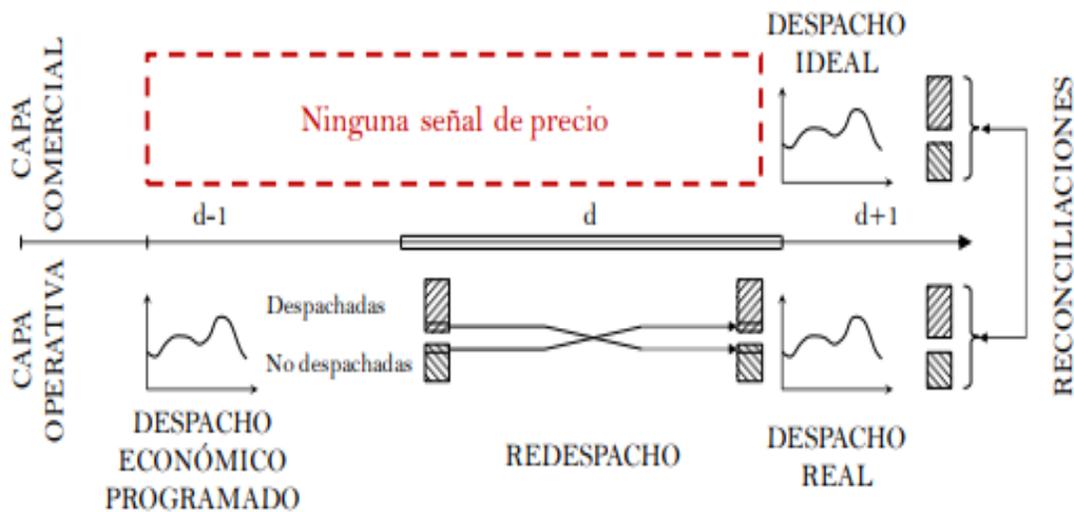


Figura 2-8. Esquemización del diseño del mercado colombiano

Fuente: CREG (2018)

Para el despacho se debe tener en cuenta que existen plantas despachadas centralmente y plantas menores; las primeras tienen capacidad instalada mayor o igual a 20 MW y están obligadas a ofertar en el despacho siendo así las que determinan el precio de bolsa a través de la competencia; las plantas menores o no despachadas centralmente son aquellas cuya capacidad instalada es menor a 20 MW y tienen la posibilidad de decidir si ofertan o no en el despacho, de tal forma que se

convierten en tomadoras de precios (Ramirez, 2014). Un crecimiento de los recursos no despachados centralmente incrementaría energía en la base al desplazar o dejar por fuera de mérito a recursos despachados centralmente tal y como se mostró en la Figura 2-8.

### **2.3 Antecedentes a los esquemas de precios en los mercados eléctricos**

Los esquemas para determinar los precios de la energía han tenido cambios significativos como consecuencia de las modificaciones regulatorias, la reestructuración de la industria y la dinámica cambiante que presentan los mercados eléctricos (Celebi, 2005).

De modo general, el mercado de energía se podría clasificar en dos grandes grupos, por un lado, el mercado mayorista, que está abierto a la competencia e interactúan los comercializadores, las empresas generadoras, los transmisores, distribuidores y los grandes clientes industriales, los precios en este mercado son volátiles y variantes en el tiempo; por otro lado está el mercado minorista, en el que a diferencia de los mercados mayoristas, los reguladores establecen las reglas referentes a los precios para las unidades de electricidad (Celebi, 2005).

Dentro de los mercados mayoristas, el precio de la energía cambia dependiendo de muchos factores, tales como el tiempo, las estaciones del año o demás eventos que puedan distorsionar el comportamiento del consumo de electricidad dentro de los mercados (Triki & Violi, 2009), por lo anterior, se establecen algunos esquemas de precios con el fin de optimizar los mercados eléctricos (Triki & Violi, 2009). Los esquemas se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Esquemas de precios fijos. Corresponden a los esquemas en los cuales se fija una tarifa a lo largo del tiempo sin importar el comportamiento de la demanda, por lo tanto, son basados en el uso y no en el tiempo (Dutta & Mitra, 2017; Celebi, 2005; Aketi, 2014).
- Esquemas de precios diferenciados en el tiempo o dinámicos. Son los esquemas en los cuales los precios son cambiantes en el tiempo obedeciendo el comportamiento de la demanda (Celebi, 2005).

Dentro de los mercados de energía mayorista se pueden clasificar los esquemas de fijación de precios de la misma forma en que se muestra en la Tabla 2-3:

Tabla 2-3. *Esquemas de precios utilizados en los mercados mayoristas*

Esquema	Descripción
<b>Compartido entre la bolsa y los contratos bilaterales</b>	Los agentes que interactúan en el mercado mayorista tienen la opción de celebrar contratos bilaterales con una porción de su energía para así cubrirse ante fluctuaciones en los precios, la energía restante se transa en la bolsa con el fin de alcanzar a cubrir el déficit en las predicciones de generación o demanda según corresponda (David & Fushuan Wen, 2002).
<b>Mercado de dos caras</b>	En este esquema tanto la demanda como la oferta ofrecen precios para la energía que se transa a través de los comercializadores que funcionan como agregadores de demanda. Es utilizado en países como Nueva Zelanda, California y España (David & Fushuan Wen, 2002; Lamadrid, Jeon, Lu, & Mount, 2017).
<b>Pagos por capacidad</b>	Este esquema se asemeja al cargo por confiabilidad, en el que a los generadores se les remunera por tener energía disponible independiente de la cantidad de energía generada (Kirschen, Strbac, Cumperayot, & Mendes, 2000).
<b>Ofertas multiparte u oferta compleja</b>	Este esquema propone que los precios ofertados por los generadores tengan de manera separada cada uno de los conceptos utilizados para establecer su precio, por ejemplo, rampas, costos de inicio, costos de cierre, costos de operación, entre otros. En este caso el operador de mercado es quien se encarga de establecer el precio de la energía mediante optimización. Ha sido utilizado en England- Wales (Kirschen et al., 2000; Sweeting, 2000)
<b>Ofertas de un solo lado</b>	Este esquema de ofertas es utilizado ampliamente (California, Australia, Noruega, entre otros), para este caso los generadores ofertan precios independientes del comportamiento que pueda tener el sistema y el precio del sistema se establece a través de la intersección de la curva de oferta versus demanda sin tomar decisiones en donde se comprometan unidades de generación a ser despachadas. Los generadores deben ser consecuentes con los precios ofertados dado que en este esquema no es explícita la recuperación de los costos (David & Fushuan Wen, 2002; Kirschen et al., 2000).
<b>Precios nodales</b>	Se considera como un esquema donde los precios se establecen dependiendo de las diferencias causadas por los límites y pérdidas que puede generar el transporte la energía de un lugar a otro. Este esquema es utilizado en países como Argentina y Rusia (Barroso, Cavalcanti, Giesbertz, & Purchala, 2005; Krause & Andersson, 2008).

Fuente: elaboración propia con base en David y Fushuan (2002); Kirschen, et al. (2000); Krause y Andersson (2008); Barroso, et al., 2005)

En los países que son mayormente hidráulicos son muy utilizados los esquemas de una sola parte en los que los agentes envían sus ofertas para formar los precios del mercado, como el caso de Noruega y Colombia; aunque dentro del esquema de ofertas de un solo lado también cabe el

modelo utilizado en Brasil, en el cual los generadores se programan según su disponibilidad de agua (sin oferta de precios) (Barroso et al., 2005).

## 2.4 Planteamiento del problema

Es importante definir que un esquema es un conjunto de información de datos o valores relacionados entre sí que permiten representar y estructurar un tema de manera lógica (Martínez, et al., 2014). Para este caso, puede considerarse que la formación de precios de la energía dentro de los sistemas energéticos se asocia a diferentes esquemas impuestos por los mercados.

En el modelo actual del mercado *spot* de energía colombiano los generadores hacen ofertas según sus costos de producción (Jaramillo, 2017), lo que se asemeja a una oferta de un solo lado. El precio final del mercado se da por el equilibrio de la oferta y la demanda, se organizan las ofertas de precios del más bajo al más alto, hasta cumplir con la cantidad de energía requerida por la demanda, de tal manera que, sea el último recurso de la pila de ofertas el que imponga el precio del sistema (Zapata et al., 2018).

Así pues, los precios impuestos por los generadores obedecen a estrategias confidenciales por cada empresa (Jaramillo, 2017), no obstante, dado que las energías renovables cada vez adquieren precios más competitivos con respecto a las otras tecnologías de generación por utilizar el sol y el viento como combustible (Couture, Jacobs & Appleman, 2018) se prevé que estas entren como tomadoras de precios en la base de la pila de ofertas y desplacen a otros recursos cuya energía es más costosa pero también más confiable; lo anterior deja al sistema expuesto a una generación volátil en el tiempo.

Colombia le ha de apuntar a una fuerte entrada de las FRNC a la matriz energética, esto podría traer consigo gran cantidad de energía a precios cercanos a cero, señales erróneas para la expansión al mostrar precios bajos a los inversionistas o desuso de fuentes que brindan confiabilidad al sistema por falta de remuneración a su respaldo.

Teniendo en cuenta que se desea observar la dinámica del precio de la electricidad en el mercado mayorista de electricidad, se plantea un modelo de simulación que permita evaluar diferentes esquemas para fijar los precios del mercado mayorista colombiano y someterlos a diferentes escenarios de penetración de FRNC.

## 2.5 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se hizo un repaso por el panorama de las FRNC en diferentes regiones a nivel mundial y en particular dentro del mercado colombiano. De igual forma, se mostraron algunas generalidades de dicho mercado, entre ellas la demanda, los contratos bilaterales, el cargo por confiabilidad, el despacho del mercado *spot*, entre otros.

Dentro de lo establecido actualmente, las tecnologías más baratas se mantienen en la base del apilado de las ofertas al momento de ser despachada la energía que cubrirá la demanda diaria, una vez las energías renovables, que están teniendo precios más baratos en comparación con los recursos convencionales dado sus fuentes primarias utilizadas para generar, inunden al sistema con precios bajos el precio de bolsa caerá considerablemente, dando señales de expansión y precios que quizás no sean las adecuadas.

Adicionalmente, como el modelo del despacho ideal no considera las restricciones de la red para establecer el precio de bolsa les quita mérito a recursos que sin importar que sean costosos siguen siendo importantes para mantener la matriz confiable y flexible. En esa medida, se deben analizar esquemas en virtud de establecer los precios que permitan dar señales más claras al sistema acerca de la expansión y los precios de la energía en Colombia.

### Capítulo 3. Revisión literaria

En diferentes estudios los autores se han encargado de analizar las consecuencias que traen consigo el ingreso y el rápido crecimiento de las energías renovables a los mercados de energía, por ejemplo, el impacto de la inestabilidad en los precios del mercado europeo y la dura competencia que tienen las plantas de generación de combustibles fósiles versus las centrales renovables (Rintamäki, 2013); cómo entran las energías renovables a imponerse en los esquemas de precios para la tarifa final teniendo en cuenta que existen políticas para subsidiar las energías limpias y esto hace que puedan ser competitivas (Hamburg Institute of International Economics (HWWI), 2006); el impacto de varias políticas sobre el déficit tarifario a 2020 analizando si hay ingreso o estancamiento de tecnologías renovables (Ciarreta, Espinoza & Pizarro, 2012).

Asimismo, se estudia el efecto de la tecnología fotovoltaica en los ingresos de las empresas de servicios públicos y los clientes mediante un análisis de sistemas y la espiral de la muerte (Castañeda, et al., 2017); el pronóstico de la difusión de electricidad renovable considerando el impacto de las políticas y los precios del petróleo (Chul & Huh, 2017), la eficiencia energética y los precios de la energía desde una perspectiva matemática (Buus, 2017), entre otros.

En la Tabla 3-1 se muestra un resumen de diferentes autores que han estudiado las consecuencias de la penetración de las energías renovables, la interacción entre diferentes tipos de tecnologías y el impacto a las diferentes variables de los mercados eléctricos como el precio, la demanda y/o las señales del mercado. Allí se observa que la penetración de las energías renovables a los diferentes sistemas eléctricos es un tema ya estudiado e implica una disminución en los precios del sistema. Ante este panorama, se buscan alternativas para dejar a las fuentes convencionales como respaldo ante la volatilidad en la generación de las FRNC.

Tabla 3-1. Breve resumen de algunos autores que estudian el cambio de los mercados de energía ante la penetración masiva de FRNC

Autor y año	Tema	País	Conclusiones principales
(de Vries, 2003)	Análisis del mecanismo de mercados de solo energía como estrategia para establecer los precios y dar señales correctas de inversión.	General	Los mercados de solo energía presentan dos desventajas, la primera es que la recuperación de la inversión depende de un pequeño periodo de escasez, la segunda es que los picos de precios pueden ser manipulados por los generadores, lo que no sería transparente en el mercado.
(Bielen, Burtraw, Palmer, & Steinberg, 2003)	Ingreso de las energías renovables con sus precios marginales a los mercados de electricidad.	General	Plantea soluciones al problema de los precios marginales asociados a las energías renovables y su poca confiabilidad en el sistema. Según el autor, la solución está en el desarrollo de nuevos mercados de servicios auxiliares.
(Maekawa, Hai, Shinkuma, & Shimada, 2018)	Análisis del comportamiento del precio <i>spot</i> con el ingreso de FRNC masivamente en el mercado japonés, considerándolo como un mercado no maduro.	Japón	Se hace un análisis del comportamiento del mercado japonés con el ingreso de renovables al sistema y se determina que con la penetración de FRNC el precio de la energía baja tal y como ocurre en mercados más maduros como el alemán o el mercado francés.
(Banshwar, Sharma, Sood, & Shrivastava, 2017a)	Participación de las energías renovables en los servicios auxiliares.	General	Se requiere darle importancia a los mercados de servicios auxiliares y las tecnologías renovables deben participar activamente en este mercado con el fin de que se puedan tener más escenarios de participación y competencia de las tecnologías.
(Castro et al., 2014)	Plantea opciones para el funcionamiento del mercado brasilero ante la entrada masiva de energías renovables.	Brasil	Brasil ante la entrada masiva de energías renovables establece que el mercado del día siguiente no será relevante dados los precios bajos que proporcionarán las FRNC, plantea que en un futuro serán interesantes los contratos y las subastas basadas en costos fijos.
(Pereira & Saraiva, 2012)	Evaluación de los impactos de la entrada de generación eólica en los precios de los mercados de electricidad.	General	Se deben introducir cambios en los esquemas de fijación de los precios dada la masificación de energías renovables en los mercados de energía.
(Riesz & Milligan, 2015)	Analiza algunas variables del sistema ante la penetración de renovables (variables como incertidumbre, facilidad de penetración de las nuevas tecnologías, servicios auxiliares, entre otros).	General	Cuando ingresan cantidades provenientes de Fuentes renovables no convencionales, es necesario realizar cambios en los mercados, especialmente en el sistema de competencias. La adecuación de estos mercados necesita un análisis riguroso.

<b>(Blazquez, Fuentes-Bracamontes, Bollino, &amp; Nezamuddin, 2018)</b>	El comportamiento de los mercados de energía marginales con la entrada de energías renovables, enfocado a la interacción entre tecnologías.	General	Las energías convencionales de combustibles fósiles seguirán siendo necesarias para el respaldo de los mercados de electricidad. Una de las opciones es subsidiar a los generadores térmicos para que estén disponibles cuando las FRNC no puedan entregar su energía.
<b>(NEA, 2019)</b>	El comportamiento del mercado italiano ante la entrada de fotovoltaica y eólica.		Italia

Fuente: elaboración propia con base en Banshwar, Sharma, Sood, & Shrivastava, (2017b); Bielen et al., (2003); Blazquez et al., (2018); Castro et al., (2014); de Vries, (2003); Maekawa et al., (2018); NEA, (2019); Pereira & Saraiva, (2012); Riesz & Milligan, (2015)

En la Tabla 3-2 se observa que dentro de las herramientas usadas para el análisis de los sistemas eléctricos son utilizados modelos de simulación a causa de la cantidad de variables que interactúan en el funcionamiento de los mismos. Igualmente, existen diferentes metodologías para observar el comportamiento de estas variables, entre ellas la dinámica de sistemas y el análisis de escenarios.

Tabla 3-2. Breve resumen de los mecanismos utilizados por algunos autores para estudiar el impacto de la penetración de FRNC a los sistemas eléctricos

Autor y año	Tema	País	Conclusiones principales
<b>(Hoyos, Franco, &amp; Dyner, 2017)</b>	Analizan el impacto en los precios con la entrada de las energías renovables a través de la metodología de dinámica de sistemas.	Colombia	Concluyen que si aumenta un 20% la generación con FRNC el precio de bolsa disminuye un 22% para el largo plazo y el beneficio ambiental de reducción de alrededor 62000 Ton/año de emisiones de CO <sub>2</sub> .
<b>(Zapata et al., 2018)</b>	Se plantea un modelo de simulación para crear un escenario que funciona con 100% de energía renovables.	Colombia	En Colombia es necesario tener un incentivo para las energías renovables, como una tarifa de alimentación. Es importante para el sistema la complementariedad para mantener las reservas de los embalses para ser usados en periodos de escasez, nivelando así los precios

			de la energía. La implementación de un sistema 100% renovable no solo ayuda a mantener precios bajos, sino que aporta en la reducción de las emisiones de CO <sub>2</sub> y adicionalmente ayuda a mitigar el riesgo ante apagones del sistema.
<b>(Bjørndal, Bjørndal, Cai, &amp; Panos, 2018)</b>	Se desarrollan escenarios de transición para la penetración de energías renovables al sistema eléctrico de Korea del Sur para analizar el efecto en la demanda.	Corea del Sur	A medida que aumenta la penetración de energías renovables se observa una disminución en la demanda, conduciendo lo anterior a un aumento de seguridad energética y disminución de gases de efecto invernadero.
<b>(Benedict, 2017)</b>	Muestra ejemplos de la planificación de escenarios para el sector energético, así como factores inusuales que pueden influir en los resultados.	General	La metodología de análisis de escenarios es efectiva para plantear futuros plausibles dadas las muchas incertidumbres futuras y es un enfoque que podría aplicarse en el sector de la energía por la cantidad de variables que impactan los sistemas energéticos.
<b>(Cole &amp; Frazier, 2018)</b>	Plantean 38 escenarios a través de un software de simulación llamado Plexos para observar cómo impactan diferentes cambios en variables como el precio de las térmicas, crecimiento de la demanda, costo de las baterías, políticas regulatorias, entre otros, la penetración de las energías renovables a la matriz energética de Estados Unidos.	Estados Unidos	Se determina que los cambios en los precios de los combustibles afectan significativamente la penetración de FRNC al sistema. Los precios marginales se ven afectados por la penetración de renovables, dado el desplazamiento de la tecnología Gas Natural sobre la curva de ofertas, teniendo en cuenta que los precios del Gas Natural están directamente relacionados con los precios marginales en este sistema. La penetración de energías renovables induce a un cambio en el comportamiento de los precios en las diferentes horas del día y a un número significativo de horas de bajo precio.

Fuente: elaboración propia con base en Benedict (2017); Bjørndal, et al.(2018); Cole y Frazier (2018); Hoyos, Franco y Dynner (2017); Zapata et al. (2018)

Dentro del análisis de esquemas para establecer el precio de los mercados de energía mayorista se hallan algunos trabajos como el de Hartel, Fichtner y Keles (2015), quienes indicaron algunas subdivisiones de modelos de mercado para la fijación de precios separados por objetivos (promover la disminución de las emisiones de carbono y desarrollar un sistema completamente renovable). De estos modelos se pueden considerar los esquemas presentados en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3. *Esquemas para establecer el precio de energía mayorista desde el objetivo de desarrollar un sistema completamente renovable*

<b>Esquema</b>	<b>Descripción</b>
<b>Pagos por oferta</b>	Se les paga a los generadores la oferta enviada y no el precio establecido por el recurso marginal, se establece el orden marginal entre las ofertas, los generadores establecen ofertas donde por lo menos recuperen sus costos de operación e intentarían salir despachados para poder recuperar tales costos (Hartel et al., 2015; Winkler & Altmann, 2012).
<b>Prima de mercado</b>	Solo participan tecnologías renovables y compiten entre ellas, pero reciben una prima establecida por el gobierno para mejorar la intermitencia, bien sea por contratos con otros generadores. Esta prima de mercado se asemeja al cargo por confiabilidad, el cual establece una prima para los periodos de escasez del sistema (Hartel et al., 2015; Winkler & Altmann, 2012).
<b>Subastas de tecnología específica</b>	A los generadores convencionales se les paga una prima por su capacidad en firme de energía y negocian la porción sobrante de la demanda después de los contratos bilaterales (algo muy parecido a la bolsa de energía) y las FRNC establecen contratos a bilaterales con la electricidad generada con un precio establecido por una subasta en conjunto a una entidad central. El precio del sistema lo establecen los generadores convencionales con el recurso marginal. Si se tiene menos demanda que cubrir por los generadores convencionales, entonces el precio de la energía disminuye. Esta metodología es utilizada en Brasil (Winkler & Altmann, 2012).
<b>Costos marginales y LCOE</b>	Se establecen los precios del sistema a través de una subasta de los costos nivelados de la energía de cada recurso, sin embargo, el precio sería el costo promedio de producción de los recursos y estos estarían establecidos por el operador del mercado. Este esquema es riesgoso por la posible asimetría que pueda tener el operador del mercado en los costos de producción de los recursos (Hartel et al., 2015).

Fuente: elaboración propia con base en Hartel et al., (2015); Winkler y Altmann (2012)

Por otro lado, Keay (2016) señaló algunos esquemas como el de división de mercados, en el que la demanda regulada sea abastecida por las tecnologías renovables con el fin de pagar menores precios y los grandes consumidores industriales por las energías más costosas como la de combustibles fósiles; también planteó un esquema centralizado en el que exista un planeador del

sistema muy eficiente que controle y determine la generación y precio del sistema, un esquema de pago por capacidad para los recursos y un precio al sistema que permita recolectar el pago de esta prima (con el problema de establecer el valor de la prima a recoger por parte del planeador central), entre otros.

### **3.1 Alternativas de fijación de precio para el mercado mayorista de electricidad colombiano**

El trabajo de investigación busca plantear diferentes esquemas que permitan calcular el precio del mercado mayorista ante escenarios de penetración de energías renovables y adicionalmente el impacto de estas políticas a través de diferentes indicadores. En la Tabla 3-4 se pueden observar algunas opciones esquemas de fijación de precios aplicables al sistema eléctrico colombiano, que fueron extraídas de la revisión literaria; algunas de ellas requerirán avances tecnológicos para ser implementadas, como es el caso del escenario con Blockchain.

Se observa que la mayoría de los esquemas planteados requieren una intervención regulatoria para llevarse a cabo, por ejemplo, los esquemas de un solo comprador, el de subasta por tecnologías específicas y separación de mercados.

Tabla 3-4. Algunos esquemas de fijación de precio sacados de la literatura aplicables al modelo colombiano

Autor	Esquemas o escenarios	Caracterización
(ECORYS, 2017), (Open Electricity Economics, 2019), (Fernández, 2018), (Mentor Poveda, 2004), (Keay, 2016; Winkler & Altmann, 2012)	Planeación centralizada (un solo comprador)	<p>Dentro de un mercado centralizado, un único agente debe contratar y velar por el suministro de toda la electricidad necesaria para abastecer la demanda. Diseña la expansión y las tarifas pueden ser impuestas mediante criterios técnicos, políticos o de protección paternalista del consumidor. Este modelo solo funciona a partir de contratos de largo plazo que son adjudicados mediante subastas públicas y orden de mérito; de parte de los generadores, los precios pueden ser impuestos por costos de producción, orden de mérito o cualquier otro esquema. Algunas fallas de este modelo incluyen la complejidad de equilibrar la demanda con la oferta sobre todo cuando se cuenta con una gran cantidad de generación variable en el tiempo (generación de FRNC), y la falta de flexibilidad ante un error en las decisiones del comprador central, el gran comprador único no tiene ningún incentivo a elegir el mejor contrato para sus clientes. Algunos países que utilizan este esquema son Cuba, Trinidad y Tobago y Honduras.</p>
(Keay, 2016) (ECORYS, 2017)	Separación de mercados	<p>La metodología de separación de los mercados consiste en tener un despacho con los recursos renovables variables para la demanda regulada y, por otro lado, un mercado en el que participen todas las tecnologías térmicas para suplir la demanda no cubierta en el primer escenario y, además, el mercado no regulado, bajo competencia marginal. Esto permitiría que las tecnologías convencionales sigan participando en el sistema en un mercado paralelo y que la demanda tenga un respaldo ante la volatilidad de la energía proporcionada por las tecnologías renovables. Dado el comportamiento marginal de las tecnologías renovables, este esquema busca que la demanda regulada tenga un precio de energía menor a los precios de la demanda no regulada.</p>

<p>(ECORYS, 2017), (Winkler &amp; Altmann, 2012), (Keay, 2016)</p>	<p>Ofertas de Contratos de largo plazo (mercados de inversión)</p>	<p>A pesar de que en el esquema de comprador único también se imponen los precios de la energía a través de contratos de largo plazo, la diferencia radica en que acá no se tiene un comprador único y el precio de la energía depende de los acuerdos entre los compradores y vendedores.</p> <p>Un mercado de solo subastas centralizadas de contratos de largo plazo implica que los proveedores de energía deben tener modelos muy afinados para pronosticar el comportamiento de la demanda y para este caso los desbalances contractuales serán cubiertos por un mercado secundario flexible de redespachos. Este sistema ayuda a los generadores a limitar su exposición al riesgo de precios y dar señales muy claras de inversión al sistema, sin embargo, un problema de esta metodología es la imposición de la cantidad de demanda que se debe cubrir en contratos y el tiempo de duración de los mismos, porque una mala estimación tanto por parte del comprador como por parte del vendedor, podría dejar sin suministro porcentajes de demanda del sistema o sobreestimar una energía que no sería remunerada, también perdería dinamismo en cuanto a la entrada de nuevos participantes ya que la demanda estaría contratada.</p>
<p>(Andoni et al., 2018)</p>	<p>Mercado descentralizado</p>	<p>Gracias a las nuevas tecnologías como el blockchain, en la que se pueden tranzar productos y hacerle los seguimientos a través de todos los usuarios participantes en las negociaciones, se podría pensar en un sistema en el que se trance la energía de los contratos libremente tanto en precios como en cantidades, el anonimato que ofrece esta tecnología evitaría el poder de mercado sobre el sistema. Los operadores de red podrían establecer tarifas por uso conociendo de manera casi instantánea la cantidad de energía que pasa por sus redes, adquiriendo así información suficiente para optimizar la configuración de las líneas, buscando optimizar su funcionamiento. Los costos de administración del mercado se reducirían al mantenimiento de los sistemas y las transacciones para cubrir cualquier déficit de energía en el mercado podrían hacerse en contratos de muy poca duración (Hasta 5 minutos).</p>
<p>(Hartel et al., 2015), (Villada, López, &amp; Muñoz, 2017), (Winkler &amp; Altmann, 2012)</p>	<p>LCOE</p>	<p>Este es el esquema mediante el cual los precios de las tecnologías son impuestos a través del LCOE, el cual establece un precio para poder competir a las FRNC dentro del despacho por orden de mérito. El precio con el que competirían todas las tecnologías sería el equivalente al costo de la energía para recuperar la inversión en el tiempo.</p> <p>Uno de los riesgos que se puede presentar con este esquema es el de la asimetría entre la información entre los generadores y el operador del mercado, dado que los precios son informados por cada generador, podrían utilizarse para influenciarlos.</p>

---

<b>(Hartel et al., 2015)</b>	<b>Subastas de tecnologías específicas</b>	<p>Este esquema está basado en el pago a los generadores convencionales por su capacidad de generación combinado con un pago a largo plazo para las FRNC por su generación real, de esta manera el precio de oferta de la electricidad viene dado por un piso para remunerar a las tecnologías convencionales (similar al CERE, explicado en la sección 0) y adicionalmente un excedente que corresponde al LCOE de cada FRNC.</p> <p>El precio de la energía del sistema estará dado por el recurso marginal que, a pesar de ser una tecnología renovable no convencional, será diferente de cero.</p>
------------------------------	--	---

---

Fuente: elaboración propia con base en Hartel, et al. (2015); López, Villada y Muñoz (2017); Mentor Poveda (2004); Merlinda et al. (2018); Ecorys (2017); Open Electricity Economics, (2019); Fernández (2018)

### 3.2 Conclusiones del capítulo

Varios autores han estudiado los efectos de la penetración de las tecnologías renovables a los mercados de energía de diferentes países y analizado cómo es el impacto en los precios, la generación y la interacción entre tecnologías, entre otros, en búsqueda de recrear escenarios de análisis que permitan establecer políticas y tomar decisiones.

En el caso concreto de Colombia se han realizado estudios acerca del impacto de las energías renovables en variables como el precio, la contaminación, la generación del sistema y/o los cambios en la curva de carga bajo penetración de renovables, esto a través de modelos de simulación con escenarios como el de 100% energías renovables para abastecer la demanda nacional.

Si se comparan diferentes esquemas para establecer los precios de la energía se podría encontrar una solución óptima para el mercado colombiano. En ese sentido, se deben plantear unos indicadores que permitan medir todos los esquemas bajo los mismos criterios para que los mismos puedan ser comparables entre sí.

Como se pudo observar a lo largo del capítulo, se han realizado estudios acerca la penetración de FRNC y el comportamiento de los precios del sistema alrededor del mundo y en Colombia, bien sea a través del análisis de escenarios o de cualquier otra metodología que permita la interacción de las diferentes tecnologías de generación; empero, el presente trabajo plantea esquemas para fijar el precio del mercado mayorista colombiano y los somete a diferentes escenarios de penetración de FRNC y así posteriormente evaluar el comportamiento de los distintos esquemas.

## Capítulo 4. Objetivos

### 4.1 Objetivo general

Evaluar diferentes esquemas de fijación de precios para el mercado mayorista de electricidad colombiano bajo la penetración de renovables.

### 4.2 Objetivos específicos

- Caracterizar esquemas de fijación del precio de generación de mercados mayoristas de electricidad.
- Construir un modelo de simulación que permita calcular el precio de un mercado mayorista de electricidad bajo diferentes esquemas.
- Proponer un conjunto de indicadores para la evaluación de esquemas de fijación de precios para el mercado mayorista de electricidad colombiano.

## Capítulo 5. Metodología

Dentro de este capítulo se sustenta y especifica la metodología a usar para abordar el tema de estudio. Se inicia con una descripción del problema y se elige una metodología de estudio que luego es explicada; también se plantea una revisión de literatura existente para conocer acerca de las metodologías en las que se puede clasificar un modelo para el análisis de sistemas y se describen las etapas metodológicas para lograr un desarrollo robusto del mismo.

### 5.1 Mecanismos metodológicos para analizar esquemas de fijación de precios ante la penetración de fuentes renovables a la matriz colombiana

Los problemas relacionados con mercados de electricidad, hacen necesario definir cuál es el enfoque de modelamiento que se adapta mejor al problema según los criterios de posibilidad de incluir estrategias, la capacidad de modelamiento de la transmisión y la posibilidad de despachos de electricidad de corto, mediano y largo plazo, así como integrar modelos o variables con distintos niveles de detalle (Zambrano, 2013). Por su parte, Wood (1996) clasificó los enfoques de modelamiento en optimización, modelos basados en equilibrio y simulación. En la Tabla 6-1 se comparan los enfoques de modelamiento para sistemas eléctricos.

Tabla 5-1. *Enfoques para el modelamiento de sistemas eléctricos*

Concepto	Optimización	Equilibrio	Simulación
<b>Enfoque</b>	Principalmente en maximizar utilidad o disminuir costos.	Análisis del comportamiento general del sistema.	Análisis del comportamiento general del sistema.
<b>Ventajas</b>	Fácil modelamiento de las características técnicas del sistema como generación, restricciones, demanda, entre otros.	Adecuados para impactos estratégicos.	Adecuado cuando se analizan interacciones entre agentes del mercado o tecnologías.
<b>Dificultades</b>	Se dificultan para incluir comportamientos estratégicos.	Asumen que la información es simétrica entre los agentes participantes.	Comúnmente los resultados de las simulaciones no son comparables debido a la existencia de muchos enfoques alternativos para la selección y análisis de modelos.
<b>Uso</b>	Problemas difíciles como coordinación hidrotérmica o construcción óptima de la curva de oferta.	Análisis del equilibrio en mercados mayoristas y poder de mercado.	Modelamientos temporales de corto y largo plazo.

<b>Soluciones</b>	Programación lineal y programación dinámica.	Programación dinámica dual, estocástica, programación matemática con restricciones de equilibrio, problemas complementarios mixtos y lineales y desigualdades variacionales.	Simulación basada en agentes, eventos discretos, sistemas dinámicos y dinámica de sistemas.
-------------------	--	--	---

Fuente: elaboración propia con base en Zambrano (2013)

Debido a que, este trabajo se enfocó en analizar el comportamiento general del sistema, se podría usar el modelamiento por equilibrio y simulación, no obstante, según se muestra en la Tabla 5-1, dentro del uso del enfoque de simulación se tienen los modelamientos temporales de corto y largo plazo, a diferencia del enfoque de equilibrio, que se basa en el análisis de equilibrio de mercados mayoristas y el poder de mercado, lo que descarta a este último como enfoque a aplicar en esta tesis.

La simulación es un mecanismo oportuno cuando se presenten dificultades para la formulación de modelos analíticos adecuados, puesto que, permite que haya una mayor fidelidad en la representación de sistemas complejos y sin depender de supuestos poco realistas o limitantes. Por eso, son una buena alternativa si se desea conocer todo el desarrollo que está debajo de la solución simulada (Wu, 2008; Zambrano, 2013; Ventosa, et al., 2005).

En consecuencia, como enfoque para solucionar el problema planteado en esta tesis se optó por un modelo de simulación que permite observar cómo se establece el precio del mercado de energía colombiano ante diferentes esquemas y con la interacción de diferentes tipos de tecnologías de generación. Se debe tener en cuenta que los modelos de simulación se han utilizado por otros autores bajo el objeto de estudiar el comportamiento de los precios; tal es el caso de Grossi y Nan (2019), quienes realizaron un modelamiento para mejorar el pronóstico de los precios que están por fuera de los precios picos del día; o Alasseur y Féron (2018), quienes postularon un modelo para calcular el precio de la electricidad en mercados acoplados con interconexión limitada.

## 5.2 Análisis por escenarios

El término análisis de escenarios es utilizado para observar las respuestas futuras de una evaluación global de un problema. Se desarrollan en aras de comprender futuros comportamientos de sistemas complejos y están compuestos por ideas lógicas relacionadas entre sí (Kosow & Gaßner, 2008). Lo anterior proporciona una visión amplia y es de gran ayuda al momento de tomar

decisiones (Bedoya, 2017). Los escenarios son utilizados por agencias importantes como la World Energy Outlook (WEO) o la International Energy Agency (IEA), que proveen diversas proyecciones de variables del mercado energético mundial como demanda, precios y/o generación por tipo de tecnologías (Paltsev, 2016).

El dinamismo que tienen los precios de los mercados de energía y la interacción que tienen con las energías renovables induce al diseño de modelos de simulación para realizar análisis de escenarios, tal es el caso de Morcillo (2017) que propuso un modelo de simulación para evaluar el rendimiento de los mercados ante la penetración de renovables bajo la influencia del fenómeno del niño en Colombia, de Zapata, et al. (2018), que realizaron un modelo de simulación basado en la metodología de dinámica de sistemas para analizar el escenario de una matriz 100% renovable, o el trabajo realizado por Denny, O'Mahoney y Lannoye (2018), quienes modelaron el impacto de la tecnología eólica sobre los precios del mercado irlandés.

Dentro del presente trabajo, la metodología de análisis de escenarios permitió observar el comportamiento del precio del mercado mayorista ante diferentes niveles de penetración de FRNC al sistema eléctrico colombiano. Por tanto, se planteará un modelo de simulación sobre el cual se establezcan aumentos en la capacidad instalada de FRNC adicionalmente estos escenarios se sometan a diferentes esquemas para establecer el precio de la electricidad y luego se evaluarán indicadores comparativos entre los resultados de los diferentes esquemas y escenarios.

### 5.3 Etapas metodológicas del análisis de escenarios

Existen varias etapas que se deben cumplir para desarrollar un modelo de simulación bajo la metodología de análisis de escenarios (Kosow & GaBner, 2008); estas etapas se resumen en orden en la Tabla 5-2, en la cual se observa que en el modelo de simulación una vez se determina el problema a solucionar se busca darle una solución por medio de un análisis de las variables, tanto la principal como aquellas con las que interactúa.

Tabla 5-2. *Fases que deben cumplir para establecer un análisis por escenarios*

Fase	Consideraciones
<b>1. Identificación del campo de escenario.</b>	Se busca responder preguntas como ¿Cuál es el problema a tratar?, ¿qué temática aborda?, ¿qué integran los escenarios?, ¿cuáles son los límites y qué no se alcanzará a considerar dentro del análisis?

<b>2. Identificación de factores clave.</b>	Busca identificar factores clave para determinar los escenarios o también llamados descriptores. Corresponden a todas las variables, parámetros, eventos, entre otros, que impactan directamente a los resultados del escenario.
<b>3. Análisis de factores clave.</b>	En este paso se busca determinar a través de los factores clave las tendencias futuras de los sistemas para establecer los escenarios.
<b>4. Generación de escenarios.</b>	Una vez establecidos los factores clave, se filtran aquellos que se implementarán para el análisis propio del problema planteado.
<b>5. Transferencia de escenario (opcional).</b>	Este es un paso opcional dentro de las fases de análisis por escenarios y busca analizar las diferencias entre cada escenario planteado.

Fuente: elaboración propia con base en Kosow & Gaßner (2008)

Tomando como referencia la Tabla 5-2 se construye una síntesis de los pasos para la construcción de escenarios basada en el planteamiento de este trabajo, el cual podemos visualizar en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3. *Fases para establecer los escenarios planteados en el presente trabajo*

<b>Fase</b>	<b>Consideraciones</b>
<b>1. Identificación del campo de escenario.</b>	El tema abordado en este trabajo está relacionado con el precio de la energía del sistema eléctrico colombiano ante diferentes escenarios de penetración de FRNC. Los escenarios que se plantean serán de diferentes niveles de penetración de FRNC y un escenario en el que el 100% de la demanda de energía del país sea abastecida con fuentes renovables de energía. Para el desarrollo del análisis de escenarios se deben tener en cuenta limitaciones y supuestos, los cuales serán explicados en la sección 6.2.
<b>2. Identificación de factores clave.</b>	Dado que los escenarios se plantean como diferentes niveles de penetración de FRNC al sistema colombiano, un factor clave es la cantidad de capacidad instalada de las FRNC, las cuales afectarán el comportamiento del precio dependiendo de la posición de cada tecnología dentro de la curva de ofertas.
<b>3. Análisis de factores clave.</b>	Dentro del análisis de factores clave y de lo expuesto en los Así pues, en este trabajo se plantean diferentes estrategias de despacho para el mercado colombiano y se evalúa a través de un modelo de simulación y análisis de escenarios cómo diferentes esquemas y escenarios de penetración de FRNC pueden afectar los precios del sistema eléctrico del país. A lo largo del presente escrito se presenta una perspectiva mundial alrededor de la generación con tecnologías renovables, hasta finalizar con algunas características del mercado colombiano (Capítulo 2). Posteriormente se presenta una revisión literaria en la que se evidencia cómo algunos autores han investigado los posibles esquemas aplicables ante una alta penetración de energías renovables en los sistemas eléctricos (Capítulo 3), luego se citan los objetivos que se desean cumplir con esta tesis (Capítulo 4); en el Capítulo 5 se postulan posibles metodologías de despacho para el mercado eléctrico colombiano y algunas de ellas serán evaluadas posteriormente en el modelo de simulación planteado

	<p>en el Capítulo 6, se presenta un análisis de resultados arrojados por el modelo de simulación (Capítulo 7) y finalmente las conclusiones y recomendaciones (Capítulo 8).</p> <p>Antecedentes, se observa que los precios del sistema dependen de las ofertas de las tecnologías, entre mayor sea la cantidad disponible de energía de bajo costo, menores serán los precios del sistema y viceversa.</p>
<b>4. Generación de escenarios.</b>	<p>Se plantean escenarios de penetración de las FRNC aumentando en un 50% y en un 100% la capacidad instalada propuesta por la UPME en su plan de expansión, cambiando entre los esquemas de precios marginales y precios de oferta por LCOE. Las características de los escenarios se amplían en la Tabla 5-4.</p>
<b>5. Transferencia de escenario.</b>	<p>Las diferencias entre cada escenario planteado se determinan por la capacidad instalada de las FRNC, partiendo de analizar el comportamiento del sistema en condiciones actuales y luego con los incrementos planteados.</p>

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 5-4 se muestran los diferentes escenarios planteados para el presente trabajo, la capacidad de las FRNC aumenta en cada uno desde la proyección actual de la UPME, pasando por un incremento del 50% para las FRNC hasta llegar a una capacidad instalada con el doble de lo propuesta por la UPME en el escenario 1 de su plan de expansión (UPME, 2016).

Tabla 5-4. *Escenarios planteados para observar el comportamiento del precio de la energía del sistema*

<b>Escenario</b>	<b>Definición</b>
<b>Capacidad Instalada de la UPME (E1)</b>	<p>Es el escenario de referencia y corresponde a la capacidad instalada proyectada hasta el año 2030 planteada en el escenario 1 del plan de expansión de generación de la UPME.</p> <p>Este escenario pretende conocer cómo será el comportamiento del precio del sistema bajo el esquema actual de precios por costos de operación.</p>
<b>Aumento en un 50% de penetración de FRNC (E2)</b>	<p>Es el escenario medio para las FRNC y corresponde a un incremento de 50% para las FRNC sobre la capacidad instalada planteada en el escenario 1 del plan de expansión de generación de la UPME.</p>
<b>Aumento en un 100% de penetración de FRNC (E3)</b>	<p>Corresponde a un incremento al doble para las FRNC sobre la capacidad instalada planteada en el escenario 1 del plan de expansión de generación de la UPME, es por esto que se considera un escenario optimista para las FRNC.</p>
<b>100% renovable (E4)</b>	<p>Escenario 100% renovable, en este escenario se abastece toda la demanda con fuentes renovables, lo que podría catalogarse como un escenario extremo.</p> <p>Para lograr cubrir la demanda total del país se incrementó un 500% la capacidad instalada de FRNC sobre el escenario 1 del plan de expansión de generación de la UPME, la capacidad instalada de la tecnología Hidráulica Embalse se dejó tal como lo plantea el</p>

---

informe de expansión de la generación de la UPME, (2016).

---

Fuente: elaboración propia

En el presente trabajo los esquemas que fueron sometidos a estos escenarios, son estáticos y con ofertas de un solo lado (característico de sistemas en los que predomina la generación hidroeléctrica), por lo tanto, la demanda no tuvo influencia sobre los precios ofertados por cada tecnología y adicionalmente las ofertas no se vieron afectadas por las condiciones del sistema. Dichos esquemas y sus consideraciones son los que a continuación se consignan:

### **Precios de oferta basados en proyecciones de la UPME**

- Los precios de las tecnologías térmicas Carbón, GAS, Fuel Oil, ACPM, se imponen bajo la proyección de precios establecida por la UPME (2017a).
- Las tecnologías eólicas, Fotovoltaica y PCH tienen precios de oferta iguales a 0 (USD/MWh).
- Los precios de oferta de la tecnología Hidráulica Embalse se establecen bajo el costo de oportunidad del agua (ver Anexo A).
- Este esquema se evalúa con el fin de observar qué pasaría si el mercado colombiano continúa como está actualmente, en el que las FRNC son tomadoras de precios.
- Se puede considerar como el caso base dentro del análisis de los esquemas.

### **Precios de oferta basados en LCOE**

- Los precios de las tecnologías Carbón, GAS, Fuel Oil, ACPM, Eólica, Fotovoltaica y PCH se establecen con la proyección de LCOE respectivamente (NREL, 2018).
- Los precios de oferta de la tecnología Hidráulica Embalse se establecen bajo el costo de oportunidad del agua (ver Anexo A).
- Este esquema se plantea para observar el comportamiento de los precios del mercado si las FRNC entran a competir con el resto de recursos del sistema.

## Separación de mercados

- Se realiza un primer despacho con precios de oferta según proyección de precios UPME (2017a) para el mercado regulado atendido únicamente por las tecnologías renovables (Hidráulica Embalse, Eólica, Fotovoltaica y PCH).
- Se realiza un segundo despacho con precios de oferta determinados por UPME (2017a) para el mercado no regulado y la demanda no atendida en el primer despacho; en este únicamente participan las tecnologías Hidráulica Embalse y térmicas (Carbón, GAS, Fuel Oil y ACPM).
- Para ambos casos el precio de la tecnología Hidráulica Embalse está determinado por el costo de oportunidad del agua (ver Anexo A).
- Este esquema se extrae de la revisión de literatura y es propuesto por ECORYS (2017), se planea observar cómo serían los precios de la demanda regulada y qué tanto afecta la separación de las fuentes para abastecer a la demanda del sector industrial.

## 5.4 Conclusiones del capítulo

A raíz de lo analizado en este capítulo se determinó que un modelo de simulación que permita evaluar diferentes esquemas con el fin de establecer el precio del mercado mayorista de electricidad bajo diferentes escenarios de penetración de fuentes renovables, es la mejor opción a la hora de desarrollar los objetivos de la tesis, dado que según las condiciones mencionadas, esa es la metodología que mejor se acoge a las características del problema investigativo, además de dar cumplimiento a uno de los objetivos trazados.

## Capítulo 6. Modelo de simulación

En este capítulo se describe y se valida el modelo de simulación desarrollado con la finalidad de evaluar diferentes esquemas de fijación de precios para el mercado mayorista de electricidad colombiano, ello bajo la penetración de renovables. Para estos fines, se tendrán en cuenta las etapas de simulación establecidas por Banks (2005) y retomadas en trabajos como el de Gutierrez y Sheblé (2009), en el que propusieron el uso de simulación de sistemas para estudiar las interacciones de combustible y electricidad, o el de Herrera y Becerra (2014), donde presentaron un esquema metodológico para desarrollar etapas de un proceso de simulación para la toma de decisiones a nivel empresarial a través de un modelo de simulación.

### 6.1 Propósito del modelo

En conformidad con lo descrito a lo largo del presente trabajo, de la necesidad que define el problema de investigación y la metodología planteada para abordarlo, en esta sección se define el propósito del modelo desarrollado y se delimita. El modelo de simulación se llevó a la práctica bajo la metodología de simulación y basado en el lenguaje de programación Python, que tiene como propósito evaluar diferentes esquemas de fijación de precios para el mercado mayorista de electricidad colombiano a través de diferentes escenarios de penetración de fuentes renovables, y a su vez, calcular los precios del sistema.

### 6.2 Delimitación del modelo

En los mercados de electricidad de todo el mundo existe una interacción entre aquellas tecnologías que son variables y otras que son permanentes en el tiempo (confiables) (Morcillo, 2017). A partir de esa premisa, se propone un modelo de simulación que sea capaz de integrar el comportamiento de ambas tecnologías enmarcadas en el sistema eléctrico colombiano, con la finalidad de obtener resultados con una proyección desde el año 2016 hasta el 2030.

Se construye un modelo de simulación sobre el lenguaje de programación Python, que permite ejecutar diferentes esquemas de fijación de precios, entre ellos un símil del esquema actual. Con base en esto se calcula y compara el precio de la energía del mercado ante la penetración de renovables.

Se debe destacar que un modelo es una simplificación de un sistema que se ocupa de determinar el comportamiento de los procesos partiendo de unos supuestos y unos datos de entrada para obtener una información a la salida (Gilbert & Troitzsch, 2005). Por otro lado, Python se considera un software apropiado para el desarrollo del modelo de simulación por ser interpretado, multiplataforma, multiparadigma y de fuente abierta (Arias, Jiménez, & Porras, 2016). Adicionalmente, por ser Python un lenguaje de programación abierto puede aumentar la calidad de la investigación, reducir la duplicación de trabajo al momento de necesitar el *script* de programación para continuar con las investigaciones y aumentar la credibilidad debido a que el modelo puede ser ejecutado por cualquier investigador (Pfenninger, y otros, 2018).

Sumado a lo anterior, Python ha sido utilizado por autores en el estudio de mercados eléctricos, como se muestra a continuación en la Tabla 6-1.

Tabla 6-1. *Algunos trabajos que han utilizado Python para el análisis de temas en mercados de energía*

Autor y año	Resumen del trabajo
(Xenophon & Hill, 2018)	Se implementa un modelo de simulación en Python que describa el funcionamiento de la red de transmisión australiana e integrar los datos técnicos (despacho de generadores, datos históricos y señales regionales) con los modelos de mercado.
(Lago, Ridder, Vrancx, & Shutter, 2017)	Se desarrollan un par de modelos en Python para considerar las conexiones entre Bélgica y Francia en cuanto a predecir los precios de la energía. El primer modelo tiene en cuenta las características individuales de cada mercado y el segundo las políticas implementadas para la conexión de ambos mercados.
(Kristiansen, 2018)	Se estudiaron varios modelos de pronóstico de precios para Nord Pool diseñados en Python. Se implementaron metodologías de pronóstico, como las regresiones lineales, Cuadratura R, res neuronal de Keras, gráficos de dispersión, redes neuronales, entre otros.

Fuente: elaboración propia con base en Xenophon y Hill (2018); Lago, et al. (2017); Kristiansen (2018)

Ahora bien, el despacho de las tecnologías tendrá un comportamiento marginalista, tal y como funciona el mercado actual, en el que las ofertas de los generadores estarán bajo un esquema de precios por costos operacionales proyectados y bajo un esquema con precios de oferta por LCOE y separación de mercados.

### 6.3 Supuestos y especificaciones del modelo

- El modelo se desarrolló en el software Python, utilizando las librerías Pandas y Numpy.
- El horizonte de simulación es 15 años, comenzando en enero de 2016 y terminando en diciembre de 2030.
- El crecimiento de la demanda está bajo la proyección del escenario medio de la UPME, sin incluir grandes consumidores industriales y Panamá (UPME, 2016).
- La cantidad disponible de generación de otras tecnologías diferentes a la Hidráulica Embalse está bajo la proyección del escenario 1 de la UPME en su plan de expansión y generación (UPME, 2016).
- Los precios de las tecnologías térmicas están establecidos según el promedio de las proyecciones de precios de combustibles de la UPME (UPME, 2017a).
- La demanda es completamente inelástica a los precios, por lo tanto, no ejerce fuerza sobre el comportamiento de los precios o la generación.
- Se considera un embalse en su máxima capacidad para el inicio de las simulaciones, es decir, al inicio de los despachos se tiene toda la capacidad del embalse para la tecnología Hidráulica Embalse. No obstante, se debe tener en cuenta que la capacidad de generación está limitada por la capacidad instalada del sistema y por el intercambio de energía entre áreas, lo que simula de alguna manera las restricciones de red (Ver Anexo C).
- La demanda no varía dependiendo del tipo de día.
- No se consideran tiempos de construcción para el aumento de capacidad instalada de las diferentes tecnologías. El aumento de capacidad instalada ocurre al inicio de cada año.
- No existe ninguna función de inversión dentro del modelo, por lo tanto, el aumento de capacidad instalada no es retroalimentado por el precio de la electricidad.
- No se tienen en cuenta los mecanismos de capacidad como el cargo por confiabilidad.

- Todas las tecnologías están despachadas por orden de mérito sin tener en cuenta parada de las máquinas o indisponibilidades.
- No se consideran indisponibilidades ni eventos en el sistema energético colombiano.
- La tecnología Hidráulica Embalse es la tecnología dinámica dentro del modelo de simulación, debido a que es la de mayor predominancia en el sistema.

#### 6.4 Formulación y explicación del modelo

De los esquemas presentados en la Tabla 3-3 y Tabla 3-4, serán evaluados el de precios por costos de operación de cada una de las tecnologías, los precios por LCOE y el de separación de mercados a razón de que en estos se mantiene todavía la competencia entre las ofertas de los agentes. La programación del modelo se hizo con el lenguaje de programación Python, que fue escogido por ser un *software* libre y de alto nivel, además de tener aplicaciones avanzadas en el ámbito científico e industrial gracias a su gran variedad de librerías (Gómez & Suárez, 2010).

Dentro del diseño del modelo en Python se utilizan las librerías pandas y numpy. Pandas es muy utilizada para el análisis y la manipulación de datos de manera flexible y estructurada (Pandas, Pydata, 2018), mientras que numpy es una de las principales librerías para llevar a cabo el análisis computacional científico, es así muy práctica al momento de trabajar con arreglos de datos multidimensional (Numpy, 2018).

Para las tecnologías utilizadas en la simulación se tienen vectores fecha, cantidad, precio y tipo de tecnología que varían en dependencia del criterio utilizado en cada corrida, el software lee esta base de datos y ejecuta los ciclos definidos en el código. Los ciclos y ecuaciones establecidas son las siguientes:

- A. Lee toda la información de la base de datos y crea un vector que va desde una fecha inicial y una fecha final según el horizonte que se establezca.
- B. Para el intervalo de fechas determinado, el modelo separa los vectores de demanda, generación, precios y tipo de tecnología, según el periodo que vaya a despachar.
- C. Se establece una matriz con las columnas fecha, precio, tecnología y cantidad.
- D. Para la tecnología Hidráulica Embalse se establece una matriz semilla que realizará el primer despacho y donde se establecen valores iniciales de cantidad del embalse, precio inicial y aportes según se requiera.

E. Se establece la cantidad disponible de generación para la tecnología Hidráulica Embalse y con este valor se establece el precio al cual será despachada según la Ecuación 6-1. Ecuación utilizada para calcular el precio dinámico de la tecnología Hidráulica Embalse dentro del modelo de Python

$$F. \text{ Precio Hidráulica Embalse} = \max(22.93; -0.00002 * \text{Excedentes}(t) + \text{Aportes}_{\text{Esperados}}) + 279.23088$$

Ecuación 6-1. Ecuación utilizada para calcular el precio dinámico de la tecnología Hidráulica Embalse dentro del modelo de Python

Fuente: elaboración propia con base en el análisis del Anexo A)

Donde:

Excedentes: se refiere a la cantidad disponible para ofertar en el periodo t+1 y los aportes esperados son los aportes promedio de los siguientes tres meses con respecto al mes que se está calculando, ambas medidas en unidades de MWh. Esta última variable obedece a que en Colombia los generadores imponen sus precios de oferta con fundamento en la operación económica a mediano y largo plazo (Ossa, 2012).

G. Una vez se tienen las cantidades reales disponibles por cada tecnología se inicia el despacho instantáneo. Este despacho se establece al agrupar las cantidades disponibles horariamente y organizarlas en forma marginal empezando por la tecnología más barata hasta la más cara y cerrándose cuando las cantidades cumplan la demanda para la hora.

En esta instancia se tienen tres casos diferentes para el cálculo de la generación con la tecnología Hidráulica Embalse:

Hidráulica embalse es la tecnología marginal:

$$\text{Generación} = \text{CantidadHidráulicaEmbalse} - (\text{CantidadTotal} - \text{Demanda})$$

Ecuación 6-2. Ecuación para el cálculo de la generación de la tecnología Hidráulica Embalse cuando se despacha parcialmente dentro del modelo en Python

Fuente: elaboración propia

Hidráulica Embalse fue despachada completamente:

$$\text{Generación} = \text{CantidadHidráulicaEmbalse}$$

Ecuación 6-3. Ecuación para el cálculo de la generación de la tecnología Hidráulica Embalse cuando sale despachada completamente dentro del modelo en Python

Fuente: elaboración propia

Hidráulica Embalse no es despachada:

$$\text{Generación} = 0$$

Ecuación 6-4. Ecuación para el cálculo de la generación de la tecnología Hidráulica Embalse cuando no sale despachada dentro del modelo en Python

Fuente: elaboración propia

Donde:

Generación: cantidad generada en el periodo t, en unidades de MWh.

Cantidad Hidráulica Embalse: cantidad ofertada de la tecnología Hidráulica Embalse en el periodo t en unidades de MWh.

Cantidad Total: cantidad agregada de todas las tecnologías distintas a la tecnología Hidráulica Embalse despachadas en el periodo t, en unidades de MWh.

Demanda: demanda para el periodo t, en unidades de MWh.

Una vez realizado el despacho se establece la cantidad disponible de la tecnología Hidráulica Embalse para el siguiente periodo a través de la Ecuación 6-5. Ecuación para el cálculo de los vertimientos dentro del modelo en Python

H. y Ecuación 6-6.

$$\text{Vertimientos} = \max((\text{cantidad} + \text{aportes} - \text{Generación} - \text{CapacidadInstalada}); 0)$$

Ecuación 6-5. Ecuación para el cálculo de los vertimientos dentro del modelo en Python

Fuente: elaboración propia

$$\text{Excedentes} = \max(\text{cantidad} + \text{aportes} - (\text{Generación} + \text{Vertimientos}); 0)$$

Ecuación 6-6. Ecuación para el cálculo de excedentes en un periodo determinado dentro del modelo en Python

Fuente: elaboración propia

Donde:

Vertimientos: vertimientos en el periodo t, en unidades de MWh.

Cantidad: cantidad de energía disponible en el embalse, en unidades de MWh.

Aportes: cantidad de energía que le ingresa al sistema a través de los aportes, en unidades de MWh.

Generación: generación del periodo t, en unidades de MWh.

Excedentes: representan la cantidad que será tomada en cuenta para el periodo t+1, en unidades de MWh.

En la figura Figura 6-1 se puede observar el diagrama de flujos del modelo de simulación para brindar mejor entendimiento de cada paso.

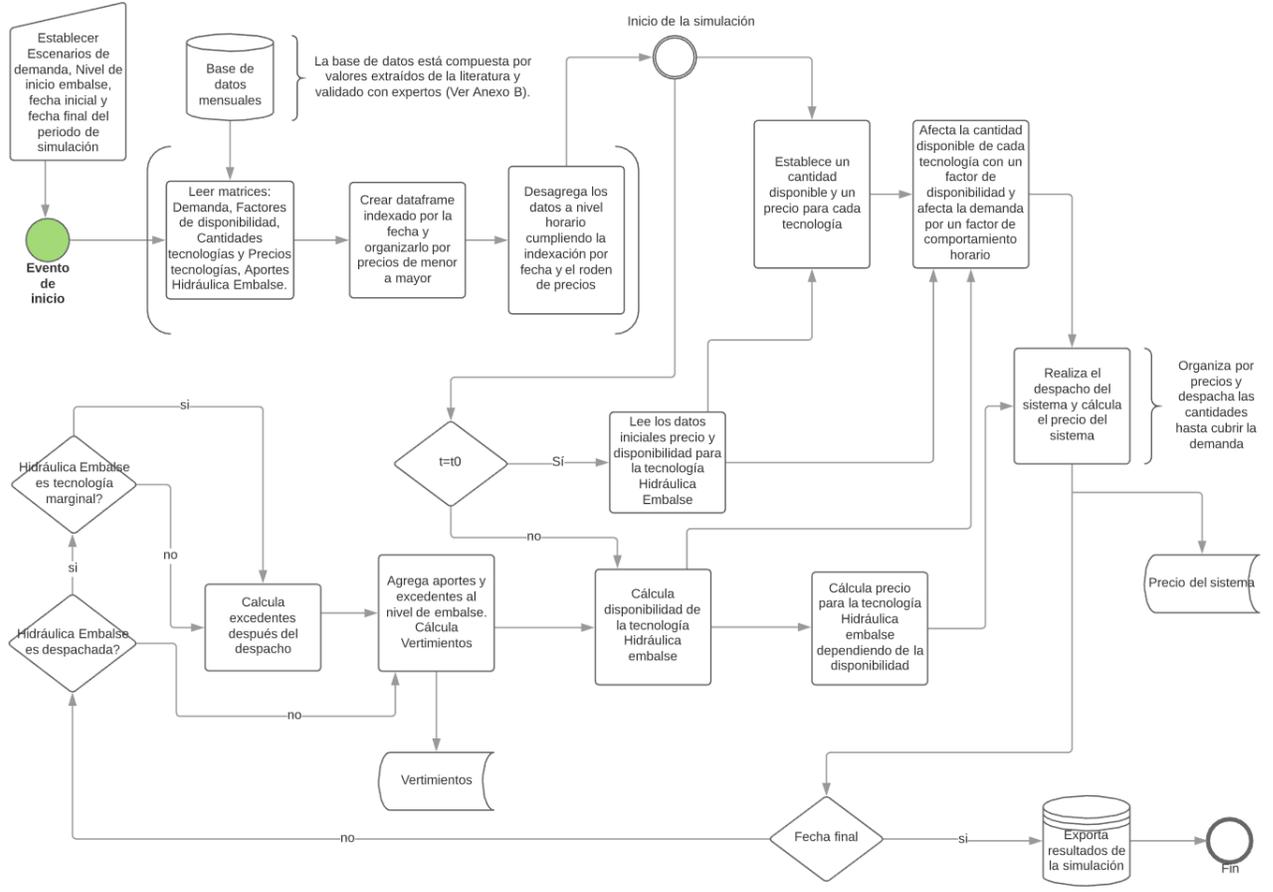


Figura 6-1. Diagrama de flujo del modelo de simulación

Fuente: Elaboración propia

Se debe tener en cuenta que  $t_0$  se refiere al inicio de la simulación, en el cual, no se ha hecho ningún despacho, los procesos que están entre corchetes [ ] se refiere a procesos de preparación de datos y no hacen parte de la simulación y que la base de datos almacena toda la información de valores de precios, cantidades, aportes de la tecnología Hidráulica Embalse, factores de disponibilidad, restricciones de generación para la tecnología Hidráulica Embalse, entre otros datos.

## 6.5 Colección de datos

Los datos ingresados al modelo fueron extraídos de publicaciones históricas del administrador del mercado de energía colombiano XM, UPME, CREG y otras entidades oficiales que se pueden observar en el Anexo B; se debe tener en cuenta que muchos de los datos que no son publicados

de manera explícita fueron calculados a partir de la opinión de expertos y se analizó la naturaleza de los procesos tal y como lo plantearon Trujillo, Vallejo, y Becerra (2010).

## 6.6 Validación del modelo

Las pruebas de validación del modelo son realizadas con el fin de afinar los niveles de confianza y sacar inferencias acerca del desempeño correcto del modelo de simulación y su similitud en resultados con la realidad (Garavito, 2012). Se realizaron cuatro pruebas de validación, a saber, prueba de verificación de la estructura, pruebas de condiciones extremas con demanda igual a 0 y aportes de la tecnología Hidráulica Embalse igual a 0, y adicionalmente, una prueba de sensibilidad sobre la disponibilidad de dicha tecnología.

### A. Pruebas de verificación de la estructura

La estructura del modelo fue creada en conjunto con las consideraciones de profesionales expertos en el tema, quienes validaron y debatieron las diferentes ecuaciones y variables enmarcadas en el modelo de simulación. En el Anexo B se muestra la información de las variables utilizadas con sus respectivas fuentes oficiales de donde se extrae la información o los datos para crear las ecuaciones planteadas. Con base en las revisiones anteriores, se consideró que las pruebas de estructura para el modelo de simulación planteado fueron satisfactorias.

### B. Pruebas de condiciones extremas

Con las pruebas de condiciones extremas se detectan irregularidades en las ecuaciones, sometiendo al modelo a valores extremos de las variables. Los resultados deben mostrar coherencia con la condición planteada con el objeto de verificar integridad en sí mismo (Jiménez, et al. 2016).

- Demanda igual a cero: la demanda igual a cero implica que no se acumule la generación de las diferentes tecnologías para alcanzar la demanda, es decir, no hay generación en el sistema mientras se cumpla la condición. Intencionalmente se pone la demanda en cero para todo el periodo de simulación, se observa en la Figura 6-2 que no se tiene generación para este periodo.

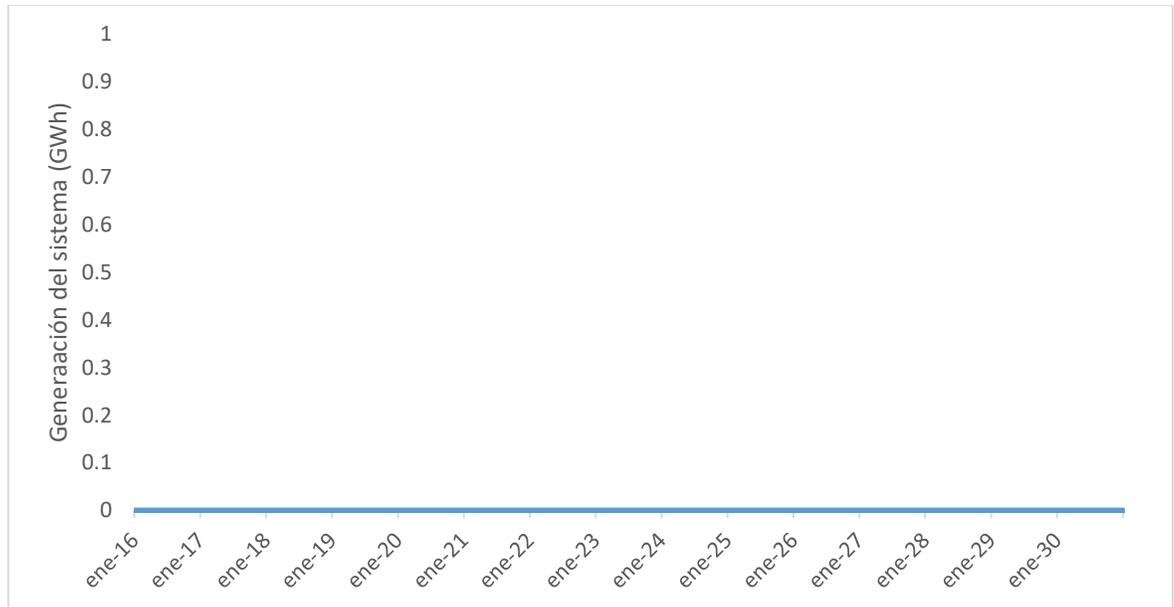


Figura 6-2. Resultado de la prueba de demanda igual a 0

Fuente: elaboración propia

Aportes de tecnología Hidráulica Embalse igual a cero: se afecta una de las variables que incide tangencialmente en el despacho. Se imponen unos aportes de cero, por lo tanto, la energía hidráulica embalse tendrá un precio alto (según la Ecuación 6-1), no saldrá despachada y por ende su cantidad permanecerá igual durante esos periodos.

Por otro lado, se observa en la Tabla 6-2 que la tecnología Hidráulica Embalse adquiere el precio más alto por el hecho de tener poca agua, además, si no tiene aportes no tiene energía para ofertar.

Tabla 6-2. Comportamiento de Precio y Cantidad de la tecnología Hidráulica Embalse

Mes	Promedio de precio	Suma de cantidad
Ene	277	-
Feb	276	-
Mar	276	-
<b>Total, general</b>	<b>276</b>	<b>0</b>

Fuente: elaboración propia con base en resultados del modelo de simulación

### C. Pruebas de sensibilidad

La prueba de sensibilidad se realiza con el propósito de percibir cambios en los resultados del modelo ante variaciones de los datos numéricos. Los cambios en los valores de las variables de incertidumbre determinan el grado de sensibilidad de los resultados ante dichos cambios (Barlas, 1996).

Se observa en la Figura 7-3 que el precio del sistema es sensible ante la variación de la disponibilidad de la tecnología Hidráulica Embalse, en tanto que tal tecnología es la de mayor participación en el sistema, su disminución obliga a que ingresen los recursos térmicos con sus precios más altos; lo anterior también explica por qué al final los precios del sistema se igualan cuando hay una participación de 50% y el 20% de la tecnología Hidráulica Embalse.

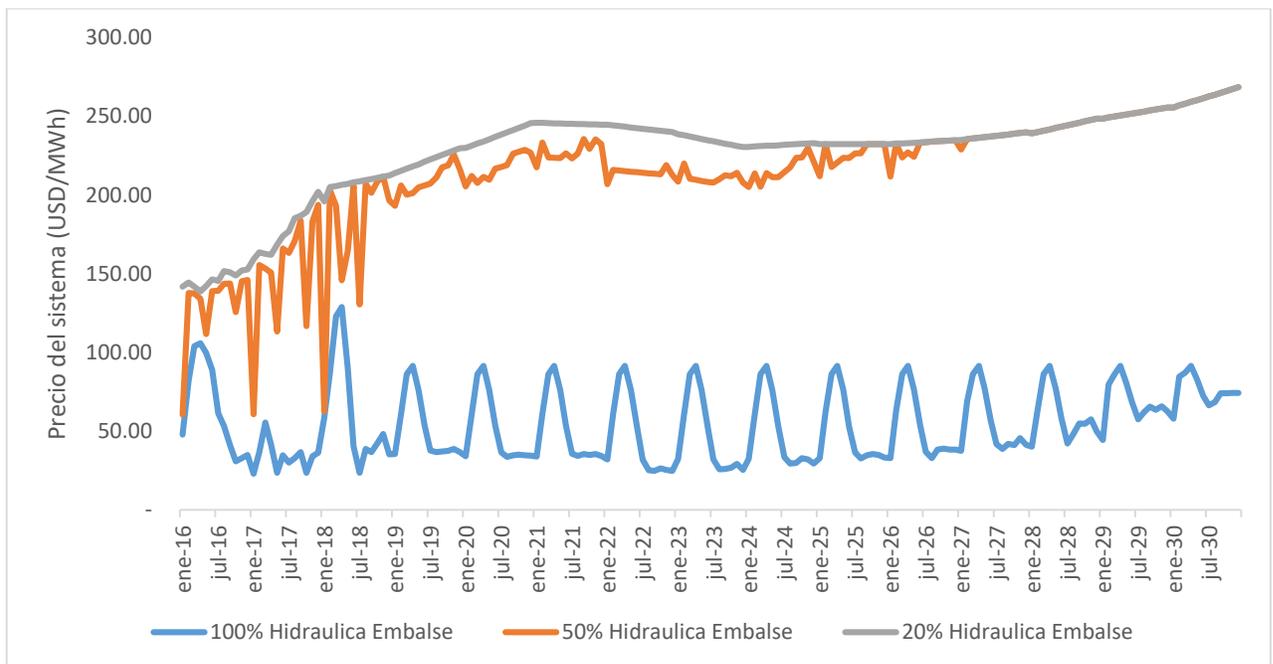


Figura 6-3. Sensibilidad del precio del sistema al cambio de la disponibilidad de la tecnología Hidráulica Embalse entre 100%, 50% y 20% de la disponibilidad

Fuente: elaboración propia

## 6.7 Conclusiones del capítulo

Se examinó el diseño del modelo de simulación siguiendo la metodología de Banks (2005); se mostraron los datos de entrada utilizados, las ecuaciones planteadas y las pruebas realizadas para

dar confiabilidad en el mismo. De igual modo, se determinó que el modelo de simulación era apto para lograr los objetivos establecidos en esta tesis. En el próximo capítulo se muestra entonces el análisis de los resultados, el cual constituye otra etapa dentro de la validación del modelo de simulación.

## Capítulo 7. Análisis De Resultados

En este capítulo se muestran los resultados del modelo de simulación para diferentes escenarios y esquemas en aras de calcular el precio de la energía. Asimismo, se proponen unos esquemas para dar cumplimiento a los objetivos de la tesis aquí desarrollada.

### 7.1 Esquemas y escenarios propuestos

En esta sección se presentan algunos de los esquemas obtenidos de la revisión de literatura que fueron sometidos a diferentes escenarios de penetración de energías renovables para observar el comportamiento de los precios de la energía dentro del horizonte planteado.

Con el fin de que los resultados fueran comparables se ejecutaron todos los escenarios con una proyección de demanda media de la UPME (2017b), junto a ello, los aportes medios del sistema ponderados mensuales extraídos de XM (2018) y las disponibilidades de los recursos planteadas por la CREG (Ministerio de Minas y Energía, 2017).

Tomando los esquemas de la Tabla 3-4 planteados en la Revisión literaria, se tomaron en cuenta los despachos con precios de oferta de las proyecciones de la UPME y LCOE.

El despacho realizado con precio de oferta de la UPME se utiliza para observar el comportamiento del sistema ante condiciones normales, no obstante, bajo un incremento en la capacidad instalada de FRNC debido a que el sistema es marginalista, estos recursos entrarían a la base por sus precios de oferta cercanos a cero. Por otro lado, el esquema de precios de oferta con LCOE busca observar cómo se comportarán los precios si las FRNC entran a competir por mérito contra las tecnologías convencionales, en este caso no entran directamente a la base de la pila de ofertas y dejan de lado la dinámica de ser tomadoras de precio.

Los escenarios propuestos incluyen un aumento en la capacidad instalada de FRNC, pasando por el escenario base hasta un 50% y 100% y por último, un escenario en el que la demanda se atienda solo con FRNC, con el fin de observar el comportamiento de los precios del sistema; debe decirse que este último ha sido evaluado en Colombia por Zapata, et al. (2018) y en otros países por Sadiqa, Gulagi y Breyer (2018), quienes analizaron un escenario del año 2050 de un sistema 100% renovable para Pakistán y Child, Bogdanov, & Breyer (2018) en Ucrania.

## 7.2 Resultados de los escenarios con precios de oferta de la UPME

En la Figura 7-1 se puede observar la comparación entre esos escenarios hasta el 2030; se observa que a pesar de que el precio de la energía se mantiene alrededor de los 50 (USD/MWh) desde el año 2021 al año 2025, este se proyecta en ascenso a partir del año 2027. Adicionalmente, el precio es más bajo entre más penetración de energía renovable se tenga en el sistema, también, se nota que al final los precios comenzaron a incrementar levemente, esto se debe a que la demanda continúa en crecimiento según las proyecciones de la UPME y a su vez, la capacidad instalada se mantiene sin crecimiento

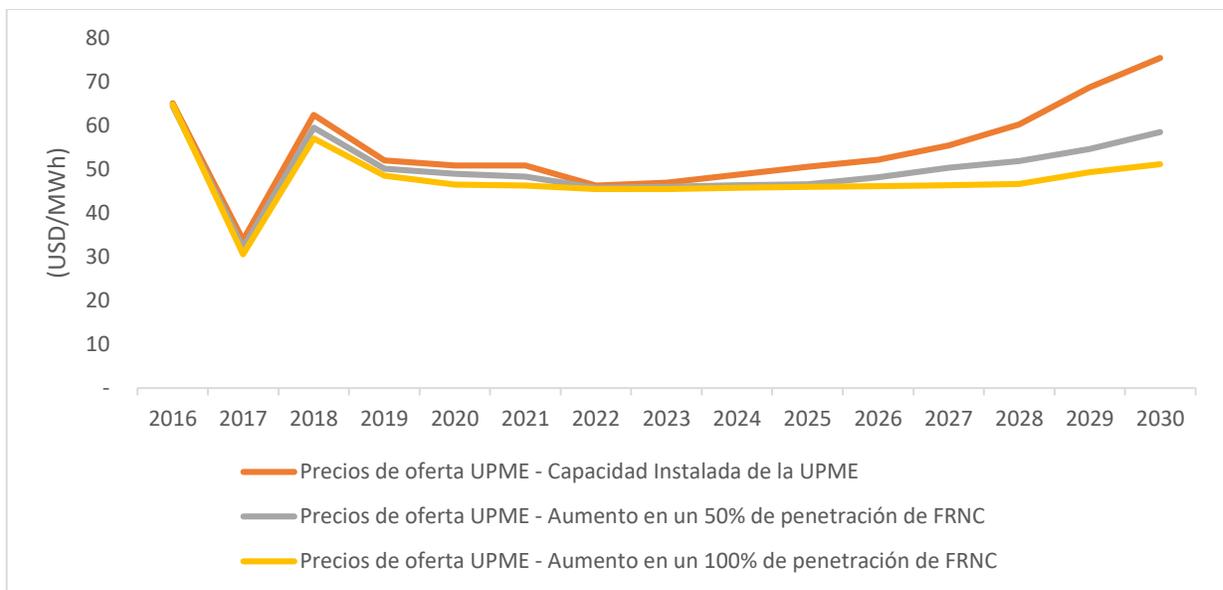


Figura 7-1. Comportamiento del promedio anual del precio de la energía para el esquema de precios UPME

Fuente: elaboración propia

En la Figura 7-2 se puede apreciar la disminución en los precios a lo largo del día y a medida que se presentaba más penetración de energías renovables, con lo que se logró aplanar la curva de generación como resultado de tener una mayor capacidad de generación de recursos en la base dentro del periodo pico.

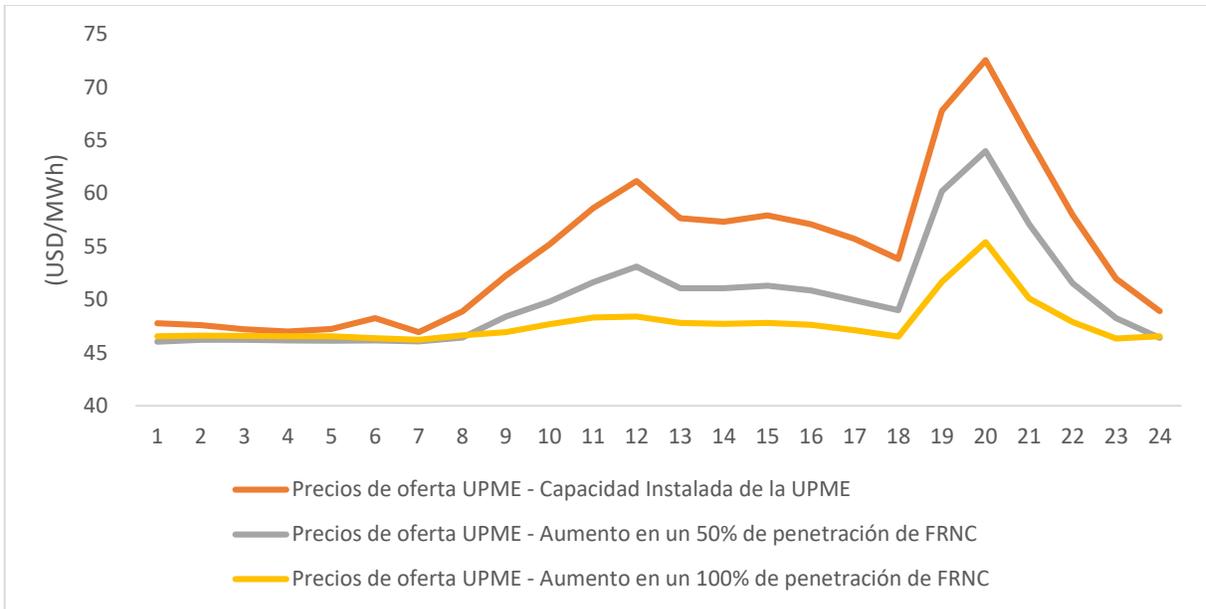


Figura 7-2. Comportamiento del promedio horario de los precios para el esquema de precios UPME

Fuente: elaboración propia

### 7.3 Resultados de los escenarios con precios LCOE

Debido a que la generación con FRNC entra a competir por mérito contra el resto de tecnologías, el precio de la energía se incrementó entre un 10% y 17% con respecto al esquema anterior en todos los escenarios, tal y como se puede ver en la Figura 7-3.

Del mismo modo, a consecuencia de que las tecnologías renovables no son despachadas en la base, sino que pueden ser aún más costosas que otros recursos, mucha de la generación del sistema que así se consideraba en el primer esquema aquí puede ser despachada, puesto que existe la competencia por LCOE, misma que induce a una subida en los precios de la energía. El mismo comportamiento de aumento de precios en comparación con los precios observados para el esquema anterior se presentó para el precio promedio horario de la energía, que pasó de un valor máximo en el periodo 20 de 73 (USD/MWh) a 87 (USD/MWh), como se observa en la Figura 7-4.

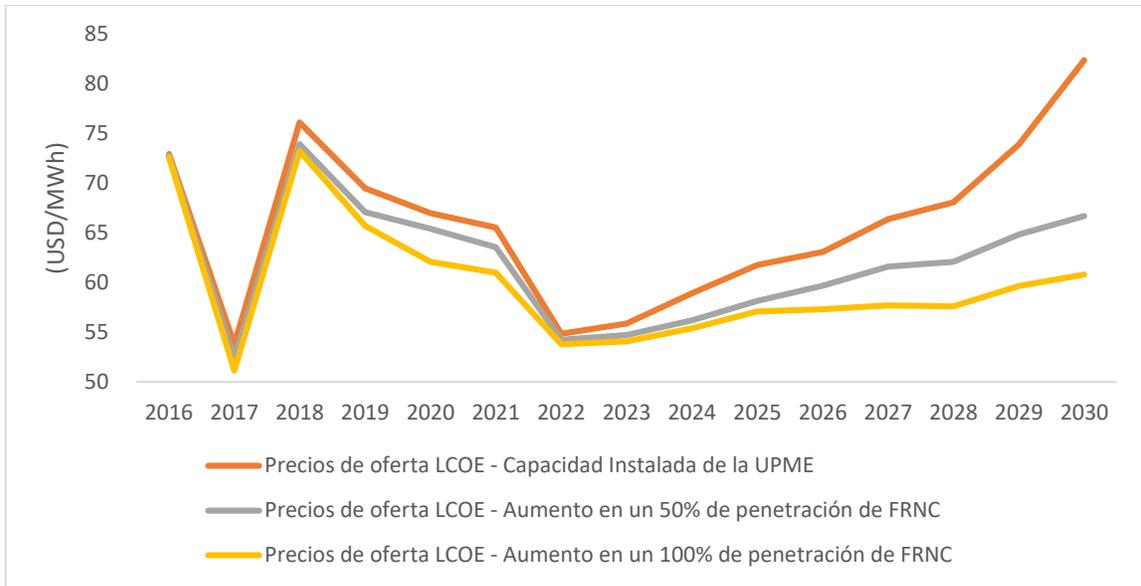


Figura 7-3. Comportamiento del promedio anual del precio de la energía para el esquema de precios LCOE

Fuente: elaboración propia

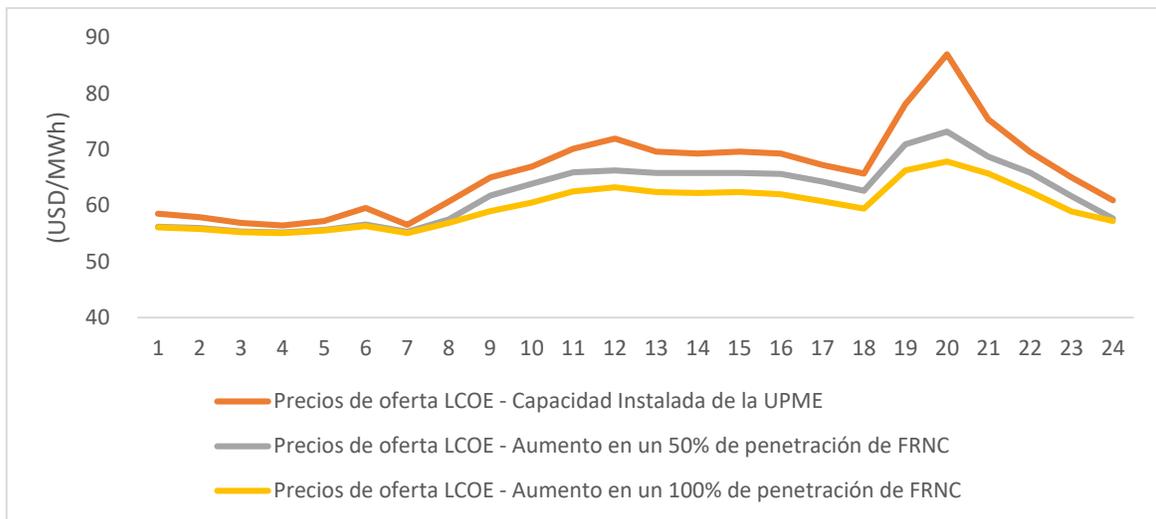


Figura 7-4. Comportamiento del promedio horario de los precios para el esquema LCOE

Fuente: elaboración propia

#### 7.4 Resultados de los escenarios para la separación de mercados

Con este esquema se debe tener en cuenta que se establecen dos precios para el sistema, uno para la demanda regulada y otro para la no regulada, por lo tanto, este es uno de los esquemas que más necesitaría intervención regulatoria en el momento en que sea necesario determinar las condiciones para estar en uno u otro mercado.

En la Figura 7-5 y Figura 7-6 se observa gran estabilidad en el tiempo de los precios de la energía a pesar de diferentes escenarios de entrada para las energías renovables, esto se debe a que en este despacho solo se atiende la demanda regulada y está disponible toda la capacidad de la tecnología Hidráulica Embalse.

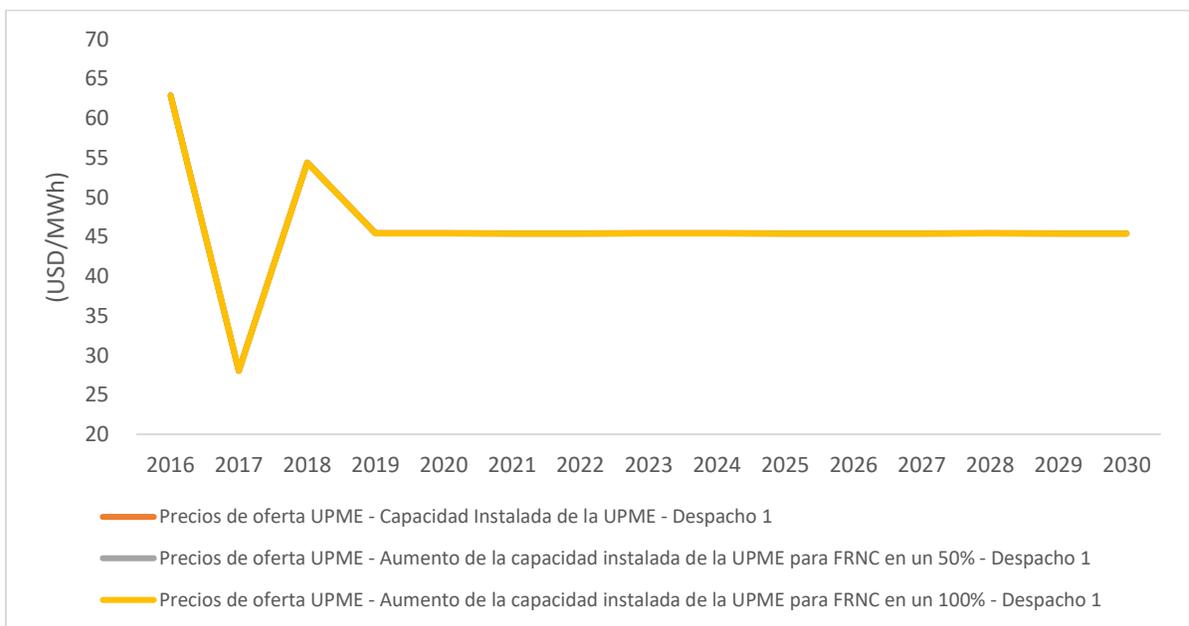


Figura 7-5. Comportamiento del promedio anual del precio de la energía para el esquema de separación de mercados - Despacho 1 – demanda regulada

Fuente: elaboración propia

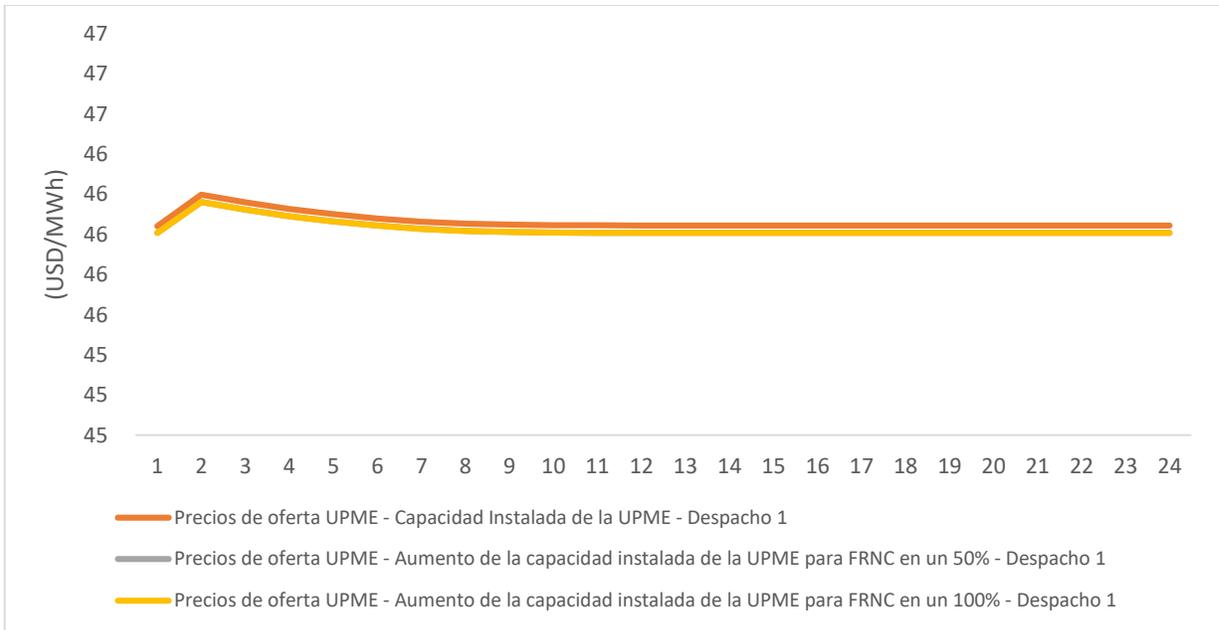


Figura 7-6. Comportamiento del promedio horario de los precios para el esquema de separación de mercados - Despacho – demanda regulada

Fuente: elaboración propia

Es de mencionar que este esquema les permite a los usuarios regulados tener precios estables en el tiempo e inferiores con respecto a los otros esquemas analizados. En adición a ello, la generación horaria se aplana a lo largo del día y la señal de crecimiento para las FRNC estaría dada por la demanda no atendida que se presente; así que los precios estables y la demanda no atendida se presentan porque solo se utilizan fuentes renovables para satisfacer la demanda del sistema; en este caso en particular, el comportamiento mensual de la demanda no atendida se puede observar en la Figura 7-7.

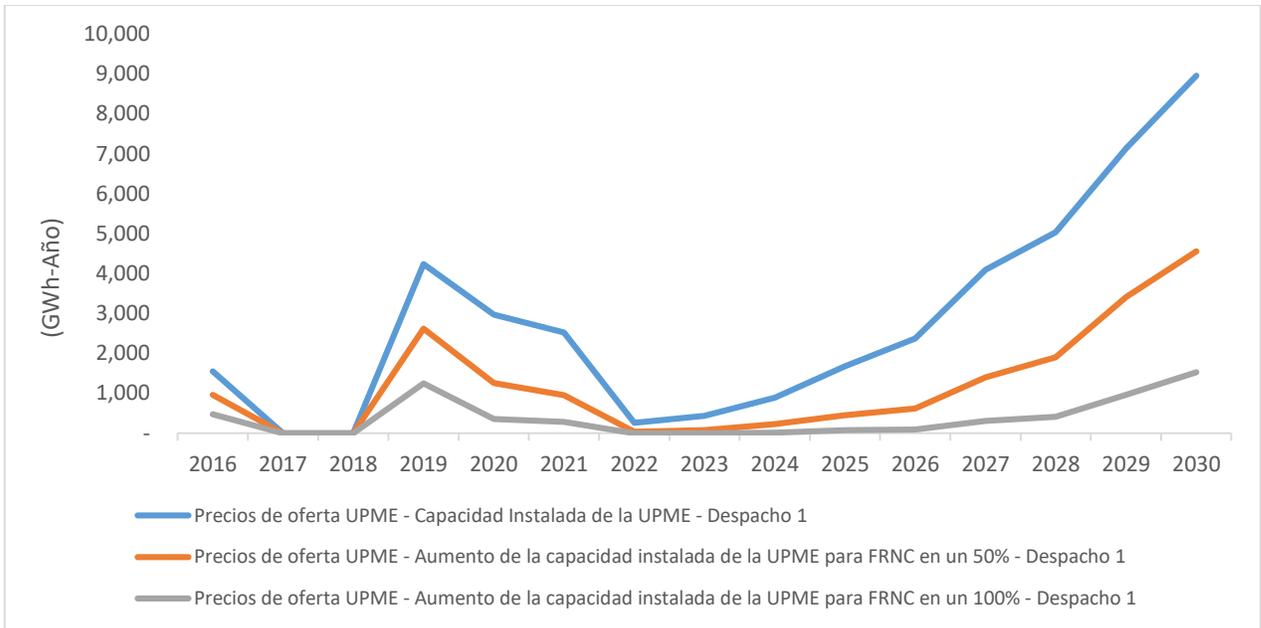


Figura 7-7. Comportamiento del acumulado mensual de la demanda no atendida para el esquema de separación de mercados - Despacho 1

Fuente: elaboración propia

Para el segundo despacho, que pretende atender la demanda no regulada solo con tecnologías diferentes a las FRNC, los precios anuales dependen de la demanda no atendida entregada por el primer despacho; se puede ver en la Figura 7-8 que a medida que aumentaba la penetración de FRNC disminuía el precio de la energía del sistema, esto ocurría debido a que se tenía menor cantidad de demanda no atendida en el primer despacho, que conlleva a que se debiera cubrir menos demanda en el segundo despacho y por ende hubiera ofertas menores.

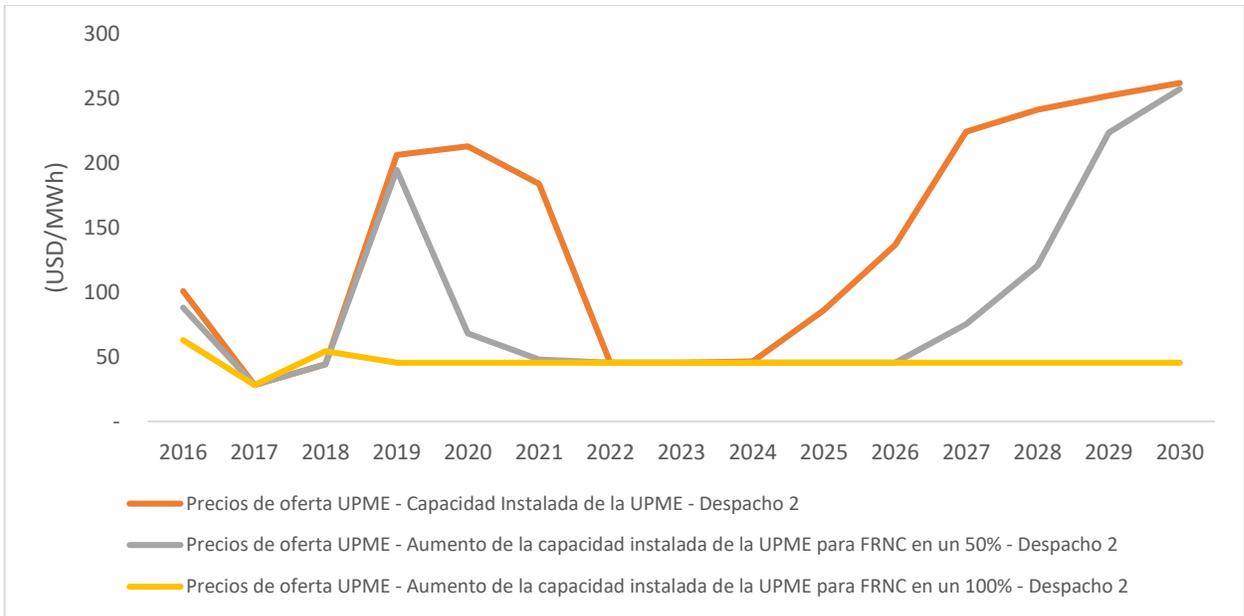


Figura 7-8. Comportamiento del promedio anual del precio de la energía para el esquema de separación de mercados - Despacho 2

Fuente: elaboración propia

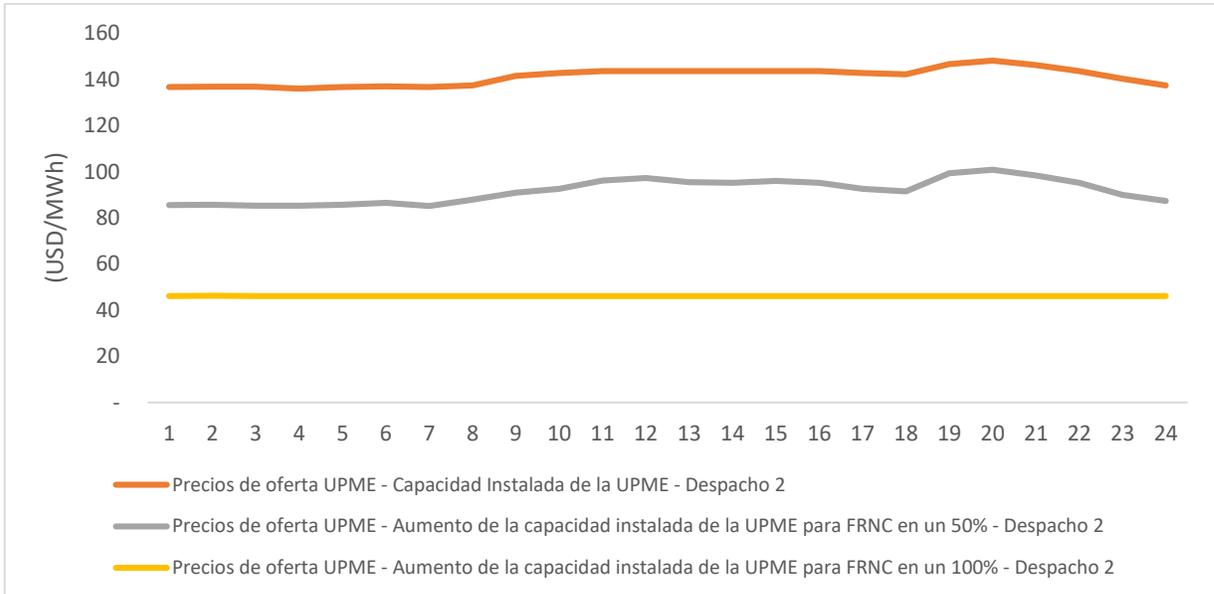
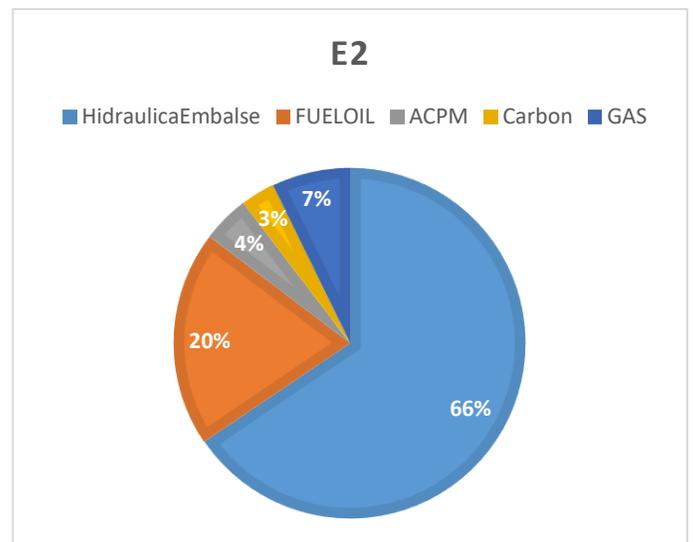
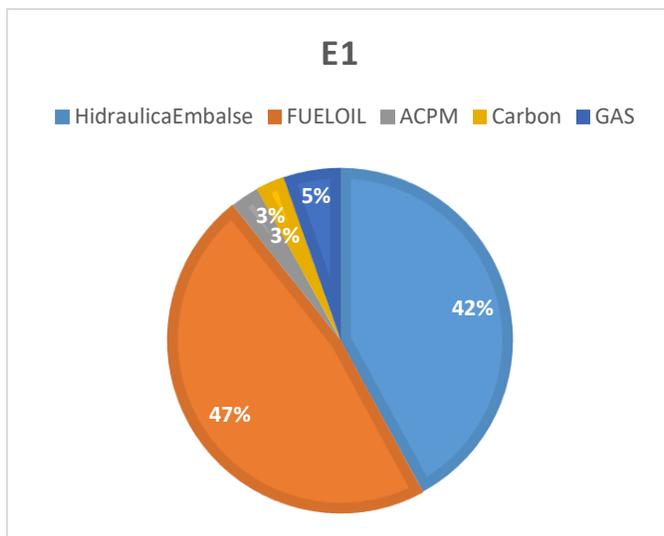


Figura 7-9. Comportamiento del promedio horario del precio de la energía para el esquema de separación de mercados - Despacho 2

Fuente: elaboración propia

Para el análisis horario los precios están marcados por la cantidad de veces en las que apareció como marginal cada tecnología (ver Figura 7-9); en esta figura se puede observar que a medida que aumenta la penetración de FRNC disminuía la participación de la tecnología Fuel Oil, y aumentaba la participación de la tecnología Hidráulica Embalse, a la que ofertaban como más barata en el despacho. Lo anterior va ligado también a la cantidad de demanda no atendida que se presentó en la primera corrida, por eso, a medida que disminuía la demanda no atendida se necesitaba menos energía en el segundo despacho.

En la Figura 7-10 se muestra el porcentaje de marginalidad para los segundos despachos en el esquema de separación de mercados; allí se observa que para el primer escenario el comportamiento del precio mostrado en la Figura 7-9 lo impuso el Fuel Oil, mientras que para los otros dos lo impuso la Hidráulica Embalse.



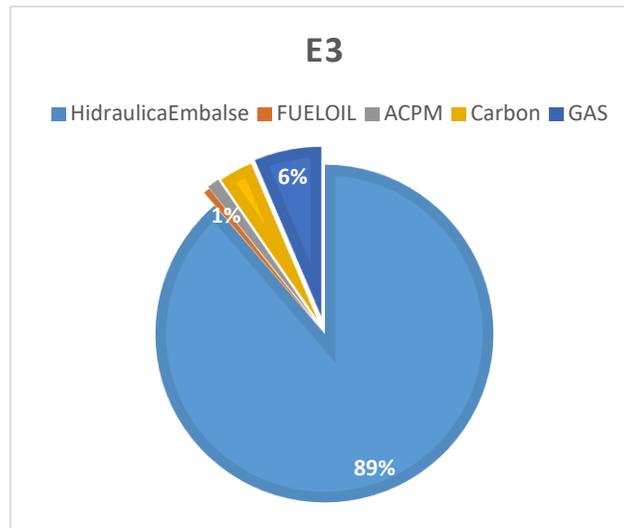


Figura 7-10. Porcentaje de marginalidad de las tecnologías en los segundos despachos del esquema de separación de mercados

Fuente: elaboración propia

### 7.5 Resultados de los escenarios solo con tecnologías renovables

Para este esquema el precio de oferta de los recursos provenientes de FRNC está dado por LCOE y el de la tecnología Hidráulica Embalse por el costo de oportunidad del agua (ver Anexo A). La tendencia a disminuir el precio de la energía está dada por la disminución presentada en el LCOE de las tecnologías (NREL, 2018) y es la misma tendencia observada en el trabajo de Zapata y otros autores (2018). A pesar de que los precios de las tecnologías se imponen de manera diferente en este trabajo con relación al anteriormente mencionado, se observa en la Figura 7-11 que en el 2022 aparece un quiebre que vuelve muy estable los precios hasta el año 2030 y los deja por debajo de los precios mostrados en el escenario en el que participan todas las tecnologías despachadas por LCOE.

El cambio observado alrededor del año 2022 ocurre porque las tecnologías logran complementarse en los periodos de escasez de agua en los embalses; a pesar de que el precio de la tecnología Hidráulica Embalse aumenta en los periodos de escasez, las FRNC logran amortiguar la subida de los precios y los mantienen estables. Se puede afirmar que las FRNC se convierten en un complemento para los periodos de escasez. Esta es sin duda una conclusión que también se encuentra en el trabajo realizado por Zapata et al. (2018). Para los años anteriores a 2022 no se

presenta el fenómeno anteriormente descrito dado que no se alcanza la capacidad instalada necesaria para respaldar a la tecnología Hidráulica Embalse en periodos de escasez.

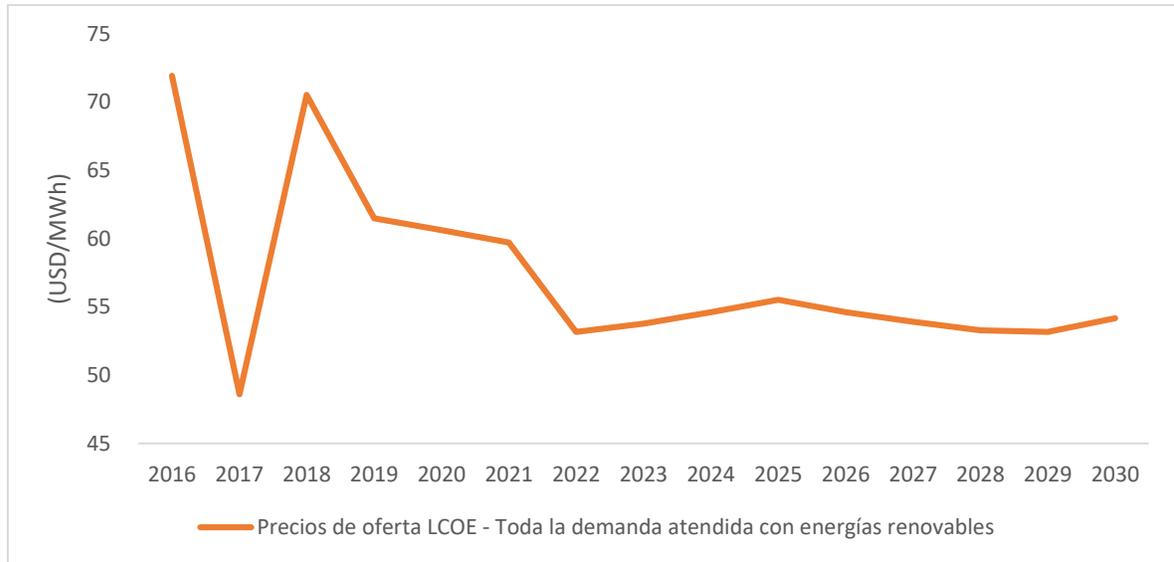


Figura 7-11. Comportamiento del promedio anual del precio de la energía para el esquema 100% renovable

Fuente: elaboración propia

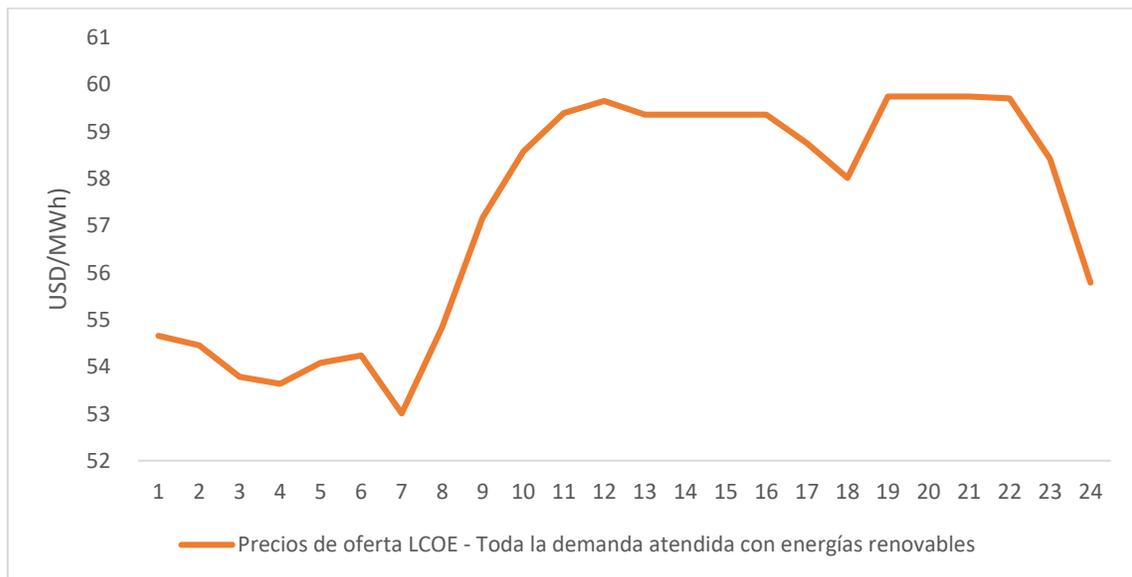


Figura 7-12. Comportamiento del promedio horario del precio de la energía para el esquema 100% renovable

Fuente: elaboración propia

A nivel horario se presentó un precio por debajo de los esquemas de despacho con precios UPME y LCOE con la participación de todas las tecnologías y a pesar de que el precio de la energía se mostró más costoso a lo largo del día también se presentaron menos picos en los periodos de 17 a 21 como se observa en los esquemas y escenarios anteriormente propuestos (ver Figura 7-12). Los resultados anteriores están ligados a que en los periodos en los que se presentan los picos de demanda, ello se logra compensar con los niveles de generación de las tecnologías PCH y Eólica, lo que permite una mayor estabilidad en los precios a lo largo del día. Se puede observar que en la madrugada los precios son muy bajos y se debe a la poca demanda presentada en comparación con el resto del día.

En la Figura 7-13 se observan los precios promedio de cada periodo para diferentes años dentro del horizonte de simulación, las diferencias entre cada año mostrado se deben a:

- Entre el año 2020 y 2023 entran 1200 MWh de la tecnología Hidráulica Embalse, mitad en el año 2021 y mitad en el año 2022.
- Del año 2023 a 2027, entran 2200 MWh eólicos.
- Para los años 2027, 2029 y 2030, se observa que los precios tienden a ser más planos, dado que la UPME no considera expansión considerable dentro de estos años.

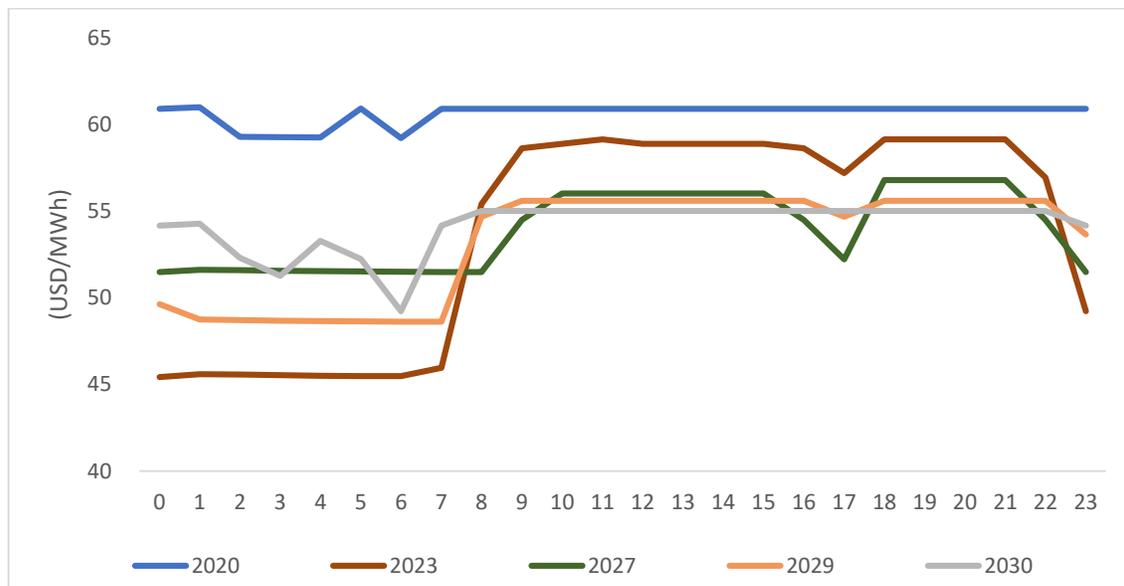


Figura 7-13. Comparación de los precios horarios para diferentes años entre 2016 a 2030.

Fuente: elaboración propia

## 7.6 Evaluación de los resultados

Para evaluar los esquemas y escenarios propuestos se tuvieron en cuenta los indicadores mostrados en la Tabla 7-1.

Tabla 7-1. *Indicadores de evaluación*

Indicador	Descripción
<b>Volatilidad Precio del sistema.</b>	Relación del cambio de los precios en el horizonte de proyección para el promedio anual de los precios mensuales para cada escenario y esquema (%).
<b>Precio máximo del sistema.</b>	Precio máximo de la electricidad alcanzado en cada año por cada escenario en (USD/MWh).
<b>Demanda no atendida.</b>	Suma de la demanda no atendida para cada año por cada escenario en (MWh).
<b>Uso de tecnologías térmicas.</b>	Porcentaje de uso de las tecnologías térmicas, calculado como la generación térmica sobre la demanda del sistema para cada esquema y escenario propuesto.
<b>Emisiones de CO<sub>2</sub>.</b>	Emisiones de CO <sub>2</sub> para cada año por cada escenario calculados como producto entre la generación por tipo de tecnología y el factor de emisiones respectivo establecido por la UPME (UPME, 2017) en (tep/MWh).
<b>Energía no utilizada</b>	Acumulado anual de excedente de energía para cada año por cada escenario en (MWh).

Fuente: elaboración propia

Para una mejor presentación de la información se tomó como referencia la notación mostrada en la Tabla 7-2, en la que Precios de oferta UPME se refiere al esquema de precios por costo de oportunidad del recurso y Precios de oferta LCOE se refiere al esquema de en el que los precios son establecidos por el LCOE de las tecnologías.

Tabla 7-2. *Notación utilizada para la presentación de la información*

Escenario	Notación
<b>Precios de oferta UPME - Capacidad Instalada de la UPME.</b>	UPME_100
<b>Precios de oferta UPME - Aumento en un 50% de penetración de FRNC.</b>	UPME_150
<b>Precios de oferta UPME - Aumento en un 100% de penetración de FRNC</b>	UPME_200
<b>Precios de oferta LCOE - Capacidad Instalada de la UPME.</b>	LCOE_100
<b>Precios de oferta LCOE - Aumento en un 50% de penetración de FRNC.</b>	LCOE_150
<b>Precios de oferta LCOE - Aumento en un 100% de penetración de FRNC.</b>	LCOE_200
<b>Precios de oferta UPME - Capacidad Instalada de la UPME - Despacho 1.</b>	UPME_100_D1
<b>Precios de oferta UPME - Capacidad Instalada de la UPME - Despacho 2.</b>	UPME_100_D2
<b>Precios de oferta UPME - Aumento de la capacidad instalada de la UPME para FRNC en un 50% - Despacho 1.</b>	UPME_150_D1
<b>Precios de oferta UPME - Aumento de la capacidad instalada de la UPME para FRNC en un 50% - Despacho 2.</b>	UPME_150_D2

<b>Precios de oferta UPME - Aumento de la capacidad instalada de la UPME para FRNC en un 100% - Despacho 1.</b>	UPME_200_D1
<b>Precios de oferta UPME - Aumento de la capacidad instalada de la UPME para FRNC en un 100% - Despacho 2.</b>	UPME_200_D2
<b>Precios de oferta LCOE - Toda la demanda atendida con energías renovables.</b>	LCOE_100ER

Fuente: elaboración propia

En la Figura 7-14 y la Figura 7-15 se muestra el comportamiento de la volatilidad en los precios del sistema y los precios máximos presentados para cada año, así se puede observar que la volatilidad de los precios tuvo saltos significativos en los escenarios de separación de mercados. En cuanto a los precios máximos, se observa que en el segundo despacho del esquema de partición de mercados se presentaron los precios más altos. Ese comportamiento era el esperado dada la condición de atender la demanda sin FRNC cuyos precios de oferta son elevados.

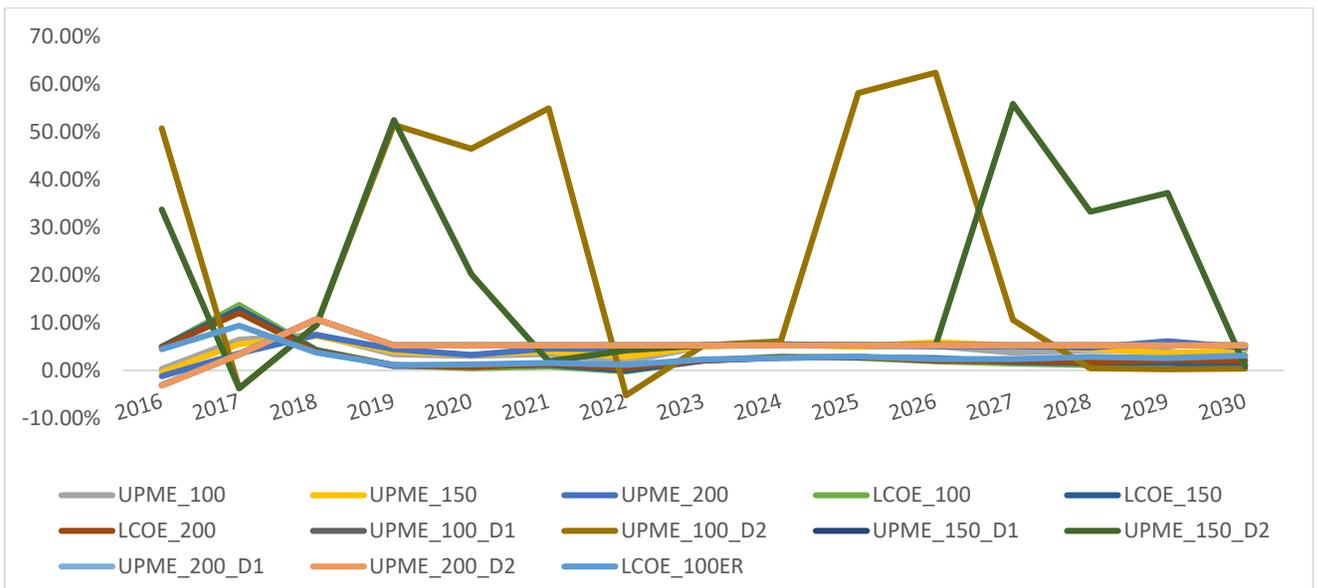


Figura 7-14. Promedio anual de la varianza de la volatilidad de los precios de la energía en el sistema

Fuente: elaboración propia

A pesar de que las tecnologías renovables compitan con su LCOE, se puede observar en la Figura 7-15 que a medida que se avanzaban en el tiempo los menores precios estaban dentro del escenario 100% renovables; este comportamiento podría estar ligado a las proyecciones de LCOE de las FRNC, que se mantuvo estable por debajo de las tecnologías térmicas.

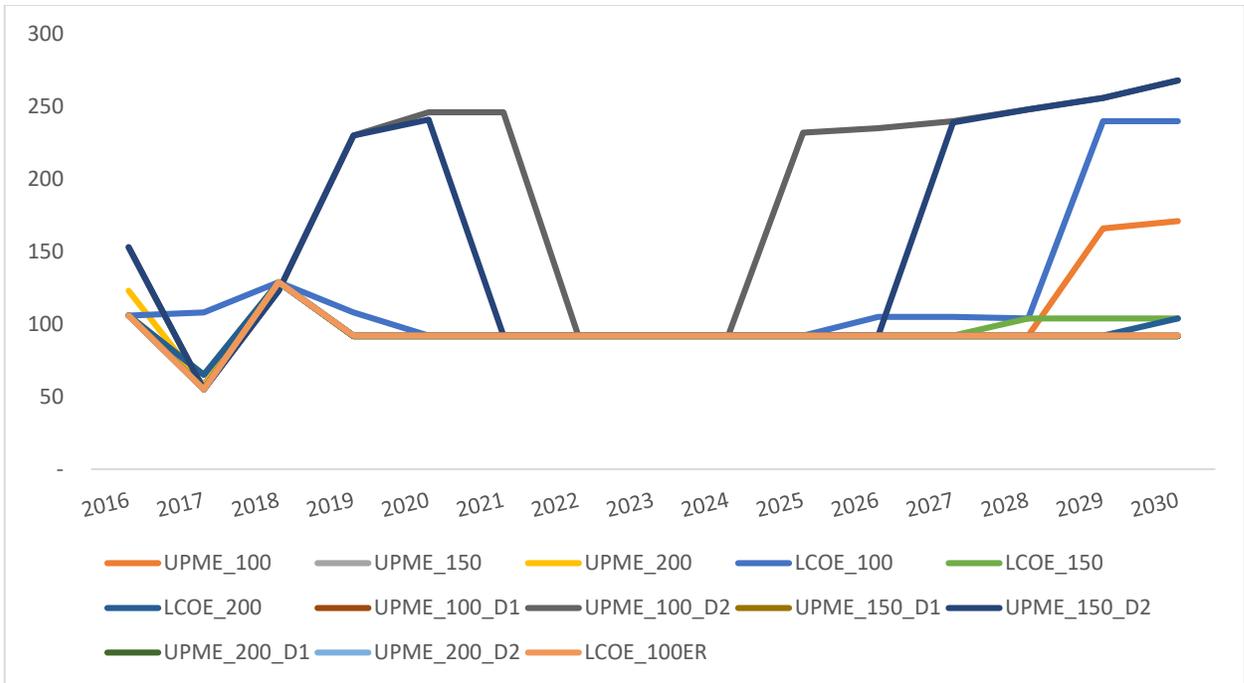


Figura 7-15. Máximo precio de la energía del sistema para cada año en USD/MWh

Fuente: elaboración propia

Para el único esquema que se presenta demanda no atendida es el de separación de mercados, como se puede apreciar en la Figura 7-16, esto indica que para poder atender la demanda regulada o no regulada del sistema es necesario que los diferentes tipos de tecnologías se complementen.

A medida que queda menos demanda no atendida en los primeros despachos, disminuye la demanda no atendida en los segundos, lo que podría indicar que para que no se presente demanda no atendida al final de los dos despachos se necesita una mayor instalación de FRNC a fin de lograr atender completamente la demanda regulada y así podría no presentarse demanda no atendida en ninguna de las dos instancias del despacho.

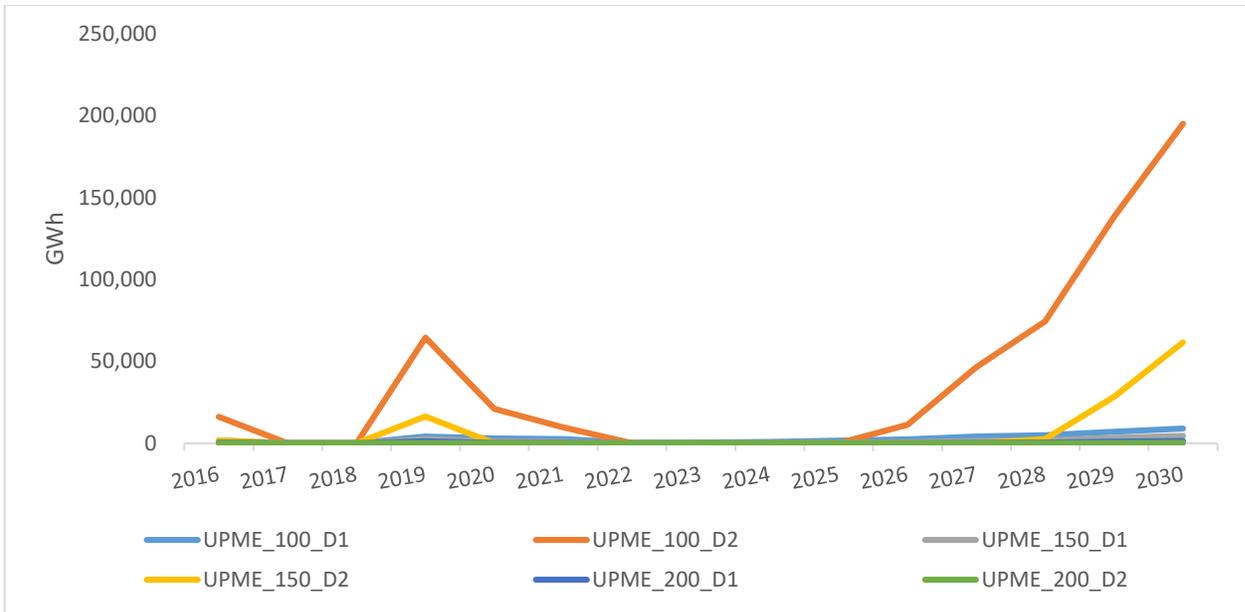


Figura 7-16. Acumulado de la demanda no atendida para cada año en GWh

Fuente: elaboración propia

Tras comparar los escenarios en los que se contó solo con la proyección de la capacidad instalada propuesta por la UPME, se encontró que el uso de las tecnologías térmicas disminuye en un ritmo más acelerado cuando los precios se establecen con la proyección de precios UPME que con LCOE (ver Figura 7-17), debido a que cuando las FRNC entran a participar con precios diferentes de cero compiten por el mérito y no ingresan directamente a la base.

Se debe considerar que para los escenarios **UPME\_100\_D1**, **UPME\_150\_D1**, **UPME\_200\_D1** y **LCOE\_100ER** el uso de las tecnologías térmicas fue cero, pues la demanda se abastece a partir de fuentes renovables de energía.

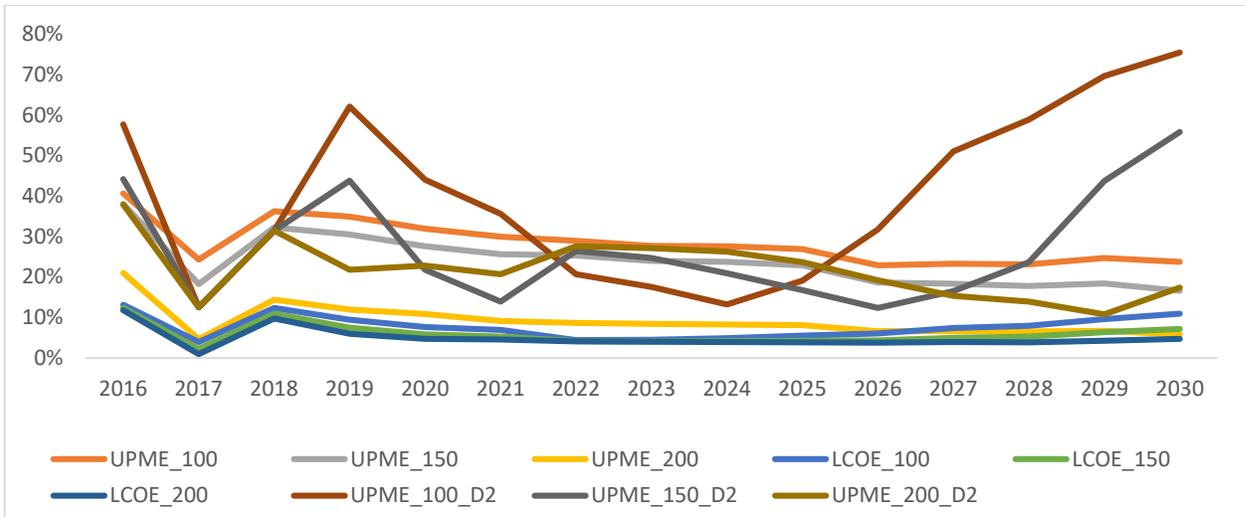


Figura 7-17. Porcentajes de uso acumulado anual para las tecnologías térmicas.

Fuente: elaboración propia.

La figura anterior muestra que los esquemas basados en tecnologías LCOE logran mantener las tecnologías térmicas en uso en mayor porcentaje y que un incremento al doble de la capacidad instalada de FRNC, mientras que el esquema de referencia de precios proyectados por la UPME tiende a quitarle protagonismo a las tecnologías térmicas (ver línea gris claro). La cantidad de emisiones mostradas en la Figura 7-18 se calcularon mediante la formulación establecida por la UPME (UPME, 2017), para ello se tomó el factor de emisiones de cada tecnología térmica y se multiplicó por la generación de la misma.

En consecuencia, era de esperarse que a medida que ingresara más capacidad instalada de FRNC al sistema se disminuyeran las emisiones ocasionadas por tecnologías térmicas; este cambio fue significativo en los segundos despachos del esquema de separación de mercados, que se realizó solamente con tecnologías térmicas.

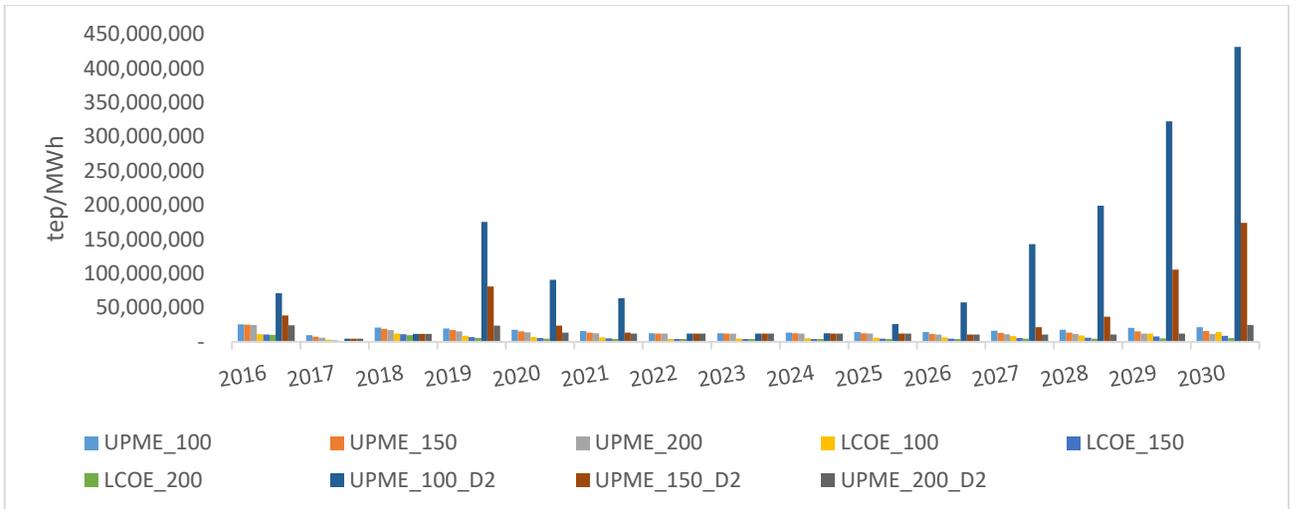


Figura 7-18. Cantidad de emisiones al año relacionado con las tecnologías térmicas en tep/MWh

Fuente: elaboración propia

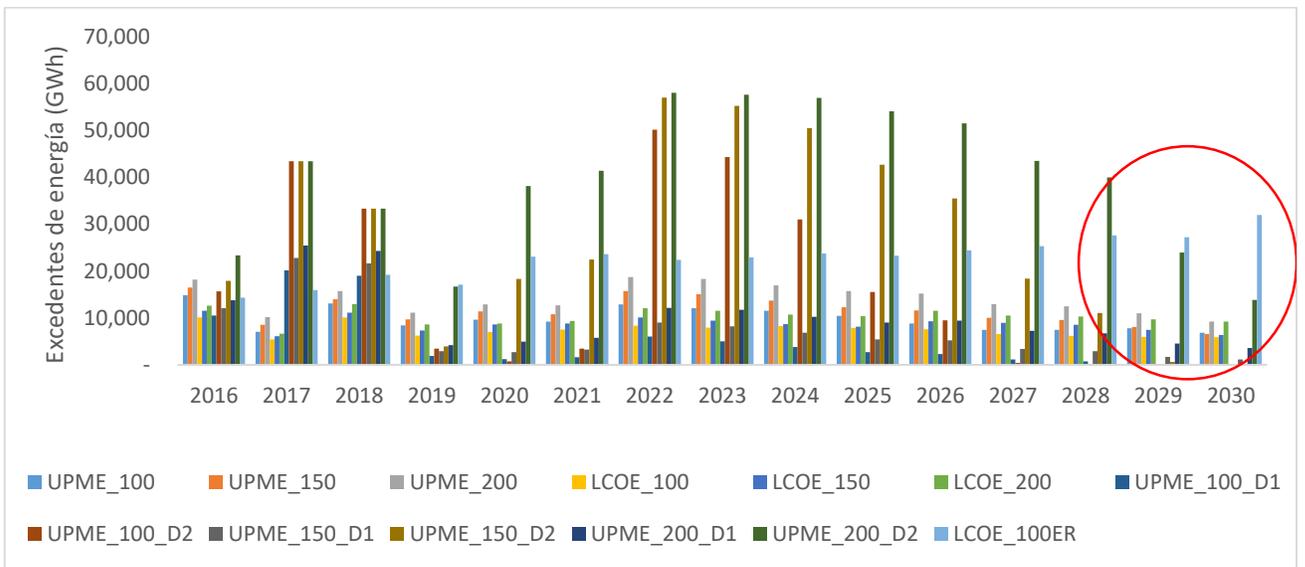


Figura 7-19. Acumulado de los excedentes de energía para cada año en GWWh

Fuente: elaboración propia

Conforme a la Figura 7-19, en la mayoría de los años se presentaron excedentes de energía en el país; vale la pena resaltar también los años 2029 y 2030 del segundo despacho del escenario sin crecimiento de FRNC en el esquema de separación de mercados, los cuales son cero, dado que los segundos despachos son atendidos con tecnologías térmicas e Hidráulica Embalse. Se puede decir que durante esos años no se logrará atender la demanda no regulada del país sin la interacción de

FRNC, posiblemente a causa de la falta de crecimiento en la capacidad instalada térmica Vs. el crecimiento de la demanda en el tiempo.

Después de observar el comportamiento de los diferentes indicadores a través del tiempo, en la Tabla 7-4 se muestra un resumen en el que se comparan las combinaciones de esquemas y escenarios teniendo en cuenta la información de la Tabla 7-3.

Tabla 7-3. Índice para el manejo de indicadores de la Tabla 7.4

Índice	Indicador
I1	Promedio de la volatilidad precio del sistema (%)
I2	Promedio del precio máximo del sistema (USD/MWh)
I3	Acumulado de la demanda no atendida (MWh)
I4	Promedio del uso de tecnologías térmicas (%)
I5	Acumulado de las emisiones de CO2 (tep/MWh)
I6	Acumulado de la energía no utilizada (MWh)

Fuente: elaboración propia

Tabla 7-4. Resumen comparativo para los indicadores propuestos

Esquema_Escenario	I1	I2	I3	I4	I5	I6
UPME_100	4.1%	\$ 103.3	-	28%	252,919,075	147,583,927
UPME_150	4.3%	\$ 93.1	-	24%	217,073,696	173,389,252
UPME_200	4.6%	\$ 94.2	-	9%	195,604,857	211,358,143
LCOE_100	2.8%	\$ 119.8	-	8%	121,162,028	110,883,552
LCOE_150	2.7%	\$ 96.0	-	6%	91,932,896	130,391,022
LCOE_200	2.8%	\$ 94.4	-	5%	76,080,550	154,945,691
UPME_100_D1	4.9%	\$ 92.9	42,140,537	0%	-	76,256,884
UPME_150_D1	4.9%	\$ 92.7	577,643,494	0%	-	251,336,735
UPME_200_D1	4.9%	\$ 92.7	18,477,646	0%	-	109,126,330
UPME_100_D2	17.8%	\$ 187.2	111,128,358	40%	1,634,169,608	410,534,973
UPME_150_D2	17.8%	\$ 157.7	5,749,105	27%	569,977,551	152,993,059
UPME_200_D2	4.9%	\$ 92.9	291,936	22%	207,069,060	596,059,487
LCOE_100ER	2.9%	\$ 92.9	-	0%	-	342,376,610

Fuente: elaboración propia

De la Tabla 7-4 se observa que, el promedio de uso de las tecnologías térmicas disminuye fuertemente con el esquema LCOE a lo largo de los diferentes escenarios (ver círculo rojo), sin embargo, los cambios no son tan bruscos como en los otros esquemas. Adicionalmente para este esquema de precios de oferta por LCOE se puede observar que el acumulado de emisiones de CO2 y el acumulado de energía no utilizada se mantienen bastante bajos en comparación de los otros

esquemas, lo anterior se debe a la interacción que deben tener todas las tecnologías una vez las FRNC empiezan a competir por las posiciones dentro del despacho.

También se observa que en promedio la volatilidad más baja de los precios del sistema es para los escenarios bajo el esquema LCOE (ver círculo rojo punteado) seguida por el esquema de precios UPME, además que los esquemas de separación de mercados, donde la demanda solo se atiende con tecnologías térmicas más Hidráulica embalse, tienen una alta volatilidad de precios producto de la variación en la disponibilidad de la tecnología hidráulica embalse (ver círculo negro punteado).

## **7.7 Conclusiones del capítulo**

En este capítulo se plantearon los resultados de todos los escenarios y esquemas propuestos que inciden en la fijación de precios del mercado de energía mayorista de electricidad colombiano, así como ofertas con la proyección de precios establecida por la UPME, ofertas con la proyección de precios con LCOE, un esquema de despacho separado por tipo de mercados, cuya demanda se atiende con tecnologías renovables o tecnologías térmicas más Hidráulicas con Embalse y un escenario en el que el país se atiende en un 100% con tecnologías renovables.

Por otra parte, las simulaciones mostraron la manera en que la penetración de tecnologías renovables induce a una reducción de precios del mercado de electricidad si se mantiene el esquema actual de ofertas basadas en los costos de operación de los recursos, debido a que para las FRNC este es cero y para los otros recursos dependen de los precios del combustible o el costo de oportunidad del agua embalsada.

Los resultados de este capítulo mostraron además cómo es el comportamiento de los precios del sistema cuando se establecen esquemas diferentes al actual y responde a qué se podría esperar en caso de que en Colombia la capacidad instalada de FRNC supere las proyecciones de la UPME en los próximos 15 años. Del mismo modo, se evidenció que pese a la alta penetración de energías renovables y a los diferentes esquemas utilizados para establecer el precio de la electricidad por parte de los generadores, este mismo seguirá teniendo volatilidad en el tiempo.

Corresponde en el siguiente capítulo presentar las conclusiones obtenidas de la investigación y nombrar los trabajos futuros que pudieran derivarse del mismo; en adición a ello se explica cómo se logró el cumplimiento de los objetivos mostrados en el Capítulo 4.

## Capítulo 8. Conclusiones y recomendaciones

En este capítulo se consignan las conclusiones finales a las que se llegó con el desarrollo de este trabajo de investigación. De igual manera, se realiza una síntesis del cumplimiento de los objetivos que se trazaron y se ofrecen unas sugerencias respecto a temas de investigación que pueden implementarse o desarrollarse en futuras investigaciones.

### 8.1 Aportes y conclusiones específicas de la tesis

El crecimiento de la capacidad instalada de las tecnologías renovables es una realidad que se está viviendo a nivel mundial, su entrada trae consigo cambios significativos en el funcionamiento tanto técnico como financiero de los mercados eléctricos.

En los despachos por mérito la generación con FRNC entra a la base en virtud de sus costos bajos sin darle importancia a su falta de firmeza a lo largo del día, que es ocasionada por su dependencia a las condiciones climatológicas. Tal situación induce a que se deje de lado a tecnologías más costosas del despacho, pese a que podrían ser más confiables, por ejemplo, las tecnologías térmicas. La implementación de estos esquemas diferentes a los costos de producción cuya finalidad radica en establecer el precio de la energía impulsa el uso prologado en el tiempo de dichas tecnologías térmicas, lo que permitiría analizar e implementar soluciones a la estabilidad de las FRNC.

Uno de los aportes de esta tesis fue la creación de un modelo de simulación estructurado en lenguaje Python para la implementación de escenarios en el mercado de energía colombiano, este desarrollo permite visualizar los pasos de evaluación, diseño y lógicas de programación para modelos de simulación que sean dinámicos en el tiempo.

El código permitió implementar tres esquemas y cuatro escenarios diferentes para la penetración no proyectada de FRNC a la matriz energética, los resultados muestran que con la instalación del doble de la capacidad instalada proyectada por la UPME los precios del sistema caen alrededor de 20 (USD/MWh) y el uso de las tecnologías térmicas cae a medida que aumenta la penetración FRNC.

Según los esquemas evaluados y los resultados obtenidos de la tesis, el mejor esquema a implementar dentro del mercado eléctrico colombiano ante una alta penetración de FRNC es el

esquema de ofertas basadas en LCOE, lo anterior se basa en que las tecnologías renovables no convencionales dejan de ser tomadoras de precios y son obligadas a competir por el mérito dentro del despacho. Adicionalmente, como se puede observar a través de los indicadores en la Tabla 7-4, el esquema con precios de oferta basado en LCOE llega a un precio piso muy parecido al arrojado por el resto de esquemas (alrededor de los 90 USD/MWh) a lo largo de los diferentes escenarios propuesto de penetración de renovables, también es el esquema que mantiene los niveles de energía no utilizada (sobreinstalación) y los niveles de CO<sub>2</sub> más bajos, haciéndolo viable para políticas que buscan apoyar en la disminución de contaminación del medio ambiente.

Otro punto a favor del esquema de precios de oferta basados en el LCOE, es que las FRNC establecen un tiempo en el cual esperan recuperar la inversión de sus proyectos y permiten a las tecnologías térmicas salir paulatinamente del sistema, dejándolas como respaldo hasta que se logre un punto de confiabilidad y seguridad.

Entre otras conclusiones extraídas de los resultados de la tesis, se puede presentar que los bajos costos de las tecnologías renovables podrían terminar por canibalizar los precios del mercado hasta dejar a las mismas FRNC sin incentivos para vender su energía, lo anterior se presenta dado que al desplazar a las tecnologías que imponen el precio marginal, el precio del mercado bajaría cada vez más.

Una alta penetración de FRNC, en donde la tecnología predominante sea la solar fotovoltaica, deja a la matriz energética grandes cantidades de energía no utilizada dado los periodos de uso de este tipo de tecnología, una solución que permite optimizar el uso de energía fotovoltaica sería el uso de baterías para almacenamiento de energía que pueda ser utilizada luego en los periodos de alta demanda.

## **8.2 Reporte del cumplimiento de objetivos**

Puesto que el cumplimiento de todos los objetivos específicos implica que se cumplió el objetivo general de la tesis, a continuación, se expresa el cumplimiento de cada uno de dichos objetivos:

### **Objetivo 1: caracterizar esquemas de fijación del precio de generación de mercados mayoristas de electricidad**

En el Capítulo 2 y Capítulo 3 se hizo una revisión de literatura que abordara trabajos de diferentes autores alrededor de la temática esquemas de imposición de precios en los mercados de energía mayorista, estos se resumen en la Tabla 2-3 y Tabla 3-3, donde se muestra una descripción de cada uno de estos esquemas. Adicionalmente se evalúan los esquemas en escenarios a través de las simulaciones, con lo que se da cumplimiento al objetivo 1 de esta tesis.

### **Objetivo 2: construir un modelo de simulación que permita calcular el precio de un mercado mayorista de electricidad bajo diferentes esquemas**

Se diseñó un modelo de simulación en el lenguaje de programación Python, que está basado en el modelo de despacho actual con algunas aproximaciones expresadas en el Capítulo 6, se sometió ese modelo a prueba para darle robustez. Otros autores han trabajado con software como Matlab (Morcillo, 2017), Powersim (Zapata, y otros, 2018) y Plexos (Cole & Frazier, 2018). De la revisión literaria no se encontró que se haya planteado un modelo de simulación en Python para evaluar esquemas de precios de electricidad, por otro lado, ha sido utilizado de manera más técnica dentro del análisis del comportamiento de sistemas de potencia con análisis de flujos de cargas eléctricas y para pronóstico de precios a través de métodos estadísticos.

El modelo de simulación permitió evaluar de manera sistemática diferentes esquemas y escenarios para el comportamiento del sistema ante la entrada de energías renovables, dando cumplimiento al objetivo dos de esta tesis.

### **Objetivo 3: proponer un conjunto de indicadores para la evaluación de esquemas de fijación de precios para el mercado mayorista de electricidad colombiano**

En la sección 7.6 de Evaluación de los resultados se establecieron indicadores para evaluar en conjunto los diferentes esquemas ante los escenarios propuestos (ver Tabla 7-1), también en esta misma sección se realizó un análisis de todos los indicadores propuestos para dar cumplimiento al objetivo tres de la investigación.

### 8.3 Recomendaciones y trabajos futuros

Durante el desarrollo del estudio surgieron varias consideraciones que superaban el alcance de la investigación, a las cuales no obstante sería interesante tomarlas en consideración en pos de tener una visión más amplia en cuanto a las posibles soluciones al problema planteado. Algunas de esas podrían constituir trabajos o investigaciones futuras que funcionen de complemento a esta en particular; entre ellos los siguientes:

- Diseñar un modelo para analizar resultados de otros tipos de esquemas, como por ejemplo mediante Blockchain.
- Dinamizar todas las variables de entrada al modelo de simulación para ver el comportamiento futuro de otras variables de interés tales como la demanda o la decisión de invertir en el crecimiento de la capacidad instalada.
- Plantear esquemas para analizar el precio del sistema con intercambios de energía entre diferentes países.
- Diseñar un modelo que integre los servicios complementarios que pudieran prestarse en el mercado.
- Considerar e integrar la parte de estabilidad de las FRNC y evaluar nuevamente los escenarios propuestos.

## Capítulo 9. Anexos

### A. Análisis Nivel de embalse Vs. precios de oferta declarados (POFE)

Con información extraída de XM (2018) se realizó un análisis por escenario con la intención de establecer una correlación entre el nivel de embalse y el precio de oferta de los generadores despachados centralmente hidráulicos.

Los escenarios fueron seleccionados con base en los periodos históricos en los que los niveles de embalse se encuentran sometidos a fenómenos de El Niño (ENSO) y periodos de recuperación a niveles normales.

De allí se obtuvo como resultado que el mercado en conjunto no sigue la tendencia del nivel de embalse, (el mismo resultado obtenido del análisis de Rojas (2016)), esto obedece a que los generadores realizan sus ofertas pensando en el precio del agua a futuro con el fin de optimizar sus ganancias. A continuación, se exponen las figuras obtenidas:

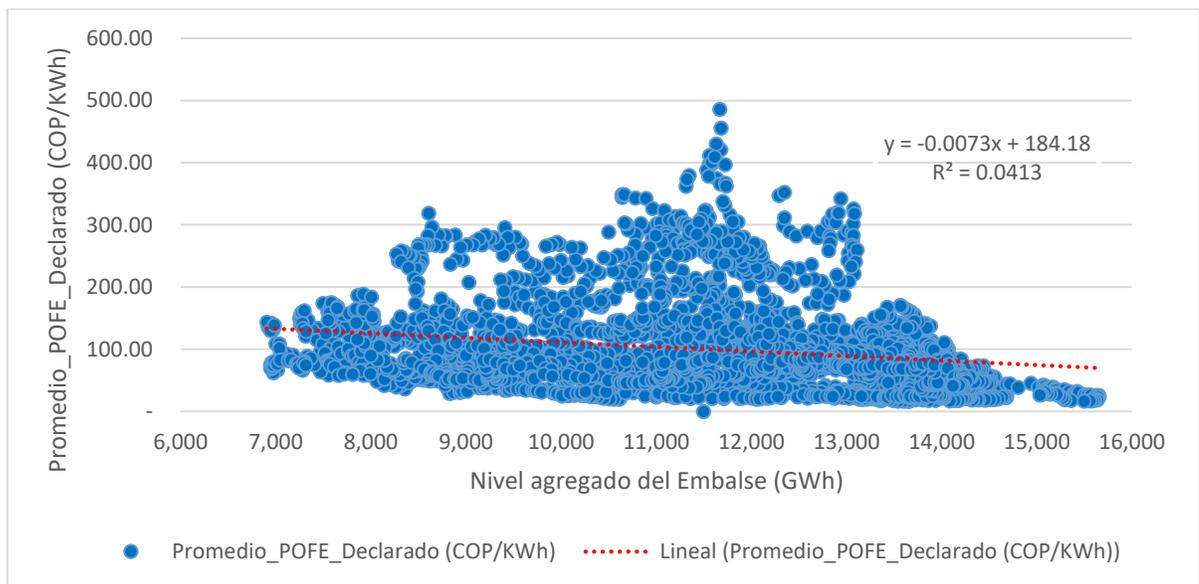


Figura 9-1. Análisis del nivel de embalse Vs. POFE para 10 años

Fuente: elaboración propia con información del portal BI de XM

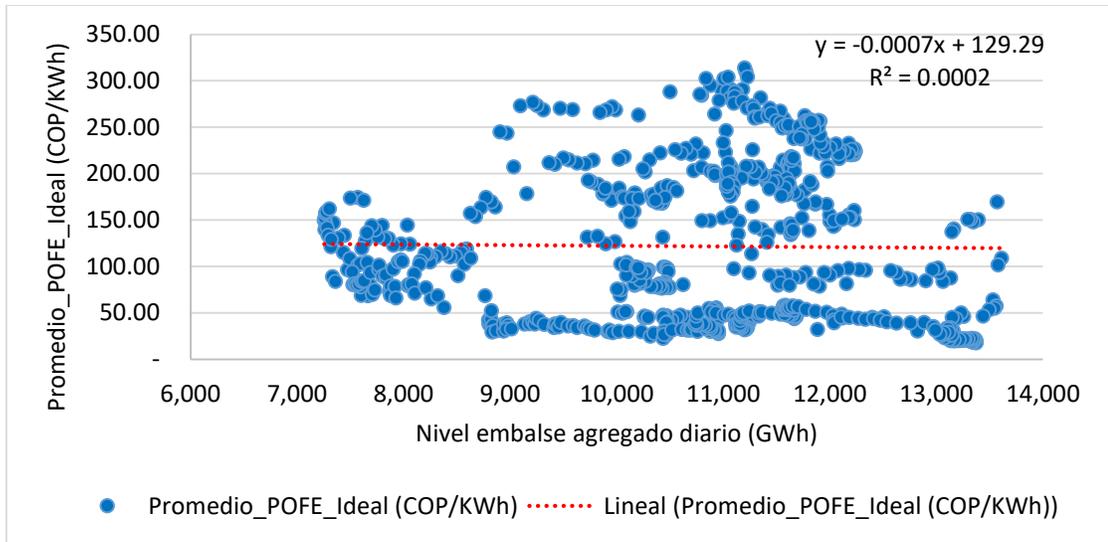


Figura 9-2. Análisis del nivel de embalses POFE declarado para el periodo de niño de octubre de 2009 y abril de 2010

Fuente: elaboración propia con información del portal BI de XM

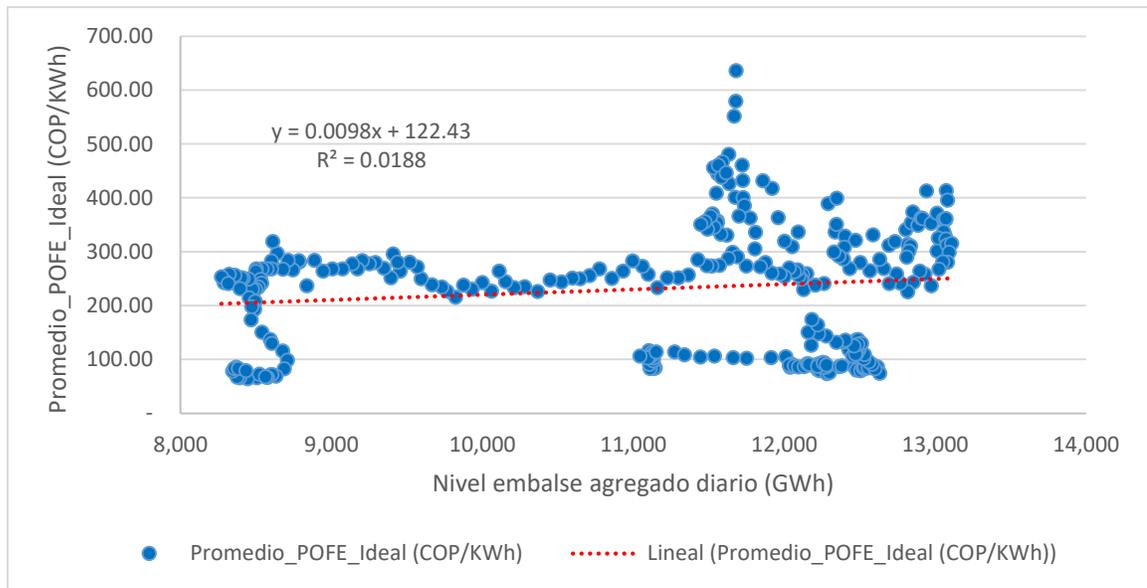


Figura 9-3. Análisis del nivel de embalses POFE declarado para el periodo de niño de octubre de 2015 y abril de 2016

Fuente: elaboración propia con información del portal BI de XM

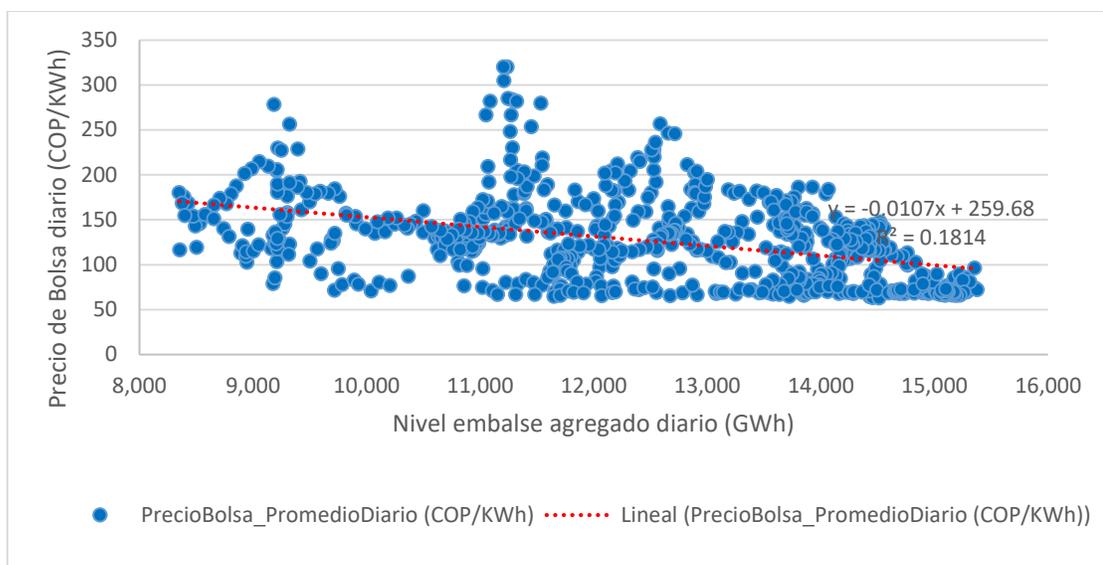


Figura 9-4. Análisis del nivel de embalses POFE declarado para el año 2016

Fuente: elaboración propia con información del portal BI de XM

Dado lo anterior, se estableció una línea de tendencia tomando como precio base los costos de CERE, FAZNI y Ley 99, que corresponden a la base del precio de bolsa en el mercado colombiano actual y el mínimo nivel de embalse; los valores tomados fueron extraídos del portal BI para el mes de junio de 2018. El precio tope se determinó a partir del promedio diario ponderado por el nivel del embalse mensual y techado al precio de escasez según información extraída de XM (2018). Estos valores se pueden observar en la Tabla 9-1.

Tabla 9-1. Valores utilizados para establecer la ecuación de precio de la tecnología Hidráulica  
Embalse

Precio_Oferta (USD/MWh)	Nivel_Embalse (GWh)
22	12,576,040
124	7,598,779

Fuente: elaboración propia

Para todo lo anterior se utilizó información histórica del periodo comprendido desde enero de 2007 a junio de 2018; una TRM utilizada para pasar de COP a USD fue la del 30 de junio de 2018

(en concordancia con los valores históricos) y los precios fueron indexados por IPP para traerlos a valor presente.

En la Figura 9-5 se observa una función lineal decreciente relacionada con el aprovechamiento del embalse, con esta se estableció parte de la ecuación dinámica, que indica que entre mayor sea el nivel de embalse mayores son los precios ofertados por esta tecnología, por el contrario, entre menor es el nivel de embalse menores serán los precios.

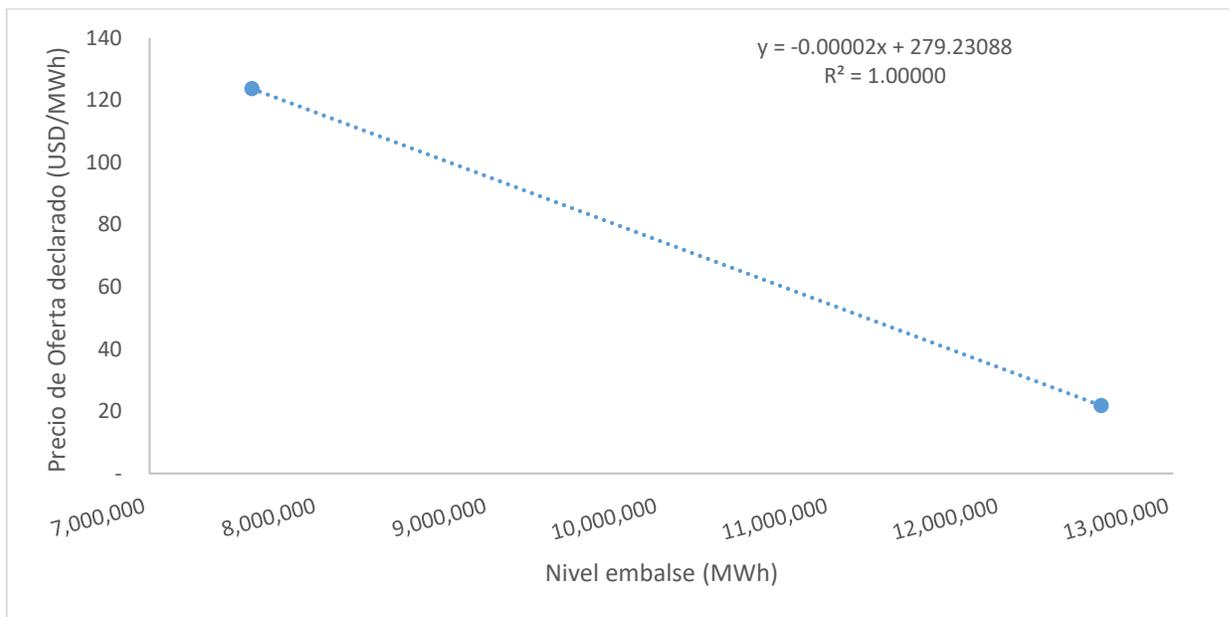


Figura 9-5. Línea de tendencia y ecuación respectiva para determinar los precios de la tecnología Hidráulica Embalse

Fuente: elaboración propia

La dependencia hídrica del país en el sector energético obliga a los generadores a tener en cuenta los cambios climáticos futuros que puedan establecer el precio de la energía (Hurtado, Quintero, & garcía, 2014), por consiguiente, la relación para establecer el precio de la tecnología Hidráulica Embalse estará afectada por el promedio de los aportes esperados para los tres meses siguientes al periodo de despacho cuyo resultado es la Ecuación 9-1.

*Precio*<sub>Hidráulica Embalse</sub>

$$= \text{MAX}(22; -0.00002(\text{Nivel Embalse} \\ + \text{Promedio de aportes esperados en próximos 3 meses}) + 279.23088)$$

*Ecuación 9-1.* Ecuación dinámica para establecer el precio de la tecnología Hidráulica Embalse

## B. Colección de datos utilizados en el modelo de simulación

Parámetro o Variable	Cálculo y/o Valor	Significado y/o interpretación	y/o Unidades	Fuente
<b>Disponibilidad Gas, ACPM, Carbón, PCH, Eólica, Fotovoltaica</b>	$\sum Cantidad_i$	Corresponde al acumulado en cada periodo de la capacidad total de generación por tecnología. Corresponde a las proyecciones de la UPME de la nueva capacidad instalada por tipo de tecnología de generación en el país para cada año i.	(MWh)	(UPME, 2016)
<b>Precio actual o Precio de la UPME para las tecnologías Gas, ACPM, Carbón y Fuel Oil</b>	PROMEDIO (Precio Tecnología Ref. Bajo; Precio Tecnología Ref. Alto; Precio Tecnología Ref. Medio)	Promedio de los valores proyectados para los precios del gas en los escenarios bajo, medio y alto, para los diferentes recursos de generación que pertenecen a la respectiva tecnología en Colombia.	(USD/MWh)	(UPME, 2017a)
<b>Aportes Hidráulica Embalse</b>	*PROMEDIO (MÍNIMO (Cantidad Año-Mes)) *PROMEDIO (Cantidad Año-Mes)  Promedio de los mínimos históricos y promedio históricos respectivamente para cada año mes desde 2000 hasta 2018	Proyección de los aportes mensuales a partir de los aportes comprendidos entre los años 2000-2018.	(MWh)	(XMI, 2018)

<b>Proyección de demanda</b>	Datos originales tomados de la UPME.	Proyección de demanda de energía eléctrica mensual sin incluir GCE y Panamá.	(MWh)	(UPME, 2017b)
<b>Factores de derrateo de la demanda.</b>	Porcentaje de la demanda horaria del sistema con respecto a la demanda diaria del sistema.	Distribución de la demanda a lo largo del día.	NA	(XM, 2018)
<b>TRM</b>	2930.8	TRM utilizada para realizar las conversiones del modelo. Corresponde a la TRM del 30 de junio de 2018.	(COP/USD)	la de la republica, 2018)
<b>LCOE Gas, LCOE ACPM, LCOE Carbón, LCOE PCH, LCOE Eólica y LCOE Fotovoltaica.</b>	Datos originales tomados de la NREL.	Levelized cost of energy para las diferentes tecnologías Gas, ACPM, Carbón, Hidráulica Embalse, PCH, Eólica, Fotovoltaica.	(USD/MWh)	(NREL, 2018)
<b>Precio Hidráulica Embalse</b>	<b>Tecnología</b> Precio = MÁXIMO (Precio Base Tecnología Hidráulica Embalse, - 0.00002*(Excedentes Aportes Esperados) +279.23088)	Precio de oferta de la tecnología Hidráulica Embalse.	(USD/MWh)	Anexo A
<b>Aportes Medios Esperados</b>	Promedio de aportes de los tres meses siguientes al periodo de despacho.	Es el promedio ponderado mensual de la serie de aportes medios desde el año 2000 hasta el año 2018.	(MWh)	(XM, 2018)
<b>Aportes 95Pss Esperados</b>	Promedio de aportes de los tres meses siguientes al periodo de despacho.	Es el promedio ponderado mensual de la serie de aportes al 95pss desde el año 2000 hasta el año 2018.	(MWh)	(XM, 2018)

Precio Base Tecnología	CERE + FAZNI + Ley 99	Hidráulica	Ecuación con la que se establece el precio base de oferta para la tecnología Hidráulica Embalse.	(USD/MWh)	(CREG, 2018)
<b>Hidráulica Embalse</b>					
<b>CERE</b>	19.683		Valor correspondiente al CERE del mes de junio de 2018.	(USD/MWh)	(XM, 2018)
<b>FAZNI</b>	0.682		Fondo a zonas no interconectadas correspondiente al FAZNI de junio de 2018.	(USD/MWh)	(XM, 2018)
<b>Ley 99 Hidráulica</b>	1.537		Ley 99 correspondiente a los recursos hidráulicos del sistema.	(USD/MWh)	(XM, 2018)
<b>Excedentes</b>	$MÁXIMO (Cantidad \text{ Aportes} - \text{Vertimientos})$	$(Cantidad \text{ Generación} + ,0)$	$Cantidad \text{ que queda disponible para ofertar en el periodo } t+1.$	(USD/MWh)	Elaboración propia
<b>Generación Eólica, Fotovoltaica, Gas, ACPM, Fuel Oil y Carbón.</b>	Capacidad instalada disponible según el escenario 1 de la proyección de generación de la UPME.		Cantidad disponible por cada tipo de tecnología multiplicada por su respectivo factor de disponibilidad.	(MWh)	(UPME, 2016)



	<p><b>Eólica:</b>                  0.10;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.                  1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.                  1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.                  1</p> <p><b>Solar</b>                      <b>Fotovoltaica:</b>                  0;0;0;0;0;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.                  1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0.1;0;                  0;0;0;0;0</p> <p>Para recursos Gas, Carbón y                  Combustibles líquidos datos                  extraídos de la UPME.</p> <p>Para el resto de recursos según                  el promedio de generación por                  cada hora con respecto a la                  capacidad instalada por tipo de                  recurso.</p>	<p>diferentes tecnologías para                  cada periodo del día.</p>
--	---	---

Fuente: elaboración propia

### C. Cálculo de intercambio de energía entre áreas

Dentro de la ecuación con la que se determina el máximo de la generación de la tecnología Hidráulica con embalse es necesario calcular el intercambio entre el área Antioquia y Costa Atlántica.

Ello se lleva a cabo tomando como referencia un transformador de 450 MVA planeado para el proyecto Sabanalarga – Bolívar (ISA, 2019), el factor de potencia de Electricaribe 0.8 (Duran & Palencia, 2011) y aplicando la ecuación:

$$P = S * \text{Cos}(\text{Factor de potencia})$$

Ecuación 9-2. Ecuación para el cálculo de la potencia P a partir de la potencia aparente

Fuente: (Soibelzon, 2004)

De la Ecuación 9-2, la capacidad por cada una de las líneas a la costa es de 313.5180192 (MWh) aproximadamente.

En la Figura 9-6 se observa el mapa del Sistema Interconectado Nacional, en el cual se pueden apreciar los tres intercambios de 500 KV entre el centro del país y la Costa Atlántica.



Figura 9-6. Sistema de transmisión nacional

Fuente: UPME (2016)

## Capítulo 10. Bibliografía

- A, J. P., & Saraiva, J. (2012). *Evaluation of the Impact of Wind Generation on the Electricity Market Prices and on the Profitability of New Wind Investments*. EPJ, EDP Sciences. doi:10.1051/epjconf/20123301008
- Andonia, M., Robu, V., Flynn, D., Abram, S., Geach, D., Jenkins, D., . . . Peacock, A. (2019). Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 143-174. Recuperado el 24 de 03 de 2019
- Aketi, V. S. P. (2014). *Prices in Wholesale Electricity Markets and Demand Response*. ProQuest Dissertations and Theses. Ohio University. Retrieved from <https://search.proquest.com/docview/1647259850?accountid=188395>
- Alasseur, C., & Féron, O. (2018). Structural price model for coupled electricity markets. *Energy Economics*, 75, 104–119. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.07.018>
- Andoni, M., Robu, V., David, F., Abram, S., Geach, D., Jenkins, D., ... Peacock, A. (2018). Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 100(November), 143–174. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.014>
- Banshwar, A., Sharma, N. K., Sood, Y. R., & Shrivastava, R. (2017a). Real time procurement of energy and operating reserve from Renewable Energy Sources in deregulated environment considering imbalance penalties. *Renewable Energy*, 113, 855–866. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.059>
- Banshwar, A., Sharma, N. K., Sood, Y. R., & Shrivastava, R. (2017b). Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets. *Energy Strategy Reviews*, 18, 106–120. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.009>
- Barlas, Y. (1996). Formal aspects of model validity and validation in system dynamics. *System Dynamics Review*, 12(3), 183–210. [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-1727\(199623\)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4](https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-1727(199623)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4)
- Barroso, L. A., Cavalcanti, T. H., Giesbertz, P., & Purchala, K. (2005). Classification of electricity market models worldwide. *2005 CIGRE/IEEE PES International Symposium*, (i), 9–16. <https://doi.org/10.1109/CIGRE.2005.1532720>
- Bedoya, J. C., Rodas, E., & García, D. F. (2017). Aspectos Comerciales del Esquema del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Eléctrico Colombiano. *Scientia et Technica*, 21(1), 5. <https://doi.org/10.22517/23447214.10171>
- Benedict, B. A. (2017). Benefits of Scenario Planning Applied to Energy Development. *Energy*

- Procedia*, 107(September 2016), 304–308. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.12.157>
- Bielen, D., Burtraw, D., Palmer, K., & Steinberg, D. (2003). *The Future of Power Markets in a Low Marginal Cost World*. Washington. Retrieved from [www.rff.org](http://www.rff.org)
- Bjørndal, E., Bjørndal, M., Cai, H., & Panos, E. (2018). Hybrid pricing in a coupled European power market with more wind power. *European Journal of Operational Research*, 264(3), 919–931. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2017.06.048>
- Blazquez, J., Fuentes-Bracamontes, R., Bollino, C. A., & Nezamuddin, N. (2018). The renewable energy policy Paradox. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(September 2017), 1–5. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.002>
- Castro, N. J. de, Brandão, R., Hubner, N., Dantas, G., & Rosental, R. (2014). La formación del precio de la energía eléctrica - Experiencias internacionales y el modelo brasileño. *GESEL- Grupo de Estudos Do Setor Elétrico*, 62, 1–74. Retrieved from <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/TDSE62esp.pdf>
- Celebi, E. (2005). *MODELS OF EFFICIENT CONSUMER PRICING SCHEMES IN ELECTRICITY MARKETS*. University of Waterloo.
- Child, M., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2018). The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Energy Procedia*, 155, 44–60. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.067>
- Cole, W., & Frazier, A. W. (2018). Impacts of increasing penetration of renewable energy on the operation of the power sector. *Electricity Journal*, 31(10), 24–31. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.11.009>
- CREG. Resolución CREG 071 de 2006, Pub. L. No. 071 de 2006, 70 (2006). Retrieved from [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/243937481e5177820525785a007a6f75/\\$FILE/Creg071-2006.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/243937481e5177820525785a007a6f75/$FILE/Creg071-2006.pdf)
- David, A. K., & Fushuan Wen. (2002). Strategic bidding in competitive electricity markets: a literature survey. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 00, 2168–2173. <https://doi.org/10.1109/pess.2000.866982>
- de Vries, L. J. (2003). The instability of competitive energy-only electricity markets. *Research Symposium on European Electricity Markets*, (September), 1–8. Retrieved from [http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bs/Symp\\_Electricity-markets/b2\\_4-paper.pdf](http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bs/Symp_Electricity-markets/b2_4-paper.pdf)
- Dutta, G., & Mitra, K. (2017). A literature review on dynamic pricing of electricity. *Journal of the Operational Research Society*, 68(10), 1131–1145. <https://doi.org/10.1057/s41274-016-0149-4>
- Enersinc & DNP. (2017). Energy Supply Situation in Colombia, 32(8), 1–163. <https://doi.org/10.1109/TPAMI.2009.161>
- Frew, B. A., Milligan, M., Brinkman, G., Bloom, A., Clark, K., & Denholm, P. (2016). Revenue Sufficiency and Reliability in a Zero Marginal Cost Future. *15th Wind Integration Workshop*,

- (December). Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66935.pdf>
- Gilbert, N., & Troitzsch, K. G. (2005). *Simulation for the Social Scientist*. Retrieved from <http://www.modares.ac.ir/uploads/Agr.Oth.Lib.16.pdf>
- Grossi, L., & Nan, F. (2019). Robust forecasting of electricity prices: Simulations, models and the impact of renewable sources. *Technological Forecasting and Social Change*, 141(January), 305–318. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2019.01.006>
- Hartel, R., Fichtner, W., & Keles, D. (2015). Electricity market design options for promoting low carbon technologies. *INSIGHT\_E*, 3(April). Retrieved from [http://www.insightenergy.org/ckeditor\\_assets/attachments/71/rreb3.pdf](http://www.insightenergy.org/ckeditor_assets/attachments/71/rreb3.pdf)
- Hoyos, S., Franco, C. J., & Dyner, I. (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://doi.org/10.17230/ingciencia.13.26.5>
- IRENA; IEA; REN21. (2018). *Renewable Energy Policies in a Time of Transition. International Journal of Production Research* (Vol. 53). <https://doi.org/ISBN 978-92-9260-061-7>
- Jaramillo, J. (2017). *Implementación de Mercados Intradiarios de Generación en Colombia*. Universidad Nacional de Colombia Facultad.
- Jiménez, M. (2016). *Evaluación de los efectos de la penetración fotovoltaica en la curva de carga del sector residencial: el caso colombiano*. Universidad Nacional de Colombia. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/52185/>
- Keay, M. (2016). *Electricity markets are broken – can they be fixed? Oxford Inst. Energy Studies*. <https://doi.org/10.1006/clim.2000.4836>
- Kirschen, D. S., Strbac, G., Cumperayot, P., & Mendes, D. D. P. (2000). Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 15(2), 612–617. Retrieved from <https://ieeexplore-ieee-org.ezproxy.unal.edu.co/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=867149>
- Kosow, H., & Gassner, R. (2008). *Methods of future and scenario analysis: overview, assessment and selection criteria*. Retrieved from [http://edoc.vifapol.de/opus/volltexte/2013/4381/pdf/Studies\\_39.2008.pdf](http://edoc.vifapol.de/opus/volltexte/2013/4381/pdf/Studies_39.2008.pdf)
- Krause, T., & Andersson, G. (2008). Evaluating congestion management schemes in liberalized electricity markets using an agent-based simulator. *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 8 pp. <https://doi.org/10.1109/pes.2006.1709123>
- Lamadrid, A., Jeon, W., Lu, H., & Mount, T. (2017). The Case for a Simple Two-Sided Electricity Market. *Proceedings of the 50th Hawaii International Conference on System Sciences (2017)*, 3112–3121. <https://doi.org/10.24251/hicss.2017.376>
- Maekawa, J., Hai, B. H., Shinkuma, S., & Shimada, K. (2018). The effect of renewable energy generation on the electric power spot price of the Japan electric power exchange. *Energies*, 11(9). <https://doi.org/10.3390/en11092215>

- Mentor Poveda, M. (2004). *Mercados Energeticos En America Latina Y El Caribe Proyecto : Energeticos Fecha : Diciembre 2004*.
- NEA. (2019). The Costs of Decarbonisation. *The Costs of Decarbonisation*. <https://doi.org/10.1787/9789264312180-en>
- Pereira, A. J., & Saraiva, J. T. (2012). Evaluation of the Impact of Wind Generation on the Electricity Market Prices and on the Profitability of New Wind Investments. *EPJ Web of Conferences*, 33, 01008. <https://doi.org/10.1051/epjconf/20123301008>
- Riesz, J., & Milligan, M. (2015). Designing electricity markets for a high penetration of variable renewables. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 4(3), 279–289. <https://doi.org/10.1002/wene.137>
- Seel, J., Mills, A., & Wiser, R. (2018). Impacts of high variable renewable energy futures on wholesale electricity prices, and on electric-sector decision making, (May). Retrieved from <https://escholarship.org/uc/item/2xq5d6c9>
- Sweeting, A. (2000). The Wholesale Market for Electricity in England and Wales : Recent Developments and Future Reforms, (September).
- Timmons, D., Harris Brian, J. M., & Roach, B. (2014). *La Economía de las Energías Renovables*. Massachusetts. Retrieved from [http://www.ase.tufts.edu/gdae/education\\_materials/modules/EconomiaEnergiasRenovables.pdf](http://www.ase.tufts.edu/gdae/education_materials/modules/EconomiaEnergiasRenovables.pdf)
- Triki, C., & Violi, A. (2009). Dynamic pricing of electricity in retail markets. *4or*, 7(1), 21–36. <https://doi.org/10.1007/s10288-007-0056-2>
- Villada, F., Lopéz, J., & Muñoz, N. (2017). Effects of Incentives for Renewable Energy in Colombia. *Ingeniería y Universidad*, 21(2). <https://doi.org/10.11144/javeriana.iyu21-2.eire>
- Winkler, J., & Altmann, M. (2012). Market Designs for a Completely Renewable Power Sector. *Zeitschrift Für Energiewirtschaft*, 36(2), 77–92. <https://doi.org/10.1007/s12398-012-0073-5>
- Wood, A. J. (1996). *Power Generation Operation and Control*. *Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Wu, S. (2008). *AGENT-BASED DISCRETE EVENT SIMULATION MODELING AND EVOLUTIONARY REAL-TIME DECISION MAKING FOR LARGE-SCALE SYSTEMS*. UNIVERSITY OF PITTSBURGH. Retrieved from [http://d-scholarship.pitt.edu/10285/1/WU\\_Shengnan\\_2008.pdf](http://d-scholarship.pitt.edu/10285/1/WU_Shengnan_2008.pdf)
- Zambrano, C. O. (2013). *Análisis de mecanismos de mercado para la remuneración y asignación de capacidad de transmisión en el mercado eléctrico colombiano*. Universidad Nacional de Colombia. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/10560/>
- Zapata, S., Castaneda, M., Jimenez, M., Julian Aristizabal, A., Franco, C. J., & Dyner, I. (2018). Long-term effects of 100% renewable generation on the Colombian power market. *Sustainable*

*Energy Technologies and Assessments*, 30(February), 183–191.  
<https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.10.008>

Aracil, J., & Gordillo, F. (2000). *Dinámica de Sistemas*. Alianza Editorial. Recuperado el 13 de 01- de 2019, de <http://tiesmexico.cals.cornell.edu/courses/shortcourse5/minisite/pdf/Literatura/Aracil%20Gordillo%20DS.pdf>

Arenas, D. (2014). MERCADO SPOT DE ENERGÍA Y MODELO ALTERNATIVO PARA LA FIJACIÓN DE UN PRECIO EFICIENTE. *MERCADO SPOT DE ENERGÍA Y MODELO ALTERNATIVO PARA LA FIJACIÓN DE UN PRECIO EFICIENTE*. Medellín, Colombia: Universidad Eafit. Recuperado el 02 de 02 de 2019, de [https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/2873/David\\_ArenasHoyos\\_2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/2873/David_ArenasHoyos_2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

asoenergía. (2018). Memorias tercer foro energía para la competitividad 2018 - 2022. *Memorias tercer foro energía para la competitividad 2018 - 2022*. Bogotá, Colombia. Recuperado el 30 de 04 de 2019, de <http://asoenergia.com/wp-content/uploads/2018/12/Memorias-Foro-Energia%CC%81a-para-la-Competitividad-2018-2022.pdf>

Auer, H., & Haas, R. (08 de 04 de 2016). On integrating large shares of variable renewables into the electricity system. *ENERGY XXX*(115), 1-10. Recuperado el 09 de 02 de 2019, de <https://pdfs.semanticscholar.org/8d7c/fdb2c6e81c5e13854091cc504c84daf19d45.pdf>

Banco de la República. (2018). *Tasa de cambio del peso colombiano (TRM)*. Bogotá D.C. Recuperado el 01 de 04 de 2019, de <http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/images/icono-excel.gif>

Banco Mundial. (2017). *Energy Supply Situation in Colombia*. Bogotá. Recuperado el 07 de 12 de 2018, de <https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Supply%20Situation%20vf.pdf>

Banks, J. (2005). *Introduction to Discrete-Event System Simulation*. India: Pearson Education India.

- Banshwar, A., Kumar, N., Raj, Y., & Shrivastava, R. (12 de 09 de 2017). Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets. (ELSEVIER, Ed.) *Energy Strategy*, 106-120. Recuperado el 25 de 01 de 2019
- Barlas, Y. (1996). Formal aspects of model validity and validation in system dynamics. *Systems Dynamics Review*, 12(3), 194. Recuperado el 19 de 01 de 2019, de [http://www.ie.boun.edu.tr/labs/sesdyn/publications/articles/Barlas\\_1996.pdf](http://www.ie.boun.edu.tr/labs/sesdyn/publications/articles/Barlas_1996.pdf)
- BarreiraM, A., Patierno, M., & Bautista, C. R. (11 de 2017). Impacts of pollution on our health and the planet: The case of coal power. *Perspectives*(28). Recuperado el 23 de 02 de 2019, de [https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/22218/Perspective\\_No\\_28\\_web.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/22218/Perspective_No_28_web.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Bedoya, J., Rodas, E., & García, D. (01 de 03 de 2016). Descripción de los Aspectos Comerciales del Esquema del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Eléctrico Colombiano. *Scientia et Technica Año XXI*, 21. Recuperado el 11 de 04 de 2019, de <https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/viewFile/10171/8161>
- Bedoya, L. (2017). Efectos del desarrollo tecnológico de las baterías en el Sistema Interconectado Nacional de Colombia. Recuperado el 01 de 04 de 2019
- Benedict, B. (2017). Benefits of Scenario Planning Applied to Energy Development. *Energy Procedia*, 107, 304-308. Recuperado el 11 de 04 de 2019
- Bielen, D., Burtraw, D., Palmer, K., & Steinberg, D. (2017). The Future of Power Markets in a Low Marginal Cost world. *Resources for the future*, 17-26. Recuperado el 25 de 01 de 2019
- Bjørndal, E., Bjørndal, M., Cai, H., & Panos, E. (2018). Hybrid pricing in a coupled European power market with more wind power. *European Journal of Operational Research*, 264(3), 919–931. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2017.06.048>
- Blazquez, J., Fuentes-Bracamontes, R., Bollino, C., & Nesamuddin, N. (2018). The renewable energy policy Paradox. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1-5. Recuperado el 26 de 01 de 2019

- Botero, J., García, J., & Velásquez, H. (2016). EFECTOS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD SOBRE EL PRECIO SPOT DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA. *Cuaderno de Economía*, 35(68), 491-519. doi:10.15446/cuad.econ.v35n68.52732
- Bueno, M., Sarmiento, L. R., & Rodríguez, P. (07 de 2016). Análisis de costos de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano. *Ingeniería y Desarrollo*, 34(2), 1-23. Recuperado el 02 de 01 de 2019, de <http://rcientificas.uninorte.edu.co/index.php/ingenieria/article/view/7282/8664>
- Buus, T. (28 de 07 de 2017). Energy efficiency and energy prices: A general mathematical framework. *ENERGY*, 743-754. Recuperado el 29 de 10 de 2017, de [https://ac-els-cdn-com.ezproxy.unal.edu.co/S0360544217313439/1-s2.0-S0360544217313439-main.pdf?\\_tid=0f55acec-bcb6-11e7-9b7f-00000aab0f26&acdnat=1509287759\\_de27fd0b6d6f9db1314813b67b924272](https://ac-els-cdn-com.ezproxy.unal.edu.co/S0360544217313439/1-s2.0-S0360544217313439-main.pdf?_tid=0f55acec-bcb6-11e7-9b7f-00000aab0f26&acdnat=1509287759_de27fd0b6d6f9db1314813b67b924272)
- Cadavid, E. (2012). *SEGUIMIENTO A LAS RESTRICCIONES DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO*. XM, Medellín. Recuperado el 24 de 03 de 2019, de [https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/521/Edgar\\_CadavidMazo\\_2008.pdf;jsessionid=38099E5A59CD960BCFA6CFDCE88981EB?sequence=1](https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/521/Edgar_CadavidMazo_2008.pdf;jsessionid=38099E5A59CD960BCFA6CFDCE88981EB?sequence=1)
- Castañeda, M., Jiménez, M., Zapata, S., Franco, C., & Dyner, I. (2017). Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy*, 105-116.
- Castro, L. d. (2016). *Informe sobre el Sector Eléctrico Colombiano\**. Bogotá. Recuperado el 27 de 01 de 2019, de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/8e7d5ef7bd314e4e0525803e0078de58/\\$FILE/Circular065-2016%20Anexo1.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/8e7d5ef7bd314e4e0525803e0078de58/$FILE/Circular065-2016%20Anexo1.pdf)
- Castro, N. d., Brandão, R., Hubner, N., Dantas, G., & Rosental, R. (11 de 2014). *La formación del precio de la energía eléctrica: experiencias internacionales y el modelo brasileño*. Universidade Federal do Río de Janeiro (UFRJ). Río de Janeiro: Grupo de estudos do setor Eléctrico (GESEL). Recuperado el 16 de 10 de 2017, de <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/TDSE62esp.pdf>

- Castro, N. J., Brandao, R., Marcu, S., & Dantas, G. (2010). *Market design in electric systems with high renewables penetration*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Grupo de Estudos do Setor Eléctrico.
- Chassin, D., Behboodi, S., & Djilali, N. (2017). Optimal Subhourly Electricity Resource Dispatch Under Multiple Price Signals With High Renewable Generation Availability. *SLAC National Accelerator Laboratory*. Recuperado el 27 de 02 de 2019, de <http://www.slac.stanford.edu/pubs/slacpubs/17000/slac-pub-17103.pdf>
- Child, M., Breyer, C., Bogdanov, D., & Fell, H.-J. (2017). The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Ukraine. *Energy Procedia* 2017;135:410–23. *Energy Procedia*, 410-423.
- Ciarreta, A., Espinoza, M. P., & Pizarro, C. (2012). Efecto de la energía renovable en el mercado diario de electricidad. Escenario 2020\*. *Información Comercial Española - Cuadernos económicos*, 83. Recuperado el 30 de 08 de 2017, de [http://www.revistasice.com/CachePDF/CICE\\_83\\_101-116\\_\\_01C04301B7C7A512D520A81B9E148D43.pdf](http://www.revistasice.com/CachePDF/CICE_83_101-116__01C04301B7C7A512D520A81B9E148D43.pdf)
- Climate Council. (13 de 01 de 2019). *Climate Council*. Obtenido de 11 COUNTRIES LEADING THE CHARGE ON RENEWABLE ENERGY: <https://www.climatecouncil.org.au/11-countries-leading-the-charge-on-renewable-energy/>
- Clo, E., Cataldi, A., & Zoppoli, P. (2015). The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy*, 79-88.
- Cole, W., & Frazier, W. (2018). Impacts of increasing penetration of renewable energy on the operation of the power sector. *The Electricity Journal*, 31, 24-31. Recuperado el 14 de 04 de 2019
- CONGRESO DE LA REPÚBLICA. (13 de 05 de 2014). LEY 1715 DE 2014. *LEY 1715 DE 2014*. Bogotá. Obtenido de [http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1715\\_2014.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html)

CONSORCIO ENERGÉTICO CORPOEMA. (2010). *FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE)*. Bogotá: UPME. Recuperado el 01 de 10 de 2017, de [http://www.upme.gov.co/sigic/documentosf/vol\\_2\\_diagnostico\\_fnce.pdf](http://www.upme.gov.co/sigic/documentosf/vol_2_diagnostico_fnce.pdf)

Corredor, G. (18 de 01 de 2018). Colombia y la transición energética. *Ciencia Política*, 13(25), 107-125. doi:<https://doi.org/10.15446/cp.v12n25.70257>

Cortés, S., & Arango, A. (2017). Energías renovables en Colombia: una aproximación desde la economía. *Revista Ciencias Estratégicas*, 25(38), 375-390. doi:[rces.v25n38.a7](https://doi.org/10.15446/rce.v25n38.a7)

Couture, T., Jacobs, D., & Appleman, N. (2018). *A WORD ON LOW COST RENEWABLES*. Agora Energiewende. Recuperado el 01 de 04 de 2019, de [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/A\\_word\\_on/Agora\\_Energiewende\\_a\\_word\\_on\\_low-cost-renewables\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/A_word_on/Agora_Energiewende_a_word_on_low-cost-renewables_WEB.pdf)

CREG. (1995). CREG 025 de 1995 y aquellas que la modifiquen. *CREG 025 de 1995 y aquellas que la modifiquen*. Bogotá, Colombia. Recuperado el 14 de 12 de 2018, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95025>

CREG. (15 de 10 de 1996). Resolución 086 de 1996. *Resolución 086 de 1996*. Bogotá D. C. Recuperado el 01 de 04 de 2019, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/46d97f55067738340525785a007a5eae?OpenDocument>

CREG. (06 de 08 de 1999). Resolución CREG 035 de 1999. Bogotá, Colombia. Recuperado el 12 de 02 de 2019, de <http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG035-99?OpenDocument>

CREG. (2006). *Características generales del Mercado Mayorista - Transacciones en el MEM: Contratos bilaterales*. Obtenido de Cargo por Confiabilidad: [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado\\_mayorista/contratos.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/contratos.htm)

CREG. (2006). CREG 071 de 2006. *Resolución REG 071 de 2006*. Bogotá, Colombia. Obtenido de

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/243937481e5177820525785a007a6f75?OpenDocument>

CREG. (26 de 12 de 2016). Documento CREG-156. *Precio de escasez*. Bogotá D.C., Colombia. Recuperado el 06 de 04 de 2019, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

CREG. (2018). Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional.

CREG. (2018). *Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios*. CREG. Bogotá: Diario Oficial de la CREG. Recuperado el 17 de 12 de 2018, de <http://www.creg.gov.co/index.php/es/normatividad/normas/circulares>

CREG. (2018). TALLER RESOLUCIÓN CREG 010 DE 2018. *TALLER RESOLUCIÓN CREG 010 DE 2018: TARIFA DE VENTA EN BLOQUE*. Bogotá D.C. Recuperado el 01 de 04 de 2019, de <http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/2018/PDF/may172018%20taller%20res%20010%20de%202018.pdf>

CREG; Fonroche. (Diciembre de 2017). CONSULTORÍA PARA ESTABLECER UNA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE ENERGÍA FIRME DE UNA PLANTA SOLAR. Madrid, España. Recuperado el 20 de 01 de 2019, de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/\\$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf)

DARWALL, R. (17 de 03 de 2016). *The Telegraph*. Recuperado el 10 de 09 de 2017, de <http://www.telegraph.co.uk/business/2016/03/06/wind-and-solar-have-destroyed-the-ability-of-the-market-to-signa/>

Denny, E., O'Mahoney, A., & Lannoye, E. (2018). Modelling the impact of wind generation on electricity market prices in Ireland: An econometric versus unit commitment approach. *Renewable Energy*, 109-119. Recuperado el 01 de 04 de 2019

de Vries, L. J. (2003). The instability of competitive energy-only electricity markets. *Research*

- Symposium on European Electricity Markets*, (September), 1–8. Retrieved from [http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bs/Symp\\_Electricity-markets/b2\\_4-paper.pdf](http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bs/Symp_Electricity-markets/b2_4-paper.pdf)
- Dobias, J. (18 de 08 de 2015). *Comisión Nacional de energía eléctrica*. Obtenido de El fenómeno de El Niño y su impacto en la generación hidroeléctrica de Chixoy: <http://www.cnee.gob.gt/wp/?p=2027>
- Duran, C., & Palencia, A. (2011). PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE LOS CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UNIVERSIDAD DEL ATLÁNTICO SEDE NORTE. *PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE LOS CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UNIVERSIDAD DEL ATLÁNTICO SEDE NORTE*. Barranquilla, Atlántico, Colombia. Recuperado el 29 de 03 de 2019, de [https://uniatlantico.edu.co/uatlantico/pdf/arc\\_12506.pdf](https://uniatlantico.edu.co/uatlantico/pdf/arc_12506.pdf)
- Dyner, I., & Larsen, E. (23 de October de 2001). From planning to strategy in the electricity industry. *Energy Policy*(29), 1145-1154. Recuperado el 13 de 01 de 2019, de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421501000404?via%3Dihub>
- Eastin, R., & Arbogast, G. (2011). Demand and Supply Analysis: Introduction. En C. Institute. CFA Institute. Recuperado el 23 de 12 de 2018, de <https://www.cfainstitute.org/-/media/documents/support/programs/cfa/prerequisite-economics-material-demand-and-supply-analysis-intro.ashx>
- ECORYS. (2017). *Investments in a renewables only market*. Rotterdam. Recuperado el 02 de 02 de 2019
- Edmonds, B., & Meyer, R. (2017). *Simulating Social Complexity*. Springer. Recuperado el 24 de 03 de 2019
- EIA. (2019). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2019*. Recuperado el 24 de 03 de 2019, de [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity\\_generation.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf)
- Energysinc & DNP. (2017). Energy Supply Situation in Colombia, 32(8), 1–163. <https://doi.org/10.1109/TPAMI.2009.161>
- Esterman, J. D., & Booth, L. (2000). Assessing public understanding of global warming. *Business Dynamics*.

- European Commission. (2016). *Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*. REPORT FROM THE COMMISSION, Brussels. Recuperado el 03 de 02 de 2019, de [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en\\_.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en_.pdf)
- Fernández, D. (09 de 03 de 2018). Los cuatro modelos de mercado eléctrico. Recuperado el 25 de 04 de 2019, de <http://danifernandez.org/articulo/los-4-modelos-mercado-electrico/>
- Franco, F. (2012). ANÁLISIS DE UN MODELO DE MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA DE CORTO PLAZO MEDIANTE TEORÍA DE JUEGOS. Pereira, Risaralda, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira. Recuperado el 23 de 12 de 2018
- Frew, B., Milligan, M., Brinkman, G., Bloom, A., Clark, K., & Denholm, P. (2016). Revenue Sufficiency and Reliability in a Zero Marginal Cost Future. En NREL (Ed.). Viena: NREL. Recuperado el 10 de 09 de 2017, de <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66935.pdf>
- Garavito, E. (2012). Técnicas Modernas de Optimización. *Técnicas Modernas de Optimización*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander (UIS).
- Garcés, E. (2013). *Evaluación de políticas para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica en Colombia*. Universidad Nacional de Colombia Facultad. Retrieved from <http://bdigital.unal.edu.co/39641/1/1037589263.2014.pdf>
- García, J., & Medina, V. (2011). La simulación basada en agentes: una nueva forma de explorar los fenómenos sociales. 19. doi:10.5477/cls/rels.136.91
- Gómez, D., & Suárez, P. (2010). Dinámica no lineal y sistemas complejos con python (Notas de clase). *Dinámica no lineal y sistemas complejos con python (Notas de clase)*. Obtenido de [http://jacobi.fis.ucm.es/david/jornada-sage-python/charlas/David\\_G\\_Ullate/talk\\_python-sage.pdf](http://jacobi.fis.ucm.es/david/jornada-sage-python/charlas/David_G_Ullate/talk_python-sage.pdf)
- González, B., & Múgica, B. (1998). La dinámica de sistemas como metodología para la elaboración de modelos de simulación. Oviedo, España, España: Universidad de Oviedo. Obtenido de [dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3938571&orden=349308&info=link](http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3938571&orden=349308&info=link)
- Gutierrez, G., & Sheblé, G. (17 de 07 de 2009). Modeling energy market dynamics using discrete event system simulation. *ENERGY*, 34(10), 1467-1476.

- Grossi, L., & Nan, F. (2019). Robust forecasting of electricity prices: Simulations, models and the impact of renewable sources. *Technological Forecasting and Social Change*, 141(January), 305–318. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2019.01.006>
- Hamburg Institute of International Economics (HWWI). (2006). *On the impact of renewable energy support schemes on power prices*. Hamburg: Thomas Straubhaar. Recuperado el 02 de 09 de 2017, de <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/48172/1/663968380.pdf>
- Hartner, M., & Permoser, A. (10 de 09 de 2018). Through the valley: The impact of PV penetration levels on price volatility and resulting revenues for storage plants. *Renewable Energy*, 1184-1195. Recuperado el 23 de 03 de 2019
- Hartel, R., Fichtner, W., & Keles, D. (2015). Electricity market design options for promoting low carbon technologies, (April). Retrieved from [http://www.insightenergy.org/ckeditor\\_assets/attachments/71/rreb3.pdf](http://www.insightenergy.org/ckeditor_assets/attachments/71/rreb3.pdf)
- Heisig, F., & Mohr, A. (04 de 06 de 2016). *Costo de abastecimiento de nueva energía (LACE) y costo de desarrollo de la energía (LCOE): la nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema*. Obtenido de Costo de abastecimiento de nueva energía (LACE) y costo de desarrollo de la energía (LCOE): La nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema.: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/abatim/Entrega%20final%20LCOE%20LACE.htm>
- Herrera, O., & Becerra, L. (2014). Diseño General de las Etapas de Simulación de Procesos con Énfasis en el Análisis de Entrada. *12th Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology*. Guayaquil.
- Hong, J., Kim, J., Sona, W., Shin, H., Kim, N., Lee, W. K., & Kim, J. (02 de 01 de 2019). Long-term energy strategy scenarios for South Korea: Transition to a sustainable energy system. *Energy Policies*, 127, 425- 437. Recuperado el 11 de 04 de 2019
- Hoyos, S., Franco, C., & Dyer, I. (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. doi:10.17230/ingciencia.13.26.5
- Hurtado, L., Quintero, O., & García, J. (12 de 2014). Estimación del precio de oferta de la energía eléctrica en Colombia mediante inteligencia artificial. *REVISTA DE MÉTODOS*

*CUANTITATIVOS PARA LA ECONOMÍA Y LA EMPRESA*, 54-87. Recuperado el 01 de 04 de 2019

Ibarra, D., & Redondo, J. (2015). Dinámica de sistemas, una herramienta para la educación ambiental en ingeniería. *Luna Azul*(41), 152-164. doi:10.17151/luaz.2015.41.9

IRENA. (2017). *Renewable Energy Statistics 2017*. Abu Dabi: The International Renewable Energy Agency. Recuperado el 07 de 12 de 2018, de <https://www.irena.org/publications/2017/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2017>

IRENA. (2018). *Renewables Energy Policies in a Time of Transition*. Recuperado el 23 de 03 de 2019, de [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA\\_IEA\\_REN21\\_Policies\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf)

IRENA. (2019). *A New World - The Geopolitics of the Energy Transformation*. Recuperado el 23 de 03 de 2019, de [http://geopoliticsofrenewables.org/assets/geopolitics/Reports/wp-content/uploads/2019/01/Global\\_commission\\_renewable\\_energy\\_2019.pdf](http://geopoliticsofrenewables.org/assets/geopolitics/Reports/wp-content/uploads/2019/01/Global_commission_renewable_energy_2019.pdf)

IRENA. (2019). *Global levelized cost of electricity from utility-scale renewable power generation technologies 2010-2017*. Obtenido de Featured Dash board - Cost: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=3&subTopic=1065>

ISA. (2019). *Línea de transmisión Sabanalarga – Bolívar 500 mil voltios*. Obtenido de Línea de transmisión Sabanalarga – Bolívar 500 mil voltios: <http://www.isaintercolombia.com/Proyectos/26/linea-de-transmision-sabanalarga---bolivar-500-mil-voltios>

Jaramillo, J. (2017). Implementación de Mercados Intradiarios de Generación en Colombia. *Tesis de maestría: Implementación de Mercados Intradiarios de Generación en Colombia*. Medellín, Antioquia, Colombia. Recuperado el 24 de 03 de 2019

Jiménez, M., Franco, C. J., & Dyner, I. (2016). Diffusion of renewable energy technologies: The need for policy in Colombia. *ELSEVIER*. doi:10.1016/j.energy.2016.06.051

KAUFMAN, L. (14 de 06 de 2017). *As Solar Pushes Electricity Prices Negative, 3 Solutions for California's Power Grid*. Obtenido de *As Solar Pushes Electricity Prices Negative, 3*

Solutions for California's Power Grid:

<https://insideclimatenews.org/news/14062017/solar-renewable-energy-negative-prices-california-power-grid-solutions>

Keen, S., & Standish, R. (08 de 2014). Desenmascarando la teoría de la empresa, una cronología. *Debate Económico*, 3(8), 15-72. Recuperado el 29 de 10 de 2017, de <http://132.248.9.34/hevila/DebateeconomicoMexicoDF/2014/vol3/no8/2.pdf>

Kosow, H., & Gaßner, R. (2008). *Methods of Future and Scenario Analysis*. Bonn. Recuperado el 01 de 04 de 2019, de [https://www.die-gdi.de/uploads/media/Studies\\_39.2008.pdf](https://www.die-gdi.de/uploads/media/Studies_39.2008.pdf)

Ladino, R. (2018). Manual de procedimientos para el uso práctico del banco de aprendizaje de energía eólica en el laboratorio de servicios públicos sede El Porvenir. Bogotá, Colombia. Recuperado el 11 de 04 de 2019, de <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/14058/1/MoralesBernalDiegoAlejandro2018.pdf>

Lee, C.-Y., & Huh, S.-Y. (05 de 04 de 2017). Forecasting the diffusion of renewable electricity considering the impact of policy and oil prices: The case of South Korea. *Applied Energy*, 197, 29-39. Recuperado el 29 de 10 de 2017, de [https://ac-els-cdn-com.ezproxy.unal.edu.co/S0306261917303707/1-s2.0-S0306261917303707-main.pdf?\\_tid=40a04dbc-bcb5-11e7-86b9-00000aacb361&acdnt=1509287412\\_bc7bd41e0b27a5044b8562d709cbce2](https://ac-els-cdn-com.ezproxy.unal.edu.co/S0306261917303707/1-s2.0-S0306261917303707-main.pdf?_tid=40a04dbc-bcb5-11e7-86b9-00000aacb361&acdnt=1509287412_bc7bd41e0b27a5044b8562d709cbce2)

López, J. (04 de 05 de 2017). Diversos factores que influyen en la implementación de energías renovables en Colombia. Bogotá, D.C., Colombia. Recuperado el 05 de 02 de 2019, de <https://repository.unimilitar.edu.co/bitstream/handle/10654/16457/JhonFerneyLopezMendez2017.pdf.pdf;jsessionid=88688E85FDA6FDFA6DD40871A8A2241B?sequence=3>

López Lezama, J. M., Villada, F., & Muñoz Galeano, N. (2017). Effects of Incentives for Renewable Energy in Colombia. *Ingeniería y Universidad*, 21(2). <https://doi.org/10.11144/javeriana.iyu21-2.eire>

Maekawa, J., Hai, B. H., Shinkuma, S., & Shimada, K. (24 de 08 de 2018). The Effect of Renewable Energy Generation on the Electric Power Spot Price of the Japan Electric Power Exchange. *energies*. doi:10.3390/en11092215

- Martínez, L., Leyva, M., Barraza, A., Felix, L., Sáñez, B., & Sánchez, K. (2014). *Lo que sé de: mapas mentales, mapas conceptuales, diagramas de flujo y esquemas* (Vol. 1). (R. D. C., Ed.) Mexico D.F. Recuperado el 01 de 04 de 2019, de <http://www.upd.edu.mx/PDF/Libros/Mapas.pdf>
- Mentor Poveda. (2004). *COMPETENCIA EN MERCADOS ENERGÉTICOS: UNA EVALUACIÓN DE LA REESTRUCTURACIÓN DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE*. Calgary. Recuperado el 25 de 04 de 2019, de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0006.pdf>
- Merlinda Andonia, Valentin Robu, David Flynn, Simone Abram, Dale Geach, David Jenkins, Peter McCallum, A. P. (2018). Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 100(November), 143–174. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.014>
- Morcillo, J. (2017). Variability effect of the renewable performance generation on the electricity markets performance. Medellín, Antioquia, Colombia. Recuperado el 24 de 03 de 2019
- Nakata, T., Silva, D., & Rodionov, M. (2011). Application of energy system models for designing a low-carbon society. *Progress in Energy and Combustion Science*, 462-502. doi:10.1016/j.pecs.2010.08.001
- Navas, B. d. (09 de 2010). Análisis del impacto de la integración masiva de energías renovables en el sistema eléctrico español. *Análisis del impacto de la integración masiva de energías renovables en el sistema eléctrico español*. Madrid, España: Universidad Pontificia Comillas.
- NEA. (2019). The Costs of Decarbonisation. *The Costs of Decarbonisation*. <https://doi.org/10.1787/9789264312180-en>
- Newbery, D. (12 de 2017). Designing an electricity wholesale market to accommodate significant renewables penetration: Lessons from Britain. Cambridge, Gran Bretaña. Recuperado el 28 de 01 de 2019, de <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2018/01/1719-Text.pdf>
- NREL. (2018). *2018 Annual Technology Baseline (ATB)*. Obtenido de NREL 2018 Annual Technology Baseline

numpy. (17 de 12 de 2018). <http://www.numpy.org/>. Obtenido de <http://www.numpy.org/>:  
<http://www.numpy.org/>

Open Electricity Economics. (2019). *Open Electricity Economics*. Obtenido de Open Electricity Economics: <http://www.open-electricity-economics.org/index.html>

Ossa, D. (2012). Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano. *Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano*. Medellín, Antioquia, Colombia. Recuperado el 09 de 02 de 2019, de <http://bdigital.unal.edu.co/8422/1/98668732.2012.pdf>

Paltsev, S. (2016). *Energy Scenarios: The Value and Limits of Scenario Analysis*. MIT. Recuperado el 01 de 04 de 2019, de <http://ceepr.mit.edu/files/papers/2016-007.pdf>

pandas, pydata. (05 de 08 de 2018). *pandas: powerful Python data analysis toolkit*. Obtenido de pandas: powerful Python data analysis toolkit: <https://pandas.pydata.org/pandas-docs/stable/>

Peraita, C. (2018). Notas de Clase Tema 5: la competencia monopolística y oligopolio. *La competencia monopolística y oligopolio*. Valencia, Madrid, España: Universitat de València. Recuperado el 25 de 12 de 2018, de <https://www.uv.es/peraitac/docencia/MicroI/Tema5Micro.pdf>

Pereira, A. J., & Saraiva, J. T. (2012). Evaluation of the Impact of Wind Generation on the Electricity Market Prices and on the Profitability of New Wind Investments. *EPJ Web of Conferences*, 33, 01008. <https://doi.org/10.1051/epjconf/20123301008>

Pfenninger, S., Hawkes, A., & Keirstead, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 74-86. Recuperado el 24 de 03 de 2019

PORTAFOLIO. (01 de 02 de 2019). En subasta de energía, 22 son los proyectos para fuentes renovables. *PORTAFOLIO*. Recuperado el 26 de 03 de 2019, de <https://www.portafolio.co/economia/en-subasta-de-energia-22-son-los-proyectos-para-fuentes-renovables-525888>

Presidencia de la República. (11 de 08 de 2018). <https://id.presidencia.gov.co/Paginas/prensa/2018/180811-Duplicaremos-la-capacidad->

*instalada-de-energias-limpias-renovables-de-Colombia-Presidente-Duque.aspx*.

Obtenido de <https://id.presidencia.gov.co:https://id.presidencia.gov.co/Paginas/prensa/2018/180811-Duplicaremos-la-capacidad-instalada-de-energias-limpias-renovables-de-Colombia-Presidente-Duque.aspx>

Ramírez, O. (2014). Impacto de las plantas menores de generación en la determinación del precio Spot para el Mercado de Energía Mayorista Colombiano. Medellín, Colombia. Recuperado el 11 de 04 de 2019, de [https://repository.eafit.edu.co/xmlui/bitstream/handle/10784/2905/OscarAndres\\_Ramirez\\_Ochoa\\_2014.pdf;jsessionid=862BB0C8A72ABA7CC26882423C0B53E3?sequence=1](https://repository.eafit.edu.co/xmlui/bitstream/handle/10784/2905/OscarAndres_Ramirez_Ochoa_2014.pdf;jsessionid=862BB0C8A72ABA7CC26882423C0B53E3?sequence=1)

Redondo, J. (Octubre de 2012). Modelado de Mercados de Electricidad. *Modelado de Mercados de Electricidad*. Manizales, Caldas, Colombia. Obtenido de <http://www.bdigital.unal.edu.co/10220/1/7910002.2013.pdf>

REN21. (2018). *RENEWABLES 2018 GLOBAL STATUS REPORT*. París: REN21 Secretariat. Recuperado el 03 de 12 de 2018, de [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652\\_GSR2018\\_FullReport\\_web\\_final\\_.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf)

REN21. (2019). *Renewables 2018 Global Status Report*. Recuperado el 05 de 02 de 2019, de [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652\\_GSR2018\\_FullReport\\_web\\_final\\_.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf)

Riesz, J., & Milligan, M. (2015). Designing electricity markets for a high penetration of variable renewables. *WIREs Energy Environ*, 4, 279-289. doi:10.1002/wene.137

Rintamäki, T. (2013). *Germany, Impact of renewable energy on electricity prices-comparative analysis of Denmark and*. Aalto University. Eelspo-Helsinki: Aalto University. Recuperado el 02 de 09 de 2017

Rios, J., Arango, S., & Larsen, E. (04 de 2017). *RENEWABLE ENERGY PENETRATION INTO ELECTRICITY MARKETS AND ITS EFFECTS ON ENERGY SECURITY A SYSTEM DYNAMICS APPROACH*. Río de Janeiro. Recuperado el 05 de 02 de 2019, de <https://www.iaee.org/en/publications/proceedingsabstractpdf.aspx?id=14110>

- Rojas, C. (2016). IMPERFECCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO Y COMPORTAMIENTOS ESTRATÉGICOS DE LOS AGENTES: UN ANÁLISIS DESDE LA TEORÍA DE JUEGOS PARA EL MERCADO SPOT. *Tesis de Maestría*. Medellín. Recuperado el 02 de 04 de 2019, de <https://core.ac.uk/download/pdf/84841888.pdf>
- Sadiqa, A., Gulagi, A., & Breyer, C. (2018). Energy transition roadmap towards 100% renewable energy and role of storage technologies for Pakistan by 2050. *ENERGY*.
- Sánchez, J. (2009). Strategic analysis of the long-term planning of electric generation capacity in liberalised electricity markets. *Strategic analysis of the long-term planning of electric generation capacity in liberalised electricity markets*. Madrid, Madrid, España: Universidad de Comillas.
- Seel, J., & Wiser, R. (2018). *Impacts of high variable renewable energy futures on wholesale electricity prices, and on electric-sector decision making*. Recuperado el 23 de 02 de 2019, de [https://www.researchgate.net/profile/Joachim\\_Seel/publication/325348404\\_Impacts\\_of\\_High\\_Variable\\_Renewable\\_Energy\\_Futures\\_on\\_Wholesale\\_Electricity\\_Prices\\_and\\_on\\_Electric-Sector\\_Decision\\_Making/links/5b0736fe4585157f8710c69e/Impacts-of-High-Variable-Renewa](https://www.researchgate.net/profile/Joachim_Seel/publication/325348404_Impacts_of_High_Variable_Renewable_Energy_Futures_on_Wholesale_Electricity_Prices_and_on_Electric-Sector_Decision_Making/links/5b0736fe4585157f8710c69e/Impacts-of-High-Variable-Renewa)
- Soibelzon, H. (2004). CÁLCULO ELÉCTRICO DE LÍNEAS. Buenos Aires. Recuperado el 29 de 03 de 2019, de <https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sisspot/Libros%202007/libros/le-soi/ce-soi/ce-soi.pdf>
- Sterman, J. (2000). *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex world*. Estados Unidos: McGraw-Hill. Recuperado el 13 de 01 de 2019
- Tapía, J. (01 de 2015). Teoría de los precios. *Teoría de los precios*. Morelia, Michoacan, México: Universidad Metropolitana Latín Campus. Recuperado el 20 de 01 de 2019, de <https://www.umla.edu.mx/PlataformaDigital/Antologias/TEORIA%20DE%20LOS%20PRECIOS.pdf>
- Timmons, D., Harris Brian, J. M., & Roach, B. (2014). *La Economía de las Energías Renovables*. Massachusetts. Retrieved from

[http://www.ase.tufts.edu/gdae/education\\_materials/modules/EconomiaEnergiasRenovables.pdf](http://www.ase.tufts.edu/gdae/education_materials/modules/EconomiaEnergiasRenovables.pdf)

Trespalacios, A., Pantoja, J., & Fernández, O. (2017). *Análisis de Mercados de Electricidad* (Vol. 1). Medellín, Antioquia, Colombia: Universidad EAFIT. Recuperado el 19 de 12 de 2018

Trujillo, J., Vallejo, J., & Becerra, M. (12 de 2010). Metodología para la simulación de centros de llamadas. *Studiositas*, 5(3).

UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá. Recuperado el 24 de 03 de 2019, de [http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVABLES\\_WEB.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVABLES_WEB.pdf)

UPME. (2016). *Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2017 - 2031*. Bogotá. Recuperado el 10 de 02 de 2019

UPME. (2016). *PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA*. Bogotá D.C. Recuperado el 01 de 04 de 2019

UPME. (2016). *Registro de Proyectos de Generación (Inscripción según requisitos de las Resoluciones UPME 0520, 0638 de 2017 y 0143 de 2016)*. Bogotá: UPME. Obtenido de [http://www1.upme.gov.co/Documents/Registro\\_Proyectos\\_Generacion\\_Ago2016.pdf](http://www1.upme.gov.co/Documents/Registro_Proyectos_Generacion_Ago2016.pdf)

UPME. (2016). *SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2016*. Obtenido de SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2016: [http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME\\_EN\\_TRANSMISION\\_PLAN\\_2016\\_ACTUAL.pdf](http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME_EN_TRANSMISION_PLAN_2016_ACTUAL.pdf)

UPME. (2017). *FACTORES DE EMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL COLOMBIA-SIN*. Bogotá D.C. Obtenido de [http://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos\\_normativos/Doc\\_calculo\\_del\\_FE\\_del\\_SIN\\_2016.docx](http://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos_normativos/Doc_calculo_del_FE_del_SIN_2016.docx)

UPME. (2017). *Proyección regional de demanda de energía eléctrica y potencia eléctrica y potencia máxima en Colombia*. Bogotá. Recuperado el 25 de 06 de 2018, de

[http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Proyeccion\\_demanda\\_regional\\_energia\\_electrica\\_2017.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Proyeccion_demanda_regional_energia_electrica_2017.pdf)

Van, N. (1999). Classification of Energy Models. *FEW Research Memorandum*, 777. Recuperado el 24 de 03 de 2019, de <https://pure.uvt.nl/ws/portalfiles/portal/532108/777.pdf>

Vries, L. d. (09 de 2003). The Instability of competitive energy-only electricity markets. *TPM*. Recuperado el 22 de 01 de 2019

XM (a). (2018). *Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2017*. Medellín. Recuperado el 24 de 02 de 2019, de [http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/Informe\\_Operacion\\_SIN\\_2017.pdf](http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/Informe_Operacion_SIN_2017.pdf)

XM (b). (2016). *Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2015*. Medellín. Recuperado el 24 de 03 de 2019, de <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/1-1-Presentacion.aspx>

XM. (19 de 08 de 2016). Seminario: Introducción a la Operación y Administración del Mercado - (Medellín, 2016/08/19) (8). Medellín, Antioquia, Colombia.

XM. (2018). *Portal BI*. Recuperado el 07 de 12 de 2018, de Portal BI - XM: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>

XM. (2018). XM. Obtenido de XM: <http://www.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>

XM. (2019). *Informe OFERTA Y GENERACIÓN Febrero 2019*. Medellín. Recuperado el 24 de 03 de 2019, de [https://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/02\\_Informe\\_Oferta\\_y\\_Generacion\\_02\\_2019.pdf](https://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/02_Informe_Oferta_y_Generacion_02_2019.pdf)

XM. (12 de 02 de 2019). *PARATEC*. Obtenido de Parámetros técnicos del SIN: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx>

XM. (09 de 02 de 2019). *Transacciones*. Recuperado el 09 de 02 de 2019, de Cargo por Confiabilidad: <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/cargo-por-confiabilidad.aspx>

- Wood, A. J. (1996). *Power Generation Operation and Control. Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Wu, S. (2008). *AGENT-BASED DISCRETE EVENT SIMULATION MODELING AND EVOLUTIONARY REAL-TIME DECISION MAKING FOR LARGE-SCALE SYSTEMS. AGENT-BASED DISCRETE EVENT SIMULATION MODELING AND EVOLUTIONARY REAL-TIME DECISION MAKING FOR LARGE-SCALE SYSTEMS. UNIVERSITY OF PITTSBURGH*. Retrieved from [http://d-scholarship.pitt.edu/10285/1/WU\\_Shengnan\\_2008.pdf](http://d-scholarship.pitt.edu/10285/1/WU_Shengnan_2008.pdf)
- Zambrano, C. O. (2013). *Análisis de mecanismos de mercado para la remuneración y asignación de capacidad de transmisión en el mercado eléctrico colombiano*. Universidad Nacional de Colombia. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/10560/>
- Zapata, S. (2017). Effect on security of supply of renewable energy penetration in an electricity market: risks, opportunities, and challenges. *Effect on security of supply of renewable energy penetration in an electricity market: risks, opportunities, and challenges*. Medellín, Antioquia, Colombia.
- Zapata, S., Castañeda, M., Jiménez, M., Aritizábal, A., Franco, C., & Dyner, I. (2018). Long-term effects of 100% renewable generation on the Colombian power market. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 30, 183-191. doi:doi.org/10.1016/j.seta.2018.10.008
- Zhou, Y., Smith, S., Secomandi, N., & Scheller-Wolf. (01 de 08 de 2018). Managing Wind-based Electricity Generation in the Presence of Storage and Transmission Capacity. *SSRN*. Recuperado el 02 de 01 de 2019, de <https://ssrn.com/abstract=1962414>