



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

# **Análisis de la penetración de energías renovables no convencionales en el suministro de electricidad en Colombia por medio de simulación**

**Alexandra Valencia Zapata**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión  
Medellín, Colombia  
2021



# **Análisis de la penetración de energías renovables no convencionales en el suministro de electricidad en Colombia por medio de simulación**

**Alexandra Valencia Zapata**

Tesis de investigación presentada como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Ingeniería - Ingeniería de Sistemas**

Directora:

Ph.D. Yris Olaya Morales

Codirector:

Ph.D. Santiago Arango Aramburo

Línea de Investigación:

Investigación de Operaciones

Grupo de Investigación:

Ciencias de la Decisión

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión

Medellín, Colombia

2021



*A mis seres queridos.*



## Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.



---

Alexandra Valencia Zapata

Fecha 01/05/2021

## Agradecimientos

A los que estuvieron y están presente en mi vida por relación de consanguinidad o por las coincidencias de la vida que nos han llevado a compartir experiencias personales, académicas y/o profesionales, que me otorgaron el interés, la valentía y la pujanza para desarrollar esta tesis de maestría.

A mi familia y seres queridos por su comprensión, apoyo incondicional y motivación para materializar mis proyectos de vida en el marco del desarrollo de habilidades humanas y profesionales.

A mis profesores, Yris Olaya Morales y Santiago Arango Aramburo por ser un ejemplo de integridad personal y profesional, por acompañarme técnicamente en el desarrollo de esta investigación y por enseñarme a ser perseverante, paciente y trabajar arduamente en la consecución de objetivos.

A la Universidad Nacional de Colombia por otorgarme la posibilidad de acompañar cursos de pregrado en contraprestación a la beca de exoneración de derechos académicos (BEDA) y con ello desarrollar habilidades necesarias para la docencia. Adicionalmente, gracias por la idoneidad de los docentes que acompañaron los cursos durante este proceso formativo.

Al programa ENERGÉTICA 2030 por la financiación de esta investigación y los espacios con expertos de la industria y la academia del sector eléctrico, que me han permitido hacer que la investigación esté al servicio de las necesidades de la sociedad.

A los compañeros y amigos gracias por escucharme, darme confianza con sus palabras de ánimo, propiciar espacios de discusión y enseñanza para afianzar ideas y habilidades necesarias para el desarrollo de esta investigación.



## Resumen

### **Análisis de la penetración de energías renovables no convencionales en el suministro de electricidad en Colombia por medio de simulación**

La transición a economías bajas en carbono plantea la necesidad de comprender los efectos que tiene la incorporación de tecnologías renovables no convencionales sobre la seguridad del suministro, es decir sobre un suministro de energía con disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía. En particular, interesa evaluar el impacto de tecnologías de generación con fuentes renovables no convencionales en un sistema con un gran componente de generación hidráulica, como el caso colombiano. Para tal fin, se desarrolló un modelo de simulación del predespacho ideal de electricidad para Colombia. El modelo usa métodos estocásticos para representar las ofertas de generación de acuerdo con su fuente de energía. Las simulaciones del modelo muestran cómo las tecnologías renovables son siempre despachadas, al beneficiarse de la regla de orden de mérito, las tecnologías térmicas convencionales disminuyen su participación en el despacho y con ello se reducen las emisiones de CO<sub>2</sub> emitidos por el sector, y de mayor importancia, el precio de bolsa es más bajo.

**Palabras clave:** energías renovables no convencionales, suministro de electricidad, predespacho ideal.

## Abstract

### **Analysis of the penetration of non-conventional renewable energies in the electricity supply in Colombia through simulation**

The transition to low-carbon economies sets out the need to understand the effects of the incorporation of non-conventional renewable technologies in the electricity supply, that is, on an energy supply with uninterrupted availability of energy sources. It is interesting to evaluate the impact of non-conventional renewable source generation technologies in systems with a sizeable hydraulic generation component, such as the Colombian case is. For this purpose, we developed a simulation model of the ideal pre-dispatch of electricity in Colombia. The model uses stochastic methods to represent generation offers according to their energy sources. Model's simulations show that the system operation always dispatches renewable technologies, which benefit from the merit order, conventional thermal technologies reduce their contribution on the dispatch, and thereby reducing the CO<sub>2</sub> emissions emitted by the sector, and more importantly, the wholesale electricity price is lower.

**Keywords:** non-conventional renewable energies, electricity supply, ideal pre-dispatch

# Contenido

Pág.

<b>Agradecimientos .....</b>	<b>VIII</b>
<b>Resumen            XI</b>	
<b>Lista de figuras   XV</b>	
<b>Lista de tablas    XVI</b>	
<b>Lista de Símbolos y abreviaturas.....</b>	<b>XVII</b>
<b>Introducción      XVIII</b>	
<b>1. Problema de investigación .....</b>	<b>21</b>
1.1. Penetración de renovables en los mercados eléctricos .....	21
1.2. Análisis de penetración de renovables en Colombia .....	23
1.3. Planteamiento del problema.....	26
1.4. Objetivos .....	28
1.4.1. Objetivo general.....	28
1.4.2. Objetivos específicos.....	28
1.5. Alcances .....	28
<b>2. Metodologías de ofertas de generadores y demanda de electricidad .....</b>	<b>29</b>
2.1. Oferta de disponibilidad de electricidad .....	29
2.1.1. Oferta de centrales térmicas.....	30
2.1.2. Oferta de centrales hidráulicas .....	31
2.1.3. Oferta de centrales eólicas .....	33
2.1.4. Oferta de disponibilidad de centrales solares fotovoltaicas .....	35
2.2. Precio de la electricidad .....	37
2.3. Demanda de electricidad.....	38
<b>3. Metodología del modelado de mercados eléctricos .....</b>	<b>41</b>
3.1. Enfoques y metodologías para el modelado de mercados eléctricos .....	41
3.2. Metodología de simulación.....	43
3.2.1. Fases de la simulación .....	43
3.2.2. Selección de software para la construcción del modelo computacional .....	45
<b>4. Modelo de simulación .....</b>	<b>47</b>
4.1. Módulo de mercado.....	48
4.2. Módulo de oferta .....	52
4.3. Módulo de demanda.....	63

<b>5. Validación del modelo de simulación.....</b>	<b>66</b>
5.1. Enfoque de validación.....	66
5.2. Validación del módulo de mercado .....	67
5.2.1. Validación de la lógica del despacho.....	72
5.2.2. Validación del modelo de precio de oferta de las centrales hidráulicas tipo embalse .....	73
5.2.3. Error del módulo de mercado causado por el modelo de precio de oferta de las centrales hidráulicas tipo embalse.....	73
5.2.4. Validación de la regla de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse.....	75
5.2.5. Errores en el módulo de mercado por la estimación de los componentes de las ofertas de las centrales hidráulicas tipo embalse.....	81
5.3. Validación del módulo de ofertas .....	82
5.3.1. Validación del componente de disponibilidad de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas.....	82
5.3.2. Validación del componente de precio de oferta de las centrales hidráulicas filo de agua con capacidad instalada mayor a 20MW.....	84
5.3.3. Validación del componente de precio de oferta de centrales térmicas.....	84
5.4. Validación del módulo de demanda .....	85
5.5. Hallazgos de la validación.....	87
<b>6. Escenarios de penetración de renovables no convencionales .....</b>	<b>89</b>
6.1. Simulación del escenario base.....	95
6.2. Comparación de escenarios alternativos con el escenario base .....	100
<b>7. Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>109</b>
7.1. Conclusiones .....	109
7.2. Recomendaciones .....	112

## Lista de figuras

### Pág.

Figura 4-1. Composición del modelo de simulación propuesto en esta tesis. Elaboración propia. ....	47
Figura 4-2 Zona de aproximación de la velocidad del viento a 100 metros de altura. ....	61
Figura 4-3 Gráfica de autocorrelación de parte de la serie de demanda horaria de electricidad. Elaboración propia.....	65
Figura 5-1 Costos marginales predespacho ideal en comparación con los resultantes del modelo para días aleatorios no consecutivos del 2018.....	72
Figura 5-2 Boxplot de los costos marginales y métricas de error de estimación de los costos marginales del módulo de mercado con el modelo 1-PO y los precios de oferta históricos.....	75
Figura 5-3 Costos marginales predespacho ideal versus 20 corridas del módulo de mercado bajo las reglas 1 y 2 de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse. ....	77
Figura 6-1 Escenarios de transición energética a 2030. Elaboración a partir de (Ortega Arango et al., 2020) .....	89
Figura 6-2 Generación horaria promedio para el mes de octubre de 2030 resultantes de 50 corridas del escenario base.....	97
Figura 6-3 Diferencia promedio entre demanda y generación de electricidad por hora para el mes simulado luego de las 50 corridas – escenario base. ....	97
Figura 6-4 Costos marginales promedios horarios para el mes de octubre de 2030 resultantes de 50 corridas del escenario base.....	99
Figura 6-5 Boxplot de costos marginales horarios para el mes de octubre de 2030 resultantes de 50 corridas del escenario base.....	100
Figura 6-6 a) Generación hidráulica promedio de un día ordinario por escenario, b) Generación térmica promedio de un día ordinario por escenario, c) Generación solar fotovoltaica promedio de un día ordinario por escenario y d) Generación eólica promedio de un día ordinario por escenario. ....	103
Figura 6-7 Costos marginales promedio por escenario a 2030.....	106

## Lista de tablas

### Pág.

Tabla 1-1 Desafíos de la penetración de renovables no convencionales .....	22
Tabla 3-1 Comparación entre lenguajes de programación y softwares de simulación.....	46
Tabla 4-1. Recursos y tecnologías modeladas.....	52
Tabla 5-1. Métricas de estimación de error de precisión de estimaciones.....	67
Tabla 5-2. Enfoques de validación del módulo de mercado .....	69
Tabla 5-3. Disponibilidad declarada por central resultante de la regla 1 en comparación con la disponibilidad histórica.....	78
Tabla 5-4 Disponibilidad declarada por central resultante de la regla 2 en comparación con la disponibilidad histórica.....	79
Tabla 5-5 Error absoluto de la disponibilidad diaria declarada resultante del modelo de disponibilidad solar fotovoltaica propuesto y la disponibilidad diaria declarada del promedio histórico para las centrales Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal y Trina Vatia BSLI.....	83
Tabla 6-1. Definición de variables para los escenarios a 2030.....	91
Tabla 6-2 Media y desviación estándar de los indicadores luego de las 50 corridas para el escenario base.....	95
Tabla 6-3 Media de los indicadores para los escenarios a 2030 .....	104
Tabla 6-4 Intervalos de confianza para el costo marginal de los cuatro escenarios a 2030 .....	106

## Lista de Símbolos y abreviaturas

Abreviatura	Término
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
ER	Energías Renovables
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
IA	Inteligencia Artificial
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista

## Introducción

La Agenda 2030 para el desarrollo sostenible ha promovido acuerdos como el de la COP21 en París en 2015 para acordar entre los países participantes disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y enfrentar el problema del cambio climático (Climate Summit for Local Leaders, 2015), por medio de la descarbonización de la economía (Newbery et al., 2018). El sector eléctrico tiene en el marco de estas políticas la responsabilidad de aumentar la participación de renovables en el suministro de electricidad (H. Lund & Mathiesen, 2009) y garantizar la seguridad del suministro (Gielen et al., 2019). Las tecnologías renovables no convencionales: eólica y solar fotovoltaica, son consideradas las pioneras en la transición de los sistemas eléctricos por lo competitivas que en relación a costos de inversión y operación con otras tecnologías de generación de energía (International Renewable Energy Agency, 2020).

No obstante, las tecnologías de generación renovable no convencional son, por un lado, difíciles de predecir, pues adicionan variabilidad al sistema eléctrico al ser intermitentes y estacionales (dependen del viento y la irradiación solar) (Liang, 2017). El operador del sistema emplea centrales de carga base o convencionales (Strbac, 2008) para evitar los desequilibrios del sistema (Ambec & Crampes, 2012) y los altos costos operativos (Holtinen et al., 2011) al integrar la generación de energía renovable no convencional al sistema eléctrico.

Por otro lado, como los costos marginales de generación renovable no convencional son bajos (Kirschen & Strbac, 2019), el precio del mercado se ve disminuido y las centrales convencionales con costos marginales altos no salen despachadas como efecto del orden de mérito (Brouwer et al., 2014; Newbery et al., 2018).

Los efectos de la generación renovable no convencional son de especial interés en el sector eléctrico colombiano, porque la matriz de generación colombiana es alrededor del 70% de fuentes hídricas (Gómez-Navarro & Ribó-Pérez, 2018) y, adicionar más renovables implica explorar, como lo ha propuesto el programa de I+D+ i “Estrategia de Transformación del Sector Energético Colombiano en el horizonte 2030” (ENERGETICA 2030), financiado por la Convocatoria No. 778 del 31 de marzo de 2017 de Colciencias (ahora Minciencias), escenarios futuros de transformación del sistema eléctrico al año 2030 (Energética2030, 2021).

En esta tesis, se desarrolla en el marco de este programa de I+D+ i y construye un modelo de simulación de corto plazo con el objetivo de analizar desde el lado de la oferta de electricidad ¿cuál es el impacto de la incorporación de generación renovable no convencional en la matriz de generación eléctrica colombiana? Si bien, este problema de investigación se ha estudiado con modelos de simulación y optimización para abordar efectos en el largo plazo de la penetración de renovables en Colombia, en el corto plazo no se han presentado estudios que analicen efectos en el precio y la seguridad del suministro (entendida como acceso a un suministro confiable a un precio asequible(IEA, 2019)) del mercado eléctrico mayorista (MEM). El estudio de estos efectos a corto plazo posibilitaría la realización de experimentos de escenarios futuros de penetración de tecnologías de generación de tal forma que se evalué la seguridad del suministro interrumpido de fuentes de energía, y otorgaría elementos para la toma de decisiones en materia de transición energética en el país.

El presente documento se compone de siete capítulos. El capítulo 1 presenta el problema de investigación y contiene el contexto, los antecedentes, la descripción del problema, los objetivos y el alcance de la investigación. El capítulo 2 contiene la revisión de literatura y los fundamentos teóricos de la operación de mercados eléctricos y los modelos propuestos para simular la operación del mercado eléctrico colombiano.

El capítulo 3 presenta los enfoques y metodologías usados para modelar los sistemas de energía, se describe la metodología seleccionada, sus fortalezas y debilidades y se elige la herramienta para la creación del modelo computacional luego de un análisis comparativo entre seis herramientas. El capítulo 4 contiene el modelo de simulación e incluye modelo conceptual. El capítulo 5 tiene la validación del modelo de simulación propuesto en el capítulo anterior. El capítulo 6 se llama resultados y discusión y en él se presentan los escenarios a analizar y los hallazgos asociados a ellos. Y, el capítulo 7 reúne las conclusiones y aportes de la investigación.

# 1. Problema de investigación

Este primer capítulo contiene un panorama del mercado de electricidad y la penetración en él de las fuentes de generación renovables no convencionales. El contexto otorgado contiene una revisión de literatura que posibilita plantear los límites y alcances de esta investigación. Estos se exponen en los apartados: planteamiento del problema, objetivos y alcance.

## 1.1. Penetración de renovables en los mercados eléctricos

El aumento de la proporción de energías renovables (ER) en los mercados de electricidad alrededor del mundo (Bublitz et al., 2019), no solo es producto de políticas que propenden la eliminación de barreras económicas, regulatorias e institucionales para estas fuentes de energía (Beck & Martinot, 2004) sino también, del aumento en la eficiencia de las tecnologías y la disminución de los costos de capital de tecnologías renovables (Helm & Mier, 2019). Lo anterior hace a las tecnologías de ER competitivas con relación a las tecnologías convencionales (International Renewable Energy Agency, 2020).

Los efectos de la penetración de ER en cada mercado eléctrico son particulares porque dependen de sus características estructurales, regulatorias, geográficas, ambientales y económicas (Sterman, 2002). En el mercado eléctrico mayorista alemán, los incentivos para estas fuentes de energía han hecho que tengan una alta penetración en el mercado (Sensfuß et al., 2008). Sin embargo, el precio de electricidad mayorista ha caído con el aumento de renovables no convencionales, los costos marginales han llegado a ser negativos (los generadores pagan por producir) cuando la demanda de electricidad es baja y abunda el recurso de generación variable (Kirschen & Strbac, 2019). Los participantes del mercado alemán han tenido que acceder al mercado de futuros para cubrir el riesgo derivado de la volatilidad de los precios (Mosquera-López & Nursimulu, 2019).

El orden de mérito es la forma de clasificar las ofertas de los generadores en función del orden ascendente de sus precios (Kirschen & Strbac, 2019). Los precios de oferta representan los costos marginales de los generadores y, por ende, son cercanos a cero para la generación con fuentes de ER (Cludius et al., 2014). Es así como al aumentar la participación de ER, el precio de la electricidad al por mayor es menor, puesto que la curva de oferta se desplaza hacia la derecha. Esto es conocido como el efecto de orden de mérito y no es deseable bajo la estructura del mercado actual, porque deja por fuera de operación centrales de generación convencional con costos marginales altos y con ello pone en riesgo la flexibilidad del sistema eléctrico y la seguridad del suministro (Newbery et al., 2018).

La intermitencia característica de la generación variable impone desafíos como los que se presentan en la Tabla 1-1. Estos desafíos, son en aras de garantizar un suministro continuo de electricidad y reúnen entre otros, el efecto del orden de mérito descrito previamente.

Tabla 1-1 Desafíos de la penetración de renovables no convencionales

Desafío	Descripción	Acciones para afrontarlo
Integración de generación variable al sistema eléctrico	La generación renovable no convencional masiva al ser variable y difícil de predecir, provoca desequilibrios en el sistema (incluso apagones (Ambec & Crampes, 2012)) y altos costos operativos (Holttinen et al., 2011).	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Demandar servicios de apoyo al sistema (Strbac, 2008) para regular fluctuaciones de voltaje y frecuencia (Liang, 2017)</li> <li>▪ Definir de un óptimo de capacidad renovable (Chattopadhyay, 2014) y de reservas operativas adicionales (Strbac, 2008)</li> <li>▪ Incluir sistemas de almacenamiento en las centrales de generación que regulen su variabilidad (Brekken et al., 2011).</li> </ul>
Gestión de la red eléctrica	La planeación de las redes se ve afectada por la integración de generación variable, puesto que aporta incertidumbre (Lannoye et al., 2015) y plantea necesidades de expansión dependientes de la ubicación de la planta con respecto a la carga y la infraestructura de la red (Holttinen et al., 2011).	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Integrar las renovables en los análisis de expansión o reestructuración de la red eléctrica (Cebeci et al., 2018; Lannoye et al., 2015) para tener un voltaje estable (Holttinen et al., 2011).</li> <li>▪ Garantizar como en China la conexión de centrales de generación variable directamente a los clientes por medio de redes de baja tensión (Eltawil &amp; Zhao, 2010).</li> <li>▪ Promover las microrredes y las redes de distribución inteligente para estabilizar y evitar congestión en la red eléctrica (Jensen et al., 2017).</li> </ul>
Previsión de generación variable	Las fuentes de generación renovable no convencional no pueden ser programable como la de las fuentes convencionales (Pinson,	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Desarrollar técnicas de pronóstico de generación variable (Ssekulima et al., 2016).</li> </ul>

Desafío	Descripción	Acciones para afrontarlo
	2013) por su intermitencia e incertidumbre.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Incluir sistemas de almacenamiento a gran escala (Brekken et al., 2011).</li> <li>▪ Desarrollar proyectos de generación híbridos, en los que se combine más de una fuente de generación de electricidad complementaria y/o sistemas de almacenamiento de energía (Gan et al., 2015).</li> </ul>
Control de cambios en la demanda	La gestión del lado de la demanda permite reducir, aumentar o reprogramar el consumo de electricidad entre los periodos pico y no pico (P. D. Lund et al., 2015).	Desarrollar microrredes domésticas con el objetivo de administrar y operar confiablemente la demanda y la generación de electricidad distribuida (Marzband et al., 2017).
Reestructuración del mercado eléctrico	El diseño del mercado eléctrico con estas fuentes de ER debe hacer frente a fallas del mercado eléctrico actual como las ilustradas por el efecto del orden de mérito (Newbery et al., 2018) y debe posibilitar transferir parte del riesgo físico del sistema eléctrico en comercial en el corto plazo por medio de precios (Cutler et al., 2011).	Diseñar un mercado en el que el precio sea el resultado de intervalos de tiempo pequeños, conciba variaciones espaciales asociadas a la ubicación de la carga, se incluyan externalidades ambientales (Newbery et al., 2018) y mecanismos de remuneración que aseguren una operación eficiente (Cludius et al., 2014).

## 1.2. Análisis de penetración de renovables en Colombia

Actualmente, la matriz de generación eléctrica colombiana está compuesta en un 68.03% por recurso hídrico, el 0.1049% por recurso eólico, el 0.4583% por recurso solar fotovoltaica y el 30.45% por recurso térmico (XM S.A. E.S.P., 2021b). Esta composición hace que Colombia sea un país con una matriz mayormente renovable y con pocas emisiones generadas por el sector eléctrico. Sin embargo, esto hace al sector vulnerable a fenómenos climáticos (Gómez-Navarro & Ribó-Pérez, 2018) que reducen, por ejemplo, la disponibilidad del agua (Arango-Aramburo et al., 2019).

La penetración de fuentes no convencionales de energía como las ER han sido promovidas en el país con la ley 1715 de 2014, la cual establece incentivos tributarios, arancelarios o contables para los generadores que realicen inversiones en proyectos de generación con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) (Congreso de Colombia, 2014). Para 2030 Colombia busca aumentar la capacidad de generación con ER en 1500 MW, diversificar la matriz energética y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (Departamento

Nacional de Planeación, 2019), teniendo en cuenta los objetivos y las metas de desarrollo sostenible asumidos en la Agenda 2030.

De manera particular, en el sector eléctrico el gobierno colombiano ha promovido subastas de asignación de obligaciones de energía firme y subastas para la contratación de Largo Plazo – Ministerio de Minas y Energía en las que se busca promover la contratación de energía eléctrica para garantizar confiabilidad en el suministro y en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica. Estos proyectos incluyen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como: eólica, solar fotovoltaica y biomasa (XM S.A. E.S.P., 2021a). Para analizar la integración de FNCER se han usado diversas metodologías y herramientas como optimización y simulación.

A raíz de los riesgos a los que se pueda ver enfrentado el sector eléctrico colombiano al depender del recurso hídrico, se ha encontrado por medio de simulación, que en Colombia la expansión de la energía eólica y solar es factible (Arango-Aramburo et al., 2019) y contribuye junto con la bioenergía a la disminución de emisiones de carbono (Pupo-Roncallo et al., 2019). Fuera de estas tecnologías se han realizado estudios en los que se reconoce que la tecnología eólica marina tiene futuro de expansión en Colombia (Osorio et al., 2016). Sin embargo, estas no se incluyen actualmente en los proyectos de expansión de renovables del sistema eléctrico (Rueda-Bayona et al., 2019).

El potencial para generar energía con FNCER en Colombia es consecuencia de la ubicación geográfica y puede ser usado para llevar electricidad a zonas no interconectadas a la red eléctrica nacional (Gómez-Navarro & Ribó-Pérez, 2018), dado que sus costos nivelados han ido disminuyendo y su eficiencia ha ido aumentando (International Renewable Energy Agency, 2020).

La posibilidad de expansión de FNCER en la generación en Colombia ha llevado a analizar con modelos de simulación de largo plazo políticas para la difusión de energías renovables que apuntan a la combinación de incentivos y estrategias de promoción de FNCER. Estos estudios muestran que la penetración de FNCER, evita aumentos significativos en los precios del consumidor final (Arias-Gaviria et al., 2019) sin afectar el precio de electricidad ni la seguridad del suministro en el largo plazo (Cárdenas Ardila, 2015).

Fuera de mitigar los impactos ambientales de la generación de electricidad, el reemplazo de las fuentes de generación de combustibles fósiles con FNCER en Colombia, reduciría los precios del sistema eléctrico según estudios de optimización de largo plazo (Henaó et al., 2019). Inclusive, se ha concluido con modelos de optimización que, bajo riesgos del sistema como la no entrada en operación de un proyecto grande de generación (Hidro Ituango), es más económico invertir en tecnologías renovables que en tecnologías convencionales para la expansión la capacidad del sector eléctrico (Henaó & Dyner, 2020).

En aras del desafío de incorporar FNCER a una matriz de generación mayormente renovable, la complementariedad anual e interanual entre la generación hidráulica y la generación renovable no convencional ha sido objeto de análisis en Colombia, mostrando por medio de modelos de simulación qué debe considerarse para el diseño de la expansión futura del sistema eléctrico colombiano (Henaó et al., 2020), puesto que viabiliza un mercado eléctrico 100% renovable, aumenta la eficiencia energética, la seguridad del suministro y además, reduce los precios de electricidad mayorista (Zapata et al., 2018).

Para evitar la disminución de los precios del mercado y riesgos en la seguridad del suministro como consecuencia del efecto del orden de mérito generado por el incremento de renovables en el mercado mayorista de electricidad se debe promover un mercado eléctrico eficiente para la integración de renovables al sistema eléctrico colombiano (Newbery et al., 2018).

Recientemente se propuso en Colombia un diseño para el mercado eléctrico que incluye: un mercado diario vinculante, con sesiones intra diarias y un mercado de equilibrio (Mastropietro et al., 2020). Por el contrario, Vargas (2019) propuso un modelo de simulación de largo plazo en el que encontró que bajo una alta penetración de FNCER, las ofertas basadas en los costos nivelados de la electricidad (LCOE) generaban competencia por mérito dentro del despacho, por lo que se reconocen en su investigación como la mejor alternativa para garantizar competencia en el mercado de electricidad.

Los estudios presentados hasta ahora han dado indicios de algunas necesidades e impactos de la integración de FNCER en Colombia desde una perspectiva que agrega el mercado eléctrico. Fuera de estos estudios, es posible encontrar otros en los que se analizan los efectos y los desafíos de la adopción de energía solar fotovoltaica para la generación y la distribución de electricidad (Castaneda et al., 2017) y en el sector

residencial (Jimenez et al., 2016) porque muestran ser rentables sin necesidad de almacenamiento para Colombia (López et al., 2020).

Castaneda et al. (2017) desarrollaron un modelo de dinámica de sistemas para analizar efectos de adopción de energía solar fotovoltaica en los negocios de servicios públicos conocidos como el efecto de la espiral de la muerte. Los investigadores encontraron que la generación convencional de electricidad ve afectadas sus ganancias en el corto plazo como consecuencia del efecto del orden de mérito cuando se incluye energía solar en techo. Además, la distribución de electricidad en el largo plazo se ve impactada porque, la inversión en la red eléctrica no es viable con el incremento de la generación distribuida porque se disminuyen sus beneficios.

La generación distribuida de la tecnología solar fotovoltaica es una opción viable en Colombia (Hernandez et al., 2011) y sus efectos en el mercado eléctrico han sido analizados para el sector residencial en Colombia por Jimenez et al. (2016), quienes desarrollaron un modelo de dinámica de sistemas de largo plazo con el que encontró que la difusión de sistemas fotovoltaicos tiene efecto en los costos de electricidad de la red para los usuarios y plantea desafíos para los operadores del sistema, al tener que garantizar seguridad y confiabilidad del suministro con curvas de duración de carga complejas.

Igualmente se han desarrollado investigaciones que modelan el comportamiento de empresas de generación en el corto plazo y analizan el efecto de la penetración de renovables en él, señalando que el precio promedio de electricidad mayorista cae por efecto del orden de mérito pero, también por comportamientos estratégicos de las empresas (Perez & Garcia-Rendon, 2021).

### **1.3. Planteamiento del problema**

En Colombia se han estudiado los efectos de la penetración de FNCER. Las investigaciones se han concentrado en el análisis de los efectos a largo plazo de una o varias tecnologías en todo el mercado eléctrico, en sectores específicos o desde la perspectiva de un eslabón en la cadena de generación de electricidad y, en el desarrollo de propuestas de cambios estructurales al mercado eléctrico para hacer más eficiente la

inserción de FNCER. Estos estudios de largo plazo son determinísticos y consideran ofertas agregadas por tecnología.

Los efectos en el corto plazo por su parte se han estudiado desde el generador como tomador de decisiones y agente activo de la demanda, por lo que incluyen ofertas individuales y variabilidad en ellas. A pesar de estos avances en el estudio de corto plazo de los efectos de la penetración de FNCER; por ejemplo el efecto de orden de mérito en la seguridad del suministro, en Colombia no se han desarrollado estudios de corto plazo en el que se considere el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) colombiano con ofertas individuales de los generadores para identificar la incidencia que tienen estos según su fuente de energía en los precios del MEM y el suministro ininterrumpido (seguridad del suministro).

En consecuencia, es necesario evaluar en el corto plazo las implicaciones en los precios del MEM y, la seguridad del suministro entendida en un sentido general como seguridad energética (acceso a energía confiable -suministro ininterrumpido- a un precio asequible). Esto se logra por medio del análisis escenarios de penetración de ER, haciendo uso de indicadores de mercado como confiabilidad, margen de reserva, vulnerabilidad, índice de Herfindahl y emisiones de CO<sub>2</sub>.

Es así como, esta tesis contribuye con el desarrollo de un modelo de simulación de corto plazo en el que se incluye la oferta de generación desagregada por central y fuente de energía para analizar los impactos en el MEM de las FNCER, como eólica y solar fotovoltaica y convencionales como térmicas e hidráulicas. A raíz de esto, esta tesis busca responder a ¿cuál es el impacto en la seguridad del suministro de la incorporación de generación renovable no convencional en la matriz de generación eléctrica colombiana?

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. Objetivo general**

Evaluar los efectos de la penetración de energías renovables no convencionales en la seguridad en el suministro de electricidad en Colombia por medio de simulación.

### **1.4.2. Objetivos específicos**

- Desarrollar un modelo de simulación que permita analizar los efectos de la penetración de fuentes de energía no convencional en la curva de carga de energía en Colombia.
- Incorporar modelos estocásticos de fuentes de generación de energía no convencionales en el modelo de simulación.
- Realizar experimentos de simulación para analizar escenarios futuros de penetración de tecnologías.

## **1.5. Alcances**

La presente tesis expone el desarrollo de un modelo de simulación que emula el MEM en Colombia por medio de una simplificación del predespacho ideal. El modelo posibilita analizar el impacto de corto plazo en la seguridad del suministro de la incorporación de renovables no convencionales o FNCER en la matriz de generación eléctrica colombiana mediante indicadores de mercado.

El modelo incluye previsiones de demanda de electricidad horaria y produce las ofertas para participar en el MEM para cada uno de los generadores actuales y los que entrarán en operación convencionales y no convencionales de acuerdo con su fuente de energía primaria.

## **2. Metodologías de ofertas de generadores y demanda de electricidad**

En el mercado de electricidad se realiza en diferentes intervalos de tiempo un balance simultáneo entre la oferta y la demanda para garantizar el equilibrio del sistema. Este balance es un servicio de monopolio natural prestado por el operador del sistema, quien puede o no tener activos en la red. Este servicio es programado el día anterior, en mercados como el colombiano el día anterior y se hacen ajustes con base en las condiciones de operación (Stoft, 2002).

Para programar el balance un día adelante es necesario encontrar las asignaciones de potencia con las cuales cada planta se puede comprometer con el fin de satisfacer la demanda prevista con la generación más barata. A pesar de que las condiciones de oferta y demanda son imprecisas hasta el tiempo real, se requiere saber ¿cuánta potencia y a qué precio puede suministrar las plantas de distintas tecnologías? Y ¿cuál será la demanda considerando que puede autogenerar y gestionarse? (Stoft, 2002)

### **2.1. Oferta de disponibilidad de electricidad**

La programación de los recursos de generación o despacho de energía es una de las principales responsabilidades en el corto plazo de los operadores de los sistemas eléctricos (Correa Posada, 2009). Dicha programación implica que, los generadores se comprometan con una cantidad de potencia a ser despachada a lo largo de un día (Carrión & Arroyo, 2006) por lo tanto, se presenta una revisión de literatura de cómo se ha estimado dicha potencia (y para algunos recursos incluso la energía) de acuerdo a los recursos de generación convencionales, como térmicos, hidráulicos y no convencionales como solares y el eólicos.

### **2.1.1. Oferta de centrales térmicas**

El problema del compromiso de las unidades de generación es ampliamente usado para el compromiso de las unidades térmicas (Sheble & Fahd, 1994). Este problema consiste en determinar la generación óptima y al menor costo para el sistema, a partir del estado de encendido o apagado de cada unidad de generación dentro de un intervalo de tiempo, en el que se debe satisfacer la demanda, requisitos de la red eléctrica y restricciones técnicas de operación de las plantas (Baldick, 1995). Este es un problema combinatorio mixto de optimización a gran escala que se plantea y resuelve con técnicas de optimización. Dentro de las técnicas empleadas para formular el compromiso de la unidad se encuentran: la programación dinámica, la programación entera mixta, la relajación lagrangiana, meta-heurísticas y algoritmos genéticos (Carrión & Arroyo, 2006), la enumeración extensiva, la lista de prioridades, método de ramificación y acotamiento, simulación recocido y método de liberación (Sen & Kothari, 1998)

El planteamiento del problema del compromiso de las unidades de generación es diferente para sistemas eléctricos centralizados y descentralizados. En los sistemas eléctricos centralizados se minimiza los costos de operación y se comparte al operador del sistema los parámetros técnicos para hacer la programación y en los descentralizados los generadores se auto programan buscando maximizar el bienestar social con sus ofertas (Carrión & Arroyo, 2006).

Si bien, el objetivo principal del compromiso de la unidad es minimizar costos, es posible encontrar que se reemplace o complemente con la minimización de emisiones o la maximización de la confiabilidad y la seguridad del suministro (Sen & Kothari, 1998). De igual manera, para el mercado colombiano se ha hablado particularmente acerca de la minimización de precios, puesto que las ofertas de los generadores son en términos de precios de electricidad y disponibilidad (Correa Posada, 2009).

Las restricciones del problema del compromiso para las unidades térmicas están sujetas a su operación, la cual no permite variaciones entre periodos de manera flexible. Las restricciones pueden ser de igualdad y desigualdad. Entre las restricciones de igualdad está el balance de potencia o restricción de demanda, y entre las de desigualdad están: el tiempo mínimo en línea (tiempo de actividad), el tiempo mínimo fuera de línea (tiempo de

inactividad), los límites de capacidad de cada unidad de generación, los límites de velocidad de las rampas, los límites de tiempo para arrancar o parar una unidad térmica, el número de arranques por día (Sen & Kothari, 1998), los límites de reserva primaria (capacidad adicional de las unidades que se puede controlar con rapidez) y secundaria (capacidad adicional de las unidades controlables que están en operación) (Göransson & Johnsson, 2009)

El problema del compromiso de la unidad ha sido clave para: planear la operación de sistemas hidrotérmicos (Carrión & Arroyo, 2006; Dasgupta & McGregor, 1994; Mejía Giraldo et al., 2005; Morales-España et al., 2013; Rau, 2010), programar el despacho de electricidad, considerando restricciones operativas de centrales térmicas de ciclo combinado (Correa 2009). También, para analizar el impacto en la generación térmica de la integración de ER (Göransson & Johnsson, 2009), para evaluar la penetración de ER en mercados eléctrico, (Gaur et al., 2019; Henao et al., 2019) y, finalmente, para analizar la flexibilidad operativa de dos centrales térmicas con tasa de calor diferentes (una constante y una variable) bajo la integración de fuentes de ER (Liu et al., 2019).

## 2.1.2. Oferta de centrales hidráulicas

La disponibilidad de generación hidráulica se estima haciendo uso de métodos físicos o analíticos (Kougias et al., 2016), métodos de optimización (Yoo, 2009) o dinámicos (Jalilov et al., 2016). Cuando las centrales hidroeléctricas tienen un almacenamiento mínimo o aprovechan la corriente de un río es común usar la ecuación (2.1), la cual calcula la potencia disponible ( $P$ ) en ( $W$ ) que, es función de la eficiencia de la turbina – incluyendo el generador- ( $\eta$ ) en (%), la densidad de agua ( $\rho$ ) en  $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$ , la gravedad ( $g$ ) en  $\left(\frac{m}{s^2}\right)$ , el flujo de agua o caudal ( $Q$ ) en  $\left(\frac{m^3}{s}\right)$  y la cabeza hidráulica o salto neto ( $\Delta H$ ) en ( $m$ ) (Kougias et al., 2016)

$$P = \eta \rho g Q \Delta H \quad (2.1)$$

El caudal del agua en una central hidroeléctrica es equivalente al caudal del río, menos el caudal mínimo de conservación y el caudal usado para otros propósitos (Kaldellis et al., 2005). Adicionalmente, el caudal fluctúa a lo largo del año por fenómenos climáticos como las sequías, alterando la eficiencia de la turbina y del generador (Kougias et al., 2016).

En la ecuación (2.2), la producción de energía durante un periodo de tiempo  $t$  de una central hidroeléctrica con  $z$  turbinas de potencia nominal  $P_j$ ; incluyendo pérdidas de generador (Jaramillo et al., 2004) es igual a:

$$E = \sum_{j=1}^z \int_0^t P_j(t) dt \text{ o } E = CF * P_j \quad (2.2)$$

Donde  $CF$  y  $P_j$  son respectivamente, el factor de planta y la potencia nominal de la central (Jaramillo et al., 2004).

En caso de que la central hidroeléctrica posea embalse, se debe hacer el balance de masa que trae consigo el tener almacenamiento y, que señala que en el instante  $t + 1$  el embalse ( $S_{t+1}$ ) en unidades de volumen es equivalente a la suma del depósito del almacenamiento en el tiempo  $t$  ( $S_t$ ) y el volumen de entrada en el tiempo  $t$  ( $A_t$ ), y descargas de agua en el tiempo  $t$  ( $V_t$ ) y el agua liberada en el momento  $t$  ( $Q_t$ ) (ver Ecuación (2.3.)) (Hena et al., 2019)

$$S_{t+1} = S_t + A - Q_t - V_t \quad (2.3)$$

Se debe considerar que, el embalse posee una capacidad mínima ( $0$  ó  $S_{min}$ ) y máxima de almacenamiento ( $S_{max}$ ) por lo que, en caso de tener excesos de agua en el tiempo  $t$ , habrá descargas de agua ( $V_t$ ). Existe un volumen máximo ( $Q_{max}$ ) que puede liberarse en un momento  $t$ , que está limitado por la velocidad máxima de la liberación de la turbina (Hena et al., 2019)

Fuera de la estimación de generación por centrales hidroeléctricas con almacenamiento anteriormente presentada, es posible abordar la producción de electricidad como un proceso de toma de decisiones en el que se debe garantizar la disponibilidad del agua en el corto y largo plazo (Tan et al., 2020). Para programar la hidroeléctrica en el corto plazo y saber cuánto es posible generar y, por tanto, despachar, es necesario tener en cuenta las turbinas hidráulicas agregadas; es decir en términos de planta; o desagregadas, lo que significa que una turbina hidráulica es una unidad generadora (Kong et al., 2020).

El problema del compromiso de la unidad hidroeléctrica es un problema de optimización que busca encontrar el plan de despacho óptimo dentro de un periodo de tiempo corto por medio de métodos exactos y métodos heurísticos. Los métodos exactos incluyen:

programación lineal, programación no lineal, programación dinámica, programación lineal entera mixta, programación no lineal entera mixta y relajación lagrangiana (Kong et al., 2020). Los métodos heurísticos por su parte, aunque no encuentran soluciones óptimas, encuentran soluciones satisfactorias en un tiempo rápido (Díaz López et al., 2016).

Las restricciones que considera el problema de optimización pueden ser: balance hídrico de los embalses, límites de almacenamiento del depósito y límites operativos de derrame controlable, variación de carga y pérdidas de carga relacionadas con el flujo, producción de energía hidroeléctrica, límites de producción de energía y descarga de la unidad de agua, balance de energía, estado de operación de la unidad, acoplamiento de estrategia de corto y largo plazo, ambientales, etc. (Kong et al., 2020).

### **2.1.3. Oferta de centrales eólicas**

La estimación de potencia eólica se puede hacer por medio de las curvas de potencia teóricas obtenidas para las turbinas eólicas, las cuales dependen de la turbina instalada en el parque, la potencia nominal, la velocidad nominal y la velocidad de corte (Gaur et al., 2019). Estas curvas no consideran cambios de la variable meteorológica velocidad del viento y por lo tanto, en la práctica la potencia suele ser diferente a la teórica (Y. Zhang et al., 2014).

Con el fin de considerar incertidumbres de variables meteorológicas como la velocidad del viento en la estimación de la potencia eólica, se han desarrollado modelos de pronóstico físicos y estocásticos. Los métodos físicos consideran parámetros atmosféricos y físicos dados por las características del lugar en el que se ubica el parque eólico (Ibargüengoytia González et al., 2018) y tienden a usarse en la predicción a largo plazo (Liu et al., 2019). El método físico más común es la Predicción Numérica del Tiempo (PNT), y se caracteriza por pronosticar el estado futuro del movimiento atmosférico con base en ecuaciones de mecánica de fluidos.

Los métodos estadísticos al igual que los métodos de inteligencia artificial (IA) se usan en predicciones de corto plazo y hacen parte de los modelos estocásticos (Ibargüengoytia González et al., 2018). Estos métodos analizan los datos con series de tiempo, estadística matemática y teoría de probabilidad (Ibargüengoytia González et al., 2018). Los métodos estadísticos y de IA parten de que la energía eólica es un proceso estocástico y, por tanto,

requieren información histórica de variables físicas como la velocidad del viento, para pronosticar valores futuros que, en relación a otros métodos, pueden tener un mejor ajuste (Liu et al., 2019).

Dentro de los métodos estadísticos es usual encontrar que para determinar la capacidad instalada de plantas eólicas en un lugar específico, se requiere medir la velocidad del viento en periodos cortos durante un año como mínimo para caracterizarla por medio de una distribución de frecuencias relativas (Cherif & Belhadj, 2014).

Las distribuciones más usuales para modelar la velocidad del viento y calcular la producción de energía son: Weibull, Rayleigh, Burr, Rice, Log-normal, Wakeby y Gamma. De estas, la distribución Weibull se usa con gran frecuencia por adaptarse fácilmente a los datos al requerir dos parámetros numéricos denominados de forma y escala que representan la velocidad media del viento y la desviación estándar respectivamente (Benevit et al., 2016; Cherif & Belhadj, 2014).

Henao et al. (2019) en su estudio de optimización de la inserción de renovables en el sector eléctrico colombiano estimó la generación eólica partiendo de la dependencia que está tiene con las características de la ubicación y las técnicas de las turbinas instaladas. Los datos de la velocidad del viento reportados por estaciones meteorológicas se recalculan a partir de la ley de Hellman (ver ecuación (2.4)) puesto que, son reportados a alturas normalmente de 10 metros, cuando las turbinas se ubican a alturas superiores.

$$V_h^t = V_h^0 \left( \frac{h}{h_o} \right)^\alpha \quad (2.4)$$

Donde  $V_h^t$  y  $V_h^0$  son respectivamente la velocidad del viento a la altura  $h$  (de la turbina) y a la altura de referencia  $h_o$  (estación de monitoreo).  $\alpha$  es el exponente de Hellman que varía en función de la rugosidad del terreno, y que para lugares llanos asume el valor de 0.14 (Díez, 1993).

Con la velocidad del viento ( $V_t^h$ ) en  $\frac{m}{s}$ , la densidad del aire ( $\rho$ ) en  $\frac{kg}{m^3}$ , el área de barrido de una turbina típica ( $A^W$ ) en  $m^2$ , el número de turbinas ( $N_t$ ), el factor de capacidad ( $\eta^W$ ) en % y el tiempo de exposición de la turbina ( $\Delta t$ ) se calcula la electricidad ( $E_t^W$ ) en  $MWh$ , de un parque eólico (ver ecuación (2.5)) (Henao et al., 2019)

$$E_t^W = \left(\frac{1}{2}\rho A^W V_t^{h3}\right) N_t \eta^W \Delta t \quad (2.5)$$

Si se quiere calcular la potencia disponible en vez de la energía del parque se debe expresar como la ecuación (2.6) (Martínez-Márquez et al., 2019):

$$P = \frac{1}{2}\rho A V_{viento}^3 \quad (2.6)$$

Donde  $\rho$  continúa siendo la densidad del aire,  $A$  el área de barrido de la turbina y  $V_{viento}^3$  la velocidad del viento a la altura de la turbina.

Los modelos de IA se caracterizan por ser precisos y robustos al tratar series no estacionarias. Dentro de los desarrollos de este tipo se destacan modelos con redes neuronales artificiales, máquina de vectores de soporte, redes bayesianas de trabajo, programación genética y máquina de aprendizaje extremo (Liu et al., 2019; Tascikaraoglu & Uzunoglu, 2014).

Los métodos híbridos combinan dos algoritmos o métodos diferentes. Dentro de estos métodos es posible encontrar optimización metaheurística, aprendizaje conjunto, selección de características y descomposición (Liu et al., 2019). Estos métodos muestran mejor rendimiento en comparación con los métodos no híbridos usados para estimar la energía eólica y la predicción de potencia (Okumus & Dinler, 2016).

#### **2.1.4. Oferta de disponibilidad de centrales solares fotovoltaicas**

Los modelos para predecir la generación solar fotovoltaica fuera de poder ser determinísticos o probabilísticos (van der Meer et al., 2018), tienen enfoques físicos, estadísticos de series de tiempo e híbridos (Sobri et al., 2018).

Los enfoques físicos requieren normalmente de datos históricos de variables meteorológicas y del análisis de procesos atmosféricos (van der Meer et al., 2018). Las herramientas de predicción numérica del tiempo (NWP por sus siglas en inglés) se incluyen dentro de los métodos físicos para estimar la generación solar fotovoltaica y proporcionan información sobre condiciones atmosféricas a escala mundial o para un área particular y contribuyen a la predicción de modelos de potencia para plantas como las solares fotovoltaicas (Sobri et al., 2018).

Los enfoques estadísticos se basan en datos y su calidad es determinante para tener una precisión del pronóstico. Estos enfoques pueden ser paramétricos o no paramétricos, es decir pueden tener una distribución de densidad de probabilidad o no. Los enfoques estadísticos paramétricos requieren datos históricos de mediciones meteorológicas y de potencia, que están asociados a métodos determinísticos, los cuales se basan en regresiones como los modelos ARIMA (Antonanzas et al., 2016). Por su parte, el enfoque estadístico no paramétrico considera que, los datos no se ajustan a una distribución conocida y por lo tanto, se basa en técnicas de inteligencia artificial (van der Meer et al., 2018).

Awad et al. (2020) realizaron un modelo de optimización multiobjetivo con el propósito de diseñar un sistema solar fotovoltaico en el que estimaron la potencia solar fotovoltaica a partir de la radiación solar sobre superficie inclinada ( $H_T$ ) por medio de la ecuación (2.7), en donde  $E$  es la energía agregada en KWh.  $A$  es el área de energía solar captada por un módulo ( $m^2$ ),  $r$  es la eficiencia del módulo (%) y  $PR$  es la pérdida por rendimiento asociada a la pérdida por sombra.

$$E = A * r * H_T * PR \quad (2.7)$$

Para disminuir la desviación de frecuencia de sistemas de potencia, Das et al. (2012) analizaron sistemas de potencia con tecnologías renovables como la solar fotovoltaica y plantearon el cálculo de potencia ( $P$ ) en watts de este sistema en términos de la eficiencia de conversión de la matriz solar fotovoltaica ( $\eta$ ) en %. El área medida de la matriz solar fotovoltaica ( $S$ ) en  $m^2$ , la radiación solar ( $\Phi$ ) en  $\frac{Kw}{m^2}$  y la temperatura del ambiente en grados Celsius ( $T_\alpha$ ), tal como se puede apreciar en la ecuación (2.8).

$$P = \eta * S * \Phi * \{1 - 0.005(T_\alpha + 25)\} \quad (2.8)$$

Almonacid et al. (2014) propusieron una metodología para pronosticar la generación solar fotovoltaica una hora por delante a partir de dos redes neuronales artificiales dinámicas, que posibilitan conocer la estimación precisa de la irradiación solar y la temperatura del aire con base en datos de entrada, salidas y estados anteriores de las redes. La estimación de la potencia de salida de un módulo fotovoltaico se realizó con el método desarrollado por la Universidad de Jaén, en el que se usaron redes neuronales artificiales con entradas multicapa. La potencia del sistema completo se hizo considerando la configuración del

sistema y la potencia de cada módulo como se muestra en la ecuación (2.9), en donde  $N_p$  y  $N_s$  son la cantidad de módulos en paralelo y serie respectivamente,  $L$  representa las pérdidas del sistema en % y  $P_{modulo}$  es la potencia de cada módulo en ( $W$ ).

$$P_{generador} = P_{modulo} * N_p * N_s * (1 - L) \quad (2.9)$$

## 2.2. Precio de la electricidad

El precio de electricidad en el mercado mayorista es determinado por el operador del sistema, quien ordena las curvas de suministro presentadas por los generadores con el objetivo de encontrar el precio al cual el mercado es eficiente (Stoft, 2002). En este sentido, se refiere al precio que resulta de sumar las curvas de suministro de los generadores y encontrar la oferta agregada del mercado para satisfacer la demanda a un precio equivalente al costo marginal (Stoft, 2002) o al costo de la última unidad producida sin incluir costos fijos (Kirschen & Strbac, 2019).

La producción de un bien o un servicio posee costos fijos y variables en el corto plazo. La diferencia entre estos costos es que haya dependencia o no de la cantidad producida. Los costos fijos no dependen de la cantidad producida mientras que los costos variables sí (Kirschen & Strbac, 2019). Hay costos que son casi fijos como el costo de arranque de una planta térmica, esto porque se dan cuando se produce al menos una unidad de producción, pero no existen si la planta está fuera de operación (Kirschen & Strbac, 2019).

A partir de los costos variables y los fijos es posible encontrar la función de costos de producción y la función de costos promedios de una central, ambas expresadas en  $\$/MWh$ . La función de costos de producción sería la sumatoria de los costos fijos y los costos variables para un nivel de producción. Por su parte, la función de costos promedios se mide por unidad de producción y equivale a la sumatoria del costo variable y fijo promedio (Kirschen & Strbac, 2019).

Un costo importante y usual en el sector eléctrico es el costo marginal, el cual equivale al costo de la última unidad producida, y no incluye costos fijos, pues estos son constantes al no depender de la producción (Kirschen & Strbac, 2019). La importancia del costo marginal en los mercados radica en que, el precio justo de la electricidad en un mercado de competencia perfecta es el costo marginal (Breceda Lapeyre, 1990).

Los costos de generación para centrales convencionales y no convencionales son:

- Costos de generación de centrales térmicas: este tipo de centrales tienen costos marginales altos porque requieren de combustibles fósiles para su operación. Por ende, tienen costos asociados a poner en funcionamiento las unidades de generación desde un estado de apagado, lo cual es costoso porque extraer combustibles de la tierra para su operación lo es (Kirschen & Strbac, 2019).
- Costos de generación de centrales hidráulicas: los costos de la generación de estas centrales son inexactos porque dependen de la precipitación, variable difícil de predecir que condiciona tanto el precio del mercado a estimar como la cantidad de agua disponible (Kirschen & Strbac, 2019). Los costos variables de la hidrogenación son poco representativos en la operación; por lo tanto, se calculan con base en los niveles de los embalses, costo de oportunidad del agua (Peláez Villada, 2014).
- Costos de generación de centrales con FNCER: las fuentes primarias de estas centrales son gratuitas por lo tanto sus costos de operación variables son bajos en comparación con las tecnologías convencionales (Kirschen & Strbac, 2019).

### **2.3. Demanda de electricidad**

La gestión de la demanda es relevante en los mercados energéticos en la medida que, posibilita administrar los recursos energéticos de forma óptima. Con ello se pueden planificar requerimientos futuros, identificar y priorizar recursos energéticos e implementar estrategias para mejorar la eficiencia energética y reducir emisiones y, políticas de gestión energética del lado de la demanda (Suganthi & Samuel, 2012). Un error de 1% en la previsión de la demanda puede generar pérdidas de millones de dólares (Lee & Lin, 2017) por lo que es de importancia su estudio en los sistemas eléctricos. En este apartado se reúnen algunos modelos de corto plazo empleados para pronosticar la demanda de electricidad.

A corto plazo la predicción de la demanda tiene horizontes de cinco minutos a una semana que sirven para garantizar el equilibrio del sistema (Mokilane et al., 2019), programar las unidades de generación (Deng & Jirutitijaroen, 2010) y formular estrategias de comercialización (Velásquez et al., 2009).

Para pronosticar la demanda de electricidad a corto plazo De Felice et al. (2013) presentaron un modelo ARIMA/X con el objetivo de analizar la incidencia de variables meteorológicas como la temperatura, asociada al uso de equipos residenciales de refrigeración y calefacción en verano e invierno en Italia, Lebotsa et al. (2018) desarrollaron un modelo de regresión cuantil aditiva parcialmente lineal para predecir la demanda de electricidad en horas pico en Sudáfrica y considerar con ello variables de tendencia no lineales. Chabouni et al. (2020) construyeron un modelo de regresión lineal múltiple para pronosticar la demanda de electricidad diaria en Argelia basándose en variables explicativas meteorológicas como la temperatura del aire y variables ficticias estacionales que captan efectos del día de la semana, las vacaciones y el mes del año.

Las redes neuronales son un método de aprendizaje automático ampliamente usado en pronósticos (Chapagain et al., 2020). Las redes están formadas por capas que tienen la habilidad de aprender y generar predicción para cada registro y busca predicciones en varias iteraciones hasta que se cumpla un criterio de parada (Dilhani & Jeenanunta, 2017).

Dilhani & Jeenanunta (2017) desarrollaron modelos de corto plazo para pronosticar la demanda en Tailandia usando redes neuronales artificiales. Los factores principales que consideraron para los modelos fueron: la carga diaria, la carga de la semana anterior, la temperatura prevista del día actual, del día anterior, el día de la semana, mes y si el día del pronóstico es feriado o no. Al comparar el modelo propuesto con el método de regresión se encontró que es más preciso el modelo de redes neuronales.

Yuce et al. (2017) y AL-Musaylh et al. (2019) presentaron modelos de pronósticos de demanda de electricidad con redes neuronales en los que incluyeron variables socioeconómicas y climáticas. Yuce et al. (2017) modelaron para la demanda de electricidad agregada a nivel de distrito en intervalos de tiempos sub-horarios y encontraron que la demanda máxima se puede predecir con este método con precisión y con ello ayudar al operador del sistema a gestionar la demanda de manera flexible. En cambio AL-Musaylh et al. (2019) propusieron modelos de redes neuronales para pronosticar la demanda del sureste de Queensland tanto a corto como a mediano plazo y los compararon con diversos modelos estadísticos (MARS,MLR Y ARIMA) e híbridos (redes neuronales con los estadísticos). Estos encontraron que un modelo de pronóstico con redes neuronales únicamente ofrece mejor precisión.

La regresión de vectores de soporte es un método no paramétrico basado en las funciones de Kernel (Ilseven & Gol, 2019). Ese algoritmo de aprendizaje busca minimizar el error estructural y tiene la capacidad para pronosticar patrones de series de tiempo lineales o no lineales (Fattaheian-Dehkkordi et al., 2013). Este método fue usado por Fattaheian-Dehkkordi et al. (2013) para proponer un método de pronóstico horario para la demanda de electricidad. El método se probó con datos de Gran Teherán y se comparó con el método de redes neuronales artificiales. De la comparación se concluyó que el método otorga un pronóstico aceptable.

AL-Musaylh et al. (2018) y G. Zhang & Guo (2020) presentaron modelos de pronóstico a corto plazo usando regresión de vectores de soporte optimizado con el método de enjambre de partículas (AL-Musaylh et al., 2018) y algoritmos genéticos (G. Zhang & Guo, 2020). Los modelos fueron comparados con otros modelos de máquinas de aprendizaje y mostraron mejorar la precisión cuando estaban optimizados.

No siempre los modelos de aprendizaje automático presentan mejor rendimiento o precisión de pronóstico. Chapagain et al. (2020) crearon y compararon modelos de pronóstico de demanda de electricidad para el corto plazo con el objetivo de analizar el impacto de la temperatura en Tailandia. Los modelos fueron dos paramétricos; uno de regresión lineal en el que los parámetros se buscan con mínimos cuadrados ordinarios, y una regresión automática de mínimos cuadrados generalizada. Estos modelos se compararon con uno no paramétrico de redes neuronales artificiales hacia adelante. Los modelos de regresión tuvieron mejor precisión para el contexto tailandés.

## **3. Metodología del modelado de mercados eléctricos**

En este capítulo se revisa la literatura de los enfoques y metodologías empleadas para el modelado de mercados eléctricos. Se describe la metodología seleccionada, sus ventajas y desventajas y se comparan lenguajes de programación y software de simulación para seleccionar la herramienta computacional adecuada que permita la construcción de un modelo computable para analizar la penetración de renovables en el suministro de electricidad en Colombia.

### **3.1. Enfoques y metodologías para el modelado de mercados eléctricos**

Los sistemas de energía involucran procesos físicos, factores socioeconómicos y políticos y por tanto su análisis es complejo (Bale et al., 2015). En consecuencia, este análisis incluye la evaluación de decisiones estratégicas, operativas y de contingencia a corto, mediano y largo plazo (Soroudi & Amraee, 2013) por medio de modelos matemáticos que responden a problemas de diseño, operación, expansión, optimización, etc. (Kondili, 2010)

Nakata et al. (2011) propone los siguientes siete enfoques para clasificar los modelos de sistemas de energía:

- El enfoque analítico, clasifica los modelos en de arriba hacia abajo o de abajo hacia arriba.
- El enfoque de propósitos: bajo el cual los modelos pueden ser de pronóstico, de análisis de escenarios o de backcasting.
- El enfoque metodológico clasifica los modelos como econométricos, macroeconómicos, modelos de optimización; modelos de simulación; modelos multicriterio.

- El enfoque del horizonte clasifica los modelos como de corto plazo (menos de 5 años), mediano plazo (5-15 años) o largo plazo (más de 15 años) (Nakata et al., 2011).
- El enfoque matemático considera que los modelos son de optimización. Por ello pueden ser de programación lineal, programación de enteros mixtos o programación dinámica.
- El enfoque de cobertura geográfica clasifica los modelos en escala global hasta local.
- El enfoque de datos depende de si estos son cuantitativos o cualitativos, agregados o desagregados.

Pfenninger et al. (2014) clasificaron los modelos de sistemas de energía de acuerdo con los métodos y usos. La clasificación que propusieron agrega los enfoques de propósitos, metodológicos y matemáticos propuestos por Nakata et al. (2011). Para Pfenninger et al. (2014) los modelos pueden ser: modelos que permiten analizar escenarios futuros del sistema y emplean métodos de optimización ascendente; modelos que pronostiquen la evolución del sistema y usen métodos de simulación de sistemas que pueden ser construidos modularmente; modelos optimización y simulación de mercados de electricidad que permiten tomar decisiones de planeación de la cadena de electricidad y operación (despacho) y modelos cualitativos o mixtos para analizar escenarios.

Con base en las ideas de los autores presentados, se evidencia que existen múltiples formas de clasificar los modelos de sistemas de energía. Por lo tanto, de acuerdo con el objetivo de esta investigación, analizar la penetración de FNCER en el suministro de electricidad en Colombia se considera que, el modelo a desarrollar debe:

- Contribuir al análisis de la penetración de FNCER de manera simplificada en un horizonte de tiempo a corto plazo y, posibilitar el análisis de escenarios.
- Permitir la definición e integración de módulos que representen la demanda, la oferta y el mercado de electricidad.

## 3.2. Metodología de simulación

De acuerdo con los objetivos de la investigación, la simulación de sistemas se considera pertinente para la evaluación de escenarios de penetración de energías renovables no convencionales, porque representa los sistemas (Pidd, 2004) por medio de modelos matemáticos y computacionales (Gordon & Guilfoos, 2017) que al captar la interacción entre los componentes del sistema logran imitar su comportamiento (Pidd, 2004) y, otorgan luego de experimentos de simulación información de análisis, la toma de decisiones frente a diversas necesidades y contextos (Banks et al., 2014).

Dentro de la investigación de operaciones y el análisis de sistemas, Banks et al., (2014) y Pidd, (2004) muestran que, la simulación es una de las herramientas más usadas porque permite comprender la estructura de sistemas complejos, identificar efectos de cambios en las variables de entrada (incluyendo condiciones extremas que en el sistema real no es posible evaluar sin riesgos) en el comportamiento del sistema, y simular la implementación de políticas o evaluar cambios en el sistema por medio de escenarios (responde a preguntas como ¿qué pasaría si?) en los que se replica el modelo con cambios en función del escenario. A través de dichos escenarios se dan argumentos analíticos sobre un problema de investigación.

Al emular sistemas reales los modelos de simulación requieren que sus resultados sean registros posibles del sistema real por lo que requiere datos de entrada precisos y datos de salida para validar los resultados. Dependiendo del sistema de interés, puede ser difícil acceder a la información. Para el investigador esto puede suponer la creación de supuestos débiles o la no validez del modelo. Igualmente, hacer un modelo y analizar los resultados a partir de él requieren de la inversión de tiempo y recursos y, por tanto, el no cuantificarlos adecuadamente genera modelos o análisis superfluos para la investigación. Por otro lado, los resultados de los experimentos de simulación pueden ser difíciles de interpretar dado que, al contener variables aleatorias es difícil inferir cuando son resultado de la interacción entre los componentes del sistema o del azar (Banks et al., 2014)

### 3.2.1. Fases de la simulación

La simulación de sistemas se basa en modelos, los cuales pueden ser matemáticos o físicos. Los modelos de interés en este trabajo de investigación son los matemáticos, es

decir aquellos que involucran operaciones lógicas y matemáticas (Banks et al., 2014). El tamaño y la complejidad del modelo dependen del nivel de desagregación o detalle que se requiere, la disponibilidad de información y la resolución temporal del problema (Kondili, 2010). La construcción de estos modelos a raíz de un problema o necesidad y su posterior uso en la toma de decisiones es considerada un proceso iterativo (Allen, 2015) que puede representarse en las siguientes fases que fueron construidas con base en información presentada por Allen (2015); Banks et al. (2014); Gordon & Guilfoos (2017) y Pidd (2004):

- Planeación: en esta primera fase se define un problema de interés en el marco de un sistema delimitado y caracterizado, se establecen los objetivos del modelo, se estiman los recursos y la información necesaria para el estudio de simulación.
- Modelado: en esta fase se construye el modelo del sistema bajo el principio de parsimonia<sup>1</sup> e incluyendo aquellos componentes más representativos del sistema real en operaciones lógicas y matemáticas que sean programables en algún software de simulación. El modelado implica no solo la formulación de un modelo conceptual, o representación de cómo es que funciona el sistema y se dan las relaciones de causas y efectos dentro de él, sino también la recolección y análisis de información necesaria para la estimación de variables, parámetros y supuestos del sistema. También es necesaria la construcción de un modelo en computador con base en el modelo conceptual construido, la verificación de la consistencia del modelo en computador con base en la lógica del modelo conceptual y, finalmente, la validación del modelo, es decir que el modelo construido represente adecuadamente el sistema real.
- Aplicación: en esta fase se realiza el diseño y la configuración de los experimentos de simulación a partir del modelo computacional validado. De los experimentos salen resultados que son insumo para analizar el sistema que el modelo está representando y, por ende, presentar alternativas de solución al problema en el cual se enmarcar la simulación.

---

<sup>1</sup> Principio metodológico en el que la explicación más sencilla suele ser la más probable.

### 3.2.2. Selección de software para la construcción del modelo computacional

Para seleccionar la herramienta de programación se comparan los atributos de lenguajes y entornos de programación como Matlab, Java, Python, R y aplicaciones especializadas como PowerSim y Simul8. Estos lenguajes y aplicaciones se han usado de manera frecuente en el ámbito académico. Los criterios de comparación empleados son los siguientes y se presentan en la Tabla 3-1.

- **Funcionalidad:** capacidades de la herramienta para simular sistemas de tiempo discreto, integrar módulos, otorgar estadísticas descriptivas, incorporar funciones de densidad de probabilidad, incorporar modelos estadísticos y/o IA, generar resultados estadísticos y gráficos para analizar variables de salida.
- **Accesibilidad:** hay información sobre el funcionamiento de la herramienta disponible por el creador del software para facilitar su entendimiento y manejo.
- **Portabilidad:** es posible transferir el software/lenguaje de programación de un entorno a otro.
- **Costo de licencia:** existen costos asociados a adquirir el software y sus paquetes (Sí/ No e información importante).
- **Habilidad del desarrollador con la herramienta:** en una escala discreta de 0 a 5, donde los valores cercanos a 0 indican desconocimiento del software o lenguaje de programación y los valores cercanos a 5 indican conocimiento y dominio del software o lenguaje de programación por parte del desarrollador del modelo.

A partir de la Tabla 3-1 es posible concluir que, Java, Python y R son lenguajes de programación que cumplen con los criterios de funcionalidad, accesibilidad y portabilidad, además poseen un costo de licencia nulo, que los hacen la tripleta opcional para el desarrollo del modelo computacional. Son las habilidades del desarrollador en los tres lenguajes de programación lo que determina que la mejor alternativa para el desarrollo del modelo de simulación que permita analizar la penetración de FNCER en el suministro de electricidad en Colombia es Python.

46 Análisis de la penetración de energías renovables no convencionales en la curva de carga horaria y en el suministro de electricidad en Colombia por medio de simulación

Tabla 3-1 Comparación entre lenguajes de programación y softwares de simulación

<b>Criterio/ Alternativa</b>	<b>Matlab</b>	<b>Java</b>	<b>Python</b>	<b>R</b>	<b>PowerSim</b>	<b>Simul8</b>
Funcionalidad- Simula sistemas de tiempo discreto	Si. A través de Simulink	Si	Sí. A través de Simpy	Sí	No	Si
Funcionalidad – Posibilita integración de módulos	Si	Si	Si	Si	Si	No
Funcionalidad- Otorga estadísticas descriptivas	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Funcionalidad - Incorpora funciones de densidad de probabilidad	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Funcionalidad - Incorpora modelos estadísticos y/o inteligencia artificial	Si	Si	Si	Si	No	No
Funcionalidad – Genera resultados estadísticos y gráficos para analizar variables de salida	Si	Si	Si	Si	Si	No.
Accesibilidad	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Portabilidad	Si	Si	Si	Si	No	No
Costo de licencia	Si	No	No	No	Si	Si
Habilidad del desarrollador con la herramienta	1	0	5	2	2	4

## 4. Modelo de simulación

En este capítulo se presenta el modelo conceptual y formal, con la descripción, el propósito, los requisitos, el alcance, los supuestos, las especificaciones, las entradas y las salidas del modelo desarrollado para analizar la penetración de FNCER en el suministro de electricidad en Colombia. El modelo de simulación de sistemas desarrollado en esta investigación emula el despacho de las plantas de generación para la formación del precio de bolsa, por medio de una representación simplificada del MEM colombiano, en el que los generadores realizan ofertas individuales para satisfacer la demanda de electricidad. El modelo de simulación se compone de tres módulos: el módulo de mercado, el módulo de demanda y el módulo de oferta (ver Figura 4-1), que son desarrollados en este capítulo y se encuentran disponible en el repositorio en Drive<sup>2</sup>.

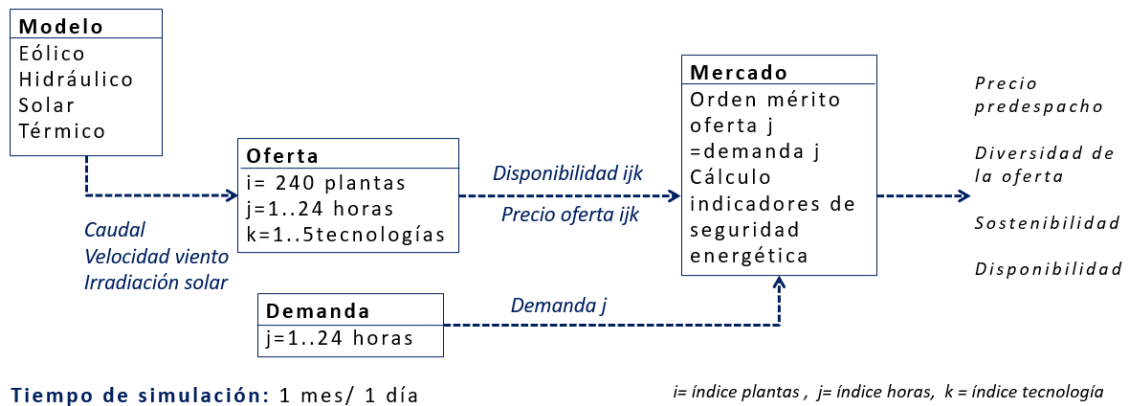


Figura 4-1. Composición del modelo de simulación propuesto en esta tesis. Elaboración propia.

<sup>2</sup> [https://drive.google.com/drive/folders/1E06Vk1nhn643rfXcarH1jQI\\_Uu4gc0-i?usp=sharing](https://drive.google.com/drive/folders/1E06Vk1nhn643rfXcarH1jQI_Uu4gc0-i?usp=sharing)

## 4.1. Módulo de mercado

El módulo de mercado permite representar un predespacho ideal por medio de simulación, con base en las previsiones horarias de demanda de electricidad del módulo de demanda y las ofertas de los generadores del módulo de oferta.

De acuerdo con la resolución N° 055 (1994) y la resolución No. 025 (1995) cada planta oferta una disponibilidad declarada (*MW*) para cada hora del día y un precio de oferta (*\$/MWh*) para todo el día que refleja el costo marginal de cada planta. Las ofertas de los generadores dependen del recurso y la tecnología de generación, se organizan por orden de mérito en el módulo de mercado; es decir, según el precio de menor a mayor para determinar las plantas que serán despachadas para satisfacer la demanda de electricidad cada hora del día (Botero & Cano Cano, 2008; CREG, 2009b). Cuando exista empate en el precio de oferta, la generación entre las plantas se asignará de forma aleatoria equiprobable (CREG, 2001).

El predespacho ideal no considera las inflexibilidades de las plantas de generación térmicas ni las restricciones de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (CREG, 2009b, 2015). Después de encontrar el predespacho ideal, se ejecutan las operaciones para calcular las ofertas de las centrales hidráulicas tipo embalse para el día siguiente y se calculan indicadores que posibiliten evaluar la penetración de FNCER en el MEM.

### Indicadores para evaluar el desempeño del sistema

Con base en las salidas de este módulo se calculan los siguientes indicadores de desempeño del mercado mayorista de electricidad:

- **Factor de emisiones CO<sub>2</sub>:** representa la relación de las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes del consumo de combustible y la cantidad de electricidad generada en el periodo de la simulación (Herrera Flórez, 2016; UPME, 2017). A menor valor de este factor de emisiones de CO<sub>2</sub> es mejor porque, significa que por la generación de energía se emite menos CO<sub>2</sub> a la atmosfera.

*Factor de emisiones CO<sub>2</sub> =*

$$\frac{\text{Emisiones totales de CO}_2 \text{ de la generación en el periodo de la simulación [kg de CO}_2\text{]}}{\text{Electricidad generada en el periodo de la simulación [kWh]}} \quad (4.1)$$

Los factores de emisiones dependen del tipo de combustible usado. Los factores de emisiones usados son los reportados en la Calculadora de Emisiones de CO<sub>2</sub> desarrollada por la UPME (UPME, 2016).

- **Confiabilidad:** en el corto plazo significa garantizar un suministro de electricidad de calidad; es decir, sin suspensión del servicio y en la cantidad que se requiere para mantener el balance en tiempo real entre la oferta y la demanda de electricidad. Como en esta tesis no se tienen en cuenta restricciones de la red de transmisión para cuantificar los recortes en el suministro se definirá la confiabilidad como la frecuencia del tiempo en la cual la oferta es mayor que la demanda en el tiempo de simulación (ver ecuación (4.2)) (Hashimoto et al., 1982). La escala en la que se cuantifica la confiabilidad esta entre 0 y 100, siendo 100 el valor deseable.

$$\text{Confiabilidad} = \frac{\text{Número de horas } Oferta_k > Demanda_k}{\text{Total de horas simuladas}} * 100 [\%] \quad (4.2)$$

$$k = 1 \dots n, n = \text{tiempo de simulación}$$

- **Vulnerabilidad:** representa el máximo valor de déficit energético (ver ecuación (4.3)). Es decir, el mayor valor que toma la diferencia entre la oferta y la demanda de las horas pico durante la simulación (Hashimoto et al., 1982).

$$\text{Vulnerabilidad} = \text{Max}(Demanda_k - Oferta_k) [MWh] \quad (4.3)$$

$$\text{donde } k = k = 5,6,7,11,12,13,18,19,20,21$$

- **Margen de reserva:** es la capacidad de la generación de electricidad para ofertar la potencia requerida para satisfacer la máxima demanda de electricidad que se puede alcanzar en un período determinado, se medirá en porcentaje a partir de la proporción entre la diferencia entre la oferta de generación y la demanda en las horas pico sobre la capacidad total disponible de generación (ver ecuación (4.4)) (NERC, 2013).

$$\text{Margen de reserva} = \frac{\text{Capacidad total disponible de generación}_k - \text{Demanda pico}_k}{\text{Demanda pico}_k} * 100 [\%] \quad (4.4)$$

$$\text{donde } k = k = 5,6,7,11,12,13,18,19,20,21$$

- **Vertimientos:** son el nivel de agua vertida de los embalses del Sistema Interconectado Nacional durante un día cuando el nivel del embalse supera la capacidad máxima del mismo. Se medirá como la sumatoria de los vertimientos de las plantas hidráulicas con embalse en un día (ver ecuación (4.5)) (XM S.A. E.S.P., 2020a).

$$\text{Vertimientos} = \sum_{i=1}^n \text{Vertimientos}_i \left[ \frac{m^3}{s} \right] \quad (4.5)$$

donde  $i = 1 \dots n$  plantas hidráulicas con embalse

Cuando los vertimientos son multiplicados por el factor de conversión de cada central se pueden obtener en *MWh*.

- **Aportes hídricos:** equivale al total de aportes que llegan a los embalses cada día. Se medirá como la sumatoria de los aportes a los embalses en un día (ver ecuación (4.6)) (XM S.A. E.S.P., 2020a).

$$\text{Aportes hídricos} = \sum_{i=1}^n \text{Aportes}_i \left[ \frac{m^3}{s} \right] \quad (4.6)$$

donde  $i = 1 \dots n$  plantas hidráulicas con embalse

Al igual que los vertimientos, si se multiplica el valor de aportes hídricos en  $\frac{m^3}{s}$  por el factor de conversión de cada central se pueden obtener en *MWh*.

- **Reservas hídricas:** nivel diario de las reservas hídricas que se tienen al agregar los embalses cada día. Equivale a la sumatoria de los niveles diarios de los embalses del SIN (ver ecuación (4.7))(XM S.A. E.S.P., 2020a).

$$\text{Reservas hídricas} = \sum_{i=1}^n \text{Reservas hídricas}_i [hm^3] \quad (4.7)$$

donde  $i = 1 \dots n$  plantas hidráulicas con embalse

- **Generación:** generación de electricidad diaria (ver ecuación (4.8)) y anual del sistema eléctrico colombiano (ver ecuación (4.9)) (XM S.A. E.S.P., 2020a).

$$\text{Generación diaria} = \sum_{i=1}^n \text{Generación}_i \text{ [MWh]} \quad (4.8)$$

donde  $i = 1 \dots n$ , y  $n = \#$  de plantas que generaron en el día

$$\text{Generación anual} = \sum_{i=1}^{365} \text{Generación}_i \text{ donde } i = 1 \dots 365 \quad (4.9)$$

- **Consumo de combustible:** es el nivel diario de combustible consumida por las plantas térmicas que participan de la generación del SIN, clasificadas en: combustibles líquidos (ACPM, Combustóleo, JetA1), gas y carbón (ver ecuación (4.10)) (XM S.A. E.S.P., 2020a).

$$\text{Consumo combustible} = \sum_{i=1}^n \text{Consumo combustible}_i \text{ [MBTU]} \quad (4.10)$$

donde  $i = 1 \dots n$ , y  $n = \#$  de plantas térmicas que generaron en el día

- **Participación promedio de fuentes de energía:** indicador de diversidad de las fuentes de energía que son despachadas para satisfacer la demanda de electricidad en el periodo de simulación. Se mide como el porcentaje promedio que representa cada fuente de energía de la generación del tiempo simulado (ver ecuación (4.11)). Las fuentes de energía son: hidráulica, térmica, eólica, solar (Kruyt et al., 2009).

$$\sum_j^4 \frac{\text{Generación con la fuente de energía}_j}{\text{Generación en el tiempo simulado}} * 100 \text{ [%]} \quad (4.11)$$

donde  $j$  son las fuentes de energía = [hidráulica, térmica, eólica, solar]

- **Índice de Herfindahl:** indicador de diversidad usado para medir el impacto de la concentración de las fuentes de energía y la falta de competencia en el mercado eléctrico. La escala del índice es de 0 a 10000; un valor cercano a 0 indica que, el mercado es diversificado en fuentes de energía y competitivo, por su parte un valor cercano a 10000 señala que, el mercado está concentrado y es poco competitivo (ver ecuación (4.12)) (Rhoades, 1993).

$$\sum_j^n x_j^2, \text{ donde } x = \frac{\text{Generación con la fuente de energía}_j}{\text{Generación total}_t} * 100 \quad (4.12)$$

donde  $j$  son las fuentes de energía = [hidráulica, térmica, eólica, solar]

## 4.2. Módulo de oferta

El mercado de electricidad mayorista requiere que cada planta generadora de electricidad haga ofertas al Centro Nacional de Despacho (CND), quien es el operador del sistema eléctrico en Colombia para participar del despacho diario de electricidad. Las ofertas se componen de un precio para las 24 horas del día ( $\$/MWh$ ) que refleja los costos variables de generación (CREG, 1994, 2009b) y una disponibilidad, es decir una potencia neta ( $MW$ ) que podría suministrar al sistema el generador de acuerdo a características técnicas y operativas (CREG, 1995).

De acuerdo con la resolución No. 025 (1995) y la resolución No. 086 (1996) su capacidad de generación, las centrales pueden o no declarar disponibilidad y precio de oferta. Es decir, si la planta tiene una capacidad menor o igual a 20  $MW$  puede o no declarar oferta en el mercado mayorista y si declara disponibilidad puede no declarar precio. Esto hace que, se encuentren en la base del despacho cada hora puesto que al ordenar por mérito y no tener precio declarado (o precio igual a cero) salen siempre despachadas. Por su parte, las plantas mayores si deben declarar oferta en el mercado mayorista (CREG, 1995).

Como cada central de generación posee características propias del recurso y la tecnología de generación el módulo de oferta se desagrega en: hidráulicas filo de agua, hidráulicas embalse, térmicas, eólicas y solares (ver Tabla 4-1).

Tabla 4-1. Recursos y tecnologías modeladas

<b>Recursos</b>	<b>Tecnología</b>
Hidráulica	Filo de agua
	Embalse
Térmica	Ciclo simple
	Ciclo combinado
	Autogeneración
Solar	Solar fotovoltaica
Eólica	On-shore

Las plantas de generación pueden tener más de un recurso de generación asociado (Correa Posada, 2009). En este modelo, se considerará que la oferta de disponibilidad y precio son agregados para la planta, puesto que incluye todos sus recursos de generación.

Para la estimación de la disponibilidad declarada de las centrales térmicas e hidráulicas filo de agua en este módulo se considera un factor de disponibilidad histórica, lo que hace que en este modelo de simulación se consideren las fallas o mantenimientos a las que se someten dichas centrales.

Frente a las precios de oferta se destaca que, las plantas térmicas deben declarar para ser despachadas centralmente en el MEM los precios de arranque y parada (CREG, 2009a, 2009b) fuera del precio de oferta con el objetivo de minimizar el precio que cubre las necesidades eléctricas del sistema eléctrico colombiano en las 24 horas del día (CREG, 2009b, 2015). Sin embargo, en este modelo no se considerarán estos precios de arranque y parada para estos recursos de generación. Para las centrales de ER como eólicas y solares. El precio de oferta se supone cero porque sus costos marginales son bajos (Hartel et al., 2015).

Los submódulos que se presentan a continuación permiten la adición, modificación o eliminación de centrales de generación.

- **Submódulo ofertas térmicas:** La disponibilidad de las centrales térmicas se calcula con base en un factor de disponibilidad histórica ( $FDH$ ) (ver Ecuación (4.14)) encontrado para cada central a partir de datos reportados por XM en el Portal BI – información inteligente (XM S.A. E.S.P., 2021c). El factor de disponibilidad de las centrales para las cuales no hay datos históricos se asume igual a 1.

El factor de disponibilidad histórica equivale al promedio del factor de disponibilidad anual ( $FDA$ ) de las centrales (ver ecuación (4.13)).

$$FDA = \frac{DDA}{CEN * DA} \quad [Adimensional] \quad (4.13)$$

$$FDH = \frac{\sum_i^n FDA_i}{Años} \quad [Adimensional] \quad (4.14)$$

donde  $DDA$  es la sumatoria de la disponibilidad declarada anualmente por la central,  
 $CEN$  es capacidad efectiva neta de la central térmica,

*DA son los días del año (será 365 o 366 dependiendo del año),*

*i = año, n = número de años históricos disponibles*

Se supone que en el periodo de simulación las centrales térmicas ofertan para cada una de las horas del día un valor de disponibilidad equivalente a la multiplicación del factor de disponibilidad histórica (FDHT) por la capacidad efectiva neta (CEN) de la central (ver Ecuación (4.15)).

$$D = FDH * CEN \text{ [MW]} \quad (4.15)$$

Los precios de oferta de las centrales térmicas deben reflejar los costos variables de generación; es decir, los costos del combustible, de la administración, operación y mantenimientos, de arranque y parada (CREG, 1994). En esta tesis se asume que los precios de oferta de las centrales térmicas con capacidad instalada superior a 20 MW dependen únicamente del precio del combustible, dado que son considerado el componente principal de estas centrales (Kirschen & Strbac, 2019)

Para cada central se define un combustible principal con base en el combustible principal por defecto reportado al operador del sistema eléctrico. Los combustibles fósiles son el gas natural, el combustóleo, el carbón, el Jet-A1 y el ACPM. El precio de combustible se calcula según la normativa e información disponible sobre él y se supone igual por central a lo largo del periodo de simulación ([ver Anexo A](#)). A continuación, se presentan las ecuaciones necesarias para definir el precio de oferta de las centrales térmicas en función de los combustibles fósiles.

- **Precio del gas natural:** Se supone que el precio del combustible para una central térmica equivale al precio del suministro más el precio de transporte por gasoducto hasta dicha central (ver Ecuación (4.16)).

$$P_{gas\ natural} = P_{suministro} + P_{transporte} \left[ \frac{\$}{MWh} \right] \quad (4.16)$$

Para estimar el precio del suministro se asumen Ballena y Cusiana como las principales fuentes de producción de gas. La primera representa el mercado de la costa y la segunda el de interior. De acuerdo con su ubicación geográfica se clasifican en costa o de interior y a partir de dicha clasificación se les asigna el campo de suministro de gas.

El precio por cantidad contratada de suministro para cada campo equivale al promedio del precio mensual registrado para el año 2019 por el Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia (BMC). Este precio se multiplica por la cantidad contrada para un año, la cual se supone equivalente a una demanda anual de suministro bajo producción de energía todos los días del año a su potencia máxima. De esta manera, se calcula el valor del suministro.

Los precios de transporte se obtienen de los operadores de los gasoductos, asumiendo una pareja de cargos regulados cargo fijo-variable de 50%-50%. Para cada central térmica se definen los tramos a considerar para la estimación del precio de transporte a partir de los mapas de gasoductos que conectan con la correspondiente central. El valor de cada tramo es el registrado por cada operador de gaseoducto ([ver Anexo A](#)). (CREG, 2010, 2018a, 2018b)

- **Precio del carbón:** el mercado del carbón no es regulado en Colombia. De ahí que el precio ( $P_{carbon\ ton}$ ) se estima a partir del precio del carbón térmico de consumo interno en boca de mina ( $P_{boca\ mina}$ ), el valor de transporte ( $T$ ) y, valor de manejo ( $M$ ) reportado en resoluciones para liquidar regalías emitidas por la Unidad de Planeación Minero-Energética (ver Ecuación (4.17)) (UPME, 2021)

$$P_{carbon\ ton} = P_{boca\ mina} + T + M \left[ \frac{\$}{tonelada} \right] \quad (4.17)$$

Este precio se multiplica por la cantidad contrada para un año ( $CDA$ ) en toneladas, la cual se supone equivalente a una demanda anual de carbón

bajo producción de energía todos los días del año a su potencia máxima. Luego se divide por la generación de la planta de un año ( $GA$ ). De esta manera, se estima el precio del carbón en  $\$/MWh$  (ver Ecuación (4.18)).

$$P_{carbon} = \frac{P_{carbon\ ton} * CDA}{GA} \left[ \frac{\$}{MWh} \right] \quad (4.18)$$

- **Precio del combustóleo y Jet A1:** el precio del combustóleo y del Jet-A1 ( $P_{combustoleo/Jet-A1}$ ) se estimará en términos del ingreso al productor ( $PIP$ ), impuesto al valor agregado ( $IVA$ ), impuesto al carbono ( $IC$ ), IVA mayorista ( $IVAMY$ ), valor del transporte a través del sistema de poliductos ( $TI$ ) y costos de comercialización y margen de continuidad ( $OTROS$ ) (ver Ecuación (4.19)) (UPME, 2019). Este último componente no se calcula en este análisis.

$$P_{combustoleo/Jet-A1} = PIP + IVA + IC + IVAMY + TI + OTROS$$

$$\left[ \frac{\$}{Barril} \text{ para el combustóleo} \right] \text{ y } \left[ \frac{\$}{galones} \text{ para el Jet - A1} \right] \quad (4.19)$$

Ecopetrol reporta semanalmente un precio para estos combustibles desagregado en componentes como el  $PIP, IVA, IC$  e  $IVAMY$ . Por consiguiente, con la serie histórica se estima un precio promedio de venta a mayorista y se calcula el  $IVAMY$  sobre él. El  $IVAMY$  para estimar el precio de estos combustibles se asume como el promedio histórico registrado.

Este precio se multiplica por la cantidad contrada para un año ( $CDA$ ) en barriles para el combustóleo y en galones para el Jet-A1, la cual se supone equivalente a una demanda anual de combustóleo o Jet-A1 bajo producción de energía todos los días del año a su potencia máxima. Luego se divide por la generación de la planta de un año ( $GA$ ). De esta manera, se estima el precio de estos combustibles en  $\$/MWh$  (ver Ecuación (4.20)).

$$P = \frac{P_{combustoleo/ Jet-A1} * CDA}{GA} \left[ \frac{\$}{MWh} \right] \quad (4.20)$$

- **Precio del ACPM:** El precio del ACPM ( $P_{ACPM \text{ galones}}$ ) en términos del ingreso al productor ( $IP$ ), impuesto nacional ( $IN$ ), impuesto al valor agregado ( $IVA$ ), impuesto al carbono ( $IC$ ), tarifa de marcación ( $TM$ ), tarifa de transporte ( $TT$ ), margen plan continuidad ( $MPC$ ), margen al distribuidor mayorista ( $MDMA$ ), IVA mayorista ( $IVAMY$ ), impuesto de sobretasa ( $ST$ ), margen del distribuidor minorista ( $MDMI$ ), perdida por evaporación ( $PE$ ), y transporte a planta de abasto ( $TP$ ) (ver Ecuación (4.21)) (UPME, 2019).

$$P_{ACPM \text{ galones}} = IP + IN + IVA + IC + TT + MPC + MDMA + IVAMY + ST + MDMI + PE + TP \left[ \frac{\$}{\text{galón}} \right] \quad (4.21)$$

Ecopetrol reporta mensualmente información que incluye los componentes entre el  $IP$  y el  $IVAMY$  excluyendo aquellos variables como la  $TT$ . A partir de los datos de 2019 se estima un precio promedio de venta a mayorista con su respectivo  $IVAMY$ .

El precio del ACPM en galones se multiplica por la cantidad contrada para un año ( $CDA$ ) en galones, la cual se supone equivalente a una demanda anual de combustóleo bajo producción de energía todos los días del año a su potencia máxima. Luego se divide por la generación de la planta de un año ( $GA$ ). De esta manera, se estima el precio del ACPM en  $\$/MWh$  (ver Ecuación (4.22)).

$$P_{ACPM} = \frac{P_{ACPM \text{ galones}} * CDA}{GA} \left[ \frac{\$}{MWh} \right] \quad (4.22)$$

Para calcular el valor del transporte tanto para el combustóleo, el ACPM y el Jet-A1 se supone que a estas centrales térmicas los proveen la refinería de Cartagena, Barrancabermeja o Buenaventura, de acuerdo con su proximidad. Por ende, el valor del transporte ( $TI$ ) se calcula como la sumatoria del valor del precio de los tramos involucrados entre la refinería

y el punto de salida del poliducto más cercano a la central térmica multiplicado por la cantidad transportada en un año. Los precios del transporte entre el punto de salida del poliducto y la central no son considerados al no contarse con información disponible sobre el costo del flete en dicho tramo.

- **Submódulo ofertas hidráulicas filo de agua:** Como se evidenció en la revisión de literatura la potencia de este tipo de centrales puede calcularse a partir de la ecuación (2.1). No obstante, las centrales de este tipo de tecnologías no tienen la obligación de reportar públicamente sus parámetros técnicos y en consecuencia se opta por estimar la disponibilidad declarada de cada central para cada paso del tiempo (1 hora) del periodo de simulación a partir de un factor de disponibilidad histórica tal como los proporcionan las ecuaciones (4.13) (4.14) y (4.15) y los datos de disponibilidad históricas reportados por XM en el Portal BI – información inteligente (XM S.A. E.S.P., 2021c). Para aquellas centrales de las cuales no se poseen datos históricos se asume un factor de disponibilidad de 1.

Para las centrales hidráulicas filo de agua mayores a 20 MW el precio de oferta se calcula a partir del registro histórico de los mismos reportado en el Portal BI – información inteligente (XM S.A. E.S.P., 2021c). Con estos precios, se construye una función de densidad de probabilidad empírica que represente su comportamiento estocástico ([ver Anexo B](#)).

- **Submódulo ofertas hidráulicas embalse:** Este submódulo requiere como información el resultado del despacho del periodo anterior, por lo tanto, se integra al módulo del mercado. Con el despacho del día anterior se calcula el balance de masa de los embalses al finalizar cualquier día  $j$ . Los periodos en los que se realiza este balance son diarios, debido a que la información de los aportes se encuentra en resolución diaria.

El balance de masa se hace para calcular el caudal turbinado ( $Q_{i,j}$ ) de la central central ( $i$ ) en el periodo ( $j$ ). El caudal turbinado se multiplica por un factor ( $k_i$ )

específico para cada central permite encontrar la potencia turbinada de la central ( $i$ ) en el periodo ( $j$ ) como se muestra en la ecuación (4.23) (Jordán et al., 2010).

$$P_{ij} = k_i * Q_{i,j} \quad (4.23)$$

Luego de tener la disponibilidad diaria por central ( $i$ ) para el periodo ( $j$ ) se lleva a disponibilidad horaria dividiéndose por los 24 periodos horarios ( $h$ ) que tiene un día (ver ecuación (4.24)). Por ende, la disponibilidad horaria para las centrales hidráulicas tipo embalse se supone igual para cada una de las horas del día.

$$P_{ih} = \frac{P_{ij}}{24} \quad (4.24)$$

El balance de masa del reservorio depende de la topología de las centrales hidráulicas (CREG, 2019a). Las ecuaciones de balance definen el nivel del embalse en el periodo ( $j$ ) para la central ( $i$ ) como igual al nivel del embalse en el periodo anterior ( $j - 1$ ) más los aportes a la central del periodo actual ( $A_{i,j}$ ) menos el caudal turbinado en el periodo actual ( $Q_{i,j}$ ) y los vertimientos del periodo actual ( $V_{ij}$ ) (ver ecuación (4.24)) ([ver Anexo C](#)).

Los aportes y el nivel del embalse inicial de las centrales son variables de entrada para la ecuación de balance. Estos datos se obtienen de los reportes de las centrales hidráulicas para el cálculo de la ENFICC (CREG, 2019a) y de la información disponible para el operador del sistema eléctrico colombiano. Se consideran los aportes regulados o que deben declarar al operador del sistema su valor diario. Por su parte, los vertimientos se calculan una vez se ha estimado el nivel del caudal turbinado.

Los aportes, el caudal turbinado y los vertimientos son flujos diarios y por tanto para el balance deben multiplicarse por un factor  $a$  que permita llevarlos a unidad de volumen diario.

$$N_{i,j} = N_{i,j-1} + (A_{i,j} - Q_{i,j} - V_{ij}) * a \quad \forall i \text{ y } \forall j \quad (4.25)$$

En la ecuación (4.25) los vertimientos son diferentes a cero y equivalen a la diferencia entre el nivel actual del embalse y el nivel técnico máximo del embalse (ver ecuación 4.26) cuando el nivel del embalse del periodo actual es mayor al nivel técnico máximo ( $N_{max_i}$ ) (ver ecuación (4.27)).

$$N_{i,j} = Nmax_i \text{ y } V_{i,j} = N_{i,j} - Nmax_i \quad (4.26)$$

$$\text{Si } N_{i,j} \geq Nmax_i \quad (4.27)$$

Las ecuaciones de balance de masa de algunas cadenas como Guatron, Pagua y Alban se simplifican. Para Guatron se asume que el único embalse es Troneras, para Pagua es Paraíso y para Alban es Altoanchicayá.

Además de la disponibilidad horaria de este tipo de centrales hidráulicas y el balance de masa de los embalses, es necesario calcular el precio de la oferta que usarán para participar de la subasta de electricidad cada día. Para ello, se usan los datos histórico de los precios de oferta reportados en el Portal BI – información inteligente (XM S.A. E.S.P., 2021c), con los cuales se crea una función de densidad de probabilidad empírica para cada central que muestre la estacionalidad mensual del precio de oferta ([ver Anexo C](#)).

- **Submódulo ofertas eólicas:** la disponibilidad declarada hora a hora por las centrales eólicas (DE) se calcula en términos de la densidad de la velocidad del viento a la altura  $h$  (de la turbina), la densidad del aire ( $\rho$ ), el área de barrido de las turbinas ( $A$ ), el número de turbinas ( $N$ ), el factor de capacidad ( $\eta$ ) (ver Ecuación (4.28)).

$$DE = \left\{ \left( \frac{1}{2} \rho A V_t^{h3} \right) N \eta \right\} * 10^{-6} [MW] \quad (4.28)$$

La disponibilidad declarada depende de la velocidad de viento, pues los demás parámetros son constantes para una central de generación. La velocidad del viento se supone igual para las centrales eólicas en Colombia. En consecuencia, se considera una zona de aproximación de los vientos en la Guajira entre las latitudes 12.25° y 11.00° y longitudes -73.00° y 71.75° (ver Figura 4-2). Esta zona se considera como el lugar factible para la ejecución de proyectos de generación con este recurso. A partir de la zona de aproximación de los vientos se descarga información de la plataforma Era5 (ECMWF, 2021) de las velocidades del viento horarias a 100m y se ajustan a una función de densidad de probabilidad por hora para estimar la disponibilidad declarada ([ver Anexo D](#)).

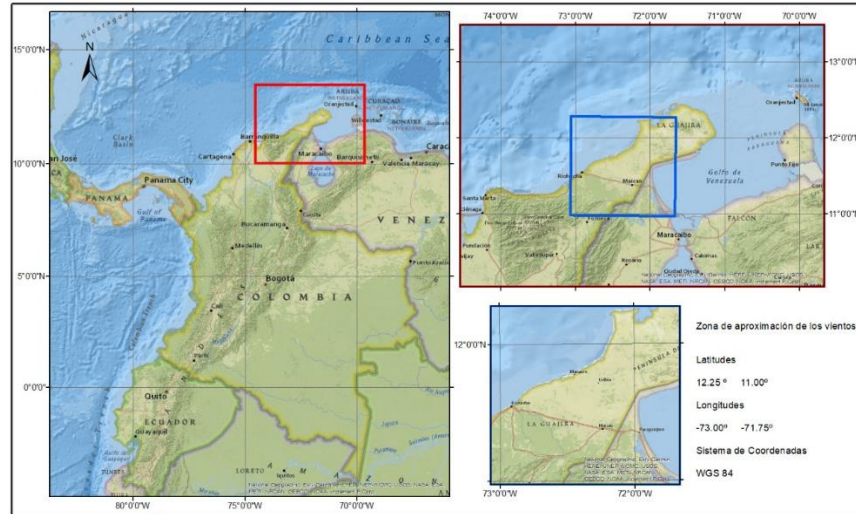


Figura 4-2 Zona de aproximación de la velocidad del viento a 100 metros de altura.

Como la altura de la velocidad del viento usada es a 100 metros, se supone que las turbinas de las centrales eólicas se encuentran a dicha altura, exceptuando la central Jepirachí, para la cual se conoce que están a 60 metros y se extrapola usando la ecuación (2.4). El factor de capacidad para las centrales eólicas actuales y en ejecución se suponen con base en la literatura y se considera igual 35.4%, el cual equivale al factor de capacidad reportado por EIA para el 2020 (EIA, 2021).

La variable densidad del aire, es una de las variables en ciencias atmosféricas medida a partir de otras variables atmosféricas como la presión, la humedad relativa y la temperatura. La variable densidad del aire se supone en función de la temperatura promedio de la Guajira, la presión atmosférica y la humedad relativa. La temperatura promedio de la Guajira (tomando como referencia Riohacha) es según los valores medios multianuales de temperatura media entre el periodo de 1981 y 2010 igual a 29° (IDEAM, 2014), por lo tanto, la densidad del aire se asume igual a  $1.1687 \text{ kg/m}^3$  según tablas de propiedades del aire seco a la presión atmosférica.

El precio de oferta de este tipo de centrales se supone cero porque sus costos variables son bajos (Hartel et al., 2015).

- **Submódulos solares:** la disponibilidad declarada hora a hora por las centrales solares ( $DS$ ) se calcula en términos de la eficiencia de conversión de la matriz solar fotovoltaica ( $\eta$ ) en %, el área medida de la matriz solar fotovoltaica ( $S$ ) en  $m^2$ , la radiación solar ( $\phi$ ) en  $KW/m^2$  y la temperatura del ambiente en grados Celsius ( $T_\alpha$ ) (ver Ecuación (4.29)).

$$DS = [\eta * S * \phi * \{1 - 0.005(T_\alpha + 25)\}] * 10^{-3} [MW] \quad (4.29)$$

La disponibilidad declarada de las centrales solares depende de la temperatura y la radiación solar. Se suponen funciones de densidad de probabilidad uniformes para la temperatura y la radiación solar horarias iguales para todas las centrales solares fotovoltaicas.

La radiación solar tiene un patrón horario similar por día (Mohanty et al., 2016) y, por ende, se estima para cada una de las horas del día una función de distribución empírica con base en valores reportados por la centrales. La Loma Solar en el Anexo 5 de la circular 024 de 2019 (CREG, 2019b). Esta central fue asignada en la subasta de energía firme para el 2022 y 2023 y se encuentran en construcción.

Para la temperatura ambiente se supone una distribución de probabilidad empírica por hora a partir de la información reportada por la central La Loma Solar en el Anexo 3 de la circular 024 de 2019 (CREG, 2019b). Se supone que la temperatura encontrada es la misma para las centrales solares actuales porque, no se tiene información para ellas al respecto.

La información técnica asociada a los parques solares eólicos como: el área y la eficiencia de la matriz, es supuesta dado que, no se cuenta con ella en un sistema centralizado de información en Colombia. Son los agentes generadores propietarios de las centrales quienes en sus páginas oficiales hablan en términos genéricos de dichas centrales o dan información a la prensa quien habla informalmente al respecto.

### 4.3. Módulo de demanda

El módulo de demanda utiliza datos históricos de demanda y genera pronósticos de electricidad para cada hora del día de un año. En este módulo se estima la demanda de electricidad con un algoritmo de aprendizaje denominado regresión de vectores de soporte, que busca minimizar el error estructural y tiene la capacidad para pronosticar patrones de series de tiempo lineales o no lineales (Fattaheian-Dehkkordi et al., 2013; Resendiz Trejo, 2006).

Si los puntos  $\{(x_i, y_i)\}, i = 1, \dots, N$  hacen parte de los datos de entrenamiento,  $x_i$  y  $y_i \in R^n$  y son respectivamente los vectores de entrada (variable independiente) y salida de la función (variable dependiente)  $f$ .  $x_i$  se puede construir tomando rezagos de  $y_i$ . La función  $f$  (Fattaheian-Dehkkordi et al., 2013; Lee & Lin, 2017; Maldonado et al., 2019) se define como se muestra en la ecuación (4.30):

$$f(x) = (w^T \times \phi(x) + b) \quad (4.30)$$

Donde  $\phi(\cdot): R^n \rightarrow R^{n_k}$  mapea el espacio de entrada en un espacio de característica de alta dimensión el que construye una regresión lineal,  $w$  y  $b$  son respectivamente el vector de peso y el termino de sesgo respectivamente (Fattaheian-Dehkkordi et al., 2013).

La función de regresión óptima de este método tiene como objetivo identificar el hiperplano regresor que mejor se ajuste a los datos de entrenamiento y, por lo tanto, se basa en una distancia margen o holgura,  $\xi_i, \xi_i^*$  que, controla el error cometido por la función de regresión al aproximarse a las bandas que forma el hiperplano. El hiperplano se define con aquellos valores que disten más  $\xi_i, \xi_i^*$  del hiperplano, esos valores formaran los vectores de soporte (Fattaheian-Dehkkordi et al., 2013; Martín Guareño, 2016)

La función de regresión óptima de este método, se considera el mínimo de la ecuación (4.31) (Fattaheian-Dehkkordi et al., 2013; Maldonado et al., 2019; Martín Guareño, 2016):

$$\min \frac{1}{2} \|w\|^2 + C \sum_{i=1}^l (\xi_i + \xi_i^*) \quad (4.31)$$

Esta función de optimización se encuentra sujeta a las siguientes restricciones reunidas en (4.32) (Fattaheian-Dehkkordi et al., 2013; Maldonado et al., 2019; Martín Guareño, 2016):

$$\begin{aligned} y_i - \langle w, \phi, (x_i) \rangle - b &\leq \varepsilon + \xi_i \\ \langle w, \phi, (x_i) \rangle + b - y_i &\leq \varepsilon + \xi_i^* \quad \mathbf{(4.32)} \\ \xi_i, \xi_i^* &\geq 0, i = 1, 2, \dots, l \end{aligned}$$

Donde  $C$  es una constante mayor a cero que permite conocer el equilibrio entre la regularidad de la función y la cuantía hasta la que se toleran desviaciones mayores que las bandas de soporte. Este problema de optimización se resuelve usando multiplicadores de Lagrange y permite obtener la forma dual del problema planteado en las ecuaciones (4.33) y (4.34) (Fattaheian-Dehkkordi et al., 2013; Martín Guareño, 2016).

$$f(x) = \sum_{i=1}^l (\alpha_i - \alpha_i^*) K(x, x_i) + b \quad \mathbf{(4.33)}$$

$$w = \sum_{i=1}^l (\alpha_i - \alpha_i^*) * \phi(x_i) \quad \mathbf{(4.34)}$$

Los parámetros  $\alpha_i$  and  $\alpha_i^*$  son variables duales y,  $K(x, x_i)$  es la función de Kernel que se define en términos del producto entre  $\phi(x)^T$  y  $\phi(x)$ . La función Kernel puede ser lineal, polinomial, sigmoide y de base radial. La función lineal se presenta en la ecuación (4.35) (Fattaheian-Dehkkordi et al., 2013):

$$K(x, y) = x * y^T \quad \mathbf{(4.35)}$$

El modelo es implementado en Python a partir de la librería Scikit-learn. Se realizan dos pronósticos de demanda horaria con la regresión de vectores de soporte. Un pronóstico *expost* que sirve para identificar las métricas de precisión del pronóstico y uno *exante* que se emplea para pronosticar por fuera de la muestra valores de la demanda horaria de electricidad ([ver Anexo F](#)). Ambos pronósticos usan como entradas los datos históricos de la demanda horaria de electricidad suministrados por el operador del mercado eléctrico que van del primero de enero del 2000 al 31 de diciembre del 2019 y representan un total de 175320 datos.

Los datos históricos son usados para definir las variables independientes de forma vectorial como: la demanda de la hora anterior ( $D - 1$ ), la demanda a la misma hora para estimar el día anterior ( $D - 24$ ) y la demanda a la misma hora para estimar la semana pasada ( $D - 168$ ). Se eligen estas variables porque se evidencia que existe correlación entre las observaciones de la serie del tiempo separados por 1, 24 y 168 horas (ver Figura 4-3).

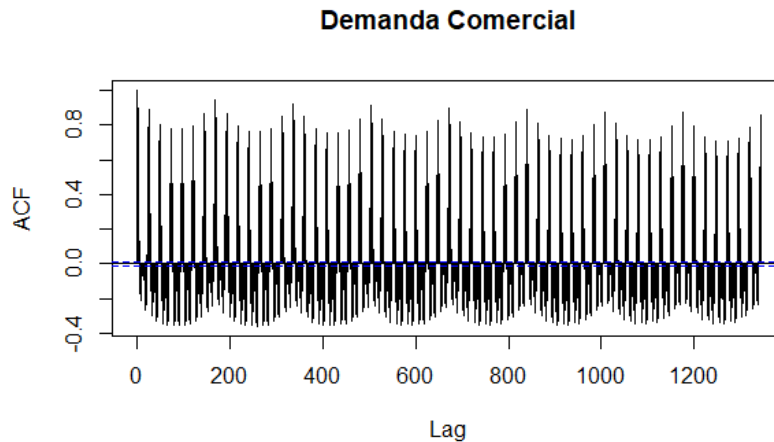


Figura 4-3 Gráfica de autocorrelación de parte de la serie de demanda horaria de electricidad. Elaboración propia.

Los datos se clasifican en variables de entrenamiento del modelo y de prueba. Los datos de entrenamiento son entregados al algoritmo de regresión de vectores de soporte, el cual se encarga de ajustarles una función dada (en este caso lineal) para formar los vectores de soporte que cubren el hiperplano de los datos, mientras hace el ajuste el algoritmo pretende minimizar el error de entrenamiento y cubrir la mayor cantidad de datos. Los datos de prueba se usan para analizar la precisión del pronóstico *expost* con el coeficiente de  $R^2$ .

En el pronóstico *expost*, es decir dentro de la serie histórica se toman 174648 datos de entrenamiento que van del dato 1 disponible al 174648 y, 672 datos de prueba que van del dato 174649 al 175320. En cambio, el pronóstico *exante*, es por fuera de los datos históricos y se calcula para un año o 8760 horas. Para este pronóstico la predicción se define en términos del último valor de las tres variables vectoriales explicativas que reflejan la demanda de los periodos inmediatamente anterior, 24 horas antes y 168 horas antes. Por consiguiente, el primero valor futuro se estima considerando el último valor de la serie histórica (para relacionarse con el periodo inmediatamente anterior), el valor de la serie histórica que refleja la demanda de la misma hora del día anterior y el valor de la serie histórica de la misma hora para la semana pasada.

En este sentido, los datos de entrenamiento y de prueba del pronóstico *exante* son 175152 y van del dato 169 al 175320 con el objetivo de posibilitar la estimación del valor futuro en el horizonte fuera de la muestra.

## 5. Validación del modelo de simulación

Con el objetivo de dar confiabilidad al modelo propuesto para analizar la penetración de renovables no convencionales en el mercado mayorista de electricidad de Colombia, es necesario llevar a cabo un proceso de validación, si este representa satisfactoriamente el sistema real (Banks et al., 2014) dentro de un dominio de aplicación (Schlesinger et al., 1979).

En este capítulo se presenta el enfoque de validación del modelo de simulación propuesto en el capítulo 4 y se analizan los hallazgos de este proceso. El enfoque de validación combina elementos cuantitativos y cualitativos y responden a la pregunta de si el modelo representa al sistema con la suficiente precisión como para que sus resultados apoyen la toma de decisiones (Sargent, 2008).

### 5.1. Enfoque de validación

Del MEM se cuenta con datos históricos de generación, aportes, precios de oferta, demanda que permiten alimentar el modelo con información histórica de algunas variables y comparar el comportamiento simulado con el histórico. Esta comparación, llamada también *trace driven simulation* permite identificar si el modelo representa de forma adecuada la realidad (Kleijnen, 1995).

Los módulos que componen el modelo se validan por separado. Para validar el módulo de mercado y el de demanda se realiza análisis gráfico de las variables resultantes del modelo con relación a la lógica esperada en el sistema real y se calculan métricas de precisión de estimaciones como MAE, MAPE Y RMSE.

Estas métricas se definen en la Tabla 5-1. En las métricas presentadas se comparan los valores estimados ( $\hat{y}_i$ ) con los reales  $y_i$  de una muestra de tamaño  $n$ . A mayor valor de las métricas se presenta mayor error de la estimación y, por ende, menor precisión.

Tabla 5-1. Métricas de estimación de error de precisión de estimaciones

Medida estadística	Descripción	Fórmula
MAE	Error absoluto medio.	$\frac{\sum_{i=1}^n  \hat{y}_i - y_i }{n}$
MAPE	Error porcentual absoluto medio.	$\frac{\sum_{i=1}^n \frac{ \hat{y}_i - y_i }{\hat{y}_i}}{n}$
RMSE	Raíz del error cuadrático medio.	$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)^2}{n}}$

En la validación del módulo de mercado se evalúa el comportamiento simulado de los costos marginales, los precios de oferta y la regla de disponibilidad del día siguiente de las centrales hidráulicas tipo embalse (incluidos en este módulo). La validación de las predicciones del módulo de demanda es cuantitativa y calcula la precisión del pronóstico *ex ante* del modelo de regresión de vectores de soporte.

Por su parte, para validar el módulo de oferta de centrales diferentes a las hidráulicas tipo embalse se usan técnicas subjetivas como el criterio de expertos (face validity (Sargent, 2008)) debido a que, no hay suficiente información histórica como para comparar los resultados de los modelos con lo real. No obstante, con la información histórica que se tiene se calculan promedios históricos de las variables y se comparan los valores promedios obtenidos para ellas con el modelo mediante el cálculo del error absoluto  $|\hat{y}_i - y_i|$ .

## 5.2. Validación del módulo de mercado

La validación del módulo de mercado se hace en cinco partes que son resumidas en la Tabla 5-2. En la primera se determina si la representación del proceso de despacho es adecuada, donde se comparan los costos marginales horarios simulados con los reportados por XM. De la segunda a la quinta parte de la validación de este módulo, se verifican y validan las suposiciones que contiene con respecto a las centrales hidráulicas

tipo embalse. En la segunda parte se valida individualmente el modelo de precio de oferta de este tipo de centrales, por lo que se comparan precios reales ofertados con los modelados asumiendo: a) estacionalidad mensual y b) efecto de fenómenos climáticos como El Niño y La Niña. En la tercera parte comparan los precios de oferta modelados para las centrales hidráulicas tipo embalse con los precios de oferta históricos. En la cuarta parte se valida la regla de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse. Finalmente, en la quinta parte de la validación se identifican errores generados por el modelo de precio de oferta y la regla de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas cuando aumenta la longitud de las corridas.

Las pruebas de validación realizadas, así como sus resultados generales, se resumen en la siguiente Tabla 5-2. En las secciones 5.2.1, 5.2.2, 5.2.3, 5.2.4 y 5.2.5 y [Anexo G](#) se presentan los resultados detallados de la validación.

Tabla 5-2. Enfoques de validación del módulo de mercado

Sección	Componente validado	Entradas	Salidas	Número de corridas	Longitud de corridas	Paso del tiempo	Resultado
5.2.1	Lógica del despacho	Ofertas horarias de cada central / Pronóstico de demanda horaria de electricidad	Costo marginal horario de electricidad	71	1 día	Horario	Validado, se siguen fluctuaciones horarias del costo marginal durante un día, pero existen desviaciones durante picos y en la noche.
5.2.2	Tipo de modelos de precio de oferta de las centrales hidráulicas tipo embalse	Modelo1-PO: Distribución precios de oferta mes, planta, sin efectos climáticos	Precios de oferta centrales hidráulicas tipo embalse	100 corridas/mes	Número de días de cada mes validado (28 y 31 días para febrero y mayo de 2018 respectivamente)	Diario	Representación adecuada de la variabilidad de los precios de oferta de las centrales para febrero y mayo de 2018.
		Modelo 2-PO Distribuciones precios de oferta planta con efectos climáticos					Representación sesgada de la variabilidad de los precios de oferta de las centrales para febrero y mayo de 2018.
5.2.3	Errores en el módulo de mercado causado por el modelo de precio de oferta de las centrales hidráulicas tipo embalse	Nivel de embalse reportado para el 31 de enero de 2018 / Aportes por central / Pronóstico de demanda horaria de electricidad / Ofertas horarias de cada central (exceptuando hidráulicas tipo embalse entre el día 2 y 15 de la simulación) / Modelo1-PO: Distribución precios de oferta mes, planta, sin efectos climáticos / Regla 1 de disponibilidad del día siguiente (caudal turbinado $t + 1$ , es $U(0, \text{Caudal técnico máximo})$ )	Costo marginal	30	15 días	Horario	Los precios de oferta del modelo 1-PO adicionan variabilidad a los costos marginales, pero, no son el único componente que altera el comportamiento de los costos marginales. Debe revisarse el componente de disponibilidad declarada de las centrales hidráulicas tipo embalse.
5.2.4	Regla de disponibilidad del día siguiente para	Nivel de embalse reportado para el 31 de enero de 2018 / Aportes por central / Pronóstico de demanda horaria de	Costo marginal /Disponibilidad	20	8 días	Horario	Regla 1: Amplia variabilidad de la disponibilidad declarada por central. Genera indisponibilidades

Sección	Componente validado	Entradas	Salidas	Número de corridas	Longitud de corridas	Paso del tiempo	Resultado
	las centrales hidráulicas tipo embalse	<p>electricidad / Ofertas horarias de cada central (exceptuando hidráulicas tipo embalse entre el día 2 y 15 de la simulación) / Modelo1-PO: Distribución precios de oferta mes, planta, sin efectos climáticos / Regla 1 de disponibilidad del día siguiente (caudal turbinado <math>t + 1</math>, es <math>U(0, \text{Caudal técnico máximo})</math>)</p> <p>Nivel de embalse reportado para el 31 de enero de 2018 / Aportes por central / Pronóstico de demanda horaria de electricidad / Ofertas horarias de cada central (exceptuando hidráulicas tipo embalse entre el día 2 y 15 de la simulación) / Modelo1-PO: Distribución precios de oferta mes, planta, sin efectos climáticos / Regla 2 de disponibilidad del día siguiente (caudal turbinado <math>t + 1</math>, es <math>U(0, \text{Caudal turbinado de } t)</math>)</p>	<p>horaria declarada/</p> <p>Disponibilidad diaria despachada/</p> <p>Nivel diario de reservas/</p> <p>Nivel diaria de vertimientos</p>				<p>de las centrales con igual probabilidad que un valor de disponibilidad cualquiera. Debe revisarse la estimación del mínimo valor posible del caudal turbinado o la distribución de probabilidad asociada a la regla.</p> <p>Regla 2: Poca variabilidad de la disponibilidad declarada por central. Genera disponibilidades condicionadas al resultado del periodo anterior. Debe revisarse la estimación del mínimo valor posible del caudal turbinado o la distribución de probabilidad asociada a la regla.</p>
5.2.5	Errores en el módulo de mercado por la estimación de los componentes de las ofertas de las centrales hidráulicas tipo embalse al	Nivel de embalse reportado para el 31 de enero de 2018 / Aportes por central / Pronóstico de demanda horaria de electricidad / Ofertas horarias de cada central (exceptuando hidráulicas tipo embalse entre el día 2 y 15 de la simulación) / Modelo1-PO: Distribución precios de oferta mes, planta, sin efectos climáticos / Regla 1 de disponibilidad del	<p>Costo marginal</p> <p>/Disponibilidad horaria declarada/</p> <p>Disponibilidad diaria despachada/</p> <p>Nivel diario de reservas/</p>	30	15 y 28 días		La magnitud de los errores de las métricas aumenta mientras que la dispersión disminuye con el incremento de la longitud de corridas.

Sección	Componente validado	Entradas	Salidas	Número de corridas	Longitud de corridas	Paso del tiempo	Resultado
	incrementar la longitud de corridas	día siguiente (caudal turbinado $t + 1$ , es $U(0, \text{Caudal técnico máximo})$ )	Nivel diaria de vertimientos				

### 5.2.1. Validación de la lógica del despacho

Para esta parte de la validación se simuló el predespacho ideal de electricidad 71 días aleatorios del 2018 usando como entrada datos históricos; las ofertas de cada planta y la demanda pronosticada para los periodos horarios de los días elegidos. El costo marginal para cada una de las horas de cada día aleatorio elegido se compara con el reportado por el operador del sistema eléctrico usando las métricas presentadas en la Tabla 5-1 en donde  $n$  es igual a 24.

En la Figura 5-1 se comparan gráficamente algunos resultados comunes de la simulación. En la Figura 5-1.a, c y d se observa que los resultados simulados tienden a seguir las fluctuaciones horarias del precio, pero las mayores desviaciones se observan durante los picos y en la noche. Esto puede deberse a que la simulación no busca una solución óptima como sí se hace con el modelo de optimización que produce el predespacho ideal. En ocasiones (Figura 5-1.b) el orden de mérito coincide exactamente con el predespacho ideal histórico.

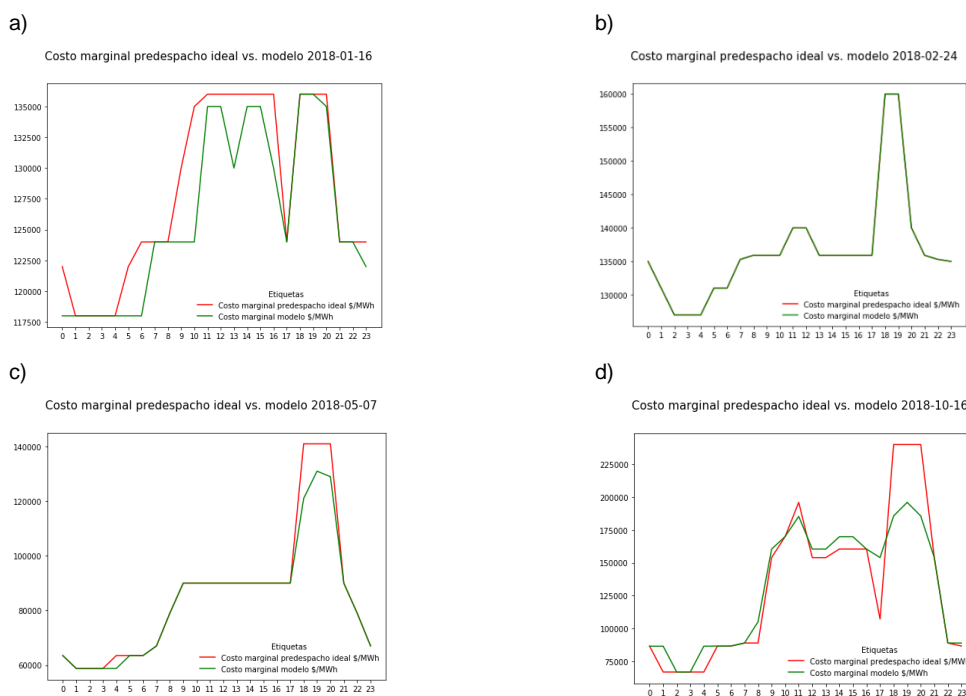


Figura 5-1 Costos marginales predespacho ideal en comparación con los resultantes del modelo para días aleatorios no consecutivos del 2018

Nota: a) Costos marginales predespacho ideal versus modelo para el 2018-01-16, b) Costos marginales predespacho ideal versus modelo para el 2018-02-24, c) Costos marginales predespacho ideal versus modelo para el 2018-05-07, d) Costos marginales predespacho ideal versus modelo para el 2018-10-16.

En cuanto a la distribución de los errores en los 71 días analizados, en la sección i del [Anexo G](#), se presentan tablas y un análisis estadístico detallado al respecto.

### **5.2.2. Validación del modelo de precio de oferta de las centrales hidráulicas tipo embalse**

Esta validación se hace con el fin de comparar qué tipo de modelo estocástico representa mejor el precio de oferta real de cada una de las centrales hidráulicas tipo embalse. Se emplean datos históricos de los precios de oferta diarios declarados por las centrales hidráulicas tipo embalse a XM para ajustar una distribución de probabilidad del precio de oferta diario de cada planta para cada mes (PO-1) y para ajustar una distribución de probabilidad del precio de oferta diario de cada planta para tres condiciones climáticas: fenómeno del niño, de la niña o normal (PO-2).

Para el análisis se simulan los meses de enero y mayo de 2018 que representan condiciones de aportes altos (Fenómeno de la Niña) y normales (Fenómeno neutro) respectivamente. El detalle del análisis realizado se presenta en la sección II del [Anexo G](#) y de él es posible inferir que, ningún modelo de precio de oferta muestra ser mejor que otro en términos de las métricas de error de estimación empleadas. Así mismo, ningún modelo se acerca más a la media histórica de los meses analizados para todas las centrales. A pesar de esto, se observa el que el modelo 1-PO logra captar la variabilidad del precio de oferta para todas las centrales en los dos meses analizados. Se elige el modelo 1-PO como el modelo de precio de oferta de las centrales hidráulicas tipo embalse a emplear en el módulo de mercado

### **5.2.3. Error del módulo de mercado causado por el modelo de precio de oferta de las centrales hidráulicas tipo embalse**

En esta validación se busca identificar qué pasa en el módulo de mercado con la inclusión del modelo 1 de precios de oferta de las centrales hidráulicas tipo embalse en el que se ajusta una distribución de probabilidad empírica al precio de oferta de cada mes. Para la validación se simularon 15 días consecutivos entre el primero y 15 de febrero de 2018 y se compara el comportamiento de los costos marginales simulados con el costo marginal histórico.

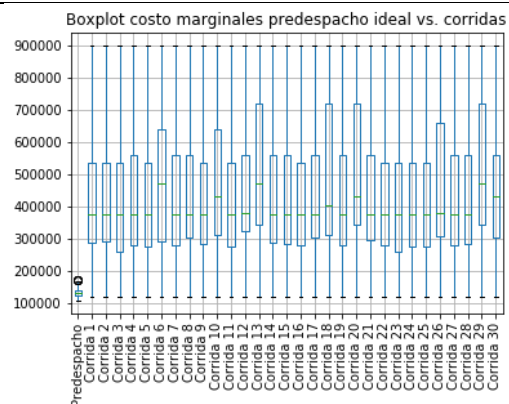
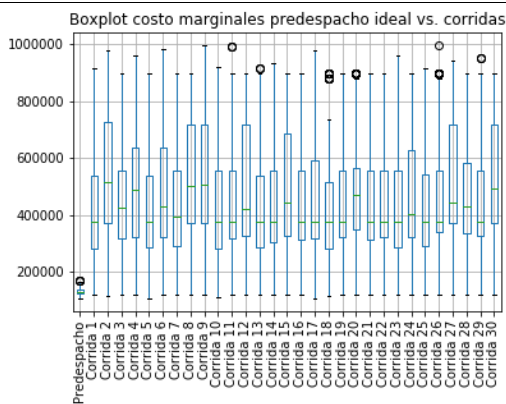
Los datos de entrada empleados en la validación fueron: nivel del embalse reportado para el 31 de enero de 2018, aportes históricos diarios, demanda horaria pronosticada y ofertas de las centrales, exceptuando las concernientes a las centrales hidráulicas tipo embalse entre el 2 y 15 de febrero. Se usó la regla 1 de disponibilidad del día siguiente, la cual establece que las centrales hidráulicas tipo embalse ofertan un valor igual para cada periodo del día siguiente considerando un caudal turbinado resultante de una distribución de probabilidad uniforme con parámetros 0 y el caudal máximo turbinado por central. Este valor del caudal turbinado que se encuentra hace que se cumpla la restricción de no negatividad del balance de las reservas por central.

El modelo se corrió 30 veces con paso horario y una duración de 15 días o 360 horas de simulación. Y, fue comparado con el módulo de mercado bajo el precio de oferta histórico de las centrales hidráulicas tipo embalse y todas de las demás condiciones descritas previamente.

Los costos marginales obtenidos del módulo de mercado con las funciones de distribución empíricas que reflejan la estacionalidad del mes por central presentan mayor variabilidad entre corridas a partir del segundo día del periodo de validación que el módulo de mercado con los precios históricos (ver fila 1 de la Figura 5-2). Esto es resultado de la estocasticidad que caracteriza el modelo de precios de oferta de las centrales hidráulicas tipo embalse, el cual, a su vez, provoca datos atípicos dentro del conjunto de costos marginales generados por corridas.

**Costos marginales del módulo de mercado con el modelo 1-PO**

**Costos marginales del módulo de mercado con precios de oferta históricos**



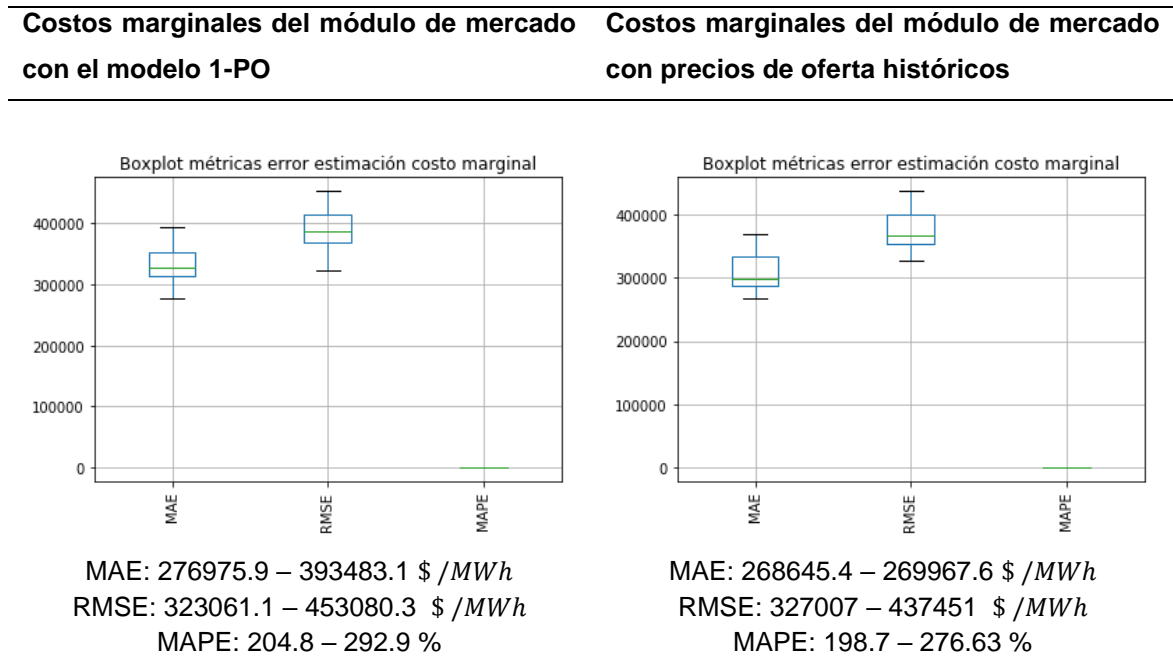


Figura 5-2 Boxplot de los costos marginales y métricas de error de estimación de los costos marginales del módulo de mercado con el modelo 1-PO y los precios de oferta historicos

En lo que refiere a las métricas de estimación del costo marginal puede observarse en la fila 2 de la Figura 5-2 que usar los precios de oferta históricos reducen los errores de estimación de los costos marginales. No obstante, existen errores de estimación en ambos modelos que indican que no solo dependen del precio de oferta, sino también, de la disponibilidad declarada de las centrales hidráulicas tipo embalse puesto que, la regla 1 de disponibilidad usada en ambos modelos pone en evidencia que, se requiere recurso más costoso hora a hora para satisfacer la demanda en ambos modelos. Esto se detallará en la siguiente sección.

### 5.2.4. Validación de la regla de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse

Para esta validación se eligió un período de 8 días consecutivos entre el primero y 8 de febrero de 2018. Los datos de entrada fueron: nivel del embalse reportado para el 31 de enero de 2018, aportes históricos diarios, demanda horaria pronosticada para las fechas analizadas y ofertas de las centrales para el periodo de validación exceptuando el componente de disponibilidad ofertado por las centrales hidráulicas tipo embalse entre el 2 y 8 de febrero. Esto último porque en esta validación se busca analizar la incidencia de

dos reglas de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse en el módulo de mercado.

Las dos reglas de disponibilidad del día siguiente validadas determinan el valor del caudal turbinado empleado para calcular la disponibilidad de la central el día siguiente a partir del nivel del embalse de las centrales en el periodo actual y los aportes del periodo siguiente.

La primera regla (regla 1) supone que el valor del del caudal turbinado para el día siguiente de cada central esta uniformemente distribuido entre 0 y el caudal técnico máximo. La segunda regla (regla 2) por su parte considera que el valor del caudal turbinado es uniformemente distribuido entre 0 y el caudal turbinado del día actual. En caso de que, el caudal turbinado del día actual no cumpla las restricciones de no negatividad del balance del embalse, se busca un valor de caudal turbinado uniformemente distribuido entre 0 y el caudal técnico máximo turbinado por central.

Luego de realizar 20 corridas del módulo de mercado con las reglas de disponibilidad enunciadas previamente se valida el costo marginal, el nivel diario de las reservas y los vertimientos, la disponibilidad horaria declarada y la disponibilidad diaria despachada por central hidráulica tipo embalse. Para esta validación se realizó un análisis gráfico y se calcularon métricas de error de estimación como MAE, RMSE y MAPE por central

### ***Costo marginal***

El costo marginal para cada hora del primer día simulado en las 20 corridas de las dos reglas de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse no dista sustancialmente del real (ver Figura 5-3 a y b). Luego del segundo día los costos marginales son superiores a los reales bajo ambas reglas (ver Figura 5-3 c, d, e y f). Sin embargo, son mucho mayores para la regla 1 que para la regla 2. Incluso entre los días 2, 3 y 4 de la validación, las variaciones de los costos marginales resultantes de la regla 2 son más pequeños que para los días 5, 6, 7 y 8 de la simulación.

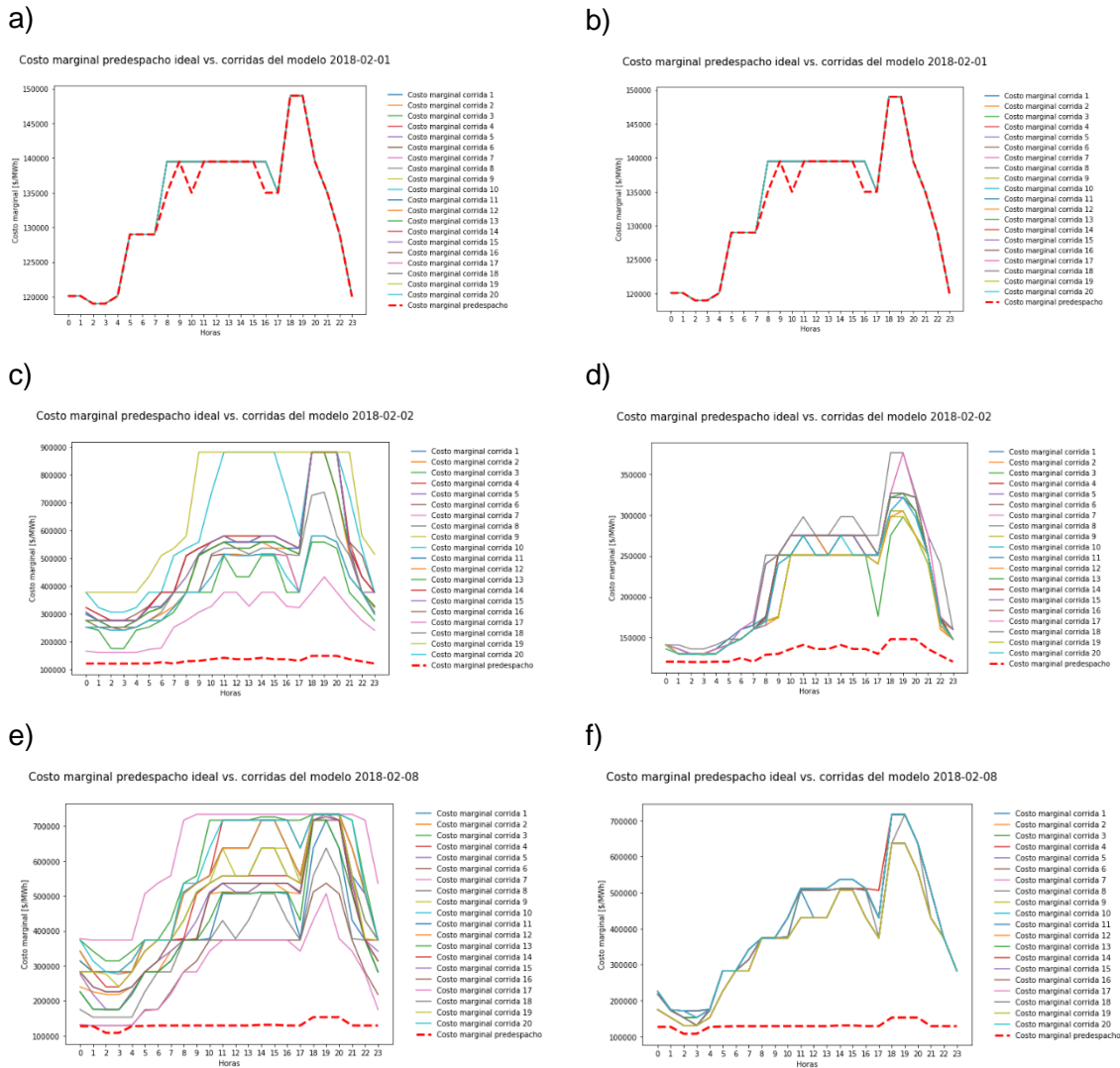


Figura 5-3 Costos marginales predespacho ideal versus 20 corridas del módulo de mercado bajo las reglas 1 y 2 de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse.

Nota: a) Costos marginales predespacho ideal versus modelo con la regla 1 de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse para el 2018-02-01, b) Costos marginales predespacho ideal versus modelo con la regla 1 de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse para el 2018-02-05, c) Costos marginales predespacho ideal versus modelo con la regla 1 de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse para el 2018-05-08, d) Costos marginales predespacho ideal versus modelo con la regla 2 de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse para el 2018-02-01, e) Costos marginales predespacho ideal versus modelo con la regla 2 de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse para el 2018-02-05, f) Costos marginales predespacho ideal versus modelo con la regla 2 de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse para el 2018-05-08.

La figura anterior, muestra que, con ambas reglas de disponibilidad del día siguiente se encuentran costos marginales superiores al histórico. Esto ocurre porque las reglas permiten probabilidades de cero iguales a las de cualquier número por lo que se pueden requerir recursos más costosos para satisfacer la demanda horaria.

En la sección III del [Anexo G](#) se presenta un análisis detallado de los costos marginales resultantes de las reglas analizadas y se puede evidenciar, a partir del bajo ajuste del costo marginal de ambos modelos, que el mínimo de las reglas de disponibilidad no tiene que ser necesariamente 0 y que puede usarse una distribución que no sea uniforme para plantearlas.

***Disponibilidad horaria declarada, disponibilidad diaria despachada, nivel diario de reservas y vertimientos por central hidráulica tipo embalse resultantes del modelo bajo la regla 1***

La disponibilidad declarada por central es un valor igual o diferente para cada una de las 24 horas de un día. En esta regla se asume que la disponibilidad declarada horaria es igual para cada periodo de un día y depende de un valor para el caudal turbinado por central que garantiza la no negatividad en la ecuación de balance del nivel de reservas.

El caudal turbinado varía con igual probabilidad entre 0 y el caudal máximo turbinado por central y este rango es lo suficientemente amplio para hacer que la mediana de la disponibilidad declarada por central sea altamente variable cuando se comparan las corridas.

Frente a los valores de disponibilidad declarada resultantes de las corridas se evidencia en la Tabla 5-3 que la disponibilidad histórica puede estar con respecto al rango simulado en él, por encima o por debajo de ella para la mayoría de las centrales.

Tabla 5-3. Disponibilidad declarada por central resultante de la regla 1 en comparación con la disponibilidad histórica

<b>Disponibilidad histórica por encima del rango simulado</b>	<b>Disponibilidad histórica por debajo del rango simulado</b>	<b>Disponibilidad histórica por encima, al mismo nivel o por debajo de la simulada</b>
Alban, Calima, Guatapé, Jaguas, Miel I, Porce II, Porce III, Prado, Salvajina y Sogamoso.	Guatron y Pagua	Betania, Chivor, El Quimbo, Playas, Urrá, Guavio, La Tasajera y San Carlos.

Como existe alta variabilidad en la disponibilidad horaria declarada entre días, en la disponibilidad despachada se refleja un patrón similar dentro y entre corridas, pero en

magnitudes mayores (Ver sección III del [Anexo G](#)). Los valores resultantes de disponibilidad diaria despachada en las corridas para las centrales contienen los valores reales de la disponibilidad despachada para la mayoría de las centrales. No obstante, para las centrales tipo cadena como Guatron y Pagua, en las que se supone que su capacidad instalada depende solo de los embalses Troneras y Muña respectivamente, se observa que la cantidad despachada simulada es inferior a la real.

El nivel diario de las reservas y los vertimientos por centrales son dependientes del resultado del orden de mérito que se lleva a cabo en el despacho de cada día de la validación. En consecuencia, la variabilidad encontrada en la disponibilidad despachada incide en la variabilidad del nivel de las reservas y los vertimientos.

El modelo bajo esta regla de disponibilidad es capaz de generar reservas que están dentro, por encima o por debajo de los niveles históricos. Adicionalmente, el modelo no genera vertimientos para la mayoría de las centrales en las 20 corridas realizadas, excepto para la central Playas (Ver sección iii del [Anexo G](#)).

***Disponibilidad declarada, disponibilidad despachada, nivel de reservas y vertimientos por central hidráulica tipo embalse resultantes del modelo bajo la regla 2***

Bajo la regla 2 de disponibilidad del día siguiente para las centrales hidráulicas tipo embalse, la disponibilidad declarada depende del caudal turbinado. El caudal turbinado varía uniformemente entre 0 y el caudal turbinado del periodo actual si no se viola el balance de masa asociado a las reservas. En caso de que se viole se debe buscar un valor de caudal turbinado entre 0 y el máximo caudal turbinado por central.

Los valores de disponibilidad horaria declarada por centrales a lo largo de las corridas tienen comportamientos diferentes con relación a los valores reales (Ver Tabla 5-4) y tienen para la gran mayoría de centrales errores de estimación menores que los obtenidos con la regla 1 de disponibilidad del día siguiente.

Tabla 5-4 Disponibilidad declarada por central resultante de la regla 2 en comparación con la disponibilidad histórica

Disponibilidad histórica por encima del rango simulado	Disponibilidad histórica por debajo del rango simulado	Disponibilidad histórica igual a la	Disponibilidad histórica por encima, al mismo
--	--	-------------------------------------	---

	<b>disponibilidad simulada</b>	<b>nivel o por debajo de la simulada</b>
Alban, Calima, El Guavio, Quimbo, Guatron, Miel I, Pagua, Salvajina, y Sogamoso.	Guatapé, Playas y Prado.	Betania, Chivor, Jaguas, Porce II, Porce III, La Tasajera, San Carlos y Urrá

Frente a la disponibilidad diaria despachada por el modelo bajo esta regla (Ver sección iii del [Anexo G](#)) se destaca que, es una línea horizontal y por tanto no presenta variabilidad dentro de las corridas para las centrales Calima, Guatapé, Playas, Prado, Urrá, la Tasajera y Sogamoso. Para Guatapé y Playas es igual a la disponibilidad resultante del predespacho ideal; para Prado, Urrá y la Tasajera está por encima de los valores del predespacho ideal y para Sogamoso está por debajo. Para las demás centrales se observa que entre corridas hay un comportamiento similar en el periodo simulado para la disponibilidad diaria despachada, y en ocasiones gran cantidad de datos atípicos que pueden o no estar por encima o por debajo de los valores reales de la disponibilidad diaria despachada.

Los resultados del nivel diario de las reservas (Ver sección III del [Anexo G](#)) son distintos para todas las centrales. En algunos casos se acercan los niveles de reservas resultantes a los históricos, pero, en general hay amplias variaciones. A pesar de esto, para las centrales Miel I, Urrá, Prado, Sogamoso, Chivor, Guavio, Calima, Guatapé, Pagua, Playas y, la Tasajera, cuyos resultados del nivel diario de las reservas son igual para todas las corridas no hay variabilidad en las estadísticas del MAE, RMSE y MAPE.

Con relación a los vertimientos de las centrales por corridas y las métricas MAE, RMSE y MAPE (Ver sección iii del [Anexo G](#)) se observar que, como ocurrió en el modelo bajo la regla 1, en el modelo bajo la regla 2 no se generan vertimientos para ninguna central en las 20 corridas realizadas. Al contrarrestar estos resultados con la realidad, se encuentra que los resultados son acertados para todas las centrales menos para Playas, la cual en el periodo de validación si vertió excedentes de recurso hídrico y muestra errores de estimación altos para los vertimientos de esta central.

### **Comparación de las reglas de disponibilidad del día siguiente**

Ambas reglas inducen a errores en la estimación de la disponibilidad declarada, la disponibilidad despachada, los niveles del embalse o de reservas y los vertimientos por central. La regla 2 al delimitar el rango de valores posibles de estas variables, induce a comportamientos menos variables y con una tendencia similar entre las corridas (incluso igual para las variables de algunas centrales) que no logra captar la tendencia de las variables de interés del predespacho ideal. Por su parte, la regla 1 al tener un rango de variabilidad mayor, posibilita que se capten valores y en ocasiones tendencias de las variables analizadas cercanos a los resultantes del predespacho ideal.

Adicionalmente, como ambas reglas contemplan el cero como un valor de caudal turbinado posible, la disponibilidad declarada es cero con igual probabilidad que cualquier otro valor entre el rango de variación delimitado para cada central según las reglas analizadas. Esto, genera costos marginales sobreestimados por el uso de recurso térmico para satisfacer la demanda horaria de electricidad y, plantea la necesidad de mejorar la estimación del mínimo caudal turbinado posible o cambiar la distribución de probabilidad asociada con la regla.

### **5.2.5. Errores en el módulo de mercado por la estimación de los componentes de las ofertas de las centrales hidráulicas tipo embalse**

En esta sección se usa el modelo 1-PO y la regla de disponibilidad del día siguiente donde el caudal turbinado es uniforme entre 0 y el caudal máximo turbinado. El modelo 1-PO y la regla se usan con el objetivo de identificar sus efectos en el módulo de mercado a medida que aumenta la longitud de las corridas. Para esto, se realizó una validación en la que se comparan los resultados del módulo de mercado bajo longitudes de corrida de 15 y 28 días.

En consecuencia, se corrieron 30 veces dos modelos con diferentes longitudes de corridas. Estos modelos tuvieron como datos de entrada el nivel del embalse reportado para el 31 de enero de 2018, aportes históricos diarios, demanda horaria pronosticada y ofertas de las centrales, exceptuando las ofertas concernientes a las centrales hidráulicas tipo embalse entre el 2 y 15 de febrero para el primer modelo y el 2 y 28 de febrero para el segundo modelo. De estos modelos se analizan variables como costo marginal,

disponibilidad horaria declarada, disponibilidad diaria despachada, nivel diario de reservas y vertimientos por central.

Las variables analizadas son detalladas en la sección IV del [Anexo G](#) y a partir de lo allí presentado es posible identificar que, con el aumento de la longitud de las corridas, los errores de la estimación de los costos marginales, la disponibilidad horaria declarada, la disponibilidad diaria despachada y el nivel del embalse son para la mayoría de las centrales hidráulicas tipo embalse de magnitud mayor.

Frente a la dispersión de las métricas de error de estimación del costo marginal, la disponibilidad horaria declarada y la disponibilidad diaria despachada, se evidencia que las métricas son menos dispersas para las corridas más largas.

## **5.3. Validación del módulo de ofertas**

### **5.3.1. Validación del componente de disponibilidad de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas**

La disponibilidad de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas se calculan con las ecuaciones (4.28) y (4.29) descritas y sustentadas en la literatura en la sección 2.1.3 y 2.1.4 respectivamente. Ambas ecuaciones son usadas para validar la disponibilidad promedio diaria de la central eólica Jepírachi y las centrales solares fotovoltaicas Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal, Trina Vatia BSLI y de las cuales se tiene información registrada por XM S.A. en su portal de información oficial.

La validación de la disponibilidad de ambas centrales se realiza generando 100 corridas de longitud 1 día y paso de la simulación de 1 hora. En cada corrida se calcula la disponibilidad declarada de las centrales para cada hora del día. Luego de las 100 corridas, los resultados promedios de la disponibilidad declarada por día resultantes de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, son comparados con el promedio diario de la disponibilidad declarada histórica para ambas centrales.

#### ***Validación de la disponibilidad declarada diaria de la central eólica Jepírachi***

Las entradas para la estimación de la disponibilidad declarada con el modelo propuesto, son supuestos sobre la densidad del aire, el área de barrido de las turbinas, el número de turbinas, el factor de capacidad de las turbinas, la función de distribución de probabilidad empírica para cada hora del día encontrada para la zona geográfica de la Guajira ubicada en las latitudes 12.25° y 11.00° y longitudes -73.00° y 71.75° (Ver sección 4.2 y [Anexo D](#)) y el coeficiente de Betz (0.5926), pues existen pérdidas energéticas al convertir el viento en energía cinética (Paz, 2018).

La disponibilidad declarada histórica promedio para Jepírachi fue de 6.78 MW por día, mientras que la encontrada con el modelo propuesto luego de las 100 corridas fue de 53.75 MW por día. Esto conduce a un error absoluto medio de 46.97 MW y evidencia que el modelo sobrestima la generación dados los supuestos que considera.

***Validación de la disponibilidad declarada diaria de la central sola fotovoltaica Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal y Trina Vatia BSLI***

Para realizar esta validación se usaron supuestos sobre las centrales solares fotovoltaicas analizadas relacionadas con el área del panel, el número de paneles, y la eficiencia de los paneles. Adicionalmente, se empleó la misma distribución de probabilidad empírica por hora para la irradiación solar global y la temperatura para la estimación de la disponibilidad a declarar por las centrales solares fotovoltaicas (Ver sección 4.2 y [Anexo E](#)).

Los resultados obtenidos del modelo propuesto junto con la disponibilidad declarada histórica promedio se reúnen en la Tabla 5-5

Tabla 5-5 Error absoluto de la disponibilidad diaria declarada resultante del modelo de disponibilidad solar fotovoltaica propuesto y la disponibilidad diaria declarada del promedio histórico para las centrales Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal y Trina Vatia BSLI.

<b>Central</b>		<b>Disponibilidad diaria declarada del modelo (MW)</b>	<b>Disponibilidad diaria promedio declarada (MW)</b>	<b>Error absoluto (MW)</b>
CELSIA BOLÍVAR	SOLAR	51.5555	3.940205	47.6153
CELSIA ESPINAL	SOLAR	56.6177	2.781395	53.8363
TRINA VATIA BSLI		91.5438	0.316	91.2278

De la Tabla 5-5 se observa que, el modelo propuesto sobrestima el promedio de la disponibilidad diaria declarada por las centrales analizadas a raíz de los supuestos que considera. Ahora bien, la estimación de la disponibilidad es aceptable, dada la información disponible limitada con la que se cuenta para caracterizar técnicamente las centrales de esta tecnología.

### **5.3.2. Validación del componente de precio de oferta de las centrales hidráulicas filo de agua con capacidad instalada mayor a 20MW**

Los precios de oferta de las centrales hidráulicas filo de agua con capacidad instalada mayor a 20 *MW* se proponen en esta tesis como una distribución de probabilidad del precio de oferta diario para cada central. Esta distribución es el resultado de ajustar los datos históricos disponibles del precio de oferta en el portal de XM entre noviembre del 2019 a diciembre de 2020.

Para cada central se generaron 100 precios de oferta a raíz de las distribuciones de probabilidad empíricas encontradas y el promedio de ellos es comparado con el promedio histórico. De esta comparación presentada en la sección I del [Anexo H](#) se aprecia que, existe diferencia entre el promedio del precio de oferta modelado e histórico. No obstante, el error absoluto es más pequeño en magnitud para las centrales Esmeralda, San Francisco y San Miguel en comparación con las demás centrales. A pesar de esto, la estimación de la disponibilidad es aceptable, dada la información disponible limitada con la que se cuenta para caracterizar técnicamente las centrales de esta tecnología.

### **5.3.3. Validación del componente de precio de oferta de centrales térmicas**

Con el objetivo de validar los precios de oferta de las centrales térmicas propuestos a partir de los precios de los combustibles (Ver [Anexo A](#)), se compara su resultado con el precio de oferta promedio histórico por central. Para esta comparación se usa el error absoluto entre el precio de oferta propuesto con base en el precio de los combustibles y el precio

de oferta promedio histórico por central, el cual se presenta en el [Anexo H](#) para las centrales térmicas despachadas centralmente, exceptuando las centrales Termoyopal G3 y Termoyopal G4, de las cuales no se tienen datos históricos disponibles entre el 2000 y 2020.

En la sección II del [Anexo H](#) se presenta el error absoluto del precio de oferta encontrado, y se observa que la diferencia en orden de magnitud entre los precios de oferta propuesto y promedio histórico equivalen a más del 60% del precio de oferta promedio histórico para la mayoría de las centrales térmicas despachadas centralmente analizadas, sino que también llega a ser hasta más del 100% del precio de oferta promedio histórico para centrales como Flores 4 CC, Tebsab CC y Termoyopal 1.

La diferencia en estos precios de oferta muestra que, para la mayoría de las centrales el precio de oferta propuesto subestima el precio de oferta promedio histórico de las centrales térmicas al estar por debajo de él. No obstante, para centrales como Flores 4C, Tebsab CC, Termocentro CC, Termosierra CC, Termoyopal 1 y Termoyopal 2 el método propuesto sobrestima el precio de oferta con relación al precio promedio histórico.

Como el precio de oferta de las centrales térmicas con el método propuesto se aleja del precio de oferta promedio histórico, se considera que no es una buena estimación dado que el precio de oferta es un componente decisivo en la asignación de obligaciones de generación en el MEM. En consecuencia, se opta por usar el precio de oferta promedio histórico para las centrales térmicas y no el modelo propuesto con base en el precio del combustible detallado en el [Anexo A](#).

## 5.4. Validación del módulo de demanda

El pronóstico *expost* arrojó un  $R^2$  de 0.92 indicando que existe una alta relación y por tanto un buen ajuste entre la variable respuesta (demanda de electricidad horaria) y las variables predictoras (demanda de la hora anterior ( $D - 1$ ), demanda a la misma hora para estimar el día anterior ( $D - 24$ ) y demanda a la misma hora para estimar la semana pasada ( $D - 168$ )).

El pronóstico *exante* presenta un  $R^2$  de 0.96, indicando un buen ajuste de pronóstico de demanda horaria con la regresión de vectores de soporte en términos de las variables predictoras elegidas. Adicionalmente, el MAE es de 185.82[MW], el RMSE: 287.84[MW] y

el MAPE: 2.99%. En la sección I del [Anexo I](#) se puede apreciar el pronóstico para la demanda de electricidad para 2020.

A pesar de que este modelo da un ajuste bueno, a medida que el valor futuro se comienza a predecir con base en valores futuros anteriores tiende a un valor medio como puede observarse en la sección I del [Anexo I](#). Al tender a valores medios, este modelo no es útil para pronosticar la demanda de electricidad a 2030, año en el cual se pretende analizar escenarios de penetración de FNCER en el MEM colombiano.

Para hacer frente a la necesidad de predicciones de demanda horaria a 2030, se opta por estimarla a partir de la demanda anual proyectada por la Unidad de Planeación Minero Energética(UPME) (Martínez Moreno & Rodríguez Hernández, 2019). La demanda anual a 2030 es prevista para tres escenarios: escenario bajo, alto y medio, por lo tanto, la demanda horaria se prevé considerando estos escenarios.

### **Demanda horaria anual a 2030**

La metodología empleada para estimar la demanda horaria a 2030 consiste en la identificación de la proporción correspondiente a cada hora de la demanda anual a partir de los datos históricos de la demanda horaria disponibles desde el 2000 al 2020. Luego, para cada escenario proyectado por la UPME se estima a 2030 la demanda horaria de electricidad con base en las proporciones encontradas para cada hora del año (Ver sección I del [Anexo J](#))

### **Demanda horaria de un día típico a 2030**

La demanda es clasificada por el operador de sistema eléctrico colombiano en días ordinarios (lunes a viernes), sábado y domingo o festivos (XM S.A. E.S.P., 2020b). Estos tipos de días son identificados en la serie histórica disponible desde el 2000 al 2020 y con base en ellos se calcula un promedio de la proporción demanda horaria por tipo de día de la demanda anual, el cual es usado para estimar a 2030 la demanda horaria de un día ordinario o típico, sábado y domingo o festivos de acuerdo con los escenarios de proyección anual de la UPME (Ver sección I del [Anexo J](#))

## 5.5. Hallazgos de la validación

La estructura del modelo se validó buscando que se aproximara a la lógica y el comportamiento del MEM colombiano y que fuera útil para el propósito de la investigación, es decir para analizar escenarios futuros de penetración de FNCER. Las relaciones funcionales que se emplearon consideraron aspectos relevantes de cada uno de los módulos. El módulo de mercado consideró la estructura del MEM actual de Colombia e introdujo las características y la lógica de un predespacho ideal descritas en la sección 4.1.

Dentro del módulo de mercado, se hizo especial énfasis en el impacto que tienen en este las ofertas de las centrales hidráulicas tipo embalse y, además, se crearon ecuaciones de balance siguiendo la topología del sistema. Estas ecuaciones se presentan en el [Anexo C](#) y son usadas dentro de este módulo para calcular la disponibilidad del día siguiente a partir del estado del día actual de las reservas de cada central luego del predespacho realizado.

Se encontró al validar el módulo de mercado que la lógica del modelo permite captar fluctuaciones horarias del costo marginal; la variabilidad del precio de oferta de las centrales hidráulicas filo de agua se representa mejor con un modelo que define distribuciones empíricas de los precios de oferta por planta considerando el mes y excluyendo efectos climáticos; los errores en el módulo de mercado son causados por los precios de oferta pero, en mayor medida por la regla de disponibilidad del día siguiente de las centrales hidráulicas tipo embalse y por tanto, se elige la regla 1 definida en la sección 5.2.4 como la más adecuada en comparación con la regla 2. Sin embargo, se le ajusta el valor mínimo del caudal turbinado posible con base en los históricos de disponibilidad declarada por central y se condiciona la indisponibilidad (disponibilidad = 0) a la probabilidad histórica de que ocurra.

Para el módulo de oferta se validaron las disponibilidades de las centrales FNCER con datos históricos disponibles y se encontró que bajo los supuestos que considera los modelos de disponibilidad de estas centrales los valores son sobrestimados. También, se validaron los precios de oferta de las centrales hidráulicas filo de agua y de las centrales térmicas. Del precio de oferta de las centrales hidráulicas filo de agua se encuentra que existe diferencia entre los promedios de los precios de oferta del modelo propuesto y los promedios históricos, pero no superan los  $13000 \frac{\$}{MWh}$ . Frente al precio de las centrales térmicas se encuentra que los supuestos sobre el cual se sustenta la lógica de su

formulación generan diferencias con el precio de oferta promedio histórico altas y, por lo tanto, se opta por elegir el precio de oferta promedio histórico por central para realizar las simulaciones de escenarios futuros.

El modelo de demanda de regresión de vectores de soporte fue ensayado para pronosticar la demanda a corto plazo y lo hace con un error de pronóstico de 2.99%. Sin embargo, como es necesario evaluar escenarios a 2030 se opta por elegir una prorrata de la demanda anual pronosticada a 2030 presentada por la UPME para estimar la demanda de electricidad horaria a 2030.

## 6. Escenarios de penetración de renovables no convencionales

En este capítulo se presentan los ejercicios de simulación para estudiar el efecto de la penetración de la FNCER en el MEM. Para este análisis se consideran cuatro escenarios resultantes de ejercicios prospectivos liderados por miembros del proyecto 7: “Análisis de escenarios y definición de estrategias futuras” (Ortega Arango et al., 2020), adscrito al programa Energética 2030. La metodología de análisis de escenarios propuesta por Schwartz (2012) fue la usada para la formulación de estos escenarios que tienen como fin explorar cambios futuros hacia la transición energética en Colombia para el 2030 (Ortega Arango et al., 2020).

Los cuatro escenarios fueron definidos en función de los precios de los combustibles y la favorabilidad del país hacia la transición energética, cuyo resumen se presenta en la Figura 6-1.



Figura 6-1 Escenarios de transición energética a 2030. Elaboración a partir de (Ortega Arango et al., 2020) .

La Figura 6-1 muestra que la implementación de políticas gubernamentales, así como el aumento de los precios de los combustibles fósiles facilitan la penetración de renovables convencionales y no al mercado. Cuando en un futuro posible coinciden incertidumbres como precios de combustibles altos y favorabilidad de las políticas se tiene un escenario altamente disruptivo (Ajedrez) en el que se reestructura el mercado en función de la integración de ER a pequeña y gran escala.

No obstante, si en vez de precios altos de los combustibles fósiles, se tienen precios bajos y políticas favorables para la transición a renovables (escenario Escaleras y Serpientes), la descarbonización de la matriz de generación se da de manera más lenta porque las señales como el precio de los combustibles la desaceleran. Cuando los precios de los combustibles son altos y no hay políticas de transición energética favorables para la integración de renovables, se está en un escenario Monopolio que favorece la generación con ER a gran escala para las empresas con poder de mercado y desfavorece la generación desde el lado de la demanda o la generación distribuida.

En el momento en que convergen las políticas que dificultan la transición energética y precios bajo de los combustibles fósiles, se desarrolla el escenario Jenga, en el cual se reconoce la necesidad de descarbonizar el sector, pero se realizan cambios mínimos en el sistema energético.

Para este análisis, se considera como escenario base “Escaleras y Serpientes”, ya que es el escenario tendencial, donde se espera que continúe vigente la ley 1715 de 2014. Esta ley promueve la penetración de ER convencionales y no convencionales e incentiva la asignación de estas tecnologías por medio de subastas de energía firme y de largo plazo. También se espera que surjan negocios asociados con la generación distribuida. Todo esto a un ritmo desacelerado porque los combustibles fósiles siguen siendo altamente competitivos en relación con las tecnologías con FNCER.

Para cada escenario se definieron, con un grupo de expertos, las variaciones de las variables y en cada uno de los escenarios con respecto al escenario base. Los cambios en las variables el escenario se presenta en la Tabla 6-1.

Tabla 6-1. Definición de variables para los escenarios a 2030

Variable	Escalera y Serpiente (escenario base)	Jenga	Monopolio	Ajedrez
Capacidad instalada de generación solar <sup>1</sup>	<p>Capacidad actual: 85.52 MW (Ver <a href="#">Anexo E</a>)</p> <p>Capacidad nueva: adición de 508 MW representados por las capacidades instaladas de las siguientes plantas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El Paso Solar: 70 MW</li> <li>• La Loma Solar: 150 MW</li> <li>• San Felipe: 90 MW</li> <li>• Cartago: 99 MW</li> <li>• Campano: 99 MW</li> </ul>	<p>Capacidad actual: 85.52 MW (Ver <a href="#">Anexo E</a>)</p> <p>Capacidad nueva: no hay. No entran las contempladas hasta abril 2020 en el informe de avance de la generación y la transmisión.</p>	<p>Capacidad actual: 85.52 MW (Ver <a href="#">Anexo E</a>)</p> <p>Capacidad nueva: adición de 259 MW representados por las capacidades instaladas de las siguientes plantas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El Paso Solar: 70 MW</li> <li>• San Felipe: 90 MW</li> <li>• Cartago: 99 MW</li> </ul>	<p>Capacidad actual: 85.52 MW (Ver <a href="#">Anexo E</a>)</p> <p>Capacidad nueva: adición de 1016 MW representados por las capacidades instaladas de las siguientes plantas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 centrales como el Paso Solar, cada una con 70 MW</li> <li>• 2 centrales como la Loma Solar, cada una con 150 MW</li> <li>• 2 centrales como San Felipe, cada una con 90 MW</li> <li>• 2 centrales como Cartago, cada una con 99 MW</li> <li>• 2 centrales como Campano, cada una con 99 MW</li> </ul>
Capacidad instalada de generación eólica <sup>1</sup>	<p>Capacidad actual: 18.42 MW de Jepirachí (Ver <a href="#">Anexo D</a>).</p> <p>Capacidad nueva: adición de 2272.98 MW representados por las capacidades instaladas de las siguientes plantas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Parque Beta: 280 MW</li> <li>• Parque Alpha: 212 MW</li> <li>• Windpeshi: 195.03 MW</li> <li>• Tumawind: 197.77 MW</li> <li>• Chemesky: 98.85 MW</li> <li>• Casa eléctrica: 176.3 MW</li> <li>• Acaica 2: 96 MW</li> </ul>	<p>Capacidad actual: 18.42 MW de Jepirachí (Ver <a href="#">Anexo D</a>).</p> <p>Capacidad nueva: no hay. No entran las contempladas hasta abril 2020 en el informe de avance de la generación y la transmisión.</p>	<p>Capacidad actual: 18.42 MW de Jepirachí (Ver <a href="#">Anexo D</a>).</p> <p>Capacidad nueva: adición de 1159.95 MW representados por las capacidades instaladas de las siguientes plantas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Parque Beta: 280 MW</li> <li>• Parque Alpha: 212 MW</li> <li>• Windpeshi: 195.03 MW</li> <li>• Tumawind: 197.77 MW</li> </ul>	<p>Capacidad actual: 18.42 MW de Jepirachí (Ver <a href="#">Anexo D</a>).</p> <p>Capacidad nueva: adición de 4545.96 MW representados por las capacidades instaladas de las siguientes plantas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 centrales como Parque Beta, cada una con 280 MW</li> <li>• 2 centrales como Parque Alpha, cada una con 212 MW</li> </ul>

Variable	Escalera y Serpiente (escenario base)	Jenga	Monopolio	Ajedrez
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Camelia: 250 MW</li> <li>• Apotolorru: 75 MW</li> <li>• Irraipa: 99 MW</li> <li>• Ipapure: 201 MW</li> <li>• Carrizal: 195 MW</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Chemesky: 98.85 MW</li> <li>• Casa eléctrica: 176.3 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 centrales como Windpeshi, cada una con 195.03 MW</li> <li>• 2 centrales como Tumawind, cada una con 197.77 MW</li> <li>• 2 centrales como Chemesky, cada una con 98.85 MW</li> <li>• 2 centrales como Casa eléctrica, cada una con 176.3 MW</li> <li>• 2 centrales como Acaica 2, cada una con 96 MW</li> <li>• 2 centrales como Camelia, cada una con 250 MW</li> <li>• 2 centrales como Apotolorru, cada una con 75 MW</li> <li>• 2 centrales como Irraipa, cada una con 99 MW</li> <li>• 2 centrales como Ipapure, cada una con 201 MW</li> <li>• 2 centrales como Carrizal, cada una con 195 MW</li> </ul>
Capacidad instalada de generación hidráulica filo de agua <sup>1</sup>	Capacidad actual: 673 MW despachadas centralmente. 901.79 MW representadas en centrales no despachadas centralmente (Ver <a href="#">Anexo B</a> ).	Capacidad actual: 673 MW despachadas centralmente. 901.79 MW representadas en centrales no despachadas centralmente (Ver <a href="#">Anexo B</a> ).	Capacidad actual: 673 MW despachadas centralmente. 901.79 MW representadas en centrales no despachadas centralmente (Ver <a href="#">Anexo B</a> ).	Capacidad actual: 673 MW despachadas centralmente. 901.79 MW representadas en centrales no despachadas centralmente (Ver <a href="#">Anexo B</a> ).
	Capacidad nueva: adición de 120 MW de la central Miel II	Capacidad nueva: no hay. No entran las contempladas hasta	Capacidad nueva: adición de 60 MW de la central Miel II	Capacidad nueva: adición de dos centrales como Miel II, cada una con 120 MW

Variable	Escalera y Serpiente (escenario base)	Jenga	Monopolio	Ajedrez
		abril 2020 en el informe de avance de la generación y la transmisión.		
Capacidad instalada de generación hidráulica embalse <sup>1</sup>	<p>Capacidad actual: 10370 MW (Ver <a href="#">Anexo C</a>)</p> <p>Capacidad nueva: adición de 2400 MW de la central Ituango (Ver <a href="#">Anexo J</a>).</p>	<p>Capacidad actual: 10370 MW (Ver <a href="#">Anexo C</a>)</p> <p>Capacidad nueva: no hay. No entran las contempladas hasta abril 2020 en el informe de avance de la generación y la transmisión.</p>	<p>Capacidad actual: 10370 MW (Ver <a href="#">Anexo C</a>)</p> <p>Capacidad nueva: adición de 1200 MW de la central Ituango (Ver <a href="#">Anexo J</a>).</p>	<p>Capacidad actual: 10370 MW (Ver <a href="#">Anexo C</a>)</p> <p>Capacidad nueva: adición de dos centrales como Ituango, cada una con 2400 MW (Ver <a href="#">Anexo J</a>).</p>
Capacidad instalada de generación térmica <sup>1</sup>	<p>Capacidad actual: 5107 MW despachadas centralmente y 188.84 MW no despachadas centralmente (Ver <a href="#">Anexo A</a>).</p> <p>Capacidad nueva (Ver <a href="#">Anexo J</a>): adición de 809 MW representados por las capacidades instaladas de las siguientes plantas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Termosolo 1: 148 MW</li> <li>• Termoyopal G5: 50 MW</li> <li>• Termocaribe 3: 42 MW</li> <li>• Termosolo 2: 80 MW</li> <li>• Termo Jagüey: 19 MW</li> <li>• Termo Rubiales ODL: 19 MW</li> <li>• Termocandelaria: 252 MW</li> <li>• El tesorito: 199 MW</li> </ul>	<p>Capacidad actual: 5107 MW despachadas centralmente y 188.84 MW no despachadas centralmente (Ver <a href="#">Anexo A</a>).</p> <p>Capacidad nueva (Ver <a href="#">Anexo J</a>): adición de 809 MW representados por las capacidades instaladas de las siguientes plantas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Termosolo 1: 148 MW</li> <li>• Termoyopal G5: 50 MW</li> <li>• Termocaribe 3: 42 MW</li> <li>• Termosolo 2: 80 MW</li> <li>• Termo Jagüey: 19 MW</li> <li>• Termo Rubiales ODL: 19 MW</li> <li>• Termocandelaria: 252 MW</li> <li>• El tesorito: 199 MW</li> </ul> <p>Y 5300.98 MW que equivalen a la capacidad instalada de las plantas de tecnologías de generación renovable que no</p>	<p>Capacidad actual: 5107 MW despachadas centralmente y 188.84 MW no despachadas centralmente (Ver <a href="#">Anexo A</a>).</p> <p>Capacidad nueva (Ver <a href="#">Anexo J</a>): adición de 809 MW representados por las capacidades instaladas de las siguientes plantas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Termosolo 1: 148 MW</li> <li>• Termoyopal G5: 50 MW</li> <li>• Termocaribe 3: 42 MW</li> <li>• Termosolo 2: 80 MW</li> <li>• Termo Jagüey: 19 MW</li> <li>• Termo Rubiales ODL: 19 MW</li> <li>• Termocandelaria: 252 MW</li> <li>• El tesorito: 199 MW</li> </ul> <p>Y 2678.95 MW que equivalen a la capacidad instalada de las plantas de tecnologías de generación renovable que no entran en operación. Esta</p>	<p>Capacidad actual: 5107 MW despachadas centralmente y 188.84 MW no despachadas centralmente (Ver <a href="#">Anexo A</a>).</p> <p>Capacidad nueva (Ver <a href="#">Anexo J</a>): adición de 809 MW representados por las capacidades instaladas de las siguientes plantas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Termosolo 1: 148 MW</li> <li>• Termoyopal G5: 50 MW</li> <li>• Termocaribe 3: 42 MW</li> <li>• Termosolo 2: 80 MW</li> <li>• Termo Jagüey: 19 MW</li> <li>• Termo Rubiales ODL: 19 MW</li> <li>• Termocandelaria: 252 MW</li> <li>• El tesorito: 199 MW</li> </ul>

Variable	Escalera y Serpiente (escenario base)	Jenga	Monopolio	Ajedrez
		entran en operación. Esta capacidad instalada se representará en 5 plantas con características técnicas como las del proyecto termoeléctrico con tecnología ultra super crítica llamado La Luna que tendrá 1125 MW de capacidad instalad y usará como combustible el carbón.	capacidad instalada se representa en 3 plantas con características técnicas como las del proyecto termoeléctrico con tecnología ultra super crítica llamado La Luna que tendrá 1125 MW de capacidad instalad y usará como combustible el carbón.	
Demanda anual de electricidad (GWh) <sup>2</sup>	Demanda anual escenario medio reportada por la UPME a 2030: 85724	Demanda anual escenario medio reportada por la UPME a 2030: 85724	Demanda anual escenario alto reportada por la UPME a 2030: 87671	Demanda anual escenario bajo reportada por la UPME a 2030: 83793
Precios de oferta de centrales térmicas	Precios promedios históricos por central	Precios promedios históricos por central	Incremento del IPC del 4% en los precios promedios históricos por central	Incremento del IPC del 4% en los precios promedios históricos por central

Fuente: La capacidad instalada nueva se definió con base en: <sup>1</sup>(UPME, 2020), <sup>2</sup>(Martínez Moreno & Rodríguez Hernández, 2019)

## 6.1. Simulación del escenario base

El escenario base “Escalera y Serpiente” se toma como referencia para comparar futuros posibles y responder a la pregunta ¿cómo se comportan la oferta de generación y el mercado eléctrico si ocurre lo descrito en esos escenarios alternativos?

En este escenario a 2030 entran las centrales de generación renovable (convencional y no convencional) y no renovable contempladas en el informe de estado de avance de generación y transmisión de abril de 2020(UPME, 2020).

Este escenario es recreado para el mes de octubre de 2030, es decir tiene una longitud de corrida de 31 días y un paso del tiempo horario. Las ofertas que recibe este escenario son de 13 centrales eólicas, 10 centrales solares fotovoltaicas, 66 centrales térmicas, 129 centrales hidráulicas filo de agua y 21 centrales hidráulicas tipo embalse. Las ofertas de estas centrales son estimadas a partir del módulo de oferta propuesto en esta investigación (detallados en los [Anexos A, B, C, D y E](#)) y los supuestos presentados en la Tabla 6-1 y profundizados en el [Anexo J](#). La demanda horaria para el periodo de la simulación se estima como se enuncia en la sección 5.4 a partir de una prorrata de la demanda anual proyectada para el 2030.

Según las simulaciones para el mes de referencia 2030 (ver Tabla 6-2), el índice de Herfindahl es en promedio de 5486.46 al ser un valor superior a 1800. Esto indica que el mercado es poco diversificado en fuentes de energía en la generación. En este escenario base las cuatro fuentes de energía son necesarias para satisfacer la demanda de electricidad en el MEM.

Tabla 6-2 Media y desviación estándar de los indicadores luego de las 50 corridas para el escenario base

Indicador	Media	Desviación estándar	Límite inferior intervalo de confianza	Límite superior intervalo de confianza
<b>Confiabilidad [%]</b>	99.98	0.05	99.97	100
<b>Vulnerabilidad [MWh]</b>	15.7	86.8	0	40.35
<b>Margen reserva por mes [%]</b>	40.42	1.03	40.13	40.72
<b>Emisiones CO<sub>2</sub> por mes [<math>\frac{Kg\ de\ CO_2}{kWh}</math>]</b>	0.00034	1.63 E-05	0.000339	0.000348
<b>Índice Herfindahl</b>	5486.46	82.49	5463.03	5509.9

Indicador	Media	Desviación estándar	Límite inferior intervalo de confianza	Límite superior intervalo de confianza
<b>Consumo combustible mensual [Millones de MBTU]</b>	41.14	2.01	40.56	41.71
<b>Aportes hídricos diarios [<math>m^3/s</math>]</b>	3267	-	-	-
<b>Reservas hídricas diarias [<math>km^3</math>]</b>	159.7	2.8	158.9	160.5

La generación promedio necesaria para satisfacer la demanda de electricidad del mes simulado a 2030 (ver Figura 6-2 ) proviene en mayor proporción del recurso hídrico (70.75%), seguido del recurso térmico (20.53%) y por último de los recursos eólicos (7.57%) y solar fotovoltaicos (1.15 %). Estos últimos recursos de generación son despachados por orden de mérito y como tienen costos variables iguales a cero se encuentran en la base de la generación.

El consumo previsto de electricidad del país, en especial en las horas pico, requiere la participación de generadores convencionales como hidráulicos y térmicos para garantizar la seguridad del suministro, puesto que solo con la proporción de ER contempladas en el escenario base, no se podría atender ni una sexta parte de la demanda de electricidad del país a 2030. A pesar de que estos generadores sean necesarios para satisfacer la demanda de electricidad, se presentan 4 corridas (de las 50 realizadas) en las que en 2 o menos periodos horarios simulados (del mes de referencia a 2030) no se genera suficiente para cubrir la demanda, por lo que el suministro de electricidad se pone en riesgo.

El riesgo del sistema es cuantificado por medio de indicadores como la confiabilidad, que es en promedio para el mes de referencia a 2030 del 99.98 % y la vulnerabilidad o la exposición a cortes de energía de por un valor promedio de 15.7 MWh, que representan el 0.00021% de la demanda mensual. La vulnerabilidad máxima a la cual se enfrenta el sistema en las simulaciones es por un valor de 607.65 MWh en una de las simulaciones en las que el sistema disminuye la confiabilidad al 99.73%. En la Figura 6-3 se observa la diferencia horaria promedio entre demanda y generación de las 50 corridas realizadas y

se puede identificar en ellas que los faltantes de generación para satisfacer la demanda se presentan en el último pico, a las horas 18 y/o 19 de algunos días de la simulación.

El margen de reservas se definió en función de la generación para determinar la capacidad del sistema para atender la demanda en horas pico. El margen de reservas promedio del mes de referencia a 2030 equivale al 40.4 % y es un nivel superior en comparación a los niveles sugeridos por la Agencia Internacional de Energía (IEA), que se encuentran entre el 20% y el 30% (OECD & IEA, 2007).

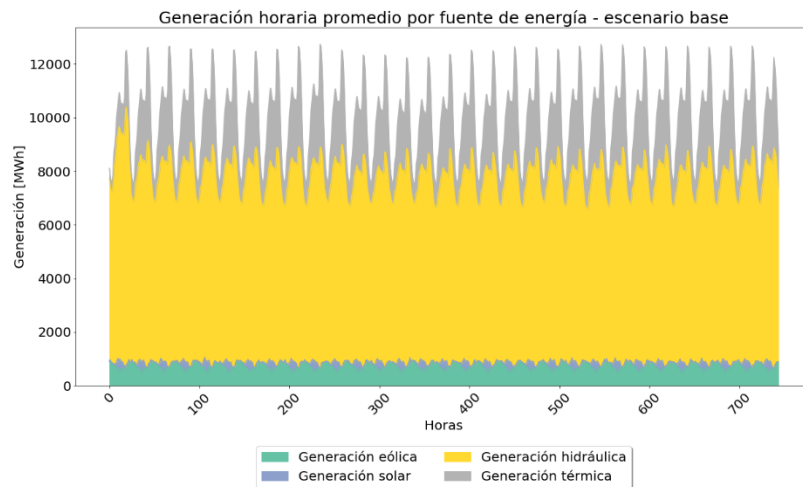


Figura 6-2 Generación horaria promedio para el mes de octubre de 2030 resultantes de 50 corridas del escenario base

Diferencia promedio entre demanda y generación de electricidad para el mes simulado - escenario base

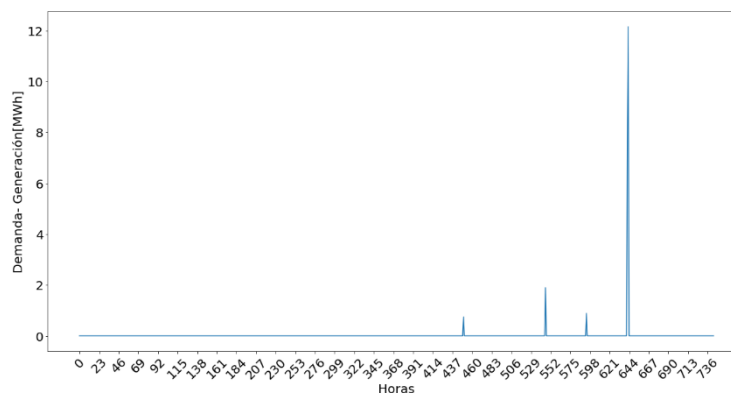


Figura 6-3 Diferencia promedio entre demanda y generación de electricidad por hora para el mes simulado luego de las 50 corridas – escenario base.

El consumo de combustible (ver Tabla 6-2) por parte de las centrales térmicas sería en promedio para el mes de octubre de 2030 de 41.14 millones de MBTU y equivaldría a unas emisiones de CO<sub>2</sub> en promedio de  $0.00034 \frac{Kg \text{ de } CO_2}{kWh}$ . En el 2019, el factor de emisión para el sector eléctrico fue de  $0.164 \frac{Kg \text{ de } CO_2}{kWh}$ , si ese valor se prorratea en 12 meses daría un factor de emisiones mensual de  $0.0136 \frac{Kg \text{ de } CO_2}{kWh}$  (XM S.A.S., 2020). Al comparar este último factor de emisiones con el resultante de la simulación para el mes de referencia a 2030 se observa una disminución de las emisiones en  $0.01326 \frac{Kg \text{ de } CO_2}{kWh}$  a 2030 con respecto a 2019. Esta reducción se produce posiblemente porque no se consideran inflexibilidades de las centrales térmicas.

Las reservas hídricas mensuales son en promedio de  $159.7 \text{ km}^3$  según la simulación. Para el 2019 las reservas fueron mensualmente en promedio de  $269.9 \text{ km}^3$ . Se observa que, en el mes de referencia a 2030 se da una disminución del nivel de reservas en comparación con el promedio de reservas del año 2019, asociado posiblemente a las condiciones de la simulación como los aportes, el nivel inicial de las reservas y los límites definidos de los caudales de las centrales de las centrales hidráulicas tipo embalse.

Los costos marginales horarios promedios para el escenario base simulado a 2030 se presentan en la Figura 6-4 y la variación de los costos marginales en la Figura 6-5. En estas figuras se observa que, los costos marginales varían en función del orden de mérito y la asignación de ofertas en el predespacho ideal. En la Figura 6-4 se identifica que, en el primer día de la simulación los costos marginales de los periodos horarios son más bajos que los de los demás días simulados, porque la disponibilidad declarada de las centrales hidráulicas del primer día corresponde a la disponibilidad promedio histórica, mientras que conforme avanzan los días, las ofertas de este tipo de centrales presentan alta variabilidad y como representan la tecnología con mayor capacidad instalada del MEM tiene impacto en los costos marginales cualquier variación en sus ofertas.

En la Figura 6-4 también se observa un patrón que se repite y es que los costos marginales promedios son más bajos entre las 0 y las 4 horas y más altos entre las horas 18-20 (picos de curva de carga). Los bajos costos marginales promedio en horas de madrugada se encuentran asociados a que la curva de oferta se intercepta en un punto más bajo con la

curva de demanda en el predespacho ideal y, por ello, son necesarias fuentes de energía con costos marginales más bajos. Por su parte, los costos marginales promedio elevados en el último pico en la curva de demanda de energía, se explica porque se produce mayor consumo de energía eléctrica por el sector residencial (Martínez Moreno & Rodríguez Hernández, 2019) y se requiere en consecuencia de recurso convencional con costos marginales más altos como el térmico para garantizar el suministro de electricidad.

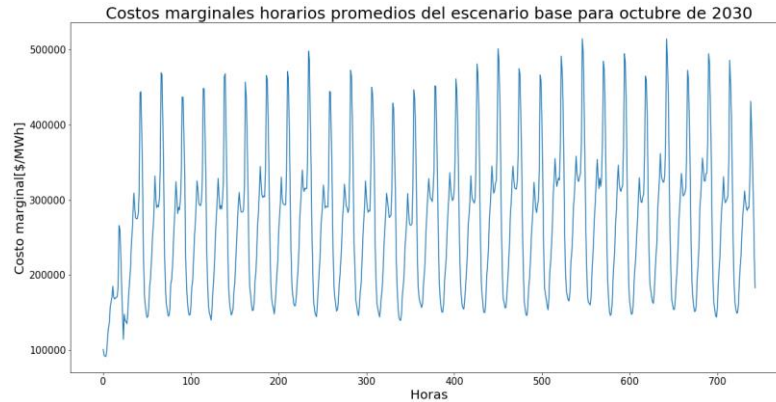


Figura 6-4 Costos marginales promedios horarios para el mes de octubre de 2030 resultantes de 50 corridas del escenario base

En la Figura 6-5 se observa que existe alta variabilidad en los costos marginales de cada hora, inclusive se presentan datos atípicos entre corridas para las horas de un día en mayor proporción sobre el bigote superior del gráfico de caja (boxplot). Esta variabilidad en las horas de los costos marginales se encuentra asociada a la variabilidad intrínseca de las ofertas hidráulicas tipo embalse, puesto que tanto la disponibilidad y los precios de oferta tienen un rango de variación amplio de un día a otro como se evidenció en la fase de validación del modelo.

La dispersión de los costos marginales promedios por hora son para la hora 18 del día de  $116532.2 \frac{\$}{MWh}$  y equivale a la más alta en comparación con las demás horas del día. La hora 19, también presenta una alta dispersión de los costos marginales promedios por hora, con una desviación estándar de  $110327.4 \frac{\$}{MWh}$ . Las primeras horas del día (0-5) por su parte, presentan la menor dispersión (desviación estándar más baja) con relación a las demás horas del día.

A pesar de la variabilidad horaria de los costos marginales promedio, es posible identificar con una confianza del 95% que los costos marginales promedio para el mes de referencia a 2030 están entre  $146103 \frac{\$}{MWh}$  y  $468892 \frac{\$}{MWh}$ .

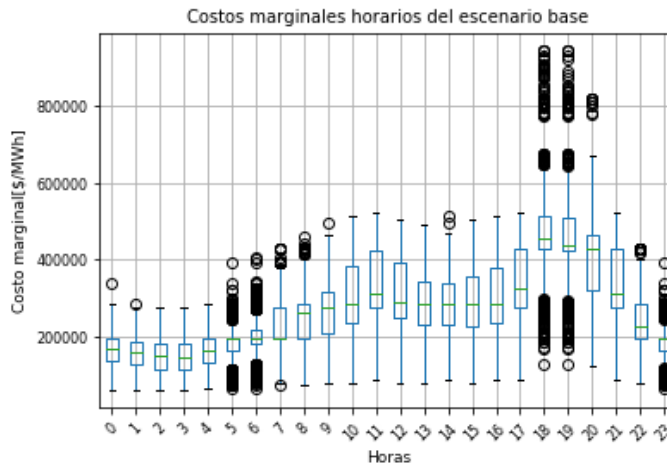


Figura 6-5 Boxplot de costos marginales horarios para el mes de octubre de 2030 resultantes de 50 corridas del escenario base

## 6.2. Comparación de escenarios alternativos con el escenario base

Los cuatro escenarios: Escaleras y Serpientes (escenario base), Jenga, Monopolio y Ajedrez son simulados 1 día ordinario de 2030 con una capacidad instalada de fuentes de energía distinta y una demanda dependiente del escenario de proyección de la UPME asociado en la Tabla 6-1. Estos escenarios son corridos 100 veces cada uno y comparados entre sí a partir de los costos marginales promedios para el día ordinario y los indicadores de mercado que posibilitan analizar la generación y la seguridad del suministro.

Frente a la generación horaria promedio de los escenarios es posible en la Figura 6-6 identificar que, en el escenario Ajedrez hay mayor generación horaria de las FNCR solares fotovoltaicas y eólicas que en cualquier otro escenario comparado con el escenario base. Esto porque, la participación de las FNCR es en promedio de 8.6% en el escenario Escaleras y Serpientes mientras que en el escenario Ajedrez es de 17.3 %. Si bien, la demanda de un día ordinario para ambos escenarios es diferente y menor para el escenario Ajedrez en comparación con el escenario Escaleras y Serpientes, se evidencia

que en ambos escenarios la generación eólica es aquella FNCER con mayor participación en el MEM.

En el escenario Monopolio se evidencia una participación de FNCER promedio menor que el escenario base (ver Figura 6-6), dado que la generación eólica representa el 4.44% de la generación promedio de un día ordinario y la generación solar fotovoltaica el 0.58%. Esta reducción de la participación de FNCER en un día ordinario es consistente con la disminución de capacidad instalada de generación eólica y solar fotovoltaica en el escenario Monopolio con relación al escenario Escaleras y Serpientes.

En el escenario Jenga se presenta menor penetración de FNCER en relación con el escenario Escaleras y Serpientes. Es así como solo en promedio el 0.15% de la generación diaria es representada por fuentes de generación eólica (0.02%) y solar fotovoltaica (0.13%). Esta participación promedio de las FNCER en un día ordinario de 2030 del escenario Jenga, es imperceptible gráficamente en comparación con los demás recursos de generación convencional como se puede apreciar en Figura 6-6.

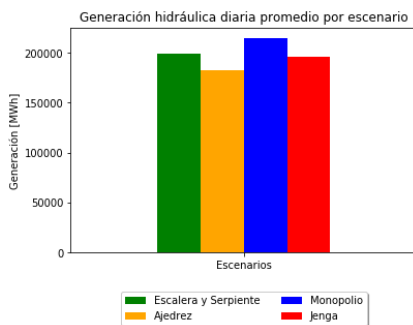
Frente a las fuentes convencionales en la Figura 6-6 se observa, como es de esperarse en el MEM colombiano, el recurso hídrico es el recurso predominante para satisfacer la demanda de electricidad horaria del MEM. En el escenario Escaleras y Serpientes se tiene una participación de este recurso en promedio de 81.8%. En el escenario Monopolio de en promedio un 4.3 % más que en el escenario Escaleras y Serpientes, porque se debe suplir con este recurso la no entrada en operación de algunas centrales de ER. En el escenario Jenga la participación del recurso hídrico es en promedio un 1.3% menor que en el escenario Escaleras y Serpientes, y como ambos escenarios tienen la misma demanda de electricidad diaria, la disminución se atribuye a la no entrada en operación los proyectos hidráulicos Ituango y Miel II. Por otra parte, en el escenario Ajedrez la participación del recurso hídrico es en promedio de un 5.26% menos que el escenario Escaleras y Serpientes, esto es consecuente con la disminución de la demanda y el aumento de la participación de la generación con FNCER en el MEM en el escenario Ajedrez con relación al escenario Escaleras y Serpientes.

De la participación del recurso térmico en la matriz de generación se observa en la Figura 6-6 que es en el escenario Escaleras y Serpientes en promedio de 9.7% de la generación del día. En el escenario Jenga la participación promedio de la generación térmica es de

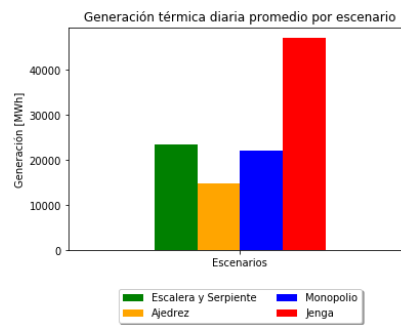
19.3% más que en el escenario Escaleras y Serpientes por la no entrada en operación de centrales de ER, y el aumento de generación térmica para satisfacer dichos faltantes en el suministro de electricidad. En el escenario Monopolio y el escenario Ajedrez la participación promedio del recurso térmico disminuye con relación al escenario Escaleras y Serpientes. La reducción en promedio del 3.47% de la participación de la generación térmica en el MEM en el escenario Ajedrez con respecto al escenario Escaleras y Serpientes, está relacionada con el aumento del precio de los combustibles, el aumento de la capacidad instalada de ER y la disminución de la demanda de electricidad en el escenario Ajedrez con relación al escenario base. Por su parte, la disminución en promedio del 0.76% de la generación térmica en el MEM en comparación con el escenario Escaleras y Serpientes, está asociada al aumento del precio de oferta de las centrales térmicas y a como ello hace que aumente la participación de generación hidráulica (con precios de oferta más bajos) para cubrir la reducción de la capacidad instalada de ER.

La participación de generación térmica en el MEM produce un consumo de combustible y unas emisiones promedio de CO<sub>2</sub> más altas para el escenario Jenga y más bajas para el escenario Ajedrez en relación con el escenario Escaleras y Serpientes. Esto es consistente porque, en el escenario Jenga entran en operación centrales térmicas como La Luna en respaldo a la no entrada en operación de proyectos de ER y, en el escenario Ajedrez al haber mayor participación de generación de ER e igual participación de generación térmica en comparación con el escenario Escaleras y Serpientes, es esperable que exista menor consumo promedio de combustible y menores emisiones promedio de CO<sub>2</sub>.

a)



b)



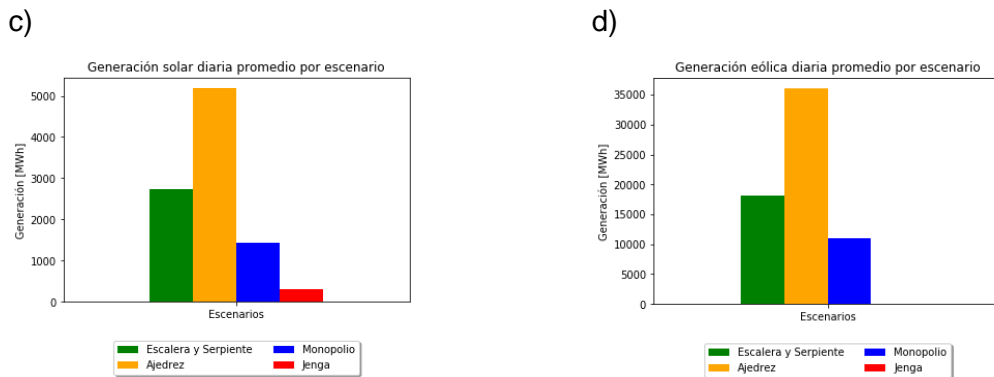


Figura 6-6 a) Generación hidráulica promedio de un día ordinario por escenario, b) Generación térmica promedio de un día ordinario por escenario, c) Generación solar fotovoltaica promedio de un día ordinario por escenario y d) Generación eólica promedio de un día ordinario por escenario.

Es menester destacar que, la penetración de FNCER en una matriz de generación mayoritariamente hidráulica es adicionar a las incertidumbres del recurso hídrico, las de variables climáticas como la velocidad del viento y la radiación solar. En consecuencia, se debe analizar la seguridad del suministro dadas las variaciones horarias que pueda presentar la participación de FNCER en el MEM.

La oferta de generación es siempre mayor a la demanda de electricidad horaria en los escenarios a 2030. Por consiguiente, la confiabilidad del sistema es de 100% y la vulnerabilidad es de cero durante el periodo de la simulación para los cuatro escenarios. Como se satisface en las horas de simulación la demanda de electricidad horaria a 2030, no se presentan cortes del suministro de electricidad.

En los escenarios analizados hay capacidad de generación suficiente para satisfacer la máxima demanda de electricidad en un día ordinario a 2030, por ende, los márgenes de reserva promedio están por encima del recomendado por la Agencia Internacional de Energía, inclusive en los escenarios Jenga, Ajedrez y Monopolio se presentan mayores márgenes de reserva que en el escenario Escaleras y Serpientes. Es menester destacar que, en los escenarios Jenga y Ajedrez, el margen de reserva es más del 30% del margen de reserva del escenario Escaleras y Serpientes y superior al 100%. Esto último significa que en promedio en estos escenarios la oferta de generación es un poco más del doble de la demanda de electricidad.

Frente a la participación de las fuentes de generación en el mercado eléctrico colombiano, se observa que bajo los escenarios a 2030 la participación de las fuentes de generación es concentrada en unas pocas, lo que lo hace poco diverso en fuentes de generación, tal

como lo señala el índice Herfindahl obtenido, el cual fue superior a 1800. En la Tabla 6-3 se evidencia que, el escenario Monopolio al tener el valor más alto en el índice de Herfindahl, es menos diversificado en fuentes de generación que el escenario Escaleras y Serpientes y que, el escenario Ajedrez con respecto al escenario Escaleras y Serpientes es más diversificado en fuentes de generación.

Con respecto a los indicadores de la generación hidráulica tipo embalse, se observa que, los aportes hídricos son iguales para los escenarios Escaleras y Serpientes y Monopolio. Para el escenario Ajedrez son mayores al escenario base. En el escenario Ajedrez hay mayor capacidad hidráulica tipo embalse que el escenario Escaleras y Serpientes. Esta capacidad está representada por la entrada en operación de una central con la misma capacidad de la central Ituango. En relación al escenario Jenga, los aportes hídricos son menores al escenario base, debido a que no entran en operación de centrales como Ituango y Miel II.

Frente a las reservas hídricas promedio para un día ordinario se observa que, el escenario Ajedrez es el que tiene mayor nivel de reservas diarias promedios en comparación con el escenario Escaleras y Serpientes, lo cual es consistente con que en el escenario Ajedrez disminuya el uso de la generación hidráulica por el aumento de la participación de FNCER en el MEM. El escenario Jenga presenta menor nivel de reservas diarias promedio con respecto al escenario Escaleras y Serpientes dado que, en dicho escenario hay menor capacidad de generación hidráulica (debido a la no entrada en operación de centrales como Ituango y Miel II) que debe usarse para satisfacer la misma demanda de electricidad considerada en el escenario base. El escenario Monopolio, tiene menor nivel de reservas diarias que el escenario Escaleras y Serpientes porque se usa más recurso hidráulico en el MEM.

Tabla 6-3 Media de los indicadores para los escenarios a 2030

Indicador	Escenario base	Escenario Jenga	Escenario Monopolio	Escenario Ajedrez
<b>Emisiones CO<sub>2</sub> por día [kg de CO<sub>2</sub>/kWh]</b>	0.00012	0.0002	0.00010	0.00004
<b>Confiabilidad [%]</b>	100	100	100	100
<b>Margen reserva promedio por día [%]</b>	70.4	101.74	82.7	104.5

<b>Índice de Herfindahl</b>	6853.8	6875.1	7521.6	6136.6
<b>Consumo combustible diario [MBTU]</b>	441168.6	828230.8	406834.2	171024.1
<b>Generación diaria [MWh]</b>	243714.5	243714.5	249249.9	238224.7
<b>Aportes hídricos por día [<math>m^3/s</math>]</b>	3267	2257	3267	4277
<b>Reservas hídricas diarias [<math>hm^3</math>]</b>	3795.9	2732.1	3764.4	4875.9

En la Figura 6-7 se presentan los costos marginales promedio de los cuatro escenarios. El comportamiento de estos costos marginales sigue el comportamiento de la intercepción de las curvas de carga y oferta a lo largo del día, puesto que en las horas de menor demanda este intercepto es más bajo y en consecuencia el costo marginal del MEM también es más bajo.

Adicionalmente, es posible identificar que bajo la duplicación de las centrales de generación renovable contempladas en el escenario Ajedrez con respecto al escenario Escaleras y Serpientes, los costos marginales promedio para un día ordinario de 2030 estarían por debajo del escenario Escaleras y Serpientes, a pesar de tener precios de oferta de centrales térmicas superiores, la demanda de electricidad de este escenario es menor, lo que hace que se reduzcan los costos marginales del predespacho. Esto evidencia el efecto del orden de mérito dado que, el escenario Ajedrez es aquel con mayor capacidad de generación con ER y al ordenar las ofertas de los generadores para abastecer la demanda de electricidad, los generadores térmicos quedan por fuera del despacho y los costos marginales bajan.

Los costos marginales promedio del escenario Monopolio, son superiores al escenario Escaleras y Serpientes, porque en el escenario Monopolio la demanda de electricidad es alta y los precios de oferta de las centrales térmicas son superiores en comparación con el escenario Escaleras y Serpientes. El escenario Jenga también muestra costos marginales promedios superiores al escenario Escaleras y Serpientes, lo cual es consistente no solo porque en este escenario los precios de oferta de las centrales térmicas son superiores a los del escenario Escaleras y Serpientes, sino también porque en este recurso es necesario para satisfacer la demanda de electricidad dada la no entrada en operación de centrales de generación con ER.

Costos marginales horarios promedio para un día ordinario por escenario a 2030

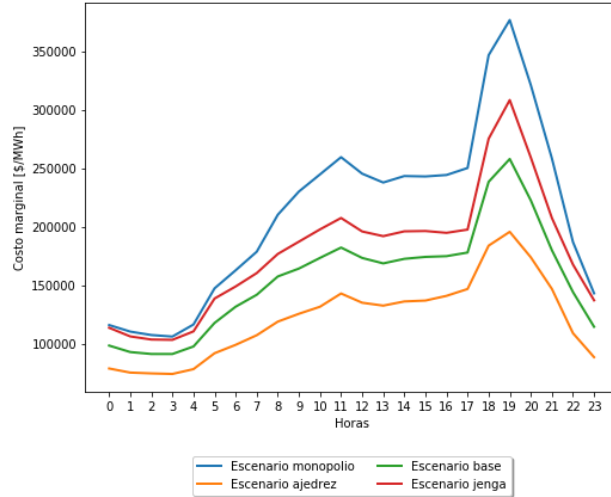


Figura 6-7 Costos marginales promedio por escenario a 2030

A partir de la Tabla 6-4 se constata el comportamiento ilustrado en la Figura 6-7. En esta se muestra el intervalo de confianza del 95% de los costos marginales por hora de cada escenario, donde se puede apreciar que el escenario Ajedrez tiene intervalos de confianza con valores más pequeños con relación al escenario base, pero, el escenario Jenga y el Monopolio con relación al escenario base tienen intervalos de confianza con valores superiores. Estas diferencias son consistentes con que, en comparación con el escenario base, en el escenario Ajedrez hay menor generación de ER y en el escenario Monopolio hay precios de combustibles más elevados.

Tabla 6-4 Intervalos de confianza para el costo marginal de los cuatro escenarios a 2030

Hora	Escenario base		Escenario Jenga		Escenario Monopolio		Escenario Ajedrez	
	LI	LS	LI	LS	LI	LS	LI	LS
0	95458.2	105018.9	109703.2	121818.8	112176.3	124147.7	77145.5	83347.7
1	90210.0	98993.9	102238.5	114247.8	106616.8	118276.1	73742.6	79582.9
2	88427.3	97382.0	99704.2	111345.6	103742.9	115163.5	73207.2	78727.2
3	88463.7	97307.4	99443.5	111037.2	102772.2	113469.1	72864.7	78096.1
4	94913.8	104005.2	106631.1	118624.7	112441.5	124839.5	76954.6	82432.7
5	113841.3	126166.8	134515.7	148065.2	143072.5	157314.3	89720.0	97424.9
6	128011.1	140339.7	145183.8	158471.1	158080.9	173828.1	96167.2	105615.1
7	138316.8	150863.6	157319.9	169706.1	174078.8	190243.2	103703.2	114857.6
8	153953.5	167173.9	175114.7	185316.2	205483.1	223390.6	114819.2	127495.6

Hora	Escenario base		Escenario Jenga		Escenario Monopolio		Escenario Ajedrez	
	LI	LS	LI	LS	LI	LS	LI	LS
9	161043.3	173863.5	185353.3	196502.5	226080.6	243265.4	121296.9	134690.0
10	170132.7	183382.1	196051.9	207221.8	241837.5	257415.0	127045.4	141229.7
11	179006.1	192566.9	205729.6	217469.4	256433.5	272909.7	138137.6	153253.5
12	170375.2	183079.4	194114.3	205536.5	242182.3	258354.4	130415.2	144875.3
13	165482.1	178438.8	189923.0	201544.0	234189.1	250867.2	127829.8	142374.9
14	169506.5	182376.2	194203.5	205680.3	240187.3	256193.4	131229.3	146273.9
15	171065.6	184202.3	194518.0	205918.9	239705.3	255966.3	132189.8	146858.6
16	171481.4	185040.4	192886.2	204379.2	240993.8	257232.7	136096.5	151171.8
17	174508.0	188386.3	195863.7	207065.4	247058.1	263359.5	141817.4	157426.9
18	232244.9	254101.3	272292.0	289243.9	339918.8	367454.5	178082.2	196841.8
19	250261.9	275921.8	306520.7	322509.8	369555.5	399131.3	189050.9	210003.8
20	216565.1	237333.3	255826.3	272912.8	315544.8	339543.4	168092.3	186458.5
21	176800.7	190122.0	205729.6	217469.4	255266.7	271916.4	141998.7	157413.8
22	140550.5	153355.5	165331.4	176590.2	182536.6	198686.7	105358.7	116763.5
23	135607.94	150491.80	132942.1	146534.9	138868.1	152802.9	86431.0	93792.4

Nota: LI: Límite inferior del intervalo de confianza para el costo marginal por hora del escenario, LS: Límite superior del intervalo de confianza para el costo marginal por hora del escenario.

A partir de lo presentado hasta ahora, puede evidenciarse que en un día ordinario a 2030 no se presentan riesgos en el suministro de electricidad en los escenarios de penetración propuestos y que los resultados observados son consistentes con la definición de los escenarios. Es así como en el escenario Ajedrez, al tener favorabilidad de las políticas de transición energética, altos precios de combustibles y baja demanda de electricidad, se presenta mayor participación de ER en el MEM y menores costos marginales con relación al escenario Escaleras y Serpientes para un día ordinario a 2030.

En el escenario Jenga, en el que hay poca favorabilidad de políticas para la transición energética, bajos precios de los combustibles y una demanda equivalente a la del escenario Escaleras y Serpientes, se observa que hay poca participación de ER al no entrar los proyectos de expansión de la generación contemplados en el escenario Escaleras y Serpientes y ello hace que, se incremente la participación de generación térmica en el MEM y se aumenten los costos marginales con respecto al escenario Escaleras y Serpientes.

El escenario Monopolio, al ser el escenario en el que hay poca favorabilidad de políticas para la transición, altos precios de combustibles fósiles y alta demanda de electricidad, hay

poca participación de FNCER en el MEM en comparación con el escenario Escaleras y Serpientes, por lo que los costos marginales son en comparación con el escenario Escaleras y Serpientes superiores porque se necesita satisfacer mayor demanda electricidad con recurso convencional que es más costoso en este escenario.

## 7. Conclusiones y recomendaciones

### 7.1. Conclusiones

La penetración de FNCER como alternativa para la mitigación del cambio climático y la descarbonización de la economía, plantea la necesidad de analizar en Colombia los efectos a corto plazo que tienen las fuentes de ER en el MEM, en particular en la seguridad en el suministro. Esta problemática fue abordada en la presente investigación por medio del desarrollo de un modelo de simulación modular que emula el predespacho ideal del MEM colombiano e incluye modelos estocásticos para la generación de ER.

El modelo de simulación desarrollado es una herramienta de aprendizaje que se formuló con base en la revisión sistemática de la literatura de como representar las ofertas de los generadores y la demanda de electricidad en un predespacho ideal. Los módulos del modelo fueron verificados y validados por medio *trace driven simulation* (Kleijnen, 1995), metodología que permite la comparación de los resultados de los módulos del modelo con los datos históricos de generación, aportes, precios de oferta y demanda reportados por el MEM. Se encontró que, la lógica del predespacho ideal recreada es adecuada y que el modelo propuesto al considerar aleatoriedad de variables asociadas a las ofertas de las centrales de generación introduce variabilidad en los costos marginales del MEM colombiano.

El modelo conceptual se operativizó con el objetivo de analizar la seguridad del suministro por medio de indicadores de mercado que evaluaran el estado de confiabilidad, el margen de reservas y la vulnerabilidad del sistema a lo largo del periodo de la simulación. Las simulaciones se hicieron considerando cuatro escenarios futuros de penetración de ER a 2030 formulados dentro del programa Energética 2030 con ejercicios de prospectiva: Escalera y Serpiente (base o referencia), Jenga, Monopolio y Ajedrez. Para el escenario

base se analizó un mes de referencia a 2030 de manera individual y para un día ordinario a 2030 en comparación con los otros tres escenarios considerados.

La penetración de FNECR bajo las características actuales del MEM colombiano muestra como en un mes de referencia a 2030, el escenario Escaleras y Serpientes indica riesgos en la seguridad del suministro asociados a la variabilidad de la oferta de las ER, principalmente de la hidráulica tipo embalse, que representa más del 60% de la capacidad instalada del MEM. El riesgo en la seguridad del suministro está representado en la incapacidad de la generación para atender la demanda pico de las horas 18 y/o 19 una vez en 4 corridas de las 50 realizadas, lo que aumenta el riesgo para el operador del sistema de programar el despacho de electricidad con un día de antelación. A pesar de que se presentan estas situaciones de riesgo de suministro, la confiabilidad promedio del MEM en el mes de referencia a 2030 es 99.98%.

Para los escenarios de participación de FNCER del MEM colombiano para un día ordinario a 2030 muestran una confiabilidad del sistema de 100% y, por ende, no se ilustran efectos negativos en la seguridad del suministro, más allá de variaciones en el margen de reservas del sistema, que no impactan el abastecimiento de la demanda de electricidad porque se encuentran sobre el 20% y 30% recomendado por la Agencia Internacional de Energía.

En el escenario más favorable para las FNCER, es decir para el escenario Ajedrez se identifica que, al tener una demanda baja con respecto al escenario Escaleras y Serpientes, al ser un escenario favorable en términos de políticas para la penetración de renovables no convencionales y tener precios de combustibles altos permite que la participación de las centrales de generación con FNCER aumente en el MEM y con ello disminuyan los costos marginales del mercado o el precio mayorista de la electricidad como se aprecia en la Figura 6-7 . Esta disminución en el escenario Ajedrez del precio mayorista de electricidad producto del orden de mérito de las ofertas en el MEM hace que, indicadores como consumo de combustible y emisiones de CO<sub>2</sub> disminuyan en comparación con el escenario base.

Por su parte, en el escenario Jenga, como hay poca favorabilidad de políticas para la transición energética, bajos precios de los combustibles y una demanda equivalente a la del escenario Escaleras y Serpientes, se identifican los siguientes puntos: baja participación de FNCER, aumento de la participación de generación térmica en el MEM y aumento de los costos marginales con respecto al escenario Escaleras y Serpientes. El escenario Monopolio, también presenta un aumento en los costos marginales con relación al escenario base y una baja participación de ER, debido a que en este escenario hay poca favorabilidad de políticas para la transición, altos precios de combustibles fósiles y alta demanda de electricidad.

Frente a los costos marginales se observa la existencia de un patrón que se repite en los escenarios y es que los costos marginales promedios son más bajos en la madrugada debido a que la curva de oferta se intercepta en un punto más bajo con la curva de demanda en el predespacho ideal y es necesario, fuentes de energía con costos marginales más bajos. Por su parte, los costos marginales promedio elevados entre las horas 18-20 (último pico en la curva de carga) se dan porque en el sector residencial aumenta el consumo de electricidad (Martínez Moreno & Rodríguez Hernández, 2019) por lo que es necesario mayor cantidad de recurso para garantizar el suministro de electricidad.

De manera particular, en un día ordinario a 2030 bajo un escenario Jenga o Monopolio, se observa en Figura 6-7 que los costos marginales del MEM son en promedio para un día altos con relación al escenario base, dada la desfavorabilidad de las políticas en ambos escenarios que impide la entrada en operación de capacidad instalada de generación de ER y los precios bajos de los combustibles en el escenario Jenga y, la demanda alta en el escenario Monopolio hace necesario el uso de recurso más costoso como el térmico para satisfacer la demanda de electricidad horaria.

Para finalizar se destaca que, a pesar de que la seguridad del suministro no se pone en riesgo en los escenarios analizados a 2030 para un día ordinario según los indicadores empleados, se observa que los parámetros de cada uno de ellos (capacidad instalada por recurso de generación, demanda de electricidad, precio de combustible) generan variaciones en las variables resultantes analizadas como costos marginales, consumo de combustibles y emisiones de CO<sub>2</sub>. Particularmente, la variación del costo marginal promedio por hora del MEM de acuerdo con el escenario identificado en la Figura 6-7

podría afectar en el tiempo la seguridad del suministro porque, si bien sigue el patrón de la demanda de electricidad en un día, se convierte en una señal de mercado que desincentiva la inversión en nueva capacidad de generación a medida que se adiciona FNCER. Para hacer frente a esto, es necesario como se ha sugerido en la literatura gestionar el lado de la demanda para desplazar los picos de demanda, prever la generación variable y reestructurar el mercado eléctrico para hacer frente a fallas del MEM actual como el orden de mérito.

## 7.2. Recomendaciones

A partir de los resultados del modelo se identifican los siguientes trabajos futuros:

- La incorporación en el módulo de mercado de restricciones de flexibilidad de las centrales térmicas, en periodos cortos.
- El estudio detallado de metodologías para la estimación de precios de oferta de las centrales hidráulicas y térmica, con base en la identificación de los componentes de las reglas de decisión de los generadores que participan del mercado eléctrico mayorista.
- La formulación de formas de representar la disponibilidad declarada de las centrales hidráulicas tipo embalse con optimización u metaheurísticas que incluyan criterios de decisión de los agentes generadores.
- El estudio de formas de representar la disponibilidad declarada de las centrales térmicas e hidráulicas filo de agua con reglas de decisión estocásticas.
- La incorporación en escenarios futuros de la participación de centrales de generación renovable no convencional con alto potencial en Colombia como la eólica off-shore (Osorio et al., 2016) y la geotérmica (UPME & BID, 2015)
- La modelación de la dinámica de la curva de carga de electricidad bajo la penetración de renovables en el lado de la demanda como un componente

endógeno, para así analizar de manera sistémica la penetración de estas fuentes de energía en sistemas mayoritariamente hidrotérmicos.

- La inclusión de sistemas de almacenamiento de electricidad y de la complementariedad de los recursos en la generación con fuentes de energía renovable no convencional para atender a los excesos de generación y la variabilidad del recurso variable.
- La inclusión de restricciones de la red de transmisión para analizar con mayor profundidad la seguridad del suministro bajo un mercado eléctrico con alta penetración de fuentes de energía renovables no convencionales.
- La inclusión de pronósticos de series de tiempo para variables meteorológicas como los aportes de las centrales hidráulicas tipo embalse, la temperatura y la radiación solar para las centrales solares fotovoltaicas, la densidad del aire y la velocidad del viento para las centrales eólicas.
- La evaluación de esquemas de fijación de precios en el mercado eléctrico que den solución al efecto del orden de mérito, causado por los costos marginales cercanos a cero de las fuentes no convencionales de energía.

## Bibliografía

- AL-Musaylh, M. S., Deo, R. C., Adamowski, J. F., & Li, Y. (2019). Short-term electricity demand forecasting using machine learning methods enriched with ground-based climate and ECMWF Reanalysis atmospheric predictors in southeast Queensland, Australia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113(July 2019), 109293. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109293>
- AL-Musaylh, M. S., Deo, R. C., Li, Y., & Adamowski, J. F. (2018). Two-phase particle swarm optimized-support vector regression hybrid model integrated with improved empirical mode decomposition with adaptive noise for multiple-horizon electricity demand forecasting. *Applied Energy*, 217(February), 422–439. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.140>
- Allen, T. T. (2015). *Introduction to discrete event simulation and agent-based modeling*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-0-85729-139-4> Springer
- Almonacid, F., Pérez-Higueras, P. J., Fernández, E. F., & Hontoria, L. (2014). A methodology based on dynamic artificial neural network for short-term forecasting of the power output of a PV generator. *Energy Conversion and Management*, 85, 389–398. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.05.090>
- Ambec, S., & Crampes, C. (2012). Electricity provision with intermittent sources of energy. *Resource and Energy Economics*, 34(3), 319–336. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2012.01.001>
- Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., Martínez-de-Pison, F. J., & Antonanzas-Torres, F. (2016). Review of photovoltaic power forecasting. *Solar Energy*, 136, 78–111. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.06.069>
- Arango-Aramburo, S., Turner, S. W. D., Daenzer, K., Ríos-Ocampo, J. P., Hejazi,

- M. I., Kober, T., Álvarez-Espinosa, A. C., Romero-Otalora, G. D., & van der Zwaan, B. (2019). Climate impacts on hydropower in Colombia: A multi-model assessment of power sector adaptation pathways. *Energy Policy*, 128(July 2018), 179–188. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.057>
- Arias-Gaviria, J., Carvajal-Quintero, S. X., & Arango-Aramburo, S. (2019). Understanding dynamics and policy for renewable energy diffusion in Colombia. *Renewable Energy*, 1111–1119. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.138>
- Awad, H., Salim, K. M. E., & Gül, M. (2020). Multi-objective design of grid-tied solar photovoltaics for commercial flat rooftops using particle swarm optimization algorithm. *Journal of Building Engineering*, 28(July 2019), 101080. <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2019.101080>
- Baldick, R. (1995). The Generalized Unit Commitment Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(1), 465–475. <https://doi.org/10.1109/59.373972>
- Bale, C. S. E., Varga, L., & Foxon, T. J. (2015). Energy and complexity: New ways forward. *Applied Energy*, 138, 150–159. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.057>
- Banks, J., Carson II, J., Nelson, B., & Nicol, D. (2014). *Discrete-event system simulation* (Quinta, Issue 9). Pearson. <http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/245180/245180.pdf>  
<http://hdl.handle.net/20.500.12380/245180>  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.jsames.2011.03.003>  
<https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.08.001>  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.precamres.2014.12>
- Beck, F., & Martinot, E. (2004). Renewable Energy Policies and Barriers. *Encyclopedia of Energy*, 5, 365–383. <https://doi.org/10.1016/b0-12-176480-x/00488-5>
- Benevit, M. G., Silva, J. S., Gewehr, A. G., & Beluco, A. (2016). Subtle Influence of the Weibull Shape Parameter on Homer Optimization Space of a Wind Diesel Hybrid Gen Set for Use in Southern Brazil. *Journal of Power and Energy Engineering*, 04(08), 38–48. <https://doi.org/10.4236/jpee.2016.48004>

- Botero, S. B., & Cano Cano, J. A. (2008). Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en la bolsa de Colombia. *Cuadernos de Economía*, 27(48), 173–208.
- Breceda Lapeyre, M. (1990). *Precios de la Electricidad: Un Debate Teórico Para los Países en Vías de Desarrollo*. 77–113.
- Brekken, T. K. A., Yokochi, A., Von Jouanne, A., Yen, Z. Z., Hapke, H. M., & Halamaj, D. A. (2011). Optimal energy storage sizing and control for wind power applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(1), 69–77. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2010.2066294>
- Brouwer, A. S., Van Den Broek, M., Seebregts, A., & Faaij, A. (2014). Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 443–466. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.076>
- Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C., & Fichtner, W. (2019). A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. *Energy Economics*, #pagerange#. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.030>
- Cárdenas Ardila, L. M. (2015). Plataforma para la evaluación de políticas de mitigación de gases efecto invernadero en el sector eléctrico. *Universidad Nacional de Colombia*, 245.
- Carrión, M., & Arroyo, J. M. (2006). A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3), 1371–1378. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.876672>
- Castaneda, M., Franco, C. J., & Dyrner, I. (2017). Evaluating the effect of technology transformation on the electricity utility industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80(65), 341–351. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.179>
- Cebeci, M. E., Tor, O. B., Oprea, S., & Bara, A. (2018). Consecutive market and

- network simulations to optimize investment and operational decisions under different RES penetration scenarios. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, PP(c), 1. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2881036>
- Chabouni, N., Belarbi, Y., & Benhassine, W. (2020). Electricity load dynamics, temperature and seasonality Nexus in Algeria. *Energy*, 200, 117513. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117513>
- Chapagain, K., Kittipiyakul, S., & Kulthnavit, P. (2020). Short-term electricity demand forecasting: Impact analysis of temperature for Thailand. *Energies*, 13(10), 1–29. <https://doi.org/10.3390/en13102498>
- Chattopadhyay, D. (2014). Modelling renewable energy impact on the electricity market in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 9–22. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.035>
- Cherif, H., & Belhadj, J. (2014). *Energy output estimation of hybrid Wind-Photovoltaic power system using statistical distributions*. 2, 117–132.
- Climate Summit for Local Leaders. (2015, December 4). *Paris City Hall Declaration – A Decisive Contribution to COP21*. [https://www.uclg.org/sites/default/files/climate\\_summit\\_final\\_declaration.pdf](https://www.uclg.org/sites/default/files/climate_summit_final_declaration.pdf)
- Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F. C., & Graichen, V. (2014). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016 estimation and distributional implications. *Energy Economics*, 44(2014), 302–313. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.020>
- Congreso de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014. In *Ministerio de Minas y Energía* (No. 1715; p. 25). <http://www.fedebiocombustibles.com/files/1715.pdf>
- Correa Posada, C. M. (2009). *Modelo de optimización para las plantas térmicas de generación de ciclo combinado en el despacho económico* (Issue September). Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.
- CREG. (1994). *Resolución N° 055 Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional*. (pp. 1–8). <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-1994-CRG94055>
- CREG. (1995). Resolución No. 025. Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado

Nacional. In *Comisión de Regulación de Energía y Gas* (p. 141).

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cr025-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf)

CREG. (1996). *Resolución No. 086. Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN)* (p. 4).

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%25C3%25B3n-1996-CRG86-96>

CREG. (2001). *Resolución No. 026. Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado mayorista de Energía*. (No. 026).

<http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resolución-2001-CREG026-2001?OpenDocument>

CREG. (2009a). *Resolución No. 141. Por la cual se modifica el artículo 1 de la Resolución CREG-034 de 2001*. (No. 141).

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2009-Creg141-2009>

CREG. (2009b). *Resolución N° 051. Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista* (pp. 1–32).

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e93298f462402ffd0525785a007a714f/\\$FILE/Creg051-2009.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e93298f462402ffd0525785a007a714f/$FILE/Creg051-2009.pdf)

CREG. (2010). *Resolución N° 126. Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte* de (No. 126; pp. 1–69).

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2010-Creg126-2010>

CREG. (2015). *Resolución No. 173. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el despacho económico, el*

- predespacho económico, el predespacho ideal y el despacho programado en el Mercado de Energía Mayorista.* (No. 173).  
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/37a1244f437cdec905257ee3007cbe8c/\\$FILE/Creg173-2015.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/37a1244f437cdec905257ee3007cbe8c/$FILE/Creg173-2015.pdf)
- CREG. (2018a). *Resolución No. 003. Por la cual se resuelve una actuación administrativa iniciada en virtud de lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 y se ajustan los cargos regulados del sistema de transporte de TGI S:A: E.S.P.* (No. 003; pp. 1–32).  
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e097ea9241a3c13305258258004f0ea0/\\$FILE/Creg003-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e097ea9241a3c13305258258004f0ea0/$FILE/Creg003-2018.pdf)
- CREG. (2018b). *Resolución No. 106. Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 003 DE 2018.* (No. 106; pp. 1–27).  
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/7f7970d5a83cfb900525832400779ec5/\\$FILE/Creg106-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/7f7970d5a83cfb900525832400779ec5/$FILE/Creg106-2018.pdf)
- CREG. (2019a). *Declaración de parámetros para el cálculo de la ENFICC.* In *Circular 027-2019.*  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/f2eb1897273b0596052583c4007c71fe>
- CREG. (2019b). *Circular N° 024. Publicación de los parámetros reportados por los agentes para la determinación de la energía firme para el cargo por confiabilidad - ENFICC.*  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/2b8f1f53bc87d067052583b7007745d7?OpenDocument>
- Cutler, N. J., Boerema, N. D., MacGill, I. F., & Outhred, H. R. (2011). High penetration wind generation impacts on spot prices in the Australian national electricity market. *Energy Policy*, 39(10), 5939–5949.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.053>
- Das, D. C., Roy, A. K., & Sinha, N. (2012). GA based frequency controller for solar thermal-diesel-wind hybrid energy generation/energy storage system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 43(1), 262–

279. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.05.025>

Dasgupta, D., & McGregor, D. R. (1994). Thermal unit commitment using genetic algorithms. *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, 141(5), 459–465. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:19941221>

De Felice, M., Alessandri, A., & Ruti, P. M. (2013). Electricity demand forecasting over Italy: Potential benefits using numerical weather prediction models. *Electric Power Systems Research*, 104, 71–79. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.06.004>

Deng, J., & Jirutitijaroen, P. (2010). Short-term load forecasting using time series analysis: A case study for Singapore. *2010 IEEE Conference on Cybernetics and Intelligent Systems, CIS 2010*, 231–236. <https://doi.org/10.1109/ICCIS.2010.5518553>

Departamento Nacional de Planeación. (2019). *La Agenda 2030 en Colombia - Objetivos de Desarrollo Sostenible*. <https://www.ods.gov.co/es>

Díaz López, E., Prieto, A. M., & Lio, D. G. (2016). An implementation for the meta-heuristic “Variable Mesh Optimization” on CUDA architecture. *Revista Cubana de Ciencias Informáticas*, 10(3), 42–57. <http://rcci.uci.xn--cupg-7na.42-56>

Díez, P. F. (1993). Energía eólica. In *Energía eólica* (pp. 1–25).

Dilhani, M. H. M. R. S., & Jeenanunta, C. (2017). Effect of Neural Network structure for daily electricity load forecasting. *3rd International Moratuwa Engineering Research Conference, MERCon 2017*, 419–424. <https://doi.org/10.1109/MERCon.2017.7980521>

ECMWF. (2021). *ERA5 | ECMWF*. <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>

EIA. (2021). *Electric Power Monthly - U.S. Energy Information Administration (EIA)*. [https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.php?t=epmt\\_6\\_07\\_b](https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b)

- Eltawil, M. A., & Zhao, Z. (2010). Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 112–129. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.015>
- Energética2030. (2021). *Energética 2030*. <https://www.energetica2030.co/>
- Fattaheian-Dehkkordi, S., Fereidunian, A., Gholami-Dehkordi, H., & Lesani, H. (2013). Hour- ahead demand forecasting in smart grid using support vector regression (SVR). *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 20, 1–6. <https://doi.org/10.1002/etep>
- Gan, L. K., Shek, J. K. H., & Mueller, M. A. (2015). Hybrid wind-photovoltaic-diesel-battery system sizing tool development using empirical approach, life-cycle cost and performance analysis: A case study in Scotland. *Energy Conversion and Management*, 106, 479–494. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.09.029>
- Gaur, A. S., Das, P., Jain, A., Bhakar, R., & Mathur, J. (2019). Long-term energy system planning considering short-term operational constraints. *Energy Strategy Reviews*, 26(October 2018), 100383. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100383>
- Gielen, D., Boshell, F., Saygin, D., Bazilian, M. D., Wagner, N., & Gorini, R. (2019). The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Reviews*, 24(June 2018), 38–50. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006>
- Gómez-Navarro, T., & Ribó-Pérez, D. (2018). Assessing the obstacles to the participation of renewable energy sources in the electricity market of colombia.pdf. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90(September 2016), 131–141. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.015>
- Göransson, L., & Johnsson, F. (2009). Dispatch modeling of a regional power generation system - Integrating wind power. *Renewable Energy*, 34(4), 1040–1049. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.08.002>
- Gordon, S. I., & Guilfoos, B. (2017). Introduction to modeling and simulation with Matlab and Python. In *Acta Universitatis Agriculturae et Silviculturae Mendelianae Brunensis* (Vol. 53, Issue 9). CRC Press is an imprint of Taylor

& Francis Group.

<http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/245180/245180.pdf>  
<https://hdl.handle.net/20.500.12380/245180>  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.jsames.2011.03.003>  
<https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.08.001>  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.precamres.2014.12>

Hartel, R., Fichtner, W., & Keles, D. (2015). Electricity market design options for promoting low carbon technologies. *Insight\_E*, 3(April).

[http://www.insightenergy.org/ckeditor\\_assets/attachments/71/rreb3.pdf](http://www.insightenergy.org/ckeditor_assets/attachments/71/rreb3.pdf)

Hashimoto, T., Stedinger, J. R., & Loucks, D. P. (1982). Reliability, resiliency, and vulnerability criteria for water resource system performance evaluation. *Water Resources Research*, 18(1), 14–20.

<https://doi.org/10.1029/WR018i001p00014>

Helm, C., & Mier, M. (2019). On the efficient market diffusion of intermittent renewable energies. *Energy Economics*, 80, 812–830.

<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.017>

Henao, F., & Dyner, I. (2020). Renewables in the optimal expansion of colombian power considering the Hidroituango crisis. *Renewable Energy*, 158(2020), 612–627. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.055>

Henao, F., Rodriguez, Y., Viteri, J. P., & Dyner, I. (2019). Optimising the insertion of renewables in the Colombian power sector. *Renewable Energy*, 132, 81–92. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.099>

Henao, F., Viteri, J. P., Rodríguez, Y., Gómez, J., & Dyner, I. (2020). Annual and interannual complementarities of renewable energy sources in Colombia.

*Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 134(September).

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110318>

Hernandez, J. A., Velasco, D., & Trujillo, C. L. (2011). Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic systems like option of distributed generation in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(5), 2290–2298.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.003>

- Herrera Flórez, H. H. (2016). *FACTORES DE EMISION DEL S.I.N. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL COLOMBIA 2015*.  
[https://www1.upme.gov.co/siame/Documents/Calculo-FE-del-SIN/Documento\\_calculo\\_del\\_FE\\_SIN\\_2015\\_dic\\_2016.pdf](https://www1.upme.gov.co/siame/Documents/Calculo-FE-del-SIN/Documento_calculo_del_FE_SIN_2015_dic_2016.pdf)
- Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., Lange, B., O'Malley, M., Tande, J. O., Estanqueiro, A., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Smith, J. C., & Van Hulle, F. (2011). Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power system, results of IEA collaboration. *Wind Energy*, *14*, 179–192.  
<https://doi.org/10.1002/we.410>
- Ibargüengoytia González, P. H., Reyes Ballesteros, A., Borunda Pacheco, M., & García López, U. A. (2018). Predicción de potencia eólica utilizando técnicas modernas de Inteligencia Artificial. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, *19*(4), 1–11. <https://doi.org/10.22201/fi.25940732e.2018.19n4.033>
- IDEAM. (2014). *Valores medios multianuales de temperatura media en C° - periodo 1981 - 2010*.
- IEA. (2019). *Energy security - Areas of work - IEA*. <https://www.iea.org/areas-of-work/ensuring-energy-security>
- Ilseven, E., & Gol, M. (2019). A comparative study on feature selection based improvement of medium-term demand forecast accuracy. *2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019*, 1–6.  
<https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810598>
- International Renewable Energy Agency. (2020). Renewable Power Generation Costs in 2019. In *Irena*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)
- Jalilov, S. M., Keskinen, M., Varis, O., Amer, S., & Ward, F. A. (2016). Managing the water-energy-food nexus: Gains and losses from new water development in Amu Darya River Basin. *Journal of Hydrology*, *539*, 648–661.  
<https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2016.05.071>
- Jaramillo, O. A., Borja, M. A., & Huacuz, J. M. (2004). Using hydropower to complement wind energy: A hybrid system to provide firm power. *Renewable*

- Energy*, 29(11), 1887–1909. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.02.010>
- Jensen, S. Ø., Marszal-Pomianowska, A., Lollini, R., Pasut, W., Knotzer, A., Engelmann, P., Stafford, A., & Reynders, G. (2017). IEA EBC Annex 67 Energy Flexible Buildings. *Energy and Buildings*, 155, 25–34. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.08.044>
- Jimenez, M., Franco, C. J., & Dyner, I. (2016). Diffusion of renewable energy technologies: The need for policy in Colombia. *Energy*, 111, 818–829. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.051>
- Jordán, C., Medina, D., & Zúñiga, A. (2010). Aplicación de un Algoritmo Evolutivo Flexible a la Optimización de la Operación de Sistemas Hidrotérmicos. *Revista Tecnológica ESPOL-RTE*, 23, 35–45.
- Kaldellis, J. K., Vlachou, D. S., & Korbakis, G. (2005). Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: A complete sensitivity analysis. *Energy Policy*, 33(15), 1969–1985. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.03.018>
- Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2019). *Fundamentals of power system economics* (Segunda). John Wiley & Sons.
- Kleijnen, J. P. C. (1995). Statistical validation of simulation models. *European Journal of Operational Research*, 87, 21–34. [https://ac.els-cdn.com/037722179500132A/1-s2.0-037722179500132A-main.pdf?\\_tid=469323b8-771b-4f7f-b087-0178fdc02807&acdnat=1550338576\\_811b5b25697cef2f608e95c78288c11f](https://ac.els-cdn.com/037722179500132A/1-s2.0-037722179500132A-main.pdf?_tid=469323b8-771b-4f7f-b087-0178fdc02807&acdnat=1550338576_811b5b25697cef2f608e95c78288c11f)
- Kondili, E. (2010). Design and performance optimisation of stand-alone and hybrid wind energy systems. In *Stand-Alone and Hybrid Wind Energy Systems*. Woodhead Publishing Limited. <https://doi.org/10.1533/9781845699628.1.81>
- Kong, J., Skjelbred, H. I., & Fosso, O. B. (2020). An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem. *Electric Power Systems Research*, 178(April 2019), 106027. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106027>

- Kougias, I., Szabó, S., Monforti-Ferrario, F., Huld, T., & Bódis, K. (2016). A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems. *Renewable Energy*, *87*, 1023–1030. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.073>
- Kruyt, B., van Vuuren, D. P., de Vries, H. J. M., & Groenenberg, H. (2009). Indicators for energy security. *Energy Policy*, *37*(6), 2166–2181. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.006>
- Lannoye, E., Flynn, D., & O'Malley, M. (2015). Transmission, variable generation, and power system flexibility. *IEEE Transactions on Power Systems*, *30*(1), 57–66. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2321793>
- Lebotsa, M. E., Sigauke, C., Bere, A., Fildes, R., & Boylan, J. E. (2018). Short term electricity demand forecasting using partially linear additive quantile regression with an application to the unit commitment problem. *Applied Energy*, *222*(December 2017), 104–118. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.155>
- Lee, C. W., & Lin, B. Y. (2017). Applications of the chaotic quantum genetic algorithm with support vector regression in load forecasting. *Energies*, *10*(11). <https://doi.org/10.3390/en10111832>
- Liang, X. (2017). Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources. *IEEE Transactions on Industry Applications*, *53*(2), 855–866. <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2626253>
- Liu, H., Chen, C., Lv, X., Wu, X., & Liu, M. (2019). Deterministic wind energy forecasting: A review of intelligent predictors and auxiliary methods. *Energy Conversion and Management*, *195*(May), 328–345. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.05.020>
- López, A. R., Krumm, A., Schattenhofer, L., Burandt, T., Montoya, F. C., Oberländer, N., & Oei, P. Y. (2020). Solar PV generation in Colombia - A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market. *Renewable Energy*, *148*, 1266–1279. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.066>
- Lund, H., & Mathiesen, B. V. (2009). Energy system analysis of 100% renewable

- energy systems-The case of Denmark in years 2030 and 2050. *Energy*, 34(5), 524–531. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.04.003>
- Lund, P. D., Lindgren, J., Mikkola, J., & Salpakari, J. (2015). Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 785–807. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057>
- Maldonado, S., González, A., & Crone, S. (2019). Automatic time series analysis for electric load forecasting via support vector regression. *Applied Soft Computing Journal*, 83, 105616. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2019.105616>
- Martín Guareño, J. J. (2016). Support Vector Regression: Propiedades y aplicaciones. In *Universidad de Sevilla. Departamento de Estadística e Investigación Operativa*. Universidad de Sevilla.
- Martínez-Márquez, C. I., Twizere-Bakunda, J. D., Lundback-Mompó, D., Orts-Grau, S., Gimeno-Sales, F. J., & Seguí-Chilet, S. (2019). Small wind turbine emulator based on lambda-Cp curves obtained under real operating conditions. *Energies*, 12(13). <https://doi.org/10.3390/en12132456>
- Martínez Moreno, W. A., & Rodríguez Hernández, R. (2019). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia*. [http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion\\_Demanda\\_Energia\\_Jul\\_2019.pdf](http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion_Demanda_Energia_Jul_2019.pdf)
- Marzband, M., Ghazimirsaeid, S. S., Uppal, H., & Fernando, T. (2017). A real-time evaluation of energy management systems for smart hybrid home Microgrids. *Electric Power Systems Research*, 143, 624–633. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.054>
- Mastropietro, P., Rodilla, P., Rangel, L. E., & Batlle, C. (2020). Reforming the colombian electricity market for an efficient integration of renewables: A proposal. *Energy Policy*, 139(November 2019), 111346. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111346>
- Mejía Giraldo, D. A., Franco A, F. F., & Gallego, R. A. (2005). Solución AI

- Problema Del Despacho De Energía En Sistemas Hidrotérmicos Usando Simulated Annealing. *Scientia Et Technica*, *XI*(29), 7–12.  
<https://doi.org/10.22517/23447214.6605>
- Mohanty, S., Patra, P. K., & Sahoo, S. S. (2016). Prediction and application of solar radiation with soft computing over traditional and conventional approach - A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *56*, 778–796. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.078>
- Mokilane, P., Debba, P., Yadavalli, V. S. S., & Sigauke, C. (2019). Bayesian structural time-series approach to a long-term electricity demand forecasting. *Applied Mathematics and Information Sciences*, *13*(2), 189–199.  
<https://doi.org/10.18576/AMIS/130206>
- Morales-España, G., Latorre, J. M., & Ramos, A. (2013). Tight and compact MILP formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, *28*(4), 4897–4908.  
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2251373>
- Mosquera-López, S., & Nursimulu, A. (2019). Drivers of electricity price dynamics: Comparative analysis of spot and futures markets. *Energy Policy*, *126*(May 2018), 76–87. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.020>
- Nakata, T., Silva, D., & Rodionov, M. (2011). Application of energy system models for designing a low-carbon society. *Progress in Energy and Combustion Science*, *37*(4), 462–502. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2010.08.001>
- NERC. (2013). *Reliability Metrics Specifications Sheet ALR 1-3 Reserve Margin*. [https://www.nerc.com/comm/PC/Performance Analysis Subcommittee PAS 2013/1-3 July 9.pdf](https://www.nerc.com/comm/PC/Performance%20Analysis%20Subcommittee%20PAS%202013/1-3%20July%209.pdf)
- Newbery, D., Pollitt, M. G., Ritz, R. A., & Strielkowski, W. (2018). Market design for a high-renewables European electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *91*(April), 695–707.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.025>
- OECD, & IEA. (2007). *Tackling Investment Challenges in Power Generation*. [www.iea.org/w/bookshop/pricing.html](http://www.iea.org/w/bookshop/pricing.html)
- Okumus, I., & Dinler, A. (2016). Current status of wind energy forecasting and a

- hybrid method for hourly predictions. *Energy Conversion and Management*, 123, 362–371. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.06.053>
- Ortega Arango, S., Ángel Sanint, E., & Jaramillo Vélez, A. (2020). *ESCENARIOS ENERGÉTICOS PARA COLOMBIA EN EL MARCO DEL COVID-19*. <https://repository.eia.edu.co/bitstream/handle/11190/2530/EscenariosEnerg%20E9ticosCovid19-WP.pdf?sequence=1>
- Osorio, A. F., Ortega, S., & Arango-Aramburo, S. (2016). Assessment of the marine power potential in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 966–977. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.057>
- Paz, D. F. (2018). *Metodología para la determinación de características del viento y evaluación del potencial de energía eólica en Túquerres - Nariño*. *Methodology for the determination of wind characteristics and assessment of wind energy potential in Túquerres - Nariño*. 31(31), 19–31.
- Peláez Villada, D. C. (2014). *Determinación del costo de la energía hidráulica en Colombia a partir del análisis del mercado de derivados energéticos* [Universidad Nacional de Colombia]. <https://doi.org/10.4324/9781315853178>
- Perez, A., & Garcia-Rendon, J. J. (2021). Integration of non-conventional renewable energy and spot price of electricity: A counterfactual analysis for Colombia. *Renewable Energy*, 167, 146–161. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.11.067>
- Pfenninger, S., Hawkes, A., & Keirstead, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33(1), 74–86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>
- Pidd, M. (2004). *Computer Simulation in Management Science* (5ta ed.). John Wiley & Sons.
- Pinson, P. (2013). Wind energy: Forecasting challenges for its operational management. *Statistical Science*, 28(4), 564–585. <https://doi.org/10.1214/13-STS445>
- Pupo-Roncallo, O., Campillo, J., Ingham, D., Hughes, K., & Pourkashanian, M.

- (2019). Large scale integration of renewable energy sources (RES) in the future Colombian energy system. *Energy*, 186, 115805.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.135>
- Rau, R. (2010). *Despacho Economico Optimo De Plantas De Generacion Hidrotermico En Sistemas De Energia Electrica* [Universidad Nacional del Centro del Perú].  
<http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/3604/RauVargas.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Resendiz Trejo, J. (2006). *Las maquinas de vectores de soporte para identificación en línea*. Centro de investigación y de estudios avanzados del Instituto Politécnico Nacional.
- Rhoades, S. A. (1993). The Herfindahl-Hirschman Index. *Federal Reserva Bank of St. Louis*, 188–189.  
[https://fraser.stlouisfed.org/files/docs/publications/FRB/pages/1990-1994/33101\\_1990-1994.pdf](https://fraser.stlouisfed.org/files/docs/publications/FRB/pages/1990-1994/33101_1990-1994.pdf)
- Rueda-Bayona, J. G., Guzmán, A., Eras, J. J. C., Silva-Casarín, R., Bastidas-Arteaga, E., & Horrillo-Caraballo, J. (2019). Renewables energies in Colombia and the opportunity for the offshore wind technology. *Journal of Cleaner Production*, 220, 529–543.  
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.174>
- Sargent, R. G. (2008). Verification and validation of simulation models. *Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference*, 157–169.  
<https://doi.org/10.1109/WSC.2008.4736065>
- Schlesinger, S., Crosble, R. E., Gagné, R. E., Innis, G. S., Lalwani, C. S., Loch, J., Sylvester, R. J., Wright, R. D., Kheir, N., & Bartos, D. (1979). Terminology for model credibility. *Simulation*, 32(3), 103–104.  
<https://doi.org/10.1177/003754977903200304>
- Schwartz, P. (2012). *The Art of the Long View: Planning for the Future in an Uncertain World*. Crown. <https://books.google.com.co/books?id=T-r36blZA44C>
- Sen, S., & Kothari, D. . (1998). Optimal thermal generating unit commitment.

*Electrical Power & Energy Systems*, 20, 443–451.

<https://doi.org/10.1109/TPAS.1971.293167>

Sensfuß, F., Ragwitz, M., & Genoese, M. (2008). The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, 36(8), 3086–3094.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.035>

Sheble, G. B., & Fahd, G. N. (1994). Unit commitment literature synopsis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1), 128–135.

<https://doi.org/10.1109/59.317549>

Sobri, S., Koohi-Kamali, S., & Rahim, N. A. (2018). Solar photovoltaic generation forecasting methods: A review. *Energy Conversion and Management*, 156(May 2017), 459–497. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.11.019>

Soroudi, A., & Amraee, T. (2013). Decision making under uncertainty in energy systems: State of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 376–384. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.039>

Ssekulima, E. B., Anwar, M. B., Al Hinai, A., & El Moursi, M. S. (2016). Wind speed and solar irradiance forecasting techniques for enhanced renewable energy integration with the grid: A review. *IET Renewable Power Generation*, 10(7), 885–898. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0477>

Sterman, J. D. (2002). All models are wrong: Reflections on becoming a systems scientist. *System Dynamics Review*, 18(4), 501–531.

<https://doi.org/10.1002/sdr.261>

Stoft, S. (2002). *Power System Economics designing markets for electricity* (John Wiley & Sons Ltd (ed.); History).

Strbac, G. (2008). Demand side management: Benefits and challenges. *Energy Policy*, 36(12), 4419–4426. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.030>

Suganthi, L., & Samuel, A. A. (2012). Energy models for demand forecasting - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(2), 1223–1240.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.014>

- Tan, Q. F., Wen, X., Fang, G. H., Wang, Y. Q., Qin, G. H., & Li, H. M. (2020). Long-term optimal operation of cascade hydropower stations based on the utility function of the carryover potential energy. *Journal of Hydrology*, 580(November 2019), 124359. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2019.124359>
- Tascikaraoglu, A., & Uzunoglu, M. (2014). A review of combined approaches for prediction of short-term wind speed and power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34, 243–254. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.033>
- UPME. (2016). *Calculadora Fecoc 2016*.  
[http://www.upme.gov.co/calculadora\\_emisiones/aplicacion/acercade.html](http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/acercade.html)
- UPME. (2019). *Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica enero 2019- diciembre 2039*. [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)
- UPME. (2020). *Informe estados de avance: Generación y Transmisión* (Issue F-DI-01 – V4).
- UPME. (2021). *Resoluciones para Liquidación de regalías*.  
<https://www1.upme.gov.co/simco/PromocionSector/Normatividad/Paginas/Resoluciones-de-Liquidacion-de-regalias.aspx>
- UPME, & BID. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- UPME, U. de P. M. E. (2017). *Factores de emision del Sistema Interconectado Nacional Colombia - SIN*.  
[https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos\\_normativos/Doc\\_calculo\\_del\\_FE\\_del\\_SIN\\_2016.docx](https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos_normativos/Doc_calculo_del_FE_del_SIN_2016.docx)
- van der Meer, D. W., Widén, J., & Munkhammar, J. (2018). Review on probabilistic forecasting of photovoltaic power production and electricity consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(May 2017), 1484–1512. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.212>
- Vargas, J. (2019). *Esquemas de fijación de precios para el mercado mayorista de electricidad colombiano bajo penetración de renovables*. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.
- Velásquez, J. D., Franco, C. J., & García, H. A. (2009). Un modelo no lineal para la predicción de la demanda mensual de electricidad en Colombia. *Estudios*

- Gerenciales*, 25, 37–54. [https://doi.org/10.1016/S0123-5923\(09\)70079-8](https://doi.org/10.1016/S0123-5923(09)70079-8)
- XM S.A. E.S.P. (2020a). *Indicadores*.  
<https://www.xm.com.co/Paginas/Indicadores/Oferta/Indicador-generacion-sin.aspx>
- XM S.A. E.S.P. (2020b, April 25). *Histórico de demanda*.  
<https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>
- XM S.A. E.S.P. (2021a). *Asignación subastas*.  
<https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/asignacion-subastas.aspx>
- XM S.A. E.S.P. (2021b). *Capacidad efectiva por tipo de generación*.  
<http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>
- XM S.A. E.S.P. (2021c). *Portal BI Información inteligente XM*.  
<http://portalbissrs.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>
- XM S.A.S. (2020, February 6). *En Colombia Factor de emisión de CO2 por generación eléctrica del Sistema Interconectado: 164.38 gramos de CO2 por kilovatio hora*. <https://www.xm.com.co/Paginas/detalle-noticias.aspx?identificador=2383>
- Yoo, J. H. (2009). Maximization of hydropower generation through the application of a linear programming model. *Journal of Hydrology*, 376(1–2), 182–187.  
<https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2009.07.026>
- Yuce, B., Mourshed, M., & Rezgui, Y. (2017). A smart forecasting approach to district energy management. *Energies*, 10(8), 1–22.  
<https://doi.org/10.3390/en10081073>
- 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(July), 183–191. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.10.008>
- Zhang, G., & Guo, J. (2020). A Novel Method for Hourly Electricity Demand Forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(2), 1351–1363.

<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2941277>

Zhang, Y., Wang, J., & Wang, X. (2014). Review on probabilistic forecasting of wind power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 255–270. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.033>