

Electricity Pricing for Renewable Markets- A Simulation Approach for the Colombian Case

J. Vargas, C.J. Franco, M. Jiménez

Abstract— An important technological transformation is taking place in the electricity markets. Increases in the use of non-conventional renewable sources for electricity generation is challenging the system reliability, especially from the supplier's perspective. This context stands out the need to seek market designs and electricity pricing schemes that favor the proper functioning of markets, contributing to the system sustainability and social welfare. This work develops a simulation model that allows evaluating different electricity market designs and pricing schemes under different scenarios of non-conventional renewable sources penetration, using the Colombian electricity market as an application case. Schemes are evaluated under six indicators including price volatility, maximum electricity prices, unattended system demand, average usage of thermal sources, CO₂ emissions and generation surpluses. Model results reveal that the market designs and pricing schemes that use leveled costs of electricity provide a favorable performance of the electricity market when the installed capacity of renewable sources increases, considering price volatilities, system CO₂ emissions and demand coverage.

Index Terms— Bidding Strategy, Electricity Markets, Electricity Prices, Power System Economics, Renewables

I. INTRODUCCIÓN

De acuerdo con los reportes internacionales las Fuentes Renovables No Convencionales (de aquí en adelante FRNC), lideradas por eólica y solar fotovoltaica, han tenido un crecimiento destacable en su capacidad instalada en los últimos años, y se proyecta que la tendencia continuará en los años venideros [1].

A pesar de que un crecimiento acelerado de la capacidad instalada de las FRNC podría ser beneficioso para las políticas de disminución de emisiones contaminantes [2], [3], se debe tener en cuenta que sus efectos dentro de la matriz eléctrica podrían no ser siempre favorables [4], [5].

Algunos de los efectos colaterales de la introducción de FRNC a la matriz eléctrica incluyen problemas asociados con la volatilidad de los precios y la seguridad de suministro [6], [7].

La volatilidad en los precios de mercado está asociada a la incertidumbre en la disponibilidad de los recursos renovables [8]–[11]. Por ejemplo, la variabilidad en la disponibilidad del recurso solar hace que los picos en los precios coincidan con los picos de demanda del sistema, perjudicando la operación y

a los consumidores. Este fenómeno ha sido descrito para varios mercados incluyendo California [12], Colombia [4] y Australia [13].

Por su parte, los bajos precios a los que se oferta la generación renovable pueden desencadenar problemas relacionados con la seguridad de suministro. Estos problemas se refieren al desplazamiento de recursos más costosos en el despacho de electricidad, lo que podría ocasionar salida de recursos tradicionales y confiables, y por tanto, una capacidad de generación insuficiente, o poco estable, para satisfacer la demanda eléctrica futura [14]–[17].

Este tipo de problemas puede asociarse al diseño de mercado [14]. En el mercado colombiano, por ejemplo, donde el despacho de electricidad funciona por mérito, algunos autores han advertido que esta problemática podría ocurrir bajo una alta penetración de FRNC [18], [19].

En este artículo se sostiene la hipótesis de que los diseños de mercados, así como los esquemas de fijación de precios de oferta, pueden ser clave para alivianar los problemas asociados con la entrada de FRNC a los mercados eléctricos. Si bien, existen trabajos anteriores que ofrecen hipótesis similares [10], [14], [16], este trabajo contribuye con el análisis de esta hipótesis a través de la construcción de un modelo de simulación y un conjunto de indicadores de desempeño aplicados a un caso de estudio de un mercado hidrotérmico. Por lo tanto, se desarrolla un modelo de simulación dinámica en el que se implementan y evalúan diferentes esquemas de fijación de precios, permitiendo identificar su desempeño ante diferentes escenarios de penetración de FRNC.

Respecto a los diseños de mercado, otros autores han planteado diferentes aproximaciones que podrían ser aplicables para mercados eléctricos con penetración de tecnologías renovables, algunos de estos diseños consideran la inclusión de incentivos de mercado, la separación de mercados, mercados con complementos, y pagos adicionales [20].

Por otro lado, se han descrito diferentes esquemas de fijación de precios que podrían ser aplicados a diferentes diseños de mercado. Estos esquemas incluyen los pagos por oferta, las primas de mercado, las subastas específicas de tecnologías, precios de oferta por costo nivelado de energía (LCOE) en mercados marginales, entre otros [10], [20], [21].

En este artículo se evalúan, mediante la simulación del mercado eléctrico, tres diferentes combinaciones de diseños de mercados con esquemas de fijación de precios, incluyendo el diseño de mercado tradicional de ofertas de un solo lado [22], con un esquema de fijación de precios de pago por oferta, el

J. Vargas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia (e-mail: jvargasme@unal.edu.co).

C. J. Franco, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia (e-mail: cjfranco@unal.edu.co).

M. Jiménez, Universidad Pontificia Bolivariana, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia (e-mail: maritza.jimenez@upb.edu.co).

diseño ofertas de un solo lado con precios de oferta por LCOE, y el diseño de separación de mercado con esquema de pagos por oferta.

Se ha escogido el mercado eléctrico colombiano como caso de estudio, debido a que Colombia posee un gran potencial para la implementación de las FRNC y, desde la perspectiva legislativa, cuenta con iniciativas políticas en torno al fomento de estas tecnologías [23]–[25].

Finalmente, las dinámicas del mercado eléctrico colombiano lo hacen especialmente interesante para el propósito de este artículo, puesto que, al ser un mercado sostenido sobre la generación hidráulica [26], permite que las centrales térmicas funcionen como respaldo, a pesar de sus precios más altos, favoreciendo el estudio de la interacción de estas tecnologías bajo escenarios de penetración de FRNC.

II. DESARROLLO METODOLÓGICO

Esta sección presenta el modelo de simulación dinámica desarrollado, con el cual se evalúa el desempeño de diferentes diseños de mercado y esquemas de fijación de precios ante la entrada de tecnologías renovables a los mercados eléctricos mayoristas, tomando el mercado eléctrico colombiano como caso de aplicación. La estructura del modelo se concentra en las dinámicas referentes a la tecnología hidráulica con embalse debido a que es la de mayor predominancia en el sistema eléctrico colombiano [27]. Además, se analizan FRNC (contemplando eólica, solar fotovoltaica y pequeñas centrales hidroeléctricas sin embalse), y tecnologías térmicas (incluyendo gas, ACPM y carbón).

El modelo de simulación es desarrollado en Python 3.6. Los supuestos y especificaciones del modelo, así como los escenarios de análisis, también se explican en esta sección.

A. Modelo de Simulación

El modelo de simulación se construyó a partir del diagrama de flujos que se presenta en la Fig. 1.

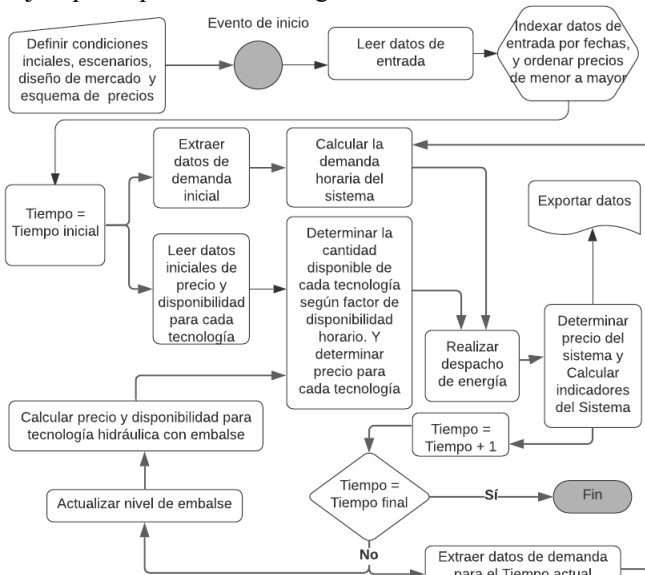


Fig. 1. Diagrama de flujos del modelo de simulación. Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con la Fig. 1, en primer lugar, se establece el diseño y esquema de mercado (Ver

Tabla I), el escenario de análisis (Ver Tabla II) y el período de simulación. Adicionalmente, se establecen las condiciones iniciales de todas las tecnologías (que incluyen capacidad instalada, precio, factores de disponibilidad, y para la tecnología hidráulica embalse incluye, además, nivel de embalse y los aportes). Con esta información se crea un data-frame desagregado a nivel horario, indexado por fecha y organizado de acuerdo al precio de forma ascendente.

Una vez se tiene organizado el data-frame con cantidades y precios indexados por hora, se realiza el despacho por orden de mérito de acuerdo con la regulación colombiana vigente [28], ordenando las ofertas de menor a mayor precio hasta satisfacer la demanda horaria del sistema. Con este resultado se determina el precio del sistema (como el precio del último recurso despachado), y se calculan indicadores de interés sobre el desempeño del sistema, los cuales se detallan más adelante (Ver sección IV).

En este despacho se debe tener en cuenta que para la tecnología hidráulica con embalse se establece una cantidad y un precio para iniciar la simulación y posteriormente iniciar la corrida del modelo. Una vez realizado el primer despacho, inicia la secuencia del modelo, así, en cada iteración el modelo verifica la disponibilidad de la generación hidráulica y, posteriormente, establece su precio basado en una curva de aprovechamiento del agua dada por (1):

$$PHE \left(USD/MWh \right) = \max \left\{ -0.00002(N^*) + 279.23088 \right. \quad (1)$$

Donde PHE es el precio de la tecnología hidráulica con embalse, N^* corresponde a la suma entre NE y AE , con NE (nivel del embalse) el nivel del embalse disponible acumulado, menos los vertimientos del periodo actual; y AE (aportes esperados) el promedio de los aportes de los 3 meses siguientes al mes despachado, esto considerando que los generadores establecen los precios de su energía teniendo en cuenta la disponibilidad de agua en el futuro próximo.

La ecuación (1) se construye con información de XM [29] y muestra la relación inversa entre los niveles de embalse y los precios de oferta de los agentes. El valor mínimo corresponde al precio de oferta base colombiano para el mes de junio de 2018. Y la función para la generación de los demás precios se construyó asumiendo una relación lineal entre los niveles N^* y los precios de oferta, utilizando como punto máximo el valor a 2018 del promedio ponderado entre los precios de oferta históricos, inferiores al precio de escasez, con el respectivo nivel de embalse.

B. Supuestos, Especificaciones y Escenarios

El período de simulación corresponde a 13 años, desde el año 2018 hasta el 2030. Las variables endógenas (precio de oferta de la tecnología hidráulica con embalse, nivel del embalse, precio del mercado, generación de cada tecnología y factor de utilización de las tecnologías) se realimentan con las

simulaciones del modelo. Por su parte, las variables exógenas se determinan con información disponible en el mercado. Éstas variables incluyen las proyecciones de la demanda obtenidas del escenario medio de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) [27]; los precios de las tecnologías térmicas que están establecidos según el promedio de las proyecciones de precios de la UPME [30]. Y la información de precios de oferta de las FRNC, capacidades instaladas, factores de utilización, aportes y nivel inicial del embalse, que son obtenidas de XM [29].

EN EL MODELO DE SIMULACIÓN SE IMPLEMENTAN TRES DIFERENTES COMBINACIONES DE DISEÑOS Y ESQUEMAS DE PRECIOS, INCLUYENDO UN DISEÑO DE OFERTAS DE UN SOLO LADO CON UN ESQUEMA DE FIJACIÓN DE PRECIOS DE PAGO POR OFERTA (A), QUE REPRESENTA EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ACTUAL COLOMBIANO; UN DISEÑO OFERTAS DE UN SOLO LADO CON PRECIOS DE OFERTA POR LCOE (B); Y UN DISEÑO DE SEPARACIÓN DE MERCADO CON ESQUEMA DE PAGOS POR OFERTA (C) (VER

Tabla I). A continuación, se explica el funcionamiento de cada uno de estos esquemas.

TABLA I
RESUMEN DE DISEÑOS Y ESQUEMAS UTILIZADOS EN EL MODELO DE SIMULACIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Nomenclatura	Diseño - Esquema
(a)	Ofertas de un solo lado con pago por oferta - BAU
(b)	Oferta de un solo lado con pago por oferta con LCOE.
(c)	Separación de mercados con pago por oferta

En el diseño de ofertas de un solo lado con esquema de pago por oferta - BAU (a), los generadores son los encargados de enviar las ofertas y el despacho es realizado por mérito. Lo anterior significa que un administrador organiza las ofertas presentadas de forma ascendente según los precios hasta satisfacer los requerimientos de la demanda, para cada uno de los periodos del día. El precio de la electricidad se establece por aprovechamiento y/o disponibilidad del recurso utilizado para generar e independientemente del comportamiento de la demanda [22], [31]. Este esquema es similar al que actualmente opera en el mercado eléctrico colombiano.

Por su parte, en el diseño de oferta de un solo lado con esquema de pago por oferta con LCOE (b) los generadores hacen una oferta de los precios utilizando el costo nivelado de la energía, y el despacho se hace de forma marginalista. El LCOE corresponde a la remuneración que debe recibir un generador a lo largo de un periodo de tiempo con el fin de recuperar la inversión de su proyecto [10], [20], [32]. Para esta investigación se tomaron los valores pronosticados de LCOE desde el National Renewable Energy Laboratory (NREL) [33].

Por último, en el diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c) se realiza una separación interna del mercado por grupos, y para cada uno se determina la tecnología que atenderá dicha demanda [20], [34], [35]. Para el caso de aplicación de esta investigación, Colombia, la segregación se realiza como mercado regulado y no regulado, atendiendo el mercado regulado con fuentes renovables y el no regulado con fuentes diferentes a las FRNC.

Por otro lado, se plantearon cuatro escenarios de análisis de penetración de FRNC, que afectan la capacidad instalada del mercado (Ver Tabla II). El escenario 1 se construye con las proyecciones del Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2017-2031 [27]. Para los escenarios 2 y 3, se parte

del escenario 1 y se les adiciona un 50% y un 100% de capacidad de FRNC respectivamente. Finalmente, en el escenario 4 se plantea un sistema atendido 100% por FRNC.

TABLA II
RESUMEN DE ESCENARIOS UTILIZADOS EN EL MODELO DE SIMULACIÓN.
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Nomenclatura	Escenarios
Escenario 1	Capacidad instalada de referencia según UPME [27].
Escenario 2	Capacidad instalada de referencia con un aumento de un 50% en las FRNC.
Escenario 3	Capacidad instalada de referencia con un aumento de un 100% en las FRNC.
Escenario 4	Sistema atendido 100% por fuentes renovables

Los escenarios 1, 2 y 3 se analizan bajo cada uno de los esquemas de la

Tabla I, mientras que el escenario 4, debido a las características particulares de un sistema 100% renovable, es analizado por separado.

III. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados del modelo de simulación obtenidos para cada uno de los esquemas y escenarios evaluados bajo el caso de aplicación del mercado eléctrico colombiano.

A. Resultados Bajo el Diseño de Ofertas de un solo Lado con Esquema de Pago por Oferta - BAU (a)

La Fig. 2 muestra que a medida que la penetración de FRNC aumenta, los precios de la electricidad son más bajos. Alrededor del año 2022 se observa que en los escenarios 1 y 2 los precios disminuyen, acercándose al escenario 3, debido a la expectativa de una gran penetración de fuentes eólicas y fotovoltaicas a la matriz colombiana entre los años 2022 y 2024. En todos los escenarios, bajo el esquema (a), se observa que para el año 2030 hay un aumento en los precios, lo cual se debe a que el aumento de la capacidad instalada no es proporcional al aumento de la demanda, ocasionando que cada vez se requieran recursos más costosos para poder abastecerla y, por tanto, los precios de generación se incrementen.

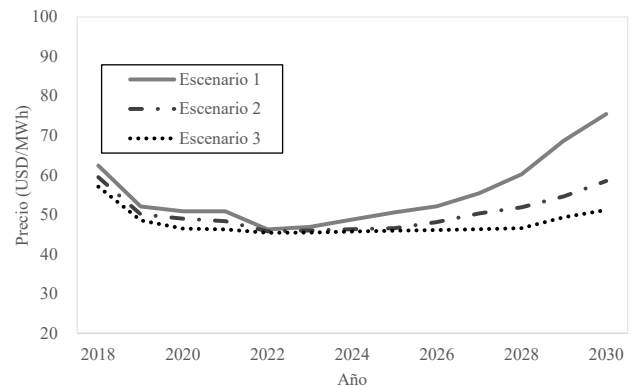


Fig. 2. Comportamiento del precio promedio anual para los diferentes escenarios ante el diseño de ofertas de un solo lado con esquema de pago por oferta - BAU (a). Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, en la Fig. 3 se observa que en el escenario de mayor penetración de FRNC (Escenario 3) los precios son más

bajos a lo largo del día, también se observa que a medida que hay mayor penetración de FRNC se aplana más la curva de precios, lo anterior, se debe a la inclusión de precios más bajos en la base del despacho.

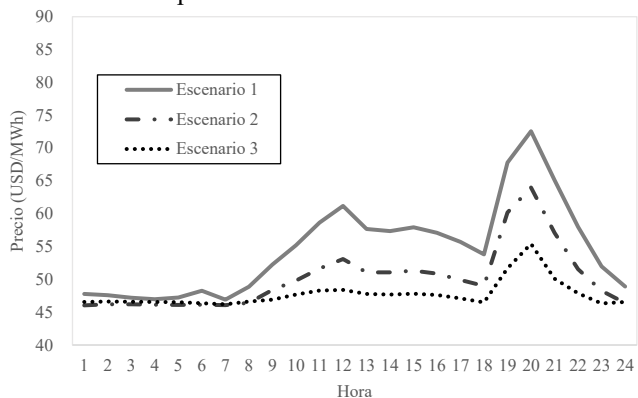


Fig. 3. Comportamiento del precio promedio horario para los diferentes escenarios ante el diseño de ofertas de un solo lado con esquema de pago por oferta - BAU (a). Fuente: Elaboración propia.

B. Resultados Bajo el Diseño de Oferta de un solo Lado con Esquema de Pago por Oferta con LCOE (b)

En esta sección se presentan los resultados del precio promedio anual y horario cuando en el sistema se cuenta con un diseño de oferta de un solo lado y un mecanismo de fijación de precios de tipo de costo nivelado de energía o LCOE.

Una consecuencia de ofertar según el LCOE es que otras tecnologías de generación del sistema pueden ser despachadas, ya que las FRNC no quedan necesariamente en la base.

En el esquema (b), debido a que la generación con FRNC ya tiene un precio de oferta y entra a competir por mérito contra el resto de las tecnologías, en todos los escenarios (1, 2 y 3) el precio promedio de la electricidad se incrementa en más del 7% respecto al esquema (a) (ver Fig. 4).

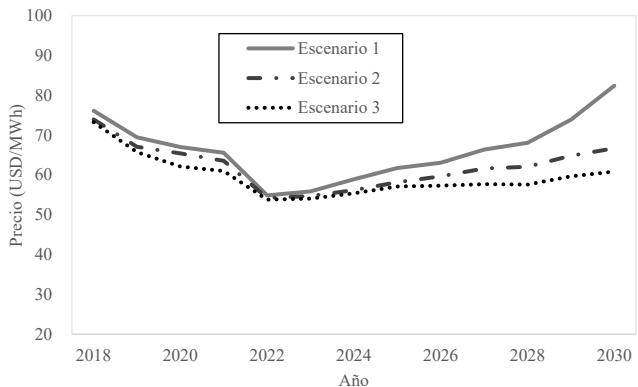


Fig. 4. Comportamiento del precio promedio anual para los diferentes escenarios ante el diseño de oferta de un solo lado con esquema de pago por oferta con LCOE (b). Fuente: Elaboración propia.

El mismo comportamiento de aumento de precios respecto a los resultados con el esquema (a), se presentó para el precio promedio horario de la energía (ver Fig. 5) que pasó de un valor promedio máximo en la hora 20 de 75 (USD/MWh) a 89 (USD/MWh).

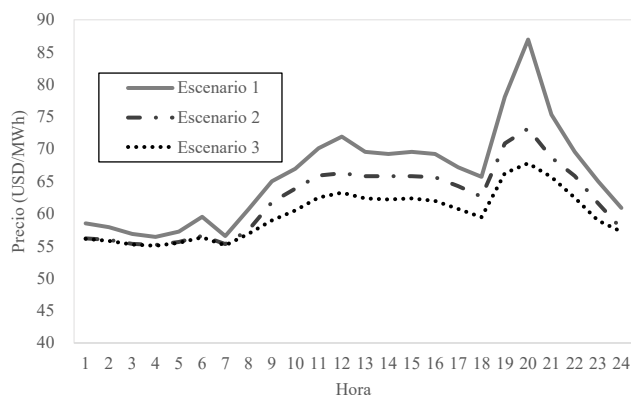


Fig. 5. Comportamiento del precio promedio horario para los diferentes escenarios ante el diseño de oferta de un solo lado con esquema de pago por oferta con LCOE (b). Fuente: Elaboración propia.

C. Resultados Bajo el Diseño de Separación de Mercados con Esquema de Pago por Oferta (c)

En este diseño el mercado se divide en regulado y no regulado, y la atención de cada uno se determina siguiendo un enfoque social. El mercado regulado, que posee un poder adquisitivo más bajo, se atiende a través de un primer despacho (despacho 1) sólo con fuentes renovables (FRNC e hidráulica embalse), que se espera presenten un precio bajo comparado con las demás fuentes. Y el mercado no regulado se atiende en un segundo despacho (despacho 2) con fuentes diferentes a las FRNC (hidráulica embalse y fuentes térmicas). Con estas características se obtienen los resultados presentados en las Figuras 6 a 9.

En la Fig. 6 y Fig. 7 se presentan los resultados del primer despacho (mercado regulado). Se observa gran estabilidad en el tiempo de los precios de la electricidad en todos los diferentes escenarios de entrada para las energías renovables (1, 2 y 3). Este resultado se explica porque en todos los escenarios de penetración de FRNC, las fuentes renovables son suficientes para atender por sí solas la totalidad de la demanda regulada; por tanto, el precio del despacho 1 se ubica en promedio alrededor de los 22 USD/ MWh, y es impuesto por la tecnología hidráulica embalse que resulta siendo el recurso marginal en este despacho.

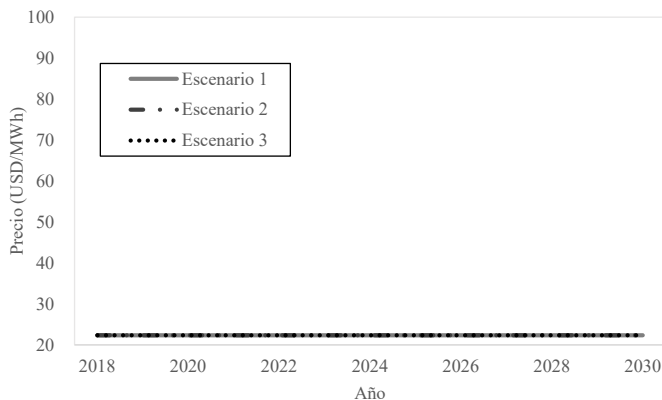


Fig. 6. Comportamiento del precio promedio anual para los diferentes escenarios ante el diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c) para el despacho 1. Fuente: Elaboración propia.

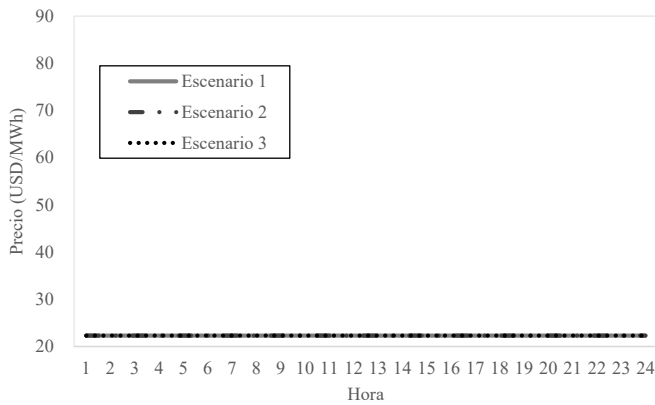


Fig. 7. Comportamiento del precio promedio horario para los diferentes escenarios ante el diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c) para el despacho 1. Fuente: Elaboración propia.

Para el despacho del mercado no regulado (despacho 2), los precios anuales se determinan por las dinámicas resultantes entre los recursos de hidráulica embalse y fuentes térmicas que se utilizan para satisfacer la demanda no regulada. En la Fig. 8 se observa que los precios tienden a incrementar, lo cual se explica por los incrementos de los combustibles proyectados por la UPME. Adicionalmente se observa un cambio en la tendencia de los precios alrededor del año 2021, el cual se explica por la entrada de fuentes renovables a la matriz energética.

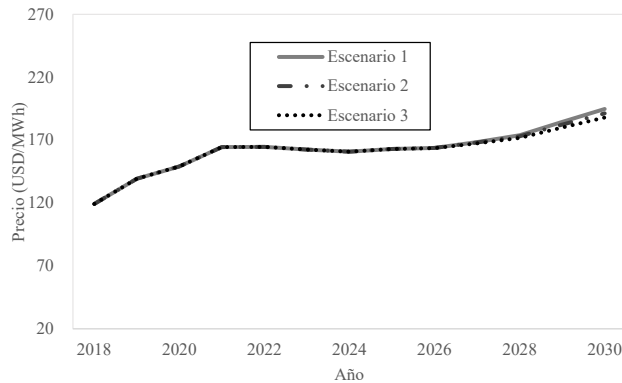


Fig. 8. Comportamiento del precio promedio anual para los diferentes escenarios ante el diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c) para el despacho 2. Fuente: Elaboración propia.

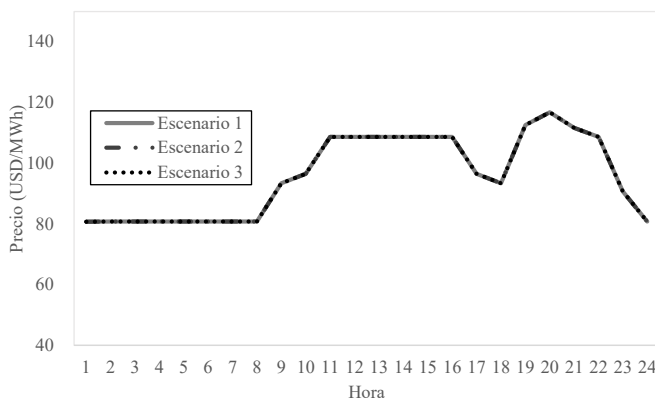


Fig. 9. Comportamiento del precio promedio horario para los diferentes escenarios ante el diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c) para el despacho 2. Fuente: Elaboración propia.

Para el análisis horario (Fig. 9) se observa que los precios son muy similares en los tres escenarios, indicando que para la atención de la demanda no regulada es siempre requerido el uso de las fuentes térmicas como recurso marginal, y consecuentemente el precio del sistema es en promedio más elevado que el del despacho 1. Además, se observa que su patrón se asemeja a la curva de carga del mercado colombiano, indicando que los precios horarios responden a la dinámica de la demanda.

D. Resultados Bajo un Escenario 100% Renovable

Se plantea el escenario de un mercado atendido 100% por tecnologías renovables (escenario 4). En este escenario, el precio de oferta de los recursos provenientes de FRNC se estableció según su LCOE y el de la tecnología hidráulica embalse por el costo de oportunidad del agua. La Fig. 10 muestra cómo a medida que avanzan los años el precio de mercado disminuye, lo cual se explica por la evolución esperada del LCOE de acuerdo con [33]. A partir del año 2022, se observa que la dinámica de los precios promedio anuales tienden a estabilizarse, lo anterior puede explicarse porque a partir de la mayor entrada de mayor FRNC esperada para esos años, las tecnologías pueden complementarse amortiguando los cambios en los precios. Para los años anteriores a 2022 aún la capacidad instalada de FRNC es insuficiente para respaldar a la tecnología hidráulica con embalse en periodos de escasez, por lo que no se observa estabilidad en las dinámicas promedio anuales.

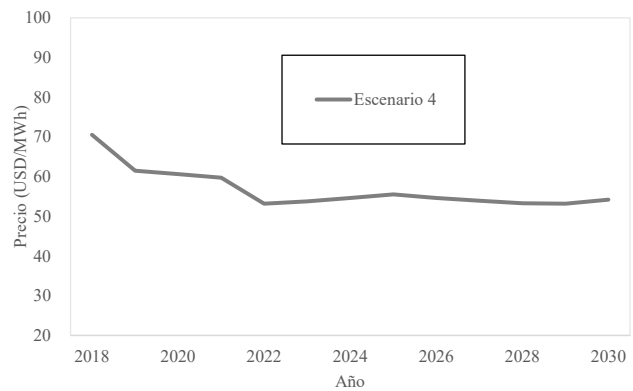


Fig. 10. Comportamiento del precio promedio anual para el escenario 4 – mercado 100% renovable. Fuente: Elaboración propia.

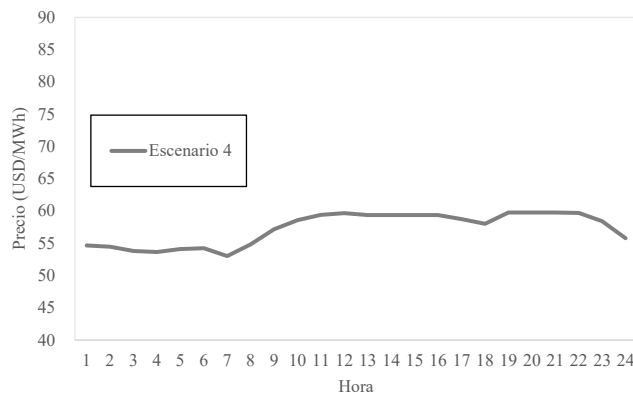


Fig. 11. Comportamiento del precio promedio horario para el escenario 4 – mercado 100% renovable. Fuente: Elaboración propia.

La Fig. 11 muestra un comportamiento variable a lo largo del día, que obedece a la disponibilidad de los recursos de forma horaria, es decir, en los periodos donde hay brillo solar el recurso dominante es el fotovoltaico, sin embargo, el resto del día deben utilizarse otros recursos para satisfacer la demanda.

IV. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

UN ANÁLISIS COMPARATIVO DE TODOS LOS ESQUEMAS Y ESCENARIOS EVALUADOS PARA EL CASO COLOMBIANO ES PRESENTADO EN ESTA SECCIÓN. LAS COMPARACIONES SE REALIZAN PARA CADA ESQUEMA Y ESCENARIO NOMBRADOS DE ACUERDO CON LAS DEFINICIONES DE LA

Tabla I y Tabla II.

SE CONSIDERAN INDICADORES QUE INCLUYEN VOLATILIDAD (VP), PRECIOS MÁXIMOS (PMÁX), DEMANDA NO ATENDIDA (DNA), PORCENTAJE DE USO PROMEDIO DE LAS TECNOLOGÍAS TÉRMICA (UPT), EMISIONES (EMISIONES) Y EXCEDENTES DE GENERACIÓN (EXCEDENTES). PARA CADA INDICADOR, SE SEÑALAN EN LA

TABLA III Y

Tabla IV los menores valores en gris claro, y los valores más altos en gris oscuro.

LA

TABLA III Y

Tabla IV presentan los indicadores para cada combinación de esquema-escenario.

TABLA III

COMPARACIÓN DE LOS INDICADORES PROPUESTOS PARA CADA ESQUEMA- PARTE 1. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Esquema - Escenario	Indicadores				
	VP (%)	PMáx (USD/MWh)	DNA (MWh)	UPT (%)	
(a)-1	21.4%	\$ 171.0	0	26.3%	
(a)-2	19.2%	\$ 129.0	0	9.5%	
(a)-3	15.2%	\$ 129.0	0	8.7%	
(b)-1	17.8%	\$ 240.0	0	7.4%	
(b)-2	13.9%	\$ 129.0	0	5.7%	
(b)-3	12.7%	\$ 129.0	0	4.8%	
(c)-1	Despacho1	0.0%	\$ 22.3	0	0.0%
	Despacho2	20.4%	\$ 258.6	0	99.8%
(c)-2	Despacho1	0.0%	\$ 22.3	0	0.0%
	Despacho2	20.2%	\$ 248.5	0	99.8%
(c)-3	Despacho1	0.0%	\$ 22.3	0	0.0%
	Despacho2	20.0%	\$ 238.4	0	99.8%
4	10.6%	\$ 129.0	0	0.0%	

EL INDICADOR VP DE LA

Tabla III muestra la volatilidad del precio del sistema en términos porcentuales. Se observa que la volatilidad más alta se presenta en el esquema de ofertas de un solo lado con pagos por oferta como es actualmente en el mercado colombiano (a), en un escenario con capacidad instalada de referencia (escenario 1); lo anterior está asociado a la participación de los combustibles fósiles dentro del despacho y a la variación en la participación de la tecnología hidráulica con embalse, la cual aumenta y disminuye su precio dependiendo el despacho en mérito.

Adicionalmente, se identifica que las volatilidades más bajas en el precio promedio del sistema están asociadas al diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c) en el despacho 1, donde sólo intervienen las FRNC. Este resultado se explica por la variación de precios de la tecnología solar fotovoltaica, ya que al tener los menores precios LCOE, entra en la base de todos los despachos.

POR OTRO LADO, EL INDICADOR PMÁX DE LA

Tabla III presenta los precios máximos durante todo el período de simulación. Los resultados de este indicador permiten identificar que los precios máximos del sistema están asociados a los segundos despachos del diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c). Este comportamiento obedece a que las tecnologías diferentes a las FRNC no tienen participación en ese despacho, quedando sólo las tecnologías más costosas.

Lo contrario se presenta en los primeros despachos del diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c), donde la presencia de recursos más baratos baja los precios máximos del sistema.

En este mismo sentido, se observa que en los diseños de ofertas de un solo lado con pago por oferta- BAU (a), y oferta de un solo lado con esquema de pago por oferta con LCOE (b), los precios máximos disminuyen cuando se incrementa la penetración de las FRNC, lo que se explica por el incremento en la participación de recursos menos costosos como fotovoltaico y eólico, dejando muy limitadas a las tecnologías más costosas para entrar en mérito.

EL INDICADOR DNA DE LA

Tabla III hace referencia al total de demanda no atendida durante el tiempo de simulación en MWh. Los resultados de las simulaciones indican que ninguno de los esquemas analizados presenta problemas para atender la demanda del sistema.

Por otra parte, el indicador UPT de la

Tabla III muestra el uso promedio de las tecnologías térmicas en el tiempo de simulación. Como se esperaba en el escenario 100% FRNC (4) y para los primeros despachos del diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c) no se tiene participación de este tipo de tecnologías. En los demás casos, el mayor porcentaje de uso lo tiene el despacho dos del diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c), lo que obedece a que en este despacho no participan FRNC para la atención de la demanda.

TABLA IV.

COMPARACIÓN DE LOS INDICADORES PROPUESTOS PARA CADA ESQUEMA PARTE 2- FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Esquema - Escenario	Indicadores	
	Emisiones (tCO2)	Excedentes (MWh)
(a)-1	102,638,687.5	125,666,951.0
(a)-2	86,513,700.7	148,378,299.0
(a)-3	76,503,875.0	182,859,637.0
(b)-1	35,771,779.2	95,320,870.0
(b)-2	26,279,966.4	112,759,386.0
(b)-3	21,586,473.7	135,706,614.0
(c)-1	Despacho1	0.0
	Despacho2	230,955,583.5
(c)-2	Despacho1	0.0
	Despacho2	230,759,497.8
(c)-3	Despacho1	0.0
	Despacho2	230,712,970.9
4	0.0	312,053,094.0

RESPECTO A LAS EMISIONES DE CO2, LA

Tabla IV presenta el valor acumulado durante todo el tiempo de simulación en toneladas de CO2. Los resultados indican que los escenarios donde sólo se atiende la demanda con FRNC como el escenario 4 y los primeros despachos del diseño de separación de mercados con esquema de pago por

oferta (c) no registran emisiones contaminantes, como era de esperarse. Las mayores emisiones se concentran en el segundo despacho del diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c), en el escenario de referencia para crecimiento de capacidad instalada (escenario 1), lo cual está relacionado con el mayor uso de tecnologías térmicas como lo muestra el indicador *UPT*.

EL ÚLTIMO INDICADOR DE LA

Tabla IV, *Excedentes*, cuantifica la energía que queda luego de atender la demanda para cada esquema y escenario, indicando la existencia de capacidad instalada superior a los requerimientos de la demanda.

Los mayores excedentes de generación se presentan en el despacho 1 del diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c) cuando se tiene una amplia capacidad instalada de FRNC (escenario 3), por el contrario, los menores excedentes se presentan en el despacho 2 del esquema (c) cuando la capacidad instalada es la de referencia (escenario 1).

V. CONCLUSIONES

La penetración de Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC) en los mercados eléctricos podría poner en riesgo la estabilidad de los mercados pues altera diversos aspectos de su funcionamiento. En este trabajo se realizó un análisis orientado a la sostenibilidad en los mercados, evaluando diferentes diseños de mercado y esquemas de fijación de precios de generación, ante distintos escenarios de penetración de FRNC, con el mercado eléctrico colombiano como caso de estudio.

Los resultados del modelo de simulación fueron evaluados y analizados desde seis indicadores de desempeño que incluyen volatilidad de los precios (*VP*), precios máximos (*PMáx*), demanda no atendida (*DNA*), porcentaje de uso promedio de las tecnologías térmicas (*UPT*), emisiones de CO₂ (*Emisiones*) y excedentes de generación (*Excedentes*).

Los resultados del diseño de ofertas de un solo lado con esquema de pago por oferta - BAU (a) indican que, aunque éste puede garantizar suministro de electricidad durante todo el tiempo de simulación, pues no reporta demanda no atendida, su desempeño es inferior en cuanto a volatilidad y emisiones, frente a otros diseños y esquemas de fijación de precios simulados.

Por su parte, el diseño de separación de mercados con esquema de pago por oferta (c) deja en evidencia que es un esquema con altos contrastes, porque mientras en su primer despacho, al ser la demanda regulada atendida con fuentes renovables, presenta bajas volatilidades, menores precios máximos, y menor impacto ambiental; los segundos despachos, que atienden a la demanda no regulada, presentan volatilidades altas, precios máximos elevados, demanda no atendida y mayores emisiones; haciendo que el uso de este mecanismo, tal como se plantea en este trabajo, no sea recomendable.

Por otro lado, los esquemas que involucran los precios LCOE evidenciaron volatilidades de precios de mercado que disminuyen a medida que se incrementa la participación de

FRNC en el mercado. Más aún, el escenario de un mercado 100% renovable con ofertas basadas en LCOE, parece tener, en promedio, un desempeño favorable en la mayoría de los indicadores analizados. Este esquema podría considerarse para su implementación siempre y cuando haya un balance entre el consumo diurno y nocturno.

Este trabajo podría complementarse con un análisis de los diferentes esquemas bajo condiciones de escasez del recurso hídrico dada la importancia del fenómeno del ENSO para el mercado eléctrico colombiano.

AGRADECIMIENTOS

Al M.Sc. Tomás S. Gómez por sus pertinentes y valiosas sugerencias para el desarrollo de este trabajo.

REFERENCIAS

- [1] REN21, "Renewables 2018 - Global Status Report," Paris, 2018. [online]. Available: <https://www.ren21.net/gsr-2018/>
- [2] K. Saidi and A. Omri, "The impact of renewable energy on carbon emissions and economic growth in 15 major renewable energy-consuming countries," *Environ. Res.*, vol. 186, p. 109567, Jul. 2020.
- [3] S. Abu-Elzait and R. Parkin, "Economic and Environmental Advantages of Renewable-based Microgrids over Conventional Microgrids," in *2019 IEEE Green Technol. Conf.(GreenTech)*, Lafayette, LA, USA, Apr. 2019, pp. 1-4.
- [4] M. Castaneda, M. Jimenez, S. Zapata, C. J. Franco, and I. Dyrer, "Myths and facts of the utility death spiral," *Energy Policy*, vol. 110, pp. 105–116, Nov. 2017.
- [5] A. S. Loyarte, L. A. Clementi, and J. R. Vega, "A Hybrid Methodology for a Contingency Constrained Economic Dispatch under High Variability in the Renewable Generation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 17, no. 10, pp. 1715–1723, Oct. 2019.
- [6] S. Romero and H. Rudnick, "Stabilization fund for energy prices to promote renewable energy," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 3, pp. 687–697, Mar. 2015.
- [7] H. Villarroel-Gutierrez, "The Argentine Electrical Sector and Its Trends Toward Renewable Energies," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 17, no. 10, pp. 1625–1636, Oct. 2019.
- [8] T. Mobius and F. Musgens, "The effect of variable renewable energy sources on the volatility of wholesale electricity prices - A stylized full cost approach," in *2015 12th Int. Conf. on the European Energy Market (EEM)*, May. 2015, pp. 1–5.
- [9] A. Ciarreta, C. Pizarro-Irizar, and A. Zarraga, "Renewable energy regulation and structural breaks: An empirical analysis of Spanish electricity price volatility," *Energy Econ.*, vol. 88, p. 104749, May. 2020.
- [10] J. Winkler and M. Altmann, "Market Designs for a Completely Renewable Power Sector," *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, vol. 36, no. 2, pp. 77–92, Jun. 2012.
- [11] A. C. Nunez, G. Gutierrez, and E. Gil, "Strategic Generation Bidding and Scheduling under Price Uncertainty," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 5, pp. 1445–1453, May. 2018.
- [12] C. K. Woo *et al.*, "Merit-order effects of renewable energy and price divergence in California's day-ahead and real-time electricity markets," *Energy Policy*, vol. 92, pp. 299–312, May. 2016.
- [13] Z. Cserekyei, S. Qu, and T. Ancev, "The effect of wind and solar power generation on wholesale electricity prices in Australia," *Energy Policy*, vol. 131, pp. 358–369, Aug. 2019.
- [14] A. Coester, M. W. Hofkes, and E. Papyrakis, "Economics of renewable energy expansion and security of supply: A dynamic simulation of the German electricity market," *Appl. Energy*, vol. 231, pp. 1268–1284, Aug. 2018.
- [15] B. A. Frew, M. Milligan, G. Brinkman, A. Bloom, K. Clark, and P. Denholm, "Revenue Sufficiency and Reliability in a Zero Marginal Cost Future," Nov. 2016. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66935.pdf>.
- [16] T. Levin and A. Botterud, "Electricity market design for generator revenue sufficiency with increased variable generation," *Energy Policy*, vol. 87, pp. 392–406, Dec. 2015.

- [17] M. Hildmann, A. Ulbig, and G. Andersson, "Empirical Analysis of the Merit-Order Effect and the Missing Money Problem in Power Markets With High RES Shares," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 3, pp. 1560–1570, May. 2015.
- [18] P. Mastropietro, P. Rodilla, L. E. Rangel, and C. Batlle, "Reforming the colombian electricity market for an efficient integration of renewables: A proposal," *Energy Policy*, vol. 139, p. 111346, Apr. 2020.
- [19] S. Zapata, M. Castaneda, M. Jimenez, A. Julian Aristizabal, C. J. Franco, and I. Dyner, "Long-term effects of 100% renewable generation on the Colombian power market," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 30, pp. 183–191, Jul. 2018.
- [20] R. Hartel, W. Fichtner, and D. Keles, "Electricity market design options for promoting low carbon technologies," *Insight-E*, Apr. 2015, [online]. DOI: 10.5445/IR/1000065970.
- [21] D. Godoy-gonzález, E. Gil, and G. Gutiérrez-alcaraz, "Ramping ancillary service for cost-based electricity markets with high penetration of variable renewable energy," *Energy Econ.*, vol. 85, p. 104556, Jan. 2020.
- [22] A. K. David and Fushuan Wen, "Strategic bidding in competitive electricity markets: a literature survey," in *2000 Power Eng. Soc. Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, Seattle, WA, USA, 2000, pp. 2168-2173.
- [23] Congreso de la República de Colombia, "Ley 1715. Por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional." Colombia, pp. 1–26, May. 2014, [Online]. Available: http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY_1715_DEL_13_DE_MAYO_DE_2014.pdf.
- [24] M. Jimenez, C. J. Franco, and I. Dyner, "Diffusion of renewable energy technologies: The need for policy in Colombia," *Energy*, vol. 111, pp. 818-829, Sept. 2016.
- [25] IDEAM and UPME, "Atlas de radiación solar," 2019. [online]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/> [Accessed: 21-Sep-2019].
- [26] UPME, "Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050." Bogotá, p. 184, 2015, [Online]. Available: http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf.
- [27] UPME, "Plan de expansión de referencia generación – transmisión (2017-2031)," 2017. [Online]. Available: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2017/Plan_GT_2017_2031.pdf%0A.
- [28] CREG, *Resolución No 11. Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista*. Colombia, 2010, p. 9.
- [29] Xm, "Portal BI - Información inteligente," 2019. [online]. Available: <http://portalbissrxm.com.co/Paginas/Home.aspx> [Accessed: 14-Nov-2019].
- [30] UPME, "Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2016- Diciembre 2035," Bogotá, 2016. [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Proyeccion_de_los_precios_de_los_combustibles_junio_2016.pdf.
- [31] A. Lamadrid, W. Jeon, H. Lu, and T. Mount, "The Case for a Simple Two-Sided Electricity Market," in *Proc. 50th Hawaii Int. Conf. Syst. Sci.*, 2017, pp. 3112–3121.
- [32] S. Baum, C. von Kalben, A. Maas, and I. Stadler, "Analysis and Modelling of the Future Electricity Price Development by taking the Levelized Cost of Electricity and large Battery Storages into Account," in *2018 7th Int. Energy and Sust. Conf. (IESC)*, May. 2018, pp. 1–8.
- [33] NREL, "2018 ATB," *Annual technol. Baseline: Electricity*, 2018. [online]. Available: <https://atb.nrel.gov/electricity/archives.html>.
- [34] M. Keay, "Electricity markets are broken – can they be fixed?," 2016. [Online]. Available: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Electricity-markets-are-broken-can-they-be-fixed-EL-17.pdf>.
- [35] ECORYS, "Investments in a renewables-only market," 2017. [Online]. Available: https://www.ecorys.com/sites/default/files/2019-06/170915_TenneT_investments_in_a_renewables-only_market%28Final%29.pdf.



Johandre Vargas es Magíster en Ingeniería – Sistemas Energéticos desde 2020 e Ingeniero Electricista desde el año 2013 de la Universidad Nacional de Colombia -Sede Medellín. Actualmente es estudiante de Maestría en Big data & Business Analytics de la Universidad Isabel I de España y profesional en Aseguramiento de la Operación comercial en una empresa generadora de energía.



Carlos J. Franco es Doctor en Ingeniería de Sistemas Energéticos de la Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín, Magíster en Administración de Recursos Hídricos e Ingeniero Civil. Actualmente, se desempeña como profesor titular del departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión de la Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín. Sus áreas de investigación incluyen sistemas complejos, modelado y simulación de mercados de energía, evaluación de políticas y formulación de estrategias para el sector energético. Su trabajo reciente incluye análisis de economías bajas en carbono, respuesta de la demanda, integración de mercados eléctricos y difusión de energías limpias, entre otros.



Maritza Jiménez es Magíster en Ingeniería – Sistemas Energéticos desde el año 2016, Ingeniera Administradora desde el año 2014, y actualmente es candidata a doctora del programa de doctorado en Ingeniería - Sistemas de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. Se desempeña como docente de la Universidad Pontificia Bolivariana en la Facultad de Ingeniería Industrial, y sus áreas de investigación incluyen el modelado y simulación de mercados energéticos, difusión de sistemas renovables de generación de electricidad, gestión de la demanda, microgeneración fotovoltaica, entre otros.