

# Effects on Electricity Markets of a Demand Response Model Based on Day Ahead Real Time Prices: Application to the Colombian Case

O. A. Páramo, G. A. López and J. C. Rivera

**Abstract**— This paper presents an alternative methodology, based on a cost optimization model, for evaluating some effects of the implementation of an alternative Demand Response (RD) program based on Day Ahead Real-Time Pricing (DA-RTP) in electricity markets. The proposed methodology has three special characteristics: the first one is to assume that users can modify their consumption patterns without altering the quantity demanded daily; second one, user's flexibility to shift demand between hours depend of the kind of user and the time (peak vs off peak hours); finally, consumers have limited capability to shift demand outside of certain periods within the day. The model is tested with a simulation exercise for the Colombian electricity market. The results show a significant improvement in system and market performance, including consumer savings, a flattened load curve, and reduced operational risk in the system.

**Keywords**— Demand Response, Smart Grids, Real Time Pricing, Mathematical Programming, Electricity Markets, Optimization.

## I. INTRODUCCIÓN

EL ESTUDIO de la respuesta de la demanda (RD) en el sector de la energía eléctrica se ha convertido en un tema de investigación en auge. Esto se debe básicamente a los beneficios que puede tener en materia de eficiencia económica y en la reducción de riesgos operativos que son frecuentes en este mercado. Además, el desarrollo de Redes Inteligentes, comúnmente llamadas Smart Grids, ha hecho posible pensar en la viabilidad de los programas de RD.

La respuesta de la demanda se define como “un cambio en los patrones horarios en el consumo de energía de los usuarios en respuesta a la exposición a variaciones en los precios diferentes horarios durante el día, o a otros estímulos económicos que provoquen el desplazamiento del uso de energía desde horas pico hacia horas valle, o la reducción de la misma en momentos de riesgo para el sistema” (FERC, 2015).

La implementación de programas de RD varía según las políticas y estructura del sistema energético de cada país. Particularmente, en Colombia hay dos tipos de usuarios, Regulados y No Regulados, siendo estos últimos aquellos cuya demanda de potencia es mayor a 0.1 MW o con consumo mensual mayor a 55 MWh (Resolución CREG 131 de 1998). La Resolución CREG 119 de 2007 ha determinado que el precio que perciben los usuarios regulados debe ser una tarifa plana para todas las horas del mes, pese a que en la Bolsa de Energía

se establece un precio por hora. Estos precios se forman a partir del “Despacho Ideal” realizado por el operador del mercado y tienden a ser muy altos en horas de mayor consumo.

Sin embargo, con dicha tarificación los consumidores no tienen incentivos para recomponer su consumo entre las diferentes horas del día. Se espera que con la implementación de programas de RD, por medio de redes inteligentes, haya una participación más activa de la demanda que genere un mercado más competitivo.

La metodología propuesta en este artículo asume que los usuarios podrían y se verían motivados a modificar sus patrones horarios de consumo, si se exponen a precios variables por horarios, sin alterar la cantidad de energía demandada diariamente. Aquí se presenta un modelo que tiene en cuenta los dos diferentes tipos de usuarios, asumiendo diferentes niveles de flexibilidad a lo largo del día, tanto en horas pico como horas valle y, finalmente, el hecho de que cierta cantidad demandada únicamente se puede recomponer en un rango de horas cercanas. Esta última característica permite diferenciar las actividades de consumo de energía que podrían realizarse en cualquier hora del día de aquellas que, teniendo flexibilidad, deben hacerse en un intervalo de tiempo más cerrado, por ejemplo durante la mañana (6am a 12m). La metodología propuesta es aplicable al mercado eléctrico Colombiano y adaptable a la mayoría de mercados de otros países.

Aquí se presenta un caso de estudio basado en diferentes simulaciones con datos del mercado colombiano bajo diferentes escenarios de flexibilidad. Los resultados tienen por objeto cuantificar los beneficios en términos de la disminución del costo de la energía, del aplanamiento y disminución de picos en la curva de carga y de los precios en bolsa.

Después de esta introducción, el artículo está compuesto de otras cinco secciones. La Sección II presenta la revisión de literatura. Seguidamente se explica la base para el cálculo del precio en bolsa en la Sección III. En la Sección IV se describe la metodología, mientras que en la Sección V se presentan los resultados de la experimentación computacional. Finalmente se presentan las conclusiones en la Sección VI.

## II. REVISIÓN DE LITERATURA

Uno de los beneficios de las redes inteligentes es que permiten informar a los consumidores sobre los precios horarios de la energía en tiempo real, con lo que se logra integrarlos de una manera más activa en el mercado eléctrico a partir de programas de Respuesta de la Demanda (RD), que incentivan al usuario a reducir sus consumos cuando la energía es costosa, mientras que se aumentan cuando no lo es (Dulleck y Kaufmann [1]).

Con la viabilidad de los programas de RD se ha estimulado la investigación en este tema, como muestra Siano [2], quien

O. A. Páramo, Escuela de Economía y Finanzas, Universidad EAFIT, Medellín, Colombia, oparamo@eafit.edu.co

G. A. López, Escuela de Economía y Finanzas, Universidad EAFIT, Medellín, Colombia, glopezal@eafit.edu.co

J. C. Rivera, Escuela de Ciencias, Universidad EAFIT, Medellín, Colombia, jriversa6@eafit.edu.co

Corresponding author: Juan Carlos Rivera

hace una recopilación de resultados recientes encontrados en algunas de ellas. Algunos beneficios de estos programas son: a.) los consumidores pueden disminuir el pago de sus facturas; b.) se reducen los picos de demanda y, de esta forma, los precios correspondientes y los riesgos operativos; c.) posibilita aplazar los proyectos de ampliación de las redes de transmisión y de ampliación de la capacidad de generación. También se destacan los beneficios en materia ambiental ya que se reduce la frecuencia de funcionamiento de plantas de generación térmica, minimizando así las emisiones de carbono (Choi y Thomas [3]).

En la literatura se ha estudiado la RD mediante diferentes formas de tarificación horaria. Las más comunes son las basadas en Tiempo de Uso (TDU) y Precios en Tiempo Real (RTP) (Albadi y El-Saadany [4]). Las tarifas del tipo TDU establecen diferentes precios según el periodo del día, por ejemplo, la bi-tarifa propone un precio alto durante periodos que se reconocen como de demanda pico, y un precio bajo en el resto de horas. El esquema RTP, en cambio, envía a los usuarios los precios que se generan en la bolsa de energía cada hora. En estos modelos generalmente se asume que los consumidores hacen algún tipo de pronóstico sobre los precios horarios del día siguiente para decidir su patrón de consumo. También, existen varios trabajos en los que la estrategia consiste en enviarles a los usuarios información sobre los precios horarios desde el día anterior (DA-RTP, Precios en Tiempo Real del Día Anterior), con lo que los consumidores tienen certeza sobre los precios (Doostizadeh y Ghasemi [5]).

El trabajo de Torriti [6] es un ejemplo de análisis de un programa de RD basado en tarificación según TDU aplicado sobre usuarios residenciales en la provincia de Trento, Italia. Mediante experimentos computacionales de simulación encontró que el consumo de energía aumenta un 13,7% y sin embargo los usuarios obtienen un ahorro promedio de 2,21% en sus facturas. También encontró que el pico de demanda de la mañana se reducía pero aparecía uno nuevo en la noche. Finalmente, el autor argumenta que los precios según TDU tienen mucho atractivo por su facilidad de implementación y porque requieren sistemas de información inteligente menos complejos que otros sistemas de precios, como por ejemplo del tipo RTP. Sin embargo, admite que los segundos alcanzan mejores resultados económicos que los primeros.

Otros ejemplos de RD a nivel residencial, son los de Shaw *et al.* [7], Cappers *et al.* [8], Li y Hong [9], da Silva y Affonso [10] y Braithwait [11]. Este último, es un estudio de caso en el que se aplica un programa piloto de TDU a unos hogares y se compara con otros no tratados de similares características. Los hogares tratados llegaron a reducir su consumo promedio en periodos pico en un 26% con la ayuda de sistemas de comunicación interactiva. Walawalkar *et al.* [12], a su vez presentan dos casos de programas de RD exitosos en Estados Unidos para los mercados de PJM y NYISO, en los que participan también usuarios comerciales e industriales.

Joung y Kim [13] estudian el impacto de la medición inteligente y la RD sobre los precios de mercado y la confiabilidad del sistema a largo plazo. Encuentran que a mayor respuesta de los consumidores, mayor será la competitividad y confiabilidad del mercado. Otros artículos simulan los efectos a corto plazo bajo esquemas de RTP y muestran reducciones en el pico de demanda, aplanamiento de las curvas de carga y ahorro para los consumidores ([5], [14] y [15]).

El modelo de Valenzuela *et al.* [14] evidencia un aplanamiento de la curva de precios. Dicho modelo considera que los consumidores pueden mantener fijo el consumo de energía del día, recomponiendo una fracción del mismo a lo largo del día y otra dentro de periodos de horas continuas. Los niveles de flexibilidad considerados son diferentes para cada caso. Doostizadeh y Ghasemi [5] desagregan a los consumidores en tres tipos (residenciales, industriales y comerciales) y cada uno tiene diferentes flexibilidades en términos de elasticidad según la hora sea pico, media o valle. El presente trabajo pretende reunir las hipótesis acerca del comportamiento de los consumidores en estos últimos dos artículos, tal como se presenta más adelante en la metodología.

Finalmente, es importante mencionar que los estudios sobre este tema en el mercado eléctrico colombiano son pocos. Se destacan los de Baratto-Callejas [16] y Cardona [17]. Ambos realizan simulaciones de RD con RTP únicamente sobre los usuarios no regulados, que representan alrededor del 32% de la demanda total de energía, y además los desagregan en diferentes categorías: comercio, manufactura, agricultura, etc. Las flexibilidades que emplean para los diferentes tipos de usuarios se basan en los cálculos hechos por Neenan [18] para Estados Unidos y que son adaptados para Colombia en [16]. Los resultados del primero indican reducciones del pico de consumo alrededor del 6%, con ahorros entre 0,44% y 3,93%; en el segundo, el pico se reduce entre 1% y 4% con ahorros cercanos al 3%. El presente artículo presenta una aplicación para Colombia que simula la recomposición de la demanda, no sólo de los usuarios no regulados sino también de los regulados.

### III. FORMACIÓN DE LOS PRECIOS EN BOLSA

El precio en bolsa de la energía generada en cada hora del día se forma mediante una subasta en donde las empresas generadoras presentan al operador del mercado (en Colombia, la empresa encargada de operar el mercado es XM S.A. E.S.P.) desde el día anterior antes de las 9:30am, según Resolución CREG 26 de 2001, una propuesta de oferta con cantidad disponible para cada hora del día y un precio uniforme. Estas propuestas forman una curva de oferta en forma de escala ascendente según los precios propuestos. El “Despacho Ideal” se calcula con las plantas requeridas, según mérito en precio ofertado (de menor a mayor), para satisfacer la totalidad de la demanda del Sistema Interconectado Nacional. Así, el precio en bolsa para cada hora es el ofertado por la última planta requerida para atender la demanda total.

Dado lo anterior, es de esperar que los precios crezcan considerablemente en horas de demanda pico y sean bajos en las horas de demanda valle. Por otro lado, aunque los precios que pagan los consumidores residenciales incluyen también las transacciones mediante contratos y los pagos por otros conceptos (transmisión, distribución y pérdidas), en el modelo se asume que el precio en bolsa repercute directamente sobre la tarifa que se paga. La Fig. 1 muestra una situación hipotética en la que la demanda pasa de  $d_1$  a  $d_2$  y, como consecuencia, el precio aumenta de  $p_1$  a  $p_2$ .

### IV. METODOLOGÍA

En esta sección se describe un algoritmo que permite evaluar el efecto de un cambio en la forma en que se cobra la energía.

Se propone pasar del esquema actual en el que el usuario percibe un precio final (\$/kWh) basado en una tarifa plana, a uno basado en RTP. Para ello, se asume que los consumidores pueden disponer de la tecnología necesaria para observar la cantidad de energía consumida en tiempo corriente y el precio por kilovatio para cada hora del día.

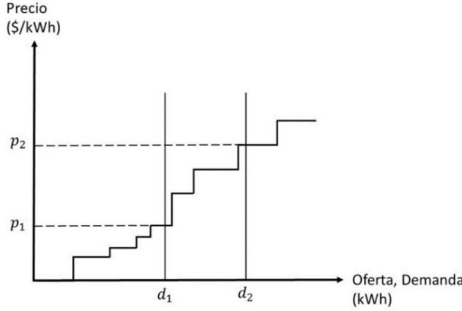


Figura 1. Formación de los precios en bolsa.

Cuando el consumidor percibe una tarifa plana para las veinticuatro horas del día tiene un patrón de consumo horario sin incentivos a la recomposición, en adelante este patrón se denomina *demanda base*. Sin embargo, cuando se enfrenta al cobro de precios diferentes para cada hora, puede sentirse incentivado a desplazar una parte del consumo de periodos en los cuales la energía es costosa hacia periodos en los que es más económica; el nuevo patrón de consumo se denomina en adelante *demanda con recomposición*.

El esquema de tarificación que se propone es del tipo DA-RTP. Existen varias maneras de calcular los precios horarios ofrecidos a los consumidores en un programa de RTP para motivar su respuesta, por ejemplo el encontrado en [5]. En este artículo se propone que el operador del mercado calcule los precios de bolsa con la demanda base promedio basada en los días anteriores y que los comunique a los consumidores como los RTP. Estos precios tienen el objetivo de motivar la reducción de los picos de demanda.

A continuación se describen los supuestos acerca del comportamiento del consumidor, así como los diferentes componentes del algoritmo desarrollado para calcular los efectos del esquema propuesto de tarificación.

### Cálculo de precios iniciales

Los precios se pueden ofrecer al consumidor mediante *sistemas de información inteligente*. Se asume que existen  $n$  plantas de generación de energía eléctrica y que, como se explicó anteriormente, cada planta  $i$  participa de una subasta de tipo sobre cerrado enviando su propuesta de oferta de precio único  $p_i$  y capacidad de generación  $q_h^i$  para cada hora  $h$  del siguiente día. El operador del mercado ordena las propuestas según mérito, esto es, de menor a mayor precio ofertado:

$$\text{oferta}_{i,h} = (q_h^i, p_i), \forall i \in \{1, \dots, n\}, h \in \{0, \dots, 23\} \quad (1)$$

En la Ecuación (1) se satisface que  $p^1 < \dots < p^{i-1} < p^i < p^{i+1} < \dots < p^n$ , y el subíndice  $h$  indica la hora. Sea  $d_h = d_h^r + d_h^{nr}$  la demanda base de todo el sistema para la hora  $h$ , donde  $d_h^r$  es la demanda base regulada y  $d_h^{nr}$  la demanda base no regulada, el precio que se ofrece a los consumidores en la hora  $h$ ,  $p_h$ , se calcula en función de  $d_h$  ( $p_h = f(d_h)$ ).

La función  $f$  para el cálculo de  $p_h$  identifica las plantas deben despacharse en la hora  $h$ , según mérito, para suplir la demanda base de energía:

$$q_h^1 + q_h^2 + \dots + q_h^{m-1} \leq d_h \leq q_h^1 + q_h^2 + \dots + q_h^m \quad (2)$$

donde  $m$  ( $m \leq n$ ) es la última planta de generación requerida en mérito para satisfacer la demanda  $d_h$ , también llamada planta marginal. Así, el precio que se ofrece en la hora  $h$  es:

$$p_h = p^m \quad (3)$$

Se puede notar que  $m$  también es el mínimo número de plantas necesarias para generar  $q_h^1 + \dots + q_h^m$  energía por hora.

### Comportamiento del consumidor

El consumo de energía no se puede suavizar en su totalidad, sin embargo, ciertos procesos industriales y actividades domésticas si se pueden cambiar de horario. Por lo tanto, la recomposición de consumo se estima de la siguiente manera: manteniendo constante el consumo total de energía en el día, un consumidor racional busca minimizar el pago diario de energía, considerando que el consumo en cada hora es sustituto perfecto de las horas habituales, pero con restricciones de flexibilidad. Esta flexibilidad representa límites, tanto en la reducción posible en horas pico como la recepción en horas valle, los cuales se analizan en el siguiente apartado.

### Análisis de flexibilidad

Para optimizar el consumo, se debe considerar que los niveles de flexibilidad de un consumidor dependen de los siguientes factores. Primero, se suponen diferencias según el tipo de usuario: regulado o no regulado. Segundo, en este trabajo se consideraran dos tipos de flexibilidad, uno a lo largo del día y otro dentro de un rango horario específico. Para la flexibilidad en el día se clasifican las horas en tres categorías: pico, media y valle, cada una con una flexibilidad determinada. Para la flexibilidad por rangos horarios, se divide el día en varias fracciones de horas continuas donde se asume que los usuarios se comportan de manera particular.

### Optimización del consumo

Una vez conocidos los precios  $p_h$ , los consumidores regulados, actuando como precio aceptantes, deciden el consumo horario tratando de minimizar el costo de la energía mediante desplazamientos desde horas pico hacia horas valle. Así, la función objetivo para los consumidores regulados es:

$$\min Z = \sum_{h=0}^{23} (p_h \cdot (d_h^r + x_h^r + y_h^r)) \quad (4)$$

donde  $x_h^r$  es la cantidad que se recompone a lo largo del día, según el primer tipo de flexibilidad y,  $y_h^r$ , la cantidad que se recompone dentro del periodo al que pertenece  $h$  según el segundo tipo de flexibilidad. Así,  $dr_h^r = d_h^r + x_h^r + y_h^r$  es la demanda regulada con recomposición en la hora  $h$ , y la sumatoria en la Ecuación (4) es el costo diario de la electricidad para los usuarios regulados.

Los consumidores regulados tienen que respetar las siguientes restricciones:

$$-a_h^- \cdot d_h^r \leq x_h^r \leq a_h^+ \cdot d_h^r, \forall h \in \{0, \dots, 23\} \quad (5)$$

$$-b_h^- \cdot d_h^r \leq y_h^r \leq b_h^+ \cdot d_h^r, \forall h \in \{0, \dots, 23\} \quad (6)$$

$$\sum_{h=0}^{23} x_h^r = 0 \quad (7)$$

$$\sum_{h \in \psi_j^r} y_h^r = 0 \quad (8)$$

Las restricciones (5) y (6) definen el rango en que los consumidores pueden y están dispuestos a realizar la sustitución perfecta entre consumos, es decir, sin sacrificios de bienestar y teniendo en cuenta las restricciones técnicas.  $a_h^-$  y  $b_h^-$  son los porcentajes respecto a la demanda base de la hora  $h$  en que se puede reducir el consumo para enviarlo hacia otras horas del día y del rango horario respectivamente. Similarmente,  $a_h^+$  y  $b_h^+$  son porcentajes que definen los límites superiores acerca de cuanto se puede recibir desde otras horas en el día o rango horario respectivamente. Estos porcentajes se denominan en adelante *coeficientes de flexibilidad*. Las restricciones (7) y (8) indican que las recomposiciones se deben compensar, es decir, que la demanda total permanece constante. En la Ecuación (8),  $\psi_j^r$  es el conjunto de horas contiguas que conforman el periodo  $j$  de los usuarios regulados.

El modelo de optimización (4)-(8) garantiza las dos siguientes condiciones:

$$\sum_{h=0}^{23} dr_h^r = \sum_{h=0}^{23} d_h^r \quad (9)$$

$$(1 - a_h^- - b_h^-) \cdot d_h^r \leq dr_h^r \leq (1 + a_h^- + b_h^-) \cdot d_h^r, \quad \forall h \in \{0, \dots, 23\} \quad (10)$$

La condición (9) indica que el consumo total diario de energía permanece constante después de la respuesta de la demanda. Esta condición indica que el consumo no podrá ser reducido en todas las horas sino que se desplaza de horas pico hacia horas valle. Las condiciones (10) establecen límites inferiores y superiores para el consumo de energía en la hora  $h$ .

Similarmente, para los consumidores no regulados, se pueden obtener las cantidades  $dr_h^{nr}$  que cumplen todas las condiciones anteriores pero con diferentes coeficientes de flexibilidad y periodos.

Los precios marginales después de la recomposición,  $pr_h$ , se calculan usando la misma función  $f$  utilizada anteriormente, pero ahora con los nuevos patrones de consumo:  $pr_h = f(dr_h)$ . El resultado es un nuevo conjunto de precios para cada hora del día en evaluación.

El proceso de optimización se resume en el Alg. 1, en donde  $Dmin_h$  y  $Dmax_h$  son la demanda mínima y máxima en cada hora  $h$ , calculada con base en los coeficientes de flexibilidad  $a_h^-$ ,  $a_h^+$ ,  $b_h^-$  y  $b_h^+$ ;  $TDR$  es la cantidad total de demanda a recomponer en una hora  $h$  determinada, calculada como  $TDR = \sum_{h=0}^{23} d_h - Dmin_h$ ; y el procedimiento *sort* ordena de manera no decreciente los precios  $p_h$ .  $UB_h$  es una cota superior de la demanda a recomponer en la hora  $h$ . El vector  $s$  contiene en cada posición  $j$  la  $j$ -ésima hora más económica.

ALG. 1 – ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN

1:	Initialize $D_h^{min}, D_h^{max}, TDR, p_h$
2:	$s \leftarrow \text{sort}(p_h)$ % ascendente
3:	$dr_h \leftarrow D_h^{min}$
4:	$j \leftarrow 1$
5:	<b>while</b> $TDR > 0$ <b>do</b>
6:	$UB_{s(j)} \leftarrow \min\{D_{s(j)}^{max} - D_{s(j)}^{min}; TDR - D_{s(j)}^{min}\}$
7:	$dr_{s(j)} \leftarrow dr_{s(j)} + UB_{s(j)}$
8:	$TDR \leftarrow TDR - UB_{s(j)}$
9:	$j \leftarrow j + 1$
10:	<b>end while</b>
11:	$pr_h \leftarrow f(dr_h)$
12:	<b>return</b> $pr_h, dr_h$

### Efectos del esquema propuesto

El comportamiento agregado de los consumidores, ante los mismos precios, causa reducciones en los picos de demanda y al mismo tiempo reducciones en los picos de precios. En contraste, tanto la demanda como los precios aumentan en horas valle. Esto genera un efecto adicional sobre el ahorro agregado de los usuarios, el cual puede ser positivo o negativo.

Para entenderlo, supongamos que un día sólo se divide en dos categorías de horario, pico y valle. Sean los puntos de equilibrio base asociados a cada hora ( $d_{pico}, p_{pico}$ ) y ( $d_{valle}, p_{valle}$ ), tal como se ilustra en la Fig. 2. Luego de la recomposición, las nuevas demandas son ( $dr_{pico}, dr_{valle}$ ) y los consumidores esperan un ahorro igual al área  $A$  menos el área  $B$ . Sin embargo, el efecto de la recomposición es una reducción en la distancia entre los precios de equilibrio de ambas horas, por lo tanto, la cantidad de demanda que permanece en la hora pico,  $dr_{pico}$ , tiene un precio más bajo,  $pr_{pico}$ , y genera un ahorro adicional igual al área  $C$ . Por otro lado, la nueva cantidad demandada en la hora valle,  $dr_{valle}$ , se debe pagar a un precio más alto,  $pr_{valle}$ , lo que genera un ahorro negativo igual al área  $D$ .

En la Fig. 2, se presentan además dos posibilidades, en ambos casos los consumidores esperan tener una reducción importante en el costo de la energía, sin embargo el efecto no esperado puede generar resultados impredecibles. En el *caso a*, la recomposición de consumo se realiza en un tramo convexo de la curva de oferta y por lo tanto  $C > D$ , esto hace que el ahorro total sea siempre mayor al esperado. Pero si la recomposición se da en un tramo cóncavo de la curva, *caso b*,  $C < D$  y el resultado es un ahorro total menor al esperado. Incluso, es posible que al final suceda un ahorro total negativo.

En Colombia la curva de oferta tiende a ajustarse a una forma exponencial, como se muestra en [19]. Por lo tanto, generalmente se presentan curvas de oferta convexas y ahorros totales positivos. El efecto final en la reducción de costos es:

$$\text{Ahorro} = (d_{pico} - dr_{pico})(p_{pico} - p_{valle}) + dr_{pico}(p_{pico} - pr_{pico}) - dr_{valle}(pr_{valle} - p_{valle}) \quad (11)$$

donde el primer término se refiere al ahorro esperado, teniendo en cuenta que la demanda de energía que se reduce en la hora pico es exactamente igual al aumento en la cantidad demandada durante la hora valle. La suma entre el segundo y tercer término representa el efecto no esperado sobre el ahorro.

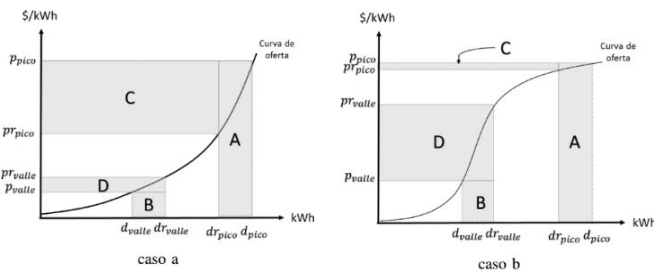


Figura 2. Desagregación de los componentes del ahorro.

### Cálculo de los ahorros

Finalmente, los ahorros totales, incluyendo tanto el componente esperado como el no esperado, se pueden calcular de la siguiente forma:

$$\text{ahorro esperado} = \sum_{h=0}^{23} p_h \cdot d_h - \sum_{h=0}^{23} p_h \cdot dr_h \quad (12)$$

$$\text{ahorro no esperado} = \sum_{h=0}^{23} p_h \cdot dr_h - \sum_{h=0}^{23} pr_h \cdot dr_h \quad (13)$$

$$\text{ahorro total} = \sum_{h=0}^{23} p_h \cdot d_h - \sum_{h=0}^{23} pr_h \cdot dr_h \quad (14)$$

Cabe recordar que, en el esquema propuesto, a los consumidores se les cobra los precios anunciados  $p_h$ , de tal manera que no tengan que formarse expectativas y enfrentar incertidumbre. El ahorro no esperado, representa la diferencia entre lo que paga diariamente el consumidor y lo que cuesta remunerar las plantas de generación. Esa diferencia, cuando es positiva, se puede incluir en las facturas como una cantidad variable cada mes a favor del consumidor.

## V. SIMULACIÓN BASADA EN ESCENARIOS

En esta sección se presenta un conjunto de escenarios con el fin evaluar el impacto del sistema propuesto sobre el mercado eléctrico colombiano. Para describir un escenario es necesario definir el comportamiento de la oferta y la demanda, y establecer hipótesis sobre el comportamiento de los usuarios, el cual está representado por los coeficientes de flexibilidad. A continuación se describen dichos comportamientos y sus respectivos resultados.

### Información de oferta y demanda

Para mostrar la aplicación del modelo se realizaron pruebas con datos para el mercado eléctrico colombiano. Para ello se empleó información de dominio público suministrada por la empresa XM, encargada de la operación del mercado.

El algoritmo, codificado en Matlab 2015, emplea datos de la demanda horaria de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), desagregados en usuarios regulados y no regulados. Para calcular la oferta, el algoritmo requiere la disponibilidad comercial, los precios propuestos por los agentes que ofertan en bolsa, y la generación de las plantas menores, a las cuales se les compra todo lo que producen y se les paga al precio marginal.

En las Fig. 3 y 4, se puede observar la demanda horaria y el precio spot promedio mensual para un mes determinado. Se

seleccionó de manera arbitraria el mes de septiembre de 2014, pero este mismo patrón se puede encontrar en cualquier otro mes. En los resultados de simulación se presentan resultados tanto para este mes como para Marzo de 2015.

Dado que las plantas de generación de energía que presentan costos de generación mayores entran en el despacho durante los momentos de alta demanda, es decir, alrededor del mediodía y de las siete de la noche, el precio de mercado es mucho más alto a estas horas. También se puede observar que los usuarios no regulados tienen una participación promedio cercana a una tercera parte de la demanda total y se observa que su patrón de demanda es más estable.

### Coefficientes de flexibilidad

De acuerdo con el modelo, cada hora tiene diferentes coeficientes de flexibilidad. Para llevar a cabo las simulaciones se deben asignar valores a esos coeficientes. La Tabla I presenta la clasificación horaria para usuarios regulados: a) se definen las categorías para la recomposición diaria (pico, medio y valle); y, b) se delimitan los periodos. Esta clasificación es una guía para asignar los valores de los coeficientes. Se asumen sólo tres niveles de flexibilidad: alta, media y baja.

TABLA I  
COEFICIENTES DE FLEXIBILIDAD

Hora	0 a 3	4 a 8	9 a 12	13 a 17	18 a 21	22 a 23
Categoría	Valle	Medio	Pico	Medio	Pico	Medio
$a_h$	baja	alta	alta	alta	alta	alta
$b_h$	baja	alta	baja	alta	baja	alta
Hora	0 a 7		8 a 17		18 a 23	
Periodo	1		2		3	
$c_h$	regular		regular		regular	
$e_h$	regular		regular		regular	

Como se puede observar, se considera que en las horas pico el rango de recomposición de consumo está sesgado hacia la baja, esto debido a que en esas horas es muy difícil aumentar el consumo de energía porque el uso de aparatos eléctricos ya es el máximo. Las horas de demanda media, son consideradas como horas de amplio rango de decisión, en esas horas puede aumentar o disminuir ampliamente el consumo. Finalmente, en las primeras horas de la madrugada es difícil reducir el consumo porque en esas horas ya es mínimo el uso de aparatos eléctricos, y es difícil (o poco deseado) aumentarlo a menos que dispusiera de aparatos eléctricos programables. En cuanto a los usuarios no regulados, se asume la misma clasificación horaria y la misma división en periodos, sin embargo, sus niveles de flexibilidad siempre son de nivel regular.

Estas flexibilidades se basan en la observación del comportamiento de la demanda y los precios en las Fig. 3 y 4, y también en las consideraciones presentadas por Valenzuela *et al.* [14]. Sin embargo, una buena estimación de estas flexibilidades para usuarios colombianos, se podría llevar a cabo mediante la realización de proyectos piloto de RD sobre una muestra estadísticamente representativa de usuarios.

### Definición de escenarios de simulación

Para hacer comparables los resultados, las simulaciones se aplican a todos los días del mes de septiembre del 2014 y del mes de marzo de 2015. También se simulan varios escenarios con diferentes valores para los coeficientes de flexibilidad. En

los escenarios A, B y C se consideran iguales todos los niveles de flexibilidad, con valores de 0.1, 0.3 y 0.5 respectivamente. En los escenarios D, E y F las flexibilidades son diferentes en cada categoría, permitiendo observar el impacto de considerar diferentes niveles de flexibilidad según la hora del día.

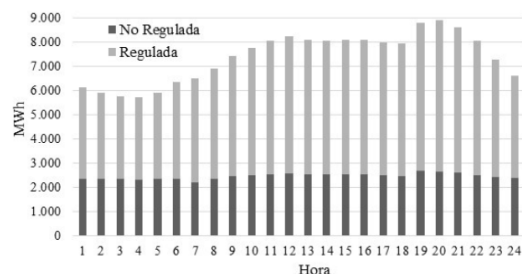


Figura 3. Demanda comercial SIN (Septiembre 2014).

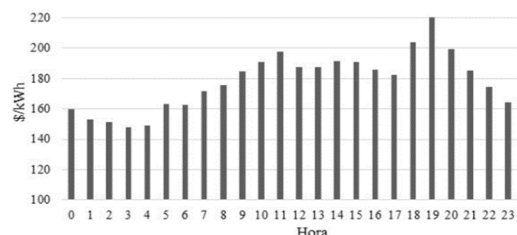


Figura 4. Precio de Bolsa (Septiembre 2014).

La Tabla II presenta dichos escenarios. Es importante resaltar que sólo son directamente comparables entre sí los escenarios entre A, B y C, y entre D, E y F.

Escenario	A	B	C	D	E	F
Baja	1%	3%	5%	1%	1%	3%
Regular	1%	3%	5%	2%	3%	4%
Alta	1%	3%	5%	3%	5%	5%

### Resultados experimentales

Los experimentos computacionales permiten analizar los posibles impactos sobre la demanda y los precios ante los escenarios antes propuestos.

El principal resultado del modelo es el aplanamiento de las curvas de demanda y de precios. La Fig. 5 muestra, para el escenario D, el promedio mensual de las curvas de demanda con y sin recomposición para septiembre de 2014. En términos generales, la exposición de los consumidores a precios en tiempo real genera disminuciones en la demanda desde las 9am hasta las 9pm, y en el resto de horas el consumo aumenta, mayormente en las primeras cuatro horas del día.

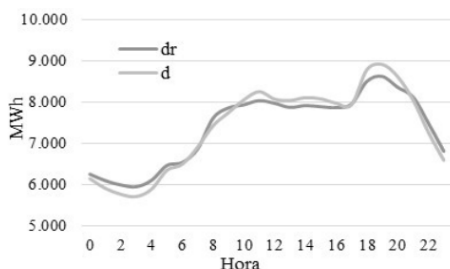


Figura 5. Demandas de energía sin respuesta (d) y con respuesta (dr) en el escenario D (Septiembre 2014).

La Fig. 6, muestra el aplanamiento de la curva de precios de bolsa en septiembre. Como es de esperar, al exponer a los usuarios a un programa de RTP se consigue menor variabilidad en la demanda horaria y por lo tanto en los precios de bolsa. En las horas pico hubo caídas importantes en los precios, mientras que en horas valle aumentaron levemente.

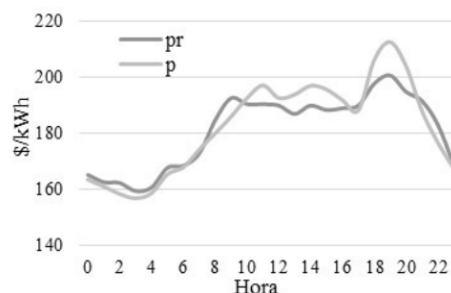


Figura 6. Precios en bolsa sin respuesta (p) y con respuesta (pr) en el escenario D (Septiembre 2014).

Los resultados anteriores son cualitativamente iguales en todos los demás escenarios y meses, sin embargo, es posible observar el efecto cuantitativo de aumentar los niveles de flexibilidad, los cuales se resumen en la Tabla III.

TABLA III  
RESULTADOS SOBRE LA DEMANDA Y LOS PRECIOS DE BOLSA

	Escenario A		Escenario B	
	sep-14	mar-15	sep-14	mar-15
Reducción promedio picos				
Precios	2.49%	2.43%	5.4%	5.1%
Demanda	1.93%	1.88%	4.98%	4.61%
Distancia pico valle				
Demanda inicial	3,240,019	3,058,485	3,240,019	3,058,485
Demanda final	2,964,907	2,793,465	2,500,916	2,355,432
Precios iniciales	\$57.46	\$46.91	\$57.46	\$46.91
Precios finales	\$50.06	\$40.97	\$39.63	\$33.32
	Escenario C		Escenario D	
	sep-14	mar-15	sep-14	mar-15
Reducción promedio picos				
Precios	-0.71%	3.84%	4.97%	3.95%
Demanda	3.07%	3.46%	3.24%	3.11%
Distancia pico valle				
Demanda inicial	3,240,019	3,058,485	3,240,019	3,058,485
Demanda final	2,526,225	2,303,880	2,710,683	2,542,408
Precios iniciales	\$57.46	\$46.91	\$57.46	\$46.91
Precios finales	\$52.80	\$33.76	\$42.02	\$36.95
	Escenario E		Escenario F	
	sep-14	mar-15	sep-14	mar-15
Reducción promedio picos				
Precios	4.66%	4.28%	4.53%	4.76%
Demanda	4.27%	4.06%	4.86%	5%
Distancia pico valle				
Demanda inicial	3,240,019	3,058,485	3,240,019	3,058,485
Demanda final	2,592,702	2,476,567	2,388,962	2,161,369
Precios iniciales	\$57.46	\$46.91	\$57.46	\$46.91
Precios finales	\$42.26	\$35.52	\$41.89	\$31.61

En todos los casos, menos en septiembre en el escenario C, se redujeron los picos de demanda y de precios. De hecho, entre los casos D, E y F, se puede observar que aumentos de la flexibilidad generan mejores resultados en términos de estas

variables. De otro lado, en los escenarios A, B y C con coeficientes de flexibilidad constantes, se observa que los resultados no mejoran cuando el valor de los coeficientes pasa de 0.3 a 0.5 (de B a C), ya que el aumento en la flexibilidad puede generar nuevos picos en horas que antes eran valle o medias, y la reducción de picos en precios es menor o incluso negativa. Esto prueba que los resultados con escenarios de flexibilidad equidistante pueden subestimar los beneficios de la RD o conllevar a los resultados contraintuitivos encontrados en la literatura que no tienen en cuenta restricciones más realistas.

Otro resultado importante, tiene que ver con los ahorros que perciben en agregado los consumidores en términos de lo que cuesta la generación de la energía demandada en todo el sistema. En la Tabla IV, se presentan los resultados de los seis escenarios propuestos: el pago de energía es mayor en marzo que en septiembre para todos los casos, lo cual se debe a que en ese mes los precios por kWh son mayores. El pago esperado (cuando los usuarios asumen que los precios no cambian) es menor en todos los escenarios respecto al pago inicial. El pago final (con los nuevos precios) es aún menor porque el pago de energía en las horas pico se reduce más de lo que aumenta en las horas valle. Como se puede observar, los aumentos de flexibilidad entre los casos D a F hacen que el ahorro final aumente, pero entre B – C el ahorro final disminuye debido a la disminución en el ahorro no esperado, esto significa que los precios en horas que antes eran valle comienzan a subir significativamente al recibir mucha más demanda.

TABLA IV  
EFECTOS SOBRE EL COSTO DE LA ENERGÍA

	Escenario A		Escenario B	
	sep-14	mar-15	sep-14	mar-15
Pago inicial	\$985,326	\$1,153,128	\$985,326	\$1,153,128
Pago esperado	\$984,119	\$1,152,083	\$981,706	\$1,149,994
Pago final	\$979,979	\$1,148,353	\$974,023	\$1,141,365
Ahorro esperado	0.12%	0.09%	0.37%	0.27%
Ahorro no esperado	0.42%	0.32%	0.78%	0.75%
Ahorro final	0.54%	0.41%	1.15%	1.02%
	Escenario C		Escenario D	
	sep-14	mar-15	sep-14	mar-15
Pago inicial	\$985,326	\$1,153,128	\$985,326	\$1,153,128
Pago esperado	\$979,293	\$1,147,904	\$982,940	\$1,151,071
Pago final	\$975,978	\$1,138,528	\$974,905	\$1,143,525
Ahorro esperado	0.61%	0.45%	0.24%	0.18%
Ahorro no esperado	0.34%	0.81%	0.82%	0.65%
Ahorro final	0.95%	1.27%	1.06%	0.83%
	Escenario E		Escenario F	
	sep-14	mar-15	sep-14	mar-15
Pago inicial	\$985,326	\$1,153,128	\$985,326	\$1,153,128
Pago esperado	\$982,128	\$1,150,378	\$980,275	\$1,148,590
Pago final	\$973,515	\$1,142,529	\$969,323	\$1,137,155
Ahorro esperado	0.32%	0.24%	0.51%	0.39%
Ahorro no esperado	0.87%	0.68%	1.11%	0.99%
Ahorro final	1.20%	0.92%	1.62%	1.39%

Los ahorros en septiembre 2014 se encuentran entre \$5,346 y \$16,002 millones de pesos y entre \$4,776 y \$15,973 en marzo 2015. Estos resultados corresponden a los escenarios A y F.

También es posible desagregar los resultados anteriores por tipo de usuario, tal como se presenta en la Tabla V. Los pagos

de los usuarios no regulados equivalen a la mitad de lo pagado por los regulados, esto se corrobora con lo resaltado en la Fig. 3 donde se muestra que la demanda no regulada es una tercera parte del total. También se observa que los pagos en marzo son más altos que en septiembre por razones ya expuestas.

TABLA V  
EFECTOS DESAGREGADOS POR TIPO DE USUARIOS

	Escenario A		Escenario B	
	sep-14	mar-15	sep-14	mar-15
Regulados				
Pago inicial	\$660,364	\$776,887	\$660,364	\$776,887
Pago esperado	\$659,569	\$776,198	\$657,977	\$774,819
Pago final	\$656,541	\$773,467	\$652,089	\$768,368
Ahorro esperado	0.12%	0.09%	0.36%	0.27%
Ahorro no esperado	0.46%	0.35%	0.89%	0.83%
Ahorro final	0.58%	0.44%	1.25%	1.10%
No regulados				
Pago inicial	\$324,961	\$376,241	\$324,961	\$376,241
Pago esperado	\$324,551	\$375,885	\$323,729	\$375,175
Pago final	\$323,438	\$374,885	\$321,935	\$372,998
Ahorro esperado	0.13%	0.09%	0.38%	0.28%
	Escenario C		Escenario D	
	sep-14	mar-15	sep-14	mar-15
Regulados				
Pago inicial	\$660,364	\$776,887	\$660,364	\$776,887
Pago esperado	\$656,385	\$773,440	\$658,800	\$775,541
Pago final	\$653,022	\$766,119	\$652,852	\$770,000
Ahorro esperado	0.60%	0.44%	0.24%	0.17%
Ahorro no esperado	0.51%	0.94%	0.90%	0.71%
Ahorro final	1.11%	1.39%	1.14%	0.89%
No regulados				
Pago inicial	\$324,961	\$376,241	\$324,961	\$376,241
Pago esperado	\$322,908	\$374,464	\$324,140	\$375,530
Pago final	\$322,956	\$372,409	\$322,053	\$373,525
Ahorro esperado	0.63%	0.47%	0.25%	0.19%
	Escenario E		Escenario F	
	sep-14	mar-15	sep-14	mar-15
Regulados				
Pago inicial	\$660,364	\$776,887	\$660,364	\$776,887
Pago esperado	\$658,399	\$775,203	\$656,957	\$773,771
Pago final	\$651,835	\$769,263	\$648,521	\$765,093
Ahorro esperado	0.30%	0.22%	0.52%	0.40%
Ahorro no esperado	0.99%	0.76%	1.28%	1.12%
Ahorro final	1.29%	0.98%	1.79%	1.52%
No regulados				
Pago inicial	\$324,961	\$376,241	\$324,961	\$376,241
Pago esperado	\$323,729	\$375,175	\$323,319	\$374,819
Pago final	\$321,680	\$373,267	\$320,803	\$372,062
Ahorro esperado	0.38%	0.28%	0.51%	0.38%

En general, el ahorro esperado es porcentualmente el mismo para ambos tipos de usuarios. Los ahorros no esperados son mayores para los usuarios regulados, los cuales demandan el doble de energía que los no regulados y presentan patrones de consumo iniciales muy variables. Se puede decir que las horas pico y valle se deben al patrón de consumo de los usuarios regulados. Además, para ambos tipos de usuarios el aumento de flexibilidad de B a C disminuye los ahorros no esperados en septiembre, incluso se vuelven negativos para los no regulados, los cuales también reducen su ahorro no esperado en marzo. Estos resultados concuerdan con las reducciones en septiembre a nivel agregado. Para los escenarios D, E y F los ahorros finales aumentan, pero los no esperados sólo lo hacen de E a F.

En términos absolutos, en septiembre de 2014, los ahorros para los usuarios regulados están entre \$3,823.38 y \$11,843.75 millones, y para los no regulados entre \$1,522.89 y \$4,158.47. En marzo de 2015, los ahorros en los regulados van de



\$3,420.11 a \$11,794.5, y en los no regulados de \$1,355.15 a \$4,178.31. Dichos ahorros corresponden a los escenarios A y F.

## VI. CONCLUSIONES

En este artículo se desarrolla un modelo de DR basado en RTP para cuantificar los efectos sobre varias variables del mercado eléctrico colombiano. Se considera un proceso de optimización del consumo de energía por parte de los usuarios regulados y no regulados con el objetivo de reducir los costos en el componente de generación de la energía. En el proceso de optimización los usuarios recomponen su consumo, de manera que una fracción del consumo horario se puede trasladar a cualquier otra hora del día, y otra fracción sólo dentro de un rango horario determinado. Los rangos de flexibilidad dependen de la clasificación de las horas (pico, media y valle), del rango horario al que pertenece la hora, y del tipo de usuario.

La participación de los usuarios en programas de RD basados en RTP generan reducción en los picos de demanda y precios, curvas más suavizadas en esas variables y ahorros en el costo de generación de la energía. Además, mayor flexibilidad de los usuarios tiende a generar mejores resultados, sin embargo, a partir de cierto punto, una mayor flexibilidad puede generar nuevos picos en horas que antes eran valle y con esto provocar efectos negativos no esperados sobre el ahorro.

Los ahorros son porcentualmente mayores para los usuarios regulados que para los no regulados, debido a que el consumo de los últimos es más uniforme a lo largo del día. Los ahorros están entre \$5,346 y \$16,002 millones de pesos para septiembre 2014 y entre \$4,776 y \$15,973 para marzo 2015, bajo el escenario menos flexible y el más flexible respectivamente.

Como trabajo futuro se proponen dos líneas. La primera es considerar la reacción de las generadoras de energía. Se asumió que sus ofertas de precio y cantidad permanecen constantes, aunque se sabe que por su poder de mercado podrían modificar su comportamiento [19], de acuerdo a las nuevas condiciones de la demanda. El segundo factor consiste en hacer una estimación de las flexibilidades para usuarios colombianos. Esto se puede lograr mediante la realización de estudios piloto de RD sobre una muestra representativa de usuarios.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue financiado por el programa de Jóvenes Investigadores Colciencias. Al mismo tiempo, hace parte del proyecto titulado “Modelos para estimación y pronóstico de precios en mercados spot de generación eléctrica”. Los autores agradecen la cooperación de Rafael Pérez Cardona, John Jairo García, Fredy Hernán Marín y Jaime Alejandro Zapata.

## REFERENCIAS

- [1] U. Dulleck y S. Kaufmann, “Do customer information programs reduce household electricity demand?—the Irish program,” *Energy Policy*, vol. 32, no. 8, pp. 1025–1032, 2004.
- [2] P. Siano, “Demand response and smart grids—a survey,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 461–478, 2014.
- [3] D. G. Choi y V. M. Thomas, “An electricity generation planning model incorporating demand response,” *Energy Policy*, vol. 42, pp. 429–441, 2012.
- [4] M. H. Albadi y E. El-Saadany, “A summary of demand response in electricity markets,” *Electric power systems research*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, 2008.
- [5] M. Doostizadeh y H. Ghasemi, “A day-ahead electricity pricing model based on smart metering and demand-side management,” *Energy*, vol. 46, no. 1, pp. 221–230, 2012.
- [6] J. Torriti, “Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in northern Italy,” *Energy*, vol. 44, no. 1, pp. 576–583, 2012.
- [7] R. Shaw, M. Attree, T. Jackson, y M. Kay, “The value of reducing distribution losses by domestic load-shifting: a network perspective,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 8, pp. 3159–3167, 2009.
- [8] P. Cappers, C. Goldman, y D. Kathan, “Demand response in US electricity markets: Empirical evidence,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1526–1535, 2010.
- [9] X. H. Li y S. H. Hong, “User-expected price-based demand response algorithm for a home-to-grid system,” *Energy*, vol. 64, pp. 437–449, 2014.
- [10] R. V. da Silva y C. M. Affonso, “Demand side management of a residential system using simulated annealing,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 5, pp. 1355–1360, May 2015.
- [11] S. Braithwait, “Residential tou price response in the presence of interactive communication equipment,” in *Pricing in competitive electricity markets*. Springer, 2000, pp. 359–373.
- [12] R. Walawalkar, S. Fernandes, N. Thakur, y K. R. Chevva, “Evolution and current status of demand response (dr) in electricity markets: Insights from pjm and nyiso,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1553–1560, 2010.
- [13] M. Joung y J. Kim, “Assessing demand response and smart metering impacts on long-term electricity market prices and system reliability,” *Applied Energy*, vol. 101, pp. 441–448, 2013.
- [14] J. Valenzuela, P. R. Thimmapuram, y J. Kim, “Modeling and simulation of consumer response to dynamic pricing with enabled technologies,” *Applied Energy*, vol. 96, pp. 122–132, 2012.
- [15] L. Gelazanskas y K. Gamage, “Neural network based real-time pricing in demand side management for future smart grid,” in *Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2014)*, 7th IET International Conference on, April 2014, pp. 1–5.
- [16] P. Baratto-Callejas, “Implementación de un programa de respuesta de la demanda de energía eléctrica en un mercado de clientes no regulados en Colombia,” *Revista de la Maestría en Derecho Económico*, vol. 6, no. 6, pp. 259–292, 2013.
- [17] E. Cardona Rendón, “Método para optimizar los costos del servicio de energía eléctrica de grandes usuarios en Colombia, incorporando flexibilidad de la demanda,” Universidad EAFIT, Tech. Rep., 2013.
- [18] B. Neenan, P. Cappers, D. Pratt, y J. Anderson, “Improving linkages between wholesale and retail markets through dynamic retail pricing,” Prepared for New England ISO. Available at [www.iso-ne.com](http://www.iso-ne.com), 2005.
- [19] J. J. García, S. Bohorquez, G. López, F. Marín, “Poder de mercado en mercados spot de generación eléctrica: metodología para su análisis,” 2013.



**Oscar Alejandro Páramo Rojas** Economista de la Universidad de Antioquia, con MSc en Economía de la Universidad EAFIT. Sus temas de interés se enfocan en la regulación de mercados eléctricos, la economía de los recursos no renovables y el desarrollo sostenible. Actualmente se desempeña como asesor minero energético en el Departamento Nacional de Planeación de Colombia.



**Gustavo Adolfo López Álvarez** Economista Industrial de la Universidad de Medellín, con MSc en Teoría Económica y Métodos Cuantitativos de la Universidad de Barcelona, y MSc en Economía de la Energía y los Recursos en la Universidad Nacional de Colombia. Ha realizado investigaciones sobre la organización industrial y la regulación con énfasis en mercados eléctricos y servicios públicos. Se desempeña como docente investigador en el Departamento de Economía de la Universidad EAFIT.



**Juan Carlos Rivera Agudelo** Ingeniero Industrial y Magister en Ingeniería de Sistemas de la Universidad Nacional de Colombia. Doctor en Optimización de la Universidad de Troyes (Francia). Sus áreas de interés abarcan aplicaciones de métodos heurísticos y modelos de optimización y simulación en logística, producción y finanzas. Actualmente se desempeña como docente investigador en el Departamento de Ciencia Matemáticas de la Universidad EAFIT.