

Programación Óptima de Cargas Eléctricas Flexibles a Nivel Residencial en Tiempos de Covid-19

Optimal Scheduling of Residential Flexible Electrical Loads During Covid-19

DOI: <http://doi.org/10.17981/ingecuc.17.1.2021.05>

Artículo de Investigación Científica. Fecha de Recepción: 02/09/2020. Fecha de Aceptación: 04/11/2020.

Sergio Daniel Montaña-Salas 

Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá, D.C. (Colombia)
sergio.montana@javeriana.edu.co

Carlos Adrián Correa-Flórez 

Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá, D.C. (Colombia)
carlosa-correaf@javeriana.edu.co

Para citar este artículo:

S. Montaña Salas & C. Correa Flórez, “Programación Óptima de Cargas Eléctricas Flexibles a Nivel Residencial en Tiempos de Covid-19”, *INGECUC*, vol. 17 no. 1, pp. 49–68. DOI: <http://doi.org/10.17981/ingecuc.17.1.2021.05>

Resumen

Introducción— En este trabajo se presenta un modelo matemático de programación de cargas eléctricas flexibles y sistemas de almacenamiento de energía, apalancado por la estructuración de cargos horarios de la resolución CREG 015 del 2018 y analizado en el sector residencial en el contexto de nuevas curvas de demanda resultantes de las medidas en contra de la pandemia del COVID-19.

Objetivos— Se plantean tres modelos de optimización matemática en los cuales se busca el menor costo de facturación para el usuario final a través de las características flexibles de la carga.

Metodología— Se implementa para el cálculo de cargos horarios la formulación matemática descrita en la resolución CREG 015 y se obtienen tarifas horarias en tres niveles diferentes siguiendo una lógica similar a los esquemas de respuesta de la demanda denominados Time of Use.

Resultados— Los resultados obtenidos permiten evidenciar que un programa de respuesta de la demanda por cargos horarios efectivamente introduce un incentivo económico durante el periodo evaluado, a través de la posibilidad de la modificación de patrones de consumo que redundan en disminución del pago de factura de electricidad.

Conclusiones— El modelo propuesto de demanda de energía por medio de programación de cargas flexibles seleccionadas y la oportunidad de uso de la energía almacenada por los vehículos eléctricos, genera beneficios económicos para el usuario minimizando el costo de energía consumida diaria durante el periodo de teletrabajo en tiempos de COVID-19.

Palabras clave— Respuesta de la demanda; optimización; sistemas de almacenamiento; Covid-19

Abstract

Introduction— A mathematical model for flexible electrical loads and energy storage system scheduling is presented in this paper, leveraged by the hourly rates according to resolution CREG 015/2018 and analyzed at the residential sector in the context of new demand curves resulting from measures against the COVID-19 pandemic.

Objectives— Three mathematical optimization models are proposed, aiming to find the lowest billing cost for the end-user through flexible load characteristics and seeking optimization through mixed-integer linear programming models.

Methodology— For the calculation of hourly rates, the mathematical formulation described in resolution CREG 015 is implemented and hourly rates are obtained in three different levels following a logic similar to the demand response schemes called Time of Use.

Results— The results obtained show that a demand response program with hourly rates effectively introduces an economic incentive during the evaluated period, through the possibility of modifying consumption patterns that reduce the payment of the electricity bill.

Conclusions— The proposed model of energy demand through scheduling selected flexible loads model and the opportunity to use the energy stored in electric vehicles generates economic benefits for the user by minimizing the cost of energy during the teleworking period in COVID-19 pandemic.

Keywords— Demand Response; optimization; storage systems; Covid-19

I. INTRODUCCIÓN

Las medidas en contra de la pandemia actual del COVID-19 han reconfigurado el estilo de vida de los seres humanos impactando todos los sectores económicos [1], y en consecuencia, la manera en la que la energía es consumida. Estos cambios tienen un efecto en la demanda y el mercado de los principales recursos energéticos globales, y como se puede observar en la Fig. 1, la evolución del consumo energético global está interrelacionado con las crisis económicas [2]-[3]. Para los países en cuarentena total se está experimentando una disminución promedio de 25% en la demanda de energía por semana y en los países con restricción parcial una disminución promedio de 18% [4]. A modo de ejemplo de impactos en la demanda, en la Fig. 2 detalla la demanda diaria reportada bajo las mismas condiciones en el Estado de Israel, antes de las medidas de gobierno (línea 08/03), durante restricciones parciales (línea 16/03) y en el completo estado de emergencia (línea 29/03).

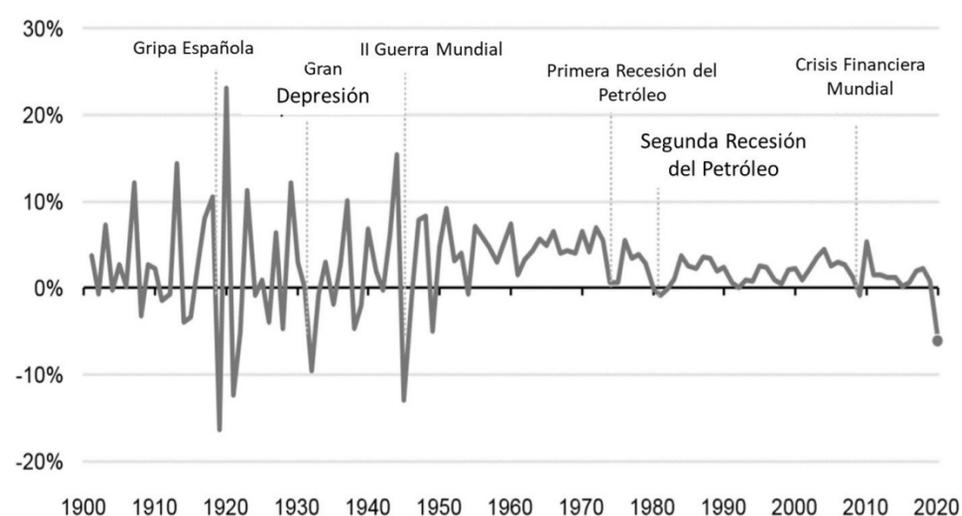


Fig. 1. Tasa de Cambio de la demanda de Energía primaria, 1900-2020.
Fuente: [4].

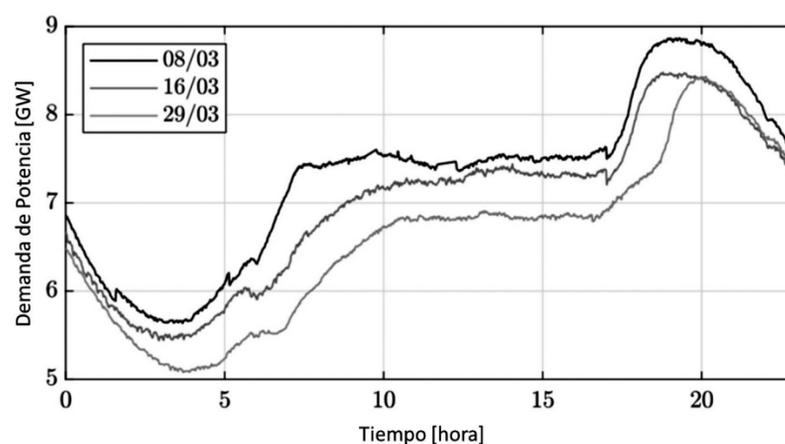


Fig. 2. Comparativo del total de la demanda [GW] durante tres diferentes días de la pandemia COVID-en Israel.
Fuente: [5].

En Colombia el fenómeno de decrecimiento energético también es pronunciado, registrándose una disminución de hasta el 25% como se informa en el reporte de la Compañía Expertos en Mercados - XM del mes de Abril del 2020 [6] e impactado de manera similar en los diferentes sectores como se observa en la Tabla 1.

Las nuevas curvas de demanda, similares a las de un domingo [7]-[9], son cada vez más frecuentes y prolongadas durante la etapa de la cuarentena, donde el consumo del sector residencial ha aumentado como resultado del cierre obligatorio del sector comercial [10], con tendencias de aumento durante las horas de trabajo hasta el pico nocturno y sin valles pronunciados, como se ha reportado en para ciudades como New York [7].

TABLA 1. DEMANDA DE ENERGÍA REGULADA Y NO REGULADA ABRIL 2020.

| Sector | Crecimiento al 2020-4 |
|---|-----------------------|
| No Regulado | -24.5% |
| Regulado | -4.4% |
| Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca | 6.8% |
| Comercio al por mayor y al por menos; reparación de | -25.3% |
| Construcción, alojamiento, información y comunicaciones | -4.4% |
| Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y | -26.9% |
| Explotación de minas y canteras | -19.5% |
| Industrias manufactureras | -34.7% |
| Servicios sociales, comunales y personales | -18.9% |
| Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado | -0.5% |
| Transporte y almacenamiento | -15.8% |

Fuente: [6].

De esta forma, la nueva estrategia laboral se traslada al desempeño de actividades remuneradas o prestación de servicios a terceros, utilizando como soporte las tecnologías de la información [11], y para el caso colombiano, siguiendo las recomendaciones realizadas por el Ministerio de Trabajo al sector público y privado. Según la Federación de Aseguradores Colombianos, de un total de 10.4 millones de trabajadores registrados, se estima que entre 2 y 3 millones se encuentran trabajando en casa [58]. El mismo fenómeno llega hasta un aumento del 40% en ciertas economías europeas con relación a las mismas semanas en 2019.

Esta nueva distribución de consumo energético puede generar oportunidades para una gestión más inteligente y eficiente de la demanda en el nuevo contexto. La implementación de programas de gestión de la demanda, o Demand Side Management (DSM), en el país puede ofrecer beneficios a una gran cantidad de partes interesadas dentro de la cadena y los mercados de energía [12].

En la literatura existen trabajos que abordan la programación de electrodomésticos o artefactos instalados en el área residencial [7]-[14], a través de algoritmos heurísticos de desplazamiento de cargas reduciendo el costo del consumo de energía, minimizando así la factura de electricidad del cliente [13], analizando el comportamiento del cliente y mejorando su respuesta a la demanda [14]. Los modelos de optimización pueden ser lineales enteros-mixtos o no lineales con programación de cargas en varios intervalos [20]-[21], que incluyen programas de respuesta de la demanda como: Precio en Tiempo Real (Real Time Pricing, RTP), Critical-Peak Pricing (CPP) y Tiempo de Uso (Time of Use, TOU) siempre en búsqueda de la reducción del costo de la energía del usuario con un nivel de incomodidad tolerable.

Como parte de la iniciativa del Ministerio de Minas y Energía - MME a la tarificación tradicional del mercado regulado, donde se tiene una misma tarifa durante las 24 horas [25], se promueve la implementación de mecanismos de respuesta a la demanda a través del Decreto 2492 del 2014 [26]. En respuesta a esto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG crea una disrupción a través de la posibilidad de adoptar cargos horarios fijos no dinámicos a través la resolución CREG 015/2018 [27]. Aunque este aspecto no ha sido todavía abordado en detalle para analizar su potencial en programas de respuesta de la demanda en Colombia. Algunos estudios a nivel nacional han abordado esquemas de respuesta de la demanda en zonas aisladas, urbanas, o urbanas con restricciones de flexibilidad de las cargas y a diferentes niveles de tensión [28]-[30].

La incorporación de estos mecanismos de respuesta a la demanda y la implementación de esquemas para Infraestructuras de Medición Avanzadas (AMI) han sido abordados por la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME [31] y por el CREG [32] (entidad encargada de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente [33], [34]). El MME a través del Art. 7, Res. MME 4 0072/2018 [35] proyecta metas del 95% de los usuarios conectados con AMI para el 2030 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el que existen actualmente más de 14 millones de medidores instalados y en uso, con un nivel de obsolescencia del 37% (indicando mayores o iguales a 15 años) [36].

El uso prioritario de transporte privado en comparación del público durante la pandemia del COVID-19 [37]. Esto evidencia una oportunidad clara para la estrategia de movilidad eléctrica sostenible, la cual es una tendencia mundial y busca acelerar su penetración en Colombia [38]. Adicionalmente impactada en estos últimos años por diferentes incentivos económicos [39]-[41] y en la búsqueda de un ingreso de 400 mil vehículos eléctricos para 2030 [42]. Esto representa una motivación para la adquisición y el uso eficiente de su sistema de almacenamiento de energía en el sector residencial [43].

Aunque han existido diferentes iniciativas para analizar programas de respuesta a la demanda apalancados por la escasez [44]-[45], en este documento se emplea una formulación matemática enfocada en la reducción del costo en la facturación desde la perspectiva de un usuario final residencial, que está relacionada con el ajuste de los patrones de consumo y como resultante un ajuste en la curva de demanda del consumidor. El modelo es justificado por el contexto de teletrabajo, utiliza además un modelo de cargos horarios basado en la CREG 015/2018 [27] e incorpora la carga y descarga programada de Vehículos Eléctricos (VEs). De acuerdo con lo consultado y conocido por los autores, no existe otro artículo de investigación reportado que integre los elementos anteriormente descritos. El principal objetivo de este documento es proponer una estrategia de optimización matemática para usuarios residenciales, a través de los cargos horarios establecidos en la CREG 015/2018 [27] y una estrategia de programación de cargas flexibles, influenciado por la nueva tendencia de demanda resultante de las medidas en contra de la pandemia actual del COVID-19 y que redunde en un alivio económico para el usuario final, reflejado en la reducción de la factura de electricidad.

La organización de este documento es la siguiente. La sección II explica el modelo matemático del problema. Seguidamente en la sección III se relata la metodología de la CREG 015/2018 [27] y cómo se incorpora en el modelo de optimización. Para verificar la operación del algoritmo los resultados son presentados en la sección IV; y finalmente, las conclusiones del estudio se esbozan en la sección V.

II. MODELO DEL SISTEMA

En este documento se plantean tres modelos matemáticos en los cuales se busca el menor costo de facturación para el usuario final a través de la programación de cargas flexibles, sin alterar el consumo final energético.

Los tres modelos utilizan la formulación matemática descrita en la sección III para el cálculo de cargos horarios [27]. El primer modelo que se planteó es desarrollado bajo un perfil segmentado en 24 periodos durante un día, incorporando un elemento de sensibilidad máximo de traslado de cargas a un segmento de menor costo, que busca encontrar los niveles de beneficio económicos para el usuario final y verificar parámetros de la resolución CREG 015. El segundo modelo consiste en la programación de cargas a través de un vector binario de uso para cada uno de los 24 periodos apalancado por los parámetros encontrados en el primer modelo. El tercer modelo tomó como base el desplazamiento de cargas fijado en el modelo anterior, impactado por un dispositivo de almacenamiento de energía a través de la conexión de un vehículo eléctrico ya seleccionado.

Los modelos matemáticos presentados en este trabajo se basan en las siguientes hipótesis: 1) la cantidad de energía demandada por el usuario final durante el desarrollo del esquema se mantiene constante después de aplicar los esquemas de DSM; 2) el comportamiento de traslado de cargas únicamente está influenciado por los precios horarios, sin importar potenciales factores adicionales (i.e. controles térmicos, limitaciones técnicas de la red, ausencia de energía, entre otros) que también pueden impactar la decisión de cambio; 3) debido a las restricciones implementadas por el Ministerio de Salud en períodos de cuarentena (total o por zonas) la movilidad está restringida, por lo que el VE se encuentra conectado las 24 horas a la red eléctrica, dada además la condición de teletrabajo; 4) el intercambio de energía producto de la conexión y uso de la energía almacenada en el VE, se realiza por medio de una interconexión independiente a la red como sistema de back up, por ende no se permite remuneración por excedentes a la red.

Caso 1. Programación de Demanda con Factor de Elasticidad

Considerando que el usuario final tiene un perfil de carga ya establecido, se busca optimizar el costo de la energía consumida, no alterando el consumo final energético del usuario, pero si desplazando la demanda de la curva a segmentos con menor costo. La función objetivo de este problema está dada por (1):

$$\text{minimize } \sum_{t=1}^{24} (C_t P_{ft}) \quad (1)$$

En donde C_t es el costo del monomio durante el t-ésimo periodo de acuerdo con el modelo presentado por la CREG 015 que se explicará en la sección III, P_{ft} es la demanda final programada en el t-ésimo periodo.

Las restricciones se subdividen en balance de consumo energético, visto a través del operador para mantener la filosofía principal de la CREG 015/2018 [27] y la elasticidad asociada al ajuste de consumo del usuario.

La restricción de balance de energía en consumo de carga, el cual implica que el consumo de energía total es el mismo antes y después del movimiento de cargas, está dada por (2).

$$\sum_{t=1}^{24} (P_{ft}) = \sum_{t=1}^{24} (P_{ot}) \quad (2)$$

P_{ft} es la demanda final en el segmento horario t y P_{ot} es la demanda original en el segmento horario t antes de la aplicación del modelo. Donde la demanda final en el segmento horario t (P_{ft}) no puede ser negativa, representado en la restricción de no negatividad de (3).

$$P_{ft} \geq 0, \forall t \quad (3)$$

Uno de los principales retos del mercado colombiano es la inclusión de programas de respuesta a la demanda [26], [46]. Con el fin de comprender esta reacción a los cambios de precios, es decir, el grado de participación en los programas y con el acceso previo de la información del costo del monomio, se incorpora el concepto de elasticidad sujeto a un factor Alpha (α) [14]-[16], el cual es incluido únicamente para este caso como una restricción del sistema que permite analizar las modificaciones en el perfil de carga final.

$$(1 - \alpha)P_{ot} \leq P_{ft} \leq (1 + \alpha)P_{ot}, \forall t \quad (4)$$

El modelo final para el primer caso se encuentra representado en la función objetivo número 1, sujeta a las restricciones (2)-(4); y la única variable de decisión en este caso es P_{ft} , apalancado por el parámetro de control α .

Caso 2. Programación de Cargas Flexibles

Para estructurar el modelo de carga se definen perfiles para cada uno de los electrodomésticos regulares como son el refrigerador, la plancha, TV, etc. Donde para cada uno de los dispositivos se asocia un tupla de energía [19], según (5):

$$d_j = (s_j, f_j, l_j, r_j) \quad (5)$$

Donde $[s_j, f_j]$ describe el intervalo en el cual la carga j puede encenderse a voluntad del usuario, siendo s_j la franja horaria de inicio y f_j la franja final. l_j describe la duración total que la carga debería permanecer encendida y r_j su potencia nominal en kW.

Se introduce además la variable de programación de carga a_j^t que describe el estado de la carga j -ésima durante un periodo t , siendo 1 el estado de encendido y 0 apagado.

El objetivo es encontrar el vector $a = [a_1^1, a_1^2, \dots, a_1^{24}, a_2^1, a_2^2, \dots, a_2^{24}, a_j^1, \dots, a_j^{24}]$ [18] de tal manera que el costo diario de la electricidad sea minimizado, donde C_t es el costo del monomio durante el t -ésimo periodo de acuerdo al modelo presentado en la sección III.

Una vez descrita la estructura de cada una de las cargas, la función objetivo de programación de cargas que busca la reducción del costo diario de energía está dada por (6).

$$\text{minimize } \sum_{t=1}^{24} \sum_{j=1}^m C_t r_j a_j^t \quad (6)$$

La variable de programación de carga a_j^t es binaria y definida en (7).

$$a_j^t \in \{0,1\} \forall t, \forall j \quad (7)$$

La restricción temporal de cada dispositivo, representada con su duración establecida de encendido (l_j), se relaciona con la variable binaria a , durante todos los periodos analizados, dada por (8).

$$\sum_{t=s_j}^{f_j} a_j^t = l_j, \forall j \quad (8)$$

Se introduce además una restricción de carga máxima permitida para cada período analizado, debido a restricciones de capacidad de la red doméstica o la red secundaria, siendo P_{\max} la máxima potencia permitida. Dicha situación se describe en (9).

$$\sum_{j=1}^m r_j a_j^t \leq P_{\max} \quad \forall t \forall j \quad (9)$$

El modelo final para el caso 2 se encuentra representado en la función objetivo (6), sujeto a las restricciones (7)-(9).

Caso 3. Programación de Cargas Flexibles con inclusión de VEs

La carga y descarga de un vehículo eléctrico se modela mediante las ecuaciones válidas también para dispositivos de almacenamiento electroquímico, o baterías. Dichas ecuaciones permiten establecer los períodos de carga y descarga, a la vez que determinan la evolución del estado de carga (State of Charge, SOC) [47].

Las nuevas variables de decisión de este modelo son: b_{ch}^t la cual indica la cantidad de energía consumida por el vehículo durante la carga para cada segmento t ; y b_{dis}^t , la cual representa la energía inyectada localmente para consumo residencial durante el intervalo t . La variable de estado de carga de la batería S_t indica cantidad de energía almacenada al final del intervalo de tiempo t donde su cota máxima de almacenamiento es representada como E_{\max} plasmado en (16). Adicionalmente, la continuidad del balance energético de almacenamiento en la batería, durante los intervalos $t-1$ y actual, impactada por la eficiencia η_{eff} es representada por (11).

Debido a que durante el periodo existe una restricción de carga de la batería, es necesario introducir las variables binarias u_{C}^t y u_{DC}^t que evitan la carga y descarga de la batería al mismo tiempo, que se encuentra planteada en la restricción (13).

La nueva a función a minimizar es (10):

$$\text{minimize } \sum_{t=1}^{24} \sum_{j=1}^m C_t r_j a_j^t + \sum_{t=1}^{24} C_t (b_{ch}^t - b_{dis}^t) \quad (10)$$

Sujeto a (11), (12), (13), (14), (15), (16), (17), (18):

$$S_t = S_{t-1} + \eta_{eff} b_{ch}^t - \frac{1}{\eta_{eff}} b_{dis}^t, t \in \{1,2,\dots,23\} \quad (11)$$

$$S_1 = S_{24} + \eta_{eff} b_{ch}^1 - \frac{1}{\eta_{eff}} b_{dis}^1 \quad (12)$$

$$u_{DC}^t + u_C^t = 1, \forall t \quad (13)$$

$$\sum_{j=1}^m r_j a_j^t + b_{ch}^t - b_{diss}^t \geq 0, \forall t \quad (14)$$

$$0 \leq b_{ch}^t \leq b_{max} u_C^t, \forall t \quad (15)$$

$$0 \leq b_{dis}^t \leq b_{max} u_{DC}^t, \forall t \quad (16)$$

$$0.2E_{max} \leq S_t \leq 0.8E_{max}, \forall t \quad (17)$$

$$u_{DC}^t, u_C^t \in \{0,1\}, \forall t \quad (18)$$

Dentro de los parámetros de las baterías se incluye la máxima tasa de descarga y carga representados en b_{max} , esta restricción se encuentra plasmada en (15)-(16). Donde su energía máxima y mínima en (17) se limita para evitar ciclos profundos de carga y descarga y aumentar la vida útil de la batería [48].

La restricción de balance de carga máxima permitida y balance temporal durante el periodo analizado debe mantenerse, descrita en (7)-(9).

Cabe recordar que nuestro modelo se basa en V2H (Vehicle to Home) la cual implica que la energía de la batería del VE puede ser inyectada hacia la carga del hogar, por lo que es necesario incluir una restricción de balance de potencia expresado en (14).

El modelo final para el tercer caso, se encuentra representado en la función objetivo (10), sujeto a las restricciones (7)-(9), (11)-(18).

III. METODOLOGÍA DE LA SOLUCIÓN

Con el fin de orientar este análisis, los costos horarios se determinaron a partir del cálculo descrito en la resolución CREG 015/2018 [27] sección IX, cuyo objeto principal es el cálculo del monomio por nivel de tensión y posteriormente los cargos monomios horarios, los cuales permitan incentivar económicamente el uso eficiente de la infraestructura y la reducción de costos de prestación del servicio [26].

El cálculo de los monomios horarios establecidos en la resolución puede explicarse con el diagrama de flujo presentado en la Fig. 3, donde el tiempo de un día es dividido en 24 intervalos iguales, con el primer intervalo comprendido entre 12:00 am y 1:00 am; generalmente denotado internamente como intervalo t definido entre $1 \leq t \leq 24$. La metodología de cálculo para la determinación de cargos horarios es fijado bajo las siguientes consideraciones, descritas en [29], y la formulación presentada en las ecuaciones (19)-(21):

- a) Los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios deben ser iguales a los que recupera con el cargo monomio.
- b) Los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio de cada período de carga.

- c) La magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima (P_i) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora.
- d) Los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio resultante, de acuerdo con las horas asignadas a cada período de carga. P_x para el período de carga máxima, P_z para el período de carga media y P_y para el período de carga mínima, en el nivel de tensión.
- e) El factor f_{ch} , establecido para ampliar la diferencia de cargos horarios, durante los primeros dos años debe tener el valor de 2, después podrá cambiarse.

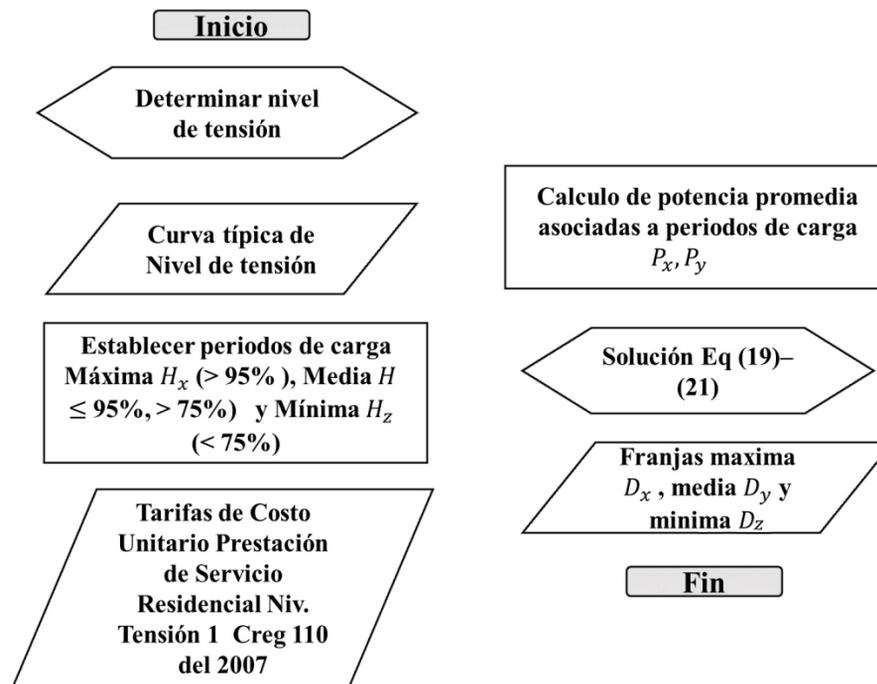


Fig. 3. Diagrama de flujo para el cálculo de monomios horarios.
Fuente: Autores.

El conjunto de ecuaciones lineales de carga de uso para encontrar los cargos horarios D_x , D_y , D_z son:

$$\frac{1}{f_{ch}} H_x P_x D t_x + H_z P_z D t_z + f_{ch} H_y P_y D t_y = D t_y \sum_{i=1}^{24} P_i \quad (19)$$

$$\frac{D_x}{f_{ch} D_z} = \frac{P_x}{P_z} \quad (20)$$

$$\frac{D_x}{f_{ch}^2 D_y} = \frac{P_x}{P_y} \quad (21)$$

Al resolver las 3 ecuaciones lineales se obtienen D_x , D_y , D_z , donde:

D_x : Monomio horario para las franjas horarias en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 95% de la potencia máxima.

D_y : Monomio horario para las franjas horarias en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 75% y menor o igual al 95% de la potencia máxima.

D_z : Monomio horario para las demás horas que no son consideradas entre carga máxima y media.

Luego de determinar los monomios horarios, con el fin de completar la tarifa final regulada por la CREG, es necesario calcular el costo unitario de prestación de servicio -CU- (\$/kWh) [49] registrada en (22), que integra el costo de compra de energía G_m , costo por uso del sistema nacional de transmisión T_m , margen de comercialización correspondiente al mes Cv_m , costo de

restricciones y de servicios asociados con generación R_m , costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía PR_m .

$$CU_v = G_m + T_m + D_m + Cv_m + PR_m + R_m \quad (22)$$

Después de calcular el costo final por monomio, se establece la distribución para cada uno de los segmentos de tiempo.

TABLA 2. COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DE SERVICIO ENEL-CONDENSA.

| | Nivel 1. Propiedad de Codensa |
|----------------------------------|-------------------------------|
| Generación $G_{m,j,i}$ | 216.6960 |
| Transmisión T_m | 431,002 |
| Distribución $D_{n,m}$ | 185.5209 |
| Comercialización | 51.5442 |
| Pérdidas $PR_{n,m,j,i}$ | 39.7929 |
| Restricciones $R_{m,j}$ | 1.7633 |
| Calculado $CU_{vn,m,j,i}$ | 538.4175 |
| Opción Tarifaria $CU_{vn,m,j,i}$ | 538.4175 |

Fuente: Tomado de [31].

Como ejemplo a considerar, la distribución de costos unitarios de Enel-Condensa para el mes de junio del 2020 [50] se representa en la Tabla 2. Al aplicar la resolución CREG 015 descrita en la Tabla 1, y tomando la curva de carga de la Fig. 3, los nuevos cargos monomios horarios que resultan son $D_{x,y,z} = \{564.6, 254.8, 82.2\}$ [\$/kWh]. Posteriormente, al aplicar la Eq. (22), los costos unitarios finales de las tres franjas horarias son $Cu_{x,y,z} = \{917.5, 607.7, 435.1\}$.

Estos nuevos costos unitarios reflejan la oportunidad de optimización de costo al utilizar los casos de estudio propuestos en la sección II, por medio de estructuración de cargas flexibles, en comparación a la forma tradicional de liquidación del cargo fijo D_m , como expuesto en la Tabla 2.

IV. RESULTADOS

Los problemas de optimización descritos en la sección II son resueltos utilizando Python (IDE Spyder), basado en la herramienta de optimización Gurobi.

Caso 1. Programación de Demanda con Factor de Elasticidad

Se utiliza una curva típica de carga residencial como dato de entrada para determinar los cargos horarios para cargas residenciales (Nivel 1), como se describió en la sección III. Dicha curva se observa en la Fig. 4 [51].

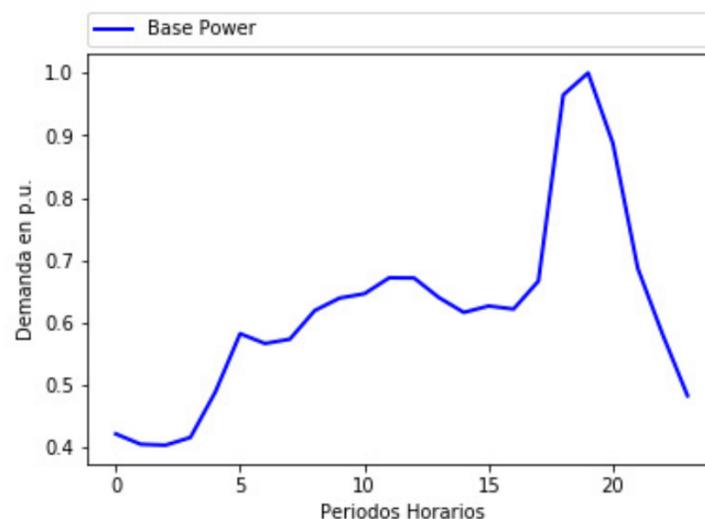


Fig. 4. Curva de carga típica residencial.

Fuente: Autores.

Para analizar cómo un consumidor racional toma decisiones y define prioridades de consumo [14], [52] se propone un análisis de sensibilidad cuyo resultado sirve como variable de entrada para los modelos de las secciones II y III. Este análisis incluye: 1) el parámetro de elasticidad [14] (sección II y ecuación 4); y 2) el factor para ampliar la diferencia entre los cargos horarios fch .

El parámetro de elasticidad α , se evaluará utilizando el modelo matemático del primer caso y se fijará el rango general aceptable y con baja penetración para nuestro estudio, entre $0.1 < \alpha < 0.3$. El cual indicaría que el usuario tiene un grado de flexibilidad de traslado de su demanda por periodo entre el 10% y el 30% máximo, incluido únicamente como estudio para evaluar el grado de flexibilidad de la demanda y verificar los beneficios económicos. Con estos supuestos se resuelve el algoritmo de optimización del caso 1 y los resultados se discuten a continuación.

Como se muestra en la Fig. 5 y Fig. 6, al incrementar este parámetro se concluye que la cantidad de energía consumida por el cliente en las horas pico es eventualmente reducida. Por ende, se reduce su costo final resultante durante el periodo. Por lo tanto, un usuario puede observar el impacto económico de acuerdo con su flexibilidad de cambio comportamental en el consumo energético.

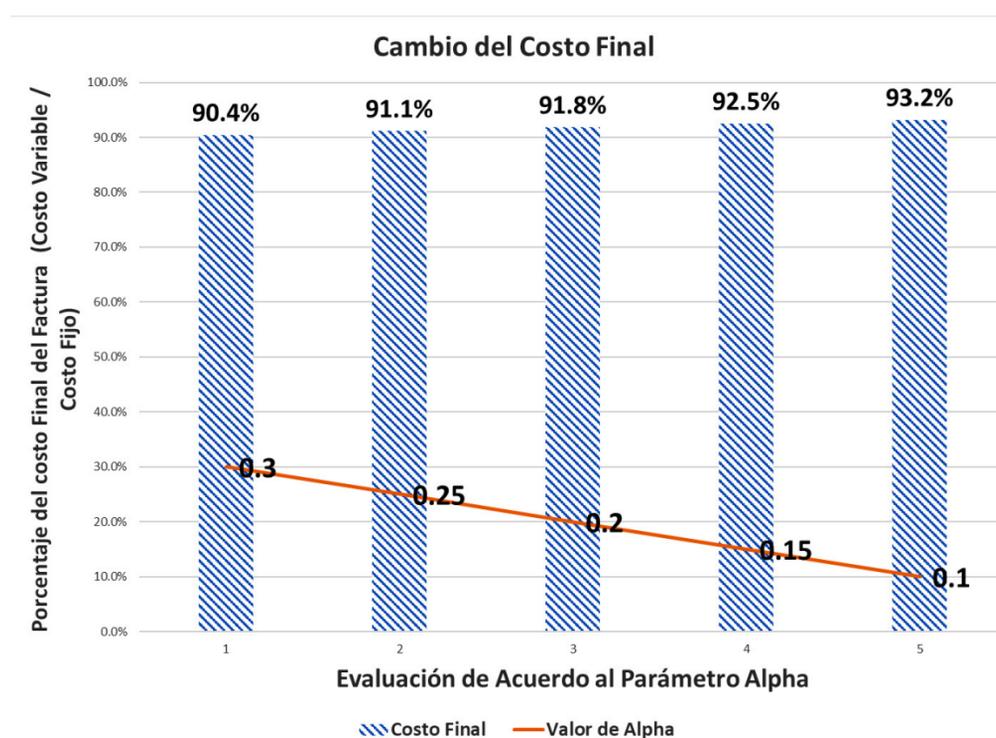


Fig. 5. Cambios en la elasticidad del parámetro α y costo final variable resultante.
Fuente: Autores.

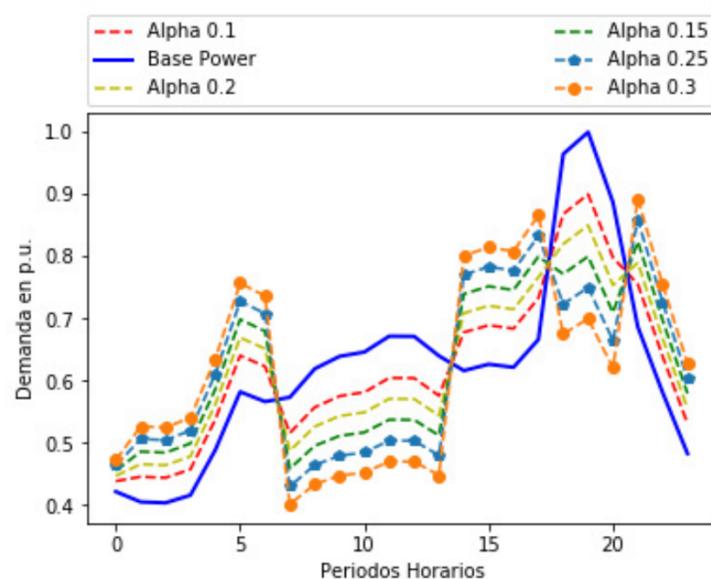


Fig. 6. Perfil de energía final en cada periodo por elasticidad α .
Fuente: Autores.

Utilizando el modelo matemático planteado en el primer caso, el siguiente parámetro a analizar es el factor para ampliar la diferencia entre los cargos horarios fch , el cual puede ser modificado después del segundo año de la aplicación inicial de los cargos horarios como metodología de remuneración de la resolución CREG 015 [27]. Se realiza un análisis sobre el costo de la factura del usuario final, enmarcado en cuatro escenarios propuestos de fch , observado en la Fig. 7 y Fig. 8. La modificación de este parámetro no impacta positivamente en la reducción del costo final de la energía durante el periodo, por lo tanto, para este estudio el valor seleccionado para las simulaciones será de 2, en concordancia con lo estipulado en el artículo 9.2 del CREG 015 [27].

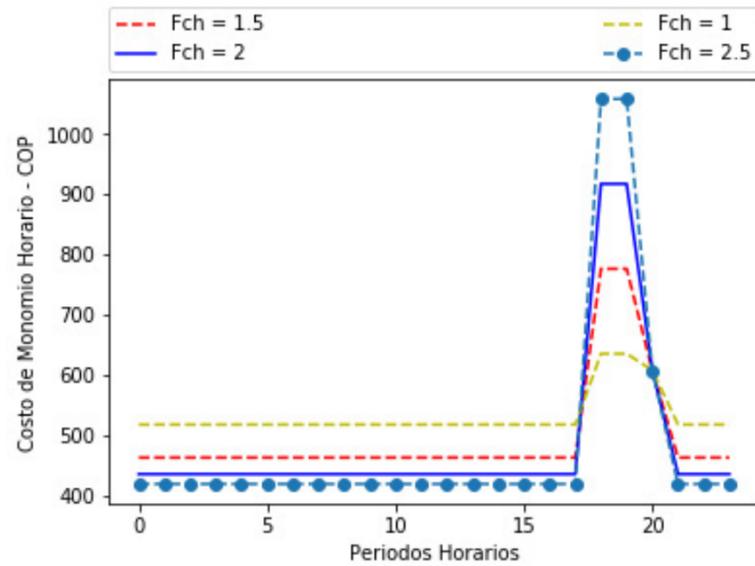


Fig. 7. Sensibilidad del Parámetro fch en relación con el cargo horario.
Fuente: Autores.

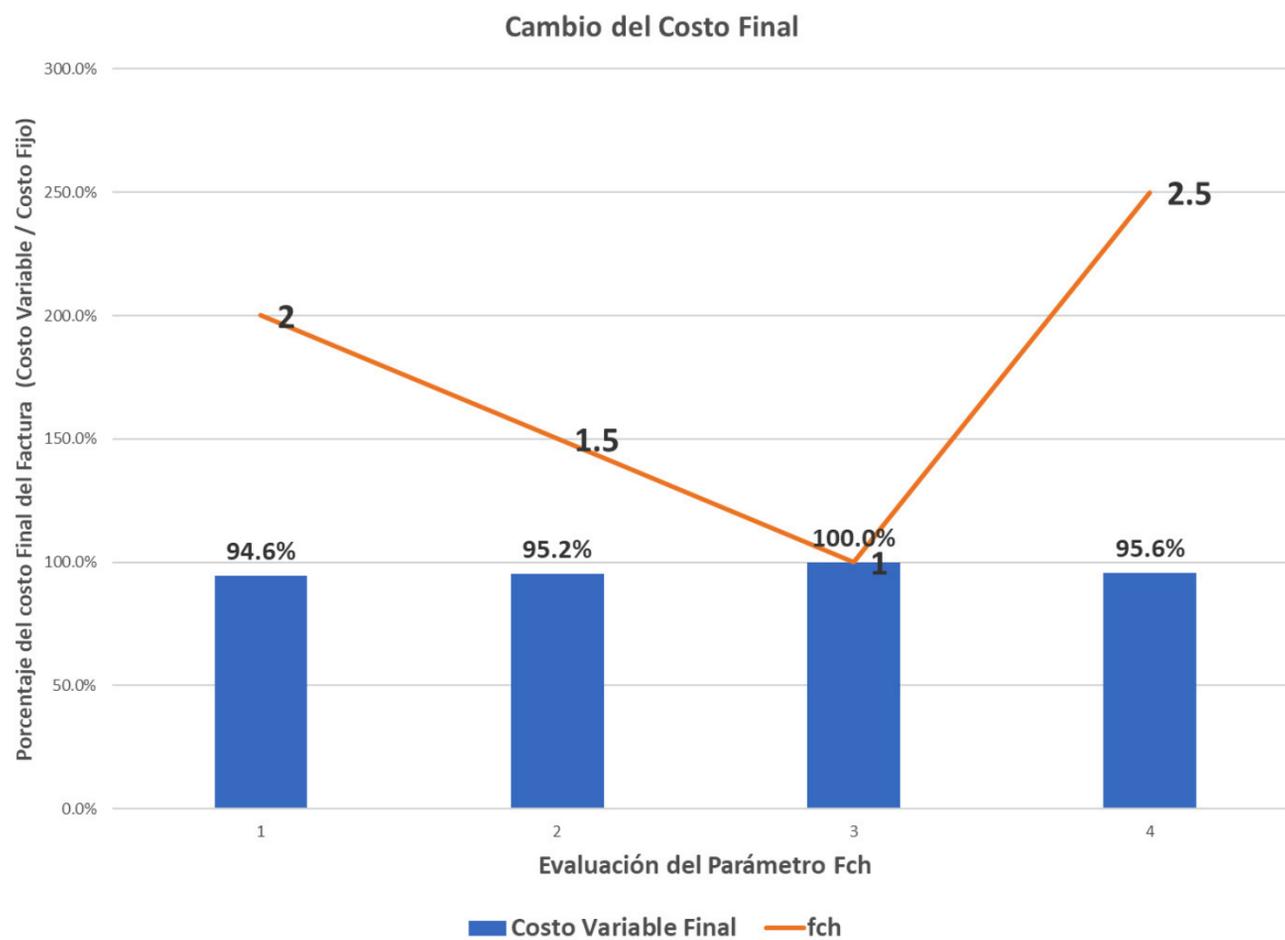


Fig. 8. Cambios en la elasticidad del parámetro fch y costo final variable resultante.
Fuente: Autores.

Caso 2. Programación de Cargas Flexibles

Los resultados del primer caso permiten evidenciar que un programa de reducción de la demanda por cargos horarios, efectivamente introduce un incentivo económico durante el periodo evaluado. Esto puede promover la aceptación del cliente a utilizar algoritmos de automatización y priorización de programas DR, apalancados por estudios asociados a teoría del consumidor [52].

Para la evaluación de este modelo, se tienen en cuenta las condiciones operativas y el uso por parte de los usuarios de los electrodomésticos, que se puede representar en dos clases. La primera corresponde a todos aquellos que tienen una alta factibilidad de flexibilidad y programación, como son las lavadoras, hornos microondas. Por otro lado, la segunda clase incluye aquellos cuya demanda continua de potencia los caracteriza como continuos y no programables, como el refrigerador y aires acondicionados. Otros que no se encuentran en estas dos clases, pero que también son considerados, son aquellos que dependen de la calidad de uso del residente como la tetera [48].

Con base en lo anterior y con el fin de revisar los efectos del modelo de optimización propuesto se crean dos escenarios basados en [43], [44] detallados en la [Tabla 3](#), y modificados por los autores incluyendo cargas no consideradas inicialmente como el refrigerador [54].

TABLA 3. DETALLE DE CARGAS (ELECTRODOMÉSTICOS).

| J | r | S | f | 1 | |
|-------|-------|--------------------------|----------------------|----------------------------|------------------------------------|
| Carga | kW | Franja Horaria de inicio | Franja horaria final | Duración Total de la carga | Descripción |
| C1 | 3 | 5 | 7 | 0.5 | Estufa Uso 1 |
| C2 | 3 | 16 | 20 | 0.83 | Estufa Uso 2 |
| C3 | 1.23 | 18 | 19 | 0.17 | Microondas |
| C4 | 1.9 | 5 | 7 | 0.17 | Tetera Uso 1 |
| C5 | 1.9 | 18 | 20 | 0.17 | Tetera Uso 2 |
| C6 | 1.01 | 5 | 7 | 0.17 | Tostadora |
| C7 | 1.235 | 16 | 21 | 0.80 | Plancha a Vapor |
| C8 | 1.2 | 8 | 10 | 0.50 | Aspiradora |
| C9 | 2.6 | 4 | 8 | 2.00 | Calentador de Agua Eléctrico Uso 1 |
| C10 | 2.6 | 16 | 22 | 2.00 | Calentador de Agua Eléctrico Uso 2 |
| CU | 2.5 | 20 | 24 | 3.00 | Lavavajillas |
| C12 | 3 | 16 | 22 | 0.75 | Lavadora |
| C13 | 3.3 | 1 | 20 | 0.50 | Secadora |
| C14 | 0.6 | 1 | 24 | 24.00 | Refrigerador 17 Pies Cúbicos |

Fuente: Autores.

De acuerdo con la [Tabla 3](#) y la información expuesta en [53], se elabora una nueva curva de demanda residencial que desde ahora se llamará caso base 2, que se observa en la [Fig. 9](#). Es evidente que esta curva puede variar para cada caso particular, pero sin pérdida de generalidad, este aspecto impacta la forma de los datos de entrada y el planteamiento matemático descrito sigue siendo válido y lo suficientemente general.

La estructura de la tarifa horaria resultante de la aplicación de [27], según la metodología de cálculo descrita en la sección III, se representa en la [Fig. 10](#).

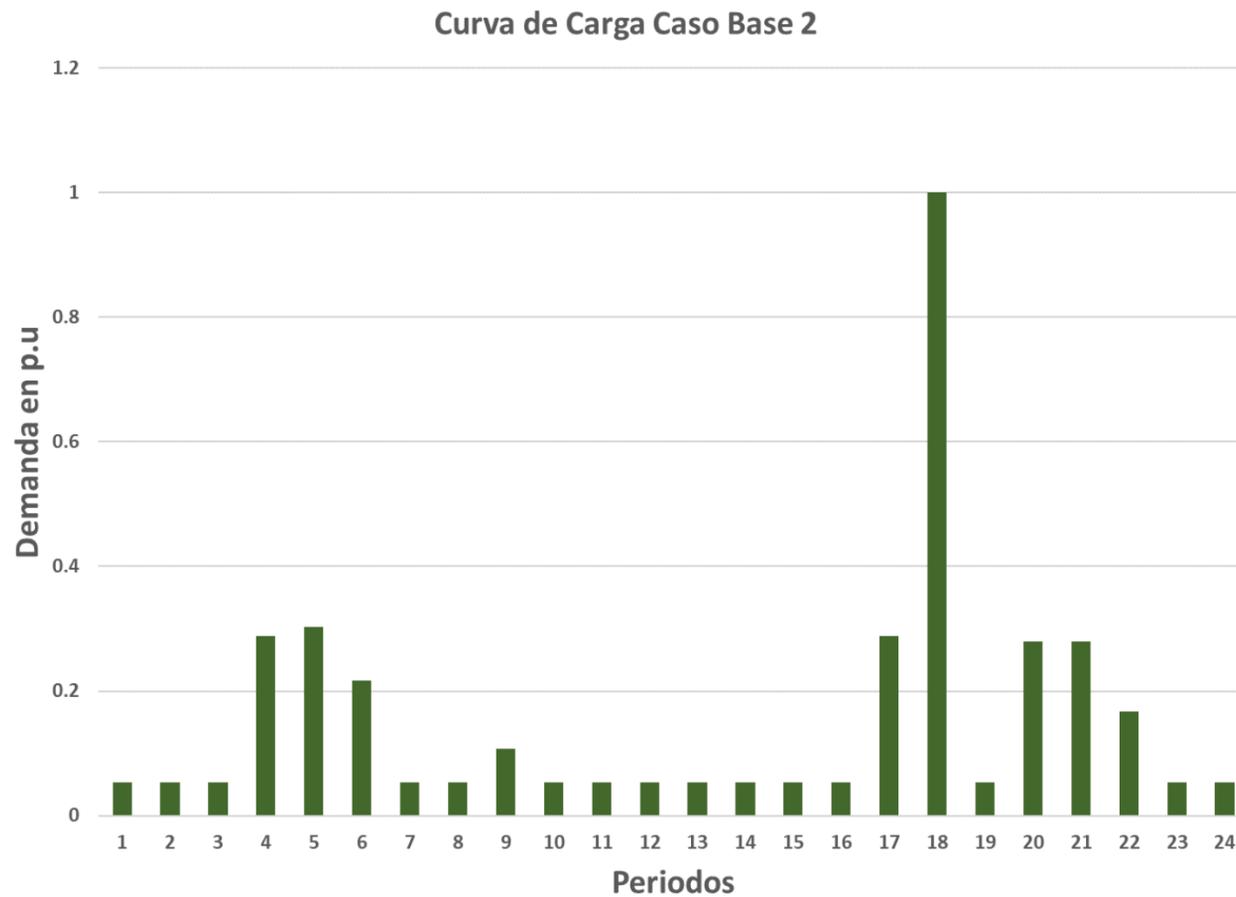


Fig. 9. Curva de carga residencial.
Fuente: Autores.

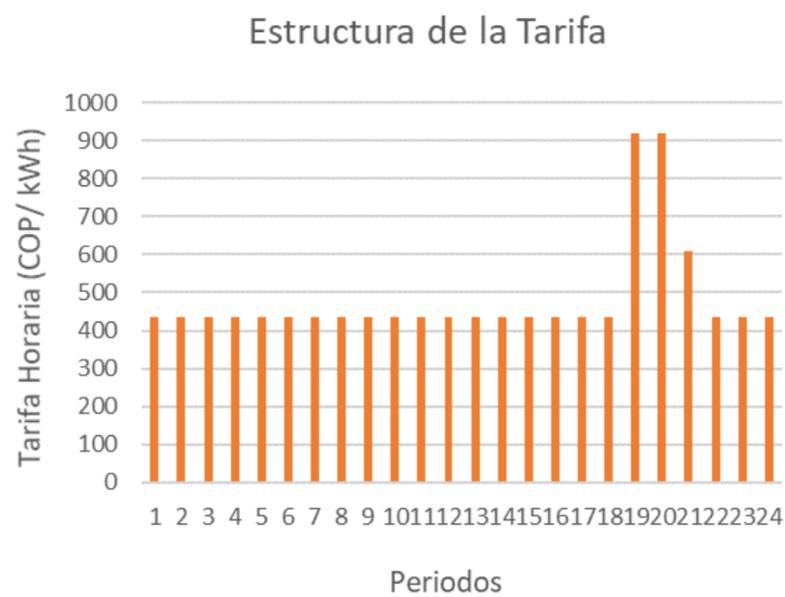


Fig. 10. Estructura de tarifas para el caso 2.
Fuente: Autores.

Los modelos propuestos del segundo y tercer caso se evalúan con los mejores resultados encontrados en el caso 1, es decir, con el factor fch igual a 2 y los valores de costos unitarios de la [Tabla 2](#). donde los resultados para el modelo 1, generan un ahorro del 9.6% del costo sobre el valor diario resultante del monomio horario sobre la típica curva de carga residencial [51].

Después de resolver el problema de optimización de programación de cargas flexibles asociado a la función objetivo (6), la nueva matriz resultante de cargas para el usuario residencial se muestra en la [Tabla 4](#).

TABLA 4. MATRIZ DE PROGRAMACIÓN DE CARGAS - CASO 2.

| | Cargas N | | | | | | | | | | | | | |
|----|----------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 6 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| 16 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 18 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |

Fuente: Autores.

Como se detalla en la [Tabla 4](#) la nueva distribución de cargas flexibles genera un desplazamiento de cargas de las horas pico (periodo 19-21) a periodos de menor costo en la tarifa. Esta nueva distribución que se observa en la [Fig. 11](#), genera un ahorro de 12.1% sobre el costo de la tarifa fija diaria del caso base 2 manteniendo el consumo máximo diario. Cabe resaltar que los valores finales pueden ser afectados por la cantidad de electrodomésticos flexibles analizados. Resultados en investigaciones previas [18], [53] muestran que los electrodomésticos son desplazables de acuerdo con la información proporcionada por el consumidor final y su nivel de flexibilidad disponible.

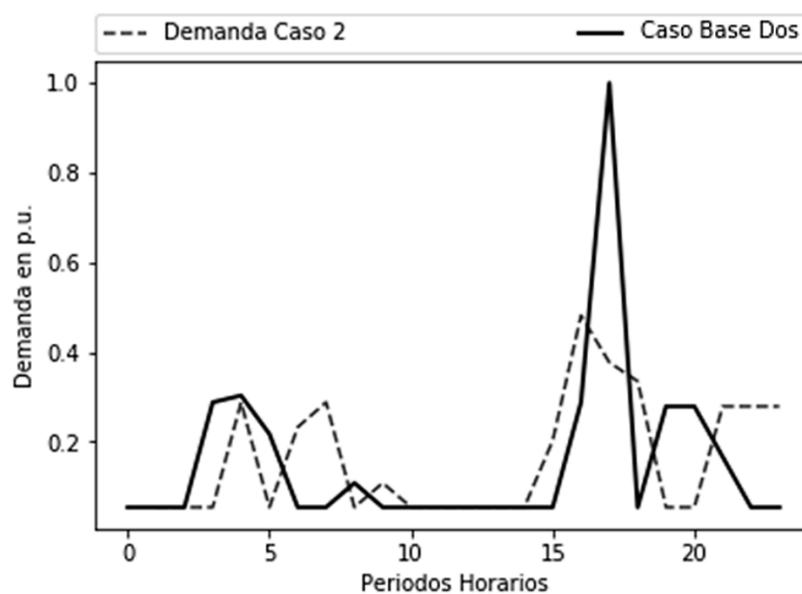


Fig. 11. Perfil de energía final (línea punteada) versus perfil de energía caso base (línea continua).
Fuente: Autores.

Caso 3. Programación de Cargas Flexibles con inclusión de VEs

Debido a su alta penetración en el mercado colombiano de acuerdo con el informe de Andemos 2017 y 2018 [55]-[56], se toman los siguientes parámetros para el vehículo eléctrico Renault Twizy propuesto [57]. Las características incluyen: potencia nominal de la batería de 2.2 kW y capacidad de almacenamiento de 6.1 kWh. Se asume un rango de operación libre de almacenamiento, pero para evitar ciclos profundos de carga y descarga, y aumentar la vida útil de la batería se limita su capacidad de inyección al sistema y carga de la red a 20% de su capacidad nominal. Además, se asume eficiencia de 90% [48].

Al resolver el modelo de optimización de programación de cargas flexibles con inclusión de VE descrito en el caso 3, la nueva matriz resultante de cargas refleja cambios en ciertas horas producto de la nueva programación. Estos cambios se encuentran en las cargas 2, 7, 8, 9 y 13. Dicha programación de cargas flexibles se muestra en la [Tabla 5](#).

TABLA 5. MATRIZ DE PROGRAMACIÓN DE CARGA DEL CASO 3.

| | Cargas N | | | | | | | | | | | | | |
|----|----------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 6 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 18 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |

Fuente: Autores.

Para las variables de carga, descarga y estado de la batería durante el periodo analizado, son detalladas en la [Tabla 6](#). El flujo de energía revela la inyección sobre las horas pico (7 pm a 9 pm) y por ende durante el costo de periodos de energía más alto. Por otro lado, su carga en periodos horarios de menor valor, el cual incide en el ahorro del costo fijo descrito anteriormente; impactando el balance de almacenamiento diario de la batería.

Esta nueva distribución que se observa en la [Fig. 12](#), desplaza las cargas a zonas horarias de menor costo disminuyendo el pago por parte del cliente final, generando un ahorro del 14.9% sobre el costo fijo resultado de monomio horario.

Para este esquema de operación de cargas, se resalta el traslado de cargas durante la hora pico (7 pm a 9 pm) a horas de menor costo horario (6 am a 8 am), debido a la compensación de potencia por la incorporación de elementos de almacenamiento de energía (para nuestro caso la batería del VE) observado en la [Fig. 12](#) y la [Tabla 6](#). Este intercambio de energía producto de la conexión al sistema, mejora en un 2.8% en el ahorro final sobre el costo fijo resultado de monomio horario, únicamente cuando encuentra conectado las 24 horas a la red eléctrica.

TABLA 6. DISTRIBUCIÓN DEL SOC DE LA BATERÍA.

| Tiempo | bch (kW) | $bdis$ (kW) | St (kWh) |
|--------|------------|-------------|------------|
| 1:00 | 0 | 0 | 2.899 |
| 2:00 | 0 | 0 | 2.899 |
| 3:00 | 0 | 0 | 2.899 |
| 4:00 | 2.2 | 0 | 4.88 |
| 5:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 6:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 7:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 8:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 9:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 10:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 11:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 12:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 13:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 14:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 15:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 16:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 17:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 18:00 | 0 | 0 | 4.88 |
| 19:00 | 0 | 0.6 | 4.213 |
| 20:00 | 0 | 0.6 | 3.54 |
| 21:00 | 0 | 2.09 | 1.22 |
| 22:00 | 0 | 0 | 1.22 |
| 23:00 | 0 | 0 | 1.22 |
| 0:00 | 1.86 | 0 | 2.899 |

Fuente: Autores.

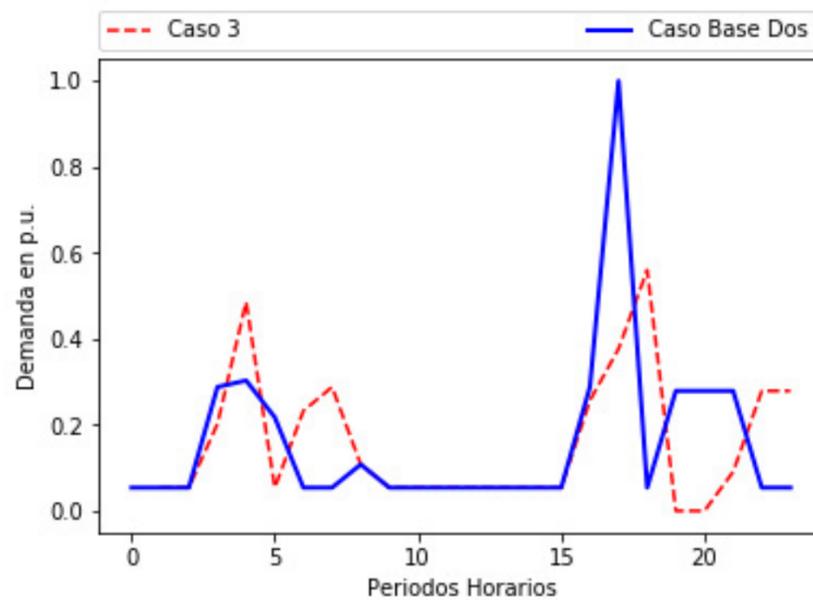


Fig. 12. Curva de carga caso base versus Curva de carga caso tres
Fuente: Autores.

Las nuevas curvas de demanda para el usuario final presentadas en la Fig. 13, tanto en el escenario resultante del caso dos como en el caso tres integran las ventajas de traslado de las cargas con los beneficios económicos al reducir su uso en horas de alto costo horario, como resultado del uso de la energía inyectada de la batería a tal punto que durante la hora 19 y 20 no se presenta consumo de la red para el tercer caso.

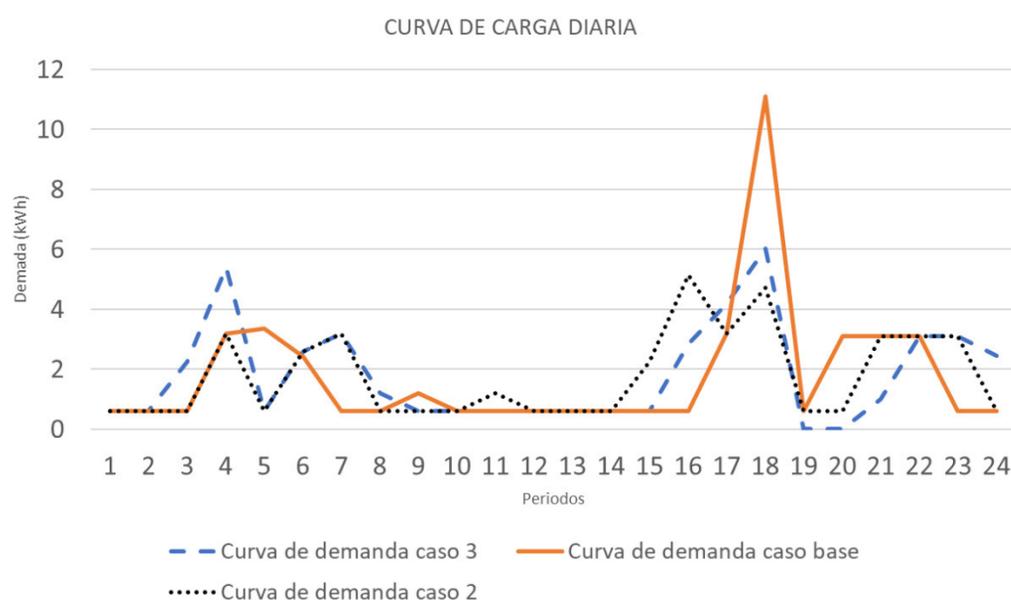


Fig. 13. Comparación de Curvas de Demanda
Fuente: Autores.

V. CONCLUSIONES

Este documento presenta tres modelos matemáticos para determinar los impactos de un esquema de respuesta de la demanda, desde la perspectiva de un usuario residencial que tiene la posibilidad de programar cargas eléctricas flexibles y con restricciones de movilidad a causa de la pandemia del COVID-19. Con los resultados de los problemas de optimización resueltos, se ha demostrado que, en los tres modelos apalancados por el desplazamiento y programación de cargas flexibles, con base a los cargos horarios propuestos por la CREG 015, se alcanzan beneficios económicos para el usuario, mostrados en los resultados para cada caso en la sección IV.

Se ha demostrado que el ahorro económico del programa de cargos horarios por pagos en el servicio de energía es el principal beneficio para el usuario residencial, con una nueva tendencia de demanda por teletrabajo durante las restricciones de movilidad impuestas por el estado colombiano, al desplazar las cargas de segmentos horarios con altos precios. Luego de realiza un análisis de sensibilidad, se demostró que el factor f_{ch} que genera mayores beneficios económicos es 2. Por otro parte, el parámetro α , que es incluido en el estudio para evaluar el grado de flexibilidad de la demanda, reflejó la directa relación de traslados de cargas y disminución de costos, donde puede llegar a reflejar un ahorro del 9.6% sobre la tarifa total diaria.

Con la estructura de catorce cargas flexibles seleccionadas y programadas propuesto por [53], en el modelo propuesto del segundo caso se alcanzan beneficios para el usuario. Aunque este no reduce el consumo energético diario, provee un comportamiento óptimo durante las horas pico (7 pm a 9 pm) en el sector residencial, con disposición de traslado de electrodomésticos a horas de menor costo (6 am a 8 am). Dentro del análisis de resultados en el segundo caso, se alcanza un ahorro del 12.1% sobre el diario total en comparación del caso base.

Al incluir las restricciones del modelo del segundo caso y la posibilidad de almacenamiento de la batería, se mejoraron los consumos de energía base en horas de alto valor horario. Los resultados representados en el tercer caso al final muestran que el funcionamiento de cargas ajustables además de los sistemas de almacenamiento de baterías puede reducir significativamente el costo de la energía, gestionando un ahorro del 14.8% en comparación del caso base, superior al caso 2.

En la Fig. 13 se esboza que los escenarios del modelo del caso dos y tres, integran las ventajas de traslado de las cargas con los beneficios económicos al reducir su uso en horas de alto costo horario. En beneficios económicos el caso tres, producto del intercambio de energía de la batería del VE mejora en un 2.8% en el ahorro final resultante del modelo del caso dos y sobre el costo fijo resultado de monomio horario.

Algunos factores que pueden afectar la sensibilidad del caso, como temperaturas, confort del usuario, disponibilidad de conexión del VE u otros tipos de energía no convencional, podrían afectar los casos estudiados, lo cuales pueden ser considerados en un estudio posterior.

REFERENCIAS

- [1] M. Nicola, Z. Alsafi, C. Sohrabi, A. Kerwan, A. Al-Jabir, C. Losifidis, Maliha Agha & R. Agha, “The socio-economic implications of the coronavirus pandemic (COVID-19): A review,” *IJS*, vol. 78, pp. 185–193, Jun., 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijsu.2020.04.018>
- [2] H. Zhong, S. Member, Z. Tan, S. Member, Y. He & S. Member, “Implications of COVID-19 for the Electricity Industry : A Comprehensive Review,” *Csee J Power Energy Syst*, vol. 6, no. 3, pp. 489–495, Sep. 2020. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2020.02500>
- [3] M. Czosnyka, B. Wnukowska & K. Karbowa, “Electrical energy consumption and the energy market in Poland during the COVID-19 pandemic,” presented at *PAEE*, IEEE, Krak, Pl, Jun. 21-26, 2020. <https://doi.org/10.1109/PAEE50669.2020.9158771>
- [4] IEA, “Global Energy Review 2020 Abstract The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions,” *Flagship report-April 2020*, IEA, PAR, FRA. Available: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>
- [5] D. Carmon, A. Navon, R. Machlev, J. Belikov & Y. Levron, “Readiness of Small Energy Markets and Electric Power Grids to Global Health Crises: Lessons From the COVID-19 Pandemic,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 127234–127243, Jul. 2020. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3008929>
- [6] XM, “Informe general del mercado,” *Presentación*, Grupo ISA, MDE, CO, 2020. Recuperado de http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Analisis%20del%20Mercado/00_General_Mercado_06_2017.pdf
- [7] C. fei Chen, G. Zarazua de Rubens, X. Xu & J. Li, “Coronavirus comes home? Energy use, home energy management, and the social-psychological factors of COVID-19,” *Energy Res. Soc. Sci*, vol. 68, no. 1, pp. 1–10, Oct. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101688>
- [8] G. Wilson, N. Godfrey, S. Sharma & T. Bassett, “We analysed electricity demand and found coronavirus has turned weekdays into weekends,” *The Conversation*, Mar. 31, 2020. Available: <https://theconversation.com/we-analysed-electricity-demand-and-found-coronavirus-has-turned-weekdays-into-weekends-134606>
- [9] W. W. R. Morison & N. S. Malik, “Every Day’s a Weekend as Global Lockdowns Slam Power Demand,” *Bloomberg*, Mar. 2020. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-03-12/every-day-s-a-weekend-as-global-lockdowns-slam-power-demand>
- [10] X. Chen, K. Weng, F. Meng & M. Mourshed, “Smart Energy Management for Unlocking Demand Response in the Residential Sector,” *Proceedings*, vol. 2, no. 15, pp. 1–4, 2018. <https://doi.org/10.3390/proceedings2151136>
- [11] República de Colombia. Congreso de la República, “por la cual se establecen normas para promover y regular el Teletrabajo y se dictan otras disposiciones,” *Ley 1221*, DO: 47052, 16 de julio de 2008. Disponible en <https://www.habitatbogota.gov.co/transparencia/normatividad/normatividad/ley-1221-2008>
- [12] U. D. Lubo, “Cargos de respaldo por uso de la red eléctrica en el costo unitario de energía distribuida: desafíos y oportunidades para la planificación,” *Rev. UIS Ing*, vol. 18, no. 3, pp. 67–74, 2019. <https://doi.org/10.18273/revuin.v18n3-2019007>
- [13] M. AboGaleela, M. El-Sobki & M. El-Marsafawy, “A two level optimal DSM load shifting formulation using genetics algorithm case study: Residential loads,” presented at *IEEE Power Energy Soc. Conf. Expo. Africa Intell. Grid Integr. Renew. Energy Resour. PowerAfrica 2012*, IEEE, Joburg, SA, 9-13 Jul. 2012. <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica.2012.6498651>
- [14] R. Sharifi, S. H. Fathi, A. Anvari-Moghaddam, J. M. Guerrero & V. Vahidinasab, “An economic customer-oriented demand response model in electricity markets.,” presented at *Proc. IEEE Int Conf Ind Technol, ICIT*, Lys, Fr, 20-22 Feb. 2018. <https://doi.org/10.1109/ICIT.2018.8352340>
- [15] H. Zhong, S. Member, Z. Tan, S. Member, Y. He & S. Member, “Customer behavior based demand response model,” presented at *IEEE Power Energy Soc Gen Meet, PESGM*, SD, USA, 22-26 Jul. 2012. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345101>
- [16] T. Vidyamani & K. S. Swarup, “Demand Response Based on Utility Function Maximization Considering Time-of-Use Price,” presented at *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Eur. ISGT-Europe*, ISGT-Europe, Buh, Ro, Sep. 29-Oct. 2019. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2019.8905475>
- [17] R. Sharifi, A. Anvari-Moghaddam, S. H. Fathi, J. M. Guerrero & V. Vahidinasab, “Economic demand response model in liberalised electricity markets with respect to flexibility of consumers,” presented at *IET Gener Transm Distrib*, vol. 11, no. 17, pp. 4291–4298, Nov. 2017. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0412>
- [18] T. Remani, E. A. Jasmin, & T. P. Imthias Ahamed, “Load scheduling with Maximum Demand using Binary Particle Swarm Optimization,” presented at *Proc. IEEE Int Conf Technol. Adv Power Energy, TAP Energy*, IEEE/Tap Energy, Kollam, In, 24-26 Jun. 2015. <https://doi.org/10.1109/TAPENERGY.2015.7229634>
- [19] S. Q. Ali, S. D. Maqbool, T. P. I. Ahamed & N. H. Malik, “Load scheduling with maximum demand and time of use pricing for microgrids,” presented at *IEEE Glob. Humanit. Technol. Conf. South Asia Satell. GHTC-SAS*, IEEE/GHTC-SAS, Tvm, In, 23-24 Aug. 2013. <https://doi.org/10.1109/GHTC-SAS.2013.6629922>
- [20] A. J. Conejo, J. M. Morales, S. Member, L. Baringo & S. Member, “Real-Time Demand Response Model,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 236–242, Dec. 2010. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2078843>
- [21] Y. J. Wang & J. Hu, “Simulation of Large Customer Price Response Under Time-of-Use Electricity Pricing Based on Simulation Multi-Agent System,” presented at *Int Conf Power Sys Techno*, IEEE, Cq, Cn, 22-26 Oct. 2006. <https://doi.org/10.1109/ICPST.2006.321405>

- [22] K. Zhu, N. Lu, J. Zheng, G. Sun & F. Mei, “Optimal day-ahead scheduling for commercial building-level consumers under TOU and demand pricing plan,” *Electr. Power Syst Res*, vol. 173, no. 1, pp. 240–250, Aug. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.012>
- [23] N. Zhao, B. Wang & M. Wang, “A model for multi-energy demand response with its application in optimal TOU price,” *Energies*, vol. 12, no. 6, pp. 1–18, 2019. <https://doi.org/10.3390/en12060994>
- [24] P. Yang, G. Tang & A. Nehorai, “Optimal time-of-use electricity pricing using game theor,” *IEEE Int Conf Acoust Speech Signal Process Proc*, ICASSP, Kyoto, Jp, Mar. 25-30, 2012. <https://doi.org/10.1109/ICASSP.2012.6288566>
- [25] República de Colombia, CREG, “por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación,” *Resolución 024*, DO: 41937, 24 de julio de 1995. Disponible en <http://apollo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-1995-CRG95024>
- [26] República de Colombia, MinMinas, “por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda,” *Decreto 2492*, DO: 49354, 3 de diciembre de 2014. Disponible en <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=60174>
- [27] República de Colombia, CREG, “Metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional,” *Resolución 015*, DO: 50496, 3 de febrero de 2018. Disponible en <http://apollo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac?OpenDocument>
- [28] H. A. Gómez & C. E. Vallejo, “Análisis de mecanismos para la aplicación de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano,” *tesis Grado*, dpto econ fin, EAFIT, CBO, CO, 2016. Disponible en https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11242/HéctorAndrés_GómezMar%C3%ADn_CarlosEduardo_VallejoBetancur_2016.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- [29] E. C. RENDÓN, “Método para optimizar los costos del servicio de energía eléctrica de grandes usuarios en colombia, incorporando flexibilidad de la demanda,” *tesis maestría*, EAFIT, CBO, CO, 2016. Disponible en <http://hdl.handle.net/10784/2340>
- [30] D. López, A. Arango, J. F. García & S. X. Carvajal, “Potencia en mini-redes aisladas effects of demand response on the power balance of isolated mini-grids,” presented at *SICEL*, SICEL, Col, 2017. Disponible en <https://revistas.unal.edu.co/index.php/SICEL/article/view/63742/0>
- [31] BID & UPME, “Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia,” *Smart Grids Colombia Vision 2030*, BO, CO: BID/UPME, 2016. Recuperado de http://www.upme.gov.co/Estudios/2016/SmartGrids2030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf
- [32] CREG, “Infraestructura de medición avanzada,” *CREG-077*, BO, CO: CREG, 2018. Recuperado de [http://apollo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3413698103ff1fde052582e5007b5317/\\$FILE/Circular054-2018_Anexo.pdf](http://apollo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3413698103ff1fde052582e5007b5317/$FILE/Circular054-2018_Anexo.pdf)
- [33] República de Colombia. Congreso de la República, “por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones,” *Ley 142*, DO: 41433, 11 de julio de 1994. Disponible en http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html
- [34] República de Colombia. Congreso de la República, “por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética,” *Ley 143*, DO: 41434, 12 de julio de 1994. Recuperado de https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/667537/Ley_143_1994.pdf
- [35] República de Colombia. MinMinas, “por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica,” *Resolución 40072*, DO: 50492, 29 de enero de 2018. Recuperado de https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/47695-res_40072_290118.pdf
- [36] M. C. Alzate, “Implementación de infraestructura de medición avanzada en energía eléctrica Retos del regulador,” *PrimeStoneOracle*, Oct. 2018. Recuperado de <https://primestone.com/utilityday/10Retos%20en%20la%20implementacion%20de%20Ami.pdf>
- [37] A. Cheshmehzangi, “COVID-19 and household energy implications: what are the main impacts on energy use?,” *Heliyon*, vol. 6, no. 10, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e05202>
- [38] República de Colombia. MinMinas, *Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica*, BO, CO: Puntoaparte, 2019. Recuperado de <https://www.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/Estrategia-Nacional-de-Movilidad-Elctrica-enme-minambiente.pdf>
- [39] República de Colombia. Presidencia de la República, “por el cual se modifica parcialmente el Capítulo 18, Título 1, Parte 2, Libro 1 del Decreto 1625 de 2016, Único Reglamentario en Materia Tributaria y se dictan otras disposiciones,” *Decreto 2205*, DO: 50458, 29 de junio de 2017. Recuperado de <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%202205%20DEL%2026%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202017.pdf>
- [40] República de Colombia. MINCIT, “por el cual se modifica parcialmente el Arancel de Aduanas y se establecen disposiciones para la importación de vehículos eléctricos, vehículos híbridos y sistemas de carga,” *Decreto 1116*, DO: 50279, 29 de junio de 2017. Recuperado de <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%201116%20DEL%2029%20DE%20JUNIO%20DE%202017.pdf>
- [41] República de Colombia. UPME, “por la cual se establece el procedimiento para conceptuar sobre los proyectos de eficiencia energética/gestión eficiente de la energía que se presenten para acceder a los beneficios tributarios sobre el IVA y/o la Renta conforme a lo establecido en el literal d) del artículo 1.3.1.14.7 y el literal e) del artículo 1.2.1.18.54 del Decreto 1625 de 2016, y el artículo 2.2.3.8.2.1 del Decreto 1073 de 2015, con sus respectivas modificaciones,” *Resolución 463*, DO: 50700, 26 de octubre de 2018. Recuperado de <https://www1.upme.gov.co/Normatividad/463-2018.pdf>

- [42] República de Colombia. UPME, “Upme proyecta entrada de 400 mil vehículos eléctricos para 2030,” *Comunicado de Prensa No. 10*, 2017. Recuperado de http://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_UPME_10_2017.pdf
- [43] H. Xing, Z. Lin & M. Fu, “A new decentralized algorithm for optimal load shifting via electric vehicles,” *Chinese Control Conf. CCC, IEEE/CCC, Dlc, Cn*, Jul. 26-28, 2017. <https://doi.org/10.23919/ChiCC.2017.8029062>
- [44] República de Colombia. MinMinas, “por la cual se adoptan las normas para regular las pruebas de disponibilidad de la demanda desconectable voluntaria y se adoptan otras disposiciones relativas a los anillos de seguridad del cargo de confiabilidad,” *Resolución 098*, DO: 50.686, 30 de julio de 2018. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e290022edb98a385052582f1005a620d/\\$FILE/Creg098-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e290022edb98a385052582f1005a620d/$FILE/Creg098-2018.pdf)
- [45] República de Colombia. CREG, “por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía,” *Resolución 071*, DO: 46421, 3 de octubre de 2006. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2006-Creg071-2006>
- [46] J. Benavides, Á. Cadena, J. J. González, C. Hidalgo & A. Piñeros, *Mercado Eléctrico en Colombia: Transición hacia una arquitectura descentralizada*, BO, CO: Fedesarrollo, 2018. Disponible en <http://hdl.handle.net/11445/3673>
- [47] R. Entriken, R. L. Hu, R. Skorupski & Y. Ye, “A Mathematical Formulation for Optimal Load Shifting of Electricity Demand,” *IEEE Trans Smart Grid*, IEEE, vol. 6, no. 4, pp. 638–651, 2015. <https://doi.org/10.1109/TBDATA.2016.2639528>
- [48] A. Mohseni, S. S. Mortazavi, A. Ghasemi, A. Nahavandi & M. Talaei abdi, “The application of household appliances’ flexibility by set of sequential uninterruptible energy phases model in the day-ahead planning of a residential microgrid,” *Energy*, vol. 139, no. 1, pp. 315–328, Nov. 2017. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.07.149>
- [49] República de Colombia. MinMinas, “por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional,” *Resolución 119*, 21 de diciembre de 2017. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2007-Creg119-2007>
- [50] Enel - Codensa, “Tarifas de enegria electrica(\$/KWh) Reguladas por la comisión de regulación de energía y gas (CREG) Febrero de 2020, [Online], 2020. Recuperado de <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/español/personas/1-17-1/2020/Tarifario-febrero-2020.pdf>
- [51] C. A. Correa, G. Marulanda & A. Garces, “Optimal microgrid management in the Colombian energy market with demand response and energy storage,” presented at *IEEE Power Energy Soc Gen Meet, PESGM*, Bs, USA, Nov. 2016. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741905>
- [52] K. Ferguson, “Consumer theory,” *Essential Economics*. LDN, UK: Macmillan, pp. 15–29, 2002. Available: <https://www.macmillanihe.com/page/detail/essential-economics-ken-ferguson/?sf1=barcode&st1=9780333962978>
- [53] D. Setlhaolo, X. Xia & J. Zhang, “Optimal scheduling of household appliances for demand response,” *Electr Power Syst Res*, vol. 116, no. 1, pp. 24–28, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.04.012>
- [54] National Grid, “For National Grid’s Residential Customers in New York,” *National Grid*, 2012. Available: http://www.nationalgridus.com/niagaramohawk/non_html/eff_costappliance.pdf
- [55] Asociación Nacional de Movilidad Sostenible, “Informe Vehículos HEV, PHEV y BEV Octubre 2019,” *Andemos.org*, [online], 2019. Available: <http://www.andemos.org/wp-content/uploads/2019/11/Informe-Hibridos-y-Elctricos-2019-10.pdf>
- [56] ANDEMOS, Sector Automotor Informe Vehículos Híbridos y Eléctricos Diciembre Híbridos y Eléctricos, “Asociación Colombiana de Vehículos Automotores,” *andemos.org*, [online], 2018. Available: www.andemos.org
- [57] Renault, “Renault TWIZY,” *Manual de utilización*, BBDC, FR: Renault. Available: https://es.e-guide.renault.com/sites/default/files/pdfs/esp/X09/Twizy-913-15_ESP.pdf
- [58] Fasecolda, “El Sistema de Riesgos Laborales protege a los trabajadores del país,” *comunicado de prensa*, mayo 2019. Recuperado de <https://fasecolda.com/cms/wp-content/uploads/2019/09/seminario-riesgos-laborales.pdf>

Sergio Daniel Montaña-Salas es Ingeniero Electrónico 2007 de Universidad Javeriana (Bogotá, Colombia), Especialista en distribución y transmisión de energía de la Universidad de los Andres y actualmente se encuentra adelantando estudios de la maestría de Energía y Sostenibilidad de la Universidad Javeriana. Sus investigaciones actuales abarcan las disciplinas de optimización, energía y sistemas de distribución no convencionales <https://orcid.org/0000-0002-8075-3701>

Carlos Adrián Correa-Flórez es Ingeniero Electricista (2005) y Magíster en Ingeniería Eléctrica (2008) de la Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Además, cuenta con un Doctorado en Energía y Procesos de MINES ParisTech, Francia (2019). Actualmente es profesor asistente de la Pontificia Universidad Javeriana. Tiene experiencia industrial en sistemas de energía eléctrica, ha sido profesor universitario de tiempo completo y posee también experiencia en investigación en múltiples áreas de ingeniería eléctrica, energías renovables y redes inteligentes. <https://orcid.org/0000-0002-7590-1976>