XXI Simposio CEA de Control Inteligente
24-26 de junio de 2026, Salamanca

Flexibilidad energética residencial: modelado, optimización y control adaptativo

Gómez, G.[a,*], Clavijo, J.[a], Sánchez, M.R.[a], Vivas, F.J.[a], Andújar, J.M.[a]

[a] *Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Huelva, Campus de El Carmen, Avda. de las Fuerzas Armadas S/N, 21007 Huelva, España.*

To cite this article: Gómez, G., Clavijo, J., Sánchez, M.R., Vivas, F.J., Andújar, J.M. 2026. Residential energy flexibility: modelling, optimization and adaptive control. XXI Simposio CEA de Control Inteligente

Resumen

Este trabajo presenta una metodología que integra modelado, optimización y control para la mejora del servicio del suministro eléctrico en redes de distribución residenciales. A partir del modelo eléctrico de la red, se cuantifica el desequilibrio de fase y se formula un problema de optimización basado en teoría de juegos cooperativos, cuya función objetivo integra los intereses tanto de los consumidores flexibles como del operador del sistema eléctrico. El problema se resuelve en lazo cerrado, garantizando un reparto equitativo de los beneficios entre los participantes. Los resultados de simulación en una red representativa de 100 hogares demuestran que, con una tasa de participación flexible del 60%, la metodología mantiene el desequilibrio de fase por debajo del 10% en todo momento y logra una distribución equitativa de beneficios entre los participantes.

Palabras clave: respuesta a la demanda, sistemas de distribución eléctrica, optimización distribuida para redes inteligentes, sistemas de gestión de la energía, comunidades energéticas, estimación y control basados en optimización, teoría de juegos.

Residential energy flexibility: modelling, optimization and adaptive control

Abstract

This paper presents a methodology that integrates modelling, optimization, and control to improve power quality in residential distribution networks. Based on the electrical model of the residential distribution network, phase unbalance is calculated and an optimization problem is formulated using cooperative game theory, with an objective function that integrates the interests of both flexible consumers and the electricity system operator. The optimization problem is solved in a closed control loop, ensuring an equitable distribution of benefits among players. Simulation results on a representative residential distribution network of 100 households demonstrate that, with a flexible participation of 60%, the proposed methodology keeps phase unbalance below 10% at all times and achieves an equitable distribution of benefits among players.

Keywords: demand response, electrical distribution systems, distributed optimization for smart grids, energy management systems, energy communities, optimization-based estimation and control, game theories.

1. Introducción

Un problema frecuente en las redes de distribución trifásicas de baja tensión es el desequilibrio en los consumos de las fases. Este desequilibrio aparece como consecuencia de la conexión asimétrica de cargas monofásicas entre las distintas fases de la red y puede ocasionar pérdidas económicas, sobrecalentamiento de equipos y fallos prematuros (Ma et al., 2020). Según la NEMA (*National Electrical Manufacturers Association*), el desequilibrio en los consumos de las fases debe estar en un rango del 10-20% (Bonnett & Soukup, 1999). En este contexto, la monitorización y el control del desequilibrio de fase se ha convertido en una prioridad en los últimos años (Herrera & Vázquez, 2014; Martin et al., 2015).

Las soluciones tradicionales para mitigar el desequilibrio de fase se basan en la reconexión manual de clientes a distintas fases o en el uso de transformadores de equilibrado. Sin embargo, estos enfoques suelen resultar costosos y requieren un elevado tiempo de operación (Ma et al., 2020). En este contexto, el aprovechamiento de la flexibilidad energética de las cargas térmicas residenciales aparece como una solución de gran interés. En el caso de una vivienda esta flexibilidad proviene de las cargas térmicas que existan (por ejemplo, una placa vitrocerámica o un aire acondicionado), pudiéndose

*Autor para correspondencia: gabriel.gomez@diesia.uhu.es
Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International (CC BY-NC-SA 4.0)

modular o desplazar sus consumos gracias a que su estado de funcionamiento (*on/off*) es controlable por temperatura. Estas cargas son ideales para el objetivo que se persigue, ya que la inercia térmica que poseen hace que una variación controlada de su consumo a corto plazo no afecte al confort del usuario (Gomez-Ruiz et al., 2024). De esta forma, las cargas térmicas pueden coordinarse para redistribuir el consumo de una fase en tiempo real, ofreciendo un incentivo económico al consumidor residencial participante y garantizando su confort, a la vez que el operador del sistema eléctrico se ve beneficiado por una mejora en la calidad del suministro eléctrico en la red (Zheng et al., 2018).

En este sentido, aparecen dos cuestiones sociales las cuales deben atenderse. La primera de ellas es la ratio entre los beneficios obtenidos por el operador del sistema eléctrico y los consumidores participantes; la segunda de ellas es el reparto de los beneficios entre los consumidores participantes. Para abordar estas cuestiones, se puede aplicar una teoría de juegos cooperativos en la que se integren los intereses tanto de los consumidores participantes como del operador del sistema eléctrico (Soares et al., 2024).

La literatura reciente ha avanzado en diversos aspectos dentro del uso de la flexibilidad energética para la mejora de la calidad del servicio eléctrico en redes de distribución residencial. Sin embargo, solo se han abordado por separado los objetivos a nivel de mitigación del desequilibrio de fase (Shao et al., 2022) y de equidad en la distribución de los beneficios entre los participantes (Pal et al., 2018). En este sentido, surge la necesidad de una metodología que aúne ambos objetivos.

En este trabajo se presenta una metodología que integra modelado, optimización y control para su aplicación en redes de distribución residenciales, y que persigue dos objetivos de forma conjunta: por un lado, mitigar el desequilibrio de fase; por otro lado, garantizar un reparto equitativo de los beneficios entre los participantes.

El resto del artículo se organiza como sigue: la Sección 2 describe el escenario de simulación y las métricas de evaluación empleadas; la Sección 3 desarrolla la metodología propuesta; la Sección 4 presenta los resultados de simulación, discutidos en la Sección 5; y, finalmente, la Sección 6 recoge las principales conclusiones del trabajo.

2. Materiales y métodos

Esta sección describe el modelado de los perfiles de demanda y flexibilidad de los consumidores de la red de distribución residencial propuesta, y las métricas de control y evaluación empleadas para la validación de los resultados.

2.1. Modelado de los perfiles de demanda y flexibilidad de los consumidores

La red de distribución residencial está compuesta por 100 consumidores conectados aleatoriamente a una de las fases de un alimentador de distribución trifásico (ϕ_A, ϕ_B, ϕ_C). A cada consumidor se le asigna un perfil de demanda estocástico que divide el consumo en el día en cuatro periodos: bajo por la noche (0.1–0.8 kW), moderado durante el día (0.3–2.0 kW), y alto por la mañana (1.8–4.0 kW) y por la tarde (2.0–4.5 kW). Con el objetivo de que el perfil de demanda considere distintos niveles de ocupación en las viviendas y variabilidad en los consumos de unas viviendas a otras, sobre los consumos base en cada periodo del día se añadieron una variación multiplicativa individual de $\pm 15\%$ y un ruido gaussiano de media cero y desviación típica de 0.15 kW, respectivamente. Debido a la aleatoriedad en la asignación de fases a cada consumidor y la variabilidad de perfiles de demanda en la red, el alimentador de distribución experimenta un desequilibrio en los consumos de sus fases. Este desequilibrio se cuantifica mediante un parámetro denominado factor de desequilibrio de carga (*unbalanced load factor*, ULF), que mide la desviación porcentual de la fase con mayor consumo respecto a la media. La Figura 1 presenta la evolución temporal del consumo agregado en las tres fases de la red de distribución residencial, donde se observa la división propuesta del consumo a lo largo del día.

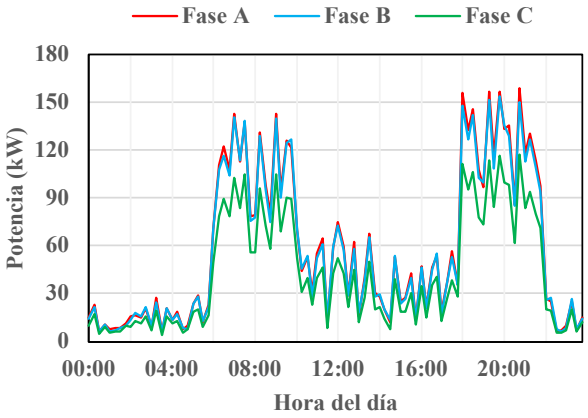


Figura 1: Evolución temporal del consumo agregado en las tres fases (fase A, fase B y fase C) de la red de distribución residencial.

El 60% de los usuarios de la red (de ahora en adelante, consumidores flexibles) decide participar voluntariamente en un programa de respuesta a la demanda. Estos usuarios ponen a disposición del operador del sistema eléctrico la flexibilidad energética que pueden ofrecer las cargas térmicas de sus viviendas, las cuales se clasifican en dos tipos: cargas desplazables, cuya operación puede diferirse dentro de ventanas de tiempo predefinidas (por ejemplo, un lavavajillas); y cargas modulables, cuyo consumo puede aumentarse o reducirse en un instante de tiempo determinado (por ejemplo, un aire acondicionado). Para que estos mecanismos sean posibles, se supone que las cargas térmicas están integradas en un sistema de gestión de la energía del hogar y que las viviendas de la red constituyen una comunidad energética a través de la cual un agregador intercambia señales con el operador del sistema eléctrico. Además, el operador del sistema eléctrico, que conoce la demanda en tiempo real, también necesita una estimación de la flexibilidad que le pueden ofrecer los consumidores flexibles para desplazar o modular los consumos en un instante de tiempo determinado. Para lograr esta estimación es necesario conocer cuánta energía puede ofrecer cada consumidor, cómo está repartida esa energía entre los tipos de cargas en su vivienda, es decir, cuánta energía es desplazable y cuánta es modulable, y en qué franjas horarias se puede intervenir una carga. En este contexto, se generaron los perfiles de flexibilidad de cada consumidor considerando que las cargas desplazables representan el 25% de la demanda diaria de cada consumidor

y su intervención solo está disponible en tres franjas horarias concretas (06:00-09:00 h, 12:00-14:00 h y 19:00-22:00 h), mientras que las cargas modulables suponen el 28% de la demanda diaria de cada consumidor y su intervención está disponible en cualquier instante de tiempo. Para introducir diversidad entre los consumidores flexibles, se considera un multiplicador aleatorio de distribución uniforme dentro de un margen de $\pm$5% respecto a los valores nominales.

2.2. Métricas de control y evaluación

La metodología propuesta debe garantizar que el desequilibrio entre fases está por debajo del límite operativo en cada instante de tiempo, para lo que sea emplea como métrica de control el *ULF* (Zheng et al., 2018), y que el reparto de los incentivos económicos entre los participantes sea equitativo, para lo que se emplea como métrica de validación el índice de Gini (Heylen et al., 2019).

3. Metodología propuesta

Se parte del modelo eléctrico de la red de distribución residencial, el cual permite cuantificar el desequilibrio de fase. A continuación, se formula una función objetivo que integra los intereses de los consumidores flexibles y el operador del sistema eléctrico, sujeta a una serie de restricciones. Se adopta un tiempo $t \in \mathcal{T}$ en forma discreta y en intervalos uniformes de 15 minutos, a lo largo de un horizonte de simulación de 24 horas.

3.1. Modelo eléctrico de la red de distribución residencial

Se considera un conjunto de consumidores $\mathcal{N}$ en la red de distribución residencial. Cada consumidor $i \in \mathcal{N}$ está conectado de forma aleatoria a una de las tres fases del alimentador, donde $\phi \in \{A, B, C\}$ representa la fase a la que cada consumidor i está conectado.

La variable de decisión $x_{i,t}$ representa el ajuste de potencia aplicado a la demanda de referencia $d_{i,t}$ y está acotada al rango de flexibilidad del consumidor $[-f_{i,t}, f_{i,t}]$. La potencia activa del consumidor, $P_{i,t}(x_{i,t})$, tras aplicar el ajuste de potencia sobre su demanda de referencia se expresa como (1):

$$P_{i,t}(x_{i,t}) = d_{i,t} + x_{i,t} \tag{1}$$

Asumiendo un factor de potencia (*FP*) constante, la potencia reactiva del consumidor, $Q_{i,t}(x_{i,t})$, se obtiene según (2):

$$Q_{i,t}(x_{i,t}) = P_{i,t}(x_{i,t}) \cdot \tan(\cos^{-1}(\mathrm{FP})) \tag{2}$$

El módulo de la corriente eléctrica del consumidor, $I_{i,t}(x_{i,t})$, viene dado por (3):

$$I_{i,t}(x_{i,t}) = \frac{\sqrt{P_{i,t}(x_{i,t})^2 + Q_{i,t}(x_{i,t})^2}}{V_{fase}} \tag{3}$$

siendo V_{fase} la tensión fase-neutro a la que está conectada la vivienda.

Las corrientes eléctricas individuales de los consumidores se agregan tomando como criterio la fase a la que están conectados. De esta forma, la corriente eléctrica agregada por fase, $I_{\phi,t}^{agg}$, se obtiene según (4):

$$I_{\phi,t}^{agg} = \sum_{i \in \mathcal{N}_\phi} I_{i,t}(x_{i,t}) \tag{4}$$

A partir de las corrientes eléctricas agregadas en las tres fases, se calcula el valor del desequilibrio eléctrico en la red, $ULF_t(x_{i,t})$, de acuerdo con (5):

$$ULF_t(x_{i,t}) = \left(\frac{I_t^{max} - \overline{I_t}}{\overline{I_t}}\right) \times 100\% \tag{5}$$

siendo I_t^{max} e $\overline{I_t}$ los valores máximo y medio, respectivamente, de la corriente eléctrica agregada entre las tres fases.

3.2. Función objetivo combinada y restricciones

Se formula un juego cooperativo en el que, para cada instante de tiempo t, se determina el ajuste de potencia de cada consumidor flexible, de modo que tanto los consumidores como el operador del sistema eléctrico maximicen su recompensa. Esta formulación emplea la solución de negociación de Nash, que busca maximizar el producto de las funciones de recompensa de todos los jugadores, en este caso, de los consumidores flexibles y del operador del sistema eléctrico. En la práctica, maximizar dicho producto es equivalente a maximizar una suma de logaritmos, lo que hace el problema tratable desde un punto de vista computacional. Esta transformación logarítmica, al ser una función estrictamente cóncava, persigue un reparto equitativo de las recompensas entre los consumidores flexibles y el operador del sistema eléctrico.

Por el lado de los consumidores flexibles, la función de recompensa por proporcionar flexibilidad energética, $R_{i,t}$, se modela según (6):

$$R_{i,t} = p_t \cdot |x_{i,t}| \tag{6}$$

siendo p_t el precio de la electricidad en cada instante.

Se introduce una función de coste asociada a la falta de confort por el ajuste de potencia realizado, $D_{i,t}$, que se penaliza de forma cuadrática mediante el parámetro de sensibilidad del consumidor $\beta_i \in [0.01, 0.05]$ (7):

$$D_{i,t} = \beta_i x_{i,t}^2 \tag{7}$$

En el caso de que un consumidor sobre contribuya respecto a su contribución equitativa, $x_{i,t}^{eq}$, se activará una función de penalización, $U_{i,t}$, dada por (8):

$$U_{i,t} = \alpha_{i,t} \cdot \log\left(\cosh\left(x_{i,t} - x_{i,t}^{eq}\right) + \varepsilon\right) \tag{8}$$

donde ε es una constante que se introduce para evitar tomar el logaritmo de cero. La contribución equitativa esperada de

cada consumidor, $x_{i,t}^{eq}$, se calcula como la fracción de flexibilidad que le corresponde en función de la flexibilidad disponible entre todos los consumidores conectados a la misma fase, según (9). Asimismo, el peso de la función de penalización, se regula mediante el coeficiente $\alpha_{i,t}$, que actúa como una memoria del grado de equidad de las contribuciones pasadas de cada consumidor flexible, según (10).

$$x_{i,t}^{eq*} \leftarrow \gamma x_{i,t}^{eq} + (1-\gamma) \cdot \frac{f_{i,t}}{\sum_{j \in \mathcal{N}_\phi} f_{j,t}} \cdot \sum_{j \in \mathcal{N}_\phi} |x_{j,t}| \quad (9)$$

$$\alpha_{i,t}{}^* \leftarrow \alpha_{i,t} \cdot \left(1 + \lambda \cdot |x_{i,t} - x_{i,t}^{eq}|\right) \quad (10)$$

donde γ es un coeficiente de suavizado que evita cambios bruscos en la contribución equitativa esperada, y λ es una tasa de adaptación que incrementa progresivamente la penalización de aquellos consumidores que sobre contribuyen de forma reiterada. De este modo, el mecanismo de control adaptativo descrito por (9) y (10) persigue la equidad en los ajustes de potencia, protegiendo a los consumidores frente a sobre contribuciones reiteradas y garantizando un reparto equitativo de los ajustes de potencia aplicados entre los consumidores conectados a una misma fase.

Con estas definiciones, la función de recompensa neta del consumidor flexible, $\mathcal{I}_{cons}(x_{i,t})$, se expresa según (11):

$$\mathcal{I}_{cons}(x_{i,t}) = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{N}} \log\left(\max(R_{i,t} - D_{i,t} - U_{i,t}, \varepsilon)\right) \quad (11)$$

Nótese que en (11) se formula una suma de logaritmos, de acuerdo con la aplicación de la solución de negociación de Nash. Esta formulación busca un reparto equitativo de las recompensas entre los consumidores flexibles.

Por el lado del operador del sistema eléctrico, existe una función de recompensa, R_t^{op}, por una reducción del *ULF* con respecto a su valor de referencia, $ULF_t(x_{i,t})$, y una función de coste, C_t^{ec}, por la adquisición de la flexibilidad energética que proporcionan los consumidores. Las funciones de recompensa y coste del operador del sistema eléctrico se modelan según (12) y (13), respectivamente.

$$R_t^{op} = \mathcal{C}_1 \cdot \left(ULF_t(x_{i,t}) - ULF_t(x_{i,t}{}^*)\right) \quad (12)$$

$$C_t^{ec} = \mathcal{C}_2 \sum_{i \in \mathcal{N}} p_t \cdot |x_{i,t}| \quad (13)$$

donde $\mathcal{C}_1$ y $\mathcal{C}_2$ son los coeficientes de las funciones de recompensa y coste, respectivamente.

Con estas definiciones, la función de recompensa neta del operador del sistema eléctrico, $\mathcal{I}_{elec}(x_{i,t})$, se expresa según (14):

$$\mathcal{I}_{elec}(x_{i,t}) = \sum_{t \in \mathcal{T}} (R_t^{op} - C_t^{ec}) \quad (14)$$

Nótese que en (14) no es necesario formular una suma de logaritmos, puesto que el operador del sistema eléctrico es un único jugador y tiene una función de recompensa diferente a la del consumidor flexible en la solución de negociación de Nash.

La función objetivo combinada viene dada por (15). Dado que el problema se resuelve mediante programación cuadrática secuencial de mínimos cuadrados y este método opera como un minimizador, el problema de maximización se transforma de forma equivalente en la minimización del negativo de la función objetivo combinada, de acuerdo con la solución de negociación de Nash.

$$\min_x -\left(\mathcal{W}_{cons} \cdot \mathcal{I}_{cons}(x_{i,t}) + \mathcal{W}_{elec} \cdot \mathcal{I}_{elec}(x_{i,t})\right) \quad (15)$$

donde $\mathcal{W}_{cons}$ y $\mathcal{W}_{elec}$ son los pesos de las funciones de recompensa neta de los consumidores y del operador del sistema eléctrico, respectivamente.

La variable de decisión del problema es el vector $x_t = \{x_{i,t}\}_{i \in \mathcal{N}}$, que recoge los ajustes de potencia individuales de todos los consumidores flexibles en el instante de tiempo t. El problema se resuelve en cada instante t a lo largo del horizonte de simulación, obteniéndose en cada iteración los ajustes de potencia que maximizan la función objetivo combinada sujeta a las restricciones establecidas: la primera establece que el *ULF* no puede superar en ningún instante el valor de ULF_{max}. La segunda exige que el *ULF* mejore en cada instante respecto al valor de referencia en, al menos, un umbral mínimo ε. En cuanto a la tercera, restringe el ajuste de potencia de cada consumidor flexible a su rango de flexibilidad disponible.

La Figura 2 ilustra el esquema de control adaptativo en lazo cerrado que se propone en este trabajo.

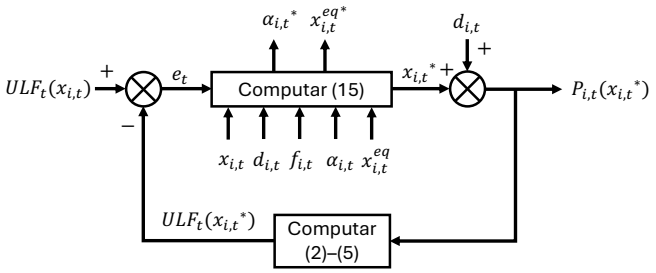


Figura 2: Esquema de control adaptativo en lazo cerrado para la gestión de la flexibilidad energética residencial.

En cada instante de tiempo t, se computa (15) a partir de las entradas disponibles, estas son, el ajuste de potencia $x_{i,t}$, la demanda de referencia $d_{i,t}$, la flexibilidad del consumidor $f_{i,t}$, y los parámetros adaptativos $x_{i,t}^{eq}$ y $\alpha_{i,t}$, y se determina el ajuste de potencia siguiente $x_{i,t}{}^*$, que constituye la variable manipulada del sistema. Dicho ajuste se aplica sobre la demanda real de cada consumidor $d_{i,t}$, obteniéndose la potencia activa resultante $P_{i,t}(x_{i,t}{}^*)$. A partir de este ajuste de potencia, se computan las ecuaciones (2)–(5) y se actualiza el valor del desequilibrio eléctrico en la red $ULF_t(x_{i,t}{}^*)$, que representa la variable controlada. Este valor se compara con la referencia $ULF_t(x_{i,t})$, generando la señal de error e_t que realimenta el sistema, cerrando así el lazo de control. Por último, los parámetros ajustables $x_{i,t}^{eq*}$ y $\alpha_{i,t}{}^*$ se actualizan en cada iteración según (9) y (10), respectivamente.

4. Resultados

En simulaciones previas, se validó la metodología propuesta en una fase temprana del programa de respuesta a la demanda en la que se consideró una participación del 20% de los consumidores (Gómez-Ruiz et al., 2026). En este trabajo, el objetivo es validar la coherencia de los resultados de simulación suponiendo que el programa avanza hacia una fase adulta en la que se considera una participación del 60%. Los resultados que se presentan abarcan el dominio eléctrico, donde se busca una reducción del *ULF* por debajo del límite operativo; y el dominio económico, donde se persigue un reparto equitativo de los beneficios entre los participantes. La Tabla 1 presenta las constantes y los parámetros utilizados en simulación.

Tabla 1: Constantes y parámetros de configuración utilizados en simulación.

Parámetro	Valor
ε	10^{-6}
λ	0.5
γ	0.5
FP	0.95
ULF_{max}	10%
V_{fase}	230
$\mathcal{C}_1$	0.075
$\mathcal{C}_2$	1
$\mathcal{W}_{cons}$	0.0015
$\mathcal{W}_{elec}$	1

En el dominio eléctrico, la Figura 3 presenta los valores del *ULF* de referencia y del *ULF* ajustado. Se obtuvo un *ULF* ajustado medio del 5.88%.

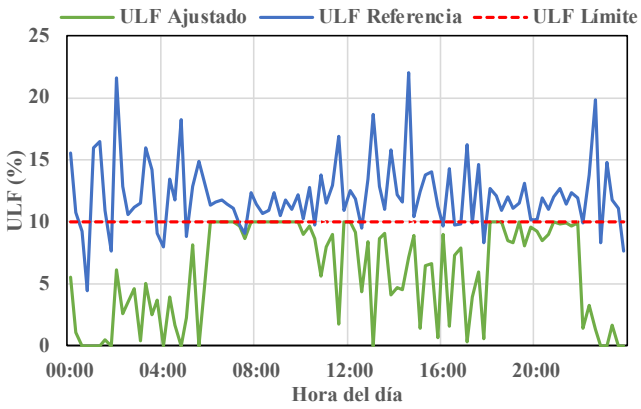


Figura 3: Evolución del *ULF* de referencia y del *ULF* ajustado en la red de distribución residencial. Se observa el límite operativo del *ULF* impuesto en el 10%.

En el dominio económico, el operador del sistema eléctrico obtiene un beneficio diario de 13.03 €, procedente de la recompensa por reducir el *ULF* (45.20 €) y del coste por la adquisición de flexibilidad de los consumidores (32.17 €). Estos valores conducen hacia una ratio entre el beneficio del operador y el de los consumidores de 1.4:1. Por su parte, los consumidores obtienen de media un beneficio diario de 0.54 €. La Figura 4 muestra los valores acumulados de los beneficios de los consumidores flexibles al final del día. A partir de estos valores se calcula el índice de Gini, que resulta ser de 0.16.

En relación con el desempeño de la función objetivo combinada dada por (15), su valor al final del horizonte de simulación es 35.30. Las funciones de recompensa $\mathcal{I}_{cons}$ y $\mathcal{I}_{elec}$ alcanzan un valor de -32,217.09 y 13.02, respectivamente. El peso $\mathcal{W}_{cons}$ compensa esta diferencia de escala, garantizando que ambas componentes contribuyan de forma equitativa a la función objetivo combinada. La elección del valor de $\mathcal{W}_{cons}$ se realizó de forma empírica mediante simulación, con el objetivo de que los beneficios resultantes para ambas partes sean coherentes con los observados en programas de respuesta a la demanda residencial actualmente en operación.

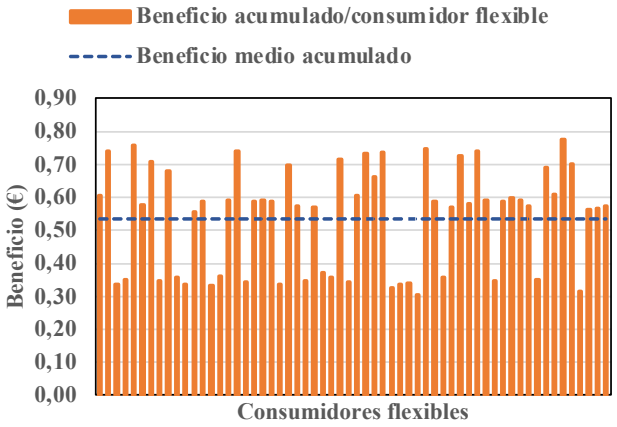


Figura 4: Valores acumulados individuales y valor acumulado medio de los beneficios obtenidos por los consumidores flexibles.

5. Discusiones

Los resultados obtenidos en simulación son coherentes tanto en el dominio eléctrico como en el económico. En el dominio eléctrico, el *ULF* se mantiene de forma consistente en valores iguales o inferiores al 10% a lo largo del día, lo que garantiza un desequilibrio entre fases dentro del límite operativo establecido por la normativa (Bonnett and Soukup, 1999). En el dominio económico, tanto la ratio de beneficios entre el operador y los consumidores flexibles como los beneficios individuales de estos últimos, resultan coherentes con los valores estimados en programas de respuesta a la demanda en el sector residencial actualmente en funcionamiento. A modo de referencia, datos procedentes de un programa de respuesta a la demanda que interviene de forma voluntaria los aires acondicionados residenciales en Australia ("Demand response capability requirements for air conditioners | Energy & Mining," n.d.), indican que durante los meses de verano, el operador del sistema eléctrico puede obtener un beneficio de 100 AUD/mes y los consumidores pueden conseguir un ahorro de 20 AUD/mes, cifras cercanas a las obtenidas en este trabajo si se proyectasen a un horizonte de un mes. Finalmente, la equidad en el reparto de beneficios queda demostrada a través del índice de Gini, cuyo valor obtenido es 0.16. Este índice varía entre 0 y 1, donde los valores cercanos a 0 indican un reparto equitativo y los cercanos a 1 una desigualdad máxima. Finalmente, los resultados obtenidos en cuanto al reparto de las recompensas entre los consumidores flexibles y el operador del sistema

satisfacen la solución de negociación de Nash que se ha planteado en este trabajo.

6. Conclusiones

Este trabajo aborda el creciente interés en el ámbito de la flexibilidad energética en las microrredes eléctricas. En concreto, se propone una metodología para la mejora de la calidad del suministro eléctrico que se aplica a una red de distribución residencial, entendiéndose como una microrred en la que solo existen cargas. En este contexto, los consumidores residenciales ponen al servicio del operador del sistema eléctrico la flexibilidad inherente a sus cargas térmicas, modulando sus consumos en los instantes necesarios a cambio de un incentivo económico y sin ver comprometido su confort.

La principal novedad de este trabajo reside en el uso de la flexibilidad de la demanda para mitigar el desequilibrio de fase, mediante la formulación de un problema de optimización basado en teoría de juegos cooperativos entre los consumidores flexibles y el operador del sistema eléctrico. Asimismo, se incorpora un mecanismo de control adaptativo que garantiza el reparto equitativo de beneficios y penaliza las sobre contribuciones de los consumidores flexibles.

Los resultados de simulación obtenidos validan la aplicación de la metodología propuesta en una fase madura del programa de respuesta a la demanda, evidenciando una reducción del desequilibrio de fase y un reparto equitativo de beneficios entre los participantes.

Como líneas de trabajo futuro, se propone ampliar las fuentes de flexibilidad más allá de las cargas térmicas, incorporando otros recursos distribuidos presentes en la red, como paneles fotovoltaicos o vehículos eléctricos. Asimismo, se plantea la validación experimental de la metodología en una red de distribución residencial real.

Agradecimientos

Este trabajo forma parte del proyecto PID2020-117828RB-I00, que se titula “Sistema de control integral para optimizar la demanda energética de microrredes eléctricas (SOSGED)”, y que ha sido financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades.

Referencias

Bonnett, A.H., Soukup, G.C., 1999. NEMA Motor-Generator Standards for Three-Phase Induction Motors. IEEE Ind. Appl. Mag. 5, 49–63. DOI: 10.1109/2943.758901

Demand response capability requirements for air conditioners | Energy & Mining, n.d. URL: https://www.energymining.sa.gov.au/industry/energy-efficiency-and-productivity/air-conditioners-regulation-change (accessed 5.29.26).

Gómez-Ruiz, G., Clavijo-Camacho, J., Sánchez-Herrera, R., Andújar, J.M., 2026. A game-theoretic approach to fair and grid-aware load flexibility allocation in residential distribution networks. Comput. Electr. Eng. 131, 110976. DOI: 10.1016/j.compeleceng.2026.110976

Gomez-Ruiz, G., Sanchez-Herrera, R., Andujar, J.M., Rubio Sanchez, J.L., 2024. Simulation-Based Education Tool for Understanding Thermostatically Controlled Loads. Sustainability 16, 999. DOI: 10.3390/su16030999

Herrera, R.S., Vázquez, J.R., 2014. Identification of unbalanced loads in electric power systems. Int. Trans. Electr. Energy Syst. 24, 1232–1243. DOI: 10.1002/etep.1772

Heylen, E., Ovaere, M., Proost, S., Deconinck, G., Van Hertem, D., 2019. Fairness and inequality in power system reliability: Summarizing indices. Electr. Power Syst. Res. 168, 313–323. DOI: 10.1016/j.epsr.2018.11.011

Ma, K., Fang, L., Kong, W., 2020. Review of distribution network phase unbalance: Scale, causes, consequences, solutions, and future research directions. CSEE J. Power Energy Syst. 6, 479–488. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2019.03280

Martin, A.D., Herrera, R.S., Vazquez, J.R., Crolla, P., Burt, G.M., 2015. Unbalance and harmonic distortion assessment in an experimental distribution network. Electr. Power Syst. Res. 127, 271–279. DOI: 10.1016/j.epsr.2015.06.005

Pal, S., Thakur, S., Kumar, R., Panigrahi, B.K., 2018. A strategical game theoretic based demand response model for residential consumers in a fair environment. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 97, 201–210. DOI: 10.1016/j.ijepes.2017.10.036

Shao, C., Feng, C., Zhang, X., Tang, H., Liu, J., 2022. Optimization Method Based on Load Forecasting for Three-phase Imbalance Mitigation in Low-voltage Distribution Network, in: 2022 IEEE 5th International Electrical and Energy Conference (CIEEC). Presented at the 2022 IEEE 5th International Electrical and Energy Conference (CIEEC), pp. 1032–1037. DOI: 10.1109/CIEEC54735.2022.9846003

Soares, J., Lezama, F., Faia, R., Limmer, S., Dietrich, M., Rodemann, T., Ramos, S., Vale, Z., 2024. Review on fairness in local energy systems. Appl. Energy 374, 123933. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123933

Zheng, W., Wu, W., Zhang, B., Lin, C., 2018. Distributed optimal residential demand response considering operational constraints of unbalanced distribution networks. IET Gener. Transm. Distrib. 12, 1970–1979. DOI: 10.1049/iet-gtd.2017.1366