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

Configuración óptima de un inversor híbrido fotovoltaico mediante algoritmos evolutivos multiobjetivo

Herrero, J.M.[1,*], Simarro, R.[1], Sanchis, J.[1], García-Nieto, S.[1]

Instituto Universitario de Automática e Informática Industrial, Universitat Politècnica de València, Valencia, España.

To cite this article: Herrero, J.M., Simarro, R., Sanchis, J., García-Nieto, S. 2026. Optimal configuration of a hybrid photovoltaic inverter using multi-objective evolutionary algorithms. XXI Simposio CEA de Control Inteligente, Salamanca (Spain), 2026.

Resumen

La integración de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento energético en entornos residenciales requiere estrategias de gestión que optimicen el uso de la energía y reduzcan los costes de operación. En este trabajo se aborda la configuración óptima de un inversor híbrido fotovoltaico mediante algoritmos evolutivos multiobjetivo. Se considera una instalación residencial equipada con generación fotovoltaica, baterías e inversor híbrido. El problema de optimización se plantea sobre los parámetros que determinan el estado mínimo de carga de la batería en los distintos periodos tarifarios, considerando simultáneamente el coste de la energía, la degradación de la batería y la disponibilidad de energía almacenada. Para ello, se usa un modelo simplificado del inversor y se evalúan diferentes configuraciones utilizando datos reales correspondientes a escenarios de demanda media y de peor caso durante el invierno. Los resultados muestran un frente de Pareto que permite seleccionar políticas de operación equilibradas, capaces de reducir costes energéticos manteniendo una reserva adecuada de energía y una utilización eficiente del sistema de almacenamiento.

Palabras clave: gestión energética residencial, inversor híbrido, optimización multiobjetivo, algoritmos evolutivos

Optimal configuration of a hybrid photovoltaic inverter using multi-objective evolutionary algorithms

Abstract

The integration of photovoltaic systems with energy storage in residential environments requires energy management strategies that optimize energy usage and reduce operating costs. This work addresses the optimal configuration of a hybrid photovoltaic inverter using multi-objective evolutionary algorithms. A residential installation equipped with photovoltaic generation, battery storage, and a hybrid inverter is considered. The optimization problem focuses on the parameters that determine the minimum battery state of charge during different tariff periods, simultaneously considering energy cost, battery degradation, and stored energy availability. To this end, a simplified inverter model is employed, and different configurations are evaluated using real data corresponding to both average-demand and worst-case winter scenarios. The results yield a Pareto front that enables the selection of balanced operating policies capable of reducing energy costs while maintaining an adequate energy reserve and ensuring efficient utilization of the energy storage system.

Keywords: Residential energy management, hybrid inverter, multi-objective optimization, evolutionary algorithms

1. Introducción

La integración de Sistemas de Gestión de Energía (EMS) en instalaciones residenciales (Balakrishnan and Geetha, 2021; Elargoubi et al., 2024) con generación fotovoltaica, baterías e inversores híbridos se ha convertido en un elemento clave para incrementar la eficiencia energética. Además, la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía térmica para Agua Caliente Sanitaria (ACS) y calefacción amplía las posibilidades de optimización, ya que permite aprovechar los excedentes de generación renovable para cubrir demandas térmicas, reducien-

*Autor para correspondencia: juaherdu@isa.upv.es
Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International (CC BY-NC-SA 4.0)

do así el consumo energético global y mejorando la flexibilidad y sostenibilidad de la instalación. En este sentido, la integración de equipos de aerotermia (Eurofound, 2024) para ACS y calefacción resulta especialmente interesante debido a su elevada eficiencia energética y a su capacidad para desplazar el consumo eléctrico hacia periodos de mayor disponibilidad de energía renovable, favoreciendo un uso más eficiente de la energía generada localmente (Rabczak et al., 2024; Bee et al., 2019). La integración de paneles solares y aerotermia es la tendencia dominante en España para lograr la máxima eficiencia energética en el hogar (Asociación de Fabricantes de Equipos de Climatización (AFEC), 2025; SotySolar and UNEF, 2026).

Debido a la naturaleza variable de las fuentes renovables, resulta fundamental coordinar de forma inteligente los distintos recursos energéticos disponibles para garantizar la estabilidad del suministro y optimizar el consumo eléctrico. En este contexto, los EMS permiten gestionar de manera coordinada los flujos de energía mediante estrategias de control que consideran tanto criterios técnicos como económicos, regulando los procesos de carga y descarga de las baterías, el funcionamiento de los sistemas de almacenamiento térmico y la operación de los equipos de aerotermia, así como la interacción con la red eléctrica.

Una posible clasificación de los diferentes tipos de EMS podría ser esta (Alam et al. (2026)):

- Control basado en reglas (rule-based).
- Control predictivo (Model Predictive Control, MPC).
- Control basado en inteligencia artificial.
- Control multiagente.

Si bien los EMS más complejos, por ejemplo, los basados en MPC, pueden ofrecer mejores resultados, como se ha demostrado en diferentes trabajos (Yamamoto et al., 2024; Godina et al., 2018; Benrabia and Söffker, 2024), su implementación resulta más compleja y computacionalmente más desfavorable. Además, el hecho de necesitar predicciones de las demandas y de la generación renovable les hace especialmente sensibles a la incertidumbre que acompaña a estas. Por otro lado, los EMS basados en reglas son todo lo contrario: menos complejos y, por lo tanto, más fáciles de implementar. También, más robustos pero con prestaciones menores por no usar predicciones.

Un planteamiento muy interesante, que aúna ventajas de ambos enfoques pasa por usar los modos de funcionamiento implementados en el propio inversor híbrido, y ajustar sus parámetros óptimamente usando datos históricos de consumos y generación. Aunque el objetivo principal es el coste económico de la energía comprada a la red, se pueden considerar otros, como por ejemplo: (Tikkiwal et al., 2021; Azuatalam et al., 2019):

- Maximizar el autoconsumo fotovoltaico.
- Minimizar la degradación de la batería.
- Reducir picos de potencia demandada.
- Incrementar la resiliencia ante fallos o cortes.
- Minimizar la variación del coste ante varios escenarios.
- Minimizar el coste en el peor caso (Min-Max).
- Maximizar la energía de reserva en batería.

Por lo tanto y de forma natural, el ajuste de dichos parámetros se podría realizar desde un punto de vista multiobjetivo. En ese caso y considerando la naturaleza de los objetivos a minimizar, con presencia de mínimos locales, parece apropiado el uso de algoritmos evolutivos para resolver el problema.

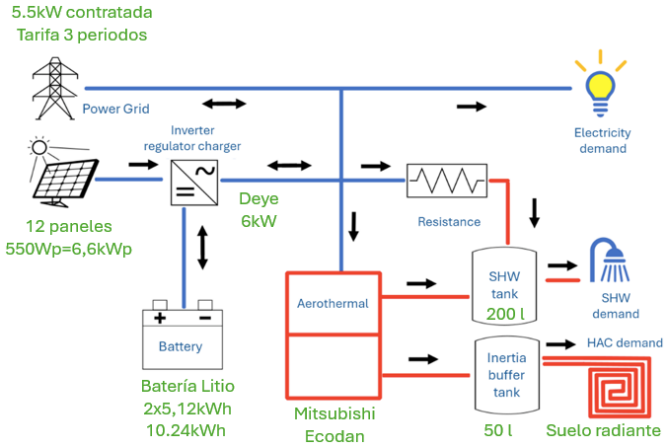


Figura 1: Esquema basado en un equipo de aerotermia para ACS y HAC e inversor híbrido con paneles y batería.

La figura 1 muestra la instalación que se utilizará como banco de pruebas correspondiente a una configuración típica de una vivienda unifamiliar. Los desarrollos del presente trabajo preliminar, únicamente se centrarán en los flujos de energía eléctrica (en color azul en la figura 1) y tienen como principal objetivo, ajustar la configuración del inversor híbrido fotovoltaico de forma óptima, considerando objetivos como el coste económico, la degradación de la batería y maximizando la reserva de energía teniendo en cuenta un tarifa eléctrica de tres periodos con compensación de excedentes.

El resto del artículo se organiza del siguiente modo. En la sección 2 se describe la instalación (el equipamiento de la vivienda y el software), el modelo del inversor, el algoritmo del inversor y el planteamiento del problema de optimización multiobjetivo. La sección 3 muestra los resultados de la optimización y las simulaciones de las diferentes soluciones escogidas así como las discusiones pertinentes. Por último, en la sección 4 se presentan las principales conclusiones y trabajos futuros.

2. Métodos

2.1. *Descripción del sistema*

La instalación de la figura 1 presenta una configuración residencial típica basada en un inversor híbrido Deye de 6 kW, conectado a los siguientes subsistemas:

1. Sistema fotovoltaico: formado por 12 paneles de 550 Wp cada uno, lo que proporciona una potencia pico total instalada de $6.6kWp$. La potencia instantánea generada por los paneles se representa mediante la señal $pv(t)$, en W.
2. Sistema de almacenamiento: compuesto por dos baterías de $5.12kWh$ cada una, con una capacidad total de almacenamiento de $10.24kWh$. La potencia instantánea intercambiada con las baterías se representa mediante la señal

$bat(t)$, expresada en W. Se considera que la batería está en proceso de carga cuando ($bat(t) < 0$) y en descarga cuando ($bat(t) \geq 0$). La potencia máxima de descarga está limitada a $5kW$, mientras que la potencia máxima de carga es de $2.7kW$. El estado de carga de las baterías se monitoriza mediante la señal $soc(t)$, en %.

3. Carga doméstica: representa el consumo eléctrico de la vivienda, modelado mediante la señal de potencia instantánea $load(t)$, expresada en W.
4. Red eléctrica: La potencia intercambiada con la red se representa mediante la señal $grid(t)$, en W, permitiendo exportación de energía. De este modo, valores positivos indican energía importada de la red ($grid(t) > 0$), mientras que valores negativos corresponden a energía exportada ($grid(t) \leq 0$). La potencia contratada es de $5.5kW$.
5. El inversor híbrido suministra una potencia $inv(t)$, expresada en W, que puede destinarse a alimentar la carga de la vivienda o a inyectar energía a la red cuando ($inv(t) > 0$) (modo productor). Asimismo, cuando ($inv(t) \leq 0$), el inversor puede utilizar energía procedente de la red para cargar las baterías (modo consumidor).

Para la supervisión y adquisición de datos, la instalación dispone de un sistema operativo *Home Assistant* ejecutado sobre una plataforma *Proxmox*[1] instalada en un ordenador personal. Mediante la integración *Solarman*[2], *Home Assistant* establece la comunicación con el inversor híbrido y registra todas las señales descritas anteriormente con una periodicidad de 30 segundos. Los datos recopilados se almacenan en una base de datos nosql (*InfluxDB*)[3]. Finalmente, desde *MATLAB* se accede directamente a la base de datos, lo que permite extraer y procesar el histórico completo de las variables monitorizadas para su posterior análisis.

2.2. Modelo del inversor

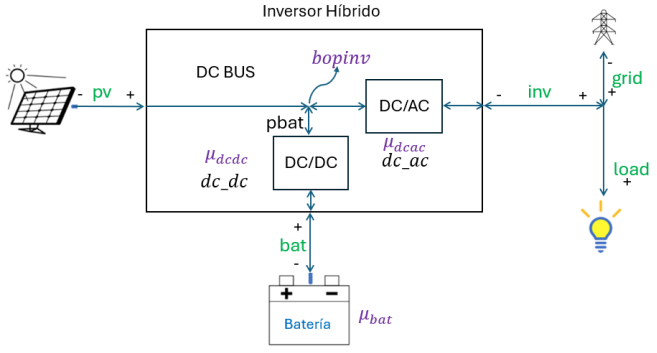


Figura 2: Esquema inversor híbrido.

Para el inversor, se asume la estructura interna mostrada en la figura 2 donde el bloque DC/AC presenta dos modos de funcionamiento: modo productor y modo consumidor. Además, también se distingue entre dos modos de funcionamiento para bloque DC/DC y para la batería: modo cargando y modo descargando. En este trabajo siempre se consideran pérdidas en el balance de planta.

El modelo del inversor queda descrito por las ecuaciones (1) a (4):

$$dc_ac = \begin{cases} 1 & productor \\ 0 & consumidor \end{cases} \tag{1}$$

$$dc_dc = \begin{cases} 1 & descargando \\ 0 & cargando \end{cases} \tag{2}$$

$$inv(t) = \left(dc_ac \cdot \mu_{dcac} + \frac{(1 - dc_ac)}{\mu_{dcac}}\right) \cdot \cdot (pv(t) + pbat(t) - bopinv) \tag{3}$$

donde:

$$pbat(t) = bat(t)\left(\frac{dc_dc}{\mu_{dcdc}} + (1 - dc_dc)\mu_{dcdc}\right) \tag{4}$$

siendo $bopinv$ el balance de planta del inversor en W.

Por otro lado, el modelo que determina el estado de carga de la batería se muestra en la ecuación (5).

$$soc(t+1) = soc(t) - \mu_{bat} \cdot bat(t) \cdot \frac{Ts \cdot 100}{Cap_bat \cdot 3600} \tag{5}$$

siendo $Ts = 30s$ el periodo de muestreo y $Cap_bat = 10240Wh$ la capacidad de la batería.

Se considera por tanto un modelo con 4 parámetros (tabla 1), el cual ha sido identificado y validado en un trabajo previo (Herrero et al., 2026).

Tabla 1: Modelo de cuatro parámetros.

Parámetro	Descripción	Valor
μ_{dcac}	Eficiencia del DC/AC	0.9685
μ_{dcdc}	Eficiencia del DC/DC	1.024
$bopinv$, (W)	Balance de planta	42
μ_{bat}	Eficiencia de la batería	0.95

Adicionalmente, estaría la conexión con la carga y la red eléctrica. Asumiendo la no existencia de pérdidas en el cableado dicha conexión se modela mediante la siguiente ecuación:

$$inv(t) = load(t) - grid(t) \tag{6}$$

2.3. Tarifa eléctrica

La tarifa contratada ($Pgridmax = 5500W$) tiene discriminación horaria de tres periodos y compensación de excedentes, siendo los precios de la energía consumida de lunes a viernes no festivos los siguientes:

[1] https://www.home-assistant.io/installation/alternative/
[2] https://github.com/StephanJoubert/home_assistant_solarman
[3] https://www.home-assistant.io/integrations/influxdb/

Tabla 2: Precios de la energía según franja horaria.

Periodo	Tipo	horas	€/kWh
1	Valle	0-8	0.0999
2	Llano	8-10	0.136
3	Punta	10-14	0.194
4	Llano	14-18	0.136
5	Punta	18-22	0.194
6	Llana	22-24	0.136

Además, las 24 horas de los días festivos y fines de semana tienen precio de periodo valle y los excedentes vertidos a la red se computan a 0.03€/kWh. La energía consumida y vertida se resta en cada hora para determinar lo que se conoce como *balance neto horario*. Si el balance es positivo, se computa un coste por la diferencia (al precio según el día y la hora concretos); si el balance es negativo, se considera un beneficio (al precio de 0.03€/kWh) para todas las horas de todos los días.

2.4. Algoritmo del inversor

El inversor, a partir de la potencia demandada *load* y de la potencia generada por los paneles solares *pv*, tiene que determinar el modo en el que tiene que funcionar (consumidor o productor) así como si carga o descarga la batería y con qué potencias. Esto dependerá de los parámetros de configuración que tenga establecidos. Por defecto, la política que tiene programada hace que la potencia de los paneles *pv* primero vaya a la carga *load* y el sobrante vaya a la batería *bat*. Si la batería está llena, entonces se manda a la red *grid*. Si la demanda supera a la fotovoltaica disponible ($load > pv$) se usa energía de la batería siempre que la batería se encuentre por encima de un nivel mínimo ($soc > soc^i_{min}$), donde $i = 1...6$ es la franja horaria (tabla 2). Si la batería y los paneles solares no pueden ofrecer suficiente energía, la diferencia se suple de la red. Además, el inversor dispone del mecanismo *"peak saving"*, permitiendo aportar energía de la batería aunque $soc < soc^i_{min}$ si $(load - pv - Pgridmax) > 0$. Adicionalmente, se configuran ciertos parámetros en el inversor en base a las características de la instalación para cumplir las siguientes restricciones:

$$-2700W \leq bat(t) \leq 5000W;\ inv(t \leq 6000W$$

Para gobernar el comportamiento del inversor se podrían cambiar los valores soc^i_{min} para cada franja horaria.

2.5. Problema de optimización

El periodo del año más desfavorable donde el gasto en energía es mayor, corresponde a los meses de diciembre y enero. Esto es lógico, pues hay demanda de energía térmica elevada para calefacción y la producción es bastante menor porque se reducen las horas de sol. Después de hacer un estudiar este periodo invernal para la vivienda contemplada en este trabajo se ha determinado que durante dicho periodo la media del balance neto (potencia de la carga menos potencia de los paneles solares) es de unos $15kWdia$ con máximos por encima de $30kWdia$. En estos meses de estudio se observa que el día 13 de enero de 2026 presenta un balance neto de $14.33kWdia$ y se elije dicho día como día tipo o representativo. Además, se observa que día 25 de diciembre de 2025 presenta un balance neto de $33.83kWdia$, y se selecciona dicho día como peor caso.

Se plantea un objetivo compuesto como suma de los siguientes componentes:

1) Coste de la energía $J_{energia}$ considerando balance neto horario,

$$J^{dia}_{energia} = \sum_{k=0}^{23} \left[B^+(k)c_p(k) - B^-(k)c_e \right] \tag{7}$$

$$B^+(k) = \text{máx}(B(k), 0) \tag{8}$$

$$B^-(k) = \text{máx}(-B(k), 0) \tag{9}$$

donde $B(k)$ es el balance neto de energía durante la hora k en kWh, $c_e = 0.03$ es el precio de compensación de excedentes en €/kWh y $c_p(k)$ es el precio de compra de energía de la hora k en €/kWh según

$$c_p(k) = \begin{cases} 0.0999, & \text{si la hora } k \text{ es del periodo 1 (valle),} \\ 0.136, & \text{si la hora } k \text{ es de los periodos 2, 4, 6 (llana),} \\ 0.194, & \text{si la hora } k \text{ es de los periodos 3, 5 (punta).} \end{cases} \tag{10}$$

2) Degradación de la batería $J_{bateria}$ a razón de $c_b = 0.02$€/kWh cargando o descargando

$$J^{dia}_{bateria} = \sum_{t=0}^{2880} \frac{|bat(t)| * Ts}{3600 \cdot 1000} c_b \tag{11}$$

3) Incremento de *soc* a precio de excedentes

$$J^{dia}_{soc} = \frac{(soc(0) - soc(2880))}{100} \frac{bat.cap}{1000} c_e \tag{12}$$

Este objetivo compuesto se minimiza para el día típico y el de peor caso resultando así el siguiente problema de optimización multiobjetivo:

$$\min_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x}) \tag{13}$$

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \{J_1(\mathbf{x}), J_2(\mathbf{x})\} \tag{14}$$

siendo

$$J_1(\mathbf{x}) = J^{13/1/26}_{energia} + J^{13/1/26}_{bateria} + J^{13/1/26}_{soc} \tag{15}$$

$$J_2(\mathbf{x}) = J^{25/12/25}_{energia} + J^{25/12/25}_{bateria} + J^{25/12/25}_{soc} \tag{16}$$

$$\mathbf{x} = [soc^1_{min}, soc^2_{min}, soc^3_{min}, soc^4_{min}, soc^5_{min}, soc^6_{min}] \tag{17}$$

$$20 \leq soc^i_{min} \leq 100, i = [1, \dots 6] \tag{18}$$

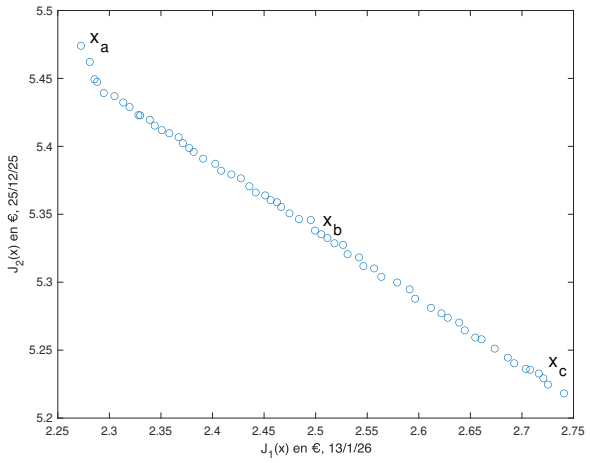


Figura 3: Frente de Pareto.

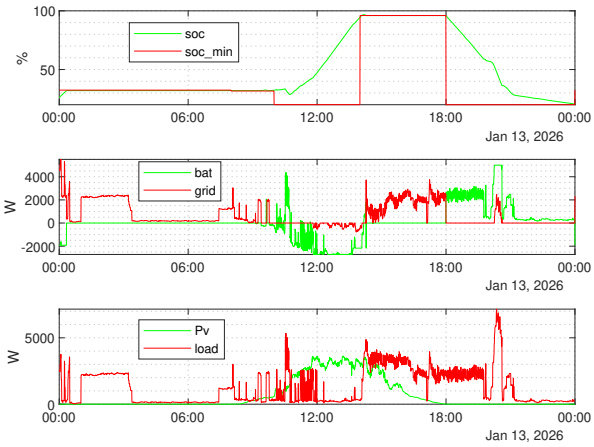


Figura 4: Simulación para el día 13/1/26 con solución x_a.

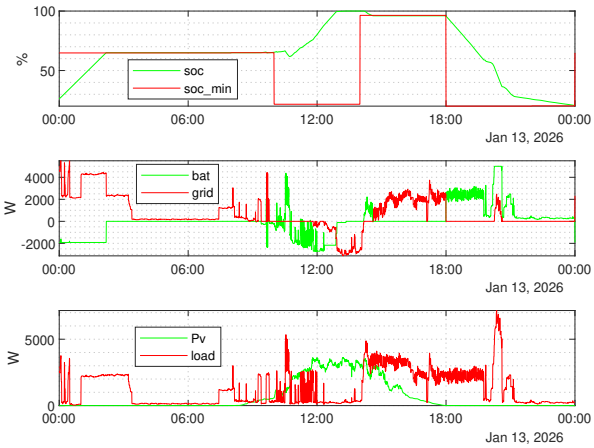


Figura 5: Simulación para el día 13/1/26 con solución x_b.

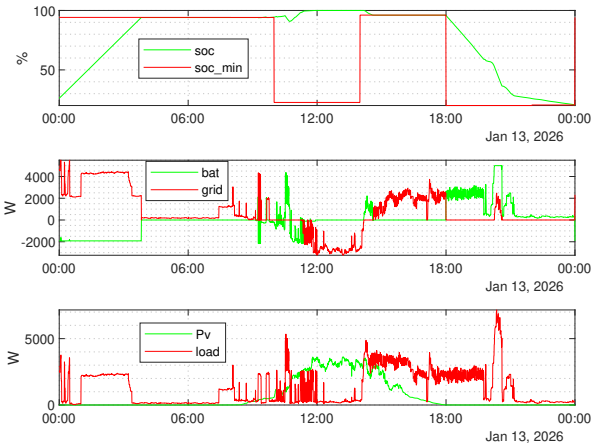


Figura 6: Simulación para el día 13/1/26 con solución x_c.

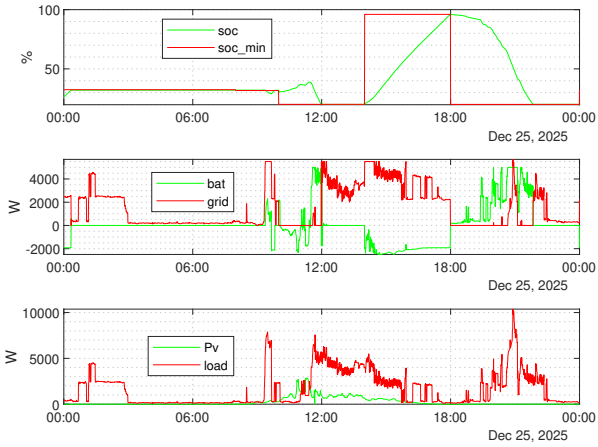


Figura 7: Simulación para el día 25/12/25 con solución x_a.



Figura 8: Simulación para el día 25/12/25 con solución x_b.



Figura 9: Simulación para el día 25/12/25 con solución x_c.

3. Resultados y discusión

Tras la optimización, el Frente de Pareto obtenido se muestra en la figura 3. Para analizar los resultados se escogen tres soluciones mostradas en la tabla 3: x_a que minimiza J_1 (óptima para el día 15/01/26), x_c que minimiza J_2 (óptima para el 25/12/25), y x_b, una solución equilibrada y la más cercana al punto utópico.

Tabla 3: Soluciones escogidas del frente.

Sol.	soc^1_{min}	soc^2_{min}	soc^3_{min}	soc^4_{min}	soc^5_{min}	soc^6_{min}
x_a	32	31	20	96	20	20
x_b	65	65	22	96	20	20
x_c	94	94	23	96	20	20

En las figuras 4, 5 y 6 se muestra la simulación de las soluciones x_a, x_b y x_c para el día típico (15/01/26) y en las figuras 7, 8 y 9 para el día de peor caso (25/12/25). La política que se observa es la siguiente: de 0-8h (valle) se carga la batería de la red hasta el soc determinado y se mantiene esa carga en el periodo 8-10h (llana). De 10-14h se carga la batería si el balance neto es negativo o, en caso contrario, se descarga la batería para hacer frente al periodo punta (ya que el $soc^3_{min} = 20\,\%$). De 14-18h se carga la batería en valle para usar su energía en el periodo de 18-22h (punta) (aquí todas las políticas coinciden). Finalmente de 22-24h se consume toda la energía restante de la batería. Prácticamente, la diferencia entre soluciones es la cantidad de energía que se carga por las noches: x_a carga poco, pues espera un día donde el balance neto esté alrededor de 15kWdia y x_c carga prácticamente al máximo, pues espera un día donde el balance neto sea aproximadamente 34kWdia. Si simulamos estas tres soluciones para todos los días laborales del periodo 1/12/25 al 31/1/26 tendríamos los resultados medios y máximos de la tabla 4

Tabla 4: Coste medio y máximo para los días del 1/12/25 al 31/1/26.

Sol.	€	€
x_a	2.4036	5.474
x_b	2.4906	5.338
x_c	2.6402	5.218

4. Conclusiones

Analizando los resultados obtenidos en el presente estudio, se puede concluir lo siguiente:

- Si se desea mantener una política fija para hacer frente a días de balances netos tanto altos como medios, se podría utilizar la solución x_b, puesto que respecto a otras soluciones x_a o x_c apenas existe una pérdida del 2 %. Además, existiría cierto *soc* de reserva para hacer frente a picos de demanda que superasen la potencia contratada.

- Si se desea aprovechar al máximo la energía, se podría elegir una solución cada día en función de la estimación del balance neto previsto. En este caso se podría obtener una ahorro máximo estimado de 15 % (23€ aproximadamente) para todo el periodo de diciembre-enero.

Como líneas futuras de trabajo se plantea la programación de cargas adicionales (EVs, ACS, depuradora) y el uso de *buffers* energéticos (suelo radiante, depósito ACS) para maximizar el rendimiento de la energía solar y los tramos horarios.

Agradecimientos

Ayuda PID2024-158941OB-I00 financiada por MICIU/AEI/ 10.13039/501100011033 y por "FEDER Una manera de hacer Europa".

Referencias

Alam, M., et al., 2026. Residential energy management systems: A comprehensive review and case study. Engineering Science and Technology, an International Journal 78, 102355.
DOI: 10.1016/j.jestch.2026.102355

Asociación de Fabricantes de Equipos de Climatización (AFEC), 2025. Aerotermia en españa: informe anual de mercado y coyuntura. Informe anual, Publicado y difundido por el portal Build Up de la Comisión Europea.

Azuatalam, D., Paridari, K., Ma, Y., Förstl, M., Chapman, A. C., Verbič, G., 2019. Energy management of small-scale pv-battery systems: A systematic review considering practical implementation, computational requirements, quality of input data and battery degradation. Renewable and Sustainable Energy Reviews 112, 555–570.

Balakrishnan, R., Geetha, V., 2021. Review on home energy management system. Materials Today: Proceedings 47, 144–150.

Bee, E., Prada, A., Baggio, P., Psimopoulos, E., Jun. 2019. Air-source heat pump and photovoltaic systems for residential heating and cooling: Potential of self-consumption in different european climates. In: Building Simulation. Vol. 12. Tsinghua University Press, pp. 453–463.

Benrabia, I., Söffker, D., 2024. Energy management of residential buildings based on model predictive control across varied prediction horizons, price models, and storage configurations. In: 2024 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids. IEEE, pp. 123–128.

Elargoubi, F. Z., Chakir, H. E., El Khaili, M., Choukri, K., Et-Taoussi, M., Mricha, R., 2024. Advancements in home energy management systems: A review of energy optimization strategies and algorithmic approaches. IFAC-PapersOnLine 58 (13), 545–551.

Eurofound, 2024. Decarbonisation of residential heating and cooling: The heat pump challenge. Research report, Publications Office of the European Union, Luxembourg.

Godina, R., Rodrigues, E. M., Pouresmaeil, E., Catalão, J. P., 2018. Optimal residential model predictive control energy management performance with pv microgeneration. Computers & Operations Research 96, 143–156.

Herrero, J., Blasco, X., Sanchís, J., Simarro, R., 2026. Techno-economic models identification of a hybrid inverter solar–battery system using a multi-objective optimization approachr. In: 23rd IFAC World Congress. Busan, Republic of Korea, accepted for publication.

Rabczak, S., Mateichyk, V., Smieszek, M., Nowak, K., Kolomiiets, S., 2024. Evaluating the energy efficiency of combining heat pumps and photovoltaic panels in eco-friendly housing. Applied Sciences 14 (13), 5575.
DOI: 10.3390/app14135575

SotySolar, UNEF, 2026. Informe solar 2025: Radiografía del autoconsumo en españa. Tech. rep., SotySolar, con la colaboración de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), Madrid, disponible en: UNEF Comunicación / SotySolar.

Tikkiwal, V. A., Singh, S. V., Gupta, H. O., 2021. Multi-objective optimisation of a grid-connected hybrid pv-battery system considering battery degradation. International Journal of Sustainable Engineering 14 (6), 1769–1779.

Yamamoto, S., Furukakoi, M., Uehara, A., Mikhaylov, A., Mandal, P., Senjyu, T., 2024. Mpc-based robust optimization of smart apartment building considering uncertainty for conservative reduction. Energy and Buildings 318, 114461.