



XVII Simposio CEA de Control Inteligente

27-29 de junio de 2022, León



Gestión energética en microrredes renovables híbridadas con hidrógeno de uso residencial. Una propuesta multiobjetivo basada en lógica borrosa

Rey, J.^a, Segura, F.^a, Andújar, J.M.^a, Vivas, F.J.^a, Noguera, M.^a, Millán, B.^a

^a Universidad de Huelva; Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad (CITES)

To cite this article: Rey, J., Segura, F., Andújar, J.M., Vivas, F.J., Noguera, M., Millán, B.. 2022. Energy management in residential hydrogen hybridised renewable microgrids. A multi-objective proposal based on fuzzy logic. XVII Simposio CEA de Control Inteligente. 2022.

Resumen

Los sistemas de almacenamiento en microrredes basadas en fuentes de energía renovable (FER) son elementos imprescindibles para adecuar la producción a la demanda, de modo que el exceso de energía renovable presente en la red en periodos determinados, pueda ser almacenado y utilizado en situaciones de déficit de producción. Como es sabido, las FER tienen una producción no constante y no continua. Dada la naturaleza multi componente (elementos de producción y almacenamiento de características y dinámicas diferentes) de las microrredes renovables híbridadas con hidrógeno, resulta necesario implementar sistemas de gestión energética (SGE), los cuales son sistemas de control que persiguen obtener las mejores prestaciones de cada elemento para lograr de forma sinérgica un funcionamiento adecuado de la microrred. Este artículo propone, para una microrred renovable híbridada con hidrógeno de uso residencial, un SGE implementado mediante un controlador lógico borroso (CLB) multivariable y multietapa. Se trata de hacer frente a un problema multiobjetivo, con objeto de aumentar el rendimiento de la microrred en términos de eficiencia, costes operativos y vida útil de sus elementos. Para ello, se tendrá en cuenta el balance de potencia de la microrred, el rendimiento y la degradación de sus elementos, así como los costes/beneficios de la energía intercambiada con la red eléctrica principal. Los resultados obtenidos muestran un mejor rendimiento y mayor beneficio económico en comparación con SGE tradicionales basados en modelos o técnicas heurísticas.

Palabras clave: control lógico borroso, control multiobjetivo, microrredes renovables, sistemas de hidrógeno, sistemas de gestión de energía.

Abstract

Storage systems in microgrids based on renewable energy sources (RES) are essential elements to match production to demand, so that excess renewable energy present in the grid at given periods can be stored and used in situations of production shortfalls. As is well known, RES have a non-constant and non-continuous production. Given the multi-component nature (production and storage elements with different characteristics and dynamics) of hydrogen-hybridised renewable microgrids, which are control systems that seek to obtain the best performance from each element in order to achieve synergistic operation of the microgrid. This article proposes, for a residential hydrogen-hybridised renewable microgrid, an EMS implemented by means of a multivariable and multistage fuzzy logic controller (FLC). The aim is to address a multi-objective problem in order to increase the performance of the microgrid in terms of efficiency, operational costs and lifespan of its elements. This will take into account the power balance of the microgrid, the performance and degradation of its elements, as well as the costs/benefits of the energy exchanged with the main grid. The results obtained show a better performance and higher economic benefit compared to traditional EMSs based on models or heuristic techniques.

Keywords: fuzzy logic control, multi-objective control, renewable microgrids, hydrogen systems, energy management systems.

*Autor para correspondencia: jesus.rey@diesia.uhu.es

Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International (CC BY-NC-SA 4.0)

1. Introducción

En un contexto en el que impera la necesidad de reducir la dependencia de combustibles fósiles (debido a enormes problemas medioambientales y geopolíticos), la apuesta por energías renovables y modelos de generación distribuidos centra el objetivo de las políticas europeas en materia climática (Vivas et al., 2018). Por otro lado, la vital importancia del mercado residencial (debido al peso de este sector, que viene aumentando desde 1960) para descarbonizar la economía (Jafari et al., 2019), el cual tiene patrones de demanda muy desiguales, lleva a la necesidad de sistemas de almacenamiento de energía para garantizar la demanda energética a partir de fuentes de energía renovables (FER). En ese sentido, un sistema de almacenamiento prometedor para microrredes renovables, es el basado en baterías hibridado con los basados en hidrógeno. Éstos, si la producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno se produce en la misma red, suelen estar compuestos por un electrolizador, un tanque de almacenamiento y una pila de combustible, de estructura simple o modular (Abo-Elyousr et al., 2021). En general, en este tipo de microrredes, el uso de buses de corriente continua (CC) mejora el comportamiento de la microrred, evitando, entre otros, problemas relacionados con la potencia reactiva (Vivas et al., 2018). En estos sistemas híbridos de almacenamiento de energía, las baterías funcionan mejor en el corto-medio plazo y los sistemas de hidrógeno en el largo plazo (Herr et al., 2017).

Respecto a la estructura del sistema de pila de combustible en la microrred, uno multi-stack ofrece mayor durabilidad y eficiencia (Marx et al., 2014). Sin embargo, al añadir un mayor número de variables al sistema de gestión de energía (SGE) de la microrred, se requiere un control más complejo (Calderón et al., 2020). Sin embargo y como contrapartida, el SGE puede afrontar el problema de control con más grados de libertad, lo cual permite gestionar la microrred tanto desde el punto de vista técnico (satisfaciendo la demanda) como económico, haciéndola más eficiente y rentable (Ullah et al., 2021).

Para la gestión de los sistemas de almacenamiento, se proponen diferentes SGE tales como los fundamentados en técnicas heurísticas, basados en histéresis y reglas deterministas. En ellos, la producción renovable es empleada, en primera instancia, para recargar baterías (Bizon et al., 2015). También están los basados en una doble banda de histéresis, que persiguen reducir la degradación que los sistemas de hidrógeno sufren a consecuencia de los arranques y paradas (Ziougou et al., 2011). A estos se suman los SGE basados en modelos, donde se pueden encontrar aplicaciones de control predictivo para resolver problemas complejos de optimización multivariable (Hu et al., 2021), o de técnicas multiobjetivo lineales invariantes en el tiempo para optimizar la distribución energética en el corto plazo, así como para reducir la complejidad asociada a los problemas no lineales (Freire et al., 2020). Sin embargo, entre las referencias consultadas, no se garantiza un control real del bus de CC ni se considera el uso y gestión de sistemas de pila de combustible de tipo modular.

Para tratar con problemas complejos de control y fuertemente no lineales, la técnica de control borroso tipo Mandani (Mamdani and Assilian, 1975) lleva décadas

mostrando éxitos desde el punto de vista práctico. Así, el problema de control no necesita de un modelo explícito, sino que se puede reemplazar mediante reglas lingüísticas fácilmente interpretables (Barragan et al., 2020). Esto permite incorporar a las reglas el conocimiento de un experto en el problema de control abordado (Andújar et al., 2007). En concreto, para el problema propuesto en este trabajo, se encuentran en la literatura diferentes soluciones basadas en control lógico borroso (CLB), como un CLB optimizado mediante algoritmos genéticos y evolutivos para reducir los costes de operación de la red eléctrica principal y de las horas de operación del sistema de almacenamiento, teniendo en cuenta la variabilidad en los precios de la red eléctrica principal y la intermitencia de las FER (Athari & Ardehali, 2016). Otro ejemplo es un CLB para el control de los convertidores de potencia de los generadores renovables y de los sistemas de almacenamiento, para así regular la tensión en el bus de CC en la microrred (Nabipour et al., 2020).

Por ser los elementos más delicados y caros, las acciones de control se suelen centrar en mejorar la eficiencia del ciclo completo de hidrógeno (producción-almacenamiento-consumo). Así, nuevamente en el ámbito de los CLB, se pueden encontrar SGE cuyo objetivo es conseguir que la pila de combustible opere en su punto de mayor eficiencia (Keskin Arabul et al., 2017), o optimizar la eficiencia del sistema de almacenamiento junto a los costes de la red eléctrica principal (Al-Sakkaf et al., 2019).

La principal novedad de este trabajo es que utiliza un SGE basado en un CLB que permite la gestión de una microrred renovable hibridada con hidrógeno de uso residencial, la cual está conectada a la red principal, e integra el ciclo completo de hidrógeno, cargas residenciales y recarga de vehículos eléctricos. Además, para satisfacer la demanda en el corto y medio plazo, integra un sistema de almacenamiento basado en baterías de plomo ácido, cuya función es también estabilizar la tensión en el bus de CC. Esto permite que los controladores locales de las fuentes renovables que vierten energía al bus de CC solo se preocupen de la máxima transferencia de potencia, no de estabilizar la tensión a su salida. Asimismo, la microrred integra una pila de combustible multi-stack (PCME), en concreto dos. El CLB diseñado que implementa el SGE, permite una operación segura de la microrred en función de la energía almacenada, la tensión del bus de CC, el balance de potencia, la degradación y eficiencia del sistema de almacenamiento y el coste de intercambio con la red eléctrica principal, lo cual ha permitido resolver un problema complejo multiobjetivo. Además, los resultados de la simulación muestran una mejora en el comportamiento de la microrred a nivel técnico y económico.

2. Descripción de la microrred objeto de estudio

La microrred, ubicada en la Universidad de Huelva, cuenta con un bus de 360 VCC alimentado por un campo de paneles fotovoltaicos (FV) de 10 kWp de potencia, conectado mediante un convertidor de CC/CC al bus de CC. Para el almacenamiento de energía, se dispone, para la respuesta en el corto-medio plazo, de un banco de baterías de plomo ácido de 36 kWh y, para la respuesta en el largo plazo, de un sistema de hidrógeno formado por un electrolizador alcalino de 1 Nm³/h, un tanque de hidrógeno a 30 bar de 1 Nm³ de capacidad volumétrica y un sistema de modular de pila de

combustible de tipo PEM (membrana de electrolito de polímero) de 6 kW. El sistema de pila de combustible está implementado a partir de dos stacks conectados en paralelo con diferente grado de degradación cada uno. Por último, la microrred cuenta con una comunicación bidireccional con la red eléctrica principal (Figura 1).

El balance de potencia de la microrred vendrá definido por la diferencia entre la generación de origen renovable y la demanda (CVAC es el conjunto calefacción, ventilación y aire acondicionado), que debe ser satisfecha bien por el sistema híbrido de almacenamiento de energía (SHAE) o bien por la red eléctrica principal. El criterio de signo elegido por los autores es: signo negativo en el balance de potencia implica potencia extraída del bus, mientras que el signo positivo implica potencia inyectada en el bus de CC (1):

$$P_{BAL}(k) = P_{FV}(k) - P_{CARGA}(k) = \underbrace{P_{BAT}(k) + P_{H_2}(k)}_{P_{HESS}(k)} + P_{RED}(k) \quad (1)$$

Donde:

$P_{FV}(k)$: potencia generada por los paneles FV (W).

$P_{CARGA}(k)$: potencia demandada por la carga (W).

$P_{BAT}(k)$: potencia de batería (W).

$P_{H_2}(k)$: potencia del sistema de hidrógeno (W).

$P_{RED}(k)$: potencia de la red eléctrica principal (W).

$P_{H_2}(k)$ y $P_{RED}(k)$ se pueden expresar como (2):

$$P_{H_2}(k) = \begin{cases} P_{ELE}(k), & P_{H_2}(k) < 0 \\ P_{PCME}(k), & P_{H_2}(k) \geq 0 \end{cases} \quad (2)$$

$$P_{Grid}(k) = \begin{cases} P_{REDSAL}(k), & P_{RED}(k) < 0 \\ P_{REDEN}(k), & P_{RED}(k) \geq 0 \end{cases}$$

Donde:

$P_{ELE}(k)$: potencia consumida por electrolizador (W).

$P_{PCME}(k)$: potencia generada por la PCM (W).

$P_{REDSAL}(k)$: potencia vertida a la red eléctrica principal (W).

$P_{REDEN}(k)$: potencia suministrada por la red eléctrica principal (W).

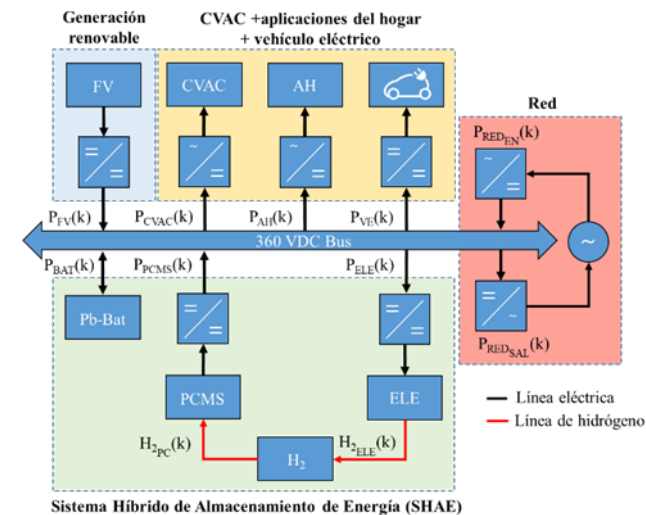


Figura 1. Arquitectura de la microrred objeto de estudio.

3. Diseño del SGE basado en lógica borrosa

Debido a la reducida vida útil de las pilas de combustible, altamente dependientes de las condiciones de

operación, la PCME requiere acciones de control locales para evitar altas degradaciones del mismo (Calderón et al., 2020). Además, debido a la baja eficiencia del ciclo de hidrógeno, es necesario considerar la potencia de operación, el tiempo de operación y el número de ciclos.

Por otra parte, desde el punto de vista económico, se debe calcular el punto de ajuste de potencia de la microrred en función del balance de potencia, de la energía almacenada y el coste de conexión con la red principal.

3.1. Estructura del controlador lógico borroso

Debido a que la operación del SHAE y la interacción con la red eléctrica principal dependen del balance de potencia, se ha definido un SGE (Figura 2) basado en los controladores siguientes: uno para momentos de exceso de potencia (CLB_E) y otro para momentos de déficit (CLB_D), los cuales operan en paralelo. Además, se emplea un controlador basado en eventos (CBE) para determinar las variables de salida del CLB en función del signo del balance de potencia. Por último, con objeto de aumentar la vida útil de la PCME, se ha diseñado un CLB local (CLB_{PCME}) que calcula la potencia de operación de cada stack en función de su degradación acumulada.

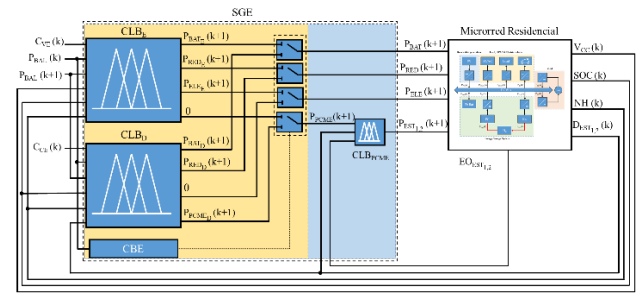


Figura 2. Estructura de control del SGE.

3.2. Conjuntos borrosos

Los universos de discurso de cada variable borrosa han sido definidos teniendo en cuenta los límites seguros de operación que garantizan el correcto funcionamiento de la microrred, así como las especificaciones de los fabricantes. En Tabla 1 se recogen los límites inferiores y superiores de cada una de las variables borrosas de la Figura 2.

Tabla 1. Rango operativo de las variables borrosas

Variable	Límite inferior	Límite superior	Variable	Límite inferior	Límite superior
$C_{VE}(k)$	0,03 €/kWh	0,08 €/kWh	$P_{BAL}(k+1)$	-10 kW	10 kW
$C_{CE}(k)$	0,03 €/kWh	0,12 €/kWh	$P_{PCME}(k)$	0 kW	6 kW
$D_{EST1,2}(k)$	0 mV/celda	100 mV/celda	$EO_{EST1,2}(k)$	0 kW	3 kW
$NH(k)$	3 Nm ³	27 Nm ³	$SOC(k)$	50%	90%
$P_{BAL}(k)$	-10 kW	10 kW	$V_{BAT}(k)$	330 V	420 V

Donde:

$C_{VE}(k)$: precio de venta de energía a red (€/kWh).

$C_{CE}(k)$: precio de compra de energía a red (€/kWh).

$D_{EST1,2}(k)$: degradación de cada stack (mV/celda).

$NH(k)$: nivel de hidrógeno almacenado en el tanque (Nm^3).

$EO_{EST1,2}(k)$: estado de operación de cada stack (ON/OFF).

$SOC(k)$: estado de carga de batería (%).

$V_{BAT}(k)$: voltaje de batería (V).

Atendiendo al diseño de la Figura 2, se han definido 3 bases de reglas borrosas, una para cada controlador: CLB_E (situación de exceso de potencia en la microrred), CLB_D (situación de déficit de potencia en la microrred) y CLB_{PCME} (control de los stacks de la PCME). Las reglas de cada base se han definido mediante funciones de pertenencia trapezoidales y triangulares con un grado de pertenencia en el intervalo $[0,1]$.

Las bases de reglas han sido diseñadas en función del modo de funcionamiento requerido para el SGE: cuando hay exceso de potencia renovable en la microrred (CLB_E , Figura 4), éste se utiliza, en primera instancia, para recargar la batería (esto mantiene estable la tensión en el bus de CC) y, después, se balancea, en función del precio de venta de energía a la red eléctrica principal y las reservas de hidrógeno disponibles. Cuando la situación es de déficit de potencia renovable en la microrred (CLB_D , Figura 4), se prioriza garantizar el balance de potencia mediante recursos propios (primero mediante la energía almacenada en las baterías y, a continuación, mediante el hidrógeno almacenado en el tanque).

4. Resultados

En primer lugar, se ha tenido en cuenta un perfil de generación FV en la zona climática de Huelva (suroeste de España) basado en el valor medio de la generación anual y en el que el perfil de demanda se basa en el consumo típico de una familia, de acuerdo a los datos del Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE). En Figura 3, se recoge el perfil de potencia de las diferentes variables de la microrred de la Figura 1: potencia renovable (PFV), potencia para calefacción, ventilación y aire acondicionado (PCVAC), potencia destinada a la recarga del vehículo eléctrico (PVE) y potencia para aplicaciones del hogar (PAH).

A partir de una simulación durante 791 días (coincidiendo con el tiempo en el que se el sistema de pila de combustible sufre la mayor degradación posible), se selecciona el primer tramo de operación (entre las horas 8 y 56) y el último tramo de operación (entre las horas 18.920 y 18.968), Figura 4. Por otra parte, para validar el comportamiento del SGE desarrollado (SGE-CLB), se compara en la Figura 5 la degradación de los dos stacks que conforman la PCME con la que tendrían al aplicar otros SGE propuestos en la literatura. En concreto, dos de naturaleza predictiva: SGE-MPC1 (García-Torres et. al., 2015), SGE-MPC2 (Valverde et. al., 2016), y otro basado en histéresis: SGE-HIST (Vivas et. al., 2017).

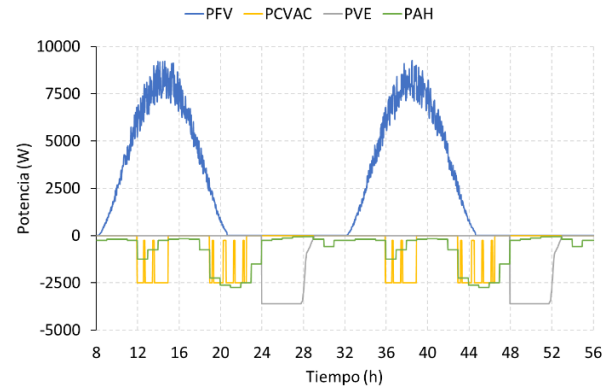
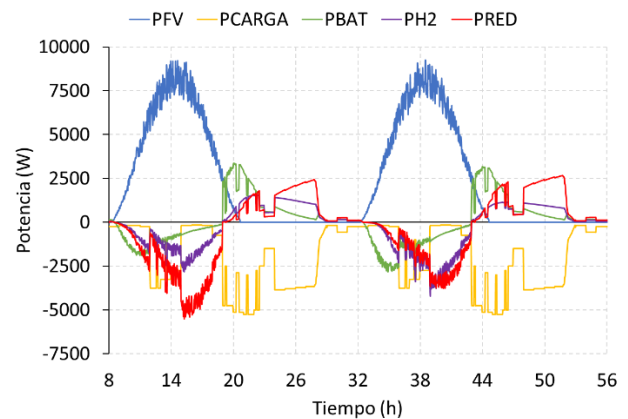
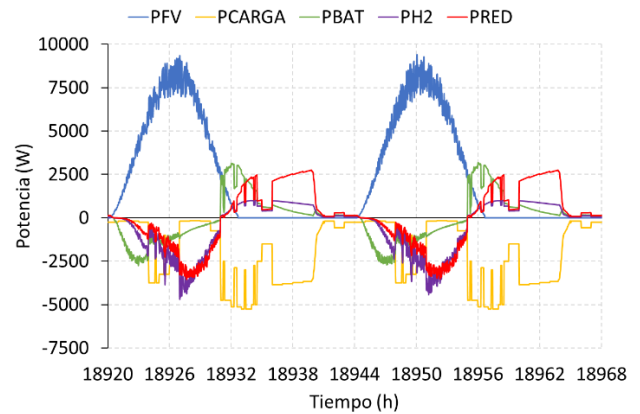


Figura 3. Perfil de potencia de las variables de generación y consumo de la microrred: PFV, PCVAC, PVE y PAH.



(a)



(b)

Figura 4. Variables de potencia de la microrred para el SGE desarrollado durante: a) primer tramo (horas 8 a 56); b) último tramo (horas 18.920 a 18.968).

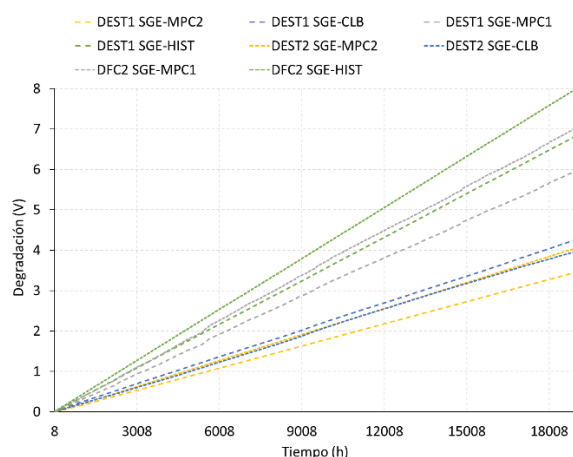


Figura 5. Degradación de cada stack para diferentes SGE: basados en MPC (1 y 2), basado en histéresis (HIST) y el desarrollado en este trabajo basado en lógica borrosa (CLB).

Por último, en la Figura 6 se realiza una comparación del coste de operación de la microrred para el SGE propuesto con respecto al coste obtenido si el SGE aplicado fuera uno de los utilizados para configurar la Figura 5. Cuando hay conexión con la red eléctrica principal, coste > 0 significa compra de energía y coste < 0 significa venta de energía. Por conexión permanente a la red eléctrica ha de entenderse la conexión usual, esto es, que la microrred no existiera.

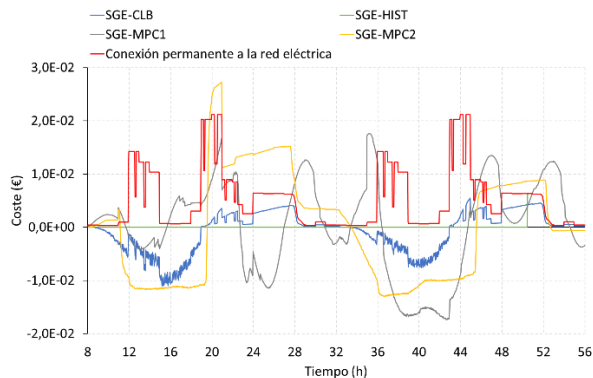


Figura 6. Coste de operación de la microrred para el SGE (LB), en comparación con los SGE confrontados.

5. Discusión

En primer lugar, como se recoge en las Figura 4(a) y (b), el comportamiento de la microrred varía entre las primeras horas de funcionamiento de la PCME y las últimas, pues debido a la degradación acumulada, la red eléctrica principal irá aportando cada vez más potencia para satisfacer la demanda. Por tanto, se hará un menor uso del sistema de hidrógeno a costa de un mayor protagonismo de la red eléctrica principal, lo cual, en consecuencia, originará un mayor coste.

Por otra parte, en cuanto a la degradación de los stacks de la PCME, Figura 5, se observa que el CLB diseñado, al calcular la distribución de potencia entre stacks en base a la

degradación acumulada, consigue que esta sea uniforme en ambos. Sin embargo, los SGE basados en histéresis (HIST) y MPC1, priorizan el uso de los recursos propios de la microrred para independizarla de la red principal, lo cual, además de originar una mayor degradación de los stacks, ésta no está balanceada.

En cuanto al MPC2, debido a que hace un uso más conservativo del SHAE, limita la degradación de los stacks, consiguiendo niveles similares al CLB desarrollado; sin embargo, la degradación de los stacks no es análoga, como así ocurre en el caso de la propuesta de los autores.

En cuanto al coste de operación de la microrred, Figura 6, la propuesta de SGE desarrollado en este trabajo (CLB), presenta un coste considerablemente menor al del resto de SGE analizados, lo cual se deriva de conseguir muy poca dependencia de la red eléctrica principal. Esto, obviamente, se pone mucho más de manifiesto si se analiza la situación usual de conexión permanente con la red eléctrica principal, en cuyo caso, la microrred, con el SGE basado en lógica borrosa desarrollado, produce un ahorro (energía que se dejaría de comprar a la red principal) de más de 3000 kWh, lo cual supone un ahorro de más de 3000 €.

Respecto al resto de SGE considerados, la propuesta de los autores consigue un ahorro de más de 500 kWh comparado con el HIST, de unos 180 kWh en comparación con el MPC1 y de unos 600 kWh para el caso del MPC2. En cuanto a los costes, salvo para el caso del MPC1, que supone un coste de unos -430 € (es decir, supone beneficios respecto a la compra y venta de electricidad a la red principal), el CLB genera también un mayor ahorro económico, cercano a 400 € comparado con el HIST y de más de 600 € comparado con el MPC2.

6. Conclusiones

Este artículo presenta un SGE basado en un CLB para una microrred basada en FER para uso residencial. El propósito es resolver un problema multiobjetivo cuya solución permita mejorar el comportamiento de la microrred desde un punto de vista técnico y económico. Para lograr dicho objetivo, el controlador desarrollado usa dos CLB (uno para los momentos de déficit de potencia renovable en la microrred y otro para los de superávit), así como un CLB local para la gestión de cada stack de una pila de combustible multi-stack. El controlador diseñado incorpora, en sus diferentes niveles, el conocimiento de los expertos en el manejo de microrredes del tipo a la presentada en este trabajo, lo cual se hace en forma de reglas borrosas, muy intuitivas y fácilmente interpretables.

Los resultados muestran que el controlador desarrollado mejora el comportamiento de la microrred en comparación con otros SGE publicados en la literatura. El SGE propuesto reduce la degradación de los stacks de la pila de combustible, consiguiendo además que éste (inevitable), sea uniforme en ambos. Además, consigue un importante ahorro energético (en términos de energía comprada de la red eléctrica principal), lo cual se traduce en un considerable ahorro económico.

En resumen, el SGE desarrollado, además de que se puede resolver de una forma más sencilla y con un lenguaje más intuitivo que otros modelos más complejos, supone mejores resultados en términos técnicos, económicos e incluso

ambientales (pues supone un ahorro de energía que se deja de comprar a la red principal, que sí lleva asociada una huella de carbono debido a que el mix eléctrico de la red principal no está compuesto únicamente por energías renovables; mientras que la energía producida por la microrred es completamente limpia y no conlleva emisiones de carbono asociadas) respecto a otras propuestas de SGE presentes en la literatura.

Acróminos

CLB	Control lógico borroso
CC	Corriente continua
EMS	Energy management system
FER	Fuentes de energía renovables
FLC	Fuzzy logic controller
MPC	Model predictive control
RES	Renewable energy sources
SGE	Sistemas de gestión energética
SHAE	Sistema híbrido de almacenamiento de energía

Símbolos

$C_{ES}(k)$	Precio de venta de energía a red (€/kWh)
$C_{EP}(k)$	Precio de compra de energía a red (€/kWh)
$DFC_{1,2}(k)$	Degradación de pila de combustible (mV/cell)
$HL(k)$	Nivel de hidrógeno almacenado en el tanque (Nm^3)
$P_{BAT}(k)$	Potencia de batería (W)
$P_{ELS}(k)$	Potencia consumida por electrolizador (W)
$P_{Grid}(k)$	Potencia de la red eléctrica principal (W)
$P_{GRIDIN}(k)$	Potencia suministrada por la red eléctrica principal (W)
$P_{GRIDOUT}(k)$	Potencia vertida a la red eléctrica principal (W)
$P_{H_2}(k)$	Potencia del sistema de hidrógeno (W)
$P_{LOAD}(k)$	Potencia demandada por la carga (W)
$P_{MSFC}(k)$	Potencia generada por el sistema modular de pila de combustible (W)
$P_{PV}(k)$	Potencia generada por los paneles PV (W)
$EO_{EST1,2}(k)$	Estado de operación de cada stack (ON/OFF).
$SOC(k)$	Estado de carga de batería (%)
$V_{BAT}(k)$	Voltaje de batería (V)

Agradecimientos

Esta investigación ha sido un resultado del proyecto “H₂ Integración & Control: Integración y Control de una planta piloto basada en hidrógeno en aplicaciones residenciales para el suministro de energía” Ref: PID2020-116616RB-C31, financiado por el Gobierno de España. También del proyecto “SALTES: Smartgrid con Arquitectura reconfigurable para ensayo de Técnicas de control y Prioridad de Almacenamiento de Energía” Ref: P20-00730, financiado por el Gobierno de Andalucía.

Referencias

- Abo-Elyousr, F. K., Guerrero, J. M., & Ramadan, H. S. (2021). Prospective hydrogen-based microgrid systems for optimal leverage via metaheuristic approaches. *Applied Energy*, 300, 117384. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.117384>
- Al-Sakkaf, S., Kassas, M., Khalid, M., & Abido, M. A. (2019). An Energy Management System for Residential Autonomous DC Microgrid Using Optimized Fuzzy Logic Controller Considering Economic Dispatch. *Energies* 2019, Vol. 12, Page 1457, 12(8), 1457. <https://doi.org/10.3390/EN12081457>
- Andújar, J. M., Barragán, A. J., Gegúndez, M. E., & Maestre, M. (2007). Control borroso multivariable basado en heurística. un caso práctico: grúa porta contenedores. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 4(2), 81–89. [https://doi.org/10.1016/S1697-7912\(07\)70212-1](https://doi.org/10.1016/S1697-7912(07)70212-1)
- Athari, M. H., & Ardehali, M. M. (2016). Operational performance of energy storage as function of electricity prices for on-grid hybrid renewable energy system by optimized fuzzy logic controller. *Renewable Energy*, 85, 890–902. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2015.07.055>
- Barragan, A. J., Enrique, J. M., Segura, F., & Andújar, J. M. (2020). Iterative Fuzzy Modeling of Hydrogen Fuel Cells by the Extended Kalman Filter. *IEEE Access*, 8, 180280–180294. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3013690>
- Bizon, N., Oproescu, M., & Raceanu, M. (2015). Efficient energy control strategies for a Standalone Renewable/Fuel Cell Hybrid Power Source. *Energy Conversion and Management*, 90, 93–110. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2014.11.002>
- Calderón, A. J., Vivas, F. J., Segura, F., & Andújar, J. M. (2020). Integration of a Multi-Stack Fuel Cell System in Microgrids: A Solution Based on Model Predictive Control. *Energies* 2020, Vol. 13, Page 4924, 13(18), 4924. <https://doi.org/10.3390/EN13184924>
- Freire, V. A., de Arruda, L. V. R., Bordons, C., & Marquez, J. J. (2020). Optimal Demand Response Management of a Residential Microgrid using Model Predictive Control. *IEEE Access*. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3045459>
- García-Torres, F., Bordons, C. (2015) Optimal Economical Schedule of Hydrogen-Based Microgrids With Hybrid Storage Using Model Predictive Control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 62, 5195–5207. <https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2412524>
- Herr, N., Nicod, J. M., Varnier, C., Jardin, L., Sorrentino, A., Hissel, D., & Péra, M. C. (2017). Decision process to manage useful life of multi-stacks fuel cell systems under service constraint. *Renewable Energy*, 105, 590–600. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2017.01.001>
- Hu, J., Shan, Y., Guerrero, J. M., Ioinovici, A., Chan, K. W., & Rodriguez, J. (2021). Model predictive control of microgrids – An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 136, 110422. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2020.110422>
- Jafari, M., Malekjamshidi, Z., Lu, D. D. C., & Zhu, J. (2019). Development of a Fuzzy-Logic-Based Energy Management System for a Multiport Multioperation Mode Residential Smart Microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 34(4), 3283–3301. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2018.2850852>
- Keskin Arabul, F., Arabul, A. Y., Kumru, C. F., & Boynuegri, A. R. (2017). Providing energy management of a fuel cell–battery–wind turbine–solar panel hybrid off grid smart home system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(43), 26906–26913. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2017.02.204>
- Mamdani, E. H. and S. Assilian (1975). An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller. *International Journal of Man-Machine studies*, 7(1), 1–13. [https://doi.org/10.1016/S0020-7373\(75\)80002-2](https://doi.org/10.1016/S0020-7373(75)80002-2)
- Marx, N., Boulon, L., Gustin, F., Hissel, D., & Agbossou, K. (2014). A review of multi-stack and modular fuel cell systems: Interests, application areas and on-going research activities. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(23), 12101–12111. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2014.05.187>
- Nabipour, N., Qasem, S. N., & Jermisittiparsert, K. (2020). Type-3 fuzzy voltage management in PV/Hydrogen fuel cell/battery hybrid systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(56), 32478–32492. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.08.261>
- Ullah, K., Hafeez, G., Khan, I., Jan, S., & Javaid, N. (2021). A multi-objective energy optimization in smart grid with high penetration of renewable energy sources. *Applied Energy*, 299, 117104. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.117104>
- Valverde, L., Bordons, C., Rosa, F. (2016). Integration of fuel cell technologies in renewable-energy-based microgrids optimizing operational costs and durability. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 63, 167–177. <https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2465355>
- Vivas, F. J., De las Heras, A., Segura, F., & Andújar, J. M. (2018). A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 126–155. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.09.014>
- Vivas, F. J., De las Heras, A., Segura, F., Andújar, J. M. (2017). H2RES2 simulator. A new solution for hydrogen hybridization with renewable energy sources-based systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42, 13510–13531. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.139>
- Ziougou, C., Ipsakis, D., Elmasides, C., Stergiopoulos, F., Papadopoulou, S., Seferlis, P., & Voutetakis, S. (2011). Automation infrastructure and operation control strategy in a stand-alone power system based on renewable energy sources. *Journal of Power Sources*, 196(22), 9488–9499. <https://doi.org/10.1016/J.JPOWSOUR.2011.07.029>