

07-002

EXPLORING THE POTENTIAL FOR DEMAND-SIDE FLEXIBILITY IN A MICROGRID LABORATORY INTEGRATED WITH AN AGGREGATION PLATFORM

Etxandi-Santolaya, Maite (1); Colet Subirachs, Alba (1); Barbero, Mattia (2); Corchero García, Cristina (1)

(1) IREC, (2) Bamboo Energy

The growth of renewable sources has increased the interest in exploring demand flexibility as a tool to counteract the uncertainties of the new energy system. Meanwhile, consumers, with the help of demand aggregators, have the potential to actively participate in the system. Exploring this flexibility in laboratories allows for a more realistic evaluation, prior to implementation in real consumers. The objective of this work is to create a platform to test the demand-side flexibility in the microgrid laboratory of IREC (Institute of Energy Research of Catalonia). The laboratory's SCADA has been integrated with a real aggregation platform. Using the elements of the laboratory, two users have been defined: a residential one with an heating ventilation and air conditioning system and a prosumer with a second-life battery to support the photovoltaic self-consumption. This work has defined the basis for further experiments in the laboratory and has shown how, for defined users, the interaction with the aggregator can be beneficial.

Keywords: flexibility; Demand Response; aggregation; microgrid laboratory

INTEGRACIÓN DE UN LABORATORIO DE MICRORREDES EN UNA PLATAFORMA DE AGREGACIÓN Y ANÁLISIS DEL POTENCIAL PARA APORTAR FLEXIBILIDAD

El incremento de fuentes renovables ha aumentado el interés por explorar la flexibilidad de la demanda como herramienta para dar respuesta a las incertidumbres del nuevo sistema energético. A su vez, los consumidores, con la ayuda de los agregadores de demanda, tienen el potencial de participar activamente en el sistema. Explorar esta flexibilidad en laboratorios permite obtener una imagen más realista, antes de su implementación en consumidores reales. El objetivo del presente trabajo es crear una plataforma para ensayar la flexibilidad de la demanda en el laboratorio de microrredes de IREC (Instituto de Investigación de la Energía de Cataluña). El SCADA del laboratorio se ha integrado con una plataforma de agregación real. Utilizando los elementos del laboratorio, se han definido dos usuarios: uno residencial con un sistema de climatización y ventilación y un prosumidor con una batería de segunda vida para dar soporte al autoconsumo fotovoltaico. Este trabajo ha definido las bases para nuevos experimentos en el laboratorio y ha mostrado cómo, para los usuarios definidos, la interacción con el agregador puede ser beneficiosa.

Palabras clave: flexibilidad; Demand Response; agregación; laboratorio microrredes

Correspondencia: Maite Etxandi-Santolaya Correo: metxandi@irec.cat



1. Introducción

El sistema energético actual está experimentando una transición hacia un modelo más sostenible, cambiando la forma en la que producimos y consumimos energía. Los modelos tradicionales consisten en generación, principalmente basada en combustibles fósiles, transmisión y distribución, situando a los consumidores en el final de la cadena donde adoptan una posición pasiva (IRENA, 2020). Sin embargo, se ha visto que el impacto medioambiental de este modelo energético es demasiado elevado y, de mantenerse, generaría efectos permanentes e irreversibles sobre nuestro entorno (IPCC, 2018).

Esta incertidumbre ha forzado a adoptar un nuevo modelo energético dominado por fuentes de producción renovables y simultáneamente promover la electrificación de la demanda, con el fin de reducir nuestra dependencia hacia los combustibles fósiles (IPCC, 2018). Sin embargo, en caso de no ser debidamente planificadas, estas acciones podrían poner en peligro la fiabilidad eléctrica del sistema, que se define por la habilidad para acomodar cambios en generación y demanda, garantizando a su vez la calidad y seguridad del suministro a los consumidores (Notton et al., 2018). Esta habilidad se conoce como flexibilidad y es clave para el correcto funcionamiento de los sistemas energéticos y evitar efectos negativos como la dificultad para equilibrar la generación y la demanda, restricciones a las fuentes de generación renovables o volatilidad de los precios (Cochran et al., 2014).

Tradicionalmente, la flexibilidad del sistema eléctrico se ha obtenido a través de grandes plantas térmicas, que hoy en día están siendo sustituidas por plantas solares o eólicas, entre otras. Estas fuentes de generación renovables, son intrínsecamente intermitentes y estocásticas debido a su dependencia de las condiciones climáticas y por lo tanto, no pueden ser utilizadas como elemento de flexibilidad de un sistema (IEA-ETSAP & IRENA, 2015). En este contexto entra en juego la flexibilidad de la demanda, que permite modificar los patrones de consumo en función de las necesidades y condiciones de la red eléctrica. De esta forma, la demanda, que se ha tratado tradicionalmente como inelástica, puede aportar herramientas para equilibrar la variabilidad e incertidumbre introducidas por las fuentes de generación renovables (Li et al., 2016). Especialmente, las nuevas formas de consumición y generación que están surgiendo, como son las microrredes, albergan un gran potencial debido a que disponen de recursos energéticos distribuidos, como son los paneles fotovoltaicos (FV) domésticos, los vehículos eléctricos o los dispositivos inteligentes, que pueden convertir a los consumidores en participantes activos y centrales del sistema eléctrico (IRENA, 2020). Para aprovechar al máximo este potencial, surge la figura del agregador de la demanda que, gracias a la digitalización del sistema eléctrico, puede controlar diferentes equipos y permitir que consumidores individuales obtengan un beneficio económico, que de otra forma no podrían conseguir debido a las restricciones de participación en los mercados de flexibilidad (Radenković et al., 2020).

La investigación alrededor de la flexibilidad y agregación de la demanda está en auge. El conocimiento aportado por estos trabajos es clave para definir las estrategias adecuadas de control de la demanda en la vida real, cuya existencia aún está limitada por restricciones legislativas en muchos países (Barbero et al., 2020). La gran parte del trabajo en estos ámbitos está, por tanto, limitada a simulaciones (Ayón et al., 2017) o ensayos piloto (Vrettos et al., 2018). Las simulaciones, aunque fáciles de llevar a cabo, son simplificaciones de situaciones reales y consecuentemente tienen una fiabilidad limitada. Los ensayos piloto, por otro lado, son más realistas, aunque su implementación tiene un coste elevado y depende de las condiciones específicas de donde operan, como el clima. Como punto intermedio, se sitúan los laboratorios,

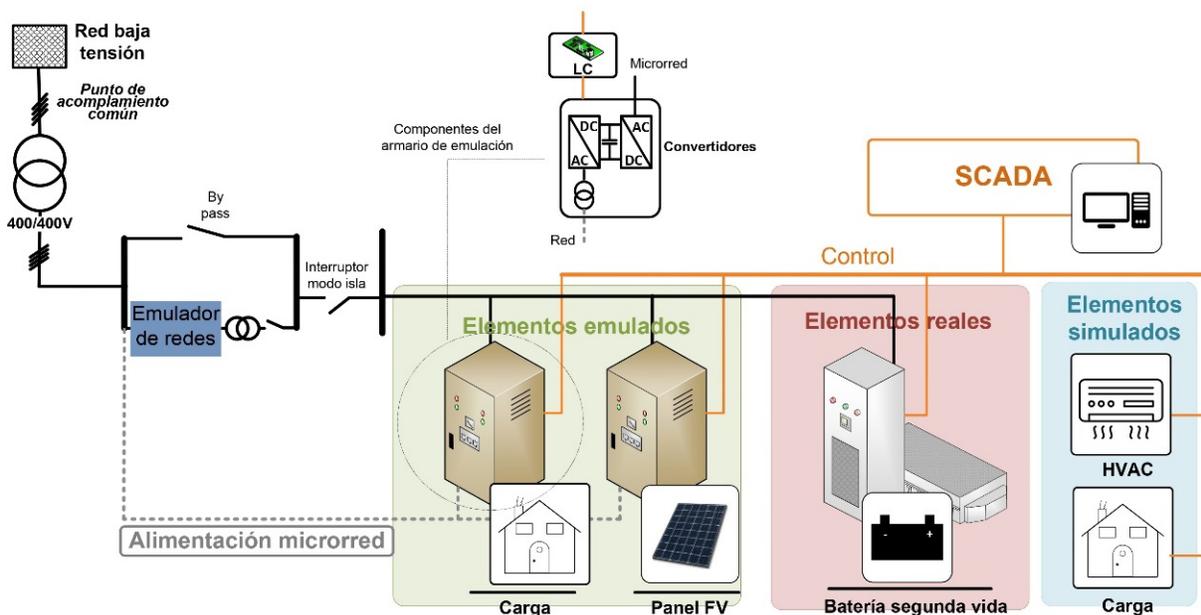
que permiten definir experimentos, con condiciones deseadas y de forma más realista que una simulación, debido a que los equipos de laboratorio tienen un flujo real de electricidad.

Aprovechando el potencial de los laboratorios, el objetivo de este trabajo es adaptar un laboratorio de microrredes existente y establecer su comunicación con un agregador, creando una plataforma donde explorar la flexibilidad de la demanda. El laboratorio en cuestión, denominado Smartlab, se sitúa en las instalaciones del Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC), en Barcelona, y se ha empleado anteriormente en proyectos para el estudio de la flexibilidad de la demanda (Taddeo et al., 2020). En este trabajo, se han seleccionado diferentes equipos del laboratorio para comunicarlos con el agregador Bamboo Energy (Bamboo Energy, n.d.) y, de esta forma, definir escenarios que imiten una interacción real entre consumidor y agregador. En concreto, se analizan la participación de un sistema de ventilación y climatización HVAC (del inglés Heating Ventilación and Air Conditioning) y de una batería de segunda vida para su uso en combinación con un panel FV doméstico.

2. Metodología

El primer paso para establecer la plataforma de flexibilidad es definir los elementos del laboratorio que formarán parte de ella. El Smartlab, dispone de diferentes equipos reales y emulados, controlados por un SCADA (del inglés Supervisory Control and Data Acquisition) que permite definir y ejecutar diferentes escenarios. Para el presente estudio se han seleccionado dos armarios de emulación, la batería de segunda vida y dos elementos simulados desde el SCADA, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Esquema del Smartlab para la plataforma de flexibilidad



Los **armarios de emulación** están compuestos por dos convertidores AC/DC en configuración back-to-back que permiten un flujo bidireccional de la electricidad de hasta 4 kW. Cada armario contiene un controlador denominado Local Controller (LC), que son Raspberry Pi3. Los armarios pueden actuar como nodos de consumo o generación y emular perfiles de elementos como

paneles FV, baterías, viviendas etc. Para el presente trabajo, uno será utilizado como un panel FV y otro como un consumo eléctrico de una vivienda.

La **batería de segunda vida** pertenecía a un Renault Kangoo con 23 kWh de capacidad y tras su uso en el vehículo se emplea actualmente para el estudio de posibles aplicaciones de segunda vida (Canals Casals et al., 2019).

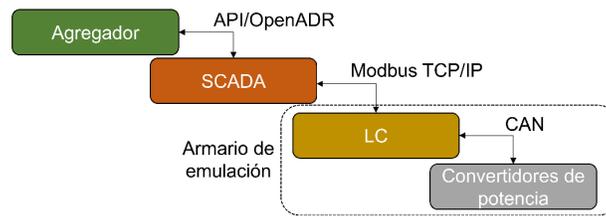
Desde el SCADA se han definido dos **elementos simulados**: una carga eléctrica genérica de una vivienda y un HVAC. La carga eléctrica está únicamente definida por el perfil introducido. El HVAC permite calcular la potencia (P) que es necesaria aportar a una zona térmica dependiendo de la consigna de temperatura establecida (T_{stp}), de la temperatura interior (T_i) y del rendimiento (COP) de la máquina. P es proporcional a la diferencia entre T_i y T_{stp} y se define de forma que siga una histéresis para evitar saltos bruscos de apagado a encendido y viceversa. Como el laboratorio no permite la emulación térmica, se ha modelizado una zona térmica a través de una red RC, que es un tipo de modelado caja-gris (Harb et al., 2016; Shamsi et al., 2017) De esta forma, se calcula la temperatura interior de la zona térmica dependiendo de las características definidas para la vivienda que son el área de las ventanas (A_w), la resistencia térmica de las paredes (R_a) e inercia del edificio (C_i). El modelo considera la radiación solar a través de las ventanas (P_s), la conducción de calor a través de las paredes hacia el ambiente con temperatura T_a y la potencia térmica del HVAC simulado. Este cálculo para un periodo Δt se define por la ecuación 1, donde c es un ruido introducido para aumentar la variabilidad.

$$T_i = T_{i_0} + \frac{T_{a_0} - T_{i_0}}{R_a C_i} \Delta t + \frac{A_w P_s}{C_i} \Delta t + \frac{COP P}{C_i} \Delta t + c \quad (1)$$

2.1. Comunicación con el agregador

El siguiente paso establece la comunicación entre Smartlab y agregador. La comunicación entre los diferentes elementos del Smartlab ocurre de forma jerárquica en diferentes niveles. En la parte inferior se sitúan los convertidores de potencia de cada elemento, que envían información de su estado a través del protocolo de comunicaciones CAN al nivel superior y reciben las consignas de potencia. En este segundo nivel, se encuentran los LC de cada armario y de la batería. Estos equipos se comunican con el SCADA a través de Modbus TCP/IP. Para la plataforma de flexibilidad, el sistema de control prioritario es el agregador, y por tanto se ha situado en el nivel superior al SCADA. De esta forma el agregador puede mandar consignas, que el SCADA traduce en señales para los elementos correspondientes. El SCADA también es el encargado de mandar los puntos de trabajo de los equipos constantemente al agregador, que sirven como entradas a sus algoritmos de cálculo de flexibilidad. La comunicación entre SCADA y agregador se realiza, en primera instancia, a través de la API del agregador. El protocolo de comunicación OpenADR (OpenADR, n.d.), de amplio interés en el sector de la gestión de la demanda, también se ha analizado, realizando una implementación básica del mismo, pendiente de mejora en futuros trabajos. El esquema de control adoptado se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Esquema de comunicación del Smartlab



2.2. Definición de los escenarios

Se han definido dos tipos de consumidores para estudiar el potencial de flexibilidad que pueden aportar a la red y analizar el impacto que dichas acciones tienen en su confort y coste energético. Para cada escenario primero se considera el caso base, en el que se analiza el comportamiento del consumidor durante 3 días consecutivos, sin que interaccione con el agregador. Posteriormente se considera el caso con agregador. Los perfiles de las condiciones meteorológicas y consumo eléctrico de la carga se han obtenido de datos reales de un edificio terciario y adaptados para representar un consumidor residencial.

El **Escenario 1** considera a un consumidor residencial que dispone de un HVAC de 1.5 kW y una carga de 1.5 kW que representa el resto de consumos de la vivienda. La zona térmica considerada está caracterizada por los parámetros mostrados en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de la vivienda residencial

Parámetro	Valor	Unidad
COP (HVAC)	3.5	-
Aw	4	m ²
Ri	5	°C/kWh
Ci	3	kWh/°C

En el caso base, el HVAC aporta la potencia necesaria para cumplir con el confort térmico del usuario durante el día (22°C). Durante la noche, la temperatura consigna se modifica para reducir el consumo del HVAC (24°C en verano y 19°C en invierno). En el caso con agregador, se consideran las mismas condiciones que el caso base, con la diferencia de que la potencia aportada por el HVAC puede ser modificada por el agregador, para reducir el consumo de electricidad. Para ello, el agregador en momentos de necesidad puede sobrescribir las consignas de temperatura, dentro del rango definido por el usuario de [-2°C, +2°C].

El **Escenario 2** se trata de un prosumidor que dispone de un panel FV de 4 kW, una batería de 5 kWh para almacenar energía y una carga de 3 kW. En el caso base, la batería se carga y descarga siguiendo un control que trata de maximizar el autoconsumo, de forma que si hay excedente fotovoltaico se emplea para cargar la batería y cuando la generación no es suficiente se descarga la batería. La operación de la batería se ha limitado entre 80% y 20% del estado de carga SoC (del inglés State of Charge). Además, con el objetivo de evitar que la batería permanezca en el mínimo SoC durante demasiado tiempo (más de 5h), se han definido cargas de seguridad que cargan la batería con electricidad importada de la red. En el caso con agregador

se consideran las mismas condiciones que el caso base, con la diferencia de que la potencia de carga o descarga de la batería puede ser modificada por el agregador para reducir la importación de electricidad o inyectar a red. Para ello, el agregador en momentos de necesidad puede sobrescribir la consigna de potencia de la batería. Este escenario se ha ejecutado para verano, empleando una porción de la batería del laboratorio y los dos emuladores (FV y carga).

La Tabla 2 muestra un resumen de los dos escenarios definidos con los elementos que contienen y los casos considerados para cada uno.

Tabla 2. Resumen de los escenarios

	Tipo	Elementos				Casos			
		PV	Batería	HVAC	Carga	Base Verano	Base Invierno	Agregador Verano	Agregador Invierno
Escenario 1	Simulado			1.5 kW	1.5 kW	X	X	X	X
Escenario 2	Emulado/Real	4 kW	5 kWh		3 kW	X		X	

2.2.1. Criterios para evaluar los escenarios

Para evaluar el impacto de las activaciones de flexibilidad establecidas por el agregador, se han considerado diferentes KPIs (del inglés Key Performance Indicator), extraídos de la literatura y de los habitualmente utilizados por el agregador (Minou et al., 2014; Nikoleta Andreadou, 2019).

- **KPI1:** Variación del consumo eléctrico. Mide la reducción o el incremento de la energía importada de la red durante los tres días del test. El KPI se calcula según la ecuación 2, donde EI es la energía importada.
- **KPI2:** Variación del coste eléctrico. Mide la variación del coste eléctrico durante los tres días del test. Se ha considerado una tarifa eléctrica según el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) con dos periodos de agosto o diciembre de 2020 para el escenario de verano e invierno respectivamente (ESIOS, 2020b). Para el prosumidor, el excedente se vende al precio obtenido por valores regulados (ESIOS, 2020a). El KPI se calcula según la ecuación 3, donde C es el coste eléctrico.
- **KPI3:** Reducción de la potencia. Mide el cambio en la potencia consumida durante los eventos definidos por el agregador. El KPI se calcula según la ecuación 4, donde P_{DR} es la potencia media durante los eventos de flexibilidad.
- **KPI4:** Efecto rebote. Cuantifica la energía adicional consumida después de una activación de flexibilidad. Este KPI, ecuación 5, compara la energía consumida la hora después de una activación (E_{rebote}) entre el caso base y con agregador.
- **KIP5:** Índice de fiabilidad. El KPI, ecuación 6, informa sobre si las activaciones se han recibido correctamente, midiendo el número de intervalos de media hora en los que la activación registrada es la enviada por el agregador.

- **KPI6:** Nivel de confort térmico (solo para el Escenario 1). Este KPI mide el número de intervalos de activaciones o periodos de rebote en los que la temperatura interior se sitúa fuera del rango de confort [19°C, 24°C]. El KPI se obtiene a través de la ecuación 7.
- **KPI7:** Variación del factor de autoconsumo (solo para el Escenario 2). Mide la variación del factor de autoconsumo (SC) entre el caso base y el caso con agregador, calculado según la ecuación 9 como el porcentaje de la carga que se cubre con el panel FV directamente o con la batería. El cálculo del KPI se realiza a través de la ecuación 8.

$$KPI1 = \frac{El_{agregador} - El_{base}}{El_{base}} * 100 \quad (2)$$

$$KPI2 = \frac{C_{agregador} - C_{base}}{C_{base}} * 100 \quad (3)$$

$$KPI3 = \frac{P_{DR,agregador} - P_{DR,base}}{P_{DR,base}} * 100 \quad (4)$$

$$KPI4 = \frac{E_{rebote,agregador} - E_{rebote,base}}{E_{rebote,base}} * 100 \quad (5)$$

$$KPI5 = \frac{\text{Intervalos con consigna correcta}}{\text{Número de intervalos}} * 100 \quad (6)$$

$$KPI6 = \frac{\text{Intervalos fuera de confort}_{agregador} - \text{Intervalos fuera de confort}_{base}}{\text{Intervalos fuera de confort}_{base}} \quad (7)$$

$$KPI7 = \frac{SC_{agregador} - SC_{base}}{SC_{base}} * 100 \quad (8)$$

$$SC = 1 - \frac{\text{Electricidad importada}}{\text{Electricidad consumida}} \quad (9)$$

3. Resultados

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de los escenarios 1 y 2 (para el consumidor residencial y el prosumidor respectivamente).

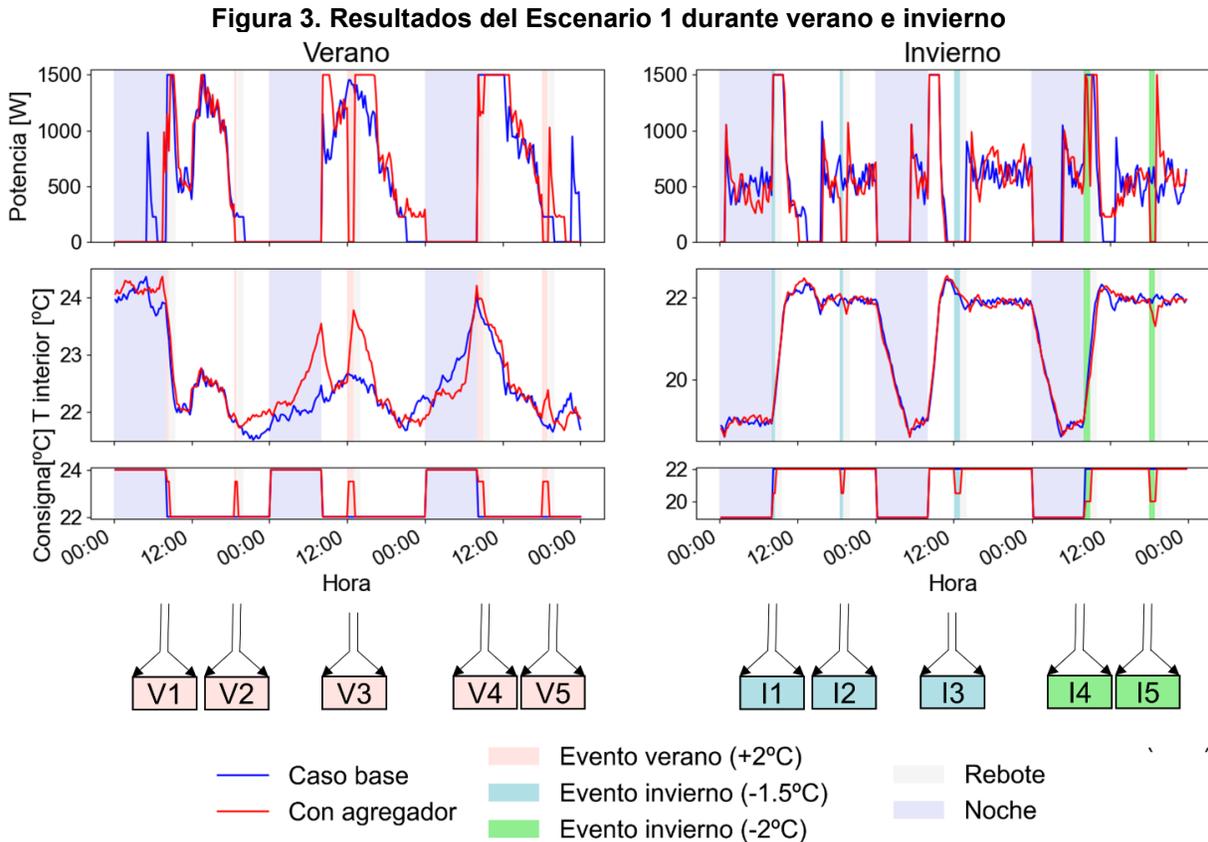
3.1. Resultados del Escenario 1 (residencial)

Tanto para los escenarios de verano como invierno, se han recibido 5 activaciones de flexibilidad (eventos V1-V5 en verano y I1-I5 en invierno), como se muestra en la Tabla 3. Dos de los eventos se han recibido a primera hora de la mañana, dos por la tarde y uno al mediodía. La duración de las activaciones es en algunos casos de media hora y en otros de una hora. En el escenario de verano, en todos los casos se ha modificado la consigna de temperatura 2°C por encima de la del caso base. En el caso de invierno, se han recibido activaciones de -1.5°C y de -2°C.

Tabla 3. Eventos enviados por el agregador para el Escenario 1

Periodo	Evento	Consigna	Día	Inicio	Duración
Verano	V1	23.5°C (+2°C)	1	08:00	30 min
	V2	23.5°C (+2°C)	1	18:30	30 min
	V3	23.5°C (+2°C)	2	12:00	1 h
	V4	23.5°C (+2°C)	3	08:00	1 h
	V5	23.5°C (+2°C)	3	18:00	1 h
Invierno	I1	20.5°C (-1.5°C)	1	08:00	30 min
	I2	20.5°C (-1.5°C)	1	18:30	30 min
	I3	20.5°C (-1.5°C)	2	12:00	1 h
	I4	20°C (-2°C)	3	08:00	1 h
	I5	20°C (-2°C)	3	18:00	1 h

La Figura 3 muestra la potencia consumida por el HVAC y la temperatura interior y de consigna de la vivienda. En los gráficos de la izquierda se muestran los resultados del verano y en los de la derecha los resultados del invierno. Las líneas azules corresponden al caso base, y las rojas al caso con agregador.



Para el caso del verano durante los eventos definidos por el agregador, el incremento en la consigna de temperatura genera una reducción del consumo del HVAC. Esta disminución es menos significativa durante los eventos que tienen lugar por la mañana (V1 y V4). Esto se debe a que la temperatura interior en las primeras horas de la mañana es mayor ya que el HVAC viene de la operación nocturna, con una consigna de 24°C. Por lo tanto, aunque el agregador defina una consigna de 23.5°C el HVAC se enciende a alta potencia para disminuir la temperatura interior. En el resto de eventos, el HVAC se apaga completamente. Es especialmente significativo el evento V3 donde en el caso base el HVAC trabajaba cercano a su potencia máxima, por lo que el efecto del agregador es notable. Respecto a la temperatura se puede observar como durante los eventos la temperatura incrementa. Una vez terminados los eventos, la temperatura tiende a alcanzar la del caso base relativamente rápido, en menos de 30 minutos, salvo para el evento V3, donde la modificación de la potencia es especialmente significativa.

En el caso del invierno, se ven dos eventos destacables, donde el consumidor no es capaz de aportar flexibilidad. En ambos casos el agregador ha realizado una mala previsión de la flexibilidad del cliente. Durante el evento I1 aunque la consigna enviada por el agregador es menor que el del caso base, el HVAC también se enciende a potencia máxima, por lo que no se modifica el consumo respecto al caso base. Esto ocurre porque al ser un evento a primera hora de la mañana, la temperatura interior es baja y la consigna definida por el agregador no es suficientemente baja como para apagar el HVAC. Durante el evento I3, el HVAC está apagado cuando se recibe el evento, por lo que no modifica su consumo.

Se observan otras diferencias en el consumo del HVAC entre los casos con y sin agregador debido al factor estocástico introducido en el modelo térmico de la vivienda, que genera diferencias en la temperatura.

Finalmente, el consumo después de cada evento se ve que aumenta, debido al efecto rebote. Cuando acaba un evento, la temperatura interior ha aumentado o disminuido para verano e invierno respectivamente, por lo que el consumo del HVAC es mayor.

3.2. Resultados del Escenario 2 (prosumidor)

En el caso del prosumidor, se han recibido 3 activaciones del agregador, una cada día de test. Las dos primeras han impuesto una consigna nula en la batería, evitando tanto que cargue como que descargue durante una hora. En la tercera activación, se ha forzado una descarga de 2 kW durante 30 minutos. El resumen de las activaciones se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Eventos enviados por el agregador para el Escenario 2

Evento	Consigna	Día	Inicio	Duración
1	0 W	1	18:30	1 h
2	0 W	2	14:00	1 h
3	-2000 W	3	20:00	30 min

La Figura 4 muestra en la parte superior el balance de potencia del caso base. En parte negativa del gráfico se puede observar qué fuente está proporcionando la potencia necesaria para abastecer la carga eléctrica o para cargar la batería. En el lado positivo del gráfico, además de la carga, se observan los momentos en los que se carga la batería y en los que se inyecta excedente de la generación del panel FV a la red. Los consumos más altos del caso base corresponden a las cargas de seguridad que tienen lugar los días 1 y 2. En estos periodos se carga la batería completamente con electricidad importada de la red.

Debido al agregador podemos observar cómo se han pospuesto las dos cargas de seguridad (eventos 1 y 2). El agregador al detectar el inicio de la carga y observar un aumento del consumo, ha mandado una consigna de 0 W a la batería para parar la carga. Una vez terminado el evento, se ha ejecutado la carga de seguridad. El evento 3, por otro lado, ha impuesto una descarga en la batería que se encontraba con un SoC del 60% aproximadamente. Como consecuencia, parte de la electricidad descargada se emplea para abastecer la carga y el resto se exporta a la red.

Para evaluar el impacto de las activaciones en el consumo de la red, la Figura 5 muestra la variación en exportación e importación de electricidad de la red. Valores positivos significan un aumento de la exportación o importación y negativos una disminución. Se observa cómo, además de los efectos de las activaciones, el efecto rebote tras los dos primeros eventos. En ambos casos está relacionado con la carga de seguridad que ocurre al finalizar el evento. Sin embargo, en el caso del evento 2 aparece un pico de consumo adicional. Esto se debe a que es necesario proporcionar potencia a la carga, que en el caso base se obtenía descargando la batería, pero en el caso con agregador, la batería está en modo carga de seguridad y por tanto no la proporciona hasta que finaliza la carga. De todas formas, debido a este hecho, la batería dispone de más capacidad para cubrir la carga en periodos posteriores, como se observa en el pico de disminución de la potencia importada durante la mañana del tercer día.

Figura 4. Balance de potencia base, potencia de la batería y SoC para el Escenario 2

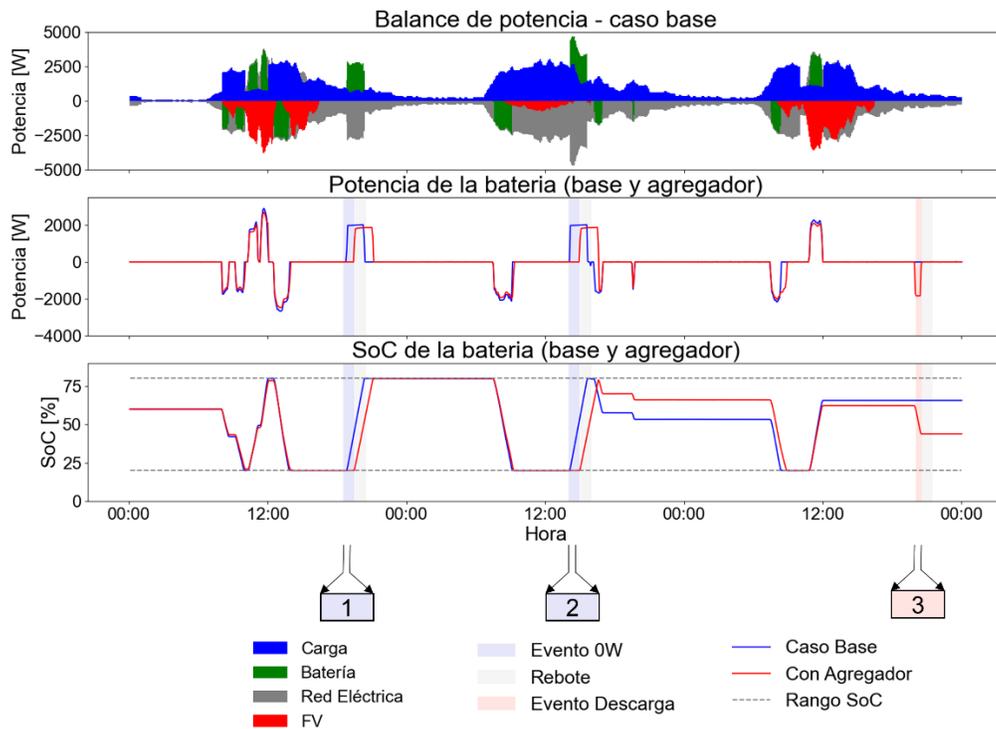
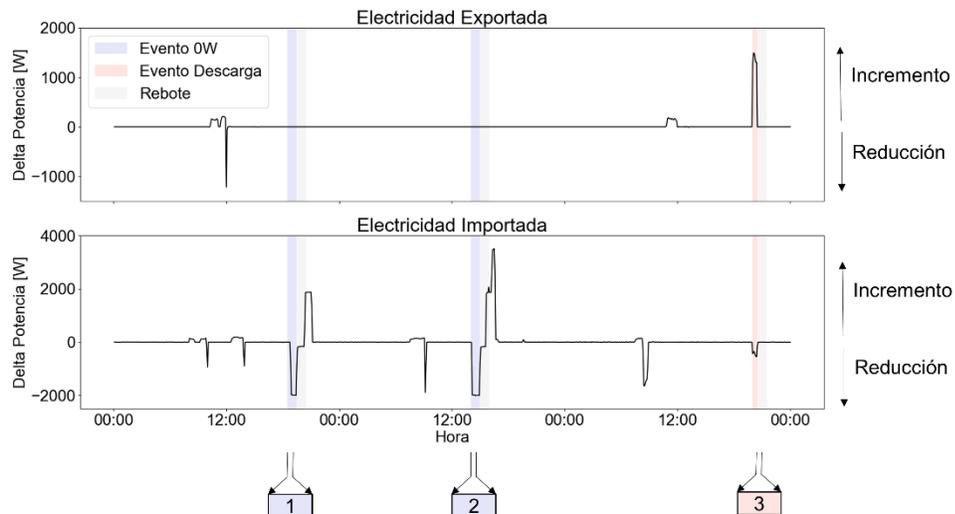


Figura 5. Variación del consumo y exportación de la red para el Escenario 2



4. Discusiones

La Tabla 5 muestra los KPIs de los escenarios desarrollados. El consumo no se ha reducido en todos los escenarios (KPI1 y 2), como se ve en el Escenario 1 en verano en el que aumenta en consumo energético un 2%. Este hecho se justifica entendiendo que el objetivo del agregador no es directamente reducir el consumo, si no modificarlo para que se adapte a las necesidades de la red, pudiendo penalizar en algunos casos el consumo total. Similarmente, el coste eléctrico no

es necesariamente más bajo debido al agregador. El cambio en el consumo, tanto en cantidad, como en periodo de tiempo, puede generar un aumento de costes que se ha de compensar mediante incentivos definidos por el agregador.

Tabla 5. KPIs obtenidos para los Escenarios 1 y 2

nº	KPI	Escenario 1		Escenario 2
		Verano	Invierno	
1	Variación del consumo eléctrico	+2.00%	-2.56%	-0.20%
2	Variación del coste eléctrico	+5.30%	-4.02%	0%
3	Reducción de la potencia	-32.53%	-28.05%	-50.73%
4	Efecto rebote	+12.92%	+15.78%	+17.82%
5	Índice de fiabilidad	100%	100%	100%
6	Nivel de confort térmico	0	0	-
7	Variación del factor de autoconsumo	-	-	+0.39%

Respecto a la eficacia de las activaciones, se han de observar los KPIs 3, 4 y 5. Se puede ver como la potencia consumida durante los periodos con activaciones (KPI3) se ha reducido considerablemente, hasta casi un 51% de media en el Escenario 2. Sin embargo, no hay que olvidar que, para el Escenario 1 en invierno, dos de las activaciones no han permitido aportar la flexibilidad esperada, debido a definiciones erróneas por parte del agregador. El efecto rebote medido por el KPI 4 muestra cómo el consumo tras una activación de flexibilidad ha aumentado de media alrededor de un 13-18%. Además, algo que no se muestra con el KPI 4, es que el impacto de las activaciones en el Escenario 2, han tenido una duración más larga de 30 minutos, llegando a ver diferencias en los consumos de red horas después de finalizar los eventos de flexibilidad, como se ha observado en la Figura 5. Respecto a la comunicación (KPI5) en ninguno de los tres escenarios se han recibido activaciones diferentes a las definidas por el agregador.

Finalmente, en ninguno de los periodos de activaciones o rebote se han obtenido temperaturas fuera del rango de confort térmico del usuario (KPI6), por lo que el agregador no ha puesto en peligro el confort del cliente. El factor de autoconsumo del prosumidor (KPI7), no ha experimentado cambios sustanciales y únicamente ha aumentado ligeramente, debido a la última activación recibida para la batería en la que se forzaba descargar a una potencia mayor, parte de la cual se empleaba en suministrar la carga de la vivienda.

5. Conclusiones

Este trabajo ha definido una plataforma para el ensayo de la flexibilidad de la demanda en un laboratorio de microrredes. Se han habilitado dos armarios emuladores, una batería de segunda vida y elementos simulados para su uso como parte de diferentes escenarios. El SCADA del

laboratorio se ha integrado con un agregador de demanda para permitir la comunicación de activaciones de flexibilidad a los diferentes elementos del laboratorio.

Como primer ensayo de la plataforma de flexibilidad del laboratorio, se han definido dos consumidores tipo: uno residencial (Escenario 1) y un prosumidor (Escenario 2). En el Escenario 1, el agregador ha modificado la temperatura consigna del HVAC para modificar el consumo. Durante ninguna de las activaciones recibidas o periodos de rebote, se han excedidos los límites de confort del usuario, por lo que se ha visto cómo el HVAC ha podido aportar flexibilidad al sistema sin afectar la comodidad del usuario. En el Escenario 2, se ha emulado un prosumidor con paneles FV y una batería de segunda vida. En este caso, el agregador ha modificado la potencia de la batería, tanto para reducir el consumo como para inyectar electricidad a la red en determinados momentos. La interacción con el agregador apenas ha modificado el factor de autoconsumo del consumidor. En ambos escenarios, se ha visto que el cambio en el coste energético no es siempre favorable para el consumidor, poniendo en relevancia la importancia de definir incentivos adecuados para garantizar la participación de usuarios en las acciones de flexibilidad.

Con este trabajo, se pretenden definir nuevos casos de uso en el laboratorio, con diferentes elementos, para obtener un mayor conocimiento experimental del impacto de las activaciones de flexibilidad. Este conocimiento, permitirá mejorar las estrategias del agregador antes de llevar los programas de flexibilidad a la vida real a gran escala.

Referencias

- Ayón, X., Gruber, J. K., Hayes, B. P., Usaola, J., & Prodanović, M. (2017). An optimal day-ahead load scheduling approach based on the flexibility of aggregate demands. *Applied Energy*, 198, 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.04.038>
- Bamboo Energy. (n.d.). *Bamboo Energy*. Bamboo Energy. Retrieved January 10, 2022, from <https://bamboenergy.tech/en/>
- Barbero, M., Corchero, C., Canals Casals, L., Igualada, L., & Heredia, F.-J. (2020). Critical evaluation of European balancing markets to enable the participation of Demand Aggregators. *Applied Energy*, 264, 114707. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114707>
- Canals Casals, L., Barbero, M., & Corchero, C. (2019). Reused second life batteries for aggregated demand response services. *Journal of Cleaner Production*, 212, 99–108. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.005>
- Cochran, J., Miller, M., Zinaman, O., Milligan, M., Arent, D., Palmintier, B., O'Malley, M., Mueller, S., Lannoye, E., Tuohy, A., Kujala, B., Sommer, M., Holttinen, H., Kiviluoma, J., & Soonee, S. K. (2014). *Flexibility in 21st Century Power Systems* (NREL/TP-6A20-61721, 1130630; p. NREL/TP-6A20-61721, 1130630). <https://doi.org/10.2172/1130630>
- ESIOS. (2020a). *Análisis | ESIOS Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)*. https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=17-07-2020T00%3A00&end_date=19-07-2020T23%3A50&compare_start_date=16-07-2020T00%3A00&groupby=hour.

- ESIOS. (2020b). *PVPC | ESIOS Término de facturación de energía activa del PVPC*.
<https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=17-07-2020>
- Harb, H., Boyanov, N., Hernandez, L., Streblov, R., & Müller, D. (2016). Development and validation of grey-box models for forecasting the thermal response of occupied buildings. *Energy and Buildings*, 117, 199–207. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.02.021>
- IEA-ETSAP & IRENA. (2015). *Renewable Energy Integration in Power Grids*. 36.
- IPCC. (2018). *Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C*.
- IRENA. (2020). *System Operation: Innovation Landscape*. International Renewable Energy Agency.
- Li, B., Shen, J., Wang, X., & Jiang, C. (2016). From controllable loads to generalized demand-side resources: A review on developments of demand-side resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 936–944. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.064>
- Minou, M., Thanos, G., Vasirani, M., Ganu, T., Jain, M., & Gylling, A. (2014). *Evaluating Demand Response Programs: Getting the Key Performance Indicators Right*. 6.
- Nikoleta Andreadou. (2019). *Performance Measurement & Verification methodology report*. Joint Research Centre, European Commission.
- Notton, G., Nivet, M.-L., Voyant, C., Paoli, C., Darras, C., Motte, F., & Fouilloy, A. (2018). Intermittent and stochastic character of renewable energy sources: Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 87, 96–105. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.007>
- OpenADR. (n.d.). Retrieved January 12, 2021, from <https://www.openadr.org/>
- Radenković, M., Bogdanović, Z., Despotović-Zrakić, M., Labus, A., & Lazarević, S. (2020). Assessing consumer readiness for participation in IoT-based demand response business models. *Technological Forecasting and Social Change*, 150, 119715. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2019.119715>
- Shamsi, M. H., O'Grady, W., Ali, U., & O'Donnell, J. (2017). A generalization approach for reduced order modelling of commercial buildings. *Energy Procedia*, 122, 901–906. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.401>
- Taddeo, P., Colet, A., Carrillo, R. E., Casals Canals, L., Schubnel, B., Stauffer, Y., Bellanco, I., Corchero Garcia, C., & Salom, J. (2020). Management and Activation of Energy Flexibility at Building and Market Level: A Residential Case Study. *Energies*, 13(5), 1188. <https://doi.org/10.3390/en13051188>
- Vrettos, E., Kara, E. C., MacDonald, J., Andersson, G., & Callaway, D. S. (2018). Experimental Demonstration of Frequency Regulation by Commercial Buildings—Part II: Results and Performance Evaluation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(4), 3224–3234. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2628893>

**Comunicación alineada con los
Objetivos de Desarrollo Sostenible**

