

Resumen

El autoconsumo basado en energía fotovoltaica proporciona numerosas ventajas para la transición energética, y permite una participación activa de la ciudadanía en el sistema eléctrico. En España, la reciente legislación ha eliminado las barreras que impedían su desarrollo. En este trabajo analizamos el papel del autoconsumo compartido en edificios de viviendas en España bajo el marco de la nueva legislación. Para ello analizamos instalaciones óptimas a nivel regional. Los resultados señalan que, bajo ciertas hipótesis conservadoras, el autoconsumo es viable en todo el territorio, y que permite cubrir en torno a un tercio del consumo eléctrico en edificios. Además, se ha identificado una baja relevancia de las baterías en los próximos años. Finalmente, se discuten otros aspectos mejorables de la actual legislación, como es la inclusión del término de pérdidas eléctricas evitadas en la remuneración por excedentes, y se aportan reflexiones sobre la interacción entre el autoconsumo y el diseño de los peajes de acceso para los consumidores.

Palabras clave: autoconsumo, transición energética, comunidad energética, edificios de viviendas, cambio climático.

Abstract

PV based self-consumption contributes to energy transition at different levels and allows an active participation of citizens in the electricity system. The legal framework of self-consumption in Spain was recently updated, removing regulatory barriers to the deployment of behind the meter PV. In this work, the case of collective self-consumption in residential buildings is analysed under the new regulation. To do so, optimal PV installations are calculated and compared for different regions in Spain. Results showed that self-consumption allows for economic savings together with solar penetrations of around 30 por 100. In addition, electricity storage is not expected to play a key role, at least in the short-term. Additionally, potential improvements to the new regulation are proposed, in particular the possibility of including the benefits of avoided transmission losses in the remuneration of PV surplus injected into the grid. Final remarks are provided regarding the interaction between self-consumption and the design electricity tariffs.

Keywords: self-consumption, energy transition, climate change, residential buildings, energy community.

JEL classification: O30, Q40, R00.

EL AUTOCONSUMO EN EDIFICIOS DE VIVIENDAS BAJO LA PERSPECTIVA DEL NUEVO MARCO LEGISLATIVO

Cristóbal GALLEGO-CASTILLO (*)

Marta VICTORIA (**)

Observatorio Crítico de la Energía

Miguel HELENO

Lawrence Berkeley National Laboratory

I. INTRODUCCIÓN

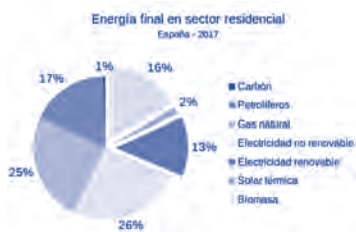
ES necesario que la ciudadanía tenga un papel clave en la lucha contra el cambio climático. La Unión Europea (UE) respalda esta idea en su paquete «Energía limpia para todos los europeos» al reconocer a los consumidores el derecho a generar, almacenar, consumir y vender su propia electricidad en condiciones justas (Directiva UE, 2018/2001). Este cambio de paradigma, que apela fundamentalmente al desarrollo de las comunidades de energías renovables y del autoconsumo basado en la generación fotovoltaica, conllevará aspectos muy positivos a varios niveles. Para empezar, a nivel ambiental, por la reducción de emisiones asociada al mayor uso de energías renovables. También a nivel técnico, ya que la generación local supone menores pérdidas en el transporte de electricidad y modera la necesidad de nuevas redes de transporte. Por otro lado, a nivel económico, el despliegue del autoconsumo supone la movilización de nuevos recursos financieros para la transición energética provenientes de la ciudadanía. Además, la energía fotovoltaica distribuida tiene asociadas mayores tasas de empleo por MW instalado que, por ejemplo, la energía fotovoltaica a gran escala (UKERC, 2014). Finalmente,

a nivel social, el autoconsumo favorece la redistribución de los beneficios de la generación eléctrica, a día de hoy capturados por un oligopolio.

Actualmente, los diferentes países de la UE se encuentran en el proceso de definir su propio marco legislativo nacional para el autoconsumo y las comunidades de energías renovables coherente con la estrategia europea. España, con la reciente publicación del Real Decreto 244/2019 (Real Decreto 244/2019, en adelante nombrado RD), terminó con el bloqueo *de facto* que mantenía sobre el autoconsumo. Dicho RD define, entre otros aspectos, las modalidades de autoconsumo, las condiciones económicas para estas instalaciones, en particular en lo referente a la retribución para el excedente de electricidad vertida a la red, y la posibilidad de realizar autoconsumo compartido.

Por otro lado, en lo que respecta al consumo de energía en el sector residencial, hay un amplio margen para aumentar la generación renovable y, por tanto, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a este sector que, en algunos casos como el uso de gas natural, empeoran la calidad del aire en las ciudades. Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la

GRÁFICO 1
DESGLOSE DEL CONSUMO DE
ENERGÍA FINAL POR FUENTES
EN EL SECTOR RESIDENCIAL
EN ESPAÑA EN 2017



Fuente: IDAE (<https://www.idae.es/estudios-informes-y-estadisticas>).

Energía (IDAE), en 2017, el sector residencial fue responsable del 18 por 100 del consumo de energía final. Dicho consumo residencial se desglosa por fuentes en el gráfico 1. Es relevante observar que el 69 por 100 tuvo origen no renovable. Por otro lado, solo el 39 por 100 del total corresponde a electricidad. En este escenario queda claro que el autoconsumo tiene un margen importante para aumentar el uso de energías renovables a nivel doméstico, más aún si se acompaña de una mayor electrificación en algunos consumos.

En este contexto, cabe preguntarse si, además de las ventajas antes mencionadas, el autoconsumo representa una opción rentable para el consumidor, una vez eliminadas ciertas barreras y bajo las condiciones del recién estrenado marco legislativo. En este artículo presentamos resultados de un análisis de instalaciones óptimas de autoconsumo en edificios de viviendas a nivel regional. Además, planteamos cuestiones que, o bien no han sido abordadas en el RD, o bien son, en nuestra opinión, mejorables, de cara a lograr un marco legal más justo para que la ciu-

dadanía pueda participar de un futuro sistema energético sostenible.

II. PRINCIPALES ASPECTOS DEL MARCO LEGAL DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Las instalaciones de autoconsumo son aquellas donde parte o toda la energía que se genera es utilizada en un punto de consumo cercano, siendo el ejemplo más característico la instalación de un conjunto de paneles fotovoltaicos en el tejado de una vivienda que suministran electricidad a la misma. Hasta abril de 2019, el desarrollo de estas instalaciones estuvo seriamente obstaculizado en España. En un primer momento por la ausencia de regulación y, más tarde, por la existencia de una normativa que desincentivaba las mismas al incluir medidas muy perjudiciales y contrarias a las normativas de autoconsumo que se aprobaban en otros países (Ramiro, González, Victoria y Castillo, 2016; IEA, 2016). Finalmente, la aprobación del Real Decreto 244/2019 instauró un marco legislativo razonable que permite el desarrollo de las instalaciones de autoconsumo.

El RD elimina el tristemente famoso impuesto al sol, es decir, la generación de los paneles fotovoltaicos cuya energía es consumida instantáneamente en la vivienda, sin pasar por la red eléctrica, queda exenta de cualquier imposición. Además, establece la retribución de la energía que la instalación vierta a la red y permite esquemas de autoconsumo compartido.

La actual normativa especifica dos modalidades de insta-

laciones de autoconsumo: sin y con excedentes. Las primeras son aquellas que no vierten a la red su exceso de generación, por lo que desde el punto de vista del resto del sistema se pueden considerar meros consumidores. Dentro de las instalaciones con excedentes, existen dos tipos: las no acogidas a compensación y las acogidas a compensación. Las instalaciones con potencia superior a 100 kW deberán ser obligatoriamente del primer tipo y vender su electricidad en el mercado mayorista. Aquí nos centraremos en describir la norma aplicable a las instalaciones del segundo tipo, es decir, con excedentes y acogidas a compensación. Se incluyen en este tipo tanto instalaciones domésticas con una potencia de unos pocos kilovatios, como aquellas que suministran electricidad a pequeños negocios o naves industriales.

Estos autoconsumidores deben importar de la red la electricidad que consuman en los momentos donde la generación de los paneles no sea suficiente para cubrir la demanda, pagando por ello el precio que hayan acordado con su comercializadora o el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) si disponen de un contrato con un comercializadora de referencia. Por otro lado, la electricidad que la instalación de autoconsumo exporte a la red eléctrica les será retribuida a un precio horario variable que depende del precio del mercado mayorista, como se detalla más adelante. La compañía comercializadora será la encargada de facturar al autoconsumidor el importe neto resultante. El balance se realizará con periodicidad mensual y no podrá ser negativo, es decir, si la retribución por la energía ex-

portada a la red es mayor que el coste de la energía importada, el balance será cero y el autoconsumidor estará *de facto* regalando el exceso a la red.

La normativa actual permite que varios consumidores que estén próximos (1), por ejemplo, vecinos de un mismo edificio, compartan una misma instalación de generación. En este caso, los consumidores deberán indicar unos coeficientes, fijos en el tiempo, que determinarán cómo se reparten entre ellos la electricidad generada por la instalación. Por último, es también reseñable que la nueva normativa establece que, para todas las modalidades de autoconsumo, el consumidor y propietario de la instalación podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes.

III. ANÁLISIS REGIONAL DE INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO EN EDIFICIOS DE VIVIENDAS

En esta sección presentamos los resultados de un estudio del autoconsumo en España a nivel regional. Para ello se considera el caso de una instalación compartida para el edificio medio de cada comunidad autónoma, y se obtiene la instalación óptima desde el punto de vista de la rentabilidad económica. El primer apartado presenta brevemente el funcionamiento de la herramienta informática empleada (*DER-CAM*). En el segundo se detallan las bases de datos empleadas para determinar el recurso solar en cada región, el precio de la electricidad, la estimación de edificios medios, etc. Finalmente, en el tercer apartado se presentan los resultados, y se acompañan de algunas reflexiones.

1. La herramienta DER-CAM

DER-CAM (Distributed Energy Resources Customer Adoption Model) es una herramienta desarrollada por el Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley (LBNL) para la planificación económica de recursos distribuidos a nivel de consumidor y de microrredes. Cuenta con una amplia difusión a nivel internacional y ha sido empleada en numerosos estudios científicos (Stadler *et al.*, 2014; Armendáriz *et al.*, 2017).

A partir de una serie de datos específicos de un proyecto (curso solar, perfiles de demanda eléctrica, precio horario de la electricidad, etc.), *DER-CAM* calcula qué recursos distribuidos (paneles fotovoltaicos, baterías, etc.) y en qué cantidad son necesarios para minimizar el coste del consumidor a lo largo de la vida útil del proyecto. En el proceso de optimización se tienen en cuenta numerosos parámetros técnicos y económicos, tales como costes de inversión, operación y mantenimiento, eficiencias eléctricas, etc. Además, *DER-CAM* admite la posibilidad de incluir restricciones relativas a cuestiones de política energética (como el período de tiempo empleado para calcular balances entre la electricidad excedentaria y la consumida de la red). Debido a las diferentes vidas útiles de los elementos empleados (un panel dura varias veces más que una batería), el coste minimizado en el problema es el coste anual equivalente (CAE), obtenido para una tasa de descuento anual prefijada. Es decir, el CAE representa el coste anualizado de la energía para el consumidor teniendo en cuenta inversiones y costes de operación y mantenimiento a lo

largo de toda la vida útil de la instalación.

2. Bases de datos empleadas

Con el objetivo de aplicar la herramienta *DER-CAM* al caso del autoconsumo en edificios de viviendas en España, se han empleado las siguientes bases de datos:

- *Censos de Población y Viviendas 2011* (2) del Instituto Nacional de Estadística. Se han empleado para caracterizar los edificios medios de viviendas de cada comunidad autónoma. En concreto, se han obtenido los siguientes parámetros:
 - Número medio de viviendas por edificio.
 - Superficie media de tejado por edificio.
- Perfiles finales de consumo de electricidad horario, publicados por Red Eléctrica de España (REE) (3). Estos perfiles se emplean cada año en la liquidación de la energía a consumidores que no disponen de contador horario, y, por tanto, representan la mejor estimación del consumo horario para las diferentes tarifas eléctricas. En concreto, se han empleado los perfiles de 2018 relativos a las tarifas 2.0 y 2.1:
 - Sin discriminación horaria (A).
 - Con discriminación horaria de dos períodos (DHA).
 - Con discriminación horaria de tres períodos (DHS).

- Precios horarios de la electricidad en 2018 para consumidores PVPC, publicados por REE (4).
- Datos sobre consumidores eléctricos publicados por la CNMC (2018) y de consumo del sector residencial en España publicados por el IDAE. Se han empleado para obtener:
 - Una estimación del consumo eléctrico medio por hogar para cada comunidad autónoma.
 - Una estimación a nivel nacional de la proporción de consumo eléctrico correspondiente a clientes con tarifa A (74,74 por 100), DHA (25,19 por 100) y DHS (0,07 por 100).
- Perfiles de recurso solar para cada comunidad autónoma, obtenidos a partir de la base de datos de irradiación de reanálisis CFSR (*Climate Forecast System Reanalysis*) con resolución espacial de 40x40 km y resolución temporal horaria.

En el cuadro n.º 1 se muestran los datos de los edificios medios de viviendas y la estimación del consumo eléctrico medio por hogar para cada comunidad autónoma. En el mapa 1 se muestra el recurso solar de cada comunidad autónoma expresado como factor de capacidad fotovoltaico promediado a partir de treinta y ocho años de reanálisis.

3. Resultados regionales

El uso combinado de *DER-CAM* y de las bases de datos anteriormente descritas permite obtener las características y la viabilidad de una instalación de autoconsumo comunitaria óptima para

CUADRO N.º 1

DATOS DE LOS EDIFICIOS MEDIOS DE VIVIENDAS Y LA ESTIMACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO MEDIO POR HOGAR PARA CADA COMUNIDAD AUTÓNOMA

REGIÓN	SUPERFICIE DE TERRAZA (M ²)	HOGARES POR EDIFICIO	CONSUMO ELÉCTRICO ANUAL (kWh)
MEDIA NACIONAL	112,9	2,7	3.487
Madrid	167,8	5,3	2.933
Cataluña	120,2	3,4	4.074
Andalucía	102,8	2,2	3.030
Galicia	98,8	2,1	4.208
Valencia	131,2	3,1	2.756
Castilla y León	92,6	2,0	3.246
Castilla-La Mancha	116,2	1,6	3.080
País Vasco	162,6	6,8	5.080
Islas Canarias	119,5	2,4	2.889
Murcia	153,7	2,1	3.425
Aragón	132,6	2,7	4.551
Islas Baleares	114,3	2,4	3.203
Extremadura	128,1	1,6	2.938
Asturias	193,6	3,3	5.637
Navarra	128,0	2,7	5.332
Cantabria	197,0	3,2	3.922
La Rioja	151,0	3,2	3.279

Fuente: Elaboración propia.

MAPA 1

RECURSO SOLAR DE CADA COMUNIDAD AUTÓNOMA EXPRESADO COMO FACTOR DE CAPACIDAD FOTOVOLTAICO PROMEDIADO A PARTIR DE 38 AÑOS DE DATOS DE REANÁLISIS



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de reanálisis CFSR (*Climate Forecast System Reanalysis*).

CUADRO N.º 2

**RESULTADOS PARA EL CASO DE REFERENCIA: PRECIO PV = 2.000 EUROS/KW,
SIN COMPENSACIÓN POR EXCEDENTES**

REGIÓN	POTENCIA PV POR HOGAR (KW) ¹	TECHO OCUPADO EN EDIFICIO (%) ²	AHORRO EN COSTE ANUALIZADO (%)	ENERGÍA SOLAR (SOBRE CONSUMO) (%)
MEDIA NACIONAL	0,79	18,6	5,4	31,3
Madrid	0,62	19,4	8,7	32,0
Cataluña	0,90	25,1	7,1	31,7
Andalucía	0,65	13,9	7,2	32,9
Galicia	0,98	21,0	2,7	29,1
Valencia	0,61	14,3	7,4	33,0
Castilla y León	0,71	15,1	4,5	30,7
Castilla-La Mancha	0,66	9,2	5,2	32,3
País Vasco	1,19	49,7	2,0	26,5
Islas Canarias	0,59	12,1	8,7	33,1
Murcia	0,74	9,9	7,3	33,2
Aragón	0,99	20,0	7,5	31,7
Islas Baleares	0,70	14,4	5,2	30,9
Extremadura	0,63	7,7	5,0	32,4
Asturias	1,35	22,7	2,3	28,0
Navarra	1,22	25,8	4,5	29,7
Cantabria	0,92	14,7	0,8	26,7
La Rioja	0,74	15,8	5,0	30,3

Notas: ¹En esta columna se indica la potencia de la instalación dividida por el número de hogares en el edificio. Dado que el número de hogares del edificio medio cambia en cada comunidad, la ratio mostrada es más informativa que la potencia total de la instalación.

²El techo ocupado sí es de la instalación completa, no de la parte correspondiente a un hogar.

Fuente: Elaboración propia.

el edificio medio de cada comunidad autónoma. Como caso de referencia se ha asumido la modalidad de autoconsumo no acogida a compensación de excedentes, un coste de inversión en paneles de 2.000 euros/kW, en baterías de 500 euros/kWh, un coste despreciable de operación y mantenimiento, una vida útil de veinte años para los paneles (lo que representa un valor muy conservador, ya que pueden durar entre veinticinco y treinta años) y de ocho años para las baterías, un coste fijo de 500 euros para aquellos elementos de la instalación que no dependen del tamaño de la

misma, como el contador o el cableado, un factor de ocupación de los paneles de 10 m² de tejado por kW instalado y una tasa de descuento anual del 2 por 100. Esta tasa se ha fijado considerando la vida útil de la instalación y la rentabilidad de la deuda española, actualmente del 1,85 por 100 a quince años y del 2,7 por 100 a treinta años. Los resultados obtenidos se muestran en el cuadro n.º 2.

Se observa que, desde el punto de vista únicamente de la rentabilidad para los consumidores, las instalaciones de autoconsumo compartido tienen sentido

en todo el territorio, ya que, en caso contrario, se obtendría que lo óptimo es no instalar paneles. La penetración de la energía solar en el consumo eléctrico es de aproximadamente el 30 por 100, y el coste anualizado de la energía se reduce entre el 4,5 por 100 y el 8,7 por 100, según la comunidad, a excepción de las regiones con menor recurso solar (Galicia, País Vasco, Asturias y Cantabria), donde los ahorros son inferiores al 3 por 100.

El tamaño de la instalación necesaria en cada caso implica ocupar un porcentaje de techo del edificio que no supera el 25 por 100 (salvo en el caso del País Vasco), lo que indica que, para un edificio promedio, sería relativamente factible evitar las pérdidas por sombreado y asegurar la compatibilidad con otros usos de la terraza (como la presencia de antenas o ascensores).

Es interesante observar que para las regiones con menor recurso solar anteriormente mencionadas los porcentajes de penetración solar obtenidos (entre el 26 por 100 y el 29 por 100) son muy próximos a la media nacional. Esto significa que incluso en estas comunidades el autoconsumo puede jugar un papel relevante en la consecución de otros objetivos, tales como el aumento de la penetración renovable en la matriz energética (y la consiguiente reducción de emisiones), el fomento de la generación eléctrica local (cuyos beneficios económicos por reducción de pérdidas en la red de transporte o sociales no están integrados en el algoritmo empleado) o el afloramiento de nuevos recursos financieros para la transición provenientes de la ciudadanía. Por tanto, y con el objetivo de capturar los mencio-

nados beneficios, la implementación de medidas locales para el incentivo del autoconsumo puede tener sentido en aquellas regiones donde la rentabilidad económica para el consumidor no fuera suficiente para incentivar su instalación. Un ejemplo de medida sería la concesión de créditos blandos. Este tipo de medidas puede además alinearse con la consecución de otros objetivos prioritarios, como la lucha contra la pobreza energética (5), orientando los créditos no solo a las regiones con menor recurso solar, sino también a las familias de todo el territorio que se encuentran en riesgo de pobreza energética. De esta manera, se lograría un mayor efecto combinado de beneficios del autoconsumo.

Por último, remarcamos que en ningún caso las baterías formaron parte de la instalación óptima, al resultar demasiado caras para el beneficio que aportarían. En el apartado siguiente se analiza con detalle este fenómeno.

IV. PRECIOS UMBRAL DE PANELES Y BATERÍAS PARA VIABILIZAR EL AUTOCONSUMO EN EDIFICIOS

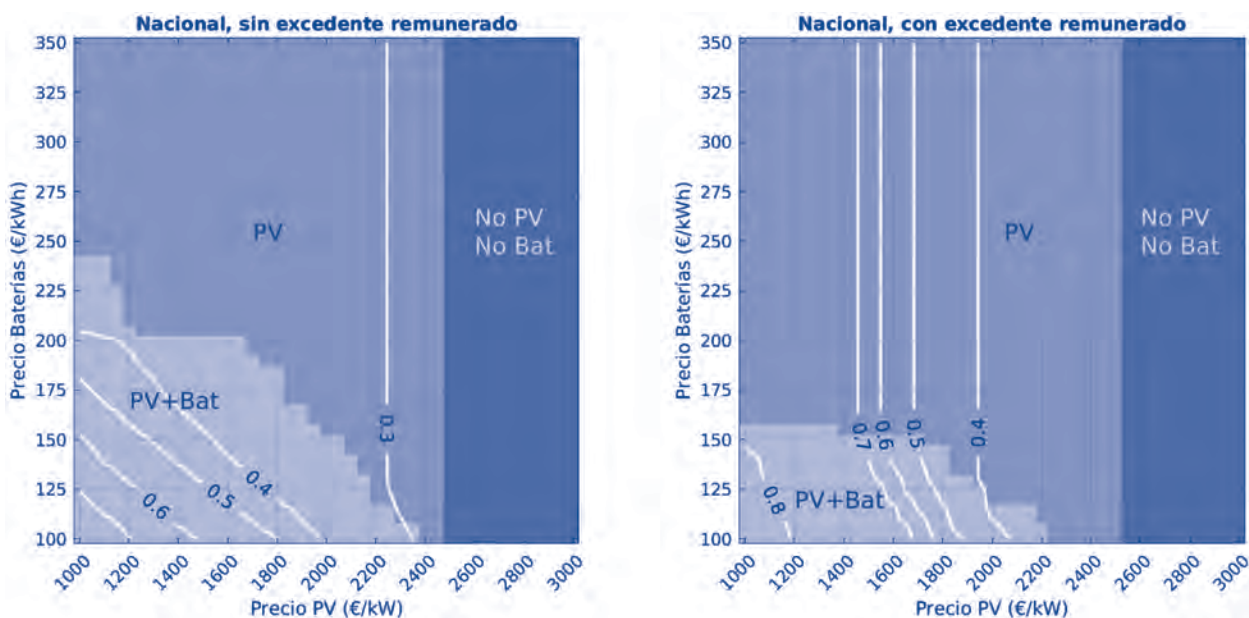
En esta sección se realiza un análisis de sensibilidad sobre dos parámetros: el coste económico de los paneles fotovoltaicos y de las baterías. Como resultado del análisis se obtienen los precios frontera a partir de los cuales una instalación de autoconsumo es rentable para los consumido-

res, y si la configuración óptima debe incluir o no baterías.

Los resultados se muestran en el gráfico 2 para el caso del edificio medio nacional. A la izquierda se muestra el caso de instalaciones sin compensación por excedentes, y a la derecha el caso de compensación de los excedentes según el marco actual. Además, se han representado mediante curvas de nivel la fracción de penetración solar sobre consumo alcanzado en cada caso (cada combinación de precios de panel y de batería tiene asociada una instalación óptima, con una potencia instalada asociada y por tanto con una penetración renovable concreta).

Como se aprecia en el gráfico 2, el precio frontera a partir

GRÁFICO 2
CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN ÓPTIMA PARA EL EDIFICIO MEDIO NACIONAL EN FUNCIÓN DEL PRECIO DEL PANEL FOTOVOLTAICO Y DE LA BATERÍA. LOS COLORES INDICAN PARA QUÉ COMBINACIONES DE PRECIOS LA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO ÓPTIMA INCLUYE PANELES Y BATERÍAS (AZUL CLARO), SOLAMENTE PANELES (AZUL MEDIO) O NO ES RENTABLE (AZUL OSCURO). LAS CURVAS DE NIVEL INDICAN LA FRACCIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO CUBIERTO POR AUTOCONSUMO



Fuente: Elaboración propia.

del cual la instalación de autoconsumo no conlleva un ahorro directo a los consumidores oscila en torno a los 2.500 euros/kW. Este valor varía según la comunidad autónoma considerada entre 2.100 euros/kW (Cantabria) y 2.900 euros/kW (Madrid e Islas Canarias). El descenso del coste de la fotovoltaica ha sido tal en los últimos años que los precios de mercado de las instalaciones se encuentran por debajo de este intervalo.

Para el caso de las baterías la situación es más desfavorable, ya que se requieren precios en torno a los 150–200 euros/kWh para que la instalación óptima las incluya. Estos valores están alejados de su precio actual, pero podrían alcanzarse en la próxima década (Schmidt *et al.*, 2017). Este umbral de precio tan bajo indica que las baterías aportan poco valor añadido a la instalación. Esto puede deberse a que, con los datos empleados de 2018, el excedente solar se produce en horas (mediodía) en las que la electricidad es típicamente más cara en el mercado. Para el caso «sin excedente remunerado», esto significa que el excedente acumulado se destinaría a consumos en horas posteriores (tarde o noche) en las que la electricidad es más barata, por lo que el coste de la batería debe ser bajo para que resulte más rentable que tomar electricidad de la red. Por otro lado, para el caso de «excedente remunerado», en realidad resultaría más rentable venderla (ya que la remuneración está relacionada con el precio de mercado, que es elevado en el momento de generar el excedente) que invertir en baterías para acumularla para su posterior uso o venta en horas de precio barato.

Sin embargo, este bajo valor añadido de las baterías en una instalación de autoconsumo podría aumentar en un escenario en el que la fotovoltaica pasase a ser una fuente de generación principal a nivel nacional, invirtiendo la situación actual de precios caros durante el día y bajos durante la noche. En este sentido, cabe puntualizar que este estudio no ha considerado el impacto del autoconsumo o del despliegue masivo de la fotovoltaica en los precios del mercado, lo cual es aceptable para al menos los próximos años (pero no cuando la potencia fotovoltaica total instalada en el sistema eléctrico sea muy elevada). En cualquier caso, la conclusión es que no se espera que las baterías jueguen un papel relevante en las instalaciones de autoconsumo en los próximos años, al menos hasta que las baterías experimenten un descenso de precio considerable y/o que el diferencial de precios entre el día y la noche en el mercado de electricidad se invierta o, al menos, se reduzca.

Finalmente, cabe mencionar que el análisis realizado no contempla el papel que podrían jugar las baterías desde el punto de vista de la gestión del sistema eléctrico, por ejemplo, para moderar los gradientes de demanda que se observarían en la puesta de sol en un caso de alta penetración fotovoltaica. La valorización económica de estos servicios (lo que significa el desarrollo de la figura del agregador de demanda u otras medidas de gestión de la demanda) podría dar una nueva perspectiva al papel de las baterías en las comunidades energéticas.

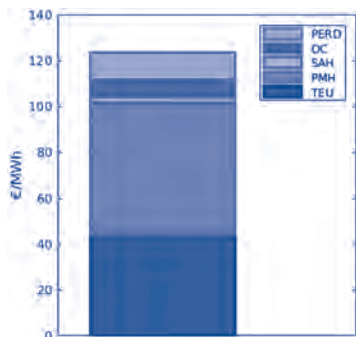
V. UNA PROPUESTA SOBRE EL VALOR DE LA ENERGÍA EXCEDENTARIA

Como ya se ha mencionado, el reciente marco legislativo del autoconsumo permite una modalidad para la cual la energía excedentaria vertida a red es remunerada. El mecanismo de compensación consiste en restar el valor económico de la energía vertida al valor económico de la energía consumida en un determinado período tarifario (que no debe ser superior a un mes). Esta diferencia no puede ser negativa en ningún caso.

Una característica importante de este mecanismo es que el precio al que se valora el kWh tomado de la red y el kWh vertido es diferente, siendo el segundo menor que el primero. El RD define con precisión los valores a usar para el caso de clientes acogidos al PVPC. Por otro lado, para aquellos que optasen por un contrato con una comercializadora del libre mercado los dos precios (el de la energía tomada y de la vertida a red) han de acordarse bilateralmente. Sin embargo, en la práctica, cabe esperar que lo definido para los autoconsumidores con un contrato PVPC actúe como referencia para las comercializadoras del mercado libre, de modo que lo definido en el RD sería *de facto* un marco para todos los autoconsumidores.

A continuación, para contextualizar los diferentes precios empleados para valorar la energía tomada y vertida a la red, se incluye un breve desglose del precio de la electricidad. Se observará que el precio empleado para valorar el excedente no incluye el coste de las pérdidas asociadas al transporte y distri-

GRÁFICO 3
COMPONENTES DEL PRECIO
DE LA ELECTRICIDAD EN 2018



Nota: Consultar descripción en la sección V.

Fuente: https://www.esios.ree.es/es/descargas?date_type=datos&start_date=01-01-2018&end_date=31-12-2018

bución de la electricidad. Por ello, posteriormente se planteará una propuesta para valorar las pérdidas evitadas y se simulará su impacto en la rentabilidad de una instalación de autoconsumo.

El gráfico 3 muestra el desglose del precio PVPC en sus componentes para el caso de la tarifa 2.0 A (promedio de valores horarios para el año 2018) (6). El PVPC tiene dos componentes: el término de energía de los peajes de acceso (TEU, según la nomenclatura empleada en REE (7), y representada por el bloque con borde azul oscuro en el gráfico) y el precio de producción (TCU, compuesto por todos los bloques con azul medio):

$$\text{PVPC} = \text{TEU} + \text{TCU}$$

El TCU se divide en el coste de producción (CP, formado por tres bloques azules medio-oscuro) y el coste asociado a pérdidas (PERD, bloque azul claro):

$$\text{TCU} = \text{CP} + \text{PERD}$$

Los tres bloques azules medio-oscuro del coste de producción corresponden a PMH (mercados diario e intradiario), SAH (servicios de ajuste) y OC (otros costes).

$$\text{CP} = \text{PMH} + \text{SAH} + \text{OC}$$

Por otro lado, las pérdidas PERD se calculan como un porcentaje de CP. Este porcentaje era fijo e igual al 14 por 100 (Sancha, 2014), pero con la introducción del PVPC pasó a depender de la hora. En promedio, para 2018 y la tarifa 2.0A, este porcentaje fue de 17,6 por 100.

Volviendo al mecanismo del RD, para definir la compensación por energía excedentaria, la energía tomada de la red por el autoconsumidor se valora económicamente empleando el TCU (el conjunto de bloques con borde azul oscuro del gráfico 4). El valor medio del TCU en 2018 fue de 79,3 euros/MWh. Por otro lado, la energía excedentaria vertida a la red por el autoconsumidor se valora económicamente empleando el PMH (el mayor de los tres bloques azules medio-oscuro del gráfico 3). Su valor medio en 2018 fue de 57,2 euros/MWh. Esto significa que, en promedio, por cada kWh excedentario vertido, el autoconsumidor puede tomar de la red solamente 0,72 kWh.

El hecho de que el valor de la energía vertida por un autoconsumidor no incluya el coste de las pérdidas es un aspecto bastante discutible. En la práctica (y mientras el autoconsumo no alcance una penetración muy elevada), la energía vertida por un autoconsumidor será típicamente consumida por otro consumidor cercano, reduciendo la

necesidad de generación lejana y sus consecuentes pérdidas. Por tanto, el autoconsumo tiene el potencial de reducir las pérdidas del sistema, y puesto que la inversión que permite este beneficio la realiza el autoconsumidor, es este el que debe recibir el valor económico de las pérdidas evitadas. Sin embargo, con lo definido por el RD, la beneficiaria resultaría ser la comercializadora, ya que es esta la responsable del balance de energía. Esto significa que si en una determinada hora la cartera de clientes de una comercializadora consume 100 MWh y los clientes con autoconsumo de dicha comercializadora vieran 10 MWh de excedentes, la comercializadora solo tomaría 90 MWh en el mercado eléctrico, pero al facturar a sus clientes lo haría por un total 100 MWh. Lo cobrado por los 10 MWh de diferencia sería empleado en compensar el excedente, pero como dicho excedente se valora con un precio que no incluye la componente de pérdidas, el valor económico de estas pérdidas quedaría en la comercializadora.

Por tanto, pensamos que la actual legislación debería modificarse para que las compensaciones por energía excedentaria sean más justas, mediante la inclusión del valor económico de las pérdidas ahorradas en la compensación. Esto eliminaría un perjuicio que la ley actual impone al autoconsumo.

A continuación, se plantea un análisis para evaluar el impacto de esta propuesta. En este análisis se comparan los resultados obtenidos al optimizar una instalación de autoconsumo considerando tres modalidades de compensación de excedentes:

- Sin remuneración a los excedentes (modalidad «sin excedentes»).
- Con remuneración de excedentes (modalidad «con excedentes acogidos a compensación»).
- Con remuneración de excedentes, incluyendo el valor económico de las pérdidas (PERD).

El gráfico 4 muestra la penetración solar sobre el consumo y el porcentaje de ahorro del coste anualizado de la energía debidos a la instalación óptima de autoconsumo, en función de las tres políticas de remuneración y para algunas comunidades autónomas representativas y la media nacional.

Se observa que la compensación del excedente, tal como se plantea en el RD, tiene un doble beneficio comparado con el caso de excedente no remunerado, ya que aumenta sensiblemente tanto el ahorro como la penetración solar; para el caso del edificio medio nacional, el ahorro aumenta en +0,7 puntos porcentuales, y la penetración solar en +7,4 puntos porcentuales.

Por otro lado, también se observa que la propuesta planteada de incluir el valor de las pérdidas en la compensación tendría un impacto notable, ya que se producen aumentos de +1 y +11,8 puntos porcentuales respectivamente con respecto al caso de «sin compensación».

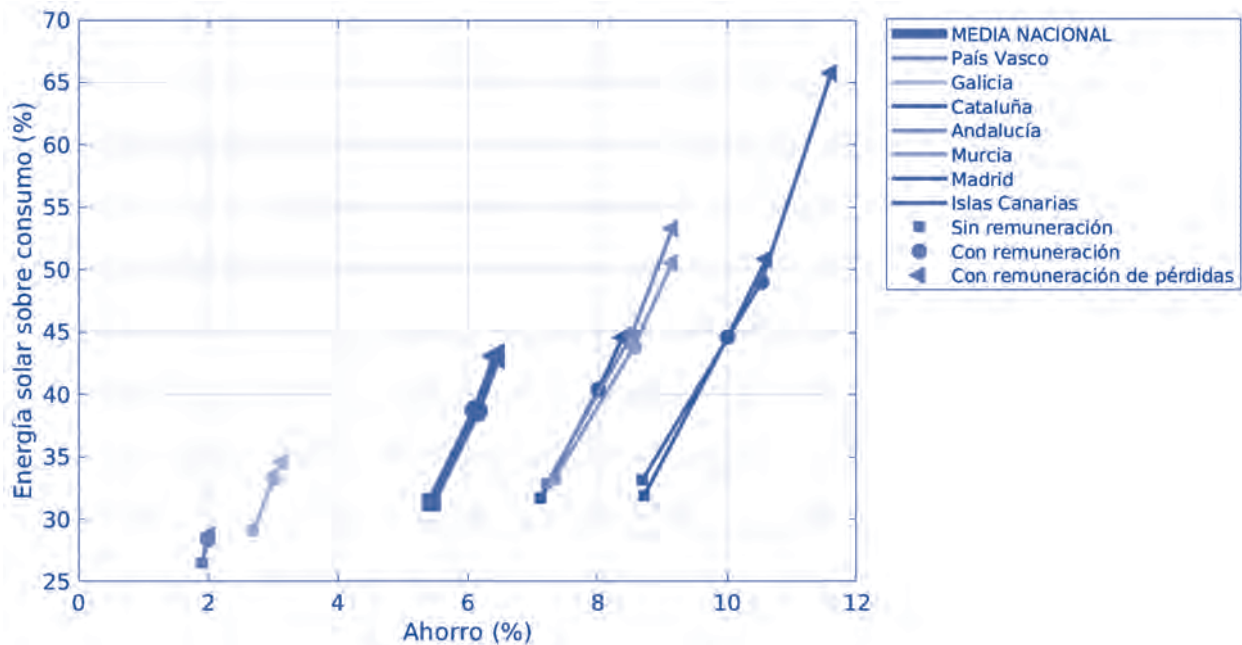
ción», esto es, en torno a un 60 por 100 más que con el esquema de compensación actual. El gráfico también muestra que el impacto de la propuesta varía según el recurso solar, siendo las comunidades con mayor recurso aquellas en las que se obtendría un mayor beneficio porcentual.

VI. OTROS ASPECTOS PARA UN MEJOR MARCO REGULADORIO DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Además de lo mencionado en los apartados anteriores, hay varios aspectos mejorables en el marco legal actual del autoconsumo que queremos poner sobre la mesa.

GRÁFICO 4

PORCENTAJE DE ENERGÍA SOLAR SOBRE CONSUMO Y PORCENTAJE DE AHORRO SOBRE COSTE ANUALIZADO DE LA ENERGÍA, EN FUNCIÓN DE LAS TRES MODALIDADES DE REMUNERACIÓN DE EXCEDENTES



Notas: Resultados para un coste de la fotovoltaica de 2.000 euros/kW.

Los cuadrados corresponden a instalaciones sin remuneración a los excedentes, los círculos a instalaciones con remuneración de excedentes, y los triángulos a instalaciones con remuneración de excedentes incluyendo el valor económico de las pérdidas. Las comunidades autónomas indicadas en la leyenda (de arriba abajo) aparecen en el gráfico de izquierda a derecha. La media nacional aparece en línea más gruesa.

Fuente: Elaboración propia.

– *La propiedad de la instalación*

En el pasado, en un sistema eléctrico que contaba con grandes plantas de generación, eran necesarias inversiones de tal magnitud que solo grandes compañías o el propio Estado podían hacer frente a ellas. Este aspecto está en el origen de la formación de los actuales oligopolios eléctricos. La baja competencia favorece que estas compañías puedan recibir unos beneficios notablemente superiores a los que obtendrían en una situación de competencia real, a costa de los elevados precios de la electricidad que soportan los consumidores finales. Las energías renovables, y en particular el autoconsumo con paneles fotovoltaicos, gracias a su carácter distribuido, suponen un cambio de paradigma, permitiendo la entrada de otros actores como pequeñas empresas, cooperativas y ciudadanos en el sistema eléctrico. De hecho, la irrupción de las renovables en otros países como Dinamarca o Alemania se ha traducido en una mayor distribución de la propiedad de la generación. Por ejemplo, en Alemania el 47 por 100 de la potencia renovable está en manos de ciudadanos, cooperativas y pequeños consumidores (Ramiro, González, Victoria y Castillo, 2016; IEA, 2016). En estos momentos, una vez que la energía solar fotovoltaica ha alcanzado un precio muy competitivo con otras tecnologías, resulta ilusorio pensar que las grandes empresas eléctricas no intentarán aprovechar su posición dominante para extender también su control a la fotovoltaica. Es por ello por lo que la regulación del autoconsumo debe incluir los mecanismos adecuados para garantizar el acceso de nuevos actores a estos sistemas, estableciendo procedimientos que incentiven de forma activa

la participación de la ciudadanía. Simultáneamente, la normativa debería desincentivar que las empresas del oligopolio eléctrico extiendan su capacidad de influencia también a esta tecnología.

Sorprendentemente, una de las modificaciones incluidas en el RD tiene una orientación contraria a este objetivo. La actual normativa ha levantado el veto existente que impedía que los operadores dominantes del sector eléctrico actuasen como representantes de las instalaciones de producción con tecnología renovable, es decir, aquellas acogidas a la modalidad de autoconsumo con excedentes sin compensación. En nuestra opinión, esta medida no está destinada a favorecer una mayor participación de nuevos actores en el sistema eléctrico.

– *Flexibilidad para las comunidades energéticas*

La Directiva europea de energías renovables establece que los Estados miembros deben garantizar que los consumidores domésticos pueden participar en comunidades ciudadanas de energías renovables manteniendo sus derechos y obligaciones como consumidores finales y bajo condiciones que no sean discriminatorias (Directiva UE, 2018). Las instalaciones de autoconsumo compartido suponen una concreción práctica de estas comunidades energéticas. En nuestra opinión, es probable que, tras décadas en las que los consumidores han tenido un papel pasivo en el sistema eléctrico, la organización entre vecinos y pequeños comercios para formar estas comunidades no se generalice de forma espontánea, por lo que las autoridades locales deberían jugar un

papel importante en impulsar y facilitar estas dinámicas. Por otro lado, existen algunas modificaciones a la normativa vigente que permitirían una mayor flexibilidad a la hora de implantar instalaciones de autoconsumo. Una de ellas tiene que ver con permitir coeficientes de reparto dinámicos de la energía solar autogenerada, en lugar de fijos en el tiempo. Esto permitiría que, por ejemplo, en una instalación de autoconsumo compartida entre una vivienda en un edificio y un bajo comercial, la primera se atribuyese la energía generada principalmente por la tarde y en fin de semana, mientras que la segunda lo haría principalmente en horario comercial. Así se lograría una mayor flexibilidad a la hora de implantar instalaciones compartidas.

– *Flexibilidad en el balance de energía*

El período límite de un mes para realizar el balance entre la energía exportada e importada de la red merece también cierta reflexión. Aumentar este período a un año permitiría que la baja generación en invierno compensase la mayor producción en verano, lo cual haría más atractiva la inversión para los autoconsumidores, tanto individuales como colectivos.

– *El impacto de la tasa de descuento*

Las instalaciones de autoconsumo requieren que la inversión se realice en el primer año de la instalación, mientras que los ingresos que obtiene el autoconsumidor, es decir el ahorro en sus facturas de electricidad, se obtienen en años posteriores. Como consecuencia, la tasa de descuento asumida para una

instalación, en nuestro caso el 2 por 100, puede tener un impacto muy significativo en el ahorro sobre el coste anualizado. En algunos casos, el impacto de la tasa de descuento puede ser similar al que se deriva de tener un mayor o menor recurso solar por la región donde se encuentre la instalación. Una lectura directa de este resultado es que las medidas regulatorias que incentiven una reducción en la tasa de descuento aplicable, bien mediante la oferta de créditos blandos con bajo interés o bien mediante el mantenimiento de un marco regulatorio estable que reduzca el riesgo asociado a estas instalaciones, se traducen directamente en una menor incertidumbre a la hora de realizar inversiones en instalaciones de autoconsumo.

- *Crítica a la política de peajes con discriminación horaria. Su efecto en el autoconsumo y guías para reformularla*

Actualmente todos los consumidores tienen la opción de acogerse a tarifas con discriminación horaria. El caso más común es el de la tarifa de dos períodos (DHA), en la que el término de energía de los peajes de acceso (lo que pagamos en la factura para cubrir los costes regulados del sistema) es de unos 62 euros/MWh en período punta (diez horas al día en torno al mediodía) y 2 euros/MWh en período valle (el resto de las horas del día). Con ello se consigue una señal económica de 60 euros/MWh para que los consumidores trasladen su consumo hacia la noche, haciendo más uniforme la demanda a lo largo del día y facilitando la gestión técnica del sistema eléctrico. Esta señal, diseñada como herramienta de política energética, es más poderosa que la que logra por sí solo

el mercado de electricidad (en 2018, por ejemplo, la diferencia entre el precio de mercado en el momento más caro y más barato en un día solo alcanzó los 60 euros/MWh en dos ocasiones, y su valor medio a lo largo del año fue de tan solo 18 euros/MWh). Sin embargo, la definición de los períodos punta y valle se queda obsoleta en un contexto de integración de energías renovables en el sistema, como ya ha sucedido en California (8). Por ejemplo, la integración de grandes cantidades de energía solar se facilitaría si los consumidores trasladasen su consumo precisamente a las horas de mayor recurso solar, para lo cual se precisaría una señal opuesta a la obtenida con la tarifa actual de discriminación horaria. Esta contradicción afecta especialmente a los autoconsumidores incluso antes de que la energía solar alcance cotas elevadas de penetración a nivel país, ya que, como hemos visto en la sección II, la penetración solar para una instalación óptima en España es aproximadamente del 30 por 100. Por tanto, de cara a facilitar la penetración de renovables y el despliegue del autoconsumo, es necesario repensar las tarifas de discriminación horaria, de modo que estas incentiven el traslado del consumo no a los momentos del día donde dicho consumo es menor (típicamente la noche), sino a las horas en las que la diferencia entre el consumo y la generación renovable (conocida como hueco térmico) fuese mayor. Es previsible que estas horas varíen con cada estación y con el *mix* renovable instalado (por ejemplo, si la potencia instalada eólica predomina sobre la solar o viceversa). Pero se trataría de una herramienta de política energética flexible, predecible para los consumidores (al con-

trario que el precio del mercado eléctrico) y eficaz para facilitar un sistema eléctrico con alta penetración renovable.

VII. UN ÚLTIMO APUNTE SOBRE EL AUTOCONSUMO Y LOS PEAJES DE ACCESO

Una de las críticas que ha recibido el autoconsumo es su efecto en la recaudación de peajes de acceso, destinados a cubrir los gastos regulados del sistema eléctrico (Robinson, 2019). El motivo es que el autoconsumidor no paga el término de energía de los peajes de la electricidad que autoconsume, aunque cabe recordar que sí contribuye con la parte de los peajes que dependen de la potencia contratada. Dado que los costes regulados del sistema son unos determinados (y además estos varían poco con la electricidad consumida por todos los españoles), la consecuente reducción de ingresos debida al autoconsumo haría necesaria una subida de los peajes, lo que aumentaría el coste sobre todo para los no autoconsumidores. Este argumento se lleva a veces al extremo argumentando que si el autoconsumo solo pueden permitírselo las clases altas, entonces su efecto es regresivo y perjudicial para las clases bajas, ya que los primeros estarían evitando un coste que trasladarían a los segundos. Así, según apuntan los defensores de esta crítica, la solución pasaría por que los peajes que pagamos los consumidores sean principalmente por potencia contratada, no por energía consumida, de modo que se convierta en un pago esencialmente fijo, al margen de la electricidad que cada uno toma de la red.

Lo cierto es que esta medida tendría graves consecuencias sobre la eficiencia, es incoherente con otras medidas de política energética y pone en peligro la contribución de la ciudadanía en la transición energética. Si los peajes se trasladasen a los consumidores independientemente de su consumo eléctrico, nos aproximaríamos a una especie de tarifa plana, en la que consumir más o menos electricidad afectaría poco al importe de la factura. Esto, además de incentivar el derroche, haría que dejasen de ser rentables en muchos casos no solo el autoconsumo, sino cualquier medida de eficiencia energética (mejorar el aislamiento de la vivienda, comprarse electrodomésticos más eficientes, etc.).

Resulta interesante preguntarse qué crítica han recibido en el pasado aquellos que se han comprado bombillas más eficientes, y que al reducir su consumo eléctrico han reducido su contribución por peajes a los costes del sistema eléctrico. O qué críticas han recibido aquellos que, teniendo más facilidad para pasar su consumo a la noche, han seleccionado una tarifa con discriminación horaria, reduciendo formidablemente lo que pagan por peajes (como se ha dicho en el apartado anterior, con un diferencial de nada menos que 60 euros/MWh entre horas punta y valle). Sin embargo, ante la posibilidad del despliegue masivo del autoconsumo, que implicaría una redistribución de los beneficios de la generación eléctrica, este argumento se ha enarbolado hasta el punto de usarse para justificar el conocido impuesto al sol, recientemente eliminado.

También cabe plantearse si, además de centrarnos en la re-

caudación por peajes para sufragar los costes del sistema, deberíamos también reflexionar sobre cómo se definen esos costes regulados del sistema, y explorar la posibilidad de ajustarlos si se identifican actividades sobrerremuneradas. La CNMC ha tanteado recientemente esta posibilidad en el sector de la electricidad y del gas, provocando una fuerte reacción de las empresas que reciben estos pagos regulados (9).

En nuestra opinión, las señales que reciben los consumidores deben ser claras y deben ir en la dirección correcta. Aumentar el término fijo de la factura y aplazarla va en el sentido opuesto al deseado. El sistema debe premiar a aquellos que invierten sus recursos en aumentar la eficiencia y la generación renovable. Estas señales no deben atenuarse en favor de otros supuestos económicos teóricos que priorizan que si los costes del sistema son prácticamente fijos, la manera de trasladarlos a los consumidores también debe serlo. Por último, si existiesen evidencias de que aquellos que pueden llevar a cabo estas acciones (invertir en autoconsumo, electrodomésticos eficientes, rehabilitación de la vivienda, acogerse a una tarifa con discriminación horaria) fueran exclusivamente las clases más pudientes, entonces el problema sería de otra naturaleza (económico-social, no del sistema eléctrico), y deberían activarse los mecanismos fiscales necesarios para garantizar a todos el acceso a aquellas herramientas que necesitamos para la transición energética.

VIII. CONCLUSIONES

En este artículo hemos querido analizar el papel que puede

jugar el autoconsumo en los edificios de viviendas en España bajo las novedades introducidas por el reciente marco legislativo. Para ello, se han obtenido instalaciones de autoconsumo optimizadas desde el punto de vista de la rentabilidad económica del consumidor, a nivel regional y para el caso de edificios medios. Los resultados muestran que el autoconsumo es viable en todo el territorio, y que las instalaciones optimizadas proporcionan una cobertura de alrededor del 30 por 100 del consumo eléctrico, permitiendo rebajas en el coste de la energía para el consumidor en el entorno del 4,5 por 100 y el 8,7 por 100 (salvo en la cornisa cantábrica, donde el ahorro es positivo pero inferior al 3 por 100). Por otro lado, no parece que las baterías vayan a jugar un papel importante hasta que no se observen reducciones importantes del coste de almacenamiento y/o cambios en el diferencial del precio de la electricidad entre el día y la noche. Se han identificado algunos puntos discutibles de la actual legislación que se han acompañado de propuestas, especialmente el que tiene que ver con el mecanismo de compensación de excedentes, que actualmente excluye el valor de las pérdidas eléctricas evitadas, pero también otros aspectos como la propiedad de la instalación o posibles maneras de aumentar la flexibilidad para favorecer las comunidades energéticas. Finalmente, se ha discutido la interacción entre autoconsumo y el diseño de los peajes de acceso, argumentando que las palancas para la transición energética, es decir la eficiencia y el despliegue de renovables, deben primar a la hora de definir las señales que resultan del diseño de dichos peajes.

NOTAS

(*) Otra afiliación: Universidad Politécnica de Madrid.

(**) Aarhus University.

(1) La condición de proximidad se define en el Real Decreto 244/2019 como que la instalación de generación y el consumidor estén conectados a la misma red interior o por una red directa, que ambos estén conectadas a una misma red de baja tensión derivada del mismo centro de transformación, que la distancia entre ambos sea inferior a 500 m, o que ambos compartan la misma referencia catastral según los primeros 14 dígitos.

(2) https://www.ine.es/censos2011_datos/cen11_datos_resultados.htm

(3) <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema/medidas-electricas>

(4) https://www.esios.ree.es/es/descargas?date_type=datos&start_date=01-01-2018&end_date=31-12-2018

(5) Según el Observatorio Europeo de la Pobreza Energética (<https://www.energypoverty.eu/>) en España en 2018 más del 9 por 100 no pudo mantener su vivienda a una temperatura adecuada.

(6) https://www.esios.ree.es/es/descargas?date_type=datos&start_date=01-01-2018&end_date=31-12-2018

(7) https://www.esios.ree.es/es/descargas?date_type=datos&start_date=01-01-2018&end_date=31-12-2018

(8) <https://news.energysage.com/sce-tou-rates/>

(9) https://www.elconfidencial.com/economia/2019-10-31/cnmc-reducir-mitad-hacha-zo-final-redes-gas_2307072/

BIBLIOGRAFÍA

ARMENDÁRIZ, M. *et al.* (2017). Coordinated microgrid investment and planning

process considering the system operator. *Applied Energy*, 200, pp. 132-140.

CNMC, COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (2018). Acuerdo por el que se remite a la dirección general de política energética y minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2019. Expediente n.º INF/DE/097/18. Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/2249706_2.pdf

DIRECTIVA (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (Art. 22). Versión refundida. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

IDAE. Consumos del Sector Residencial en España. Resumen de Información Básica. Disponible en: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Documentacion_Basica_Residencial_Unido_c93da537.pdf

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2016). Review and Analysis of PV self-consumption policies. *Informe técnico*, 2016. Disponible en: http://www.iea-pvps.org/index.php?id=382&elD=dam_frontend_push&docID=3102

RAMIRO, I., GONZÁLEZ, A., VICTORIA, M. y CASTILLO, M. (2016). Un autoconsumo que democratice el sistema eléctrico, Lecciones aprendidas de la experiencia internacional. Observatorio Crítico de la Energía. *Informe técnico*, 2016. Disponible en: <https://>

observatoriocriticodelaenergia.org/?p=2398

REAL DECRETO 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, n.º 83, Madrid, 6 de abril de 2019. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-5089>

ROBINSON, D. (2019). Prices Behind the Meter: efficient economic signals to support decarbonization. *The Oxford Institute for Energy Studies*, 2019. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/11/Prices-Behind-the-Meter-Insight-61.pdf?v=79cba1185463>

SANCHA GONZALO, J. L. (2014). Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). *Cuadernos de Energía*, 43, pp. 68-76.

SCHMIDT, O. *et al.* (2017). The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nature Energy*, 2, pp. 17110.

STADLER, M. *et al.* (2014). Optimizing Distributed Energy Resources and building retrofits with the strategic DER-CAModel. *Applied Energy*, 132, pp. 557-567.

UKERC (2014). Low carbon jobs: The evidence for net job creation from policy support for energy efficiency and renewable energy. *Informe técnico*. Disponible en: <http://www.ukerc.ac.uk/publications/low-carbon-jobs-the-evidence-for-net-job-creation-from-policy-support-for-energy-efficiency-and-renewable-energy.html>